

В. А. БУНЧУК

ТРАНСПОРТ  
И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ,  
НЕФТЕПРОДУКТОВ  
И ГАЗА

Допущено  
Управлением руководящих кадров  
и учебных заведений  
Министерства газовой промышленности  
в качестве учебника для средних  
специальных учебных заведений  
газовой и нефтяной промышленности



НЕДРА «МОСКВА» 1977

Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М., «Недра», 1977, 366 с.

В книге изложен комплекс вопросов по устройству и оборудованию магистральных нефтегазопроводов, нефтебаз и газохранилищ.

Освещены современные методы эксплуатации насосно-компрессорного оборудования, резервуаров, трубопроводов, сливно-наливных устройств и приведены примеры их расчета. В книге содержатся данные о технических средствах снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения, а также характеристики технологических установок и подсобных сооружений.

Книга предназначена для студентов техникумов при обучении по специальности «Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа». Книга может быть использована при курсовом и дипломном проектировании, а также при подготовке и повышении квалификации механиков, монтажников и среднего технического персонала нефтегазопроводов, нефтебаз и газохранилищ.

Табл. 61, ил. 165, список лит. — 28 назв.

Развитие народного хозяйства в современных условиях связано со значительным ростом потребления нефти, нефтепродуктов и газа.

Промышленность, транспорт и сельское хозяйство потребляют свыше 200 сортов нефтепродуктов в виде горючего и смазочных масел. Таз используется на электростанциях, в металлургии и в других областях — как наиболее совершенный и дешевый вид топлива; природный газ, кроме того, является наилучшим сырьем для химической промышленности.

С каждым годом повышается роль нефти и газа в топливном балансе страны, что видно из следующей таблицы.

Бесперебойная работа всех отраслей народного хозяйства зависит от своевременной и качественной поставки нефти, нефтепродуктов и газа. Процесс доставки и распределения осуществляется системой транспорта и хранения, включающей трубопроводный, водный, железнодорожный и автомобильный транспорт, а также широкой сетью нефтебаз, газохранилищ, бензо-газораздаточных станций, размещенных по всей территории страны. Особенное развитие получает трубопроводный транспорт, связывающий места добычи и переработки нефти и газа с потребителями. Большое влияние оказывает увеличение объема добычи нефти на нозых нефтяных месторождениях Казахстана, Башкирии, Татарии, в Куйбышевской, Оренбургской, Волгоградской, Тюменской и других областях и газа на газовых месторождениях в Туркмении, Узбекистане, в Западной Сибири, в Средней Азии, в Урало-Волжском районе.

Резко возрастают грузопотоки нефти из месторождений Урала, Поволжья и Западной Сибири на нефтеперерабатывающие заводы

Таблица

Роль отдельных видов топлива в топливном балансе СССР (в %)

Топливо	Годы				
	1950	1960	1970	1975	1980 (примерно)
Уголь	66,1	53,9	36,1	29,5	27,2
Природный газ <sup>1</sup>	2,3	7,9	18,9	21,8	25,6
Нефть	17,4	30,5	40,4	44,2	45,0
Торф	4,8	2,9	1,7	1,1	0,9
Сланцы	0,4	0,7	0,7	0,7	0,6
Дрова	9,0	4,1	2,2	1,4	0,7

<sup>1</sup> В том числе попутный газ.

восточных и северо-западных районов страны (Куйбышевский, Уфимский, Омский, Полоцкий, Горьковский, Рязанский и другие заводы), а также в соседние социалистические страны. Одновременно нефтепродукты с этих заводов в больших количествах транспортируются на Восток и в европейскую часть СССР.

Газ мощными потоками направляется из районов Тюменской области, Средней Азии и Северного Кавказа в центр страны и на Урал, а также для снабжения Украины, Белоруссии и на экспорт в западные страны. К 1976 г. (к началу десятой пятилетки) в системе транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов имелось около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и более 6000 нефтебаз и автозаправочных станций. Общая протяженность магистральных газопроводов превысила 100 тыс. км.

В дореволюционной России развитие нефтяной промышленности и транспорта было связано только с развитием Бакинского нефтяного района. В 1913 г. 80% нефтепродуктов вывозилось из Баку морем и лишь 20% по Закавказской железной дороге.

Водные пути, порты и оборудование были плохо приспособлены для транспорта и перекачки нефтяных грузов.

Железнодорожный транспорт также был плохо приспособлен. Объем перевозок не превышал 5 млн. т в год.

Трубопроводный транспорт в дореволюционной России имел весьма ограниченное применение. Действовало всего лишь три магистральных трубопровода диаметром 200 мм (Баку — Батуми, Махачкала — Грозный и Туха — Екатеринбург протяженностью соответственно 883, 162 и 102 км).

После национализации нефтяной промышленности Советским государством началось ее планомерное восстановление и развитие.

В результате реализация нефтепродуктов в СССР в 1928 г. составила около 7 млн. т, а к 1940 г. она уже возросла более чем в 3 раза и достигла около 25 млн. т. Расширение сферы применения нефтепродуктов в эти годы привело к увеличению их перевозок по железной дороге. Совершенствовался трубопроводный транспорт, а также нефтеналивной морской и речной флот. Стали применять морские и речные нефтеналивные баржи грузоподъемностью 10—12 тыс. т.  
\*\*\* В период Великой Отечественной войны вследствие трудности транспортировки нефтепродуктов в обход временно оккупированных районов были сооружены нефтепровод Астрахань — Саратов и подводный бензопровод через Ладожское озеро, проложенный параллельно ледовой трассе, которая вошла в историю под названием «Дорога жизни». Этот бензопровод в 1942 г. сыграл важную роль при подготовке боевых операций по прорыву блокады Ленинграда и служил единственным источником обеспечения горючим войск Ленинградского фронта и осадленного Ленинграда.

\*\*\*\* В послевоенный период в связи с общим развитием народного хозяйства страны, всех отраслей промышленности, сельского хозяйства и резкого увеличения автомобильного парка значительно увеличилось и потребление нефтепродуктов.

Восстановлены, реконструированы и вновь сооружаются нефтебазы, автозаправочные станции, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. Сеть нефтепроводов и нефтепродуктопроводов соединяет Урал, Сибирь и Центр страны.

Для удовлетворения быстро растущих нужд промышленности и городского хозяйства в природном газе в Советском Союзе созданы и действуют кольцевые системы магистральных газопроводов: Центральная, Кавказская, Среднеазиатская, Уральская; строятся и проектируются другие кольцевые системы; получает широкое развитие строительство газопроводных ответвлений (отводов от магистральных газопроводов), кустовых баз сжиженного газа и сети газораспределительных и газораздаточных станций.

Сооружаются крупные подземные газохранилища. Резко увеличивается мощность насосно-компрессорного оборудования. Внедряются совершенные методы механизации и автоматизации процессами хранения и транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.

Широко применяется эффективная технология перекачки нефти и нефтепродуктов «из насоса в насос», при которой не требуется строить резервуары на промежуточных насосных станциях. Освоены методы последовательной перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу, перекачка вязких продуктов с подогревом. Внедрены в эксплуатацию эффективные средства сокращения потерь нефти, нефтепродуктов и газа.

Развиваются прогрессивные методы снабжения потребителей нефтепродуктами путем централизованных и транзитных поставок.

Успехи в проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазопроводов, газохранилищ и нефтебаз достигнуты усилиями рабочих и инженерно-технических работников нефтегазовой и смежных отраслей промышленности.

Велика роль ученых в деле развития техники транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа. Большой вклад внесли научно-исследовательские, проектные и учебные институты (ВНИИГаз, Союзгазпроект, ВНИПИТрансгаз, ВНИИПромгаз, ВНИИСТ, Гипротрубопровод, Южгипронефтепровод, Гипротранснефть, ВНИИСПТ-нефть, ВНИИКАНефтегаз, СКВ Транснефтьавтоматика, ЦНИИЛ Главнефтеснаба РСФСР, МИНХиГП, УфНИ и др.).

Важной задачей в дальнейшем является создание мощной системы трубопроводов для перекачки нефти и газа из Западной Сибири в европейскую часть и в восточные районы страны, развитие сети нефтепродуктопроводов, высокомеханизированных нефтебаз, газохранилищ, в том числе крупных подземных газохранилищ вблизи промышленных центров\*. В связи с этим первостепенное значение приобретают повышение эффективности сооружений и рост производительности труда. Должны найти дальнейшее внедрение новые технические решения, а также комплекс средств механизации и

\* В районах Москвы и Ленинграда, на Украине, в республиках Советской Прибалтики и Закавказья.

автоматизации производственных процессов в сочетании с более широким применением высокопроизводительного оборудования.

В решении новых задач, стоящих перед нефтяной и газовой промышленностью, в дальнейшем важную роль должна сыграть наука об эффективных методах транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

При составлении учебника преследовалась цель приобретения студентами необходимых знаний по осуществлению эффективных технологических режимов работы установок и сооружений магистральных нефтегазопроводов, газохранилищ и нефтебаз, а также необходимых практических навыков в проведении гидравлических, тепловых и других расчетов основных параметров оборудования и трубопроводных систем. С этой целью основные разделы учебника дополнены примерами, иллюстрирующими применение методов расчета и расчетных формул.

Все расчеты выполнены в Международной системе единиц физических величин (СИ). Для удобства в некоторых таблицах применены двойные колонки, а в графиках — двойные шкалы, отвечающие старым и новым измерениям. Соотношения единиц СИ с другими единицами измерения приведены в приложении.

Книга охватывает весьма широкий круг вопросов по изучаемой специальности и в таком объеме, соответственно программе, выпускается впервые. Поэтому все критические замечания и советы по дальнейшему улучшению учебника будут приняты автором с благодарностью.

## ЧАСТЬ I

# ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

### ГЛАВА I

#### ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В современных условиях нефть и нефтепродукты являются массовыми грузами, в связи с чем вся система транспорта призвана обеспечивать бесперебойную доставку их на нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы и с заводов или с месторождений до потребителей в минимальные сроки, наиболее дешевым способом, без порчи их в пути и с наименьшими потерями.

К основным видам транспорта нефти и нефтепродуктов относятся: железнодорожный, водный, трубопроводный и автомобильный.

В отдельных случаях нефтепродукты доставляются потребителям авиатранспортом, например: для срочной переброски горючего в небольших количествах или в малодоступные места, при невозможности или затруднении использовать другие виды транспорта.

Каждый из указанных видов транспорта используется в зависимости от развития соответствующих транспортных путей, от объема перевозок, характера нефтегрузов и от расположения нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз и основных потребителей. При этом во всех случаях выбора вида транспорта преследуется цель при минимальных затратах сократить сроки доставки и полностью исключить нерациональные перевозки.

Важную роль играет наличие в данном районе других видов транспорта и сравнительные технико-экономические показатели их по капитальным вложениям в развитие транспортных средств, по затратам металла, топлива и других материалов.

Об объеме нефтяных перевозок различными видами транспорта, характеризующих динамику их развития по годам, можно судить по следующим данным табл. 1.1.

Перспективными планами развития народного хозяйства намечается значительно увеличить грузооборот нефти и нефтепродуктов по трубопроводному транспорту по сравнению с перевозками по железной дороге, что создаст дальнейшие предпосылки к ее разгрузке от перевозок этих грузов и, главное, сократит транспортные расходы.

Об экономичности основных видов нефтяного транспорта можно судить по следующим сравнительным данным средней себестоимости перевозки нефти и нефтепродуктов (на 100 т км): железнодорожным транспортом — 25 коп., речным — 12 коп., морским — 10 коп. и трубопроводным — 8 коп.

Таблица 1.1

Объем нефтяных перевозок (в млн. т/год) различными видами транспорта

Вид транспорта	Годы					
	1940	1960	1960	1970	1973	1975
Железнодорожный	30	43	150	303	361	389
Речной	10	9	18	33	34	39
Морской	20	19	33	76	84	92
Трубопроводный	8	15	130	340	421	498
Всего . . .	68	86	331	752	900	1018

Таблица 1.2

Средний расход металла на сооружение 1 км магистрального трубопровода

Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т	Диаметр трубопровода, мм	Расход металла, т
219	37	426	102	720	146	1220	425
325	64	530	108	1020	293	1420	519

Трубопроводный транспорт сравнивается с дешевым водным морским транспортом, однако трубопроводный транспорт имеет некоторые эксплуатационные преимущества и в перспективе; с учетом больших возможностей его развития, он явится наиболее экономичным видом транспорта. Здесь следует иметь в виду, что себестоимость перекачки (100 т • км) в значительной степени зависит от диаметра трубопровода и колеблется от 5,8 коп. при диаметре 1420 мм до 37 коп. при диаметре 159 мм.

Средний расход металла на сооружение 1 км магистрального трубопровода в зависимости от его диаметра (при среднем давлении — 5,5 МПа или 55 кгс/см<sup>2</sup>) характеризуется данными табл. 1.2.

Выбор эффективного вида транспорта нефтяных грузов является очень важной задачей, которая решается с учетом комплекса факторов, как по системе снабжения нефтью и нефтепродуктами в целом по стране, так и по отдельным районам применительно к конкретным условиям.

При анализе принимаются во внимание как недостатки, так и преимущества данного вида транспорта. Известно, что удельные затраты тем меньше, чем больше мощность данной транспортной

магистральной. Однако 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, а железнодорожным и трубопроводным транспортом практически круглый год и более равномерно. На короткие расстояния при нормальном состоянии автомобильных дорог достаточно экономично пользоваться автомобильным транспортом. Технико-экономический расчет, составленный с учетом всех факторов, связанных со строительством новых или эксплуатацией действующих транспортных магистралей, дает возможность применять тот или иной вариант транспортировки нефти и нефтепродуктов. В случае доставки их потребителям на весьма большие расстояния, когда не удастся ограничиться одним видом транспорта, на практике приходится передавать нефтяные грузы в пути следования с одного вида транспорта на другой. Перемещение грузов несколькими видами транспорта — трубопроводным, железнодорожным, водным (морским и речным) и автомобильным — называется смешанными перевозками. Так, нефтепродукты с нефтеперерабатывающего завода перевозят морем в танкере, затем в устье реки перекачивают в речную баржу, доставляющую их по реке на головную станцию нефтепродуктопровода, по которому транспортируются на распределительные нефтебазы, далее по железной дороге на более мелкие нефтебазы, а с них развозятся автотранспортом в пункты потребления. Наибольшее развитие получает сочетание трубопроводного с железнодорожным транспортом, который достигает 70% всего объема смешанных перевозок. Необходимость в смешанных перевозках особенно возникает в связи с наличием узких мест на некоторых участках железнодорожной сети или когда отсутствуют условия пользования наиболее эффективным транспортом, например, перекачкой только по магистральным трубопроводам или перевозкой только водным транспортом.

## § 1. Железнодорожный транспорт

Среди других видов транспорта нефти и нефтепродуктов значительное место занимает железнодорожный транспорт. В общем объеме всех перевозок, осуществляемых всеми видами транспорта, на его долю приходится около 40%.

Нефть и нефтепродукты перевозятся по железным дорогам, как правило, в вагонах-цистернах. Только небольшая часть нефтепродуктов, 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 нефтяных грузов в любое время года, благодаря чему большинство распределительных баз расположено на железнодорожных магистральных.

Таблица 1.3

## Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Показатели	Четырехосные цистерны (типы)				Шестiosые цистерны	Восьмиосные цистерны
	5	8 (блугунная)	20 (с паровой рубашкой)	25, 26 и 27		
Грузоподъемность цистерны, т:						
нетто . . . . .	50	50	50	60	90	120
брутто . . . . .	80	75	75	83	126	168
Объем котла, м <sup>3</sup>	50	50	50	60	90	120
Внутренний диаметр котла, м . . . . .	2,6	2,6	2,6	2,8	3,0	3,0
Длина, м:						
котла . . . . .	9,6	9,6	9,6	10,3	14,8	19,9
цистерны по осям автосцепления	12,0	12,0	12,0	12,0	16	21,2

Однако железнодорожный транспорт имеет существенные недостатки, к которым относятся больше капиталовложения при строительстве новых и реконструкции действующих путей, относительно высокие эксплуатационные расходы на перевозку нефти и нефтепродуктов по сравнению с другими видами транспорта (трубопроводным и водным).

Нефть и нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах, грузоподъемность которых 25, 50, 60, 90 и 120 т (м<sup>3</sup>). Наибольшее распространение имеют четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м<sup>3</sup>.

На рис. 1.1 показана четырехосная цистерна объемом 60 м<sup>3</sup>. Техническая характеристика железнодорожных цистерн для перевозки нефти и нефтепродуктов приведена в табл. 1.3.

Вагоны-цистерны формируют в поезда, называемые наливными маршрутами. Наиболее экономична перевозка нефтяных грузов целыми маршрутами, что возможно только в случаях, когда грузы направляются в больших количествах. Формирование железнодорожных цистерн в маршруты заранее планируется в зависимости от объема доставки, пунктов назначения и оснащенности сливно-наливных устройств.

При маршрутной доставке нефтепродуктов наиболее полно используются железнодорожные цистерны, обеспечивая максимально возможное снижение времени простоя их под сливом и наливом.

Современные типы железнодорожных цистерн оборудуются универсальными сливными приборами диаметром 200 мм, устанавливаемыми в нижней части котла цистерны, что обеспечивает полный слив нефтепродукта.

Для ограничения максимально допустимого давления и вакуума в железнодорожных цистернах, сверх которых могут возникнуть

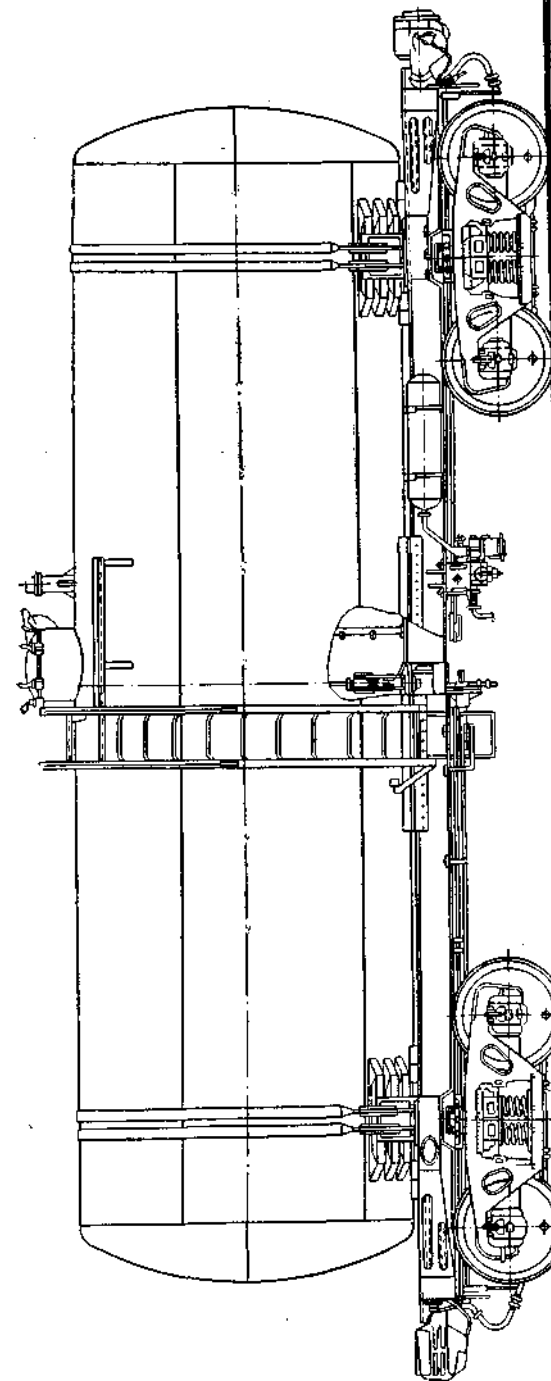


Рис. 1.1. Четырехосная железнодорожная цистерна объемом 60 м<sup>3</sup>, оборудованная универсальным сливным прибором

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. Наличие паровой рубашки способствует уменьшению времени простоя цистерн вод сливом и сводит до минимума остатки продукта. Паровая рубашка обеспечивает подогрев (подплавление) пограничного слоя застывшего нефтепродукта, без разогрева остальной его массы при минимальном расходе пара.

Паровую рубашку устанавливают в нижней части котла на расстоянии около 30 мм от стенки цистерны с зазором, в который поступает пар для разогрева нефтепродукта перед сливом. Пар подается через паровую рубашку сливного прибора, а конденсат отводится через патрубки паровой рубашки цистерны.

Цистерны с внутренними подогревателями обычно снабжены наружной теплоизоляцией (цистерны-термосы) для уменьшения тепловых потерь, когда цистерна находится в пути, а также когда в ней разогревают высоковязкий нефтепродукт перед сливом. Для предохранения теплоизоляции от механических повреждений ее защищают снаружи кожухом из кровельного железа. Подача пара во внутренний трубчатый подогреватель и отвод конденсата осуществляются по специальным патрубкам, выведенным наружу цистерны.

Для перевозки битума, как весьма тугоплавкого нефтепродукта, применяют специальные железнодорожные вагоны, называемые бункерными полувагонами. Особенность их заключается в том, что они состоят из четырех бункеров (объемом по 11,8 м<sup>3</sup>), установленных на раме вагона. Опорные точки бункера расположены таким образом, что в заполненном состоянии его центр тяжести находится выше этих точек и бункер легко опрокидывается (при освобождении захватов), вываливая битум в затвердевшем виде на разгрузочную площадку, а затем после опорожнения возвращается в первоначальное вертикальное положение.

По железнодорожной дороге нефтепродукты перевозят также и в контейнерах. Контейнеры представляют собой небольшие цистерны грузоподъемностью обычно 2,5 и 5 т, которые устанавливают на железнодорожных платформах и по прибытии к месту назначения в заполненном виде перегружают кранами или другими устройствами на грузовые машины. В цистернах-контейнерах перевозят главным образом масла и смазки. Поскольку масла и смазки имеют высокую вязкость, контейнеры снабжены паровыми рубашками или другими устройствами для разогрева нефтепродуктов при их опорожнении.

Известны конструкции цистерн-контейнеров, объем которых достигает 18 м<sup>3</sup>, используемых для перевозки бензина и других нефтепродуктов.

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

На нефтебазу цистерны, а также вагоны с тарными и вспомогательными грузами подают по подъездным железнодорожным путям, которые примыкают к железнодорожной магистрали у ближайшей станции. В зависимости от характера проводимых операций подъездные железнодорожные пути разделяются 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.

Сливно-наливные устройства располагают на прямом участке железнодорожного пути, протяженность которого зависит от объема сливно-наливных операций, однако принимается не более максимальной длины одного маршрутного состава железнодорожных цистерн. При двустороннем сливно-наливном устройстве, т. е. при расположении их на двух смежных путях, расстояние между ними принимается по габариту приближения строений к железнодорожным путям. Расстояние от сливно-наливных устройств до других путей, по которым предусматривается движение паровозов, из противопожарных соображений принимается не менее 20 м.

Нефтепродукты всех видов перевозят по железным дорогам в соответствии с «Правилами перевозок грузов» Министерства путей сообщения СССР. Этими правилами предусмотрен порядок формирования железнодорожных цистерн в маршруты (или партии), 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.

Перевозка нефтегрузов наливом производится главным образом в цистернах, принадлежащих железной дороге, и частично в цистернах, принадлежащих грузоотправителям и грузополучателям. Цистерны снабжаются знаками калибровочного типа и трафаретами типа «Нефть», «Бензин» и др. Налив и слив из цистерн производятся на специальных железнодорожных путях, причем под налив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие виду наливаемого продукта. Подготовку цистерн под налив, включая их очистку на специальных промывочно-пропарочных станциях, производит железная дорога. В обязанности грузополучателя входит полное освобождение цистерн от остатков груза (после слива), грязи и льда, а также очистка наружной поверхности котла цистерны и установка на месте всех деталей и оборудования, снятого во время слива. Сроки слива-налива нефтепродуктов выдерживаются в соответствии с установленными нормами.

Во всех случаях соблюдаются правила техники безопасности, действующие как на железнодорожном транспорте, так и на предприятиях-грузополучателях (на нефтебазах и наливных станциях).

## § 2. Водный транспорт

Водный транспорт подразделяется на морской и речной, осуществляющий 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 водный транспорт требует меньшего расхода топлива на единицу перевозок, характеризуется небольшой численностью обслуживающего персонала, меньшими затратами металла на единицу грузоподъемности подвижного состава и небольшой собственной массой по отношению к массе перевозимого груза. На водном транспорте коэффициент отношения собственной массы подвижного состава к массе перевозимого груза в среднем составляет около 0,4, в то время как на железнодорожном транспорте 0,7—0,8. Капитальные вложения в подвижной состав водного транспорта в несколько раз меньше, чем на железнодорожном транспорте.

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

Для таких отдаленных районов, как побережье Северного Ледовитого океана, северная часть Хабаровского края, Магаданская и Камчатская области, морской транспорт является единственным видом доставки нефтепродуктов. Морским транспортом также доставляются нефтяные грузы и в другие страны.

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

Речным транспортом доставляются нефтепродукты на многие нефтебазы, расположенные на Волге и ее притоках — Доне, Северной Двине и других реках.

В Советском Союзе протяженность судоходных рек составляет приблизительно 150 тыс. км, в том числе наиболее крупных рек: Амур — 2896 км; Оби — 3680 км; Иртыша — 3589 км; Лены — 4320 км; Енисея — 3350 км; Волги — 3690 км; Камы — 2030 км; Днепра — 2280 км; Дона — 1950 км и др.

Сеть речных путей сообщения соединена между собой крупными каналами — Беломорско-Балтийским им. Москвы; Волго-Балтийским и Волго-Донским. Они соединяют между собой пять морей, образуя единую глубоководную систему европейской части СССР.

К преимуществам речного транспорта относится высокая пропускная способность речных путей и возможность перебрасывать флот из одного речного бассейна в другой, что, например, очень важно при необходимости немедленного вывоза добываемой нефти при освоении новых нефтеносных площадей в труднодоступных районах страны. Для отдельных районов Якутской АССР, Тюменской, Омской и Новосибирской областей, а также северной части Красноярского края речной транспорт является основным способом доставки нефтепродуктов. С некоторых нефтеперерабатывающих заводов на

Волге нефтепродукты вывозят в Финляндию и Швецию без перегрузки в морские танкеры.

К отрицательным свойствам речного транспорта в первую очередь можно отнести то, что возможности его использования ограничиваются временами года — на зимний период прекращаются речные перевозки, вследствие замерзания рек, а это в известной степени влияет и на работу морского транспорта. Сезонность работы — основной недостаток речного транспорта, что приводит к созданию межнавигационных запасов нефти и нефтепродуктов в перевалочных пунктах или у потребителей. Поскольку в отдельных бассейнах, например в Западной и Восточной Сибири, межнавигационный период продолжается шесть — семь месяцев в году, приходится сооружать крупные резервуарные емкости на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и водных нефтебазах для соответствующего накопления и длительного хранения нефти и нефтепродуктов.

К недостаткам речного транспорта также относятся несовпадение географического расположения сети с направлением нефтяных грузопотоков, что удлиняет расстояние перевозки, а также малая скорость нефтеналивных судов по сравнению с другими видами транспорта.

Поскольку перевозка нефти и нефтепродуктов осуществляется по морям, рекам и каналам, нефтеналивные суда разделяются на: морские (танкеры), речные, озерные и смешанного плавания.

Нефтеналивные суда делятся на самоходные и несамоходные. Самоходные суда (танкеры) имеют машинные отделения; несамоходные суда (баржи) передвигаются при помощи буксиров различной мощности.

К основным показателям, характеризующим каждое нефтеналивное судно, относятся следующие.

**Осадка судна** — глубина, на которую погрузилось судно; осадку определяют по положению ватерлинии, т. е. линии, образуемой при пересечении поверхности спокойной воды со стенками судна. Ватерлиния делит судно на надводную и подводную части и называется легкой или порожней ватерлинией, соответствующей порожнему судну; ватерлиния, соответствующая осадке судна с максимальным грузом, называется грузовой ватерлинией; водоизмещение — равно массе воды, вытесненной грузом судном до грузовой ватерлинии (при суммарной массе судна и груза); **грузоподъемность** — масса транспортируемого (полезного) груза; **действительный вес** — полная масса груза, включающая транспортируемую (полезную) массу и груз для собственных нужд\*, который может быть принят судном без потери своей плавучести и остойчивости и при сохранении скорости хода.

Конструкцию судов рассчитывают с запасом плавучести при полной загрузке их.

Остойчивостью называют способность судна не перевертываться, а возвращаться в свое положение при крене, в которое оно приводится волной, ветром или неравномерной нагрузкой.

\* В том числе массу воды, топлива, багажа и продовольствия.



Наклон судна в поперечном направлении, т. е. в сторону одного из его бортов, называется креном, а наклон в продольном направлении, т. е. в сторону носа или кормы, — дифферентом.

Способность судна держаться на воде при пробоинах в корпусе, через которые вода проникает внутрь судна, называется непотопляемостью, которая тем больше, чем больше в нем водонепроницаемых перегородок, разделяющих судно на отдельные герметизированные отсеки. При наличии нескольких отсеков пробоина в одном или двух отсеках и их заполнение водой не вызывает потопления судна за счет запаса плавучести и остойчивости. При отсутствии перегородок жидкий груз при крене или дифференте получает возможность перетекать в сторону наклона судна, увеличивая крен за пределы, обеспечивающие остойчивость, что в результате может привести к переворачиванию 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 жесткий стальной каркас (с поперечными и продольными жесткими связями), к которому крепится обшивка.

В корпусе танкера различают три основные части — среднюю, носовую, кормовую (рис. 1.2).

Средняя часть танкера в связи с пожарной безопасностью отделена от носа и кормы двоянными непроницаемыми переборками, образующими свободную полость, 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 клипкеты, установленные в нижней части перегородок, которые открываются во время налива или выкачки нефтегруза.

Наличие отдельных отсеков (танков), как уже отмечалось, повышает остойчивость танкера и надежность эксплуатации. При аварии с одним танком (пробоины, 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; производительность их достигает 2000 м<sup>3</sup>/ч при напоре до 70 м.

В насосной части имеются сухогрузный трюм для перевозки нефтепродуктов в таре и сухих грузов, а также отделение для хозяйственных грузов.

Налив и откачка нефти и нефтепродуктов производятся по системе трубопроводов, соединяющих машинное отделение с отсеками (танками) (рис. 1.3).

Отсеки снабжены герметическими люками, предназначенными для осмотра и очистки во время ремонта или в процессе эксплуатации. При наливе следят, чтобы танки были залиты полностью во

69909

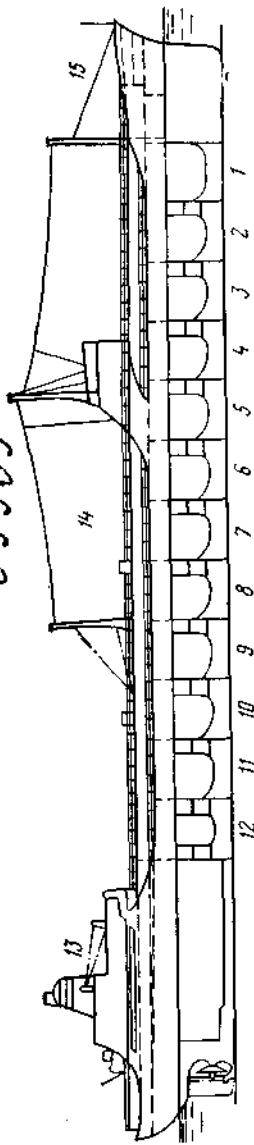


Рис. 1.2. Схема танкера для нефти и нефтепродуктов:  
1—12 — отсеки (танки); 13 — кормовая часть; 14 — средняя часть; 15 — носовая часть

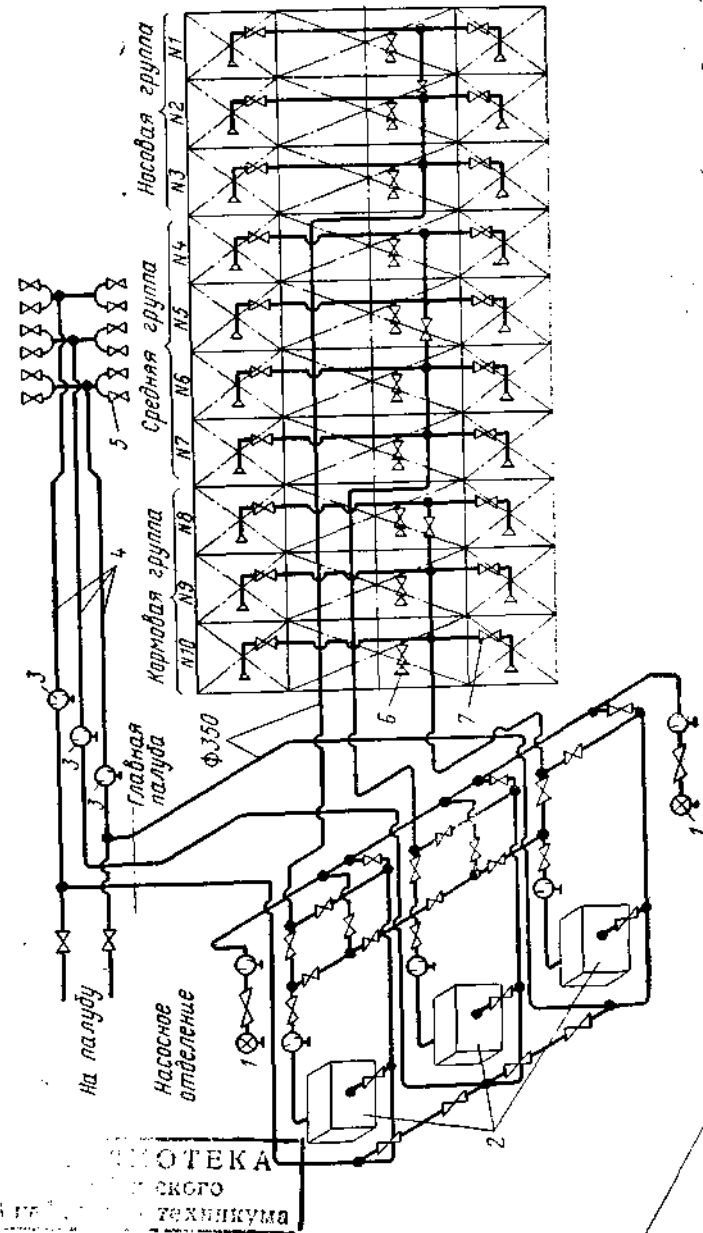


Рис. 1.3. Схема нефтепроводов танкера:  
1 — клипсетный ящик; 2 — грузовой насос; 3 — грузовая коробка; 4 — палубный грузовой трубопровод; 5 — приемный пульт; 6 — группа танков; 7 — клипсет

БИБЛИОТЕКА  
ТЕХНИКУМА

Таблица 1.4

## Техническая характеристика морских танкеров

Показатели	Танкеры				
	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лия чанск»	«София»
Грузоподъемность (дедвейт), т	4696	11 800	30 720	34 640	49 370
Мощность двигателей:					
л. с.	1600	4 000	19 000	18 000	19 000
кВт	1180	2 940	14 000	13 200	14 000
Объем транспортируемого груза, м <sup>3</sup>	6680	14 020	40 370	47 400	57 730
Число насосов	2	4	3	3	4
Производительность выкачки одного насоса, т/ч	500	250	750	1100	750
Габаритные размеры, м:					
длина	123,5	145,5	202,8	195,0	230,5
ширина	16,0	19,2	25,8	27,0	31,0
осадка (с грузом)	4,3	8,5	10,4	10,7	11,6

избежание самопроизвольного перемещения нефтепродукта при качке танкера или баржи. Перемещение нефтепродукта при качке может вызвать большие гидравлические удары и связанное с этим снижение устойчивости судна (повышение крена судна) и вероятность нарушения прочности стенок.

Наиболее ходовые (типовые) морские танкеры имеют грузоподъемность 5000—45 000 т, озерно-речные 500—5000 т и несамоходные 1000—12 000 т. Имеются танкеры грузоподъемностью, достигающей свыше 100 000 т.

Техническая характеристика некоторых морских танкеров, получивших наибольшее распространение, приведена в табл. 1.4.

В 1975 г. был построен советский супертанкер «Крым» \* грузоподъемностью 150 000 т. Длина супертанкера 300 м, ширина 45 м и осадка 17 м. Дно супертанкера «Крым» двойное по всей длине грузовой части судна. На танкере установлены точные навигационные приборы и все процессы загрузки и разгрузки автоматизированы. Известны отдельные танкеры-гиганты грузоподъемностью, превышающей 450 000 т (дедвейтом 500 000 т), длиной 380 м, шириной 62 м и высотой 36 м, оборудованные двигателями мощностью 45 000 л. с. (33 000 кВт).

Озерно-речные танкеры в отличие от морских имеют меньшую осадку (вследствие малых речных глубин), чем и объясняется их малая грузоподъемность (10 000—12 000 т).

К современным крупным речным и озерным танкерам относятся тронковые танкеры (с двойными бортами и дном), предназначенные для перевозки нефтепродуктов по глубоководным магистралям ев-

\* В 1976 г. сооружены суда этой же серии «Кубань» и «Кавказ».

Таблица 1.5

## Основные данные речных танкеров

Грузоподъемность, т	Осадка танкера, м		Габаритные размеры, м		
	с полным грузом	порожного	длина	ширина	высота
5000	2,04	1,89	132,60	16,75	11,80
3000	3,36	1,73	110,25	13,40	13,00
2800	3,20	2,21	109,31	13,40	12,50
1000	1,98	1,25	86,70	12,99	8,00
600	1,89	1,35	65,60	9,60	8,70
500	1,32	1,08	43,10	7,40	7,35

ропейской части СССР — по Волжско-Камскому бассейну с выходом по Волго-Балтийскому пути на Ленинград. Танкеры оснащены оборудованием для герметичного налива и выкачки нефтепродуктов, подогрева их, наполнения свободных отсеков инертным газом (с целью повышения пожарной безопасности), механизированной обмывки танкеров и средствами автоматизации. На танкерах предусмотрена комплексная автоматизация управления всеми механизмами машинного отделения непосредственно из ходовой рубки. В табл. 1.5 приведены основные данные речных танкеров, сооружаемых по типовым проектам.

Лихтеры или рейдовые морские баржи используют, когда по условиям осадки танкеров они не имеют возможности причаливать к берегу и стоят на рейде. В этом случае нефтегрузы перегружают на лихтеры, грузоподъемность которых достигает более 100 000 т. Лихтеры бывают несамоходные и самоходные, причем в тех случаях, когда они не оборудованы насосными агрегатами, операции по загрузке или выкачке осуществляются береговыми насосными станциями.

Рейдовые баржи в основном применяют для перевозок с мелководных рейдов на нефтебазы, расположенные в дельтах рек.

Несамоходные баржи иногда передвигаются одновременно по несколько штук в виде воза. Грузоподъемность воза достигает 50 000 т.

Для перевозки вязких нефтепродуктов баржи оборудованы подогревателями, причем пар для этих целей подается с буксира или специальных плавучих насосных станций. Техническая характеристика несамоходных речных барж приведена в табл. 1.6.

В настоящее время применяют смешанные перевозки. Разновидность грузовых судов смешанного плавания — нефтерудовозы. Суда могут доставлять грузы прямо из центральных районов страны в порты Балтийского, Черного и Каспийского морей. Руду загружают в центральный трюм, а нефтепродукты заливают в бортовые цистерны — по четыре с каждого борта. У нефтерудовоза нет «холостых» пробегов, неизбежных для танкера или рудовоза. Так, в Швецию они доставляют нефть, а обратно возвращаются с рудой.

Таблица 1.6

Техническая характеристика самоходных речных барж

Показатели	Марки барж					
	РНБ-1	РНБ-2	РНБ-4	РНБ-6	РНБ-8	РНБ-12
Грузоподъемность, т . . . . .	1000	2000	4000	6000	8000	12 000
Поверхность подогревателя, м <sup>2</sup>	85	180	320	450	550	750
Осадка с грузом, м . . . . .	1,4	1,7	2,5	3,0	3,2	3,6
Габаритные размеры, м:						
длина . . . . .	70	103	122	133	145	160
ширина . . . . .	11	13	17	19	20	22
высота . . . . .	1,9	2,15	2,75	3,25	3,45	3,85

При перевозке нефтепродуктов по водным магистралям соблюдаются правила Министерств морского и речного флота СССР. Этими правилами предусмотрен порядок подготовки судна к наливу, погрузочно-разгрузочных операций, условия перевозки при различных температурных режимах, требования к герметичности систем и других мер технической эксплуатации; установлен также порядок замера количества груза и оформления грузовых документов.

Погрузочно-разгрузочные операции осуществляются преимущественно у берега в нефтегаванях, у причалов и пирсов или на рейде. Водные, морские и речные пути с причальными сооружениями (пристани, причалы) и наливные суда находятся в ведении морских и речных пароходств. Хозяйственные взаимоотношения между нефтебазами и пароходствами регулируются специальными положениями (договорами). Пароходство отвечает за своевременную подачу судов по графику, а нефтебазы — за своевременную подготовку нефти и нефтепродуктов для налива и за соблюдение норм времени по наливу.

При морских перевозках налив нефти и нефтепродукта производится средствами нефтебаз, а разгрузка средствами пароходства. При речных перевозках погрузка и разгрузка осуществляются обычно средствами нефтебазы.

### § 3. Автомобильный транспорт

Автомобильный транспорт широко используется при перевозках нефтепродуктов с распределительных нефтебаз непосредственно потребителю. Автомобильный транспорт в некоторых случаях конкурирует с другими видами транспорта и наиболее эффективно используется в районах, в которые невозможно доставить нефтепродукты железнодорожным или водным путями сообщения.

Наилучшие условия загрузки автомобильного транспорта достигаются при централизованной доставке (автотранспортной органи-

зацией) нефтепродуктов потребителю по его предварительной заявке нефтебазе. Для выбора наиболее целесообразной сферы применения автомобильного транспорта при перевозках нефтегрузов производятся технико-экономические расчеты в соответствии с конкретными местными условиями в зависимости от годовых объемов и дальности перевозки. В настоящее время доставка нефтепродуктов с нефтебаз потребителям производится различными транспортными средствами — в автоцистернах, топливозаправщиках, путем перекачки по местным трубопроводам. Широко применяются также контейнерные и тарные перевозки в специальных контейнерах, бочках и мелкой таре.

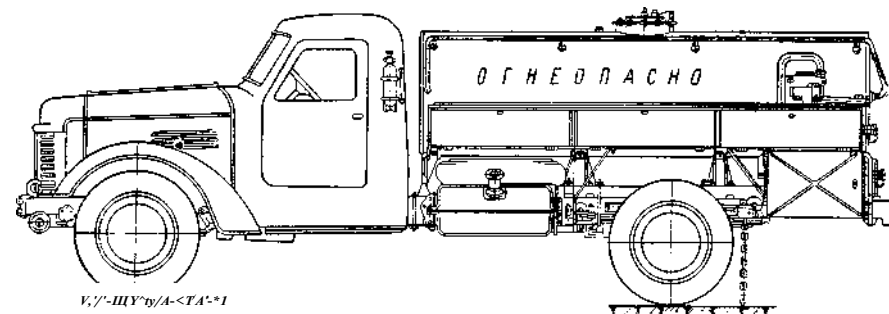


Рис. 1.4. Автоцистерна для перевозки нефтепродуктов

На рис. 1.4 показана схема автоцистерны; основная техническая характеристика автоцистерн приведена в табл. 1.7. Автоцистерны оснащены комплектом оборудования, включающим патрубок для налива нефтепродукта, дыхательный клапан, стержневой указатель уровня, клиновую быстродействующую задвижку для слива топлива, два шланга с наконечниками и насос с механическим приводом. Объем отдельных автоцистерн достигает 25 м<sup>3</sup>. 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.

В практике автотранспорта нефтегрузов широко применяют цистерны на автоприцепах, что повышает эффективность использования этого вида транспорта.

Автотопливозаправщиками называются автоцистерны, оборудованные комплектом насосно-раздаточных устройств и предназначенные для заправки топливом и смазочным маслом автотранспортных машин, а также сельскохозяйственных машин и самолетов. Автотопливозаправщики используют преимущественно для снабжения нефтепродуктом потребителей или автоколонн, функционирующих в отдалении от нефтебаз и заправочных станций.

Таблица 1.7

Показатели	Марки автоцистерн				
	АЦ-26-151	АЦ-4-150М	АЦ-4-150	АЦ-8-200	Донецкая ПЦ-6-5207В
Шасси автомобиля . . . . .	ЗИЛ-151	ЗИЛ-150	ЗИЛ-150	МАЗ-200	—
Объем цистерны, м <sup>3</sup> . . . . .	2,8	4,0	4,0	8,0	8,0
Габаритные размеры, мм:					
длина . . . . .	6930	6560	6600	7320	7075
ширина . . . . .	2205	2270	2300	2705	2680
высота . . . . .	2200	2570	2600	2650	3100

Автотопливозаправщики обычно монтируют на шасси грузовых машин и оборудуют раздаточным насосом, трубопроводной обвязкой, приемо-раздаточными шлангами, водовоздухоотделителями, фильтрами, счетчиками и другими контрольно-измерительными приборами. Принципиальная схема расположения агрегатов топливозаправщика представлена на рис. 1.5. Специальное оборудование топливозаправщика приводится в действие водителем из кабины управления. В кабине установлены рычаги включения насоса, задвижки и вентили, необходимые для выполнения операций по приемке, раздаче и перекачке топлива, а также контрольно-измерительные приборы. Автотопливозаправщики (типа ТЗ) изготавливают с цистерной объемом 4—16 м<sup>3</sup>.

Автомаслозаправщики, предназначенные для транспортирования масел с нефтебаз и заправки транспортных средств маслом в стационарных и полевых условиях, оборудованы специальным подогревателем для нагрева масла перед подачей. Объем котла цистерны (типа МЗ-1) 2,4 м<sup>3</sup>. Маслозаправщик состоит из шасси автомобиля и смонтированного на нем специального оборудования. Кроме котла-цистерны с нагревательной системой, на маслозаправщике установлены насос с приводом, фильтр, счетчик, приemorаздаточные шланги, кабина управления с контрольно-измерительной аппаратурой и средства пожаротушения.

Масло подогревается в котле-цистерне при помощи форсунок. Высокая температура масла сохраняется длительное время благодаря теплоизоляции котла. Во избежание подгорания масла в трубчатке (змеевике) в процессе подогрева, масло циркулируется при помощи насоса со скоростью не менее 2 м/с.

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

Контейнерами называются емкости небольшого объема (1—5 м<sup>3</sup>), в которых нефтепродукты доставляются потребителю без перекачки

в стационарные хранилища. Контейнеры по прибытии к месту назначения сгружают с машин при помощи кранов. Особенность контейнерных перевозок заключается в том, что контейнерные емкости-цистерны не закрепляются за автомашиной, а попеременно могут служить транспортной емкостью и временным хранилищем. Контейнерные перевозки весьма удобны для удаленных от транспортных магистралей районов и при организации полевых передвижных складов. В качестве контейнеров используют металлические или эластичные резиноканевые емкости объемом 2,5 и 4 м<sup>3</sup>, которые устанавливают обычно на грузовых автомобилях ГАЗ-51 или ЗИЛ-164, причем заполняют их непосредственно в кузове автомобиля. Известны также резиноканевые емкости объемом до 20 м<sup>3</sup>.

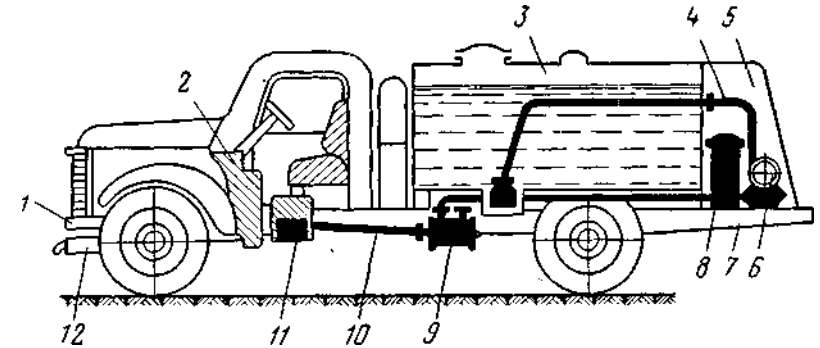


Рис. 1.5. Принципиальная схема расположения агрегатов топливозаправщика: 1 — шасси автомобиля; 2 — двигатель автомобиля; 3 — цистерна; 4 — трубопровод; 5 — кабина управления; 6 — счетчик; 7 — рама автомобиля; 8 — фильтр тонкой очистки; 9 — насос; 10 — вал для привода насоса; 11 — коробка отбора мощности; 12 — глушитель

Из мелкой тары наиболее распространенными являются бочки и бидоны. Бочки удобны в эксплуатации и их широко применяют для доставки нефтепродуктов с нефтебаз потребителю. В отдельных случаях доставка нефтепродуктов в бочках является единственным способом удовлетворения нужд отдаленных районов, не имеющих железнодорожных и водных путей. Различают два основных типа бочек — металлические для транспорта жидкого топлива (бензина, керосина и др.) и фанерные (штампованные), используемые в основном для консистентных смазок. Металлические бочки изготавливают объемом 50—500 л, а фанерно-штампованные — объемом 50 л. Ранее применявшиеся деревянные бочки постепенно выходят из обращения.

Бидоны применяют двух типов: металлические и фанерные. Металлические бидоны, широко используемые в автомобильном транспорте и в сельском хозяйстве для бензина, изготавливают из белой жести прямоугольной и цилиндрической формы объемом 5—62 л. Металло-фанерные бидоны для консистентных смазок изготавливают объемом 16 л, корпус у них фанерный, а днище металлическое штампованное. Эти бидоны, покрытые изнутри бензостойким материалом, используются также под масло.

Коэффициенты условий работы трубопроводов различных категорий

Категория магистральных трубопроводов и их участки	Коэффициент условий работы при расчете трубопроводов на прочность	Число монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего числа
В	0,6	100
I	0,75	100
II	0,75	100
III	0,90	100
IV	0,90	Не менее 20

Примечание. Магистральные трубопроводы (и их участки) категорий В и I подвергают на трассе предварительному гидравлическому испытанию давлением  $p_{исп} = 1,25p_{р,0}$ , а трубопроводы остальных категорий предварительно не испытывают.

#### § 4. Трубопроводный транспорт

В понятие трубопроводный транспорт в нефтяной промышленности входит транспорт на дальние расстояния нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами — при перекачке нефти; нефтепродуктопроводами — при перекачке жидких нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута. При использовании нефтепродуктопровода для транспортировки одного данного сорта нефтепродукта употребляется термин «бензинопровод», «керосинопровод», «мазутопровод» и т. д. (соответственно наименованию перекачиваемого продукта).

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы и ответвления от них в соответствии со Строительными нормами и правилами (СНиП 11-45—75) сооружают диаметром до 1400 мм с избыточным давлением не выше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>). Они предназначаются для транспортировки нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления — нефтебаз, пунктов налива и отдельных промышленных предприятий.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса: к I — классу относятся трубопроводы диаметром 1400—1000 мм; ко II классу — трубопроводы диаметром 1000—500 мм; к III классу — трубопроводы диаметром 500—300 мм и к IV классу — трубопроводы диаметром менее 300 мм.

В зависимости от условий работы и контроля сварных соединений магистральные трубопроводы (нефтепроводы, нефтепродуктопроводы и газопроводы) подразделяются на категории: требования к таким трубопроводам приведены в табл. 1.8.

Поскольку магистральные трубопроводы проходят по различным участкам местности, характер которых влияет на условия их работы, эксплуатационную надежность и прочность трассы магистральных трубопроводов и их участки подразделяются в соответствии с указанными категориями. Так, магистральные нефте- и нефтепродуктопро-

воды при любой укладке (подземной, наземной и надземной) диаметром менее 700 мм относятся к IV категории, а диаметром 700 мм и более к III категории. Участки магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, например, при переходах через водные преграды (через судоходные и несудоходные с шириной по зеркалу воды в межень до 25 м и диаметром 1000 мм и более) относятся к категории В, а при диаметре менее 1000 мм — к I категории (при подземной и наземной прокладке); через несудоходные преграды с зеркалом воды в межень до 25 м (в русловой части) или горные потоки — также к I категории независимо от способа прокладки и диаметра трубопровода. Проходы через железные и автомобильные дороги относятся к I—III категориям в зависимости от характера переходов и способа укладки.

Современные магистральные трубопроводы, протяженность которых достигает более 1000 км, представляют собой самостоятельные транспортные предприятия, оборудованные комплексом головных, промежуточных перекачивающих (насосных) станций большой мощности, а также наливными станциями со всеми необходимыми производственными и вспомогательными сооружениями.

Пропускная способность магистральных трубопроводов также достигает больших размеров, обеспечивая годовой объем перекачки — до 50 млн. т нефти и более. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы большой протяженности сооружают преимущественно из стальных труб условным диаметром 500, 700, 800, 1000, 1200 и 1400 мм.

При транспорте нефти и нефтепродуктов на большие расстояния приходится преодолевать значительные гидравлические сопротивления в трубопроводе. В настоящее время применяют трубопроводы на давление 5—10 МПа (50—100 кгс/см<sup>2</sup>). Поэтому, если одна перекачивающая насосная станция не может обеспечить нормальный режим перекачки при этом давлении, то строят несколько станций по длине трубопровода. В некоторых случаях трубопроводы объединяют ряд предприятий.

Впервые нефтепроводный транспорт получил применение в дореволюционной России. Еще в 1872 г. был построен первый трубопровод диаметром 3" протяженностью 12 км и предназначался для перекачки нефти с Балахнинских промыслов на бакинские нефтеперегонные заводы. Затем в 1885 г. в Бакинском районе был сооружен из труб такого же диаметра нефтепровод протяженностью 200 км. В 1906 г. введен в эксплуатацию первый крупный керосинопровод Баку — Батуми диаметром 200 мм и протяженностью 883 км, а до 1917 г. были сооружены еще несколько трубопроводов, но все диаметром до 8". Только после Великой Октябрьской социалистической революции сооружен первый крупный нефтепровод Грозный — Туапсе диаметром 273 мм и протяженностью 644 км.

Трубопроводный транспорт наряду с экономичностью обеспечивает круглогодичную работу и почти не зависит от природных условий, чем выгодно отличается от других видов транспорта. В связи с этим с каждым годом увеличивается протяженность магистральных трубопроводов. Сооружены крупные нефтепроводы для снабжения нефтеперерабатывающих заводов западной и восточной частей страны в следующих направлениях грузопотоков. Урало-Сибирское: Альметьевск — Уфа — Омск — Новосибирск — Иркутск, где проложено 8527 км нефте- и нефтепродуктопроводов. Северо-западное: Альметьевск — Горький — Ярославль с ответвлением на Рязань и Москву, длиной 1530 км. Юго-западное: от Альметьевска и далее по трассе нефтепровода «Дружба» с ответвлением на Полоцк длиной более 3500 км.

В связи с открытием месторождений нефти в Тюменской области и на Южном Мангышлаке построены трубопроводы Шаим — Тюмень диаметром 520 мм и протяженностью 410 км, трубопроводы Усть-Балык — Омск диаметром 1020 мм протяженностью 1000 км, а также нефтепроводы Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск (вдоль существующего нефтепровода Омск — Иркутск) протяженностью 1500 км (из труб диаметром 1020 и 1220 мм), системы нефтепроводов Нижневартовск — Курган — Куйбышев — Тихорецкая — Новороссийск и нефтепровод Омск — Павлодар — Чимкент. Сооружены также мощные нефтепроводы для транспортировки нефти из нефтедобывающих районов Северного Кавказа, Туркменской ССР и полуострова Мангышлак (трубопроводы Озек-Суат — Малгобек, Малгобек — Тихорецкая, Баку — Батуми II и др.). Построен кольцевой нефтепродуктопровод вокруг Москвы.

Роль и значение трубопровода, как наиболее прогрессивной системы транспортировки нефти и нефтепродуктов характеризуется крупнейшим в мире нефтепроводом «Дружба», соединяющим нефтяные районы Татарии и Куйбышевской области с нефтезаводами в социалистических странах: Чехословакии, Венгрии, Польши и ГДР. Протяженность нефтепровода «Дружба» более 10 000 км с ответвлениями (в том числе на территории СССР — 6500 км).

О развитии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов можно судить по следующему данным: если в 1940 г. в эксплуатации находились магистральные трубопроводы диаметром 200—300 мм

(протяженностью 3200 км), то в настоящее время свыше 90% проектной мощности действующих трубопроводов приходится на долю трубопроводов диаметром 500—1200 мм, наиболее эффективным по капиталовложениям и эксплуатационным расходам. Ввод в эксплуатацию трубопроводов большой протяженности позволил существенно разгрузить железные дороги и автомобильный транспорт от перевозок нефти и нефтепродуктов, а также сократить до минимума их потери. Ежегодно перекачивается свыше 500 млн. т нефти и нефтепродуктов. В целом магистральные трубопроводы, построенные в СССР, представляют собой сложные разветвленные системы большой протяженности, оснащенные современным оборудованием, благодаря чему обеспечивают высокую эффективность транспорта нефти и нефтепродуктов.

При проектировании современный магистральный нефтепровод и нефтепродуктопровод рассматривают как единый комплекс сооружений, обеспечивающий необходимые режимы работы трубопроводной системы по принятой схеме транспорта нефти и нефтепродуктов.

Технологическая схема нефтепродуктопровода зависит от назначения, протяженности, характеристики трассы и других условий.

Схемы магистральных нефте- и нефтепроводов определяют направления перекачки нефти с нефтяных месторождений на нефтеперерабатывающие заводы, а также на железнодорожные, морские и речные пункты налива, а схемы магистральных нефтепродуктопроводов — направления перекачки нефтепродуктов (бензина, керосина и других) с нефтеперерабатывающих заводов в районы их потреблений — до наливных станций или нефтебаз.

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы по своему устройству в принципе одинаковы и состоят из собственно трубопровода и насосных (перекачивающих) станций, располагаемых вдоль трассы трубопровода. Различаются они лишь отдельными элементами технологических схем магистрального трубопровода. На рис. 1.6 показана принципиальная схема устройства нефтепровода.

Основными сооружениями магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода являются: головная перекачивающая станция, в резервуары которой поступает нефть или нефтепродукты, при этом нефть в них закачивается по подводным нефтепроводам, проложенным от нефтяных промыслов, а нефтепродукты с нефтеперерабатывающих заводов; промежуточные перекачивающие станции, обеспечивающие дальнейшее продвижение нефти и нефтепродукта по трубопроводу; конечный пункт или нефтебаза, где осуществляется прием нефти и нефтепродукта из трубопровода для дальнейшей отправки потребителю, и собственно трубопровод с ответвлениями и линейными сооружениями, к которым относятся дома линейных ремонтников и аварийно-ремонтные пункты, устройства линейной и станционной связи, установки коррозионной защиты, а также вспомогательные сооружения.

По принципу перекачки на практике применяют две системы — постанционную и транзитную.

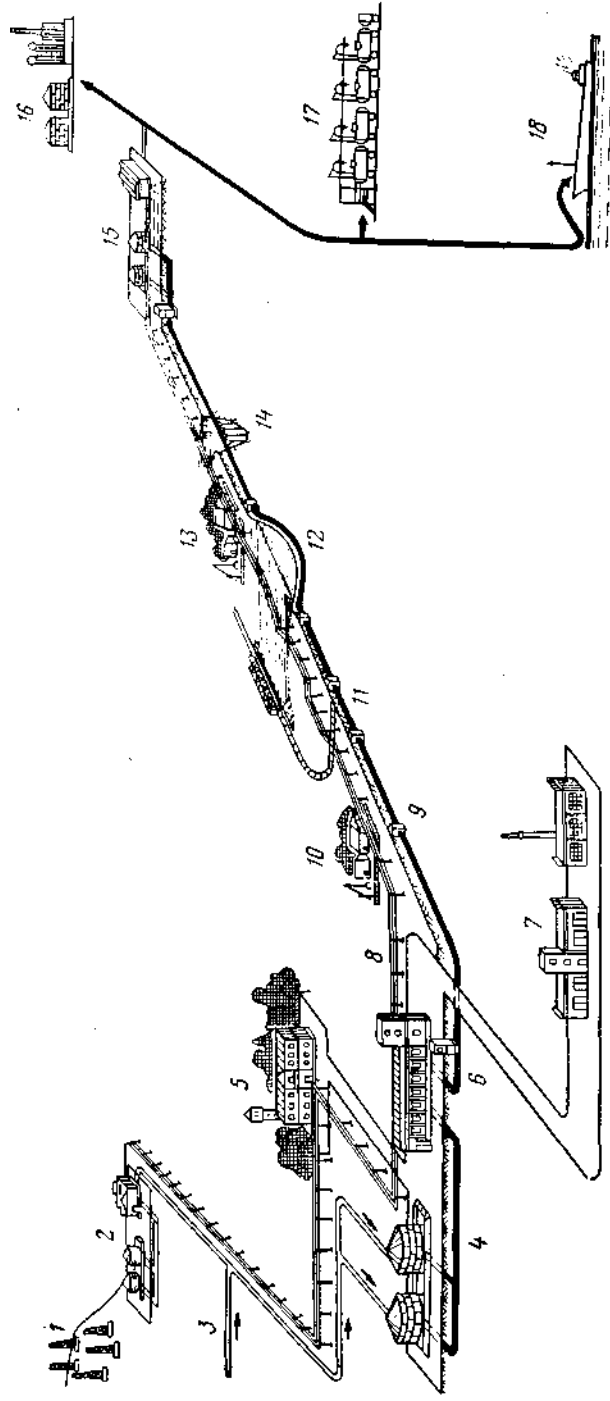


Рис. 1.6. Схема магистрального нефтепровода:

1 — промысловый пункт; 2 — станция перекачки; 3 — трубопровод от сборных пунктов промыслов; 4 — головное сооружение нефтепровода (резервуары, насосная и др.); 5 — административно-хозяйственные и жилые здания (управление нефтепровода, жилые дома); 6 — колодец пуска скребка; 7 — подсобные помещения, механическая мастерская, пожарное депо, гараж и т. д.; 8 — линия связи; 9 — типичное колодезь; 10 и 11 — дома обходчиков; 11 — переход под железной дорогой; 12 — мост через реку; 14 — отапливаемая станция; 15 — конечный пункт нефтепровода (нефтебаза); 16 — пункт сдачи на нефтеперерабатывающем заводе; 17 — канал в железнодорожные цистерны; 18 — канал в море и речные суда.

Постанционная схема перекачки характеризуется тем, что нефть или нефтепродукты поступают в резервуары промежуточных перекачивающих станций до их заполнения, а затем из них откачивают нефть или нефтепродукты для подачи на следующую станцию. Для обеспечения непрерывности работы трубопровода для каждого сорта нефти и нефтепродукта 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 для трубопроводов большой пропускной способности требуются большее число резервуаров соответствующего объема, что связано с усложнением условий эксплуатации и дополнительными затратами. В настоящее время в основном применяют транзитную схему перекачки. Особенность этой схемы заключается в том, что перекачка осуществляется непосредственно из насоса в насос; в этом случае продукт с предыдущей станции поступает во всасывающий трубопровод данной станции и насосом перекачивается к следующей. Перекачка «из насоса в насос» является наиболее совершенной и экономичной системой, так как при этом обеспечивается максимальная герметизация системы и исключаются потери от испарения в промежуточных резервуарах. Последние при этой системе могут сооружаться при минимальном объеме и то лишь для освобождения трубопровода при пуске или ремонте.

В качестве перекачивающих агрегатов наиболее эффективны центробежные насосы, которые легко поддаются синхронизации и автоматическому регулированию. При использовании поршневых насосов во избежание чрезмерного повышения давления при нарушении согласованности (синхронности) в работе на всасывающей и нагнетательной линиях у насосов устанавливают предохранительные клапаны, отрегулированные на соответствующее давление. Для приема избытка продукта из предохранительных клапанов в случае сброса излишнего давления предусматривают специальные резервуары. Иногда применяют схему перекачки нефти «с подключенным резервуаром». В этой схеме для перекачки нефти из «насоса в насос» предусматривается ответвление в промежуточные резервуары, по которому часть нефти поступает лишь в моменты нарушения синхронности работы насосов. Объем резервуаров в этом случае требуется небольшой, так как в них поступает лишь часть жидкости.

При проектировании головную перекачивающую станцию размещают на начальном участке трубопровода (в головной части магистрали), т. е. в районе нефтяных промыслов или нефтеперерабатывающего завода, так как она служит для приема нефти или нефтепродуктов с последующей подачей их в трубопровод. Промежуточные станции, предназначенные для дополнительного подъема давления жидкости, располагают по длине трубопровода, по возможности, на равных расстояниях с учетом равномерного распределения давления по всем станциям трубопровода. С экономической точки зрения промежуточные станции стремятся размещать возможно ближе к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам электроснабжения и водоснабжения, а головные станции — на

площадках нефтеперерабатывающих заводов и установок подготовки нефти, а также вблизи резервуарных парков с использованием их объема.

В состав производственно-технологических сооружений перекачивающих станций кроме собственно перекачивающих насосных (основной и подпорной) входят: резервуарный парк (для головных и наливных станций), устройства для пуска скребков или разделителей, установки для фильтров, а также отдельные емкости для сброса утечек и приема жидкости из предохранительных систем защиты. На конечных (наливных) станциях или на промежуточных (на которых предусматривается палив продуктов в железнодорожные цистерны) сооружают соответствующие железнодорожные наливные устройства (эстакады).

Кроме технологических сооружений на площадках размещают производственно-вспомогательные объекты водоснабжения, канализации и электроснабжения, а также административно-хозяйственные постройки.

Здания и сооружения перекачивающих станций размещают на территории по зонам, расстояния между которыми, а также разрывы между отдельными зданиями и сооружениями внутри зон принимаются в соответствии с нормами и правилами проектирования. Габариты зданий насосных при компоновке оборудования принимаются кратными стандартному шагу колонн (6,9 и 12) с учетом конструктивных особенностей устанавливаемого оборудования, удобства монтажа и эксплуатации.

Все технологические сооружения перекачивающих станций связаны системой трубопроводов. На рис. 1.7 представлена принципиальная технологическая схема современной головной перекачивающей станции магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм. Система технологических трубопроводов станции позволяет производить следующие основные операции: прием нефти в резервуары и подачу ее по магистральному трубопроводу к следующей станции с необходимым подпором (противокавитационным запасом); приемку из магистрального нефтепровода и пуск в него скребка без остановки станции; автоматический переход на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, минуя ближайшую промежуточную станцию в случае ее остановки; сброс нефти из системы разгрузки насосов в резервуары-приемники при чрезмерном повышении давления с последующей откачкой в приемный трубопровод основных насосов; внутрипарковые перекачки, осуществляемые подпорными насосами; подачу нефти в резервуары через размывающие головки с целью предотвращения отложения парафина и зачистки резервуара.

Основные магистральные насосы на головных или промежуточных станциях с резервуарами обычно работают синхронно с подпорными насосами, предназначенными для создания подпора на входе в насос, предотвращающего отрицательное влияние упругости паров нефти и нефтепродуктов. Подпорные насосы часто размещают в отдельном здании, называемом подпорной насосной.

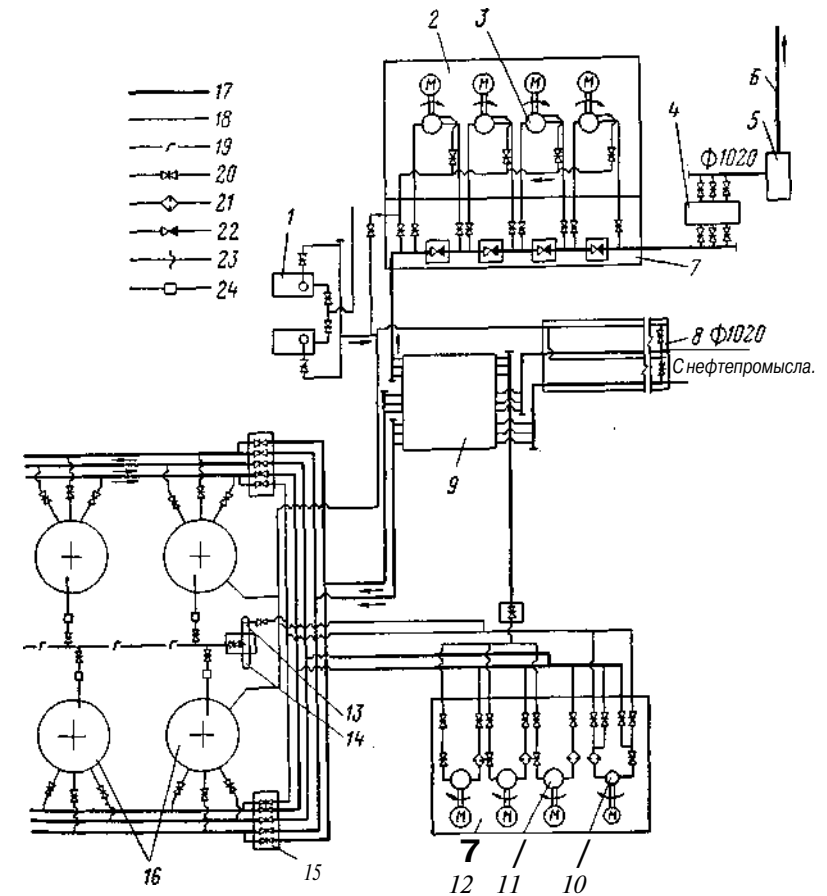


Рис. 1.7. Технологическая схема головной насосной станции:

1 — резервуар-сборник с погружным насосом; 2 — основная насосная; 3 — насосный агрегат НМ-10000-210; 4 — помещение блока регулирования; 5 — площадка блока пуска скребка; 6 — магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм; 7 — площадка узла переключения основной насосной; 8 — площадка блока предохранительных устройств; 9 — помещение замерного блока; 10 — насос 12НД; 11 — насос НМП 5000-715; 12 — подпорная насосная; 13 — погружной насос; 14 — дренажный сборник; 15 — блок переключения; 16 — резервуар РВС-50000 м<sup>3</sup>; 17 — трубопровод основной; 18 — трубопровод вспомогательный; 19 — трубопровод газоравнительной системы; 20 — задвижка или вентиль; 21 — фильтр; 22 — обратный клапан; 23 — перекрещивание трубопроводов; 24 — огневой предохранитель



На рис. 1.8 представлена технологическая схема промежуточной станции (без резервуаров) магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм. За исключением операций, связанных с размещением резервуарного парка, эта насосная выполняет те же перекачки, что

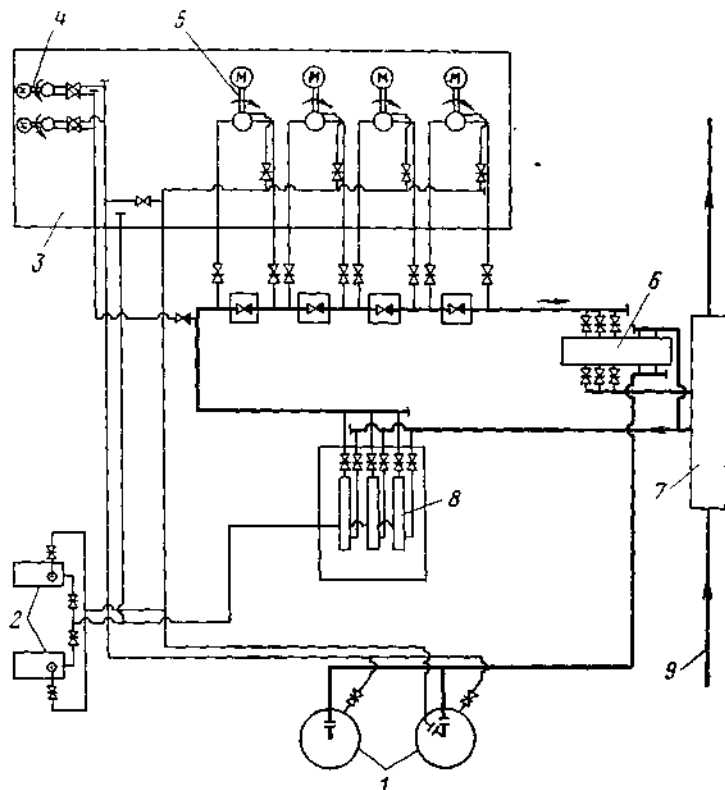


Рис. 1.8. Технологическая схема промежуточной насосной станции:

1 — резервуар РВС; 2 — резервуары-сборники с погружным насосом; 3 — здание насосной станции; 4 — подпорные насосные агрегаты; 5 — основные насосные агрегаты; 6 — помещение блока регулирования; 7 — площадка блока приема и пуска скребка; 8 — площадка фильтров грязеуловителей; 9 — магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм

и головная станция. Коммуникацией трубопроводов предусматривается возможность работы станции при выключенной насосной, т. е. пропуск нефти с предыдущей станции на последующую. Для унификации трубопроводные коммуникации насосных стремятся выполнять одинаковыми с применением однотипных монтажных элементов.

Нефтеперекачивающие насосные станции снабжаются как основным, так и вспомогательным оборудованием. К основному оборудованию относятся насосные агрегаты (насосы в комплекте с двигателем), осуществляющие перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу, а к вспомогательному — оборудование, обслу-

живающее основные агрегаты, например: местные водяные и топливные насосы, компрессоры и другие устройства воздухообеспечения, установка маслоснабжения для системы смазки, вентиляторы, питательные бачки, теплообменники и др.

Основным типом насосного агрегата является центробежный насос (с приводом от электродвигателя), подача которого достигает  $40\ 000\text{--}12\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$  напором, превышающим 200 м.

Расчеты и практика проектирования показали, что всегда целесообразнее и экономичнее работа двух или трех последовательно соединенных насосов (по сравнению с одним высоконапорным насосом). Поэтому в магистральных насосных обычно устанавливают групповой насосный агрегат из двух или трех последовательно соединенных насосов, обеспечивающих напор 400–600 м при сохранении подачи каждого насоса и минимальной мощности электродвигателей. Число рабочих насосов определяется, исходя из расчетного рабочего давления, характеристики насосов и режима перекачки (с учетом автоматического регулирования параметров работы).

Центробежные насосы совершенно незаменимы при работе магистрального трубопровода по системе перекачки «из насоса в насос» (для чего не пригодны поршневые насосы), так как они позволяют регулировать напор соответствующей обрезкой рабочих колес насоса. При эксплуатации нефтепроводов с неполным числом построенных насосных станций рекомендуется применять в центробежных насосах сменные роторы с рабочими колесами, обеспечивающими высокие к. п. д. при пониженных подачах.

К современным конструкциям центробежных насосов предъявляются требования, вытекающие из условий их работы в нефтеперекачивающих станциях: они должны обеспечивать полную герметизацию во всех узлах, быть надежными при продолжительной работе без постоянного наблюдения обслуживающего персонала, иметь необходимые устройства для дистанционного включения, автоматической защиты от аварий и гарантировать эксплуатацию с высоким к. п. д. В табл. 1.9 приведены основные технические данные магистральных центробежных насосов.

Магистральные насосы поставляются заводом комплектно, с электродвигателем, фундаментными рамами, вспомогательными трубопроводами, приборами автоматики и др. В связи с тем, что характеристика центробежных насосов меняется в достаточно широких пределах (по кривой  $Q - H$ ) для расчетов и выбора параметров насосов предельные значения их подачи Гипротрубопровод рекомендует принимать в зависимости от пропускной способности трубопроводов (табл. 1.10).

В качестве подпорных насосов (для создания необходимого напора на входе основных магистральных насосов) применяют центробежные насосы типов НДвН и НДсН. Технические данные подпорных насосов приведены в табл. 1.11.

В приведенных таблицах под номинальной подачей понимается такая подача, при которой к. п. д. имеет наибольшее значение.

Таблица 1.9

Основные технические данные магистральных центробежных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас сверх упрюгости насыщенных паров, м вод. ст.	К. п. д., %
НМ-1250-260	1250	260	20	84
НМ-1800-240	1800	240	25	85
НМ-2200-230	2 200	230	28	86
НМ-2500-230	2 500	230	32	86
НМ-3000-220	3 000	220	36	86
НМ-3600-230	3 600	230	40	87
НМ-5000-210	5 000	210	42	88
НМ-7000-210	7 000	210	52	89
НМ-10000-210	10 000	210	65	89

Таблица 1.10

Зоны оптимального использования магистральных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Подача насосов в зоне использования			Мощность привода насоса, кВт
		м <sup>3</sup> /ч	в % к номинальной подаче	млн. т/год (при трех работающих насосах)	
НМ-1250-260	1250	940-1 430	75-115	6,9-10,4	850-1100
НМ-1800-240	1800	1350-2 070	75-120	10,0-15,1	1100-1400
НМ-2200-230	2 200	1760-2 530	80-115	12,8-18,4	1350-1650
НМ-2500-230	2 500	1870-2 850	75-115	13,5-20,8	1450-1850
НМ-3000-220	3 000	2400-3 450	80-115	17,5-25,1	1800-2150
НМ-3600-230	3 600	2700-4 150	75-115	19,7-30,3	2050-2650
НМ-5000-210	5 000	3800-5 750	75-115	27,3-42,0	2600-3250
НМ-7000-210	7 000	5200-8 000	75-115	37,9-58,4	3650-4600
НМ-10000-210	10 000	7450-11 450	75-115	54,3-83,3	5200-6600

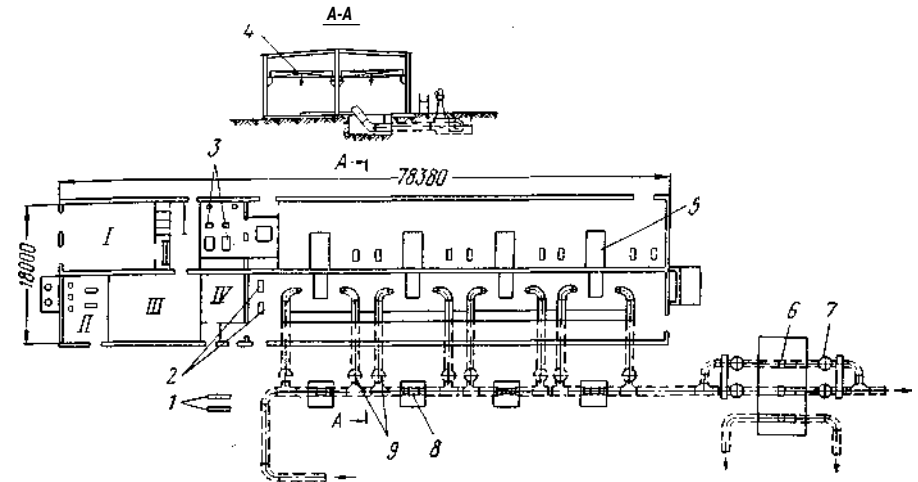
Таблица 1.11

Технические данные подпорных насосов

Марка насоса	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %	Марка насоса	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %
8НДвН	600	35	79	20НДсН	2700	39	90
12НДсН	1000	24	85	22НДсН	3600	52	92
14НДсН	1260	37	87	32НД-8×1	3000	76	76
18НДсН	1980	34	91	24НДсН	4000	69	82

Для привода магистральных центробежных насосов применяют электродвигатели синхронного (СТД) и асинхронного (АТД) типов. Синхронные электродвигатели по конструкции являются взрывоопасными, поэтому их приходится устанавливать изолированно от насосов, т. е. в отдельном помещении (за перегородкой). На рис. 1.9 представлена компоновка промежуточной перекачивающей насосной с подачей 10 000 м<sup>3</sup>/ч (вариант с перегородкой).

В качестве основных агрегатов установлены центробежные насосы НМ-10 000-210 с электродвигателями СТД-6300 мощностью

Рис. 1.9. Компоновка магистральной насосной с подачей 10 000 м<sup>3</sup>/ч:

• Г — трансформаторная; II — компрессорная; III — операторная; IV — приточная камера; 1 — маслоохладитель; 2 — центробежные насосы водоснабжения; 3 — масляная система; 4 — мостовой кран; 5 — центробежный насос с электродвигателем; 6 — предохранительный клапан; 7 — регулирующий клапан; 8 — обратный клапан; 9 — задвижки

6300 кВт открытого типа, установленными в отдельном помещении, которое отделено от насосного зала глухой стеной. Система трубопроводов обеспечивает работу одного, двух и трех последовательно соединенных насосов. Для устранения перетекания нефти из напорного трубопровода в подводящий на соединительных участках установлены четыре обратных клапана, позволяющие производить запуск и остановку любого насоса без прекращения работы остальных насосов, а также осуществлять ступенчатое регулирование подачи насосной за счет изменения числа работающих насосов. После обратных клапанов на прямом участке трубопроводов для измерения подачи устанавливают расходомеры (счетчики).

Кроме главного машинного помещения (насосного и моторного от Делений) в здании насосной размещают еще вспомогательные помещения, где устанавливают вспомогательное оборудование систем смазки и охлаждения основных агрегатов, а также помещения вентиляторов и операторной.

Таблица 1.12

Данные о стоимости перекачивающих станций (в тыс.руб.)

Диаметр трубопровода, м	Тип станции		Диаметр трубопровода, м	Тип станции	
	головная	промежуточная		головная	промежуточная
Для нефтепродуктопроводов			Для нефтепроводов		
219	1340	830	530	5 400	1930
325	1640	920	820	9 200	2550
426	2550	1270	1020	15 400	3000
530	3900	1670	1220	16 200	3500

В настоящее время внедряют блочно-комплектные станции, сооружаемые из отдельных блоков (вместо капитальных зданий), укомплектованных технологическим оборудованием, которое смонтировано на общей транспортбельной раме с трубопроводами, аппаратурой, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации. Перекачивающие станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в принципе выполняются по одинаковой схеме, за исключением коммуникаций, обеспечивающих подогрев нефти и зачистку нефтяных резервуаров. Кроме того, станции нефтепроводов сооружают более мощными, соответственно диаметру трубопровода. В табл. 1.12 приведены данные о стоимости перекачивающих станций в зависимости от диаметра нефтепродуктопровода и нефтепровода.

Как видно из табл. 1.12 головная станция во всех случаях дороже промежуточной за счет дополнительного строительства резервуарного парка.

## ГЛАВА 2

### НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗЫСКАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

#### § 1. Организация и проведение проектных работ

Основанием для решения вопроса о необходимости проектирования и строительства новых трубопроводных магистралей для транспорта нефти, нефтепродуктов и газа или реконструкции действующих является общий план развития нефтяной и газовой промышленности, в котором учитываются перспективные снабжение нефтью нефтеперерабатывающих заводов и обеспечение нефтепродуктами и газом промышленности, сельского и городского хозяйства.

Развитие сети нефтегазопроводов осуществляется на основе технико-экономических обоснований с выявлением наиболее оптимальных направлений проектируемых нефтяных и газовых магистралей.

Задание на проектирование, как правило, выдается соответствующим министерством. В задании указываются общие требования к объекту нового строительства, в том числе: ориентировочное направление будущей трубопроводной магистрали (начальный, конечный и промежуточные пункты); месторасположение нефтебазы и газохранилища; проектная пропускная способность нефтепровода, нефтепродуктопровода или газопровода и грузооборот нефтебазы и газохранилища.

Проектирование предприятий транспорта и хранения ведется обычно по двум стадиям — составление технического проекта и разработка рабочих чертежей. Допускается также составление проекта в одну стадию — технико-рабочий проект, т. е. технический проект, совмещенный с рабочими чертежами. Технико-рабочие проекты разрабатываются для объектов, строительство которых намечается осуществлять по типовым и повторно применяемым экономичным индивидуальным проектам, а также для технически несложных объектов. При проектировании крупных, наиболее сложных объектов разрабатывается технико-экономическое обоснование (ТЭО), предшествующее составлению технического проекта. Технико-экономическое обоснование разрабатывается для установления целесообразности и экономической эффективности предлагаемого к строительству магистрального трубопровода, нефтебазы или газохранилища. В обосновании дается экономический анализ объекта с учетом комплекса технологических, топографических, общестроительных и других факторов, что позволяет принять наиболее правильное и обоснованное решение по принципиальным вопросам строительства объекта. В ТЭО рассматриваются несколько вариантов прохождения трассы магистрального трубопровода или площадок строительства нефтебазы и газохранилищ с более подробной характеристикой выбранного варианта и указанием пропускной способности и диаметра трубопроводов, грузооборота нефтебазы, состава пусковых комплексов, а также очередности строительства; определяются уровень механизации и автоматизации производства, энерговооруженность и приводятся данные о жилищном и гражданском строительстве проектируемого объекта, а также о необходимом объеме развития строительной базы. Таким образом, в результате выполнения ТЭО определяются основные направления разработки проекта и составляется задание на проектирование, являющееся основным исходным документом при изыскании и проектировании предприятия.

Технический проект выполняется с целью окончательного решения основных принципиальных проектных предложений и уточнения Рекомендаций, сделанных в ТЭО. В техническом проекте рассматривается весь комплекс инженерных задач, начиная с выбора площадок и трассы под строительство, выявления источников снабжения основным сырьем, топливом, водой и энергией, строительными материалами, принятия основных технических решений по основным сооружениям проектируемого объекта и заканчивая определением общей стоимости строительства, выявлением основных технико-экономических показателей и спецификацией требуемого оборудования.

Технический проект со сметами после его утверждения служит основанием для финансирования строительства, заказа основного оборудования и разработки рабочих чертежей.

При разработке проектов учитывается максимальное использование типовых проектов или экономических проектов аналогичных объектов называемых в практике проектирования проектами повторного использования.

Для унификации и сокращения объема проектной документации ее разрабатывают в соответствии с эталоном проекта, утвержденного министерством или ведомством, которым определены состав и оформление проектных материалов. В рабочих чертежах детально разрабатываются все конструктивные элементы, уточняются отдельные технические данные. В состав рабочих чертежей входит разработка общих компоновочных, монтажных чертежей с расположением оборудования, частей здания или сооружений и конструкций и детализированных чертежей, в которых приводятся узлы и детали с необходимыми размерами и указаниями для производства работ или изготовления.

В монтажных чертежах насосных, компрессорных станций, механических мастерских, котельных и других кроме расстановки основного<sup>4</sup>, и вспомогательного оборудования дается размещение трубопроводных коммуникаций, приборов автоматики, телемеханики, контрольно-измерительной аппаратуры связи и сигнализации.

В спецификациях рабочих чертежей приводятся необходимые характеристики оборудования и материалов в объеме, необходимом для заказа в количествах, требуемых для изготовления деталей и монтажа оборудования, трубопроводов и различной аппаратуры.

Разработка конструкторской документации осуществляется в соответствии с «Единой системой конструкторской документации (ЕСКД)», представляющей собой комплекс государственных стандартов по составлению и оформлению конструкторской документации. К конструкторской документации относятся графические и текстовые документы, которые в совокупности определяют состав и устройство изделия и содержат необходимые данные для его разработки, изготовления, контроля, приемки, эксплуатации и ремонта.

Конструкторские документы в зависимости от стадии разработки подразделяются на проектные и рабочие. К проектным относятся технические задания и предложения, эскизный и технический проект изделия; к рабочим документам относятся рабочие чертежи опытных образцов изделий, установочных серий, а также изделий массового производства.

Пояснительная записка на изделие должна содержать следующие разделы: введение; назначение и область применения проектируемого изделия; техническую характеристику; описание и обоснование выбранной конструкции; расчеты, подтверждающие работоспособность изделия; описание организации работ; ожидаемые технико-экономические показатели; уровень унификации.

При разработке чертежей предусматривают: оптимальное применение стандартных и покупных изделий; рациональную ограничен-

ную номенклатуру размеров, марок и сортов применяемых материалов, необходимую степень взаимозаменяемости. На чертежах применяются условные обозначения в соответствии с государственными стандартами.

Проектные и изыскательские работы выполняются проектной организацией — генеральным проектировщиком с участием изыскательских организаций. В некоторых случаях привлекают специализированные проектные организации для разработки на договорных началах отдельных частей проектов. Генеральным проектировщиком, как правило, назначается организация, разрабатывающая технологическую часть проекта. Проектная организация — генеральный проектировщик назначает в свою очередь по каждому предприятию главного инженера (главного архитектора) проекта. Последний осуществляет организацию и техническое руководство проектно-изыскательскими работами на протяжении всего периода проектирования, строительства и освоения проектных мощностей.

Проектно-изыскательские работы следует выполнять с применением современных средств вычислительной техники и прогрессивных способов составления проектных материалов, которые способствуют повышению производительности труда работников проектно-изыскательских организаций и качества проектов.

## § 2. Нормы проектирования

При проектировании объектов транспорта и хранения нефти нефтепродуктов и газа руководствуются действующими нормами проектирования, как общими, относящимися к строительству промышленных предприятий, так и специальными, учитывающими особенности рассматриваемых объектов.

К общим нормам относится и инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства Госстроя СССР, которой установлен состав, содержание, порядок разработки, согласования и утверждения проектов и смет. При разработке генеральных планов площадок нефтебаз, газохранилищ, перекачивающих и наливных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов компрессорных станций, а также отдельных сооружений и установок с учетом требований пожарной безопасности объекта руководствуются строительными нормами и правилами проектирования.

Основные технологические решения объектов транспорта нефти, нефтепродуктов и газа принимаются по соответствующим нормам технологического проектирования. Так, в нормах технологического проектирования и технико-экономических показателях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов даны указания и рекомендации по целому комплексу вопросов — по рекомендуемым основным параметрам магистральных трубопроводов, режиму работ и расстановке перекачивающих и наливных станций; также приводятся требования к трубопроводам, резервуарным емкостям, наливным устройствам, линейным сооружениям, ремонтному хозяйству и связи. Техничко-экономическими показателями кроме основных

данных по металлоложениям, капиталовложениям, эксплуатационным расходам определены нормы расхода электроэнергии и штаты обслуживающего персонала. Аналогичные требования и технико-экономические показатели распространяются и на проектирование газопроводов. В основном нормы технологического проектирования ориентируют на прогрессивные методы транспорта нефти, нефтепродуктов и газа с применением механизации и автоматизации, обеспечивающих надежность и экономичность эксплуатации предприятий при одновременном уменьшении трудовых затрат и материалов.

### § 3. Изыскательские работы

Инженерным изысканиям обычно предшествует выбор трассы нефтегазовой трубопроводной магистрали и площадок для строительства перекачивающих станций. Трассу или площадку выбирает специальная комиссия, назначаемая министерством или ведомством. В состав комиссии входят представители организаций, в различной мере заинтересованных в строительстве данного предприятия, или представители организаций, чьи интересы затрагиваются как при строительстве, так и в процессе эксплуатации предприятия.

В процессе выбора трассы или площадки производят необходимые рекогносцировочные работы на основе картографического материала, собирают необходимые сведения и принципиальные согласования с местными органами (включая органы пожарного и санитарного надзора) об отводе (отчуждении) участков, источников энергоснабжения, связи, водоснабжения, канализации, а также источников получения местных строительных материалов и т. д. Комиссия составляет акт по выбору трассы или площадки, который утверждается министерством или ведомством-заказчиком вместе с заданием на проектирование.

Основное направление работ инженерных изысканий обуславливается данными, полученными в процессе выбора трассы или площадки и чем полнее были собраны эти данные, тем легче организовать дальнейшие изыскания при минимальном времени и наименьших затратах. В задачу инженерных изысканий входит наиболее детальный сбор и уточнение исходных данных, необходимых для проектирования, а также для увязки различных вопросов строительства с центральными и местными органами. В объем изысканий для технического проекта входит следующий комплекс работ: экономические изыскания, трассирование, топографо-геодезическая съемка, инженерно-геологические, гидрологические изыскания и метеорологические наблюдения.

Для труднодоступных мест трассы производится аэровизуальное исследование или аэрофотосъемка.

В процессе предварительных изысканий в качестве вспомогательного материала обычно пользуются картами местности в масштабе 1 : 25 000—1 : 100 000, которые достаточно хорошо характеризуют ситуацию и рельеф местности. В результате окончательных изысканий при камеральной обработке уточняют план, ситуацию

продольный профиль утвержденного направления трассы или план земельного участка, отведенного под строительство предприятия. На трассе трубопровода, обычно шириной 100 м, показывают всю необходимую при проектировании ситуацию природных и других условий, например: леса, луга, пашни, реки, болота, населенные пункты, дороги, линии электропередачи, связи и др.

Горизонтальный масштаб профиля трассы принимается в зависимости от длины трубопровода, т. е. от 1 : 1 000 000 до 1 : 5 000 000, а вертикальный берется от 1 : 10 000 до 5 : 10 000 в зависимости от разности отметок.

Профиль трассы трубопровода является основным графическим материалом, при помощи которого определяются расстояния между перекачивающими станциями, выявляются перевальные, наиболее возвышенные точки трассы, а также глубокие впадины. Чертеж профиля трассы для гидравлического расчета вычерчивают таким образом, чтобы масштаб геодезических отметок по высоте (вертикальный масштаб) был крупнее масштаба по длине (горизонтальный масштаб), в результате чего нагляднее проявляются изменения профиля — возвышенности и впадины. Такой профиль называется с ж а т ы м. В процессе проектирования на указанный профиль наносят расположение перекачивающих станций и эпюры расчетных давлений по трубопроводу.

Генпланы компрессорной и насосной станций составляют в пределах отведенного участка, закрепленного знаками и документально оформленного местными органами управления.

Топогеодезическую съемку участка обычно производят с учетом разбивки на плане строительной сетки через 100 м и нанесения горизонталей через 0,5 м. Масштаб плана участка принимают 1 : 1000 и 1 : 2000 в зависимости от рельефа и площади участка. Необходимую площадь участка определяют с учетом действующих норм противопожарных разрывов между сооружениями и установками и особенностей их эксплуатации.

При инженерно-геологических изысканиях производят проходку разведочных выработок по окончательно выбранной трассе, контрольные обследования сложных участков и переходов, определение глубины промерзания грунтов, лабораторные анализы грунтов, подземных вод и определяют коррозионную и агрессивную активность грунтов. Глубину выработок обычно принимают 3—5 м, а для отдельных сложных участков и на переходах болот и водных преград ее увеличивают до 10—15 м.

Гидрогеологические изыскания включают в себя установление Уровня высоких вод в местах переходов трубопроводов через водные препятствия, продолжительность их стояния на пересекаемых болотах, выявление допустимых нагрузок на поверхности болота для определения проходимости механизированных колонн, а также возможности осушения болот и площади водосброса в створах переходов.

При проектировании требуется еще целый ряд сведений по строительным площадкам, которые определяются требованиями общей

инструкции по инженерным изысканиям для промышленного строительства. В частности, собирают данные метеорологических наблюдений, определяют температурный режим грунтов на различных расстояниях от поверхности до глубины промерзания, которые необходимы для расчета и определения глубины укладки трубопровода. Устанавливают возможность получения электроэнергии, протяженность линии электропередачи, положение подстанций и их основные параметры, выявляют данные о местном топливе, условия водоснабжения и канализации.

### ГЛАВА 3 РАСЧЕТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

В практике проектирования расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов называют также технологическими расчетами, т. е. имеется в виду комплекс расчетов, связанных с технологическим процессом транспорта нефти и нефтепродуктов. В состав технологического расчета входит собственно гидравлический расчет нефтепровода и нефтепродуктопровода, выбор оборудования, механические и теплотехнические расчеты, а также технико-экономический расчет, включающий выбор оптимального диаметра трубопровода с учетом сравнительных технико-экономических показателей различных вариантов. Кроме того, при выбранных вариантах расположения насосных станций рассчитывают режимы эксплуатации трубопровода с уточнением пропускной способности при различных условиях перекачки и принятых методах регулирования его работы. Технологические расчеты выполняют в соответствии с «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». По технологическим расчетам решаются основные технические вопросы наиболее рациональной схемы сооружения магистрального нефтепровода (или нефтепродуктопровода) при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию. Исходными данными для расчета являются: требуемая подача нефти и нефтепродуктов (объем перекачки), определяемая заданием на проектирование и технико-экономическими проработками; физические характеристики нефти и нефтепродуктов при температуре перекачки (зависимость вязкости и плотности от температуры); среднемесячные температуры грунта на глубине заложения трубопровода; механические свойства материала труб; направление, протяженность и высотное расположение трубопровода, определяемое по плану трассы, нанесенной на топографическую карту, и сжатою профилю трассы.

#### § 1. Гидравлический расчет нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

В задачу гидравлического расчета магистрального нефтепровода (или нефтепродуктопровода) входит определение суммарных потерь напора по длине трубопровода, числа перекачивающих станций

и расстановка их по трассе трубопровода. К основным расчетным параметрам магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода относятся: пропускная способность, диаметр и рабочее давление. Гидравлический расчет трубопровода ведется в следующей последовательности (порядок расчета): по пропускной способности и вязкости находят диаметр трубопровода и режим течения жидкости (параметр Рейнольдса), от которого зависит коэффициент гидравлического сопротивления; затем определяют потерю напора и гидравлический уклон как основного трубопровода, так и лупинга (местного удвоения трубопровода) или вставки (местного увеличения диаметра). По профилю трассы определяют расчетную длину трассы до перевальной точки и соответствующую разность геодезических отметок ( $\Delta z$ ). Пользуясь этими данными, определяют число насосных станций.

Под пропускной способностью магистрального трубопровода понимается максимальное количество нефти или нефтепродукта, которое может быть перекачано по трубопроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установленном режиме.

Расчетная подача нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу или нефтепродуктопроводу, исходя из условия равномерной перекачки в течение года, равна отношению годовой пропускной способности к числу рабочих дней в году с учетом остановки на ремонт (350 дней или 8400 ч в году). Расчетная часовая подача (в м<sup>3</sup>/ч) определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{350 \cdot 24\phi}, \quad (3.1)$$

где  $G$  — годовая пропускная способность трубопровода, т/год; 350 — число рабочих дней трубопровода за год;  $\phi$  — плотность нефти или нефтепродукта, т/м<sup>3</sup>.

Диаметр трубопровода (в м) определяют при заданной пропускной способности (расходе) трубопровода и принятой скорости течения жидкости (1,5—2,5 м/с) по формуле

$$d = \sqrt{\frac{4q}{\pi w}}, \quad (3.2)$$

где  $q$  — секундная пропускная способность (расход), м<sup>3</sup>/с;  $w$  — скорость течения жидкости, м/с.

Расчитанные размеры диаметра трубы округляют до ближайшего диаметра по ГОСТ. Толщина стенки трубы определяется механическим расчетом.

На пропускную способность трубопровода при прочих равных условиях наибольшее влияние оказывает вязкость и плотность жидкости. В расчетах нефтепроводов и нефтепродуктопроводов обычно пользуются значением кинематической вязкости  $\nu$  (в м<sup>2</sup>/с), т. е. отношением динамической вязкости  $\mu$ , к плотности жидкости  $\rho$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Единица кинематической вязкости — стоке (Ст) равна  $1 \text{ м}^2/\text{с} \cdot 10^{-4}$ . Единица кинематической вязкости, в 100 раз меньшая стока, называется сантистоксом (сСт) и соответствует вязкости воды при  $20^\circ \text{С}$ .

Вязкость жидкостей с повышением температуры уменьшается. Изменение вязкости в зависимости от давления незначительно и обычно в расчетах не учитывается. Большей вязкостью обладают нефти и так называемые темные нефтепродукты, к которым относятся все виды масел, мазуты и другие малоиспаряющиеся нефтепродукты.

В гидравлических расчетах подземных трубопроводов значение вязкости и плотности принимают обычно соответственно средней температуре грунта на уровне оси трубопровода за определенный период года.

Если трасса трубопровода проходит по нескольким климатическим зонам, то гидравлический расчет ведут по каждой из них в отдельности. При выполнении гидравлических расчетов пользуются следующими основными формулами.

Потерю напора на трение  $h_{\text{т}}$  (в м) в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\text{т}} = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (3.3)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $l$  — длина трубопровода, м;  $d$  — внутренний диаметр трубопровода, м;  $w$  — скорость движения жидкости, м/с;  $g$  — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup> (принимается  $9,81 \text{ м/с}^2$ ).

Коэффициент гидравлического сопротивления (трения)  $\lambda$  является безразмерной величиной и зависит от режима движения жидкости, характеризуемого критерием Рейнольдса (Re), зависящим в свою очередь от средней скорости жидкости  $u$ , от диаметра трубы  $d$  и от кинематической вязкости жидкости  $\nu$ :

$$\text{Re} = \frac{wd}{\nu}. \quad (3.4)$$

При ламинарном течении жидкости (при  $\text{Re} \leq 2000$ ) в трубе круглого сечения значение коэффициента трения зависит только от величины Re (обратно пропорционально ему) и определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (3.5)$$

При  $\text{Re} > 3000$  движение жидкости происходит при турбулентном режиме.

В интервале чисел  $\text{Re} = 2000\text{—}3000$ , называемом переходным, можно наблюдать оба режима. В этой области  $\lambda$  определяют по формулам турбулентного режима. При турбулентном движении  $\lambda$  зависит не только от критерия Re, но и от шероховатости труб  $\varepsilon$  при определенных значениях Re. По этому признаку в зависимости от характера трения жидкости о стенки трубы при турбулентном режиме выявляются три зоны.

Зона гидравлически гладких труб (первая зона), в которой  $\lambda$  зависит только от параметра Re, т. е.  $\lambda = f(\text{Re})$ , и определяется по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}}. \quad (3.6)$$

Зона сметанного трения или гидравлически шероховатых труб (вторая зона), в которой  $\lambda$  зависит от параметра Рейнольдса и шероховатости труб  $\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon)$ , для которого переходное значение

$$\text{Re}_1 = \frac{59,5}{\varepsilon^{1,148}}$$

где  $\varepsilon$  — относительная шероховатость  $\varepsilon = e/R$ ;  $e$  — абсолютная высота выступов шероховатости;  $R$  — радиус трубы.

В этой зоне при значениях  $\text{Re} > \text{Re}_x$  коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,1 \sqrt[4]{\frac{a}{d} + \frac{100}{\text{Re}}} \quad (3.7)$$

где  $a = 0,46 \kappa$ ;  $\kappa$  — «эквивалентная шероховатость» труб, величина которой определяется путем гидравлических испытаний. Значения абсолютной  $e$  и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стальных нефтепроводных труб составляют соответственно (в мм): для новых цельнотянутых труб  $e = 0,05\text{—}0,15$  и  $\kappa = 0,02\text{—}0,07$ ; для труб, находившихся в непродолжительной эксплуатации,  $e = 0,2\text{—}0,3$  и  $\kappa = 0,2\text{—}0,5$ .

Зона квадратичного закона сопротивления (третья зона), в которой  $\lambda$  зависит только от относительной шероховатости  $\lambda = f(\varepsilon)$  непереходное значение  $\text{Re}_2$  находится по формуле

$$\text{Re}_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}. \quad (3.8)$$

Соответственно при  $\text{Re} > \text{Re}_2$  коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1,74 + 2 \lg \varepsilon)^2}. \quad (3.9)$$

Для гибких прорезиненных шлангов с внутренней проволочной спиралью

$$\lambda_{\text{шл}} = \lambda + \frac{16e^2}{d_{\text{шл}}b}, \quad (3.10)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления, вычисленный по формулам ламинарного или турбулентного режима;  $e$  — высота выступов проволочной спирали над внутренней поверхностью шланга, м;  $d_{\text{шл}}$  — диаметр шланга, м;  $b$  — шаг проволочной спирали, м.

Для практических расчетов магистральных и станционных трубопроводов согласно норма технологического проектирования

Таблица 3.  
Формулы для определения коэффициентов гидравлического сопротивления для цельнотянутых и сварных труб

Условный диаметр трубы, мм	По формуле $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$ при Re (до)	При значениях Re (выше)	По формулам
Для цельнотянутых труб			
300	18 000	18 000	$\lambda = 0,0147 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
400	35 000	35 000	$\lambda = 0,0140 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
Для сварных труб			
400	56 000	56 000	$\lambda = 0,0134 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
500	73 000	73 000	$\lambda = 0,0130 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
800	110 000	110 000	$\lambda = 0,0123 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1000	120 000	120 000	$\lambda = 0,0121 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1200	125 000	125 000	$\lambda = 0,0120 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$
1400	130 000	130 000	$\lambda = 0,0119 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}}$

коэффициент  $\lambda$  определяют при Re от 2000 до 3000 по эмпирической формуле

$$\lambda = (0,16Re - 13) 10^{-4} \quad (3.11)$$

и при  $Re > 3000$  с учетом шероховатости по формулам, приведенным в табл. 3.1 соответственно для цельнотянутых и сварных труб (с учетом коэффициента эквивалентной шероховатости, равном 0,125 и 0,100 мм).

Потерю напора на трение в трубопроводе  $h_T$ , отнесенную к единице его длины и называемую гидравлическим уклоном, определяют по формуле

$$i = \frac{h_T}{l} \text{ или } i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (3.12)$$

Отсюда  $h_T = il$ . Графическое изображение линии гидравлического уклона (линии падения напора) представлено на рис. 3.1, где  $H_1$  и  $H_2$  соответствуют напорам в начальной и конечной точках

трубопровода. Скорость движения жидкости (в м/с) в трубопроводе определяют по формуле

$$w = \frac{q}{F} = \frac{4q}{\pi d^2} \quad (3.13)$$

где  $d$  — количество перекачиваемой жидкости, м<sup>3</sup>/с.

В некоторых случаях вместо формулы Дарси-Вейсбаха пользуются формулой Лейбензона

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} w^m}{d^{5-m}} \quad (3.14)$$

где  $\beta$  и  $m$  — коэффициенты, равные для ламинарного режима  $\beta = 128/(\pi g)$  и  $m = 1$ ; для турбулентного режима  $\beta = 0,241/g$  и  $m = 0,25$  (гидравлические гладкие трубы);  $\beta = 8\lambda/(\pi^2 g)$  и  $m = 0$  (зона квадратичного закона сопротивления).

Общие потери напора по длине трубопровода определяют по формуле

$$H = h_T + \sum h_m + \Delta z \quad (3.15)$$

где  $\sum h_m$  — суммарные потери на местные сопротивления;  $\Delta z$  — разность нивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы.

Потери напора на местное сопротивление определяют по формуле

$$h_m = \zeta \varphi \frac{w^2}{2g} \quad (3.16)$$

где  $\zeta$  — коэффициент местного сопротивления, принимаемый по табл. 3.2;  $\varphi$  — поправочный коэффициент (для турбулентного режима  $\varphi = 1$ , а для ламинарного режима принимается по графику на рис. 3.2).

Пример 3.1. По трубопроводу с внутренним диаметром 511 мм (0,511 м) и протяженностью 120 км перекачивается нефть в количестве 8·10<sup>6</sup> т/год. Плотность нефти 878 кг/м<sup>3</sup>; вязкость 0,55 см<sup>2</sup>/с; длительность перекачки 350 сут; абсолютная шероховатость труб  $e = 0,1$  мм. Определить потерю напора в трубопроводе, пользуясь теоретической формулой выявления гидравлической зоны режима перекачки.

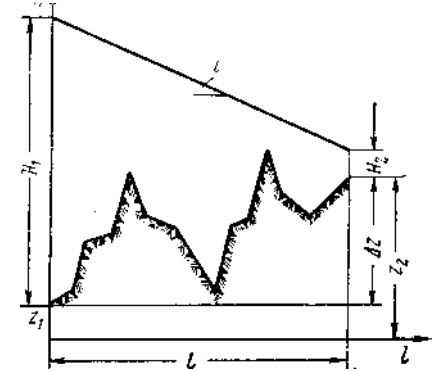


Рис. 3.1. График гидравлического уклона трубопровода

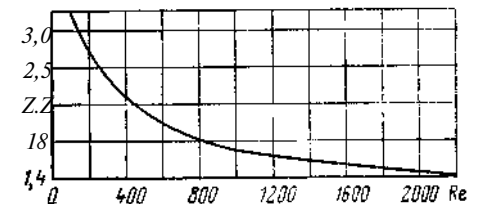


Рис. 3.2. График значений коэффициента  $\varphi$  для ламинарного режима



Таблица 3.2

Коэффициенты  $\zeta$  местных сопротивлений

Вид местного сопротивления	$\zeta$	Вид местного сопротивления	$\zeta$
Выход из резервуара: прямой . . . . .	0,50	Обратный клапан (хлопушка) . . . . .	1,30
через хлопушку . . . . .	0,85	Компенсатор сальниковый . . . . .	0,20
Отвод Z45°—£90°: крутоизогнутый . . . . .	0,15—0,35	Фильтр: для нефти . . . . .	2,00
сварной . . . . .	0,5—1,0	для темных нефтепродуктов . . . . .	3,00
Тройник с поворотом . . . . .	1,20	для светлых нефтепродуктов . . . . .	1,50
Задвижка . . . . .	0,15		1,00
Вентиль . . . . .	3,50		
Кран . . . . .	0,10		

Решение. Секундный расход нефти

$$q = \frac{G}{\rho \cdot 3600} = \frac{8\,000\,000}{878 \cdot 10^{-3} \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость течения нефти по трубопроводу

$$v = \frac{4q}{\pi d} = \frac{4 \cdot 0,3}{3,14 \cdot 0,511^2} \approx 1,5 \text{ м/с}.$$

Режим перекачки

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{1,5 \cdot 0,511}{0,55 \cdot 10^{-4}} = 14000.$$

Относительная шероховатость трубы

$$\varepsilon = \frac{2e}{d} = \frac{2 \cdot 0,1}{511} = 0,000392.$$

Переходное значение  $Re_{кр} = \frac{59,5}{\varepsilon} = \frac{59,5}{0,000392} \approx 151\,785$

Поскольку  $Re < 3 Re_{кр}$ , то перекачка происходит в зоне гидравлически гладких труб и для определения коэффициента гидравлического сопротивления принимаем формулу Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{14000}} = 0,0292.$$

Гидравлический уклон

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{0,0292}{0,511} \cdot \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00655.$$

Потеря напора в трубопроводе

$$h_T = il = 0,00655 \cdot 120 \cdot 10^3 = 785 \text{ м}.$$

## § 2. Выбор основного оборудования насосных станций, расчет их числа и расстановка

К основному оборудованию насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов относятся собственно насосы и их привод — электродвигатели. Насосы преимущественно применяют центробежного типа в соответствии с «нормальным рядом центробежных насосов» и выбирают по требуемой пропускной спо-

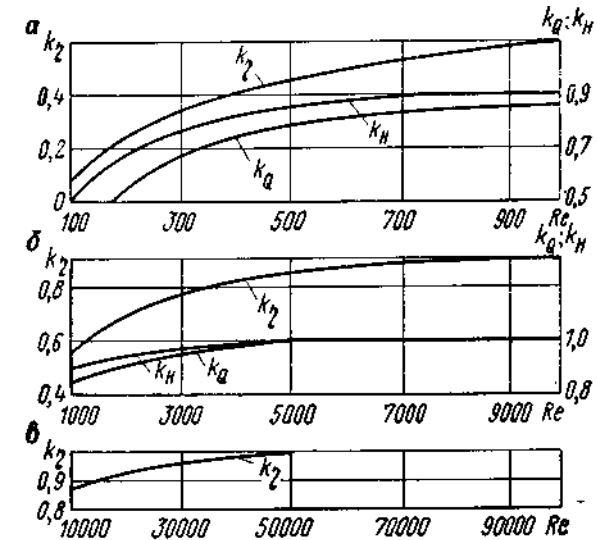


Рис. 3.3. График зависимости поправочных коэффициентов к к. п. д., расходу и напору центробежных насосов от параметра Re в диапазонах:

а — 100—1000; б — 1000—10 000; в — 10 000—100 000

собности. Поскольку в каталогах приведена характеристика центробежных насосов, которая составлена из условия перекачки воды, отличающейся по вязкости от нефти и нефтепродуктов, то необходимо ее пересчитать. Так, при перекачке по трубопроводу нефти, имеющей большую вязкость, чем вода, увеличивается сопротивление на трение, в результате чего подача, напор и к. п. д. будут уменьшаться, а потребляемая мощность увеличиваться. Для пересчета пользуются коэффициентами, приведенными на графике рис. 3.3, где соответствующие коэффициенты пересчета напора  $k_H$ , подачи  $iq$  и к. п. д.  $k_2$  находят в зависимости от Re.

Параметр Рейнольдса определяют по формуле

$$Re = \frac{q_{ном}}{D_{экв} \nu}, \quad (3.17)$$

где  $q_{ном}$  — номинальная подача насоса,  $\text{м}^3 / \text{Д}_{экв}$  — эквивалентный диаметр рабочего колеса насоса, м

$$D_{экв} = \sqrt[4]{4D_b b k}; \quad (3.18)$$

$\nu$  — вязкость перекачиваемой жидкости, м<sup>2</sup>/с;  $D$  — наружный диаметр рабочего колеса, м;  $b$  — ширина лопатки рабочего колеса на наружном диаметре, м;  $\kappa$  — коэффициент сужения сечения лопатки рабочего колеса на выходе (обычно  $\kappa = 0,9$ ).

Чтобы выбрать наиболее оптимальный режим работы центробежных насосов, нормами технологического проектирования рекомендуется напор насосов привести в соответствие с требуемым напором насосной станции путем обрезки рабочих колес насоса. При этом во избежание значительного снижения к. п. д. насосов необходимо уменьшить диаметр колес не более чем на 10%.

Соответствующие размеры рабочего колеса насоса после обрезки определяют по формулам:

$$H' = H \left( \frac{D'}{D} \right)^2;$$

$$D' = \sqrt[3]{D^2 \frac{H'}{H}}, \quad (3.19)$$

где  $H$  и  $D$  — параметры насоса (напор и диаметр рабочего колеса) по универсальной характеристике;  $H'$  и  $D'$  — параметры насоса после обрезки.

Для определения мощности (в кВт) на валу насоса пользуются формулой

$$N_n = \frac{QH\rho \cdot 10^{-3} \cdot 9,81}{3600\eta_n}, \quad (3.20)$$

где  $Q$  — подача насоса, м<sup>3</sup>/ч;  $H$  — напор насоса, м;  $\rho$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta_n$  — полный к. п. д. насоса (с учетом вязкости жидкости).

Мощность электродвигателя с учетом коэффициента запаса  $k_3$  и к. п. д. электродвигателя  $\eta_3$  будет:

$$N_3 = \frac{k_3 N_n}{\eta_3}.$$

Коэффициент запаса принимают  $k_3 = 1,15$  при мощности электродвигателя до 500 кВт и  $k_3 = 1,10$  при мощности более 500 кВт.

Мощность электродвигателя с учетом полного к. п. д. насосно-силовой установки определяют по формуле

$$N = \frac{qH\rho k_3}{102\eta}, \quad (3.22)$$

где  $q$  — подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $H$  — напор, развиваемый насосом, м;  $\rho$  — плотность перекачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $k_3$  — коэффициент запаса;  $\eta$  — полный к. п. д.

$$\eta = \eta_n \eta_3.$$

Расчет числа насосных станций и их расстановку по длине трубопровода обычно выполняют в два этапа — сначала ведут предварительный (прикидочный) расчет, а затем уточненный, на основе сравни-

тельных расчетов. Число насосных станций в общем виде определяют из уравнения баланса напоров

$$\Delta h + nH_{ст} = h + \Delta z, \quad (3.23)$$

где  $\Delta h$  — подпор перед станцией;  $n$  — число однотипных станций;  $H_{ст}$  — напор, развиваемый станцией;  $h$  — потеря напора в трубопроводе;  $\Delta z$  — разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода или перевальной точки и начала трубопровода, м.

Баланс напоров характеризует совместную работу трубопровода и расположенных на ней насосных станций, как единую гидравлическую систему. Графически эта система выражается в виде совмещенной характеристики трубопровода и суммарной характеристики насосных станций. Пример такой характеристики для установки центробежных насосов приведен на рис. 3.4, где пропускной способности трубопровода  $Q$  соответствует рабочая точка пересечения кривых  $H_p(Q)$  и  $nH_{ст}(Q)$ , являющаяся оптимальной. Отрезок  $\Delta h_i$ , соответствует подпору перед головной станцией, необходимому для нормальной работы насосов по обеспечению требуемой пропускной способности. Таким образом, число станций в общем виде определяют по формуле

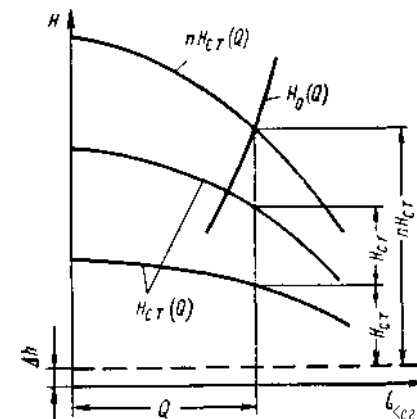


Рис. 3.4. Совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций ( $Q - Y_{ст}$ )

$$n = \frac{il + \Delta z}{H_{ст}}, \quad (3.24)$$

а для случая, когда насосные станции оборудованы центробежными насосами, требующими подпора и с учетом потерь в коммуникациях станции по формуле

$$n = \frac{il + \Delta z}{H_p - \Delta h}, \quad (3.25)$$

где  $l$  — длина трубопровода, а при наличии перевальной точки — расстояние до нее, км;  $H_p$  — расчетный напор (давление) в трубопроводе, определяемый несущей способностью применяемых труб, м;  $\Delta h$  — дополнительный напор (в м), слагаемый из потерь в трубопроводных коммуникациях станции (включая местные сопротивления) и величины требуемого подпора насосов  $\Delta h_1$  (которые обеспечивают их работу без кавитации).

Для приближенных расчетов Гипротрубопровод рекомендует принимать следующие значения  $\Delta h$ :

Подача, м <sup>3</sup> /ч	д л, м	Подача, м <sup>3</sup> /ч	д л, м	Подача, м <sup>3</sup> /ч	д л, м	Подача, м <sup>3</sup> /ч	д л, м
1250 2500	40 45	3600 5000	50 55	7 000 10 000	60 80	12 000	100

Расстановку перекачивающих станций по длине трубопровода наиболее удобно выполнить графоаналитическим путем по методу В. Г. Шухова с последующей аналитической проверкой давления на станциях. С этой целью при расчетах исследуют профиль трубопровода с выявлением на нем перевальных точек и определяют расчетную длину трубопровода.

Перевальной точкой называется возвышенность на трассе, начиная от которой нефть или нефтепродукт может прийти к конечному пункту (к следующей станции) самотеком с расчетным расходом. Расстояние от начала трубопровода до перевальной точки называется расчетной длиной трубопровода.

График расстановки станций строят следующим образом. Сначала в соответствии с принятыми масштабами длин и высот наносят линию гидравлического уклона, по заранее рассчитанному гидравлическому уклону, пользуясь треугольником *ЕКМ*, стороны которого изображают, например, падение напора на участке 100 км (рис. 3.5). Затем на сжатом профиле наносят местоположение насосных станций по длине нефтепровода с гидравлическим уклоном *i*. Для этого на вертикальной линии, проходящей через начальную точку *А*, соответствующую местоположению головной станции, откладывают отрезок *АВ*, равный по масштабу напору станции *H*, а из точки *В* проводят линию гидравлического уклона трубопровода, параллельную гипотенузе *КМ* построенного треугольника *ЕКМ*. Точка пересечения этой линии с профилем трассы и явится теоретическим местом расположения второй станции *С*.

Однако вследствие того, что для нормальной работы основных насосов (без кавитации) требуется подпор  $\Delta h_n$ , то фактическое месторасположение станции переместится левее, в точку *С*. Из этой точки вновь строят перпендикуляр, на котором откладывают напор второй станции и проводят, аналогично предыдущему, гидравлический уклон до пересечения с профилем в точке месторасположения третьей станции. Такое же построение ведут и для последующих станций.

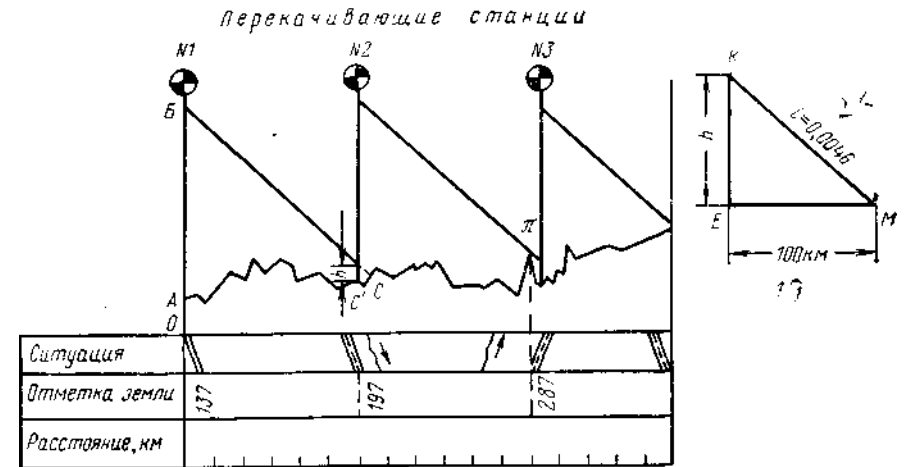
После нахождения зон (точек) расположения насосных станций проверяют пропускную способность отдельных участков трубопровода с целью выравнивания пропускной способности их. Для этого определяют соответствующий требуемый напор на насосных станциях по формуле

$$H_{ст} = i l_p + \Delta z + \Delta h \quad (3.26)$$

и для одного насоса

$$H_n = \frac{H_{ст}}{n'}$$

где  $H_{ст}$  — требуемый напор на станции, м; *i* — гидравлический уклон, м/км;  $l_p$  — расчетная длина трубопровода, км;  $\Delta z$  — разность нивелирных отметок начала и конца трубопровода, м;  $\Delta h$  — дополнительный напор (в м), учитывающий требуемый подпор и потери в подводящих коммуникациях (при перекачке с одной станции на другую) или запас подпора на перевальную точку (обычно 10 м) при перекачке через перевальную точку; *n'* — число рабочих насосов.



о 2в ио во 80 на го <\*о во со 200 го w во 80300 гоио

Рис. 3.5. Расстановка насосных станций на сжатом профиле трассы

Соответствующее требуемое давление на станциях составит \*:

$$p = \frac{H_{ст}}{10} \rho; \quad (3.27)$$

в Па

$$p = H_{ст} \rho g, \quad (3.27a)$$

где  $\rho$  — плотность нефтепродукта относительная или кг/м<sup>3</sup>; *g* — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Это простейший способ расстановки станции при условии, что диаметр трубопровода по всей длине одинаковый, отсутствуют лупинги (параллельно включенные участки трубопровода) и число станций (не дробное) принято теоретически, исходя из условия обеспечения требуемого количества подаваемого продукта. В действительности, учитывая характеристику перекачивающих насосов и ближайшие по ГОСТу диаметры трубопроводов, может получиться дробное число станций. Поэтому, чтобы получить их минимальное число, близкое к расчетному, по длине трассы прокладывают лупинги.

Лупинги прокладывают и в том случае, когда требуется сместить станцию с расчетного местоположения по причине близости

\* 1 кгс/см<sup>2</sup> = 9,81 · 10<sup>4</sup> н/м<sup>2</sup> = 9,81 · 10<sup>4</sup> Па ≈ 1 · 10<sup>5</sup> Па = 10 м вод. ст.; 1 н = 1 кг · м/с<sup>2</sup>; 1 кгс = 9,81 н.

населенного пункта, водной преграды и т. д. На рис. 3.6 показано графически построение расстановки насосной станции на трубопроводе с лупингами; станция перемещается из точки  $a$  в точку  $b$  за счет установки лупинга с гидравлическим уклоном  $\gamma_n$ . В этом случае из конца вертикального отрезка  $H_{сн}$ , выражающего напор станции, проводят

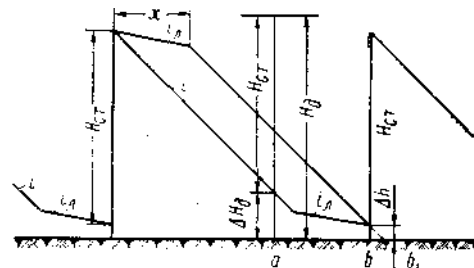


Рис. 3.6. Графическая расстановка станции, оборудованных центробежными насосами, на трубопроводах с лупингами

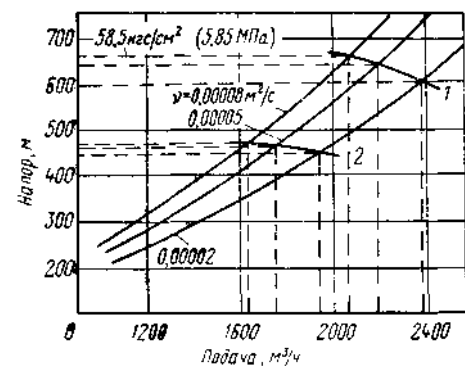


Рис. 3.7. Совмещенная характеристика насосной станции и трубопровода при различной вязкости перекачиваемой нефти:

1 — последовательное соединение трех насосов; 2 — последовательное соединение двух насосов

станции в меньшую сторону также применяют лупинги.

Пропускная способность магистрального нефтепровода при прочих равных условиях существенно изменяется в зависимости от сезонных изменений вязкости нефти. Это, в свою очередь, приводит к изменению режимов работы насосных станций, так как с увеличением вязкости требуется больший напор и, наоборот, с уменьшением вязкости снижается напор, что характерно, например, для летнего времени. Поэтому с целью выявления режима работы станций для среднегодовых условий и в летний период строят совмещенную ха-

рактеристику насосной станции и трубопровода, пример которой для центробежных насосов приведен на рис. 3.7. Для построения характеристики рассматривают лимитирующий участок трубопровода, при этом наносят кривые характеристики трубопровода при различных значениях вязкости. Соответствующие значения напора насосов предварительно рассчитывают с учетом и без учета обрезки колес при изменяющихся подачах в зависимости от числа одновременно работающих насосов. При этих же подачах определяют потери в трубопроводе (при различной вязкости). Точка пересечения линий подачи и напора насосов с кривой трубопровода характеризует величину требуемого напора при данной вязкости и величину пропускной способности. Так, из графика видно, что для среднегодовых условий (при вязкости нефти  $\nu = 0,00005 \text{ м}^2/\text{с}$ ) пропускная способность нефтепровода при напоре станции 645 м (и последовательно соединенных насосах) составит  $2190 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Если, например, в рассматриваемом случае требуемая средняя расчетная подача нефти составляет  $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , то она может быть обеспечена периодическим отключением одного насоса (из трех последовательно соединенных), в результате чего пропускная способность уменьшается до  $1750 \text{ м}^3/\text{ч}$  при напоре станции 465 м. Время работы станции (в ч) с этой пониженной подачей в течение месяца составит:

$$100 \frac{2190 - 2000}{2190 - 1750} \approx 300,$$

где 700 — продолжительность работы станции в месяц ( $8400 : 12$ ); 2000 — расчетная подача,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ; 2190 и 1750 — соответствующие подачи при работе трех и двух насосов,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Приведенный пример показывает, что работу станций в течение года следует регулировать с целью более экономного расходования электроэнергии на работу насосов.

В некоторых случаях при расстановке станций необходимо учитывать особые условия эксплуатации данного нефтепровода. Так, к ним относятся трубопроводы с ответвлениями, т. е. с путевыми расходами («сбросами»). Это возможно, например, при организации снабжения нефтью близлежащего (вдоль трассы) нефтеперерабатывающего завода, попутного «сброса» нефти на железную дорогу или для пополнения запасов нефтебаз. Различают путевые расходы периодические и непрерывные. При периодических расходах, к которым относится случай подачи на железную дорогу или нефтебазу, перекачка за пунктом отбора ведется с меньшим расходом, что регулируется числом работающих насосов. Однако при отсутствии путевого расхода нефтепровод работает на полную пропускную способность и по этим соображениям расчет ведется без их учета.

При непрерывных «сбросах» (например, на нефтеперерабатывающий завод) расход до пункта отбора и после него различны и в этом случае расчет трубопровода ведется по участкам.

На рис. 3.8 показана схема участка нефтепровода с непрерывными путевыми расходами, причем длина этого участка  $AB$  обозначена  $l$ , проходящий по нему транзитный расход  $Q_t$  и путевой расход  $Q_p$ .

Если путевой расход по длине распределяется равномерно, г. е.  $q = QU$  и течение жидкости происходит в квадратичной области турбулентного режима, то потери напора на всем участке трубопровода  $l$  при непрерывном путевом расходе определяют по формуле

$$h_{лп} = \frac{l}{K^2} \left( Q_1^2 + Q_1 Q_2 + Q_2^2 + \frac{Q_2^2}{3} \right) \quad (3.28)$$

где  $K$  — модуль расхода, который при заданном напоре  $\Delta H$  и при  $Q = Q_1 \neq Q_2$  находят по формуле

$$K = \frac{Q}{\sqrt{\frac{\Delta H}{l}}} \quad (3.29)$$

В связи с различными режимами работы отдельных участков нефтепроводов (или нефтепродуктопроводов) с путевыми расходами,

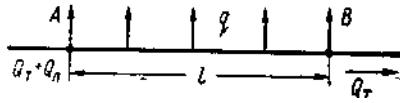


Рис. 3.8. Схема нефтепровода с путевыми расходами

каждый из участков рассчитывают отдельно, причем при малых отборах последние участки можно не учитывать. В любом случае режим перекачки регулируется работой насосных станций.

**Пример 3.2.** Определить диаметр и число насосных станций магистрального нефтепровода, предназначенного для перекачки нефти, по следующим исходным данным (для приближенного расчета).

Пропускная способность нефтепровода  $G = 15 \cdot 10^6$  т/год. Коэффициент кинематической вязкости  $\nu = 0,8 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с. Плотность  $\rho = 880$  кг/м<sup>3</sup> ( $\rho = 0,88$  т/м<sup>3</sup>). Протяженность трубопровода  $l = 300$  км. Разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода  $\Delta z = z_2 - z_1 = 384 - 137 = 247$  м. Напор, развиваемый тремя насосами,  $H_n = 690$  м.

**Решение.** Часовая пропускная способность

$$Q_ч = \frac{G}{350 \cdot 24\rho} = \frac{15 \cdot 10^6}{350 \cdot 24 \cdot 0,88} = 2029 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Задаваясь средней скоростью потока жидкости  $w = 1,5$  м/с, находим расчетный диаметр нефтепровода

$$d_p = \sqrt{\frac{4Q_ч}{\pi w 3600}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2029}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 3600}} = 0,694 \text{ м.}$$

Размер ближайшей стандартной трубы 720 X 9. Толщину стенки проверяют расчетом.

4\* При внутреннем диаметре 702 мм соответствующая ему скорость при заданном расходе составит

$$w_\phi = 1,5 \frac{0,694^2}{0,702^2} = 1,45 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса, характеризующий режим движения жидкости.

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{1,45 \cdot 0,702}{0,8 \cdot 10^{-4}} = 12723.$$

Поскольку режим турбулентный ( $12723 > 3000$ ), то коэффициент трения

$$\frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{12723^{0,25}} = 0,0298$$

я соответствующий ему гидравлический уклон

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{0,0298 \cdot 1,45^2}{0,702 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0045.$$

$$H_\tau = il_p + \Delta z = 0,0045 \cdot 300 \cdot 10^3 + 247 = 1597 \text{ м.}$$

Суммарная потеря напора. Для заданных условий можно в формуле (3.25) принять с приближением  $\gamma_p = \Delta h = 690$  м, т. е. равным напору насосов ( $H_n = 690$ )

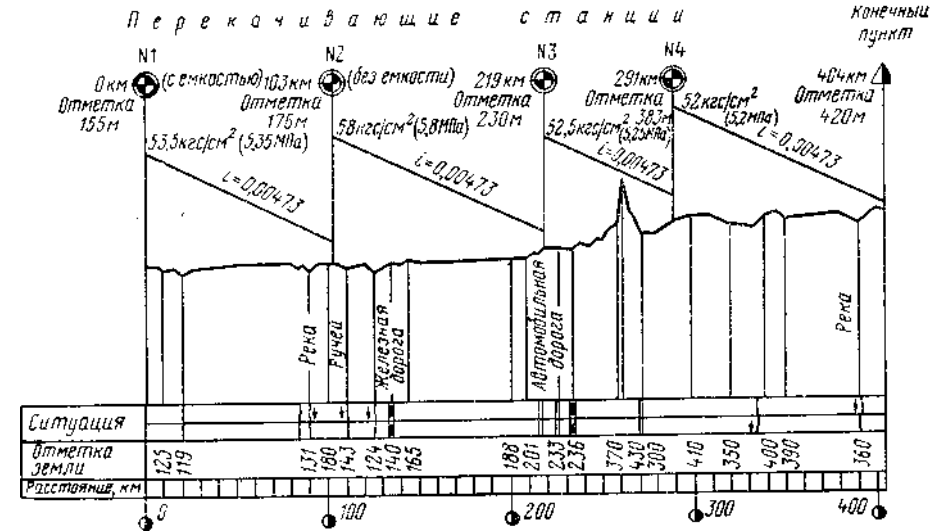


Рис. 3.9. Сжатый профиль трассы нефтепровода диаметром 1220 мм с нанесенными линиями гидравлических уклонов (масштабы: горизонтальный 1 : 1 000 000, вертикальный — 1 : 10 000)

Следовательно, число перекачивающих станций

$$n = \frac{il + \Delta z}{H_p - \Delta h} = \frac{1597 \cdot 0,88}{690} \approx 2,04.$$

Принимаем две станции.

**Пример 3.3.** Определить месторасположение перекачивающих станций магистрального нефтепровода размером  $1220 \times 12$  и пропускной способностью  $74 \cdot 10^6$  т/год по трассе, показанной на рис. 3.9 с построенным совмещенной характеристики перекачивающей станции и нефтепровода. Кинематическая вязкость нефти при расчетной температуре  $\nu = 0,25 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с; плотность  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup>. Перекачка осуществляется тремя насосами НМ-10000-210 с подпором  $\Delta h_1 = 59$  м. Принимаем потери в коммуникациях перекачивающих станций: данной станции  $h_{наг} = 8$  м; следующей станции  $h_{ос} = 13$  м; в резервуарном парке  $h_{тр} = 12$  м; в нагнетательном коллекторе насосов  $h_n = 25$  м; разность максимального уровня нефти в резервуаре и магистральном трубопроводе  $\Delta z_p = 20$  м.

Решение. Часовая пропускная способность

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{350 \cdot 24\rho} = \frac{74 \cdot 10^6}{350 \cdot 24 \cdot 0,85} = 10350 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Скорость движения нефти в трубопроводе

$$w = \frac{4Q_{\text{ч}}}{\pi d^2 3600} = \frac{4 \cdot 10350}{3,14 \cdot 1,196^2 \cdot 3600} = 2,56 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{2,56 \cdot 1,196}{0,25} \cdot 10^4 = 122\,500.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{122\,500 \cdot 25}} = 0,0169.$$

Гидравлический уклон

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = \frac{0,0169}{1,196} \cdot \frac{2,56^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00473$$

или

$$i = 0,00473 \cdot 10^3 = 4,73 \text{ м/км}.$$

Число перекачивающих станций

$$n = \frac{il + \Delta z}{H_p - \Delta h} = \frac{4,73 \cdot 404 + 265}{647 - 80} = 3,8,$$

где по профилю  $l = 404$  км;  $\Delta z = 420 - 155 = 265$  (разность отметок конца и начала трубопровода);  $\Delta h = 80$  м.

Округляя, принимаем  $n = 4$ .

Расстановка станций при использовании метода В. Г. Шухова графически показана на сжатом профиле. Для аналитической проверки получены следующие данные:

Наименование	Длина трассы, км	Отметка, м	Длина участка (по расчету), м	Разность отметок (по расчету), м
Станция № 1	0	155	103	+21
» № 2	103	176	116	+54
» № 3	219	230	44	+390
Перевальная точка	263	620	28	+237
Станция № 4	291	383	113	+37
Конечный пункт	404	420	—	—

Определение напора и давления на станциях и выявление лимитирующего участка производим последовательно по участкам.

Лимитирующим участком нефтепровода является участок между станциями № 2 и № 3.

Участок между станциями	Требуемые напор $H_{\text{ст}}$ и давление $p$
№ 1—№ 2	$H_{\text{ст}} = il + \Delta z + h_{\text{наг}} + h_{\text{вс}} + \Delta h_i = 4,73 \cdot 103 + 21 + 8 + 13 + 59 = 589 \text{ м}$ ( $p = 50 \text{ кгс/см}^2$ )
№ 2—№ 3	$H_{\text{ст}} = 4,73 \cdot 116 + 54 + 8 + 13 + 59 = 682 \text{ м}$ ( $p = 58 \text{ кгс/см}^2$ )
№ 3—№ 4	$H_{\text{ст}} = il + \Delta z + h_{\text{наг}} + 10$ (где 10 — запас на перевальную точку) $H_{\text{ст}} = 4,73 \cdot 44 + 390 + 8 + 10 = 616 \text{ м}$ ( $p = 52 \text{ кгс/см}^2$ )
№ 4 — конечный пункт	$H_{\text{ст}} = il + \Delta z + h_{\text{наг}} + h_{\text{тр}} + \Delta z_p = 4,73 \cdot 113 + 37 + 8 + 12 + 20 = 613 \text{ м}$ ( $p = 52 \text{ кгс/см}^2$ )

Дифференциальный напор основных трех насосов и напор одного насоса на станциях определяем из условия:  $H_n = H_{\text{ст}} + h_n - \Delta h_1$ .

Для трех насосов

На станции № 1:  
 $H_n = 589 + 25 - 59 = 555 \text{ м};$   
 На станции № 2:  
 $H_n = 682 + 25 - 59 = 648 \text{ м};$   
 На станции № 3:  
 $H_n = 616 + 25 - 59 = 582 \text{ м};$   
 На станции № 4:  
 $H_n = 613 + 25 - 101 = 537 \text{ м};$

Для одного насоса

$$H'_n = \frac{H_{\text{нас}}}{3} = \frac{555}{3} = 185 \text{ м};$$

$$H'_n = \frac{648}{3} = 216 \text{ м};$$

$$H'_n = \frac{582}{3} = 194 \text{ м};$$

$$H'_n = \frac{537}{3} = 179 \text{ м}.$$

Примечание. На станции № 4 величина подпора насоса  $\Delta h_1$  заменится величиной подпора с перевальной точки на 263 км:  $237 - 4,73 \cdot 28 - 13 + 10 = 101 \text{ м}.$

Поскольку расчетный напор насоса на станции № 2, равный 216 м, превышает напор насоса НМ-10000-210, который по характеристике при перекачке 10 350 м<sup>3</sup>/ч составляет  $H_n^{\text{хар}} = 207 \text{ м}$ , то недостающий требуемый дифференциальный напор насосов на станции № 2 можно передать с предыдущей станции № 1 путем увеличения на ней дифференциального напора основных насосов на ту же величину. В этом случае значение требуемого дифференциального напора основных насосов на станции № 1 составит:

для трех насосов

$$H_{n1}^{\text{нов}} = H_{n1} + (H_{n2} - n H_n^{\text{хар}}) = 555 + (648 - 3 \cdot 207) = 582 \text{ м};$$

для одного насоса

$$H'_n = \frac{582}{3} = 194 \text{ м}.$$

График совмещенной характеристики насосной станции № 3 и нефтепровода на участке между станциями № 3 и № 4 показан на рис. 3.10.

Пример 3.4. Произвести пересчет характеристик центробежного насоса по условиям примера 3.2.

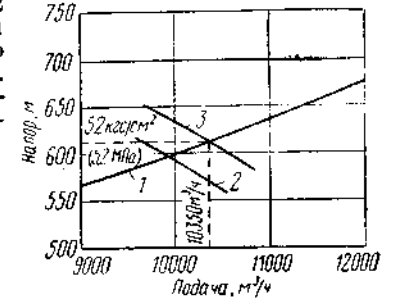


Рис. 3.10. График совмещенной характеристики перекачивающей станции № 3 и нефтепровода на участке между станциями № 3 и № 4:

1 — характеристика нефтепровода при вязкости нефти  $0,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ; 2 — характеристика станции с учетом работы трех последовательно соединенных насосов с обрезной колес; 3 — характеристики станции с учетом используемого подпора

Соответственно рассчитанной пропускной способности ( $Q_ч = 2029 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) выбираем для установки в качестве основных насосы с подачей  $2200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напором  $230 \text{ м}$  и требуемым подпором  $\Delta h_1 = 28 \text{ м}$ . По характеристике основного насоса: наружный диаметр рабочего колеса  $D = 444 \text{ мм}$ ; ширина лопатки рабочего колеса на наружном диаметре  $b = 58 \text{ мм}$ ; коэффициент сужения сечения лопатки рабочего колеса на выходе  $k = 0,9$ .

**Р е ш е н и е.** Эквивалентный диаметр колеса

$$D_{\text{экв}} = \sqrt{4Dbk} = \sqrt{4 \cdot 0,444 \cdot 0,058 \cdot 0,9} = 0,296 \text{ м.}$$

Подача насоса при максимальном к. п. д.

$$Q_{\text{ном}} = \frac{2200}{3600} = 0,611 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{0,611}{0,296 \cdot 0,8 \cdot 10^{-4}} = 2,58 \cdot 10^4.$$

Полученному значению параметра Рейнольдса по характеристике насоса соответствуют следующие коэффициенты пересчета:  $k_H = 1$ ;  $k_Q = 1$ ;  $k_\eta = 0,95$ , т. е. подача и напор остаются прежними и изменяется лишь к. п. д. насоса

$$\eta_n = 0,95 \cdot 0,86 = 0,82.$$

Потребная мощность на валу насоса

$$N_n = \frac{Q_n \rho \cdot 10^{-3} \cdot 9,81}{3600 \eta_n} = \frac{2029 \cdot 230 \cdot 880 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81}{3600 \cdot 0,82} = 1364 \text{ кВт.}$$

Мощность электродвигателя с учетом коэффициента запаса  $k_3 = 1,1$  и  $\eta_3 = 0,95$  будет:

$$N_3 = \frac{1,1 \cdot 1364}{0,95} = 1580 \text{ кВт.}$$

**Пример 3.5.** Проверить аналитическим расчетом давление на станции № 1 участка магистрального нефтепровода между станциями № 1 и № 2 по сжато профилю (см. рис. 3.5) и определить размеры рабочих колес насосов.

Исходные данные: гидравлический уклон  $i = 4,3 \text{ м/км}$ ; дополнительный подпор к насосам станции № 2  $\Delta h_2 = 30 \text{ м}$ ; потери напора в коммуникациях выходного трубопровода станции № 1 ( $h_{\text{наг}}$ ) и входного трубопровода станции № 2 ( $h_{\text{вс}}$ ) составят по  $5 \text{ м}$ ; относительная плотность нефти  $\rho = 0,88$ . Расчетная длина участка по графику  $l_p = 121 \text{ км}$ ; разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода  $\Delta z = 60 \text{ м}$ .

**Р е ш е н и е.** Находим общий дополнительный напор на расчетном участке

$$\Delta h = \Delta h_1 + h_{\text{наг}} + h_{\text{вс}} = 30 + 5 + 5 = 40 \text{ м.}$$

Требуемые напор и давление

$$H_{\text{ст}} = 4,3 \cdot 121 + 60 + 40 = 620,3 \text{ м, } (p = 54,5 \text{ кгс/см}^2).$$

Определяем требуемые размеры рабочих колес насоса после их обрезки при условии, что по универсальной характеристике насоса  $H = 230 \text{ м}$ ,  $D = 444 \text{ мм}$ . При трех работающих насосах требуемый напор каждого составляет

$$H_1 = \frac{H_{\text{ст}}}{3} = \frac{620,3}{3} = 206 \text{ м.}$$

Необходимый диаметр рабочего колеса

$$D' = \sqrt{444^2 \cdot \frac{206}{230}} = 422 \text{ мм.}$$

Следовательно, рабочее колесо необходимо обрезать на  $444 - 422 = 22 \text{ мм}$ , то составит  $4,9 < 10\%$  (по нормам).

Аналитический расчет производят и для других участков трубопровода.

### § 3. Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

В некоторых случаях возникает необходимость увеличения пропускной способности действующих трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов. Известны несколько методов увеличения пропускной способности, например прокладка параллельно основной магистрали дополнительного участка трубопровода расчетной длины — лупинга, укладка вставки, т. е. участка трубопровода увеличенного диаметра, удвоение числа насосных станций или комбинированный метод: удвоение числа насосных станций с одновременной укладкой лупингов (рис. 3.11).

Увеличение пропускной способности путем установки дополнительных насосных агрегатов в существующих насосных станциях обычно не практикуется потому, что увеличение числа параллельно работающих насосов приводит к возрастанию потери напора, в результате чего может существенно повыситься давление, допустимое по расчетной прочности трубопровода. Кроме того, редко практикуется метод установки вставок, так как в этом случае требуется полная остановка трубопровода на период врезки вставки, а сменяемые трубы в дальнейшем не находят полноценного применения (как бывшие в употреблении).

Наиболее целесообразный метод увеличения пропускной способности трубопровода выбирают, исходя из особенностей данного трубопровода и технико-экономического сравнения возможных вариантов. Однако при любом варианте учитывают прочность данного трубопровода и его состояние и при расчетах руководствуются следующими теоретическими положениями и формулами.

При расчете лупинга исходя из условия, что расход жидкости  $Q_0$  в трубопроводе (от точки А до точки В) равен сумме расходов

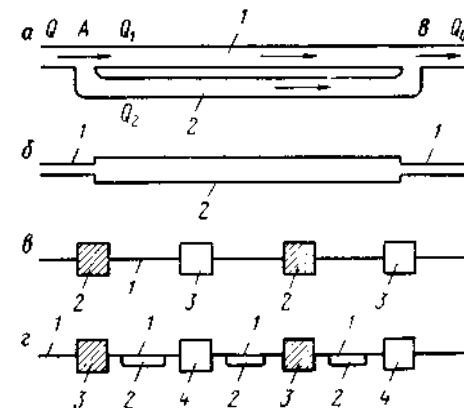


Рис. 3.11. Схемы методов увеличения пропускной способности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов:

а — укладка параллельного трубопровода — лупинга; 1 — магистраль, 2 — лупинг; б — установка вставки; 1 — магистраль, 2 — вставка; в — удвоение числа насосных станций; 1 — магистраль, 2 — основная насосная станция, 3 — дополнительная насосная станция; г — комбинированный метод — удвоение числа насосных станций и укладка лупингов; 1 — магистраль, 2 — лупинг, 3 — основная насосная станция, 4 — дополнительная насосная станция

в трубопроводе  $Q_1$  и в параллельной трубе-лупинге  $Q_2$ , т. е.  $Q_0 = Q_1 + Q_2$ , и что потеря напора на участке  $AB$  в трубопроводе равна потере напора в лупинге  $h_x = h_2$ .

В этом случае при разных диаметрах трубопровода и лупинга справедливо равенство

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (3.30)$$

а соответствующие расходы определяют по формулам

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (3.31)$$

$$Q_1 = \frac{Q_0}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{(5-m)/(2-m)}} = \omega Q_0, \quad (3.32)$$

где

$$\omega = \frac{1}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{(5-m)/(2-m)}}.$$

При равенстве диаметров магистрали и лупинга, т. е. при  $d_1 = d_2$  —

$$Q_1 = Q_2 = \frac{Q_0}{2}$$

и гидравлический уклон в каждой ветви участка  $AB$  составит

$$i_{AB} = \omega^{2-m} i_0, \quad (3.33)$$

где  $i_0$  — гидравлический уклон трубопровода до и после участка  $AB$ .

Отношение пропускной способности трубопровода после установки лупинга  $Q_0$  к первоначальной пропускной способности до установки лупинга  $Q$  называется коэффициентом увеличения пропускной способности.

Задавая величину этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле

$$x = l \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega}, \quad (3.34)$$

где  $l$  — длина трубопровода;  $\chi$  — коэффициент увеличения пропускной способности.

При увеличении в 2 раза пропускной способности в большинстве случаев целесообразно тоже в 2 раза увеличить диаметр трубопровода с условием, что диаметр второй трубы (лупинга) будет равен диаметру основной трубы.

При расчете вставки гидравлический уклон ее определяют по формуле

$$i_b = i_0 \left(\frac{d_0}{d_b}\right)^{5-m},$$

где  $i_0$  — гидравлический уклон основного трубопровода;  $d_0$  — диаметр основного трубопровода;  $d_b$  — диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потери напора и расхода определяют по формуле

$$l_b = \frac{i_0 l - h}{i_0 \left[1 - \left(\frac{d_0}{d_b}\right)^{5-m}\right]}, \quad (3.35)$$

где  $l$  — длина основного трубопровода;  $h$  — потеря напора в трубопроводе со вставкой.

На рис. 3.12 показана схема изменения гидравлического уклона в магистрали с лупингом и вставкой.

Целесообразность удвоения числа насосных станций решают в зависимости от величины коэффициента увеличения пропускной способности, выражаемой зависимостью

$$\chi = 2^{2-m}. \quad (3.36)$$

Пользуясь этой формулой, можно прийти к выводу, что при ламинарном режиме течения жидкости, когда  $m = 1$ , удвоение числа насосных станций обеспечивает удвоение пропускной способности трубопровода ( $\chi = 2$ ). В этом случае имеется в виду, что напор, развиваемый насосными станциями, сохраняется таким же, каким он был до расширения трубопровода.

При турбулентном течении в гидравлически гладких трубах, когда  $m = 0,25$ , в результате удвоения числа насосных станций пропускная способность увеличивается в 1,486 раза. Для гидравлически шероховатых труб при турбулентном течении ( $m = 0$ ) коэффициент  $\chi = \sqrt{2} = 1,414$ .

Исходя из этого, установлено, что удвоение числа насосных станций целесообразно в том случае, если заданное увеличение про-

пускной способности  $\chi$  близко к числу  $2^{2-m}$ . При малых значениях  $\chi$ , т. е. когда  $\chi \ll 2^{2-m}$ , удвоение числа насосных станций нецелесооб-

разно, так как они будут работать с недогрузкой. При  $\chi \gg 2^{2-m}$  более целесообразно применять комбинированную схему, т. е. сочетать удвоение числа насосных станций с укладкой добавочного лупинга. Увеличение пропускной способности трубопровода только при помощи лупинга целесообразно при условии, что  $\chi \ll 2^{2-m}$ .

Практически во всех случаях диаметр лупинга лучше принимать равным диаметру трубопровода, что облегчает условия эксплуатации, связанные с пропуском скребков и разделителей.

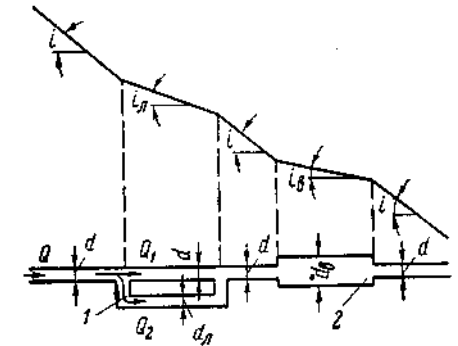


Рис. 3.12. Схема изменения гидравлического уклона в магистрали с лупингом и вставкой



Гидравлические уклоны лупинга, когда  $d_1 = d$  при различных режимах определяют по основной формуле ( $d_x = d$  и  $d_2 = d_n$ ) через гидравлический уклон одиночной трубы  $i = i_0$  сдвоенного участка

$$i_n = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_n}{d}\right)^{(5-m)/(2-m)}\right]^{2-m}}$$

Для ламинарного течения (при  $m = 1$ )  $i_n = 0,5g$ . Для турбулентного течения (при  $m = 0,25$ )  $i_n = 0,296g$ . В области квадратичного закона сопротивления (при  $m = 0$ )  $i_n = 0,25g$ .

#### § 4. Выбор оптимального диаметра нефтепровода и нефтепродуктопровода

Определенное количество нефти и нефтепродуктов может быть теоретически перекачано по трубопроводам различного диаметра. Чем меньше диаметр (при одинаковой пропускной способности трубопровода), тем больше требуемый напор, следовательно, необходимо больше станций. И, наоборот, чем больше диаметр, тем требуется меньше станций. Поэтому наиболее выгодным диаметром трубопровода является тот, при котором требуются меньшие капитальные затраты и эксплуатационные расходы при максимальной пропускной способности.

Оптимальный диаметр трубопровода выбирают путем сопоставления нескольких (обычно трех — четырех) вариантов с различным сочетанием диаметра и числа перекачивающих станций с учетом их основных технико-экономических показателей (по капитальным вложениям и эксплуатационным расходам).

Вопрос выбора наиболее оптимального, экономически обоснованного варианта является достаточно трудоемкой задачей, зависящей от многих факторов, которые учитываются в каждом конкретном случае, когда в зависимости от местных условий меняются показатели стоимости строительства и эксплуатации. Однако основным фактором, определяющим стоимость строительства, является собственно диаметр трубопровода. При уменьшении диаметра снижается и стоимость строительства (включающих насосные станции, земляные и изоляционные работы и линейные сооружения), в то же время это приводит к возрастанию расходов на электроэнергию, которые являются основным показателем эксплуатационных расходов.

Чтобы решить, какой вариант является более выгодным, пользуются показателем сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, характеризующим минимум приведенных затрат.

Приведенные затраты по каждому варианту складываются из себестоимости (эксплуатационных расходов по перекачке) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с нормативным коэффициентом эффективности

$$П = Э + E_n K = \min, \quad (3.37)$$

где  $П$  — приведенные затраты;  $Э$  — эксплуатационные расходы;  $K$  — капитальные вложения;  $E_n$  — отраслевой нормативный коэффициент эффективности (обычно принимается равным 0,12).

Поскольку нормативный коэффициент эффективности  $E_n$  связан с важным показателем — сроком окупаемости  $T$ , а именно:

$$E_n = \frac{1}{T},$$

то показатель приведенных расходов  $П$ , учитывающий в комплексе влияние всех трех составляющих параметров — капиталовложения  $/G$ , эксплуатационных расходов  $Э$  и срока окупаемости  $T$  (в годах), может быть выражен формулой

$$П = \frac{K}{T} + Э. \quad (3.38)$$

При прочих равных условиях к строительству рекомендуется вариант с наименьшим значением показателя приведенных расходов. Эти показатели выражаются в виде полной суммы или в виде удельных величин: капиталовложений на 1 км длины трубопровода и себестоимости перекачки на 1 т · км или 1 м<sup>3</sup> · км. Часто при оценке сравниваемых вариантов строительства трубопроводов пользуются показателем срока окупаемости  $T$ , определяемым по формуле

$$T = \frac{K_2 - K_1}{Э_1 - Э_2}, \quad (3.39)$$

где  $K_2$ ,  $K_1$  и  $Э_1$ ,  $Э_2$  — соответственно капитальные и эксплуатационные затраты рассматриваемых двух вариантов строительства.

Оптимальным вариантом является тот, который характеризуется минимальными капиталовложениями при минимальных эксплуатационных расходах и минимальном сроке окупаемости.

Исходя из нормативного коэффициента эффективности  $E_n = 0,12$ , срок окупаемости не должен превышать 8 лет.

Затраты на сооружение и эксплуатацию трубопроводов определяют по удельным технико-экономическим показателям, которые обычно рассчитываются проектными институтами для трубопроводов с различными параметрами.

При определении суммарных капиталовложений пользуются формулой

$$K = nNK^{\wedge} - GK_2 + dIK_3 + nKi + IK_b + K_{\text{л}}, \quad (3.40)$$

где  $n$  — число перекачивающих станций;  $N$  — суммарная мощность агрегатов одной станции;  $K_x$  — полная стоимость станции, отнесенная к единице рабочей мощности, руб/кВт;  $G$  — суммарная масса трубопровода, кг;  $K_2$  — стоимость сваренного трубопровода, отнесенная к единице массы уложенного трубопровода, руб/кг;  $d$  — Диаметр трубопровода, м;  $I$  — длина трубопровода, м;  $K_3$  — стоимость земляных и изоляционных работ, отнесенная к единице диаметра и длины трубопровода, руб/мм;  $K_k$  — стоимость вспомогательных зданий и сооружений одной станции, руб.;  $K_{\text{л}}$  — стоимость

Таблица 3.3

Оптимальные параметры нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>	Подача, млн. т/год	Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup> *	Подача, млн. т/год
530	54—65	6-8	219	90-100	0,7-0,9
630	52—62	10—12	273	78—85	1,3—1,6
720	50—60	<b>14—18</b>	325	65—75	1,8—2,3
820	48-58	22—26	377	55—65	2,5-3,2
920	46—56	32—36	426	55—65	3,5—4,8
1020	46—56	42-50	530	55—65	6,8-8,5
1220	44-54	70-78			

трассовых сооружений — дорог, линий связи, домов обходчиков и других, отнесенная к единице длины трубопровода, руб.;  $K_6$  — затраты, не зависящие от параметров трубопровода (резервуарные парки, центральные механические мастерские и др.), руб.

Суммарные эксплуатационные расходы (в руб/год) определяют по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{сум}} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4, \quad (3.41)$$

где  $\mathcal{E}_1$  — эксплуатационные расходы на текущий ремонт и амортизацию всех сооружений трубопровода, руб/год;  $\mathcal{E}_2$  — годовой фонд зарплаты с отчислениями от нее, руб/год;  $\mathcal{E}_3$  — расходы на электроэнергию, руб/год;  $\mathcal{E}_4$  — прочие расходы, руб/год.

Ориентировочную стоимость перекачки нефти и нефтепродуктов [в кон/(т·км)] определяют по формуле

$$C = \frac{\mathcal{E} \cdot 10^2}{G l}, \quad (3.42)$$

где  $\mathcal{E}$  — эксплуатационные расходы, млн. руб/год;  $G$  — годовая пропускная способность трубопровода, млн. т/год;  $l$  — длина трубопровода, км.

По технологическим нормам проектирования при выборе оптимальных параметров магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов рекомендуется пользоваться следующими зависимостями диаметра трубопроводов и давления от пропускной способности (табл. 3.3).

Указанные параметры определены для труб с пределом прочности 52 кгс/мм<sup>2</sup> и могут меняться не только от изменения качества металла труб, но и от других показателей (стоимости труб и оборудования, стоимости электроэнергии и т.д.). Об основных технико-экономических показателях магистральных нефтепроводов можно судить по данным табл. 3.4.

Таблица 3.4

Основные данные о стоимости нефтепроводов

Диаметр, мм	Капиталовложения в линейную часть длиной 1 км, тыс.руб.	Себестоимость перекачки 100 т нефти на 1 км длины, коп.	Диаметр, мм	Капиталовложения в линейную часть длиной 1 км, тыс.руб.	Себестоимость перекачки 100 т нефти на 1 км длины, коп.
219	20,0	30,0	720	68,0	7,5
325	24,0	21,0	1020	120,0	6,4
426	32,0	15,0	1220	155,0	6,1
530	52,0	12,5	1420	190,0	5,8

### § 5. Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов по трубопроводу

В ряде случаев, когда требуется транспортировать в одном направлении несколько сортов нефти или нефтепродуктов, а сооружать для каждого сорта самостоятельный трубопровод нецелесообразно, применяют метод последовательной перекачки, заключающийся в том, что по одному трубопроводу перекачивают последовательно несколько сортов нефти или нефтепродуктов с соблюдением условия их минимального смешения в трубопроводе. Трубопровод последовательной перекачки практически всегда загружен; при раздельной же перекачке отдельные трубопроводы могут простаивать, например, из-за нехватки данного сорта нефти или нефтепродуктов. Последовательная перекачка позволяет наиболее полно использовать трубопроводы и способствует разгрузке железнодорожного транспорта. При последовательной перекачке стремятся по возможности транспортировать однородные нефти и нефтепродукты с близкими физико-химическими характеристиками во избежание излишнего смешения их в трубопроводе. Так, по одному трубопроводу целесообразно перекачивать светлые нефтепродукты — такие, как бензин, керосин, и менее желательно последовательно перекачивать светлые и темные нефтепродукты, например бензин и мазут, что может привести к смешению и порче большого количества бензина и, следовательно, свести на нет экономичность всей системы. Перекачиваемые продукты поступают в трубопровод на головной станции из разных резервуаров и принимаются на конечном пункте отдельно друг от друга.

Наиболее широко распространена последовательная перекачка различных автобензинов, керосинов и дизельных топлив. На количество образующейся смеси наибольшее влияние оказывает плотность и вязкость перекачиваемых жидкостей, порядок следования их и режим течения.

Механизм смесеобразования заключается в том, что в процессе движения жидкостный клин позади идущего продукта вдвигается в продукт, идущий впереди, и в результате конвективной диффузии

Максимально допустимые массовые доли одного нефтепродукта в другом при последовательной перекачке

Товарный нефтепродукт	Массовая доля, %				керосина тракторного
	бензина А-66	топлива ТГ-1	дизельного топлива		
			Л (вспышка 65°С)	З (вспышка 45°С)	
Этилированный бензин А-66	0	3,0	0,5	1,0	1,0
Топливо ТС-1			1 0	5 0	
Дизельное топливо:					
Л (вспышка 65°С) . . . . .	0	1,0		0,5	0,5
З (вспышка 45°С) . . . . .	0,5	6,0	55,0		10
Керосин тракторный . . . . .	3,0	Любая	1,5	3,0	

и пульсации потока (за счет разных скоростей потока по сечению трубопровода — у стенок меньше, чем вблизи его оси) происходит перемешивание жидкостей в зоне контакта (рис. 3.13). При турбулентном потоке, когда происходит более равномерное распределение скорости по сечению трубы смесеобразование меньше, чем при ламинарном режиме, когда значительная неравномерность распределения скоростей вызывает увеличение зоны смесеобразования. Количество смеси больше, когда сзади движется менее вязкая жидкость, и меньше при обратном порядке следования нефтепродуктов.

Объем смеси, образующейся в трубопроводе при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов при непосредственном «прямом» их контактировании, определяют по формуле (в соответствии с теорией турбулентной диффузии В. С. Яблонского и В. А. Юфина):



$$V_{см} = \frac{2V_{тр}}{Re^{0,5}} (z_1 - z_2), \quad (3.43)$$

Рис. 3.13. Схема перемешивания нефтепродуктов в зоне контактирования

где  $V_{тр} = (\pi d^2/4) l$  — объем трубопровода;  $d$  — внутренний диаметр трубы;  $l$  — длина т р у б о п р о в о д а;  $Re = \frac{wD}{\nu}$  — диффузионный параметр Пекле;  $w$  — средняя скорость движения нефтепродукта;  $D$  — коэффициент турбулентной диффузии, вычисляемый по формуле

$$D_{т} = 28,7 \nu_{ср} (Re_{ср} \sqrt{\lambda})^{0,755},$$

где  $\nu$  — среднее значение коэффициента кинематической вязкости  $\nu_{ср} = 0,25 (3\nu_{л} + \nu_{т})$ ;  $\nu_{л}$  и  $\nu_{т}$  — коэффициенты кинематической вязкости легкого и тяжелого нефтепродукта;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $z_1$  и  $z_2$  — переменные, определяемые графически.

В связи со сложностью расчетов, в практике проектирования и эксплуатации пользуются готовыми таблицами и номограммами. Чтобы свести до минимума объем смеси, своевременно отсекают первый, впереди идущий продукт от следующего за ним продукта и направляют его в приемный резервуар. При этом допуская вместе с первым («головным») продуктом принимать в резервуар часть смеси, не снижающей качества основного продукта. Остальная часть смеси («хвостовая») вместе со вторым толкающим продуктом направляется в другой резервуар.

При определении объема и последовательности партий нефтепродуктов, закачиваемых в нефтепродуктопровод, пользуются ориентировочными данными (рекомендованными ВНИИСПТнефтью) о допустимых концентрациях одного нефтепродукта в другом, приведенными в табл. 3.5.

Пользуясь данными табл. 3.5, диспетчер вместе с инженером по качеству составляют карту закачки на каждую последовательно

перекачиваемую партию нефтепродукта, в которой указывается последовательность подключения резервуаров, качественная характеристика нефтепродуктов и скорость движения потока. Один из основных недостатков последовательной перекачки разнородных нефтей и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу — образование смеси. Для уменьшения объема смеси в практике эксплуатации применяют мероприятия, которые могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся мероприятия, связанные в основном с режимом перекачки. Ко второй группе относятся различные разделители между двумя перекачиваемыми нефтепродуктами. Последовательную перекачку нефтепродуктов следует осуществлять с максимальной скоростью, так как в этом случае достигается высокая степень турбулентности, при которой получают наименьшие размеры смеси (за счет малой диффузии). Кроме того, близкие по своим свойствам нефтепродукты рекомендуется объединять в крупные партии. В этом случае доля смеси в общем объеме перекачиваемых нефтепродуктов будет тем меньше, чем больше объем партии. Важное значение имеет строгое соблюдение цикличности перекачки, т. е. следование одной партии нефтепродуктов за другой через определенные промежутки времени. При этом надо следить за тем, чтобы соседние партии были бы по возможности близки по своим характеристикам. Снижение объема смеси в трубопроводной системе достигается также сведением до минимума «мертвых» зон», к которым относятся различные отводы, распределительные гребенки, тройники, верхние части литых задвижек и др. Благодаря этому сводится до минимума смешение впереди идущего нефтепродукта, заполнившего «мертвую зону», с последующим нефтепродуктом. Всемерно избегают остановок насосов, так как это приводит к растеканию нефтепродуктов и интенсивному смесеобразованию.

Положительное значение имеет применение быстродействующих задвижек, сокращающих время переключения резервуаров с разными нефтепродуктами, перекачиваемыми по трубопроводу последовательно, что значительно сокращает объем смеси. Наибольшее распространение имеет последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов с применением разделителей, при этом для их пуска и приема на станциях предусматриваются соответствующие устройства. Различают два вида разделителей — жидкостные и механические. Под жидкостным разделителем понимается жидкостная «пробка» из другой жидкости, закачиваемая между двумя последовательно перекачиваемыми жидкостями. Например, в качестве жидкостной «пробки» при последовательной перекачке бензина и дизельного топлива используют керосин или смесь перекачиваемых жидкостей. К механическим разделителям относятся различные механические устройства (поршни, шары и другие), запускаемые в полость трубопровода в зону контакта двух нефтепродуктов. Разделители, оказавшись в потоке жидкости, уменьшают конвективное их перемешивание и распространение смеси в потоке. Наибольшее распространение имеют износостойкие шаровые разделители, представляющие собой резиновые толстостенные полые шары, заполняемые

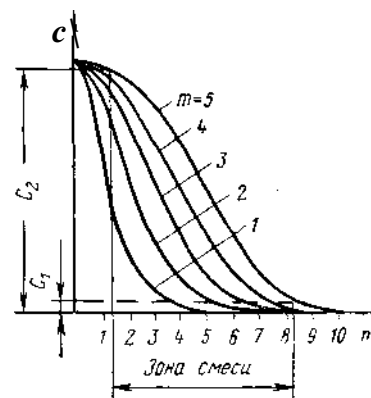


Рис. 3.14. График определения числа механических разделителей в зависимости от концентрации  $c = f(mn)$

водой или антифризом (зимой). Необходимый контакт разделителя с внутренней поверхностью трубопровода обеспечивается благодаря упругим свойствам материала, из которого изготовлен разделитель, а также избыточным давлением и объемом рабочей жидкости в разделе-теле. Когда при последовательной перекачке нефти или нефтепродуктов применение одного механического разделителя оказывается недостаточным, возникает необходимость в запуске нескольких разделителей. Расчет оптимального числа разделителей производится в зависимости от того, в каком количестве допускается примесь одного нефтепродукта к другому. Для упрощения расчета определение оптимального числа разделителей  $n$  производят по специально составленному графику (рис. 3.14) зависимости концентрации впереди идущего нефтепродукта за  $n$  разделителем от значений  $m$  и  $n$  ( $c = / (m, n)$ ):

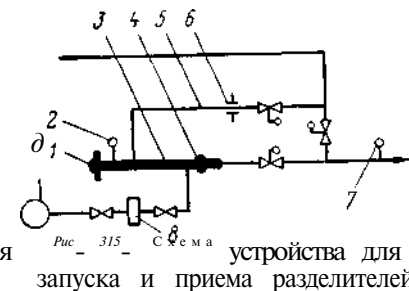
$$c_n = \frac{Z_n}{V} = 1 - \left[ 1 + \sum_2^n \frac{m^{n-1}}{(n-1)!} \right] e^{-m}, \quad (3.44)$$

где  $c_n$  — массовая доля (концентрация) впереди идущего нефтепродукта (нефтепродукта А) за  $n$ -м разделителем (в нефтепродукте В);  $Z_n$  — количество впереди идущего нефтепродукта за  $n$ -м разделе-

лем;  $V$  — объем трубопровода между соседними разделителями;  $m$  — расчетный параметр, учитывающий расстояние между разделителями (обычно принимаемое равным  $V = 50 d$ ), скорость движения разделителей  $Wp^p$ , а также протяженность  $l$  и пропускную способность трубопровода. Значение  $m$  определяют по формуле

$$m = \frac{V_{от}}{V} = \frac{q_{от} t}{V} = \frac{q_{от} l}{w_{от}^2 p_{от} r^2 l'} = \frac{q_{от} l}{50 w_{от}^2 p_{от} r^2 d} \quad (3.45)$$

где  $V_{от}$  — объем нефтепродукта, отстающего от разделителя к моменту прохода трубопровода длиной  $l$ ;  $q_{от}$  — расход отстающего нефтепродукта. По вычисленному параметру  $m$  при помощи графика функции  $c = / (m, n)$  определяют оптимальное число механических разделителей. Для этого на уровне, соответствующем значению концентрации, в пределах которой смесь отсекается от стандартного нефтепродукта, проводят прямую параллельно оси  $n$ . Абсцисса точки пересечения этой прямой с кривой распределения концентрации (для данного значения  $m$ ) будет соответствовать искомому числу разделителей. Полученное значение округляют до ближайшего большего целого числа  $n$ .



При найденном оптимальном числе механических разделителей  $n$  объем ожидаемой смеси подсчитывают по формуле

$$V_{см} = V (n - 1). \quad (3.46)$$

Запуск нескольких эластичных шаров-разделителей осуществляется специальными устройствами. На рис. 3.15 показана схема устройства для запуск и приема шаровых разделителей.

Партию шаров помещают в камеру 3, заканчивающуюся затвором 1 и имеющую сигнальное устройство 2. Для последовательного ввода шаровых разделителей в трубопровод в камере запуска установлен отсекающий механизм 4. На обводной линии 5 установлен сигнализатор 6 прохождения смеси и на основном трубопроводе линейный сигнализатор 7, фиксирующий прохождение разделителей. Жидкость из камер запуска и приема разделителей откачивают насосом 8 в резервуар 9.

На рис. 3.16 показан концевой затвор для запуска и приема шаровых разделителей. Для контроля за прохождением разделителей применяют различные сигнализаторы, принцип действия которых основан в основном на механическом воздействии движущегося разделителя на рычаг, выступающий внутрь трубопровода.

Если последовательная перекачка ведется при непосредственном контакте жидкостей, следят, чтобы применяемая буферная партия вспомогательного нефтепродукта по характеристике была близка к основным нефтепродуктам. В этом случае важное значение имеет

своевременное переключение потока жидкости зоны смешения с одного резервуара на другой. За этой операцией наблюдает диспетчер, который, определив расчетом местонахождение «головной» и «хвостовой» частей каждого сорта нефти или нефтепродукта, дает указание о переключении потока жидкости с одного резервуара на дру-

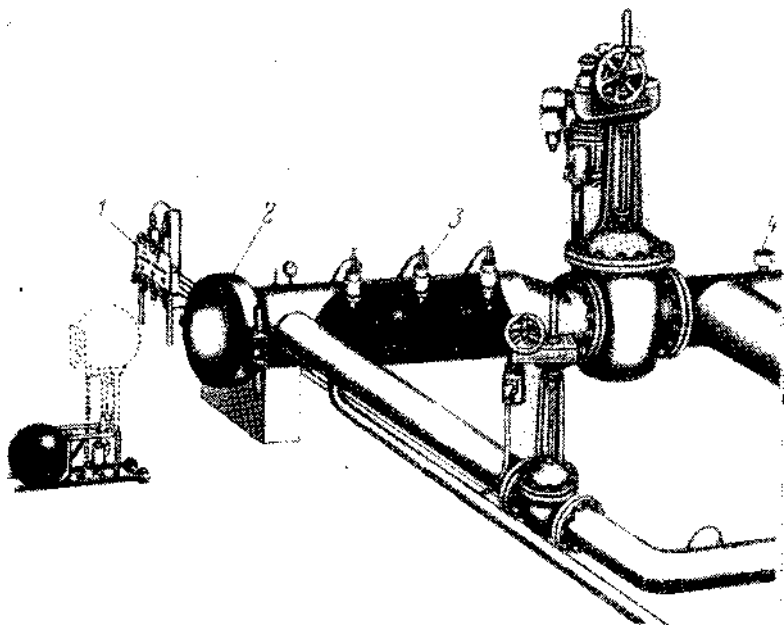


Рис. 3.16. Общий вид концевого затвора устройства для запуска шаровых разделителей:  
1 — пульт управления; 2 — концевой затвор; 3 — отсекатель; 4 — сигнализатор прохождения разделителя

гой. При этом длину участка, заполненного данным сортом нефти или нефтепродукта, можно определить по формуле

$$l = \frac{A_1 - A_2}{a}, \quad (3.47)$$

где  $A_1$  — общий объем нефти или нефтепродукта данного сорта, закачанного в трубопровод;  $A_2$  — общий объем нефти или нефтепродукта, поступившего в резервуары промежуточных станций;  $a$  — объем трубопровода длиной 1 км

$$a = 1000 \frac{\pi d^2}{4};$$

$d$  — внутренний диаметр трубопровода, м.

Опыт последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов по различным трубопроводам показал, что при безостановочной пере-

качке объем смеси в конечном пункте составляет не более 1% от объема трубопровода и, следовательно, протяженность зоны смеси будет примерно равна  $l_{см} \approx 0,01 l$ . Правильное определение местонахождения зоны смеси и своевременное фиксирование ее при подходе к резервуарному парку для обеспечения необходимых переключений трубопроводных коммуникаций имеет важное значение в общем процессе последовательной перекачки.

Известны различные методы контроля последовательной перекачки, (прохождения смеси по трубопроводу), основанные на различии плотности, цвета, диэлектрических свойств и других качеств перекачиваемых нефтепродуктов и их смесей. Наиболее эффективен способ автоматического контроля концентрации смеси при последовательной перекачке нефтепродуктов, отличающихся скоростью распространения в них ультразвука. Для этой цели применяют специальную электронную аппаратуру. При эксплуатации наиболее широкое применение получили приборы: нефтенденсиметры конструкции ВНИИСПТнефть, предназначенные для контроля качества перекачиваемого нефтепродукта и определения мгновенных концентраций продуктов по изменению плотности в зоне смеси; гамма-плотномер конструкции ГПИ — ВНИИНП, основанный на принципе поглощения текущей жидкостью гамма-излучения и интенсивности поглощения в зависимости от плотности жидкости; электронная аппаратура типа ЭКП-ТЗМ, автоматически регистрирующая концентрацию нефтепродуктов, которые отличаются скоростью распространения ультразвука. В связи с тем, что смесь нефтепродуктов, образовавшаяся в трубопроводе при последовательной перекачке, по своим качественным показателям (плотности, температуре вспышки и другим) не является товарным нефтепродуктом, важное значение имеет порядок отбраковки смеси, поступающей на конечный пункт трубопровода. Отбраковку смеси осуществляют двумя способами: вся смесь направляется в отдельный резервуар (или группу резервуаров), специально предназначенный для этой цели, или смесь принимается частями — «головная» часть смеси направляется в резервуар с впереди идущим нефтепродуктом, а «хвостовая» часть — в резервуар с нефтепродуктом, идущим позади.

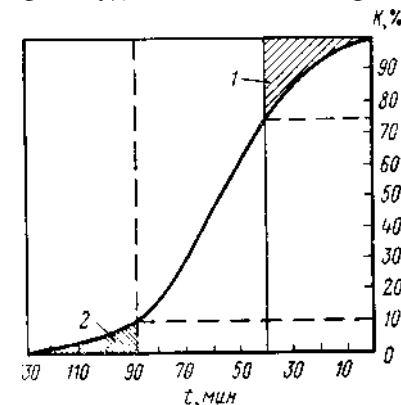


Рис. 3.17. График зависимости концентрации нефтепродуктов в смеси от времени  $K = f(t)$ :

1 — «головная» часть смеси, направляемая в резервуар с нефтепродуктом А; 2 — «хвостовая» часть смеси, направляемая в резервуар с нефтепродуктом Б

Существует графический метод определения моментов времени переключения резервуаров, заключающийся в следующем. На контрольном пункте, расположенном на расстоянии 10—15 км от головной станции, измеряют мгновенные концентрации смеси и на график

(рис. 3.17) наносят кривую зависимости  $K = f(t)$ ; планиметром или по масштабу определяют объемы нефтепродуктов, поступающие в резервуары. Площадь ниже кривой соответствует объему нефтепродукта А в смеси, а площадь выше кривой — объему нефтепродукта Б.

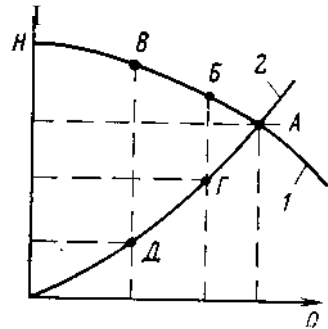


Рис. 3.18. График изменения режима работы насоса дросселированием в напорном трубопроводе:

1 — характеристика насоса; 2 — характеристика трубопровода

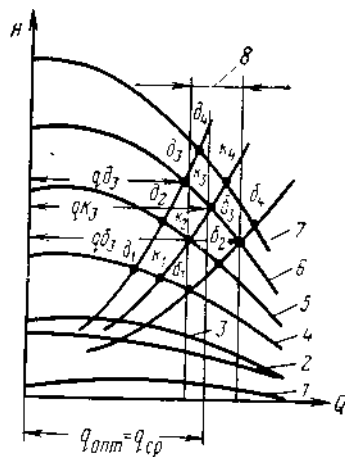


Рис. 3.19. График совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций при последовательной перекачке:

1 — характеристика подпорных насосов; 2 — характеристика основных насосов головной станции; 3 — характеристика головной насосной станции; 4 — суммарная характеристика головной и первой промежуточной станции; б — то же, головной и двух промежуточных станций; б — то же, головной и трех промежуточных станций; 7 — то же, головной и четырех промежуточных станций; 8 — зона оптимальных условий работы насосов при максимальном к. п. д.

В процессе последовательной перекачки периодически изменяется режим работы трубопровода при смене перекачиваемых нефтепродуктов с различной вязкостью, что может привести к кавитации насосов на одних станциях и к чрезмерным напорам на других. Для согласования работы насосных станций и обеспечения требуемого подпора у насосов, обеспечивающих устойчивость их работы, применяют различные методы регулирования режима работы насосов как при постоянной частоте их вращения, так и путем ее изменения. Регулирование при постоянной частоте вращения выполняется в основном путем дросселирования в напорном трубопроводе, а также путем перепуска части жидкости по обводной линии (байпасу), уменьшением наружного диаметра рабочего колеса насоса и изменением схемы соединения насосов.

Дросселирование осуществляется путем прикрытия задвижки на напорном патрубке насоса, при этом изменение режима работы напорного трубопровода характеризуется графиком  $Q - H$ , приведенным на рис. 3.18. Дросселированием можно регулировать работу насоса в широких пределах, при этом соответствующие напоры и расходы определяются точками В и В, а режим работы трубопровода точками Г и Д. Величина напора, потерянного в задвижке, соответствует отрезку ВГ и ВД.

Перепуск части жидкости создается открытием задвижки на обводной линии, соединяющей напорный патрубок со всасывающим. В этом случае уменьшается сопротивление перед насосом и соответственно изменяется режим его работы.

Уменьшение наружного диаметра колеса насоса, осуществляемое обточкой в соответствии с универсальной характеристикой насоса, также позволяет регулировать режим работы трубопровода, однако при этом необходимо заменить рабочие колеса.

Изменение схемы работы насосов заключается в переключении работающих насосов с последовательного соединения на параллельное, и наоборот.

Регулирование режима работы насосов путем изменения частоты вращения применяют в тех случаях, когда между насосами и электродвигателем установлена магнитная или гидравлическая муфта.

Наиболее экономичный и удобный в эксплуатации способ регулирования выбирают в каждом конкретном случае в зависимости от условий работы трубопровода.

Гидравлический расчет трубопровода для последовательной перекачки выполняют по наиболее вязкой нефти или нефтепродукту по обычным формулам, при этом число насосов на станциях подбирают по среднесуммарному объему перекачек всех последовательно перекачиваемых нефти или нефтепродуктов:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_A + Q_B + \dots + Q_1}{350}, \quad (3.48)$$

где  $Q_A, Q_B, \dots, Q_1$  — годовые объемы перекачки нефти или нефтепродуктов.

Для определения действительной пропускной способности трубопровода при перекачке нефти или нефтепродуктов строят график гидравлических характеристик трубопровода и насосных станций. На графике, показанном на рис. 3.19, нанесены характеристики головной и промежуточных станций, а также гидравлические характеристики трубопровода при перекачке нефтепродуктов (бензина  $b_v - 64$ , керосина  $k_{\pm} - k_4$ , дизельного топлива  $d_x - d_C$ ) и зона оптимальных режимов насосных агрегатов ( $q_{\text{опт}} = q_{\text{д}}$ ). Как видно из графика, в зоне оптимального режима расположены рабочие точки  $d_n, k_n, b_n$ , соответствующие работе головной станции и трех промежуточных. При работе головной и двух промежуточных станций точка  $d_3$  существенно отклоняется от левой границы оптимальной зоны, а при работе головной и четырех промежуточных станций точка  $b_4$  значительно выходит за границу этой зоны.

По действительным суточным объемам перекачек определяют искомые числа дней перекачек:

$$N_b = \frac{q_b}{q_{b_3}}; \quad N_k = \frac{q_k}{q_{k_3}}; \quad N_d = \frac{q_d}{q_{d_3}}. \quad (3.49)$$

Нормальный режим работы магистрального трубопровода при последовательной перекачке обеспечивается при условии, если на головной и конечной станциях имеются приемные резервуары определенного объема, рассчитанные на прием смеси таким образом, чтобы концентрация одного нефтепродукта в другом не ухудшала качество

основного нефтепродукта. Практически объем их тем меньше, чем чаще производится смена перекачиваемых нефтепродуктов, т. е. чем больше число циклов. Однако в этом случае увеличивается объем смеси, а следовательно, и возрастают убытки от смешения нефтепродуктов. Наиболее оптимальным числом циклов будет такое, при котором сумма убытков от пересортицы и эксплуатационных расходов по содержанию резервуаров будет минимальной.

Требуемый объем приемных резервуаров на конечном и начальном пунктах трубопровода определяют из следующих соображений.

Если нефтепродукт А перекачивается по трубопроводу в течение  $t_A$ , а нефтепродукт Б в это время поступает с завода и накапливается в резервуарах головной станции, то их объем составит:

$$V_B = t_A q_B,$$

где  $t_A$  — время перекачки продукта А по трубопроводу;  $q_B$  — суточное поступление нефтепродукта Б с завода на головную станцию.

Для нефтепродукта А соответственно объем резервуаров

$$V_A = t_B q_A,$$

где  $t_B$  — время, за которое запас нефтепродукта Б, равный объему  $F_B$ , вместе с объемом нефтепродукта, поступившего с завода за время перекачки, передается по трубопроводу;  $q_A$  — суточное поступление нефтепродукта А с завода на головную станцию.

Суммарный объем резервуаров для нефтепродуктов А и Б составит:

$$V_A + V_B = t_B q_A + t_A q_B.$$

Так как

$$q_A = \frac{Q_A}{350}; \quad q_B = \frac{Q_B}{350}; \quad t_A = \frac{N_A}{L}; \quad t_B = \frac{N_B}{L},$$

где  $Q_A$  и  $Q_B$  — годовые объемы перекачки;  $N_A + N_B = 350$  дней;  $L$  — число циклов в году, то

$$V_A + V_B = \frac{Q_A N_B + Q_B N_A}{350L}.$$

Соответственно, суммарный объем резервуаров на головном и конечном пунктах трубопровода

$$V = 2(V_A + V_B) = \frac{Q_A N_B + Q_B N_A}{175L}. \quad (3.50)$$

По технологическим нормам проектирования для предварительных расчетов рекомендуется принимать для нефтепроводов от 52 до 72 циклов в год, а для нефтепродуктопроводов от 24 до 35 циклов в год.

При технико-экономических расчетах по определению объема резервуара оптимальное число циклов определяют по формуле

$$L_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{B\sigma\alpha}{U}}, \quad (3.51)$$

где  $B = \frac{1}{175} (Q_A N_B + Q_B N_A)$ ;  $\sigma$  — стоимость  $1 \text{ м}^3$  объема резервуара;  $\alpha$  — отчисления на амортизацию и ремонт в долях единицы;  $U$  — убытки за один цикл от пересортицы.

Соответствующий оптимальный объем, необходимый для осуществления последовательной перекачки, рассчитывают по формуле

$$V_{\text{опт}} = \frac{B}{L_{\text{опт}}} = \sqrt{\frac{BU}{\sigma\alpha}}. \quad (3.52)$$

Суммарные расходы, связанные с последовательной перекачкой при оптимальном числе циклов, определяют по формуле

$$R_{\text{опт}} = 2\sqrt{UB\sigma\alpha}. \quad (3.53)$$

Превышение себестоимости последовательной перекачки нескольких нефтепродуктов по сравнению с перекачкой одного нефтепродукта составляет

$$S = \frac{R_{\text{опт}}}{Ql}. \quad (3.54)$$

Практически увеличение стоимости перекачки, вызванное смешением и эксплуатацией дополнительной емкости, быстро окупается экономией, достигаемой за счет сооружения одного трубопровода вместо двух.

Пример 3.6. Определить оптимальное число механических разделителей, если: расход отстающей жидкости  $d_{\text{от}} = 0,4 \cdot 10^{13} \text{ м}^3/\text{с}$ ; длина трубопровода  $L = 150 \text{ км}$ ; средняя скорость перекачки разделителей  $w_{\text{р}}^{\text{сп}} = 1,5 \text{ м/с}$ ; величина  $\pi r^2$  принимается равной  $0,3 \text{ м}^2$ ; диаметр трубопровода  $d = 610 \text{ мм}$ . Смесь отсекается от стандартного продукта при концентрации  $0,98-0,02$ .

Решение: Определяем параметр  $m$ :

$$m = \frac{q_{\text{от}} l}{50 w_{\text{р}}^{\text{сп}} \pi r^2 d} = \frac{0,4 \cdot 10^{13} \cdot 150 \cdot 10^3}{50 \cdot 1,5 \cdot 0,3 \cdot 0,61} = 4,4.$$

По графику функции (см. рис. 3.14) определяем необходимое число разделителей  $n$  для отсекающей смеси в пределах концентрации  $0,98-0,02$ :  $n \approx 9$

Объем трубопровода между соседними разделителями при расстоянии между ними равном  $l' = 50d$ ,

$$V = \frac{\pi d^2}{4} l' = \frac{\pi d^2}{4} 50d = \frac{3,14 \cdot 0,61^2}{4} 50 \cdot 0,61 = 8,9 \text{ м}^3.$$

Объем ожидаемой смеси

$$V_{\text{см}} = V(n-1) = 8,9(9-1) = 71 \text{ м}^3.$$

Пример 3.7. Произвести гидравлический расчет магистрального нефтепродуктопровода размером  $530 \times 8 \text{ мм}$  при последовательной перекачке бензина и дизельного топлива с годовым расходом соответственно  $3 \cdot 10^6$  и  $4,4 \cdot 10^6 \text{ т/год}$  (общий расход  $7,4 \cdot 10^6 \text{ т/год}$ ). В расчете принять: протяженность трубопровода — по сжатому профилю (рис. 3.20); цикличность перекачки — 24 цикла в год; зависимость гидравлического уклона трубопровода от расхода — по графику (рис. 3.21) применительно к условиям перекачки в зимнее время, которым соответствует повышенная вязкость нефтепродуктов:  $0,01 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$  бензина и  $0,10 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$  дизельного топлива. Расчетное максимальное давление в трубопроводе  $p = 64 \text{ кгс/см}^2$ . Относительная плотность  $\rho_{\text{б}} = 0,73$  и  $\rho_{\text{д, т}} = 0,84$ .





Исходя из расчетного максимального давления в трубопроводе  $p = 64 \text{ кгс/см}^2$  или  $H = 762 \text{ м}$ , число насосных станций

$$n = \frac{il + \Delta z}{H_{\text{ст}} - \Delta h} = \frac{2029}{762 - 40} = 2,8,$$

где  $\Delta h$  — потери напора в подводящих трубопроводах (включая подпоры насосов), которые приняты равными 40 м. Округляя, принимают три станции: по трассе трубопровода их размещают в соответствии с основными положениями и гидравлическим расчетом нефтепродуктопровода, что характеризуется следующими данными:

Наименование	Длина трассы, км	Отметка трубопровода, м	Длина расчетного участка, м	Разность отметок, м
<b>Станция:</b>				
№ 1	0	123	183	+15
№ 2	183	138	168	+86
№ 3	351	224	163	+11
<b>Конечный пункт</b>	514	235	—	—

Исходя из расчетной пропускной способности трубопровода по дизельному топливу ( $1050 \text{ м}^3/\text{ч}$ ), а также учитывая, что пропускная способность при перекачке бензина будет выше, на станциях устанавливают центробежные насосы НМ-1250-260 с номинальной подачей  $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$  при напоре 250 м. На каждой станции устанавливают четыре основных насоса (один из них резервный). Пользуясь указанными данными, строят совмещенные характеристики участков нефтепродуктопроводов и перекачивающих станций при отдельной перекачке дизельного топлива и бензина (рис. 3.22) с учетом потери напора в приемных (всасывающих) и напорных (нагнетательных) трубопроводах станций, а также требуемых подпоров к насосам. Как видно из графика, на лимитирующем участке между станциями № 2 и № 3 максимальному расчетному давлению  $64 \text{ кгс/см}^2$  соответствует для сквозной перекачки пропускная способность по дизельному топливу  $1062 \text{ м}^3/\text{ч}$  и по бензину  $1184 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при работе трех насосов). Соответственно на остальных участках трубопровода по расчетной пропускной способности его по дизельному топливу определяют соответствующие давления по всем станциям; величину обреза колеса принимают из условия, что перекачивается только дизельное топливо.

## § 6. Перекачка вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с подогревом

При перекачках нефти и нефтепродуктов по подземным трубопроводам происходит их постепенное остывание вследствие теплообмена между трубопроводом и окружающим грунтом. По мере продвижения по трубопроводу подогретая жидкость может остыть до температуры грунта, если ее дополнительно не подогревать. Поэтому большинство высоковязких нефтей и нефтепродуктов перед перекачкой по магистральному трубопроводу предварительно подогревают в резервуарах с целью снижения их вязкости и во избежание закупорки трубопровода при их остывании по длине трубопровода. Подогрев этих продуктов при большой протяженности магистраль-

ного трубопровода осуществляется на головной станции и промежуточных подогревательных пунктах (тепловых станциях). При размещении подогревательных установок между перекачивающими насосными станциями теплопроизводительности и число их определяются исходя из характера падения температуры по длине трубопровода и обеспечения полного расчетного напора соответствующим насосным оборудованием станций.

На рис. 3.23 показан график изменения температуры нефти (или нефтепродукта) по длине трубопровода. Из графика видно, что падение температуры на начальном участке трубопровода интенсивнее, чем на конечных участках. Объясняется это тем, что температура нефти на начальном участке более высокая и, следовательно, имеются большие тепловые потери по сравнению с тепловыми потерями на конечном участке, по которому движется нефть с более низкой температурой. Перекачка подогретых нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам условно называется «горячей» перекачкой, а трубопроводы в этом случае называют «горячими» трубопроводами.

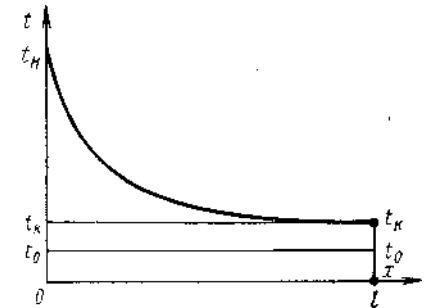


Рис. 3.23. График изменения температуры нефтепродукта по длине трубопровода

На рис. 3.24 показана принципиальная схема «горячего» магистрального трубопровода (нефтепровода). Нефть с месторождения по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк головной перекачивающей станции 2, где в резервуарах, оборудованных подогревательными устройствами, поддерживается температура нефти. Из резервуаров нефть забирается подпорными насосами 3, прокачивается через паровые или огневые подогреватели 4, затем при помощи основных насосов 5 закачивается в магистраль. Поскольку по мере движения нефть остывает (что приводит к увеличению потерь на трение), ее подогревают на промежуточных тепловых станциях 6, расположенных по длине нефтепровода через каждые 25—100 км. При больших расстояниях тепловые станции совмещаются с промежуточными перекачивающими станциями 7. После тепловых станций нефть поступает в резервуары 8 конечного пункта нефтепровода. При гидравлическом расчете «горячих» трубопроводов необходимо знать значение вязкости и плотности жидкости. С этой целью определяют изменение температуры подогретой жидкости по длине трубопровода, так как вязкость и плотность, зависящие от температуры, также будут меняться по длине. Поскольку каждому значению температуры нефти или нефтепродукта соответствует определенный гидравлический уклон, то полную потерю напора определяют по отдельным участкам, принимая для него средние значения температур жидкости и грунта. Температуру нефти или нефтепродукта по длине трубопровода определяют по формуле В. Г. Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{\pi k d}{GC} x}, \quad (3.55)$$

где  $t$  — температура нефтепродукта на расстоянии  $x$  от начала трубопровода (например, от тепловой станции);  $t_0$  — температура окружающей среды (грунта);  $t_n$  — начальная температура нефти или нефтепродукта в начале трубопровода (начальная температура подогрева тепловой станции);  $k$  — полный коэффициент теплопередачи от нефти или нефтепродукта в окружающую среду (средний по длине трубопровода);  $G$  — массовый расход нефти или нефтепродукта;  $C$  — массовая теплоемкость нефти или нефтепродукта;  $d$  — внутренний диаметр трубопровода.

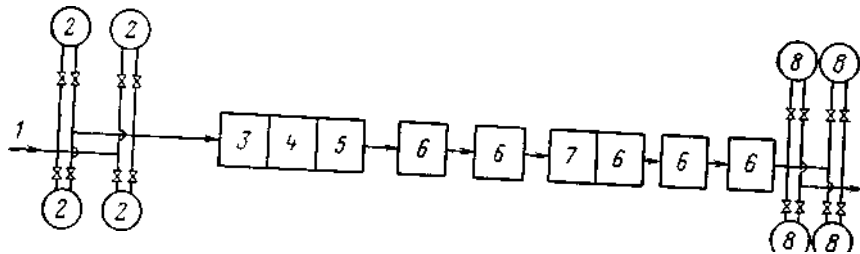


Рис. 3.24. Принципиальная схема «горячего» магистрального трубопровода (нефтепровода)

При заданных значениях начальной  $t_n$  и конечной температуры  $t_k$  нефтепродукта определяют соответствующую длину участка трубопровода по преобразованной формуле (3.55) относительно  $l$ :

$$l = \frac{QC\rho}{\pi k d} \ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}, \quad (3.56)$$

где  $Q$  — расход нефти или нефтепродукта;  $\rho$  — плотность нефти или нефтепродукта. Полный коэффициент теплопередачи  $k$  от перекачиваемой нефти или нефтепродукта в окружающую среду зависит от ряда факторов, в том числе от режима движения нефти или нефтепродукта, их физических свойств, от характера окружающей среды, от сопротивлений теплопереходу антикоррозионной и тепловой изоляции, отложений парафина и грязи и для практических целей определяется по формуле

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (3.57)$$

где  $\alpha_1$  — коэффициент теплоотдачи нефти или нефтепродукта к внутренней стенке отложений или трубы;  $\alpha_2$  — коэффициент теплоотдачи  $\delta_i, \lambda_i$  наружной поверхности трубопровода в окружающую среду;  $\delta_i$  — толщина отложений парафина, стенки трубы, изоляции;  $\lambda_i$  — коэффициент теплопроводности отложений, металла, трубы, изоляции.

При расчете подземных неизолированных трубопроводов принимают следующие значения коэффициентов теплоотдачи:  $\alpha_1 = 80 - 350$  Вт/(м<sup>2</sup>-К);  $\alpha_2 = 1,5 - 2$  Вт/(м<sup>2</sup>-К) и  $k = 2,3$  Вт/(м<sup>2</sup>-К). Средняя температура нефтепродукта  $t$  определяется:

как среднелогарифмическая величина

$$t = t_0 + \frac{t_n - t_k}{2,3 \lg \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}} \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \geq 2 \quad (3.55)$$

или как среднеарифметическая величина

$$t = 0,5(t_n + t_k) \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} < 2. \quad (3.59)$$

Для определения потерь на трение в «горячем» трубопроводе имеются несколько формул, однако из-за их сложности для упрощения расчета в практике проектирования эти потери определяют по формуле Дарси — Вейсбаха, разбивая трассу на отдельные участки длиной по 5—10 км, при этом имеется в виду, что на каждом из участков может одновременно наблюдаться два режима движения жидкости — турбулентный в начале трубопровода при высоких температурах нефти или нефтепродукта и ламинарный в конце трубопровода. Расчет можно вести и для всего перегона между станциями, если режим движения турбулентный. В любом случае учитывается, что в отличие от «холодных» нефтепроводов или нефтепродуктопроводов критическое число параметра Рейнольдса (переходной, зоны)  $Re_{кр} = 1000 - 2000$ .

На рис. 3.25 представлена характеристика  $Q - H$  «горячего» трубопровода. Прямая 7 соответствует условной перекачке данной нефти (нефтепродукта) по трубопроводу при постоянной по всей длине температуре, равной температуре окружающей среды  $t_0$ ; кривая 3

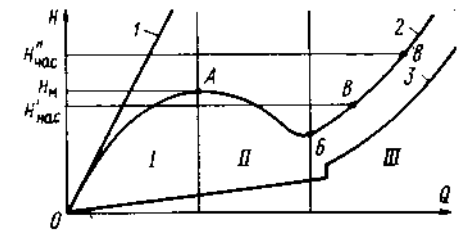


Рис. 3.25. Характеристика «горячего» трубопровода

соответствует случаю, когда нефть (нефтепродукт) перекачивается по трубопроводу при постоянной температуре  $t = t_n$ . В действительности, температура нефти (нефтепродукта) практически меняется от начальной температуры  $t_n$  до конечной  $t_k \geq t_0$  и действительная кривая 2 располагается в зоне между характеристиками 1 и 3. При малых расходах нефть (нефтепродукт) быстро охлаждается до температуры окружающей среды  $t_0$  и на большей части длины нефтепровода (нефтепродуктопровода) вязкость практически остается постоянной  $\nu_{t_0}$ . С ростом расхода  $Q$  увеличиваются потери на трение, постепенно отклоняясь от кривой 7 вплоть до точки А. Затем дальнейшее увеличение  $Q$  приведет к уменьшению потерь на трение по той причине, что с увеличением расхода снижаются тепловые потери в окружающую среду, а следовательно,

повышается средняя температура нефти и соответственно уменьшается вязкость. Начиная с точки *B*, потери снова возрастают, так как дальнейшее повышение температуры практически не влияет на вязкость. В этой области рост величины  $Q$  ведет к повышению потерь. На полученной кривой 2 «горячего» нефтепровода (нефтепродуктопровода) отсутствует резкий скачок перехода из турбулентного в ламинарный режим, какой имеется на кривой 1. Объясняется это тем, что если для изотермического трубопровода переход из одного режима в другой при увеличении расхода происходит сразу на всей длине трубопровода (что теоретически приводит к возникновению резкого скачка), то для неизотермического трубопровода каждому расходу соответствует своя длина турбулентного участка  $l_{\tau}$ , которая изменяется от 0 до  $l$ . Таким образом для «горячего» нефтепровода характерны три зоны. Зона I является не рабочей, так как расходы в ней очень малы. Зона II является неустойчивой зоной неизотермического трубопровода, так как при незначительном понижении температуры или расхода потери напора резко возрастают и могут превысить максимальный напор насосов ( $H_{\text{н}} < H_{\text{м}}$ ), что может привести, в свою очередь, к «замораживанию» трубопровода, т. е. к образованию «пробок». Если максимальный напор насосов превышает максимальные потери на трение ( $H_{\text{н}} > H_{\text{м}}$ ), то уменьшение величины  $Q$  в любой зоне опасности не представляет. Зона III является основной рабочей зоной работы трубопровода, где на кривой 2 располагается точка *B* пересечения характеристик насосной станции и нефтепровода, работающего обычно при турбулентном режиме.

Для выбора наиболее оптимальной температуры подогрева нефти (нефтепродукту) производят технико-экономический расчет, в котором учитываются как затраты на подогрев, так и на перекачку, связанную с преодолением гидравлического сопротивления нефтепровода (нефтепродуктопровода). Оптимальной начальной температурой перекачки является такая температура, при которой суммарные затраты на перекачку и подогрев минимальны. Это вытекает из условия, что повышение температуры подогрева снижает вязкость нефти (нефтепродукта), а это приводит к уменьшению затрат на механическую энергию, необходимую для перекачки. В то же время повышение температуры подогрева нефти (нефтепродукта) связано с дополнительными затратами на подогрев. При выборе оптимальной температуры учитывается, что с повышением вязкости перекачиваемой нефти (нефтепродукта) увеличивается диаметр трубопровода, а также необходимый напор, развиваемый насосной станцией. Для оценки всех факторов, влияющих на экономичность системы, производят гидравлические и тепловые расчеты для нескольких диаметров трубопровода с определением необходимого числа насосных и тепловых станций, а также с выявлением капитальных и эксплуатационных расходов. Наиболее экономичный вариант подсчитывают по формуле (3.37) приведенных годовых расходов.

Поскольку такие расчеты являются достаточно сложными, в некоторых случаях в практике проектирования задаются начальной и конечной температурой, как взаимосвязанных параметров, исходя

из реальных условий обеспечения эксплуатационной надежности работы трубопроводной системы. Обычно задаются начальной температурой подогреваемой нефти (или нефтепродукта)  $t_{\text{п}}$ , подаваемой в начале трубопровода, не свыше  $80\text{--}90^{\circ}\text{C}$  по соображениям прочности трубопровода и сохранения качества нефти как сырья для нефтепереработки; при температурах свыше  $100^{\circ}\text{C}$  происходит разложение нефти на фракции и закоксовывание труб теплообменных аппаратов, вследствие чего резко снижается их эффективность. Температуру нефти (нефтепродукта)  $t_{\text{к}}$  в конце участка трубопровода принимают на  $3\text{--}5^{\circ}\text{C}$  выше температуры застывания нефти (нефтепродукта), а также из-за того, чтобы она при этой температуре не обладала слишком высокой вязкостью. Большинство подземных «горячих» нефтепроводов и нефтепродуктопроводов укладывают непосредственно в грунт, без специальной тепловой изоляции, так как грунт средней влажности обладает достаточно хорошими теплоизоляционными качествами. Глубину заложения принимают, исходя из факторов, учитывающих характер грунтов, условия сокращения объема земляных работ и уменьшения тепловых потерь. Однако к температурному режиму трубопроводов, транспортирующих высоковязкие нефти или нефтепродукты, предъявляются повышенные требования, поэтому их выполняют с теплоизоляцией. Эксплуатация «горячих» трубопроводов имеет свои особенности; основные из них заключаются в том, чтобы не допустить застывания нефти или нефтепродукта в трубопроводе при его остановках. Пуск трубопровода в работу после продолжительных остановок, когда грунт, окружающий трубопровод, остынет, является наиболее сложным и трудоемким процессом. Это относится также и к пуску вновь построенного «горячего» магистрального трубопровода. При эксплуатации пуск осуществляют путем предварительного подогрева трубопровода и окружающего грунта маловязкой незастывающей жидкостью (нефтью нефтепродуктом или водой), либо перекачиваемой основной вязкой жидкостью (нефтью или нефтепродуктом). В первом случае на перекачивающих и тепловых станциях создается запас маловязкой и низкозастывающей жидкости, которая после ее подогрева до более высокой температуры или до температуры основной вязкой жидкости закачивается в трубопровод. Благодаря этому происходит предварительный прогрев как трубопровода, так и окружающего его грунта, что облегчает последующую перекачку высоковязкой жидкости без больших потерь. Необходимый запас маловязкой жидкости для прогрева трубопровода определяют по формуле

$$V = Q\tau, \quad (3.60)$$

где  $Q$  — расход жидкости для подогрева;  $\tau$  — время, необходимое для прогрева трубопровода.

По опыту эксплуатации для достижения необходимой пропускной способности «горячего» трубопровода требуется от четырех до шести дней непрерывной перекачки с максимально допустимым давлением, которое может выдержать система. Чем меньше вязкость нефти или нефтепродукта, тем короче период выхода системы на стационарный

режим. В некоторых случаях, например при проведении ремонтных работ, необходимо знать время, на которое может быть остановлен трубопровод без опасности его «замораживания». Безопасным временем остановки «горячего» трубопровода без выталкивания высоковязкой нефти или нефтепродукта из трубы называется такое время, по истечении которого возобновление перекачки происходит без осложнений, т. е. потери на трение не превышают возможности насосной станции. В процессе остановки перекачки вязкая жидкость в трубе охлаждается, и потери на трение при возобновлении перекачки резко возрастают. Если потери на трение превысят максимальное значение, которое может развить насосная станция, то произойдет так называемое «замораживание» трубопровода. Ликвидация «замораживания» приводит к потерям значительного количества нефти или нефтепродукта и большим непроизводительным денежным затратам. Для определения безопасного времени остановки пользуются приближенной формулой,

$$\tau = 0,111 \frac{a_{\text{гп}}^2}{a} \left( \frac{4H}{d_n} \right)^2 (1 - \beta_0), \quad (3.61)$$

где  $\beta_0$  — безразмерная температура, характеризующая процесс охлаждения  $\beta_0 = (t - t_0) / (t_{\text{ст}} - t_0)$ ;  $a$  — коэффициент теплопроводности грунта ( $a \approx 0,002 \text{ м}^2/\text{ч}$ );  $H$  — глубина заложения трубопровода до оси, м;  $d_n$  — наружный диаметр трубопровода, м;  $t$  — текущая температура стенки трубы (обеспечивающая возобновление перекачки без осложнений);  $t_{\text{ст}}$  — температура стенки на момент прекращения перекачки;  $t_0$  — температура окружающей среды. Если до остановки трубопровода перекачка горячей нефти или нефтепродукта длилась достаточно долго, то в окружающий грунт проникает (аккумулируется) значительное количество тепла. При кратковременной остановке перекачки грунт не успевает остыть. Поэтому пуск после остановки будет значительно проще, чем первоначальный пуск трубопровода. В этом случае температура закачиваемой жидкости уменьшается медленнее, чем при закачке горячей жидкости в пустой трубопровод. Если вязкая нефть или нефтепродукт в период остановки перекачки сильно охладится, вытеснение (выталкивание) их производят всеми имеющимися на трассе насосами, включая насосы на тепловых станциях. Если в этом случае напор, развиваемый насосами, оказывается меньше, чем потери на трение, то вытеснение нефти или нефтепродукта производят незастывающими маловязкими жидкостями (нефтью, нефтепродуктами, водой) по участкам. Через 10—15 км по трассе трубопровода сооружают линейные колодцы, около которых устраиваются земляные амбары. В них выталкивают вязкую застывающую жидкость. Практически процесс вытеснения разбивается на две фазы: фаза вытеснения — движение от начала закачки толкающей жидкости до момента, когда «головная часть» клина достигнет конечного сечения трубопровода, и фаза вымывания — удаление периферийного слоя вытесняемой жидкости. При вытеснении частицы жидкости, расположенные ближе к оси трубы,

имеют большую скорость по сравнению со скоростью у стенки, и в результате образуется клин вытесняющей жидкости.

Для ускорения освобождения трубопровода вытеснение проводят при максимальных давлениях, развиваемых насосной станцией.

В отличие от обычных для «горячих» нефтепроводов и нефтепродуктопроводов требуется более квалифицированный обслуживающий персонал, знающий специфику перекачки вязких или высокозастывающих нефтей с подогревом, особенности эксплуатации центробежных и поршневых насосов в этих условиях, а также знакомый с уходом за теплообменной аппаратурой (паровыми или огневыми подогревателями) и т. п. При эксплуатации за паровыми подогревателями необходим постоянный контроль (во избежание гидравлических ударов водяной пар в подогреватель впускается постепенно). Регулярно проверяется температура пара на входе и конденсата на выходе, а также температура нефти или нефтепродукта на входе и выходе. Наличие их в конденсате указывает на выход из строя подогревателя. В этом случае его надо остановить, прекратив поступление нефти или нефтепродукта. После слива их остатков подогреватель продувают паром и отключают от паровой линии. Поскольку все печи пункта подогрева обвязаны технологическими трубопроводами, которые подключают к змеевику каждой печи, последние испытывают на давление около 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>). Максимальное рабочее давление нефти или нефтепродукта на входе в змеевик не допускается выше 6,5 МПа (65 кгс/см<sup>2</sup>). При эксплуатации систематически наблюдают за процессом горения в печах. Периодически, не менее 2 раз в год, производят анализ дымовых газов.

Во время вытеснения застывшей нефти или нефтепродукта особенно тщательно наблюдают за состоянием труб и аппаратуры, а также за точностью показания приборов измерения давления и температуры, не допуская превышения этих параметров против расчетных. Если в процессе эксплуатации появилась необходимость увеличить пропускную способность «горячего» трубопровода, то это достигается обычным способом, т. е. путем увеличения числа перекачивающих станций или устройством лупингов или путем увеличения числа тепловых станций. Иногда заменяют имеющиеся подогревательные установки на более производительные или увеличивают их число, если установленные теплообменные аппараты не имеют запаса тепловой мощности (поверхности нагрева). Этот способ применяют для повышения начальной температуры нефти или нефтепродукта, когда это допустимо по эксплуатационным условиям, т. е. если в системе имеется известный запас прочности при работе на более высоких температурах и при этом качество нефти или нефтепродукта не ухудшается (например, за счет излишних испарений или в результате разложения нефти на фракции). Повышение пропускной способности «горячего» трубопровода может быть достигнуто также за счет понижения вязкости перекачиваемой жидкости путем ее разбавления менее вязкой или устройством теплоизоляции (на неизолированных трубопроводах). При проектировании надо учитывать прокладку трубопровода в грунтах с меньшим коэффициентом

теплопроводности или более глубокую укладку трубопровода в грунт с целью понижения влияния внешней среды на температуру грунта, а тем самым и на трубопровод.

Все резервуары, в которых осуществляется подогрев или в которые поступает горячая нефть или нефтепродукт, снабжают тепловой изоляцией с целью снижения тепловых потерь; также изолируют и наземные «горячие» трубопроводы. Систематически проверяют состояние изоляции. Помещения перекачивающих и тепловых станций должны отвечать действующим правилам техники безопасности по уходу и техническому состоянию вентиляции, электроосвещения, канализации и других устройств.

Пример 3.8. По трубопроводу с наружным диаметром 350 мм перекачивается нефть с расходом 120 л/с, начальной температурой подогрева  $t_H = 40^\circ\text{C}$  при температуре грунта  $t_0 = 2^\circ\text{C}$ . Определить длину трубопровода, при которой конечная температура нефти будет равна заданной  $t_A = 10^\circ\text{C}$ .

Решение. Принимаем среднюю плотность нефти, соответствующую средней температуре нефти по длине трубопровода  $\rho = 850\text{ кг/м}^3$ , теплоемкость  $c = 2,1 \cdot 10^3\text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$  или  $[0,5\text{ ккал/(кг}\cdot\text{К)}]$  и коэффициент теплопередачи  $k = 4,66\text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$  или  $[4\text{ ккал/(м}^2\cdot\text{ч}\cdot\text{К)}]$ .

Подставив известные значения в формулу В. Г. Шухова (3.56), получим длину, на которой действует подогревательная установка,

$$l = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot 2,1 \cdot 10^3 \cdot 850}{3,14 \cdot 4,66 \cdot 0,35} \ln \frac{40-2}{10-2} \approx 65\,000\text{ м} \approx 65\text{ км.}$$

## ЧАСТЬ II

# ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

## ГЛАВА 4

### ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХРАНЕНИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

#### § 1. Классификация, зоны и объекты нефтебаз

Хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется на нефтебазах и складах, которые по их назначению разделяются на две группы: к первой группе относятся нефтебазы, представляющие собой самостоятельные предприятия (например, нефтебазы системы нефтеснабжения); ко второй группе нефтебаз относятся склады, входящие в состав промышленных, транспортных и других предприятий. Нефтебазы первой группы предназначаются для хранения, перевалки и снабжения (распределения) нефтепродуктами потребителей промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Нефтебазы второй группы представляют собой обычно небольшие складские хозяйства и предназначаются для хранения и снабжения нефтепродуктами цехов и других производственных участков данного предприятия или организации (например, хранилища заводов, фабрик, аэропортов, железнодорожных станций и т. п.).

Нефтебазы первой группы обычно находятся в ведении системы Главнефтеснаба; в ряде случаев такими базами располагают министерства путей сообщения, морского и речного флота и другие ведомства. Нефтебазы второй группы подчиняются непосредственно предприятиям, которые их обслуживают, и нефтепродукты, как правило, получают через перевалочные или распределительные нефтебазы первой группы. В зависимости от общего объема нефтебазы первой группы делятся на три категории независимо от характеристики нефтепродуктов и типа резервуаров: I категория — общим объемом более 50 000 м<sup>3</sup>; II категория — общим объемом 10 000 — 50 000 м<sup>3</sup>; III категория — общим объемом до 10 000 м<sup>3</sup>. Одновременно с этим для нефтебаз, размещаемых на промышленных предприятиях, норма хранения ограничена и зависит от характера нефтепродукта и типа хранилища. Суммарный объем в резервуарах и зданиях (площадках) для хранения нефтепродуктов в таре на этих складах допускается в следующих количествах (в м<sup>3</sup>):

	В подземных хранилищах	В наземных хранилищах
Для легковоспламеняющихся нефтепродуктов . . . . .	4000	2000
Для горючих нефтепродуктов . . . . .	20000	10 000

При совместном и смешанном хранении в наземных и подземных резервуарах и на площадках хранения нефтепродуктов в таре общий приведенный объем склада не должен превышать указанное количество, при этом приведенный объем определяется из расчета, что 1 м<sup>3</sup> легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается к 5 м<sup>3</sup> горючих и 1 м<sup>3</sup> объема наземного хранения приравнивается к 2 м<sup>3</sup> объема подземного хранения. К легковоспламеняющимся относятся нефтепродукты с температурой вспышки паров ниже 45° С, а к горючим — нефтепродукты с температурой вспышки паров выше 45° С.

По принципу оперативной деятельности нефтебазы подразделяются на перевалочные и распределительные. К перевалочным относятся нефтебазы, предназначенные для перегрузки (перевалки) нефти и нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, являясь таким образом основными промежуточными звеньями между районами производства и районами потребления нефти и нефтепродуктов. К таким нефтебазам относятся также нефтебазы экспортные перевалочные и др. Перевалочные нефтебазы — это преимущественно крупные нефтебазы I категории; они могут осуществлять перевалку нефтепродуктов как для обеспечения примыкающих к ним районов, так и для поставки в другие районы страны. Распределительные нефтебазы предназначены для отпуска нефтепродуктов потребителям непосредственно с нефтебазы или путем централизованной поставки. Эти нефтебазы в основном снабжают нефтепродуктами сравнительно небольшие районы, однако они наиболее многочисленны и через них осуществляется непосредственное снабжение нефтепродуктами всего народного хозяйства.

Нефтебазы располагаются в морских и речных портах, на железнодорожных магистралях и на трассах магистральных нефтепродуктопроводов и в зависимости от этого называются, например, водными и железнодорожными или водно-железнодорожными. Морские или речные перевалочные водные нефтебазы осуществляют прием нефти и нефтепродуктов, поступающих по воде крупными партиями, для последующего распределения и отправки железнодорожным или трубопроводным транспортом потребителям и распределительным нефтебазам и, наоборот, для получения нефтепродуктов с железной дороги или с магистральных трубопроводов для налива судов. Железнодорожные перевалочные нефтебазы и наливные станции, размещаемые на магистральных нефтепродуктопроводах, осуществляют соответственно прием нефтепродуктов с железной дороги или от трубопровода с последующей отгрузкой их распределительным нефтебазам и непосредственно потребителям железнодорожным и водным транспортом. Кроме указанных, имеются глубинные нефтебазы, которые сооружают для снабжения отдаленных районов при отсутствии железнодорожных, водных и трубопроводных коммуникаций. Доставка на них нефтепродуктов от питающих нефтебаз в этом случае обычно производится автомобильным транспортом.

Нефтебазы и склады при нефтеперерабатывающих заводах называют товарно-сырьевыми базами (резервуарными парками). Назна-

чение сырьевых парков — принимать сырую нефть с железнодорожного, водного и трубопроводного транспорта для хранения необходимого запаса нефти и подачи ее на завод для переработки. Товарные парки предназначаются для приема по трубопроводу готовых нефтепродуктов завода, хранения оперативного запаса и отправки всеми видами транспорта на перевалочные и распределительные нефтебазы.

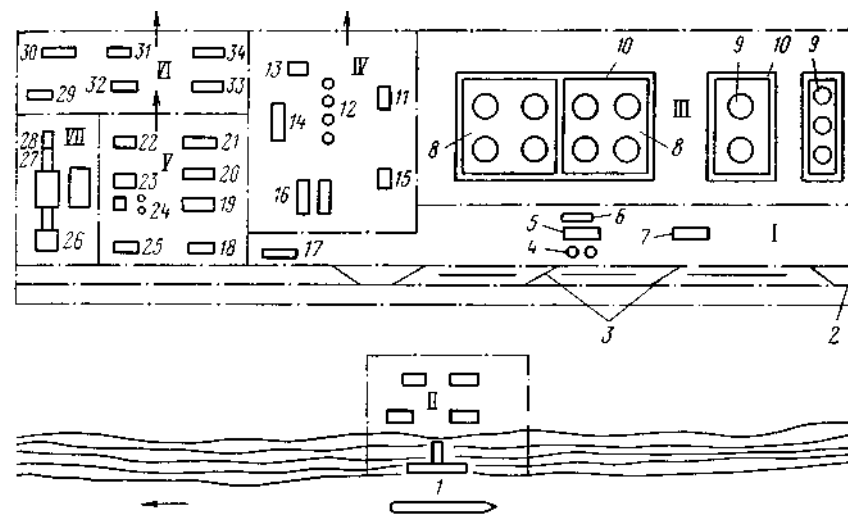


Рис. 4.1. Схема разбивки генерального плана водно-железнодорожной нефтебазы:

1 — причал; 2 — железнодорожные пути для маршрутов; 3 — сливно-наливные эстакады; 4 — нулевые резервуары; 5 — контора (насосная); 6 — узел задвижек; 7, 31 — лаборатории; 8 — резервуарные парки; 9 — мерники; 10 — обвалование; 11, 15, 16, 18, 19, 25 — склады; 12 — автоколонки; 13 — автовесы; 14 — разливочная; 17 — разгрузочная площадка; 20 — котельная; 21, 22, 23 — механические мастерские; 24 — водонасосная; 26 — иловые площадки; 27 — нефтеловушка; 28 — песколовка; 29 — административный корпус; 30 — контора; 32 — электростанция; 33 — ВОХР; 34 — пожарное депо

Территорию нефтебазы (рис. 4.1) обычно разбивают на следующие зоны с примерным размещением в них зданий и сооружений: / — зона железнодорожных нефтегрузовых операций с размещением в ней железнодорожных сливно-наливных устройств, насосных, сливных резервуаров, тарных хранилищ, погрузочно-разгрузочных площадок, лабораторий, помещений для сливщиков и наливщиков и других объектов, связанных со сливно-наливными операциями; // — зона водных нефтегрузовых операций с размещением в ней причалов, насосных и других объектов, связанных с операциями по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов; /// — зона хранения для размещения резервуаров, газосборников, теплообменников, насосных; IV — зона оперативная, в которой отпускают нефтепродукты мелкими партиями в автоцистерны, контейнеры и бочки; в нее входят разливочные, расфасовочные, насосные, тарные хранилища, площадки порожней тары, наливные колонки, погрузочные

площадки, установки по затариванию, осветлению и регенерации отработанных масел; V — зона вспомогательных сооружений, в которой размещают механические и сварочные мастерские, бондарные, пропарочные установки, площадки для хранения клепки, электростанции, трансформаторные подстанции, ко-

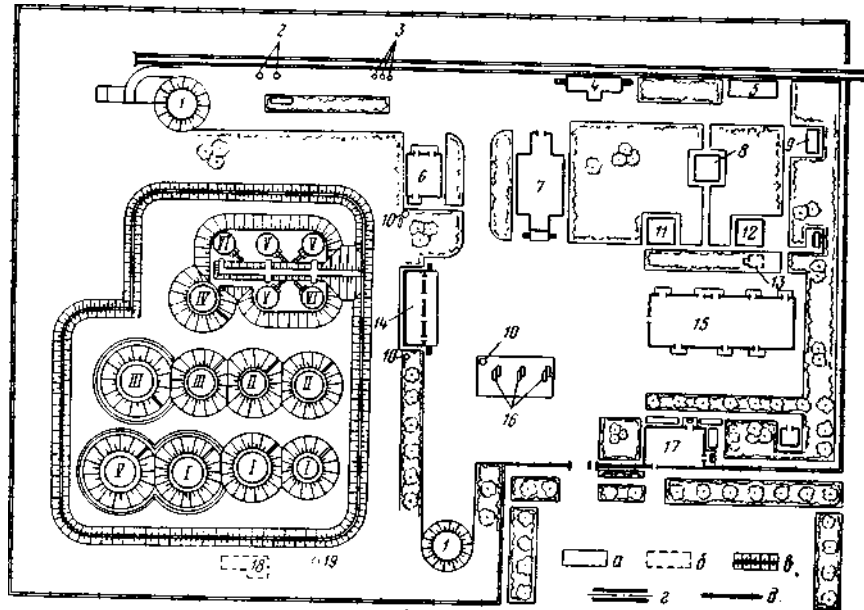


Рис. 4.2. Примерный генеральный план прирельсовой распределительной нефтебазы:

а — здания и сооружения наземные; б — подземные сооружения; в — обвалование; г — железнодорожный тупик; д — сплошной забор высотой 2,5 м; 1 — резервуары для противопожарного запаса воды; 2 — сливной фронт для светлых нефтепродуктов; 3 — сливной фронт для темных нефтепродуктов и масел; 4 — разгрузочная платформа; 5 — площадка для топлива; 6 — продуктовая насосная; 7 — склад тарного хранения (на 150 бочек); 8 — площадка для клепки; 9 — площадка для золы; 10 — сторожевые грибы; 11 — площадка для грязных бочек; 12 — площадка для выпарки бочек; 13 — площадка для стоянки транспорта; 14 — различочная на 10—12 кранов; 15 — блок, включающий механическую мастерскую, гараж на одну машину, котельную, бондарную, пожарный пост, обмывочный пункт, материальный склад; 16 — автономные стойки для светлых нефтепродуктов; 17 — контора и лаборатория для проведения анализов; 18 — нефтеловушка; 19 — песколовка. Резервуары: / — для светлых нефтепродуктов; II — для керосина; III — для дизельного топлива; IV — для моторного топлива; V — для масел; VI — для этилированного бензина

тельные, кузницы, склады материалов и топлива, диспетчерские пункты, а также лаборатории и конторы грузовых операций, обслуживающие сливно-наливные причалы; VII — зона административно-хозяйственных зданий и сооружений для контор, проходных, гаражей и здания охраны; VIII — зона очистных сооружений с комплексом сооружений для сбора и очистки производственных и ливневых вод (песко- и нефтеловушки, иловые площадки и др.).

Для сообщения между зонами и прилегающими районами на территории нефтебазы устраивают автогужевые дороги, пожарные про-

езды и выезды на дороги общего пользования или на тупиковые подъезды к нефтебазе. Площадки расположения производственных и вспомогательных объектов ограждают, причем жилые дома, общежития и общественные здания (клубы, столовые, амбулатории, прачечные и другие) размещают за ограждением нефтебазы. Зоны и сооружения размещают с учетом максимального сокращения протяженности дорог, трубопроводных технологических коммуникаций, водопроводных, канализационных сетей, линий электропередач и т. д. На рис. 4.2 показана планировка распределительной железнодорожной нефтебазы с минимальными расстояниями между сооружениями (принимаемыми по действующим нормам проектирования) и разбивкой резервуаров по сортам нефтепродуктов. В целом рациональное планировочное решение нефтебаз должно обеспечивать удобства в эксплуатации, минимальные капитальные затраты, точность транспорта, максимальную пожарную безопасность и соблюдение санитарных требований.

Одна из основных производственных характеристик нефтебаз — грузооборот, т. е. количество принятых и отпущенных нефтяных грузов (нефти и нефтепродуктов). Грузооборот нефтебазы устанавливают в зависимости от ее основного назначения. Величину грузооборота нефтебаз определяют: для перевалочных нефтебаз — на основе общих схем нефтяных грузопотоков, разрабатываемых с учетом производственных и других связей между районами и крупными потребителями; для распределительных нефтебаз — на основе потребности в нефтепродуктах тяготеющих к ним районов с учетом более рационального соотношения между снабжением потребителей через нефтебазы и транзитом (минуя нефтебазы), т. е. доставкой нефтепродуктов с мест производства непосредственно в емкости потребителя.

## § 2. Размещение нефтебаз и проводимые на них операции

Нефтебазы размещают в зависимости от того, к какой группе и категории относится данная нефтебаза. Нефтебазы первой группы как самостоятельные предприятия размещают на специально отведенной территории в соответствии с генеральным планом застройки и реконструкции данного района и увязывают с железнодорожными, водными и береговыми устройствами. Нефтебазы, относящиеся ко второй группе, т. е. обслуживающие данное промышленное предприятие, размещают в непосредственной близости от предприятия или на его территории. При определении площади территории нефтебазы предусматриваются возможности ее расширения и другие условия, согласно нормам и техническим условиям проектирования. В табл. 4.1 приведены данные о примерной площади участка под нефтебазу в зависимости от ее объема.

При расположении нефтебаз на площадках, удаленных от населенных пунктов, промышленных предприятий или железнодорожного полотна организованного движения поездов на расстояние менее 200 м и имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками

Таблица 4.1

Площадь участка / под нефтебазу			
Объем нефтебазы, м	Площадь участка /• 10 <sup>4</sup> , м <sup>2</sup>	Объем нефтебазы, м	Площадь участка /• 10 <sup>4</sup> , м <sup>2</sup>
1 500	1,5—2,0	20 000	15,0—19,0
4 000	3,0—4,0	25 000	20,0—21,0
6 000	4,0—6,0	30 000	22,0—24,0
10 000	8,0—10,0	40 000	25,0—27,0
15 000	10,0—12,0	50 000	27,0—29,0

территорий этих объектов, предусматриваются мероприятия по их защите от разлива жидкостей при аварии резервуаров. Как правило, нефтебазы размещают вне городской черты, соединяют с дорогами общего пользования, причем расположение их должно быть увязано с железнодорожными, водными и береговыми устройствами.

Нефтебазы, возводимые у берегов рек, как правило, размещают ниже (по течению) пристаней, речных вокзалов, крупных рейдов и мест постоянной стоянки флота, гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительных и судоремонтных заводов и мостов на расстоянии от них не менее 100 м, однако при расположении нефтебаз на расстоянии более 200 м от берега реки соблюдать это правило не обязательно. При невозможности расположения складов ниже по течению реки допускается размещать их выше по течению реки от указанных объектов на расстоянии: для нефтебаз I категории — 3000 м, для нефтебаз II категории — 2000 м, а для нефтебаз III категории — 1500 м от гидроэлектростанций, судостроительных и судоремонтных заводов и 1000 м от всех остальных объектов. Во всех случаях выбора площадок под новое строительство нефтебаз учитывают возможность обеспечения требуемых разрывов как между зданиями и сооружениями базы, так и между окружающими ее зданиями и сооружениями. Кроме того, стремятся, чтобы все подъездные пути (автомобильные дороги и железнодорожные ветки — тупики), а также водоводы и линии подводящих электропередач были минимальной протяженности и имели бы наименьшие капитальные затраты и расходы на их обслуживание.

На нефтебазах выполняются различные технологические операции по хранению и перекачке нефти и нефтепродуктов. Характер и масштаб этих операций зависят от особенностей данной нефтебазы — от назначения, объема хранения и транспорта и от других требований, предъявляемых к ее производственной деятельности. В процессе эксплуатации нефтебаз выполняются как основные операции, связанные непосредственно с хранением и перекачкой нефти и нефтепродуктов, так и вспомогательные операции, способствующие нормальной эксплуатации. К основным технологическим операциям относятся: прием нефти и нефтепродуктов с железнодорожного и водного транспорта, а также из магистральных нефтепроводов и нефте-

продуктопроводов (в отдельных случаях на нефтебазах небольшого объема осуществляется прием и с автомобильного транспорта); хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах (в бочках и мелкой таре); налив в железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда; перекачка по трубопроводам на предприятия, головные станции магистральных нефтепроводов и на раздаточные станции; отпуск в автомобильный транспорт через наливные колонки и в тару; ремонт и производство бочкотары. К вспомогательным операциям относятся: внутрискладские перекачки, осуществляемые при необходимости перемещения нефтепродукта из одного резервуара в другой на случай смены сорта или смешения, опорожнения при зачистке и ремонте или на случай пожара и т. д.; подогрев вязких нефтепродуктов в резервуарах, железнодорожных цистернах, а также подогрев нефтепроводов, транспортирующих эти жидкости, во избежание их застывания в трубах; отстой нефтепродуктов и отвод отстойной подтоварной воды в канализационную систему; регенерация отработанных масел и их осветление; все операции, проводимые на подсобно-производственных объектах (котельные, водонасосные и др.); опорожнение и очистка нефтепроводов.

Все профилактические работы, проводимые на нефтебазах и станциях, направленные на повышение пожарной безопасности и соблюдение санитарных условий, относятся также к вспомогательным операциям, например, систематическая проверка пожарного инвентаря, оборудования, пеногасящих устройств, пожарных машин, вентиляционных систем и т. д. Вся эта работа проводится как в соответствии с общими инструкциями и правилами эксплуатации, так и с указаниями, относящимися к данной нефтебазе, учитывающими ее особенности.

### § 3. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели нефтебаз

При проектировании нефтебаз руководствуются «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями складов нефти и нефтепродуктов (нефтебаз)». В Нормах приведены требования к проектированию резервуарных парков, внутрибазовых трубопроводов, железнодорожных сливно-наливных устройств, причалов для нефтеналивных судов, насосных станций для перекачки нефти и нефтепродуктов, к раздаточным и подогревательным устройствам, тарным хранилищам. В этих же Нормах приведены также требования к проектированию мероприятий по снижению потерь нефти и нефтепродуктов, механизации и автоматизации технологических процессов, к проектированию подсобных производств.

В технико-экономической части Норм даны показатели для различного типа и объема нефтебаз по грузообороту, капиталовложениям, расходу металла, площади застройки, эксплуатационным расходам, производительности труда и штатам. Этими показателями пользуются при оценке технико-экономической эффективности



нефтебаз, запроектированных для данных конкретных условий. За основу сравнительных расчетов технико-экономических показателей принимается годовой грузооборот нефтепродуктов, который зависит от типа нефтебазы и назначения. В табл. 4.2 указаны принятые значения общего грузооборота нефтебаз по нормам технологического проектирования и соответствующие им технико-экономические показатели. В нормах технологического проектирования приводятся промежуточные значения грузооборота и соответствующие им технико-экономические показатели по каждому типу нефтебаз. Кроме того, нормами предусматриваются дополнительные металлоложения и капиталовложения в резервуары, которые устанавливают на нефтебазах для сезонного хранения нефтепродуктов (табл. 4.3).

Как видно из приведенных таблиц, чем больше грузооборот и объем нефтебазы, тем меньше удельные расходы металла, а также меньше капиталовложения и эксплуатационные расходы, приходя-

Таблица 4.2

**Основные технико-экономические показатели нефтебаз**

Тип нефтебазы	Годовой грузооборот, тыс. т	Объем нефтебазы, тыс. м <sup>3</sup>	Удельные металлоложения, кг/м <sup>3</sup>	Капиталовложения на 1 т грузооборота, руп.	Эксплуатационные расходы в год на 1 т грузооборота, тыс. руб.
Железнодорожные, распределительные оперативные . . . .	25-500	2—40	44-25	34-9	4-1
Водные, распределительные	10—180	5—10	31—17	240-71	12—4
Водно-железнодорожные, перевалочно-распределительные	300-550	40—75	21—20	114-118	1,8—1,7
Глубинные автомобильные, распределительные . . . . .	2—10	0,8-4	43—32	411—110	19—5

Таблица 4.3

**Металлоложения и капиталовложения в дополнительные резервуары для сезонного хранения нефтепродуктов**

Объем дополнительных резервуаров, м <sup>3</sup>	Удельные металлоложения, КГ/М <sup>3</sup>	Удельные капиталовложения, руб/м <sup>3</sup>
До 5000	25,5	20,0
Свыше 5 000 до 10 000	24,9	18,0
» 10 000 » 15 000	23,8	16,0
» 15 000 » 25 000	20,1	14,5
» 25 000 » 100 000	18,0	11,5

щие на 1 т грузооборота. Крупные нефтебазы всегда экономичнее и кроме того, требуют относительно меньшего штата персонала; например, для нефтебазы железнодорожного типа (распределительно-оперативной) при грузообороте 25 тыс. м<sup>3</sup> требуется штат в 23 чел., а для нефтебазы с грузооборотом 500 тыс. м<sup>3</sup> требуется всего 105 чел., т. е. при увеличении грузооборота в 20 раз штат увеличивается лишь в 5 раз. Поэтому при проектировании стремятся по возможности укрупнять нефтебазы.

**ГЛАВА 5**

**СЛИВНО-НАЛИВНЫЕ И РАЗДАТОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

**§ 1. Устройства для слива и налива железнодорожных цистерн**

В практике эксплуатации нефтебаз применяют различные системы слива и налива нефти и нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, которые подразделяются на две основные группы. К первой группе относится принудительный способ слива — налива при помощи насосов. Ко второй группе относится самотечный слив — налив. Слив и налив при помощи насосов применяют, когда по условиям рельефа местности, расположения резервуаров и схемы коммуникации трубопроводов исключается применение самотечного слива — налива.

На рис. 5.1 приведены схемы слива — налива железнодорожных цистерн.

На рис. 5.1, а показана схема, когда откачка и закачка нефтепродукта производится при помощи насоса. При этом способе закачку и откачку производят как через верхнюю горловину цистерны, так и через нижний сливной прибор. По этому признаку различаются верхний и нижний слив — налив. При верхнем сливе (в случае применения несамовсасывающих центробежных насосов) для создания разрежения во всасывающей линии при первоначальном ее заполнении из верхней точки сливной трубы откачивают воздух при помощи вакуум-насоса. К самотечному сливу относятся: самотечно-герметичный слив, самотечно-сифонный слив, открытый и закрытый самотечный слив.

На рис. 5.1, б представлена схема самотечно-герметичного слива, осуществляемого через нижний сливной прибор, и самотечно-сифонного слива, осуществляемого через горловину железнодорожной цистерны. В этом случае резервуар располагают на более низких отметках по отношению к железнодорожной цистерне и слив осуществляют за счет гидростатического напора, т. е. разности уровней жидкости в сливаемой и наливаемой емкостях. Эта схема трубопроводов от предыдущей отличается лишь отсутствием насоса.

Схема открытого самотечного слива (см. рис. 5.1, в) отличается тем, что слив из железнодорожной цистерны осуществляют через сливной прибор по переносным лоткам, откуда нефтепродукт поступает в желоб и далее по отводной трубе в сливной («нулевой») резервуар, из которого он перекачивается в основные резервуары нефтебазы. В связи с тем, что система эта является негерметичной и представляет известную пожарную опасность, ее применяют в основном для слива мазута.

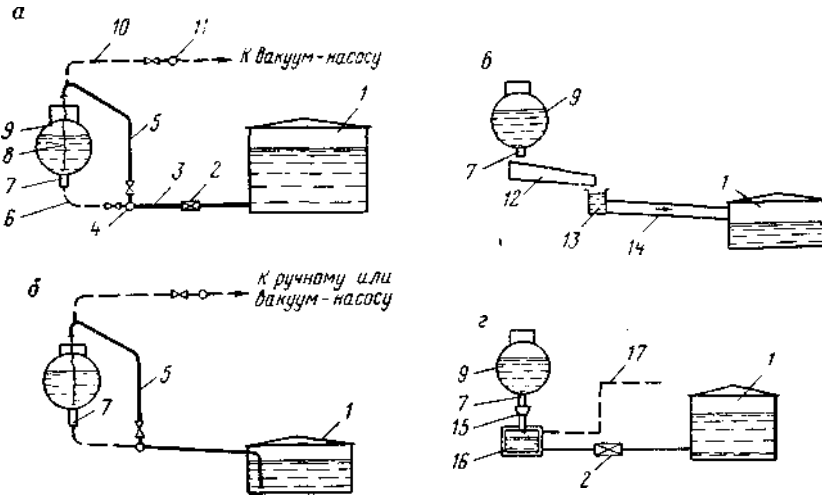


Рис. 5.1. Схемы слива — налива железнодорожных цистерн:

а — с помощью насоса; б — самотечно-герметичный и самотечно-сифонный слив; в — самотечно-открытый слив; г — самотечно-закрытый слив; 1 — резервуар; 2 — насос; 3 — отводная труба; 4 — коллектор; 5 — сливной стояк; 6 — сливная труба; 7 — сливной прибор; 8 — гибкий шланг; 9 — цистерна; 10 — вакуумная труба; 11 — вакуумный коллектор; 12 — лоток; 13 — открытый желоб; 14 — отводной канал (труба); 15 — сливное устройство (прибор); 16 — закрытый желоб; 17 — газоотводная труба

Закрытый самотечный слив (см. рис. 5.1, г) производят также через нижний сливной прибор и герметичное устройство, присоединяемое к закрытому междельсовому желобу, из которого нефтепродукт откачивается насосом в резервуары нефтебазы.

Известны и другие способы слива, например, самотечный слив под давлением, когда для ускорения слива в цистерне создается повышенное давление путем подачи сжатого воздуха, пара или инертного газа, а также принудительный слив при помощи погружного насоса, опускаемого внутрь цистерны. Способ слива выбирают в зависимости от сорта сливаемого нефтепродукта и типа подаваемых железнодорожных цистерн. Для легкоиспаряющихся нефтепродуктов применяют герметичный принудительный и самотечно-сифонный слив при подаче железнодорожных цистерн, не оборудованных нижними сливными приборами, и самотечно-герметичный слив через нижние сливные приборы; в этом случае налив производится также через

эти приборы. Для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки паров  $120^{\circ}\text{C}$  и ниже применяют закрытые сливно-наливные устройства в виде систем трубопроводов и герметичных каналов. Для нефтепродуктов с температурой выше  $120^{\circ}\text{C}$  и мазутов допускается применять открытые сливные устройства в виде сливных междельсовых или боковых желобов и лотков, перекрытых съемными плитами из негорючих материалов.

Число подаваемых в сутки цистерн под слив или налив определяют для каждого сорта нефтепродукта, исходя из максимального месячного грузооборота в соответствии с графиком доставки — отгрузки (завоза — вывоза) нефтепродуктов на нефтебазу. При отсутствии такого графика расчет суточной подачи цистерн ведут по среднемесячному грузообороту с коэффициентом 1,5, учитывающим неравномерность подачи железнодорожных цистерн на нефтебазу в течение расчетного периода (месяца). Число сливно-наливных устройств определяют из условия слива — налива суточной подачи цистерн с нефтепродуктом данного сорта, для которого требуется максимальное число цистерн

$$n_{ц} = \frac{Q_{\max}}{30G}, \quad (5.1)$$

где  $n_{ц}$  — расчетное число цистерн, подаваемых в сутки, шт;  $Q_{\max}$  — максимальный месячный грузооборот, т; 30 — число суток в месяц;  $G$  — грузоподъемность (тоннаж) одной цистерны, т.

В том случае, когда суточное поступление цистерн превышает число, на которое рассчитаны наливные устройства (эстакады), обработка их осуществляется в 2—3 подачи. На крупных нефтебазах сооружают по несколько эстакад, число которых определяют по формуле

$$n_{э} = \frac{n_{ц}T}{24}, \quad (5.2)$$

где  $n_{э}$  — число эстакад;  $n_{ц}$  — число маршрутов, прибывающих на нефтебазу в сутки;  $T$  — время пребывания железнодорожного маршрута на эстакаде с учетом времени на подачу и уборку.

Слив или налив железнодорожных цистерн стремятся осуществлять в возможно короткое время, чтобы не задерживать подвижной состав. Предельные сроки слива и налива, установленные «Правилами перевозок грузов Министерства путей сообщения СССР» для цистерн грузоподъемностью свыше 20 т, составляют 2 ч. Однако при сливе вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов из цистерн, которые требуется разогревать в холодный период года, отводится дополнительное время на разогрев, т. е. 2—10 ч. Для слива и налива одиночных железнодорожных цистерн (до трех цистерн) сооружают одиночные стояки, а для слива партий и целых маршрутов — односторонние (для 3—6 цистерн) и двухсторонние (более 6 цистерн) сливно-наливные эстакады.

Железнодорожные эстакады сооружают для нефти, светлых и темных нефтепродуктов и масел, конструктивно различающихся в связи с особенностями слива этих нефтепродуктов. По характеру

проводимых операций эстакады бывают сливными, наливными или комбинированными, т. е. когда они предназначены как для слива, так и для налива нефти и нефтепродуктов.

На рис. 5.2 показана комбинированная железнодорожная сливно-наливная эстакада, на которой осуществляется слив — налив

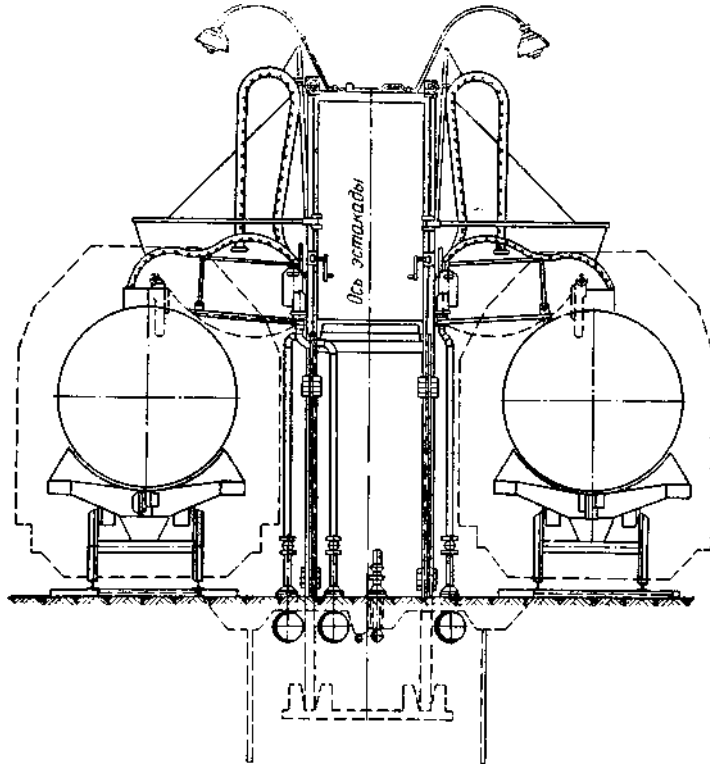


Рис. 5.2. Сливно-наливная железнодорожная эстакада (комбинированная)

нефтепродуктов нескольких сортов по самостоятельным сливно-наливным коллекторам, уложенным под эстакадой. В данном случае эстакада рассчитана на обработку цистерн, прибывающих без нижних сливных приборов, поэтому сливно-наливные операции осуществляются через горловины цистерн.

Длину железнодорожных эстакад в зависимости от числа подаваемых под слив — налив цистерн и их типа рассчитывают по формуле

$$L_э = n_{ц} \sum_{i=1}^{i=n} a_i l_i, \quad (5.3)$$

где  $n_{ц}$  — число цистерн в маршруте;  $a_i$  — число цистерн (по типам), входящих в маршрут;  $l_i$  — длина цистерн различных типов (по буферам);

При каршрутных подачах с большим числом цистерн для их обработки сооружают двухсторонние эстакады, при этом длина их сокращается вдвое.

Для облегчения работы эстакад применяют устройства, обеспечивающие легкое управление наливными стояками, предотвращающими переливы нефти и нефтепродуктов в процессе налива и т. д.

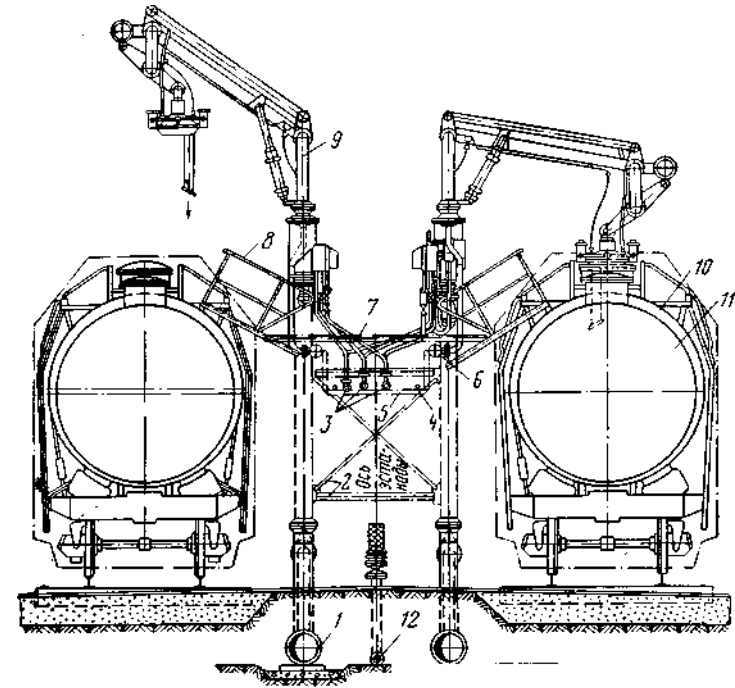


Рис. 5.3. Наливная эстакада:

1 — основной коллектор; 2 — элементы крепления стояков; 3 — напорный, сливной и дренажный трубопроводы гидравлической системы; 4 — трубопровод КИП и автоматики; 5 — подвесное устройство для крепления вспомогательных трубопроводов; 6 — трубопровод для отвода газовой смеси; 7 — верхняя площадка обслуживания; 8 — переходный мостик; 9 — автоматизированный стояк налива АСН-2 с пультом управления и трубопроводами подключений; 10 и 11 — железнодорожные цистерны; 12 — коллектор для слива нефти или нефтепродуктов из неисправных цистерн

На рис. 5.3 показана механизированная наливная эстакада с установками АСН-2 для герметичного верхнего налива вагоно-цистерн нефтью и светлыми нефтепродуктами. Эстакада снабжена гидроприводными механизмами для поворота, подъема и опускания стояков, а также для установки герметизирующей крышки на люк цистерны во время заправки. Для автоматического герметичного налива в железнодорожные цистерны нефти и легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов применяют установки АСН-14, разработанные ВНИИКАнефтегаз. Одиночный пост установки (рис. 5.4) при диаметре стояка 150 мм обеспечивает производительность налива в 200—300 м<sup>3</sup>/ч, что дает возможность осуществить поочередный налив за 20—

30 мин двух цистерн грузоподъемностью по 50, 60 и 120 т, находящихся на двух путях.

Система АСН-14, устанавливаемая в центре эстакады на опорной трубе, состоит из датчика налива с герметизирующей крышкой 2, наливного стояка 6, пульта управления 10 и клапана-отсекателя 11. Наливной стояк НС-14 состоит из стальных труб, соединенных между собой герметичными шарнирами 3. Для перемещения стояка оборудован тремя гидравлическими приводами: подъемным гидравлическим цилиндром 8, механизмом 4 изменения вылета стояка и механизмом 9 поворота стояка. Подъемный гидравлический цилиндр оборудован защелкой, запирающей стояк в крайнем верхнем положении. Для автоматического выключения стояка после подъема и блокировки установлен концевой выключатель 7. На выходе газовой линии 5 стояка расположен огневого предохранитель с обратным клапаном, пропускающим газовую смесь из цистерны только в газоравнительную систему.

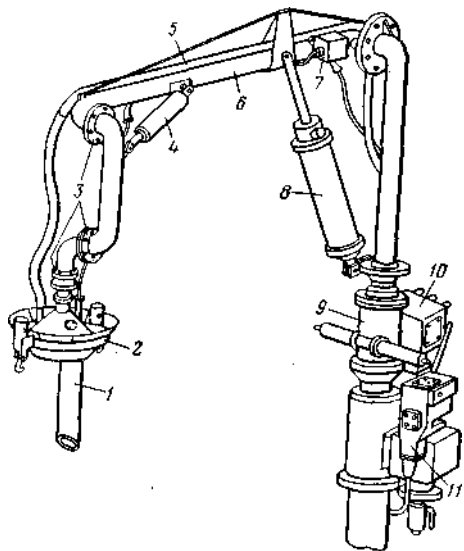


Рис. 5.4. Схема устройства одиночного поста автоматизированной системы налива железнодорожных цистерн АСН-14:

1 — наливная (опорная труба); 2 — датчик налива с герметизирующей крышкой ДН-14; 3 — шарниры; 4 — механизм изменения вылета стояка; 5 — газовая линия; 6 — наливной стояк НС-14; 7 — концевой выключатель; 8 — подъемный гидравлический цилиндр; 9 — механизм поворота стояка; 10 — пульт управления ПУН-14; 11 — клапан-отсекатель КДП-14

рожных цистерн, автоматически перемещаемых относительно наливных устройств при помощи лебедок. Комплекс «КВАНТ» состоит из блока управления, наливного и передвижного (маневренного) устройства. Маневренное устройство, предназначенное для передвижения маршрутов на станции, состоит из тяговой лебедки мощностью 75 кВт, натяжной станции, блоков и буферной платформы, перемещаемой тяговой лебедкой при помощи стальных канатов. При передвижении буферная платформа автосцепкой входит в зацепление с концевой цистерной и передвигает маршрут. Максимальное расстояние по перемещению маршрута 480—500 м. Максимальное усилие на тяговом канате 20 т, что обеспечивает перемещение маршрута с 40 цистернами. Остановка очередных цистерн под наливными устройствами производится автоматически по сигналу фотоэлектри-

ческого датчика, действующего по принципу пересечения луча света котлом цистерны. Продолжительность цикла налива одной железнодорожной цистерны составляет 10 мин при производительности налива 650 м<sup>3</sup>/ч, а маршрута, состоящего из 80 цистерн, — 200 мин (при групповом наливе).

При сливе — наливе смазочных масел с целью защиты от непогоды (дождь, снег и т. д.) над эстакадами сооружают навесы. Для слива темных высоковязких нефтепродуктов (мазута) применяют эстакады, снабженные специальными лотками-желобами для нижнего слива. Объем желобов в некоторых случаях принимают равным объему маршрута цистерны, что обеспечивает слил темных нефтепродуктов в минимальные сроки. Желоба размещают между рельсами. Для слива нефти в этом случае применяют герметизирующие приборы типа СПГ-200 (рис. 5.5).

Наливные эстакады для темных нефтепродуктов выполняют аналогично сливным, но без сливных желобов. Налив в этих случаях осуществляется через верхние наливные устройства, обслуживаемые с эксплуатационной площадки.

Поскольку большинство действующих цистерн для светлых нефтепродуктов не имеют нижних сливных приборов, нефтепродукты приходится сливать через горловины (верхний слив). Большая упругость паров легкоиспаряющихся нефтепродуктов, например бензина создает некоторые трудности при сифонном сливе их через верх горловины железнодорожных цистерн. В жаркое время года при достаточно высокой температуре бензина, достигающей 30—35° С, и нагретых коммуникаций сливных сифонных труб в практике наблюдаются срывы сифонов вследствие образования паровых пробок. При этом нарушается нормальная работа насосов и не обеспечивается выкачка всего продукта из цистерны. Поэтому наряду с усовершенствованием и модернизацией сливно-наливных устройств верхнего слива применяют усовершенствованные системы нижнего слива — налива, например система АСН-15. Система состоит из группы постов автоматизированного нижнего слива — налива, расположенных друг от друга на расстоянии 12 м и образующих сливно-наливной фронт. Каждый пост слива — налива состоит из установки типа АСН-7Б, электроприводной задвижки ЭКЛПЭ-200-16, датчика нижнего уровня ДНУ-1, датчика налива ДН-7 и пульта управления ПУН-7. Основной элемент поста установки АСН-7Б (рис. 5.6) состоит из шарнирных элементов для перемещения труб в горизонтальной и

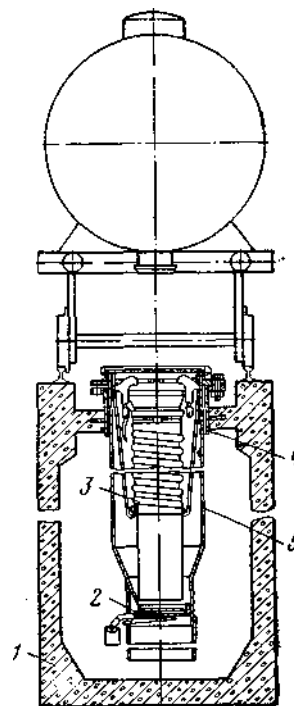


Рис. 5.5. Сливной прибор СПГ-200:

1 — герметизированный сливной желоб; 2 — механический клапан; 3 — гофрированный рукав с присоединительной головкой; 4 — закладная гильза; 5 — обойма

вертикальной плоскостях. Установка свободно вращается и разворачивается во время работы, присоединительная головка легко стыкуется со сливным патрубком цистерны. Все посты слива — налива связаны технологическими линиями с насосной станцией и резервуарами, а электрическими линиями — с центральным пультом управления. С центрального пульта управляют оперативными задвижками, насосами, зачистной системой, светофором, принимают сигнализацию с фронта слива — налива и насосной. По окончании налива

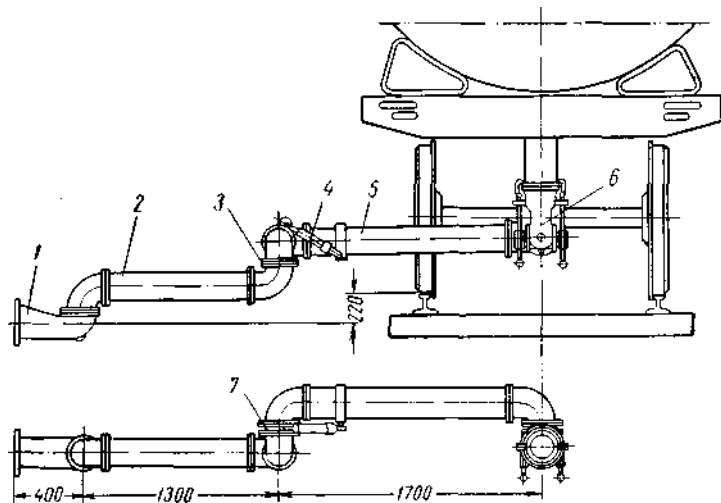


Рис. 5.6. Схема установки АСН-7Б:

1 — основание; 2 — труба коренная; 3 — шарнир горизонтальный; 4 — пружинное устройство; 5 — труба концевая; 6 — присоединительная головка; 7 — шарнир вертикальный

или слива задвижки закрываются автоматически. Остатки продукта сливаются централизованно по команде с диспетчерского пульта. При диаметре труб поста 200 мм обеспечивается подача нефтепродукта в количестве 200 м<sup>3</sup>/ч.

При сливе высоковязких нефтепродуктов применяют установки АСН-8Б, оборудованные пароподогревом. Они отличаются от установок АСН-7Б наличием цилиндрической паровой рубашки с необходимыми обустройствами для подвода пара и отвода конденсата. Для одновременного слива — налива железнодорожных цистерн установки располагают вдоль эстакады, преимущественно через каждые 12 м. В отдельных случаях допускается размещать их через 6 м при подаче разнокалиберных цистерн для слива — налива их из любой точки сливно-наливного фронта — эстакады.

**Пример 5.1.** Определить число железнодорожных сливно-наливных устройств, необходимых для слива нефтепродуктов двух сортов — бензина и дизельного топлива при общем месячном грузообороте нефтебазы 100 тыс. т. Исходные данные: грузооборот бензина составляет 60% и дизельного топлива 40%. Грузоподъемность одной цистерны по воде 50 т (м<sup>3</sup>). Плотность бензина 750 кг/м<sup>3</sup>, дизельного топлива 860 кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Грузооборот нефтепродукта каждого вида: бензина 100 000 X 0,6 = 60 000 т; дизельного топлива 100 000 · 0,4 = 40 000 т. Грузоподъемность цистерны определяют с учетом плотности нефтепродуктов: бензина  $G_{\text{б}} = 50 \times 0,75 = 37,5$  т; топлива  $G_{\text{д.т.}} = 50 \cdot 0,86 = 43$  т.

Необходимое число сливно-наливных устройств находим по формуле (5.1) для бензина

$$n_{\text{б}} = \frac{Q}{30G} = \frac{60\,000}{30 \cdot 37,5} = 53;$$

для дизельного топлива

$$n_{\text{д.т.}} = \frac{40\,000}{30 \cdot 43} = 31.$$

Общее число сливно-наливных устройств 53 + 31 = 84.

Поскольку, сливно-наливные эстакады обычно имеют 30—40 устройств, то прибывающее число цистерн (соответствующее числу устройств) должно быть отработано в две подачи при наличии на эстакаде  $\frac{84}{2} = 42$  устройств.

## § 2. Устройства для слива и налива нефтеналивных судов

Операции, связанные с наливом или разгрузкой судов, производятся в зависимости от водных подходов: непосредственно у берега, для чего сооружаются нефтегавани, или на рейде — путем перекачки нефти и нефтепродуктов из одного судна в другое. Нефтегаванью называется прибрежный водный участок, где осуществляется прием судов и их разгрузка и погрузка (налив) нефтепродуктами. С этой целью в нефтегавани сооружают причалы и пирсы. Причалы располагают параллельно берегу, а пирсы — перпендикулярно или под некоторым углом; пирсы могут иметь несколько причалов (причальных стенок).

**I** Водная территория нефтегавани называется акваторией и должна отвечать установленному режиму эксплуатации и швартовки судов; размещаться в наиболее благоприятных защищенных местах — в бухтах, заливах и речных затоках, где отсутствует сильное течение, ледоходы и наносы. В некоторых случаях для защиты нефтегаваней и судов сооружают защитные, оградительные стенки, дамбы или волнорезы. Поскольку при погрузочно-разгрузочных работах, а также в случае аварий могут пролиться нефтепродукты, акваторию нефтегавани ограждают затворами или специальными бонами, предотвращающими растекание нефтепродуктов по поверхности внешнего водного пространства. С этой же целью, а также учитывая пожарную опасность, речные гавани в соответствии с установленными правилами размещают ниже промышленных объектов и жилых районов по течению реки. При этом соблюдается расстояние до крайних рейдов и мест постоянной стоянки флота не менее 1000 м и до мостов, пристаней и водозабора не менее 300 м. При размещении сливно-наливных причалов выше по течению реки расстояния эти соответственно Увеличиваются до 5000 и 3000 м. При устройстве нескольких причалов расстояние между ними принимается 300 м при перегрузке легковоспламеняющихся и 200 м — при перегрузке горючих нефтепродуктов. Кроме стационарных причалов, сооружают плавучие

речные причалы для тех случаев, когда режим реки, условия размыва берега и большие колебания горизонта воды препятствуют сооружению стационарных причалов. Встречаются также подвижные причалы, называемые косяковыми. Особенность этих причалов заключается в том, что при больших колебаниях горизонтов воды и при пологих берегах с целью уменьшения затрат по устройству пирсов устанавливают подвижную металлическую швартовую площадку в виде тележки, которую перемещают по наклонным рельсам и закрепляют в месте стоянки нефтеналивного судна по условию его

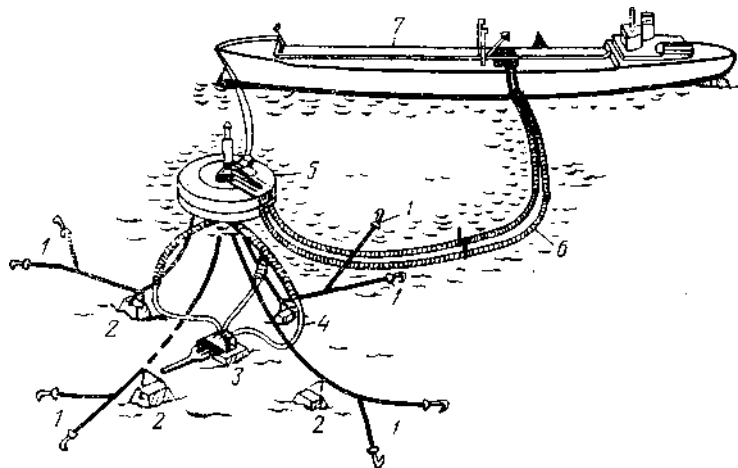


Рис. 5.7. Рейдовое устройство типа буй со свободным якорным креплением в нескольких точках:

1 — якорное крепление; 2 — пригрузка; 3 — соединительный узел гибких шлангов; 4 — гибкий шланг, соединяющий буй с подводным нефтепроводом; 5 — поплавок (буй); 6 — гибкий шланг, соединяющий буй с трубопроводом танкера; 7 — танкер

осадки. В зависимости от конструкций и назначения судна (танкера, баржи) разгрузку его производят насосами самого судна или плавучими насосными. Иногда на причалах сооружают стационарную насосную станцию.

Плавучие рейдовые причалы относятся к наиболее экономичным видам причальных устройств и в некоторых случаях при затрудненном подходе судов или из-за сложности устройства глубоководных причалов они являются единственно эффективным методом приема и налива нефтепродуктов из наливных судов. На рис. 5.7 показано, как устроен рейдовый причал. Конструкция его очень проста и состоит из швартовых бочек, металлических водонепроницаемых поплавков с якорями и буй, указывающего место расположения причала и головного приемного участка трубопроводов, проложенных с берега и оборудованных гибкими шлангами. С помощью этих шлангов присоединяют судно. Подводные трубопроводы прокладывают по дну и закрепляют для защиты от волновых воздействий, а также против их всплытия при пустом трубопроводе. Поскольку в открытых

для ветров местах гибкие шланги рейдовых причальных устройств достаточно быстро изнашиваются и подвергаются повреждениям при штормовых погодах, для таких случаев прибегают к устройству причальных биев с жестким креплением.

Пирсы и причалы оборудуются системой трубопроводных коммуникаций, устройствами и механизмами для заправки судов при по-

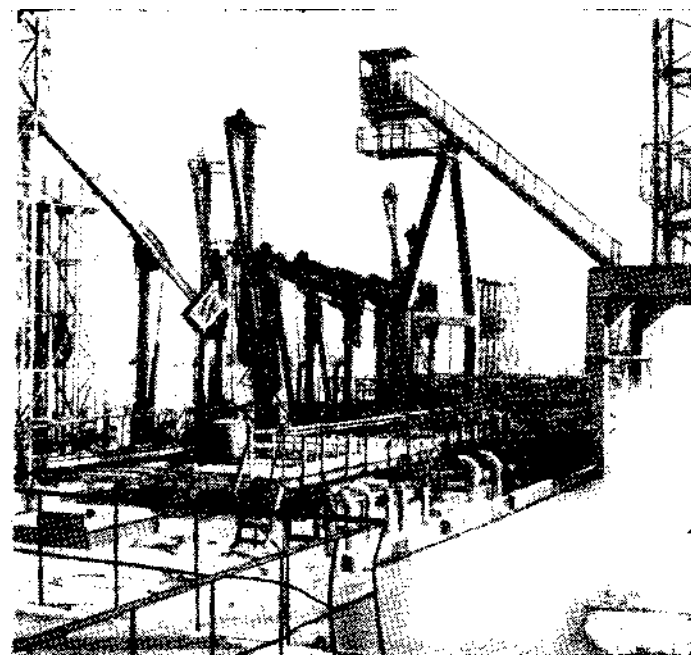


Рис. 5.8. Установка АСН-6А для автоматизированного налива морских танкеров

моши шарнирных металлических труб, имеющих гибкое соединение У места примыкания к причальным трубам.

С целью автоматизации налива — слива морских танкеров (грузоподъемностью до 80 000 т) применяют установку АСН-6А (конструкции ВНИИКАНефтегаз) пропускной способностью 3800 м<sup>3</sup>/ч при диаметре трубопровода 400 мм. Установка состоит из гидроуправляемого наливного стояка (стендера) с полуавтоматическим самоцентрирующим гидросоединителем, кабины оператора с электрическим и гидравлическим пультом управления, блока управления и отсекающего устройства (электроуправляемой задвижки). Общий вид установки представлен на рис. 5.8. Установка АСН-6А благодаря Шарнирной конструкции стендера позволяет дистанционно (без обслуживающего персонала на палубе танкера) присоединять и отсоединять гидравлически управляемый стояк к приемным патрубкам

танкера. В процессе налива установка обеспечивает слежение за осадкой (подъемом) и наклонами судна с борта на борт, а система аварийного отсоединения предупреждает аварии при отходе танкера за рабочую зону. В этих случаях подается сигнал на отключение грузового ласоса, закрытие электроуправляемой задвижки, включение световых и звуковых сигналов, а также подается команда на начало отсоединения стендера от танкера. Установка АСН-6А может включать а себя до шести стендеров, управляемых с одного пульта. Для механизации и автоматизации процессов налива (слива) плавбункеровщиков и танкеров водоизмещением до 5000 т нефтью и нефтепродуктами применяют установку «Лебедь-1», включающую до шести управляемых постов пропускной способностью до 600 м<sup>3</sup>/ч при диаметре трубопровода установки 250 мм.

Число причалов, необходимых для обслуживания нефтебазы, определяют по формуле

$$n = \frac{Q}{Q_n},$$

где  $Q$  — необходимый объем реализации нефтепродуктов за навигационный период;  $Q_n$  — количество нефтепродуктов, которое может быть реализовано с помощью одного причала. Величина  $Q_n$  определяется как произведение среднего тоннажа прибывающих танкеров  $G$  на их число  $m$ , которые могут быть обработаны у одного причала за навигационный период с учетом коэффициента неравномерности прибытия судов (равного в среднем  $\kappa_n = 1,5-2,0$ )

$$Q_n = Gm \frac{1}{\kappa_n}. \quad (5.4)$$

Число судов  $m$ , которые могут быть обработаны с помощью одного причала, определяют по формуле

$$m = \frac{T}{\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 + \tau_5}, \quad (5.5)$$

где  $T$  — время навигационного периода в часах;  $\tau_1 = 0,5-2$  ч — время на подготовительные операции (подход, швартовка, подача трапа, соединение с береговыми трубопроводами);  $\tau_2$  — время погрузки танкера, которое определяется как отношение среднего тоннажа танкера  $G$  к норме налива или слива  $q$ , принимаемой в соответствии с действующими «Нормами обработки наливных судов в морских портах и портовых пунктах», т. е.  $\tau_2 = G/q$ ;  $\tau_3$  — время на откачку балласта, которое равно  $\tau_3 = GJq_1 = 0,6 G/q_1$ , где  $G_1$  — количество балласта на судне, в среднем равное 60% от тоннажа танкера;  $q_1$  — норма слива балласта, зависящая от типа судна и его насосной установки;  $\tau_4 = 0,5-1$  ч — время разъединения трубопроводов;  $\tau_5 = 2,5$  ч — время на таможенный досмотр.

**Пример 5.2.** Определить необходимое число причалов для вывоза  $10 \cdot 10^6$  т нефтепродуктов, если средний тоннаж прибывающих танкеров  $30 \cdot 10^3$  т, норма налива нефтепродуктов 2000 т/ч, средняя норма откачки балласта 1800 т/ч, навигационный период — круглый год.

**Решение.** Время на подготовительные операции по нормам  $\tau_1 = 1,5$  ч,

Время погрузки

$$\tau_2 = \frac{G}{q} = \frac{30 \cdot 10^3}{2000} = 15 \text{ ч.}$$

Время откачки балласта

$$\tau_3 = \frac{0,6 \cdot G}{q_1} = \frac{0,6 \cdot 30 \cdot 10^3}{1800} = 10 \text{ ч.}$$

Время разъединения трубопроводов по норме  $\tau_4 = 1$  ч. Время на таможенный досмотр  $\tau_5 = 2,5$  ч. Коэффициент неравномерности прибытия судов  $\kappa_n = 1,5$ . Так как навигационный период длится круглый год ( $T = 8760$  ч), то яисло судов, которое может быть обработано с помощью одного причала,

$$m = \frac{T}{\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 + \tau_5} = \frac{8760}{1,5 + 15 + 10 + 1 + 2,5} \approx 290.$$

Количество нефтепродуктов, которое может быть реализовано с помощью одного причала

$$Q_n = Gm \frac{1}{\kappa_n} = 30 \cdot 10^3 \cdot 290 \frac{1}{1,5} = 5800 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Необходимое число причалов

$$n = \frac{Q}{Q_n} = \frac{10 \cdot 10^6}{5800 \cdot 10^3} = 1,72.$$

Округляя в большую сторону, принимаем два причала.

### § 3. Розничный отпуск нефтепродуктов

Система розничного отпуска нефтепродуктов основана главным образом на принципе централизованного снабжения потребителей. Крупным потребителям нефтепродукты доставляют с нефтебаз в автоцистернах, бочках и другой таре. Мелкие потребители снабжаются нефтепродуктами через разветвленную сеть автозаправочных станций. Отпуск светлых нефтепродуктов производится наливом в автоцистерны, бочки, бидоны и другую мелкую тару через специальные наливные устройства. Масла и смазки отпускают в расфасованном виде. Налив автоцистерн осуществляется через автоналивные устройства — автоэстакады и автоколонки. Налив нефтепродуктов в бочки, бидоны и другую тару производится в специальных помещениях — разливающих (расфасовочных), оборудованных раздаточными устройствами. Иногда нефтепродукты разливают в бочки на открытых площадках. При соблюдении соответствующих правил разрешается осуществлять налив нефтепродуктов в бочки, установленные на специально оборудованных автомашинах через наливные устройства, которые расположены на специально отведенных площадках, преимущественно у разливающих.

Заправку нефтепродуктов в автотранспорт производят на автозаправочных станциях (АЗС), располагаемых у нефтебаз или на автотранспортных магистралях. Заполнение емкостей автозаправочных станций производится по трубопроводу, проложенному от нефтебазы, или автоцистернами. Для определения требуемого числа автоколонок и раздаточных устройств станции налива и разливающих

Таблица 5.1

**Расчетные производительности налива нефтепродуктов  
в автоцистерны и бочки**

Нефтепродукты	Производительность налива, м <sup>3</sup> /ч		Нефтепродукты	Производительность налива, м <sup>3</sup> /ч	
	автоцистерны	бочки		автоцистерны	бочки
Налив самотеком			Налив насосами		
Светлые нефтепродукты . . . . .	30—40	4	Светлые нефтепродукты . . . . .	40—60	5
Масла и темные нефтепродукты . . . . .	20—30	3	Масла и темные нефтепродукты . . . . .	30—40	4

(расфасовочных) для нефтепродукта каждого сорта пользуются формулой, рекомендуемой нормами технологического проектирования нефтебаз:

$$n = \frac{Q}{qk\tau\rho}, \quad (5.0)$$

где  $Q$  — средняя суточная реализация нефтепродукта, т;  $q$  — расчетная пропускная способность автоколонки или крана, м<sup>3</sup>/ч;  $k$  — коэффициент использования наливных устройств;  $\tau$  — время работы наливных устройств, ч;  $\rho$  — плотность нефтепродуктов, т/м<sup>3</sup>.

Расчетные производительности устройств для налива нефтепродуктов без учета времени вспомогательных операций, принимаются по табл. 5.1.

Автоналивные устройства — это автоналивные стояки и наливные станции. Для наполнения одиночных цистерн через верхние горловины применяют наливные немеханизированные стояки. Для массового заполнения автоцистерн такие стояки не применяют, так как они малопродуктивны и не приспособлены для автоматизации процессов налива. Для этой цели сооружают автоматизированные наливные станции, оборудованные системами налива АСН и наливными стояками типа НС различных модификаций. К наиболее совершенным относится система налива АСН-12, разработанная ВНИИКАНефтегаз (рис. 5.9). Одиночная установка системы укомплектована счетчиком жидкости ЛЖ-100-8 (лопастного типа) и газоотводной линией для отвода паровоздушной смеси в газовую магистраль. Пропускная способность установки 70 м<sup>3</sup>/ч при диаметре наливного стояка 80 мм. Системы налива обеспечивают комплекс механизации и автоматизации процессов отпуска (налива) нефтепродуктов в автоцистерны, включая частичное оформление документов, дистанционную дозировку и предохранение от переливов. Приборы и устройства систем сосредоточены в основном в двух пунктах опера-

тивной площадки нефтебазы: в операторной и на наливной станции. Станции налива сооружают из однотипных одинарных или двойных устройств, число которых принимается соответственно требуемой реализации нефтепродуктов.

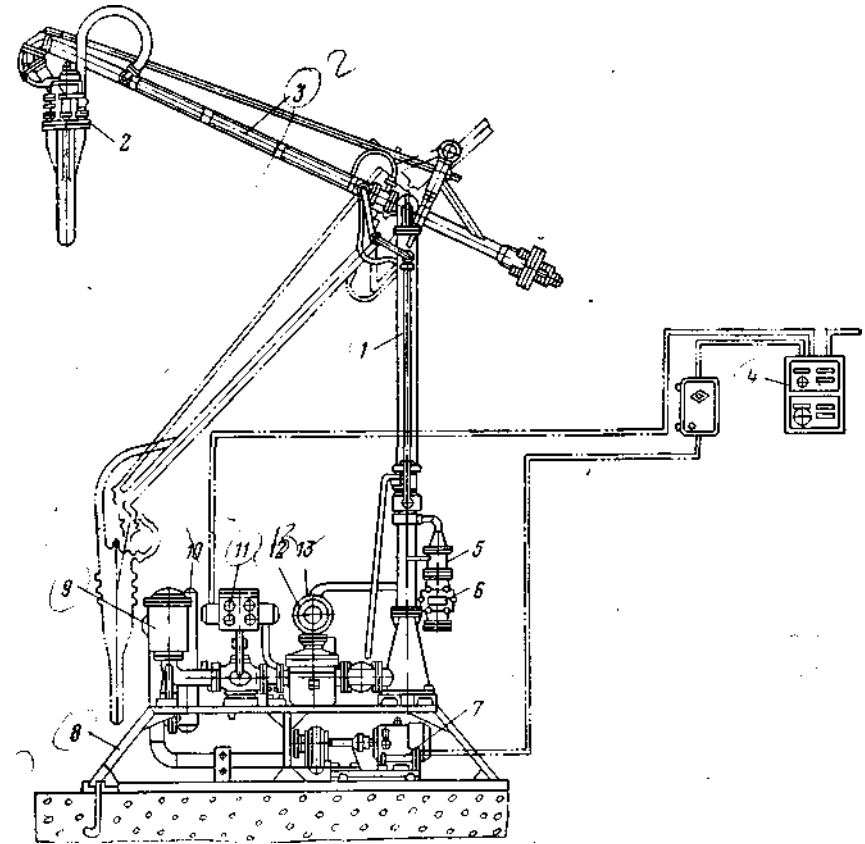


Рис. 5.9. Установка АСН-12 для герметизированного верхнего налива автоцистерн:

(1) — наливной стояк; 2 — датчик налива, с герметизирующей крышкой; 3 — газоотводящая диния; 4 — пульт управления наливом; 5 V — обратный клапан; ^ — огневой предохранитель; ? — насосный агрегат; 8 — рама; 0 — фильтр-воздухоотделитель; 10 — гидравлический амортизатор; 71 — дозирующий полуавтоматический клапан; KI — термокорректор; 13 — счетчик жидкости

С целью дальнейшего усовершенствования налива автоцистерн разработана установка АСН-17 (рис. 5.10) для нижнего налива (т. е. через нижний сливной штуцер).

Для налива в мелкую тару применяют краны различной конструкции как ручного, так и автоматизированного действия. К раздаточным кранам ручного управления относятся краны-пистолеты РК-25, РК-38, РП-34, РП-40 и др. Конструктивно эти краны очень просты и выполняются в виде отрезка трубы, снабженной клапаном



с пружиной. Краны открываются нажатием рукоятки с установкой ее на защелку. При снятии рукоятки с защелки клапан закрывается под действием пружины и давления наливаемой жидкости. Пропускная способность крана РК-25 до 4 м<sup>3</sup>/ч, а крана РК-38 — 18—20 м<sup>3</sup>/ч. Краны типа РП снабжены тормозящим устройством, предотвращающим гидравлические удары при закрытии клапанов. Некоторые

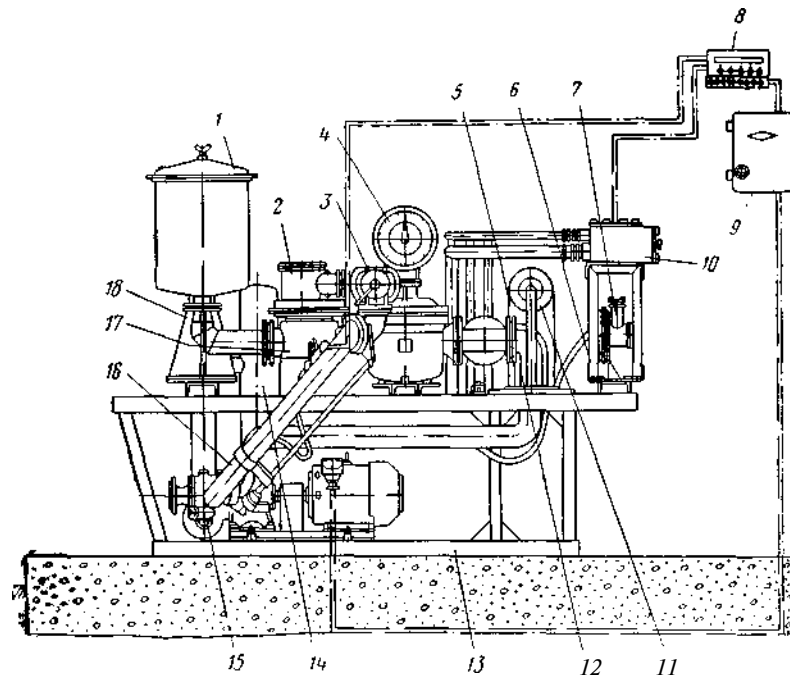


Рис. 5.10. Установка нижнего налива автоцистерны АСН-17:

1 — фильтр; 2 и 11 — клапаны; 3 — наконечник для заправки; 4 — счетчик жидкости; 5 — кронштейн; 6 и 13 — рамы; 7 — пневмоусилитель; 8 — пульт управления; 9 — магнитный пускатель; 10 — пульт управления местный; 12 — огневой предохранитель; 14 — гидравлический амортизатор; 15 — центробежный насос 4К-18; 16 — хобот; 17 — наконечник; 18 — стойка

краны ручного управления снабжены малогабаритными счетчиками. С помощью таких кранов можно вести учет отпускаемых нефтепродуктов во время налива. Ручные краны имеют тот недостаток, что при проверке уровня их необходимо периодически вынимать, что приводит к лереливам или чрезмерному заполнению тары (недолив бочек составляет постоянную величину — 5 см). Этот недостаток устранен в кранах автоматического действия, к которым относятся краны АКБ-25, АК-38, АКС-38-Б, АКС-38-Р, АН-75, пропускной способностью соответственно 40, 450, 450, 450 и 2000 л/мин. Эти краны автоматически прекращают налив при достижении определенного уровня; причем принцип действия их основан на использовании разрежения, создаваемого с помощью энергии жидкости, прокачива-

емой через кран, избыточного давления в емкости в конце налива и силы действия поплавка.

Разливочные и тарные хранилища предназначены для налива масел в тару (бочки, бидоны) и выдачи затаренных нефтепродуктов. Устройства для разлива и отпуска горючих и легковоспламеняющихся жидкостей обычно размещают в отдельных зданиях или на отдельных площадках. Исходя из общих технологических решений нефтебазы, разливочные компонуют вместе с насосами или без них. При компоновке разливочной с насосами

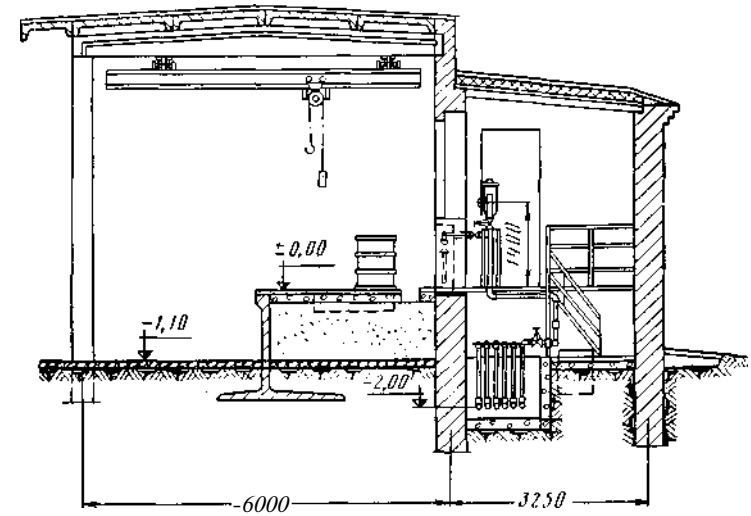


Рис. 5.11. Разливочная для масел

последние устанавливают в одном помещении с остальным оборудованием (счетчиками и раздаточным устройством) в закрытой разливочной или на общей платформе в открытой разливочной. На рис. 5.11 показана разливочная для масел на шесть кранов в компоновке с насосами. Насосы, фильтры и счетчики размещены в отапливаемом помещении. Раздаточный кран «автостоп» вместе со шлангом и муфтовым запорным краном установлен в закрытой нише фасадной стены. По шлангам с раздаточными кранами наливают бочки в радиусе 2 м, при этом бочки не перемещают непосредственно к раздаточным кранам. Для контроля отпуска или при неисправности счетчика предусмотрены товарные весы ВПГ-1. Масла отпускаются через счетчики СВЩ-5 16/40 в комплекте с фильтрами 2-ФМ-60. Для механизации погрузочно-разгрузочных работ используют подвесную кран-балку КБМД-0,5-5 и электроталь ТЭ-0,5.

В разливочных открытого типа оборудование размещают под навесом, причем для весовщика предусмотрено отапливаемое помещение, расположенное в торцевой части разливочной. В некоторых случаях (преимущественно на небольших нефтебазах) разливочные и расфасовочные размещают в одном здании с хранилищем, в котором

хранятся тарные грузы, поступающие по железной дороге, а также масла, затаренные в расфасовочной.

Тарные хранилища жидкостей — самостоятельные сооружения без встроенных разливающих, предназначенные для хранения затаренных нефтепродуктов с температурой вспышки 120° С. На рис. 5.12 показано хранилище на 500 бочек.

Поступление и выдача грузов в хранилище осуществляются автотранспортом и в железнодорожных вагонах. Бочки с пробками в обечайках хранятся в положении «лежа», а с пробками в днищах —

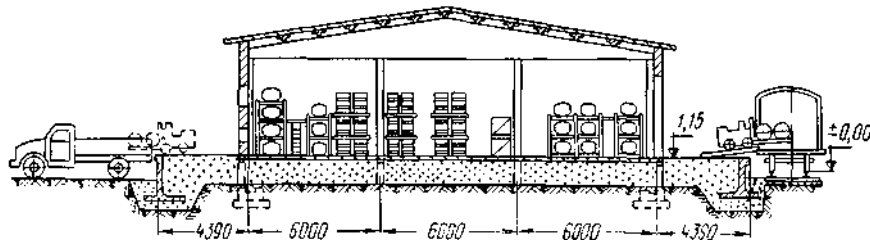


Рис. 5.12. Тарное хранилище

в положении «стоя». Количество нефтепродуктов, подлежащих хранению на нефтебазе в таре, определяют по формуле

$$Q = q_1 + \frac{q_2 n}{365}, \quad (5.7)$$

где  $q_1$  — максимальная месячная реализация затаренных нефтепродуктов, поступающих на нефтебазу в таре, т/мес;  $q_2$  — годовое количество нефтепродуктов, затариваемое на нефтебазе, т/год;  $n$  — число суток хранения затаренных на нефтебазе нефтепродуктов (от 5 до 15 сут); 365 — количество суток в году ( $q_2/365 = \tau/\text{сут}$ )

Для транспортировки бочек пользуются ручными тележками, передвижными самоходными бочкоподъемниками с вилочным захватом (например, типа УМП-6 грузоподъемностью 500 кг).

**Пример 53)** Определить требуемое число автоналивных устройств для наливания (плотность  $\rho = 750 \text{ кг/м}^3$ ) при среднесуточной реализации 1200 т. Пропускная способность одного устройства — 22 м<sup>3</sup>/ч, время работы наливных устройств — 8 ч.

**Решение.** Число устройств (колонок) находим по формуле (5.6), принимая коэффициент использования наливных устройств  $\kappa = 0,8$ .

$$n = \frac{Q}{q \kappa \tau \rho} = \frac{1200}{22 \cdot 0,8 \cdot 8 \cdot 0,75} \approx 12.$$

**Пример 5.4.** Определить необходимый объем тарного хранилища для хранения масел в бочках емкостью 225 л при максимально месячной реализации затаренных масел, поступающих на нефтебазу, 200 т при условии затаривания на нефтебазе 4000 т/год.

**Решение.** Общее количество нефтепродуктов, подлежащих хранению в таре, определяем по формуле (5.7), принимая время хранения затаренных на нефтебазе нефтепродуктов 15 сут:

$$Q = q_1 + \frac{q_2 n}{365} = 200 + \frac{4000 \cdot 15}{365} = 365 \text{ т.}$$

При средней плотности масла  $\rho = 0,9 \text{ т/м}^3$  находим общее количество подлежащих хранению масел  $\frac{365}{0,9} = 405 \text{ м}^3$ . Принимаем тарное хранилище на 1800 бочек или с запасом на 2000 бочек.

#### § 4. Автозаправочные станции

Автозаправочные станции (АЗС) предназначены для обслуживания и заправки автомобилей, автотракторной, сельскохозяйственной техники и других машин с двигателями внутреннего сгорания топливом, смазочными маслами, водой и воздухом. Современные крупные АЗС наряду с общим обслуживанием обеспечивают смену смазки и мойку автомашин. В зависимости от назначения и месторасположения автозаправочные станции подразделяются на городские, дорожные, парковые, сельские, при нефтебазах, передвижные и заправочные станции для катеров и моторных лодок. Городские АЗС располагают на городских магистралях, площадях и в районах крупных автобаз и стоянок автотранспорта. Сельские размещают обычно в районных центрах, а дорожные — на основных автомагистралях. Передвижные заправочные станции временно размещают на автомобильных дорогах, в местах скопления автомобилей, на строительных площадках, в полевых станциях, на туристских маршрутах, в пригородах и т. д. Катера и моторные лодки заправляют как передвижные автозаправочные станции, так и плавучие, оборудованные на катерах.

Современная автозаправочная станция представляет собой обслуживающее здание (состоящее из помещения заправщика, торгового зала, маслораздаточной, насосной и других) с автозаправочными островками под навесами и островка с подземными горизонтальными резервуарами объемом 5—50 м<sup>3</sup> для хранения топлива. В этих резервуарах обычно хранят два—четыре сорта бензина, один сорт дизельного топлива и два сорта масла. Часть масел и смазок хранят в мелкой расфасовке. На АЗС общий объем резервуаров распределяется примерно следующим образом: 70—80% под бензин, 15—25% под дизельное топливо и 5—8% под масло. Общий объем резервуаров на АЗС, расположенных в населенных пунктах, принимают не более 250 м<sup>3</sup> и объем одного резервуара не более 50 м<sup>3</sup>. Колонки располагают с учетом двухсторонней заправки и удобного подъезда автомобилей к колонкам и выезда их после заправки с территории АЗС.

Автозаправочные станции сооружают по типовым проектам на 200, 500, 750 и 1000 заправок в сутки. Общее количество топлива на АЗС определяют, исходя из расчета средней величины заправки — 50 л топлива и 2 л масла на один автомобиль, а число топливораздаточных колонок — из условия обслуживания 15 автомобилей в час при коэффициенте использования колонок 0,6. Колонки оборудуются ручным или электрическим приводом, но чаще двойным, т. е. электрическим и в качестве резервного ручным. Большинство колонок имеет счетное устройство, обеспечивающее дистанционную задачу Дозы отпускаемого топлива, при этом имеется возможность с пульта Управления, находящегося в помещении заправщика, производить

сброс стрелок счетного устройства в нулевое положение, что довольно удобно в эксплуатации. По окончании отпуска заданной дозы топлива пульт автоматически выключает электродвигатель колонки (рис. 5.13, а, б). Колонки в зависимости от привода насоса и способа управления подразделяются на следующие типы (по ГОСТ 9018—70): КР — колонка с ручным приводом; КЭР — колонка с электроприводом;

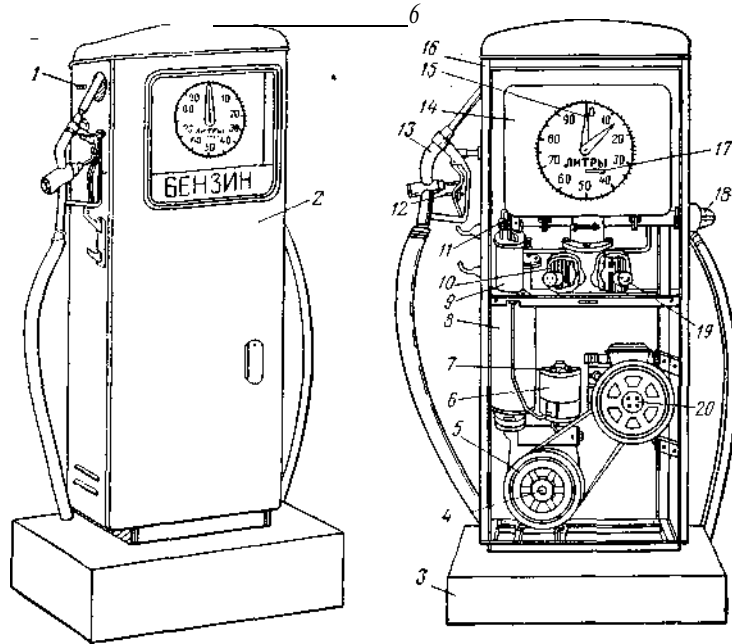


Рис. 5.13. Стационарная колонка ТК-40:

а — общий вид; б — вид со снятой крышкой: 1 — выключатель; 2 — передняя дверь; 3 — фундамент; 4 — роторно-шиберный насос; 5 — фильтр; 6 — электродвигатель; 7 — газоотделитель; 8 — рукав раздаточный; 9 — поплавковая камера; 10 — счетчик жидкости; 11 — клапан обратный верхний; 12 — ручка сброса; 13 — раздаточный кран; 14 — счетный механизм; 15 — стрелка указателя разового отпуска; 16 — корпус колонки; 17 — указатель суммарного учета; 18 — индикатор; 19 — пломба; 20 — муфта для рукоятки ручного привода

водом и с управлением от местного задающего устройства; КЭД — колонка с электроприводом и с управлением от дистанционного устройства; КЭК — колонка с электроприводом и с комбинированным управлением (с управлением от задающего устройства и местным ручным управлением).

Колонки изготовляют одинарными или двойными с номинальной производительностью 25—250 л/мин. Для заправки автомашин маслом применяют маслораздаточные колонки, которые в комплекте с маслосасосной установкой устанавливают преимущественно в отапливаемом помещении во избежание застывания масла в трубопроводе в зимнее время.

Для заправки воды в радиаторы автомашин и накачки шин воздухом на заправочных станциях устанавливают водо-воздухоразда-

точное оборудование в виде барабанов с самонаматывающими шлангами, которые присоединены к водопроводу и к компрессорной установке.

Передвижные автозаправочные станции (ПАЗС) размещаются на шасси автомобиля (например, мод. 3152) или на шасси автоприцепа (мод. 3137). Заправка мотоциклов, мотороллеров, мопедов, моторных лодок и других машин с двухтактными двигателями производится смесераздаточными колонками приспособленными для приготовления смеси бензина с автолом (двухтактной смеси). К работе автозаправочных станций предъявляются повышенные требования в отношении максимальной точности отпуска топлива и пожарной безопасности, при этом учитывается большое скопление машин около них.

### § 5. Техника безопасности при сливно-наливных операциях

Сливно-наливные операции на железнодорожных устройствах, причалах и раздаточных установках производятся с соблюдением действующих правил техники безопасности применительно к типу сооружения и характеру проводимых операций. Все коммуникации тщательно проверяют до производства операций слива — налива; они должны находиться в исправном состоянии, не иметь неисправностей и не протекать, так как в противном случае работы приостанавливают. Шланги, трубопроводы и металлические части сливно-наливных устройств должны быть заземлены. Слив — налив во время грозы запрещается. Железнодорожные эстакады, причалы и оперативные раздаточные площадки сооружают из несгораемых материалов; они должны иметь твердое гладкое покрытие, обеспечивающее хороший отвод нефтепродуктов в канализационную систему в случае их пролива. Подача железнодорожных цистерн под слив и налив и вывод их с нефтепродуктами осуществляются в соответствии с «Правилами перевозок грузов Министерства путей сообщения СССР». Сортировку железнодорожных цистерн, сцепку и расцепку необходимо производить вне пунктов слива и налива нефтепродуктов. Прием под налив железнодорожных цистерн разрешается только при наличии отметки технического осмотра.

Пришвартовка нефтеналивных судов производится в соответствии с действующими правилами вождения судов. Пришвартованное судно осматривается представителями транспорта, причального хозяйства и пожарной охраны для определения возможности слива или налива нефтепродуктов. Шланги, соединяющие судовой трубопровод с береговыми сливно-наливными устройствами, должны иметь длину, обеспечивающую возможность движения судна у причала. Подтоварная вода из судна должна перекачиваться в емкости нефтебазы; выкачивать ее в акваторию нефтепричалов запрещается. При необходимости аварийного ремонта судна операции по сливу — наливу прекращаются и судно отводится от причала на безопасное расстояние. При нахождении в акватории нефтебаз в период погрузки — разгрузки несамоходного нефтеналивного судна с нефтегрузом I класса

(с температурой вспышки паров нефтепродукта  $+28^{\circ}\text{C}$  и ниже) обязательно наличие дежурного самоходного судна, оборудованного противопожарными средствами. Дежурное судно должно стоять на якоре на расстоянии не менее 50 м от нефтеналивного судна.

Перед сливом и наливом нефтепродуктов проверяют правильность открытия всех переключающих вентилей, задвижек, а также исправность всех сливно-наливных устройств, плотность соединения шлангов и труб. Налив транспортных емкостей, а также тары на площадках раздаточных устройств следует производить без разбрызгивания и перелива; после налива тару и емкости необходимо плотно закрывать. При обнаружении течи в транспортных емкостях всех видов палив нефтепродуктов в них надо немедленно прекратить до полного устранения неисправности. Сливно-наливные устройства, трубопроводы и задвижки подвергают регулярному профилактическому осмотру и планово-предупредительному ремонту.

При сливно-наливных операциях обслуживающий персонал должен пользоваться инструментом, исключаящим искрообразование при ударах, запрещается курить, пользоваться спичками, зажигалками, производить огневые и другие ремонтные работы. Работы по сливу — наливу должны выполнять только квалифицированные работники, прошедшие специальный инструктаж по технике безопасности и противопожарной профилактике. Сливно-наливные устройства обеспечиваются первичными и стационарными средствами пожаротушения в соответствии с установленными нормами.

## ГЛАВА 6

### РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

#### § 1. Классификация резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Резервуарами называются стационарные или передвижные сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов являются наиболее ответственными сооружениями на нефтебазах и станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В них хранятся в больших количествах ценные жидкости, сохранность которых зависит от типа резервуаров и их технического состояния.

Условия хранения нефти и нефтепродуктов существенно различаются друг от друга: по номенклатуре подразделяются на резервуары для хранения нефти, светлых и темных нефтепродуктов. По материалу, из которого сооружаются резервуары, они подразделяются на две основные группы — на металлические и неметаллические. Металлические резервуары сооружают преимущественно из стали и иногда из алюминия или в сочетании этих материалов. К неметаллическим резервуарам относятся в основном железобетонные и пластмассовые из различных синтетических материалов.

Кроме того, резервуары каждой группы различают по форме: они бывают вертикальными цилиндрическими, горизонтальными цилиндрическими, прямоугольными, каплевидными и других форм.

По схеме установки резервуары делятся на: наземные, у которых днище находится на уровне или выше наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки; подземные, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м) не менее чем на 0,2 м. К подземным резервуарам приравниваются также резервуары, имеющие обсыпку высотой не менее чем на 0,2 м выше допустимого наивысшего максимального уровня жидкости в резервуаре и шириной не менее 3 м, считая от стенки резервуара до бровки обсыпки.

Резервуары сооружают различных объемов — от 5 до 120 000 м<sup>3</sup>. Область применения резервуаров устанавливается в зависимости от физических свойств хранимой нефти или нефтепродуктов и от условий их взаимодействия с материалом, из которого сооружают хранилище. Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с бензоустойчивым внутренним покрытием — листовой стальной облицовкой или неметаллическими изоляциями, стойкими к воздействию нефтепродуктов. Для нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять в основном железобетонные резервуары. Хранение смазочных масел, как правило, осуществляется в стальных резервуарах. В подземных хранилищах, сооружаемых в горных выработках, также хранят нефть и нефтепродукты. По условиям пожарной безопасности подземные резервуары являются наиболее надежными, так как в случае аварии практически исключается растекание нефтепродуктов по окружающей территории, что существенно для наземных резервуаров.

При проектировании резервуарных парков, т. е. группы однотипных резервуаров, объединенных трубопроводными коммуникациями, как правило, применяют типовые проекты, причем для хранения легкоиспаряющихся жидкостей с температурой вспышки паров  $28^{\circ}\text{C}$  и ниже рекомендуются вертикальные резервуары с плавающими крышами (объемом до 120 000 м<sup>3</sup>) или с понтонами (объемом до 50 000 м<sup>3</sup>); применяют также горизонтальные цилиндрические резервуары, конструкция и оборудование которых сокращают или не допускают потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Максимальный объем подземного резервуара не ограничивается, однако площадь его не должна превышать 7000 м<sup>2</sup>.

Расстояния между стенками наземных вертикальных и горизонтальных резервуаров, располагаемых в одной группе, принимают равными: для резервуаров с плавающими крышами — 0,5 диаметра, но не более 20 м; для резервуаров со стационарными крышами и понтонами — 0,65 диаметра, но не более 30 м; для резервуаров со стационарными крышами, но без понтонов — 0,75 диаметра, но не более 30 м при хранении легковоспламеняющихся жидкостей и 0,5 диаметра, но не более 20 м при хранении горючих жидкостей.

Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы принимается не менее 1 м. Расстояние между стенками ближайших наземных резервуаров, расположенных в соседних группах, принимают 40 м, а между стенками подземных резервуаров — 15 м.

Объем группы наземных резервуаров в одном обваловании не должен превышать 20 000 м<sup>3</sup>; объем группы подземных резервуаров не ограничивается при условии, что площадь зеркала группы резервуаров не превышает 14 000 м<sup>2</sup>.

Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м при ширине земляного вала по верху 0,5 м. Объем, образуемый между откосами обвалования или ограждающими стенками, принимается равным для отдельно стоящих резервуаров полному объему резервуара, а для группы резервуаров — объему большего резервуара.

Выбор оптимальных, наиболее экономичных типов резервуаров производится с учетом комплекса технологических и конструктивных решений, создающих возможность уменьшения расхода стали в резервуарах, снижение трудоемкости и стоимости их изготовления, а также сокращение потерь нефтепродуктов от испарения и повышение общей надежности и экономичности хранилищ.

## § 2. Стальные резервуары

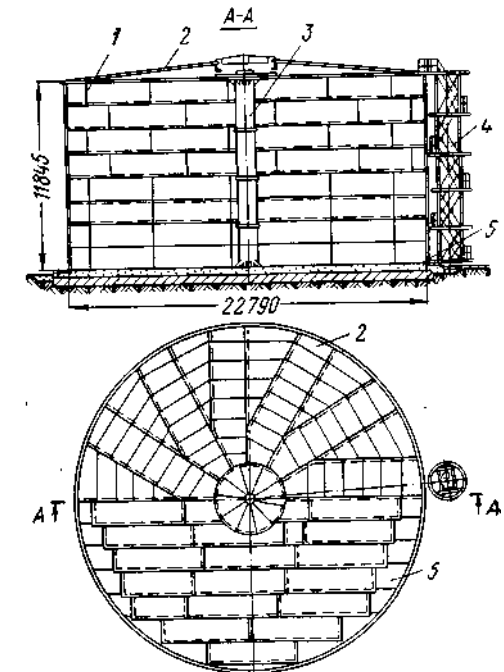
Современные стальные резервуары в зависимости от формы и технологического назначения подразделяются на: вертикальные цилиндрические; каплевидные; горизонтальные (цистерны). В свою очередь вертикальные цилиндрические резервуары подразделяются на резервуары низкого давления так называемые «атмосферные», резервуары с понтонами и резервуары с плавающими крышами. Резервуары «атмосферного» типа характеризуются тем, что внутреннее давление в газовом пространстве их близко к атмосферному и составляет 2000 Па (0,02 кгс/см<sup>2</sup>); к ним относятся резервуары с коническим и сферическим щитовым покрытием. Резервуары «атмосферного» типа применяют в основном для хранения нефтепродуктов с низкой упругостью паров, т. е. мало испаряющихся, например: керосина, дизельного топлива и т. д. Однако в тех случаях, когда в этих резервуарах хранят легкоиспаряющиеся нефтепродукты, например бензин с высокой упругостью паров, то их оборудуют специальными устройствами, например: газовой обвязкой, отражательной изоляцией и др.

Наиболее эффективно хранить легкоиспаряющиеся нефтепродукты в резервуарах специальных конструкций, т. е. с плавающими крышами и понтонами или в резервуарах высокого давления, т. е. в каплевидных с давлением до 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>).

Горизонтальные резервуары (цистерны) используют для хранения большинства видов нефтепродуктов и применяют преимущественно в качестве расходных хранилищ промышленных предприятий и в сельском хозяйстве.

Типовые стальные резервуары в СССР сооружают сварными с применением промышленных методов монтажа и использованием готовых рулонных заготовок и элементов заводского изготовления. Рулонные заготовки изготавливают из плоских стальных полотнищ, свариваемых автоматической сваркой и сворачиваемых для транспортировки в габаритные рулоны, которые затем при монтаже разворачивают до проектной кривизны. Высокая эффективность этого промышленного рулонного метода по сравнению с прежней практикой полистовой сборки конструкций на месте монтажа создала условия для его широкого применения в резервуаростроении.

Основные размеры резервуаров — диаметр и высота для данного объема резервуара могут быть различными. Однако существуют такие размеры этих параметров, при которых резервуары по расходу металла будут наиболее рациональными. Кроме расхода металла на экономичность резервуара влияют еще и другие факторы. Например, повышенная площадь зеркала жидкости сопряжена с повышением объема испарения легкоиспаряющихся жидкостей и применением более мощных средств пожаротушения, а также с увеличением площади застройки и т. д. Наряду с этим при меньшей площади резервуара, а соответственно и большей его высоте усложняются монтажные работы. Все эти факторы учитываются специальными расчетами при определении оптимальных размеров типовых резервуаров.



### Вертикальные цилиндрические резервуары

Резервуары низкого давления со щитовым коническим или сферическим покрытием отличаются тем, что покрытие монтируется из готовых щитов, выполненных из листовой стали толщиной 2,5 мм. Пояса корпуса резервуаров имеют толщину 4—Ю мм (снизу вверх). Резервуары с коническим покрытием (рис. 6.1) сооружают объемом 100—5000 м<sup>3</sup>, причем в центре резервуаров (за исключением резервуаров объемом Ю0и 200 м<sup>3</sup>) устанавливают центральную стойку, на которую опираются щиты покрытия. Резервуары

Рис. 6.1. Резервуар объемом 5000 м<sup>3</sup> с коническим щитовым покрытием:

1 — корпус; 2 — покрытие; 3 — опорная стойка; 4 — лестница; 5 — днище

с сферическим покрытием (рис. 6.2) сооружают объемом 10 000, 15 000 и 20 000 м<sup>3</sup>. Шиты покрытия по контуру опираются на кольцо жесткости, установленное на корпусе резервуара. Толщина листов

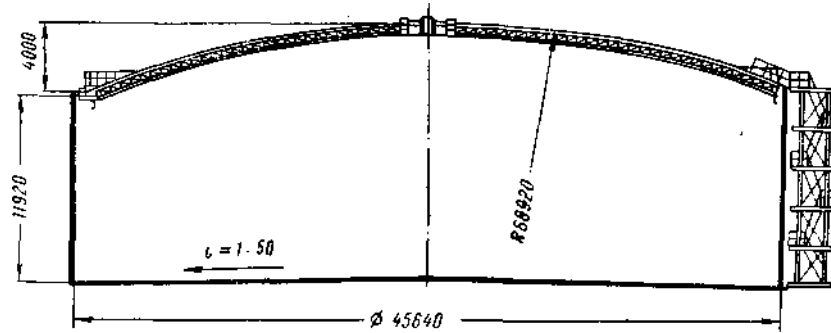


Рис. 6.2. Резервуар объемом 20 000 м<sup>3</sup> со сферическим покрытием

стенки резервуаров (считая снизу вверх) 6—14 мм. Толщина листов покрытия 3 мм. Основные данные резервуаров приведены в табл. 6.1.

При хранении в наземных стальных резервуарах вязких подогреваемых нефтей и нефтепродуктов наблюдаются значительные потери тепла в окружающую атмосферу, особенно в холодное время года. Для уменьшения расхода тепла на подогрев нефти и нефтепродуктов и соответствующего уменьшения затрат на подогревательные устройства осуществляют теплоизоляцию наружных поверхностей резервуаров. Наиболее эффективным типом изоляции является пенопластовая, имеющая наилучшие теплоизоляционные свойства. СКБ «Транснефтеавтоматика» разработал конструкцию теплоизоляции обогреваемых емкостей с применением пенополиуретана «ППУ-3м», наносимого на поверхность резервуара методом напыления.

На рис. 6.3 показано оборудование резервуара для нефти (светлых

Таблица 6.1

Основные данные резервуаров со щитовым покрытием

Марка резервуара	Фактический объем, м <sup>3</sup>	Диаметр внутреннего пояса, мм	Высота корпуса, мм	Расход металла на 1 м <sup>3</sup> объема резервуара, кг	Марка резервуара	Фактический объем, м <sup>3</sup>	Диаметр внутреннего пояса, мм	Высота корпуса, мм	Расход металла на 1 м <sup>3</sup> объема резервуара, кг
PBC-100	104	4 730	5920	47,2	PBC-2000	2 135	15 180	11 805	20,1
PBC-200	204	6 630	5920	36,0	PBC-3000	3 340	18 980	11 825	18,9
PBC-300	332	7 580	7375	33,5	PBC-5000	4 832	22 790	11 845	18,7
PBC-400	421	8 530	7375	30,2	PBC-10000	10 950	34 200	11 920	19,8
PBC-700	757	10 430	8845	24,3	PBC-15000	15 000	40 920	11 860	19,7
PBC-1000	1056	12 330	8845	23,8	PBC-20000	19 500	46 600	11 860	19,2

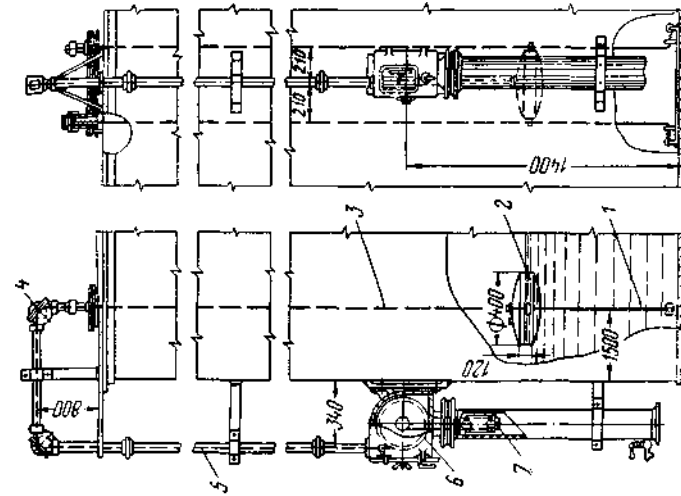


Рис. 6.4. Уровнемер УДУ-5:

1 — направляющая струна; 2 — поплавок; 3 — перфорированная мерная лента; 4 — угловая коробка; 5 — труба; 6 — блок в смотровой коробе; 7 — контргруз

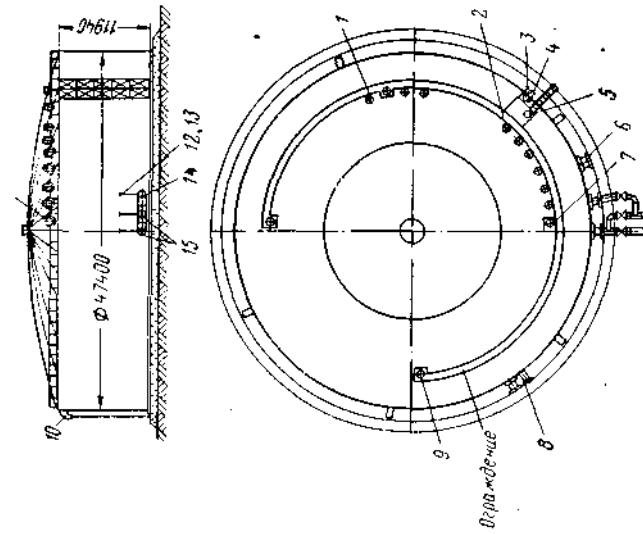


Рис. 6.3. Оборудование резервуара объемом 20 000 м<sup>3</sup> для нефти:

1 — клапан дыхательный; 2 — клапан предохранительный; 3 — прибор для замера уровня; 4 — шпорообор- лок; 5 — сигнализатор уровня; 6 — люк-лаз; 7 и 11 — люки монтажные; 8 — кран сифонный; 9 — люк свето- кой; 10 — пеногенератор; 12 — механизм управления хлопковой с перепуском; 13 — хлопшишка с перепуском; 14 — разламывающая головка; 15 — приемо-раздаточная труба

нефтепродуктов), оснащенного сливно-наливными, а также дыхательными и замерными устройствами. Выбор типа оборудования и аппаратуры, их размеров и числа комплектов производится в зависимости от хранимого продукта и объемов заправки и выкачки. Расположение оборудования на резервуарах для темных нефтепродуктов и масел аналогичное, причем вместо дыхательных и предохранительных клапанов устанавливаются вентиляционные патрубки, а в некоторых случаях вместо хлопушки — подъемную шарнирную трубу. На резервуаре устанавливают следующее оборудование.

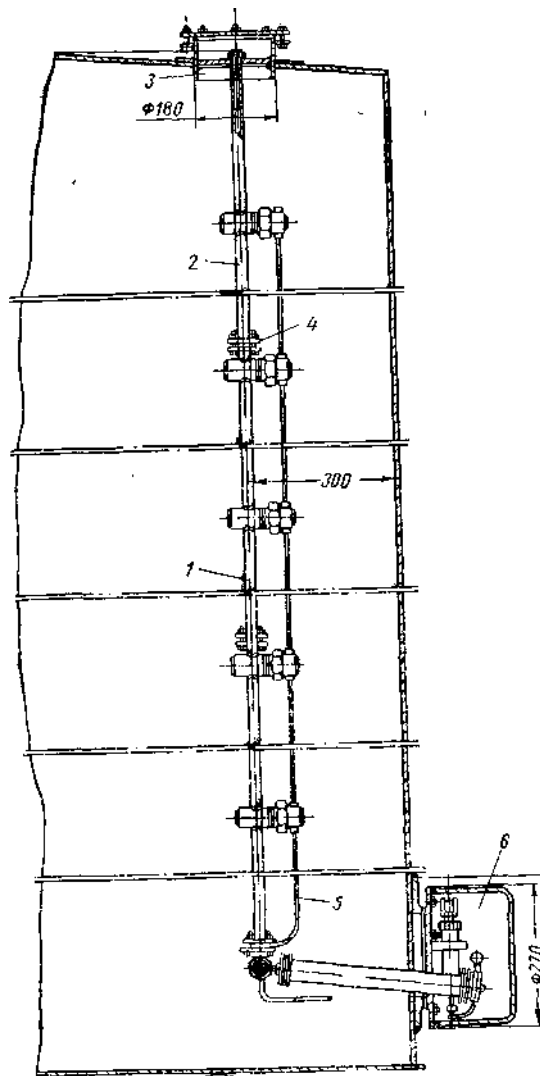


Рис. 6.5. Пробоотборник ПСР-4:

1 — двухклапанная секция пробоотборной колонны; 2 — концевая секция с одним клапаном; 3 — люк; 4 — фланец; 5 — воздушная труба; 6 — панель управления отбором и сливом пробы

счетчика соответствуют уровню нефтепродукта в резервуаре. Для герметизации ленту пропускают через угловые коробки 4. Имеется ряд модификаций уровнемеров типа УДУ: УДУ-5М для вертикаль-

ных наземных резервуаров; УДУ-5А — для заглубленных резервуаров; УДУ-5Б — для резервуаров с плавающей крышей; УДУ-5Д — для резервуаров высокого давления.

Пробоотборник ПСР-4 (рис. 6.5) предназначен для полуавтоматического отбора проб по всей высоте резервуара через специальные клапаны. Для получения пробы в воздушной трубе 5 пробоотборной колонны ручным насосом создают давление 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>), благодаря чему открываются клапаны, через которые продукт поступает в пробоотборную колонну. После снятия давления при помощи спускного клапана проба нажатием рукоятки сливного клапана сливается в пробоотборную емкость.

Хлопушка (рис. 6.6) предназначена для предотвращения потерь нефтепродуктов в случае разрыва трубопроводов или выхода из строя резервуарной задвижки. Она состоит из корпуса с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой, соединенной с корпусом рычажным механизмом. На основной крышке смонтирована перепускная крышка, закрывающая перепускное отверстие. Когда перепускное отверстие открыто, через него в трубное пространство между задвижкой и хлопушкой проходит нефтепродукт, что позволяет разгрузить основную крышку перед ее открытием. На перепускной крышке закреплен трос, при помощи которого перепускная и основная крышки последовательно открываются.

Механизм управления хлопушкой обеспечивает открывание и закрывание хлопушки; кроме того, он удерживает ее в открытом положении. Управление хлопушкой ручное или электроприводное.

Сифонный водоспускной кран (рис. 6.7) устанавливают для выпуска подтоварной воды из резервуара и состоит из трубы 5 с изогнутым отводом 7, находящимся внутри резервуара; сальника 4, через который проходит труба, и из муфтового крана 3, монтируемого на втором конце трубы; обе части трубы соединены между собой муфтой 6. Во избежание образования воронки во время выпуска подтоварной воды на конце сифонной трубы приваривают козырек 8. Поворот трубы осуществляется рукояткой 1. На фланце

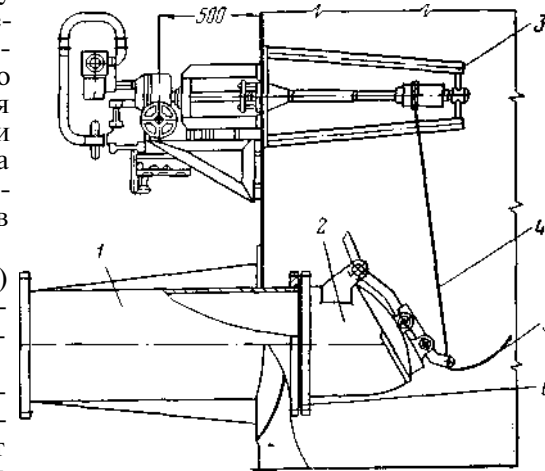


Рис. 6.6. Хлопушка диаметром 500 мм с электроприводным механизмом управления:

1 — приемо-раздаточный патрубок ПРП-500; 2 — хлопушка с перепуском ХП-500; 3 — электроприводной механизм управления хлопушкой; 4 — стальной канат длиной 3 м; 5 — стальной канат длиной 15 м; 6 — прокладка

корпуса сальника с наружной стороны и па горизонтальной трубе нанесены риски, соответствующие трем положениям отвода: рабочему положению 9, при котором отвод открытым концом обращен книзу; положению 11 промывки продуктом, при котором отвод открытым концом обращен кверху; нерабочему положению 10, при котором продольная ось отвода расположена горизонтально. Для защиты сифонного крана от повреждений и атмосферных осадков предусмотрен специальный кожух 2.

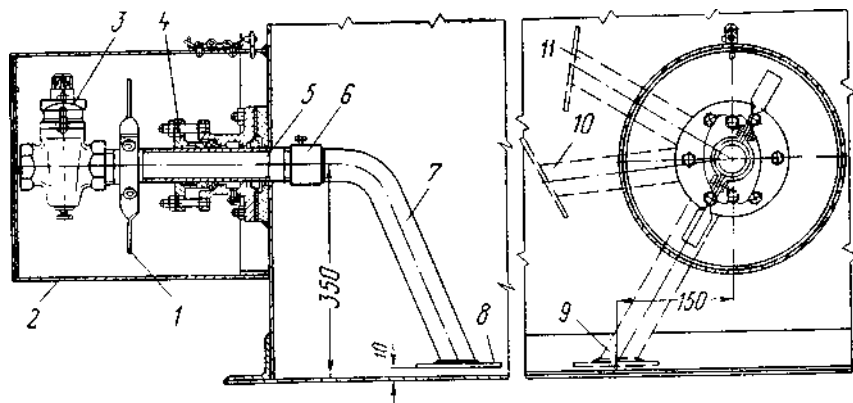


Рис. 6.7. Сифонный водоспускной кран

Дыхательный клапан предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе заправки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры. В зависимости от условий применения и конструкций резервуаров на них устанавливают дыхательные клапаны различных модификаций и диаметров. Для резервуаров с внутренним давлением 2000 Па (0,02 кгс/см<sup>2</sup>) устанавливают алюминиевые клапаны КД-2 (рис. 6.8), рассчитанные на избыточное давление 1900 Па (0,019 кгс/см<sup>2</sup> = 190 мм вод. ст.) и вакуум 250 Па (0,0025 кгс/см<sup>2</sup> =

Таблица 6.2

Техническая характеристика дыхательных клапанов КД-2

Марка клапана	Пропускная способность, М <sup>3</sup> /С	Условный диаметр патрубков, мм	Высота, мм	Масса, кг	Марка клапана	Пропускная способность, М <sup>3</sup> /ч	Условный диаметр патрубков, мм	Высота, мм	Масса, кг
КД-2-50	0,005	50	300	1,2	КД-2-200	0,070	200	600	27,0
КД-2-100	0,018	100	425	12,5	КД-2-250	1,100	250	675	35,0
КД-2-150	0,036	150	490	19,0	КД-2-350	2,500	350	770	57,0

= 25 мм вод. ст.). При повышении давления в резервуаре (во время заправки нефтепродукта) клапан выпускает паровоздушную смесь, приподнимая тарелку давления 3, а при разрежении (в процессе откачки нефтепродукта) впускает в резервуар атмосферный воздух через тарелку вакуума 7. Обе тарелки размещены на вертикальном направляющем стержне 5. Для надежной работы клапана при отрицательных температурах направляющий стержень 5 снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность тарелок клапана обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Техническая характеристика клапанов приведена в табл. 6.2.

Клапаны этого типа устанавливают на крыше резервуара вместе с огневыми предохранителями. При повышенной пропускной способности применяют непрмерзающие мембранные дыхательные клапаны типа НДКМ (рис. 6.9), рассчитанные на работу при вакууме в резервуаре до 1000 Па (100ммвод.ст.). Непрмерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторопласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора 4 и седла 3. Принцип действия клапана следующий. При

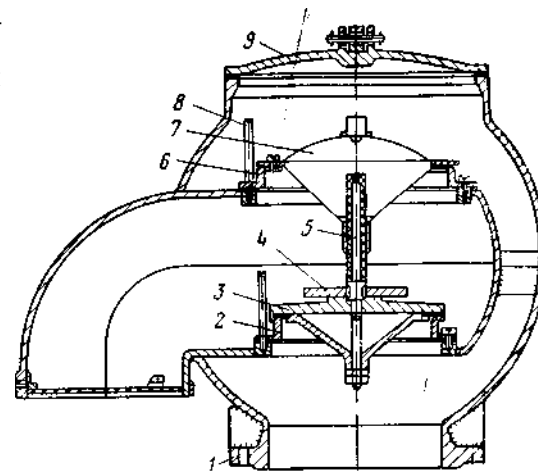


Рис. 6.8. Дыхательный клапан КД-2:

1 — корпус; 2 и 6 — седла для тарелок давления и вакуума; 3 — тарелка давления; 4 — груз; 5 — направляющий стержень; 7 — тарелка вакуума; \* — ограничитель; 9 — крышка

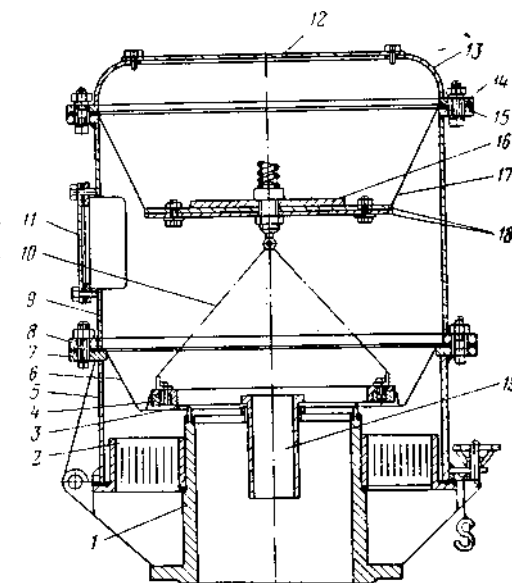


Рис. 6.9. Дыхательный клапан типа НДКМ (непрмерзающий мембранный):

1 — патрубок; 2 — огнепреградительная кассета; 3 — седло; 4 — тарельчатый затвор; 5 — нижний корпус; 6 — нижняя мембрана; 7, 8, 14 и 15 — фланцы; 9 — верхний корпус; 10 — цепочка; 11 — боковой люк; 12 — верхний люк; 13 — крышка; 16 — сменный диск; 17 — верхняя мембрана; 18 — диски; 19 — импульсная трубка



Техническая характеристика дыхательных клапанов типа НДКМ

Марка клапана	Условный диаметр патрубка, мм	Пропускная способность (в м³/ч) при вакууме		Высота, м	Масса (без огневого предохранителя), кг
		400 Па (40 мм вод. ст.)	1000 Па (100 мм вод. ст.)		
НДКМ-150	150	500	900	0,7	43
НДКМ-200	200	900	1500	0,7	52
НДКМ-250	250	1500	2500	0,8	77
НДКМ-350	350	2500	5000	1,0	105

Таблица 6.4

Пропускная способность огневых предохранителей в зависимости от их диаметра

Диаметр огневого предохранителя, мм	Пропускная способность, м³/ч	Диаметр огневого предохранителя, мм	Пропускная способность, м³/ч	Диаметр огневого предохранителя, мм	Пропускная способность, м³/ч	Диаметр огневого предохранителя, мм	Пропускная способность, м³/ч
50	25	150	215	250	600	400	1200
100	100	200	380	350	900	500	2000

возникновении вакуума в резервуаре по кольцевой площади мембраны 6 с затвором 4 за пределами седла 3 действует атмосферное давление, направленное вверх. В результате этого при некотором расчетном значении вакуума, определяемом массой затвора 4 с грузами, клапан открывается

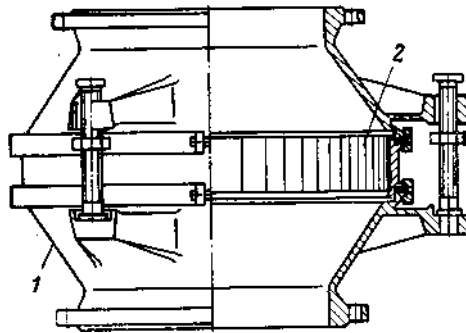


Рис. 6.10. Огневого предохранитель ОП-1:  
1 — корпус; 2 — гофрированная кассета

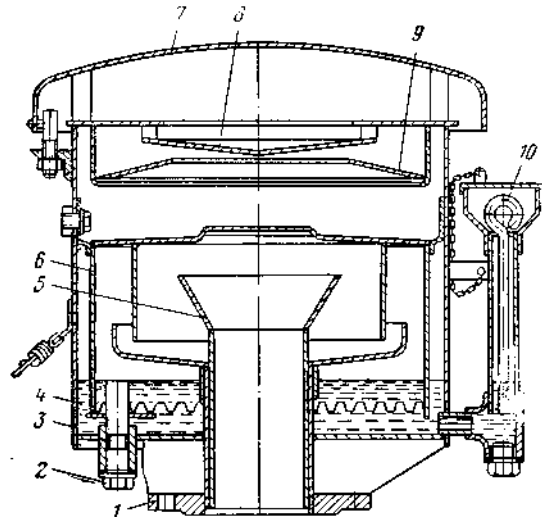


Рис. 6.11. Предохранительный гидравлический клапан типа КПС:

1 — приемный патрубок; 2 — пробка; 3 — корпус; 4 — масло; 5 — насадка; 6 — колпак; 7 — крышка; 8 — корпус; 9 — перегородка; 10 — указатель уровня масла

Одним из преимуществ клапана НДКМ является то, что у него в отличие от клапана КД-2 огневого предохранитель вмонтирован в корпус клапана. Краткая техническая характеристика дыхательных клапанов типа НДКМ приведена в табл. 6.3.

Огневого предохранитель (рис. 6.10) предназначен для защиты резервуара от проникновения в газовое простран-

ство и газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой. Верхняя мембрана 17 с дисками 18 на срабатывание и работу клапана при вакууме влияния не оказывает. Когда в резервуаре образуется давление, оно действует на мембрану 6 с затвором 4 также по кольцевой площадке, заключенной в нижнем корпусе 5 за пределами седла 3, но направлено сверху вниз и прижимает затвор к седлу, препятствуя открыванию клапана. На верхнюю мембрану с дисками давление действует в направлении снизу вверх и по большей площади по сравнению с площадью мембраны 6 с затвором. В результате при некотором заданном значении давления, определяемом суммарной массой затвора с грузом и дисками 16 и 18, мембрана 17 двигается вверх и через цепочку 10 увлекает за собой затвор 4. Таким образом, клапан открывается и резервуар сообщается с атмосферой.

При уменьшении вакуума и давления ниже заданных значений затвор 4 садится обратно на седло 3-

ство огня через дыхательную аппаратуру, предохраняя этим самым нефть (нефтепродукт) от вспышки или взрыва. Принцип действия огневого предохранителя основан на задержке пламени кассетой, размещенной внутри корпуса и состоящей из пакета чередующихся гофрированных и плоских пластин из металлов или сплавов, устойчивых против коррозии. Конструкция огневого предохранителя сборно-разборная, что позволяет периодически извлекать кассету для осмотра и контроля за их состоянием. Пропускная способность огневых предохранителей при сопротивлении прохождению воздуха 100 Па (Ю мм вод. ст.) зависит от их диаметра (табл. 6.4).

Предохранительный гидравлический клапан применяют обычно с гидравлическим затвором и служит для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в случае неисправности дыхательного клапана или если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропуска газов или воздуха. На рис. 6.11 показан клапан типа КПС на давление 2000 Па (200 мм вод. ст.) и вакуум 300 Па (30 мм вод. ст.). При повышении давления в резервуаре газ из него выходит через клапан в атмосферу, а при вакууме атмосферный воздух через клапан

поступает в резервуар. Клапан действует следующим образом: при давлении внутри резервуара выше расчетного (для дыхательного клапана) пары нефтепродуктов внутри клапана б давят на поверхность масла, залитого в клапан, и постепенно, с повышением давления, вытесняют его за перегородку. Нижняя часть перегородки выполнена зубчатой для создания более спокойного прохода газо-воздушной смеси или воздуха, что способствует плавной работе клапана. Уровень масла в пространстве между стенкой корпуса клапана и перегородкой колпака повышается до момента достижения парами нефтепродуктов впадин зубьев на перегородке и начала прорыва их через слой масла из клапана. При вакууме внутри резервуара клапан действует в обратном направлении до начала проникновения атмосферного воздуха внутрь резервуара через впадины зубцов перегородки. Во время эксплуатации необходимо следить за уровнем масла при помощи указателя уровня (щупа) 10. Правильно установить уровень масла можно при помощи специальной трубки с пробкой 2.

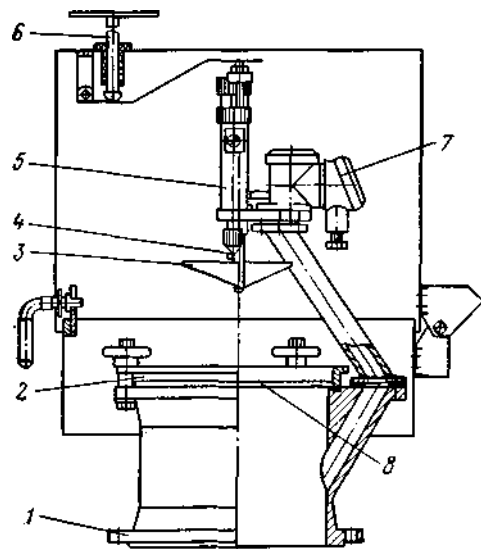


Рис. 6.12. Предохранительный мембранный клапан КПР-2

ми условными проходами; допускается устанавливать на резервуаре несколько клапанов.

Предохранительный мембранный (разрывной) клапан имеет то же назначение, что и гидравлический предохранительный клапан и отличается от него тем, что вместо гидравлического затвора установлена мембрана. При чрезмерном повышении давления или увеличении вакуума при отказе в работе дыхательного клапана мембрана разрывается. Конструкция клапана рассчитана главным образом на большую пропускную способность. Мембранный клапан КПР-2 (рис. 6.12) состоит из мембраны 8, зажатой между фланцем 1 корпуса и кольцом 2. Нож 3, расположенный над мембраной, удерживается в крайнем верхнем положении нитью 4, изготовленной из материала, который растворяется в рабочей жидкости. Оба конца нити закреплены в трубках блок-манометра 5.

Принцип действия клапана заключается в следующем. Жидкость под давлением, образуемым в резервуаре, по соединительному патрубку передается в U-образный канал блок-манометра, перемещая

уровень жидкости в линии давления и вакуума. При увеличении давления в резервуаре выше допустимого жидкость достигает верхнего среза трубки и, стекая в нижнюю ее часть, попадает на нить, которая разрывается в результате растворения волокна рабочей жидкостью. При разрыве нити освобождается нож, который падает и разрушает мембрану. Аналогичным образом клапан срабатывает при образовании в резервуаре вакуума выше допустимого предела. В этом случае растворяется другая ветвь нити; визуальный указатель б срабатывания клапана опускается. Предусмотрена возможность установки конечного взрывобезопасного выключателя ВК-ВЗГ (поз. 7) для подключения к дистанционному указателю срабатывания.

#### Техническая характеристика

Диаметр условного прохода, мм.	100; 150; 200
Пропускная способность (по паровоздушной смеси), м <sup>3</sup> /ч.	600; 1000; 1500
Давление рабочее:	
Па	2000; 2200
мм вод. ст.	200; 220
Давление вакуумное (рабочее):	
Па	300; 1100
мм вод. ст.	30; НО
Габаритные размеры, мм:	
длина	1000
ширина	770
высота	570
Масса (не более), кг.	35; 37; 38

Пеногенератор типа ГВПС предназначен для подачи пены при тушении пожара в резервуаре. Пеногенератор устанавливают стационарно на стальных вертикальных резервуарах (с понтоном и без понтона) объемом 5000 м<sup>3</sup> и выше для хранения нефти и нефтепродуктов. Стационарные установки генераторов высокократной пены (до 100 крат) типа ГВПС-2000, ГВПС-600 и ГВПС-200 устанавливают в соответствии с типовыми проектами. При помощи этих установок воздушно-механическая пена подается в резервуары со стационарной крышей (с понтоном и без понтона) из расчета покрытия пеной все площади зеркала продукта, а в резервуары с плавающей крышей — из расчета кольцевого пространства между стенкой резервуара и металлической диафрагмой плавающей крыши. Тип и число устанавливаемых на резервуарах пеногенераторов высокократной пены типа ГВПС зависят от конструкции резервуара и его диаметра, а также от сорта хранимого в нем нефтепродукта. При автоматизированной стационарной системе пожаротушения трубопровод подачи пенообразователя присоединяют к кольцу, опоясывающему резервуар.

Резервуары с плавающим понтоном предназначены для резервуаров со щитовым покрытием с целью снижения потерь хранящихся в них легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов. Понтон, плавающий на поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения по сравнению с обычным резервуаром, благодаря чему резко снижаются (в 4—5 раз) потери от испарения. Понтон

представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара оставляется зазор шириной 100—300 мм во избежание заклинивания понтона вследствие неровностей стенки. Зазор перекрывается уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, однако наибольшее применение имеет затвор из прорезиненной ткани, профили которой имеют форму петли с внутренним наполнением затвора (петли) упругим материалом. Герметизирующий затвор является неотъемлемой частью понтона. Без затвора работа понтона мало эффективна.

Плавающие понтоны по применяемым материалам различают двух типов: металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. На рис. 6.13 показана схема металлического понтона в виде диска

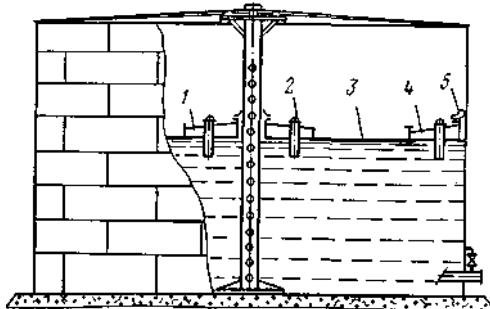


Рис. 6.13. Резервуар с металлическим понтоном

3 с открытыми коробами 1 и 4. К периферийному кольцу жесткости, который одновременно служит и бортом понтона, прикрепляется герметизирующий затвор 5. Понтоны оснащены опорами 2, на которые он опирается в нижнем положении. В связи с тем, что понтоны сооружают в резервуарах со стационарным покрытием, которое предотвращает попадание атмосферных

осадков на поверхность понтонов, это позволяет применять облегченные конструкции понтонов из синтетических, пленочных материалов.

Оборудование резервуаров с понтонами аналогично обычным резервуарам\*, однако пробоотборник ввиду наличия понтонов расположен в перфорированной трубе кожуха, пропущенной через диск понтона.

Резервуары с плавающей крышей не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости (рис. 6.14). Для создания плавучести по контуру диска располагается кольцевой понтон, разделенный радиальными переборками на герметические отсеки (коробки). Зазор между крышей и стенкой для большей герметичности выполняют из прорезиненных лент (мембран), прижимаемых к стенке рычажными устройствами.

Для осмотра и очистки плавающей крыши предусмотрена специальная катучая лестница. Она одним концом опирается через шарнир на верхнюю площадку резервуара, а вторым концом — двигается горизонтально (при вертикальном перемещении крыши) по рельсам, уложенным на плавающей крыше. Предельное нижнее

\* За исключением дыхательных клапанов, которые иногда можно заменять вентиляционными патрубками (при повышенной герметичности понтона).

ее положение на высоте 1,8 м от дна резервуара фиксируется кронштейнами и стойками.

Дождевая вода, попадающая на плавающую крышу, стекает к центру последней и через специальный приямок и отводящую шарнирную трубу выводится через слой хранимого продукта и нижнюю часть первого пояса корпуса резервуара наружу в канализационную сеть парка.

Плавающая крыша оборудована воздушным клапаном, предназначенным для выпуска воздуха во время закачки нефти в резервуар

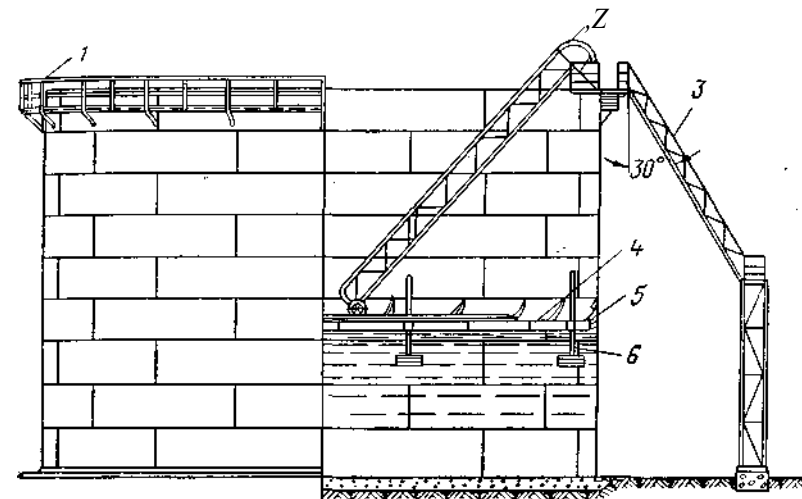


Рис. 6.14. Резервуар с плавающей крышей:

1 — перила; 2 — подвижная лестница; 3 — неподвижная лестница; 4 — плавающая крыша; 5 — затвор; 6 — опорная стойка

при нижнем положении крыши до ее всплытия и для проникновения воздуха под плавающую крышу в нижнем ее положении во время опорожнения резервуара.

На рис. 6.15 показано оборудование резервуара объемом 50 000 м<sup>3</sup> с плавающей крышей, предназначенного для хранения нефти и снабженного устройствами для предотвращения выпадения осадков и получения однородных смесей. С этой целью в резервуаре установлены размывающие головки на системе трубопроводов, создающих веерную струю нефти, смывающую с дна резервуара осадок, который смешивается с остальным объемом нефти в резервуаре, а также электроприводные винтовые мешалки, предназначенные для предотвращения выпадения осадков в «мертвых» зонах (площадях, находящихся за радиусом действия размывающих головок) и получения однородной смеси нефти.

Резервуары с плавающей крышей рекомендуются преимущественно для строительства в районах с малой снеговой нагрузкой, так как скопление больших количеств снега на крышах усложняет их эксплуатацию, связанную с необходимостью удаления снега (при слое свыше 100 мм).

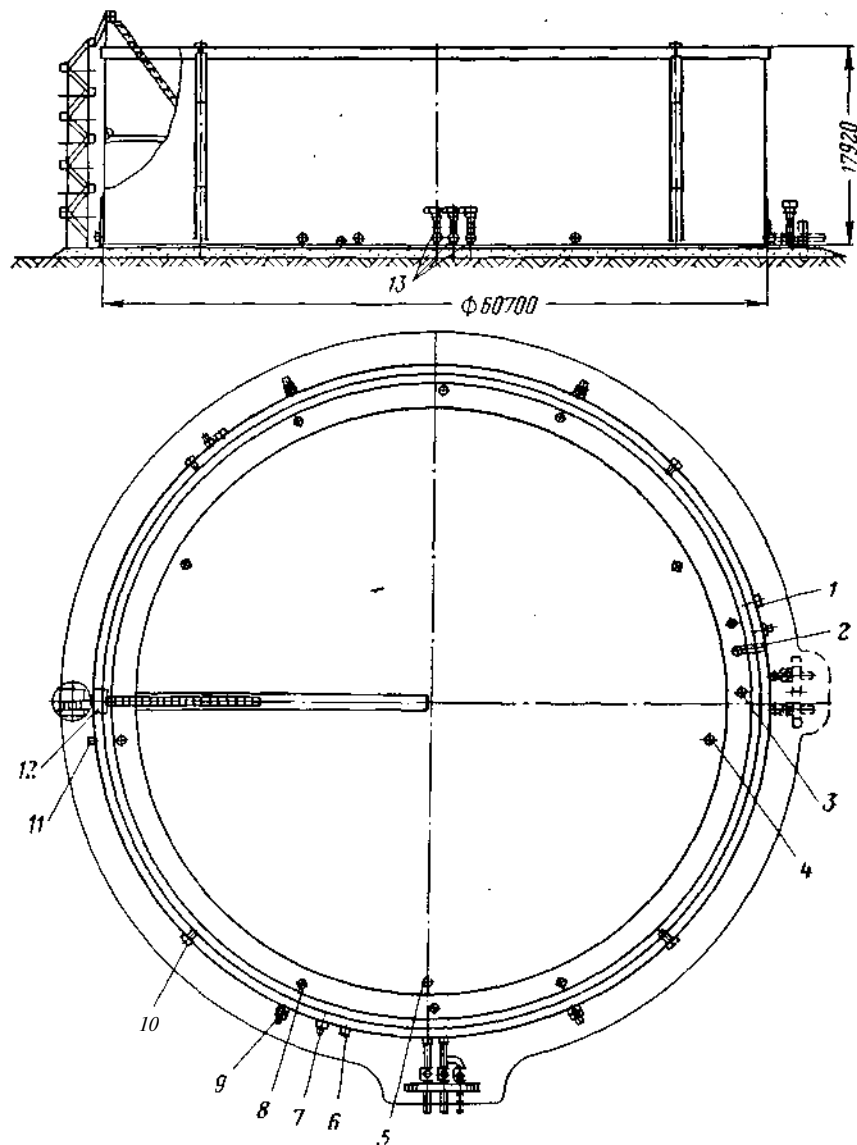


Рис. 6.15. Оборудование резервуара объемом 50 000 м<sup>3</sup> с плавающей крышей:  
 1 — овалный люк-лаз; 2 — прибор для замера уровня; 3 — монтажный люк; 4 — замерный люк; 5 — клапан для выпуска воздуха; 6 — люк-лаз; 7 — сифонный кран; 8 — световой люк; 9 — винтовое перемешивающее устройство; 10 — пеногенератор; 11 — пробоотборник; 12 — сигнализатор уровня; 13 — прямо-раздаточное устройство

Резервуары с плавающей крышей сооружают объемом 100—50 000 м<sup>3</sup>. Известны конструкции отдельных резервуаров, объем которых достигает 160 000 м<sup>3</sup> при диаметре резервуара 114 м и высоте 17,1 м. Плавающая крыша уменьшает площадь испарения по сравнению с площадью испарения обычного резервуара, благодаря чему резко снижаются потери.

Каплевидные резервуары применяют для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов с высокой упругостью паров, когда нецелесообразно использовать для этой цели обычные вертикальные резервуары, рассчитанные всего на давление 2000 Па (0,02 кгс/см<sup>2</sup> = =200 мм вод. ст.). Оболочке резервуара придают очертание капли жидкости, свободно лежащей на несмачиваемой плоскости и находящейся под действием сил поверхностного натяжения. Благодаря такой форме резервуара создаются условия, при которых все элементы поверхности корпуса под действием давления жидкости растягиваются примерно с одинаковой силой, испытывая одни и те же напряжения, что обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

В связи с тем, что каплевидные резервуары рассчитывают на внутреннее давление в газовом пространстве 0,04—0,2 МПа (0,4—2 кгс/см<sup>2</sup>) и вакуум 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>), легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранят почти полностью без потерь от малых «дыханий» и пары выпускают в атмосферу, главным образом, при наполнении резервуаров (при больших «дыханиях»).

В зависимости от характера изготовления оболочки этих резервуаров различают два основных типа (рис. 6.16): каплевидные гладкие и многоторовые. К каплевидным гладким относятся резервуары с гладким корпусом, не имеющим изломов кривой меридионального сечения. Такие резервуары сооружают объемом 5000—6000 м<sup>3</sup> с внутренним давлением до 0,075 МПа (0,75 кгс/см<sup>2</sup>). Резервуары, корпус которых образуется пересечением нескольких оболочек двойной кривизны, из которых они образованы, называются многокупольными,

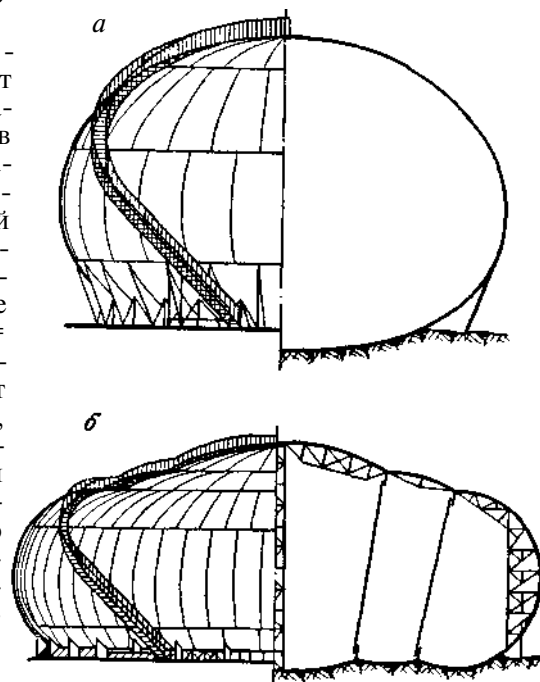


Рис. 6.16. Каплевидные резервуары:  
 а — гладкий; б — многоторовый

или многотбровыми резервуарами. Резервуары этого типа сооружают объемом 5000—20 000 м<sup>3</sup> на внутреннее давление до 0,37 МПа (3,7 кгс/см<sup>2</sup>).

Каплевидные резервуары оборудуют комплектом дыхательных и предохранительных клапанов, приборами замера уровня, температуры и давления, а также устройствами для слива — налива нефтепродуктов и удаления отстоя.

Горизонтальные резервуары в отличие от вертикальных изготавливают, как правило, на заводах и поставляют на место установки в готовом виде. Резервуары этого типа имеют весьма широкое применение при транспортировке и хранении нефтепродуктов на распределительных нефтебазах и в расходных хранилищах. Резервуары рассчитаны на внутреннее давление до 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) и вакуум 0,001 МПа (0,01 кгс/см<sup>2</sup>); изготавливают их объемом 5—100 м<sup>3</sup>; габаритные размеры их принимаются с учетом возможности транспортировки железнодорожным транспортом. Резервуары имеют конусное или плоское днище; устанавливают их над землей на опорах или под землей на глубину не более чем на 1,2 м от поверхности земли. На опорах горизонтальные резервуары устанавливают в тех случаях, когда требуется самотечная выдача нефтепродукта или когда затруднена подземная установка вследствие высокого стояния грунтовых вод. При высоких фундаментах для удобства обслуживания устраивают обслуживающие площадки с лестницами. На площадках с низким уровнем грунтовых вод при подземной установке фундаменты выполняют в виде песчаных подушек. При высоком стоянии грунтовых вод подземные резервуары устанавливают на бетонном фундаменте и во избежание всплывания крепят анкерными болтами. Оборудование резервуаров выполняется по типовым проектам в зависимости от хранимого нефтепродукта и схемы установки резервуара.

#### Перемешивание нефти в резервуарах и их очистка

В практике эксплуатации установлено, что при температуре парафинистой нефти в резервуаре 12—20° С, из нее выпадает твердый парафин, который растворить в нефти не удастся, так как кристаллы при нагреве только плавятся. Поэтому при хранении и транспорте нефти важно не допускать выпадения кристаллов парафина и образования твердого осадка. С этой целью производят перемешивание нефти пропеллерными мешалками или струйными насосами, предотвращающими накопление нарафинистых осадков. Наиболее эффективен метод, основанный на размывающем действии струи нефти, направленной на днище при помощи веерных кольцевых сопел, а также в сочетании с перемешивающими мешалками. Веерные сопла размещаются равномерно по днищу резервуара (объединенных системой подающих труб) таким образом, чтобы радиусы действия веерных струй охватывали всю площадь днища, не оставляя застойных «мертвых» зон или сводя их до минимума (рис. 6.17). Для дополнительного перемешивания нефти в этих зонах на корпусе резер-

вуара устанавливают мешалки (рис. 6.18). Для предохранения сопел от засорения на подающем трубопроводе снаружи резервуара устанавливают фильтр, а иногда и теплообменник для подогрева подаваемой нефти с целью лучшего перемешивания. Очистная система включается периодически по мере накопления осадка. Под очисткой резервуара понимается удаление из емкости насосами «мертвого» остатка нефти или нефтепродуктов, а также продуктов окисления, воды и других посторонних примесей. Длительная эксплуатация резервуаров без периодических очисток приводит к значительному накоплению донных осадков, в отдельных случаях достигающих до 1,5—2 м при хранении нефти и темных нефтепродуктов. Резервуар, подвергаемый очистке для ремонта и смены сорта нефти или нефтепродукта, полностью освобождается от их остатков. Оставшийся на днище нефтепродукт (или нефть) удаляется специальными зачистными устройствами. При отсутствии этих устройств резервуар заполняют водой выше зачистного или приемно-раздаточного патрубка, откачивают всплывший нефтепродукт (или нефть), а воду спускают в канализационную систему.

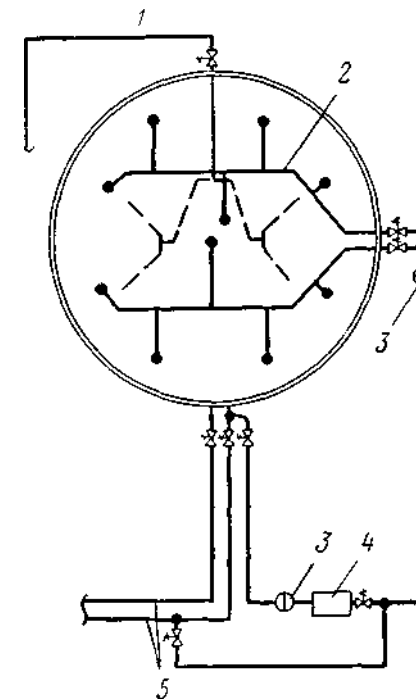


Рис. 6.17. Схема размещения веерных кольцевых сопел на днище резервуара:

1 — трубопровод для откачки отстоя; 2 — трубопровод для закачки горячей нефти; 3 — фильтр; 4 — насос; 5 — приемно-раздаточные трубопроводы

На рис. 6.19 показана механизированная установка для очистки резервуаров от остатков нефти и нефтепродуктов, состоящая из размывочных машинок, насосов для перекачки разжиженной массы из резервуара. Наибольшее распространение имеет размывочная машинка ММ-4, в которой головка с насадками вращается турбинкой, приводимой в действие мощным раствором, подаваемым под давлением.

Мощный раствор (препарат МЛ) насосным агрегатом подается одновременно в моечную машинку 8 и водяной эжектор 7 под давлением 0,8—1,2 МПа (8—12 кгс/см<sup>2</sup>). Моющая жидкость при помощи брандсбойтов моечной машинки вращается в горизонтальной и вертикальной плоскостях, при этом она омывает внутреннюю поверхность резервуара. После очистки при ремонтных работах резервуар освобождают от нефтяных паров, для чего предварительно открывают все люки и другие отверстия и пропаривают его в течение 15—25 ч

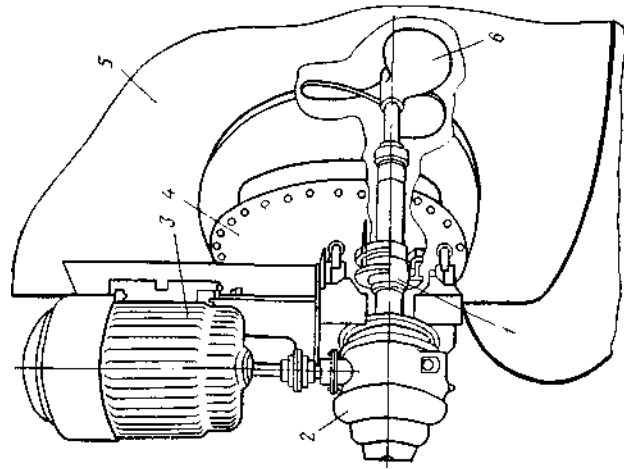
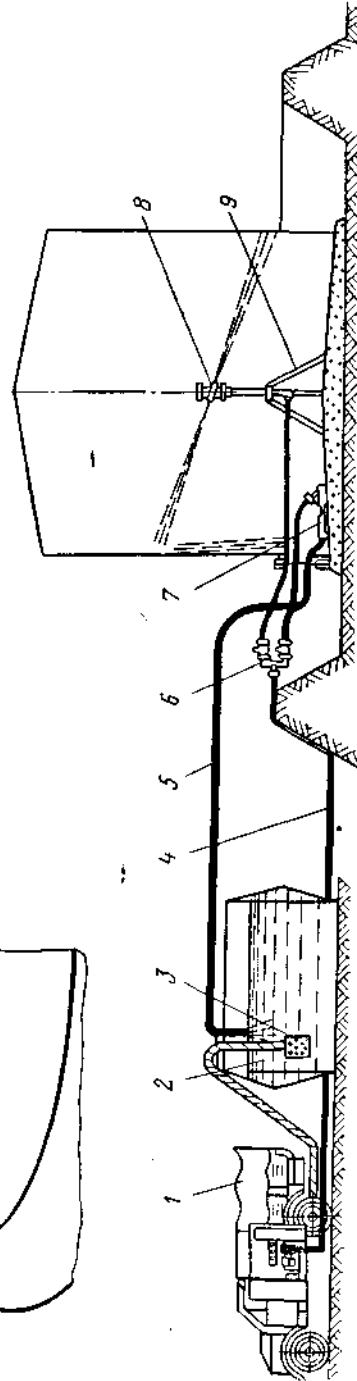


Рис. 6.18. Схема установки электроприводного винтового перемешивающего устройства (мешалки):

1 — шаровой сальник; 2 — коробка скоростей; 3 — взрывобезопасный электродвигатель; 4 — лоп-лаз; 5 — стенка резервуара; 6 — винт

Рис. 6.19. Схема установки для очистки резервуара от остатков нефти и нефтепродуктов:

1 — насосный агрегат; 2 — резервуар с мощным раствором; 3 — фильтрующий стакан; 4 — рукав для подачи раствора; 5 — рукав для отдачи эмульсии; 6 — тройник с двумя вентилями; 7 — водной эжектор; 8 — мостовая машина; 9 — тренога



в зависимости от объема резервуара при температуре не более 60—70° С. После пронаривания резервуар оставляют для вентиляции и полного охлаждения, а затем промывают его водой с температурой выше 60° С и давлением 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>). При отсутствии пара в отдельных случаях ограничиваются проветриванием или искусственной вентиляцией с последующей внутренней промывкой резервуара водой. Подача вентилятора принимается с учетом 40—50-кратного обмена воздуха в резервуаре в течение 3—4 ч.

### § 3. Расчет вертикальных цилиндрических резервуаров

#### Элементарный механический расчет резервуаров

К элементарному механическому расчету резервуаров относится в основном расчет стенки резервуара, зависящий от гидростатического давления хранимой жидкости. Толщина днища и крыши резервуара, обычно принимается, исходя из технологии строительства и конструктивных соображений. Резервуары рассчитывают по методике предельных состояний с учетом коэффициентов однородности  $k$ , перегрузки  $n$  и условий работы  $m$ . За предельное состояние принимается такое состояние конструкции, при котором она перестает удовлетворять предъявляемым к ней эксплуатационным требованиям, т. е. теряет способность сопротивляться внешним воздействиям, получает недопустимую деформацию или местное повреждение. Коэффициент однородности стали, характеризующий изменчивость ее свойств, используют при определении расчетного сопротивления  $R$  путем умножения  $k$  на нормативное сопротивление стали  $R^H$ . В частности, для углеродистых сталей принимают  $k = 0,85$ , а для низколегированных сталей  $k = 0,8$ . Значения коэффициентов перегрузки и условий работы нормируются СНиП П-В. 3—62. Например, коэффициент перегрузки  $n$  для гидростатического давления принимается равным 1,1 и для избыточного давления и вакуума — равным 1,2. Коэффициент  $m$ , учитывающий характер работы конструкции и понижающий значение расчетного напряжения  $\sigma_p$  ( $\sigma_p = mkR^H$ ) для стенки резервуара, принимается равным 0,8. Для строительных сталей нормативное сопротивление  $R^H$  принимают равным наименьшему значению предела текучести  $\sigma_T$  ( $R^H = \sigma_T$ ). Основной нагрузкой при расчете стенки резервуара низкого давления на прочность является гидростатическое давление жидкости с плотностью  $\rho$ . От этой нагрузки в стенке возникают кольцевые напряжения. В резервуарах низкого давления в газовом пространстве может образоваться избыточное давление  $p_n$ , обычно около 2000 Па (0,02 кгс/см<sup>2</sup>). Расчетная схема резервуара приведена на рис. 6.20. На высоте  $x$  от уровня жидкости на стенку резервуара действует гидростатическое давление

$$p_x = \rho g x. \quad (6.1)$$

Полное давление на стенку резервуара (на уровне  $x$ ) с учетом избыточного давления

$$p = p_x + p_n = \rho g x + p_n. \quad (6.2)$$

Кольцевые усилия в стенке резервуара, возникающие под действием полного давления, определяются по формуле

$$N = pr \quad (6.3)$$

или, учитывая значение  $p$  и коэффициента перегрузки,

$$N = (n_1 \rho g x + n_2 p_n) r, \quad (6.4)$$

где  $n_1$  — коэффициент перегрузки для гидростатического давления жидкости;  $n_2$  — коэффициент перегрузки для избыточного давления газов и вакуума;  $r$  — радиус резервуара.

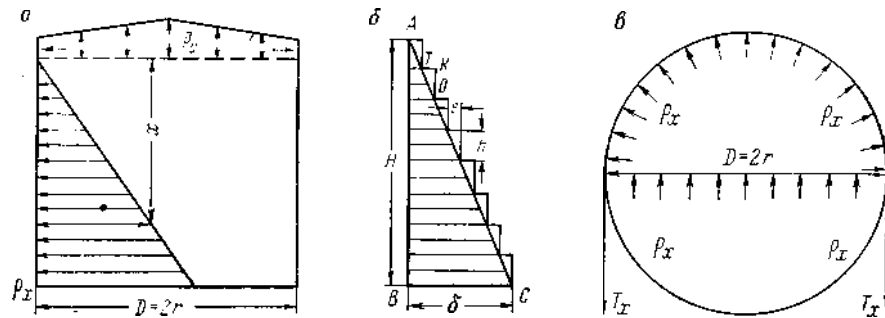


Рис. 6.20. Расчетная схема резервуара:

*a* — схема распределения гидростатического давления по высоте резервуара; *б* — эпюра переменной толщины стенки; *в* — распределение усилий по кольцу резервуара

Расчет корпуса вертикального цилиндрического резервуара выполняют с соблюдением следующего неравенства

$$N \leq N_{\text{пред}}, \quad (6.5)$$

где  $N$  — расчетное усилие;  $N_{\text{пред}}$  — расчетная предельная несущая способность стенки корпуса резервуара. Так как

$$N = (n_1 \rho g x + n_2 p_n) r = pr \quad \text{и} \quad N_{\text{пред}} = m R \delta.$$

Следовательно,

$$(n_1 \rho g x + n_2 p_n) r = pr \leq m R \delta. \quad (6.6)$$

Откуда толщина стенки резервуара

$$\delta \geq \frac{(n_1 \rho g x + n_2 p_n) r}{m R^{cb}} = \frac{pr}{m R^{cb}}, \quad (6.7)$$

где  $R^{cb}$  — расчетное сопротивление сварного шва. Толщина листов от пояса к поясу (от нижнего к верхнему) уменьшается, поэтому эпюра толщин корпуса резервуара имеет ступенчатый вид (см. расчетную схему резервуара).

Пример 6.1. Рассчитать корпус стального вертикального резервуара объемом  $5000 \text{ м}^3$  с соединением поясов встык (рис. 6.21). Радиус резервуара  $r =$

$= 11,40 \text{ м}$ ; высота резервуара  $H = 11,7 \text{ м}$ ; плотность нефтепродукта  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ ; избыточное давление  $p_n = 1962 \text{ Па}$  ( $0,02 \text{ кг/см}^2$ ). Материал — углеродистая сталь. Принять коэффициент условий работы  $m = 0,8$ , коэффициент перегрузки для гидростатического давления жидкости  $n_1 = 1,1$ ; коэффициент перегрузки для избыточного давления газов и вакуума  $n_2 = 1,2$ ; расчетное сопротивление сварного равнопрочного шва  $R^{cb} = 2060 \cdot 10^5 \text{ Па}$  ( $2100 \text{ кгс/см}^2$ ).

Решение. Расчетное давление в каждом поясе

$$p = n_1 \rho g x + n_2 p_n = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,8x + 1,2 \cdot 1962 = 9712x + 2354.$$

Перемножив расчетное сопротивление  $R^{cb}$  сварного шва на коэффициент условий работы, получим величину напряженного состояния в сварных швах

$$\sigma^{cb} = m R^{cb} = 0,8 \cdot 2060 \cdot 10^5 = 1648 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Расчет толщин  $\delta$  поясов ведем по формуле (6.7)

$$\delta_1 = \frac{pr}{\sigma^{cb}} = \frac{(9712 \cdot 11,4 + 2354) \cdot 11,40}{1648 \cdot 10^5} \approx 8,0 \text{ мм}.$$

Результаты расчета следующих поясов (со II и VIII) сведены в табл. 6.5.

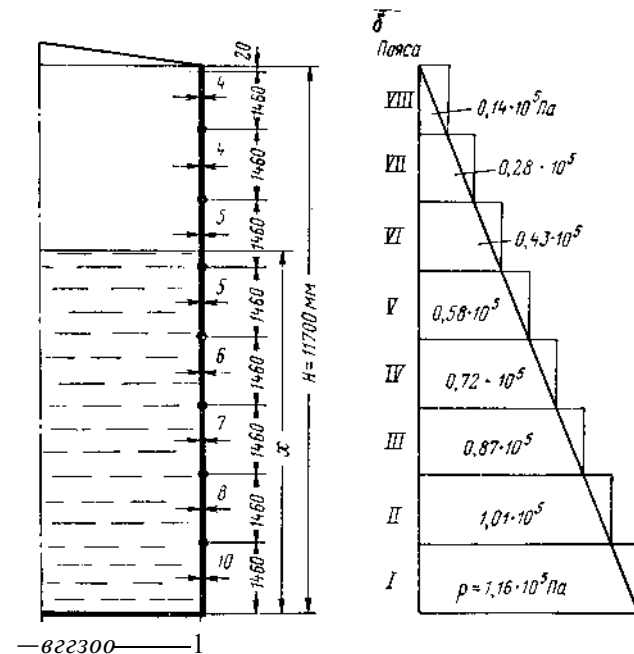


Рис. 6.21. Схема стенки резервуара (*a*) и эпюра статического давления (*б*)

Из табл. 6.5 можно сделать вывод, что принятые толщины листов обеспечат достаточную прочность корпуса резервуара. У всех поясов расчетная толщина меньше принятой и для каждого пояса условие неравенства  $N \leq N_{\text{пред}}$  соблюдается. Из соображений технологии сварки и устойчивости минимальная толщина листов принимается равной 4 мм.

Таблица 6.5

Расчетные данные резервуара

Номер пояса (рис. 6.21)	Расстояние от верха резервуара до низа расчетного пояса <sup>1</sup> , м	Расчетное кольцевое усилие $N = pr$ , Па·м	Расчетная толщина листов $\delta$ , мм	Принимаемая толщина листов, мм	Расчетная предельная несущая способность $N_{пр} = \pi R \delta$ , Па·м
VIII	1,20	$1,60 \cdot 10^5$	1,0	4	$6,59 \cdot 10^5$
VII	2,70	$3,27 \cdot 10^5$	2,0	4	$6,59 \cdot 10^5$
VI	4,20	$4,94 \cdot 10^5$	3,0	5	$8,24 \cdot 10^5$
V	5,70	$6,60 \cdot 10^5$	4,0	5	$8,24 \cdot 10^5$
IV	7,20	$8,27 \cdot 10^5$	5,0	6	$9,88 \cdot 10^5$
III	8,70	$9,93 \cdot 10^5$	6,0	7	$11,53 \cdot 10^5$
II	10,20	$11,60 \cdot 10^5$	7,0	8	$13,18 \cdot 10^5$
I	11,40	$13,26 \cdot 10^5$	8,0	10	$16,48 \cdot 10^5$

<sup>1</sup> В наиболее напряженном сечении пояса—на высоте — 300 мм от сварного шва.

#### Определение оптимальных размеров резервуаров

По заданному объему  $U$  резервуар можно спроектировать в нескольких вариантах, изменяя его радиус  $r$  и высоту  $H$ .

Методика определения оптимальных размеров резервуара была предложена акад. В. Г. Шуховым, исходя из условия минимального расхода стали на сооружение резервуара. При определении оптимальных размеров резервуара учитывают следующее.

Стальные резервуары по форме представляют тела вращения и для них справедливо уравнение Лапласа

$$\frac{T_x}{r} = \rho g (h_n + h_x), \quad (6.8)$$

где  $T_x$  — кольцевое усилие на единицу длины окружности (см. расчетную схему резервуара рис. 6.20);  $r$  — радиус резервуара;  $K$  — избыточное газовое давление;  $h_n$  — высота столба жидкости в рассматриваемом сечении резервуара.

Кольцевое усилие  $T_x$  связано с напряжением  $\sigma_k$  и толщиной стенки корпуса  $\delta$  формулой

$$T_x = \sigma_k \delta. \quad (6.9)$$

При совместном решении (6.8) и (6.9) толщина стенки корпуса определится из выражения

$$\delta = \frac{\rho g r}{\sigma_p} (h_n + h_x) \quad (6.10)$$

или, выражая через объем резервуара,

$$\delta = \frac{V \rho g}{\pi r \sigma_p}, \quad (6.11)$$

где

$$\sigma_p = \frac{\sigma_s k m}{r}.$$

Общий объем стали  $V_{ст}$ , необходимый для сооружения резервуара заданного объема  $V$ , складывается из объема стали днища и покрытия  $V_{ст.1}$  и объема стали корпуса резервуара  $V_{ст.2}$ , слагаемого из работающего  $V'_{ст.2}$  и объема неработающего металла  $V''_{ст.2}$ :

$$V_{ст} = V_{ст.1} + V_{ст.2} = V_{ст.1} + V'_{ст.2} + V''_{ст.2}, \quad (6.12)$$

где  $V_{ст.1}$  — объем стали днища и покрытия

$$V_{ст.1} = \pi r^2 \alpha, \quad (6.13)$$

Объем работающего металла

$$V'_{ст.2} = 2\pi r \frac{H\delta}{2}$$

или

$$V'_{ст.2} = \frac{V^2 \rho g}{\pi r^2 \sigma_p}, \quad (6.15)$$

$$H = \frac{V}{\pi r^2};$$

$$\delta = \frac{V \rho g}{\pi r \sigma_p}.$$

Объем неработающего металла

$$V''_{ст.2} = 2\pi r \frac{eh}{2} n = \pi r e h n, \quad (6.16)$$

где  $e$  — разность толщин соседних поясов;  $n$  — число поясов;  $h$  — высота пояса.

Из подобия треугольников  $ABC$  и  $OKT$  (см. эпюру переменной толщины стенки на расчетной схеме резервуара) имеем:

$$\frac{H}{\delta} = \frac{h}{e} \quad (6.17)$$

или

$$\delta = \frac{eH}{h} = en.$$

Подставив формулу (6.17) в формулу (6.16)  $V''_{ст.2} = \pi r h \delta$  и заменив значение толщины стенки  $\delta$  по формуле (6.11), получим объем неработающего металла:

$$V''_{ст.2} = \pi r h \frac{V \rho g}{\pi r \sigma_p} = \frac{V h \rho g}{\sigma_p} \quad (6.18)$$

Таким образом, объем металла

$$V_{ст} = V_{ст.1} + V'_{ст.2} + V''_{ст.2} = \pi r^2 \alpha + \frac{V^2 \rho g}{\pi r^2 \sigma_p} + \frac{V h \rho g}{\sigma_p}, \quad (6.19)$$



где  $r$  — радиус резервуара;  $\alpha = \delta_n^{\wedge} + \delta_k$  — суммарная толщина днища и покрытия (крыши);  $\rho$  — плотность хранимого в резервуаре нефтепродукта;  $\sigma_p$  — расчетное напряжение растяжения;  $g$  — ускорение свободного падения. Оптимальный радиус  $r_{оп}$  резервуара заданного объема, для сооружения которого будет израсходован наименьший объем стали, находим по формуле

$$r_{оп} = \sqrt[4]{\frac{V^2 \rho g}{\pi^2 \alpha \sigma_p}} \quad (6.20)$$

Формула для определения оптимальной высоты резервуара (получаемая путем подстановки значения  $r_{оп}$  в формулу объема цилиндра) имеет вид:

$$H_{опт} = \sqrt{\frac{\alpha \sigma_p}{\rho g}}$$

Путем подстановки значения  $r_{оп}$  в формулу, определяющую общую массу стали (6.19), получают минимальный объем стали, необходимый для сооружения резервуара заданного объема:

$$V_{ст}^{min} = V \left( 2 \sqrt{\frac{\alpha \rho g}{\sigma_p}} + \frac{h \rho g}{\sigma_p} \right). \quad (6.22)$$

**Пример 6.2.** Определить оптимальные размеры резервуара объемом 5000 м<sup>3</sup> с учетом минимального расхода стали; принимаем плотность нефтепродукта  $\rho = 900$  кг/м<sup>3</sup>; толщину днища и покрытия соответственно 4 и 3 мм; расчетное напряжение  $\sigma_p = 1275 \cdot 10^5$  Па (1300 кгс/см<sup>2</sup>), высоту пояса  $h = 1460$  мм. Оптимальный радиус резервуара

$$r_{оп} = \sqrt[4]{\frac{V^2 \rho g}{\pi^2 \alpha \sigma_p}} = \sqrt[4]{\frac{5000^2 \cdot 900 \cdot 9,8}{3,14^2 (4+3) 10^{-3} \cdot 1275 \cdot 10^5}} = \sqrt[4]{2,6 \cdot 10^4} = 1,22 \cdot 10 = 12,2 \text{ м.}$$

Оптимальная высота резервуара

$$H_{опт} = \sqrt{\frac{\alpha \sigma_p}{\rho g}} = \sqrt{\frac{(4+3) \cdot 10^{-3} \cdot 1275 \cdot 10^5}{900 \cdot 9,8}} = 1,01 \cdot 10 = 10,1 \text{ м.}$$

Минимальный объем металла, необходимый для сооружения резервуара объемом 5000 м<sup>3</sup>:

$$V_{ст}^{min} = V \left( 2 \sqrt{\frac{\alpha \rho g}{\sigma_p}} + \frac{h \rho g}{\sigma_p} \right) = 5000 \left( 2 \sqrt{\frac{(4+3) 10^{-3} \cdot 900 \cdot 9,8}{1275 \cdot 10^5}} + \frac{1,46 \cdot 900 \cdot 9,8}{1275 \cdot 10^5} \right) = 7,5 \text{ м}^3.$$

Таким образом,  $r_{оп} = 12,2$  м;  $H_{опт} = 10,1$  м;  $V_{ст}^{min} = 7,5$  м<sup>3</sup>.

Действительные размеры резервуаров принимаются с учетом ширины листов, использования полной их длины и других конструктивных соображений.

#### § 4. Неметаллические резервуары

Неметаллическими называются такие резервуары, у которых в отличие от металлических (стальных) резервуаров несущие конструкции выполнены из неметаллических материалов. К неметалли-

ческим резервуарам в основном относятся железобетонные и резервуары из резиноканевых или синтетических материалов, применяемых преимущественно в качестве передвижных емкостей. К неметаллическим резервуарам относят также и подводные резервуары.

Железобетонные резервуары по виду хранимого нефтепродукта подразделяются на резервуары для: мазута, нефти, масел и светлых нефтепродуктов. Поскольку нефть и мазут практически не оказывают химического воздействия на бетон и обладают способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонируют (кальматировать) мелкопористые материалы, уменьшая со временем их просачиваемость и проницаемость, при их хранении в железобетонных резервуарах не требуется специальная защита стенок, днищ и покрытия резервуаров. При хранении смазочных масел во избежание их загрязнения внутренние поверхности резервуаров защищают различными покрытиями или облицовками. То же относится и к резервуарам для светлых легкоиспаряющихся нефтепродуктов, которые, обладая незначительной вязкостью, легко фильтруются через бетон; кроме того, покрытие в данном случае должно обладать повышенной герметичностью (газонепроницаемостью) с целью уменьшения потерь от испарения.

Железобетонные резервуары, кроме экономии металла, обладают еще рядом технологических преимуществ. При хранении в них подогреваемых вязких нефтей и нефтепродуктов медленнее происходит их остывание за счет малых теплопотерь, а при хранении легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов уменьшаются потери от испарения, так как резервуары при подземной установке менее подвержены солнечному облучению. Резервуары этого типа по форме в плане сооружают круглыми (вертикальные и цилиндрические) и прямоугольными. Наиболее экономичны резервуары круглой формы, однако резервуары прямоугольной формы более просты в изготовлении.

Для резервуаров одинакового объема площадь поверхности и расход материалов в круглых резервуарах меньше, чем в прямоугольных; расход металла в резервуарах прямоугольной формы в среднем на 10% больше, чем в цилиндрических. Цилиндрические резервуары более удобны для предварительного напряжения арматуры стенок, лучше работают на температурные воздействия и позволяют применять большие, чем в прямоугольных резервуарах, высоты.

При выборе резервуаров стремятся использовать возможно большие объемы, так как с их увеличением уменьшается удельный расход материалов, что дает существенное снижение стоимости строительства.

На рис. 6.22 показан сборный резервуар, стенка которого состоит из предварительно напряженных железобетонных панелей; швы между стеновыми панелями замоноличивают бетоном. Кольцевую арматуру на стенку резервуара навивают при помощи арматурно-навивочной машины. Покрытие резервуара выполняется из сборных железобетонных предварительно напряженных ребристых плит, опирающихся на кольцевые балки.

В резервуарах, предназначенных для светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива), а также для различных масел, внутреннюю поверхность стен и днища офактуривают тонким стальным листом, например, путем предварительного офактуривания панелей в заводских условиях. Цилиндрические резервуары

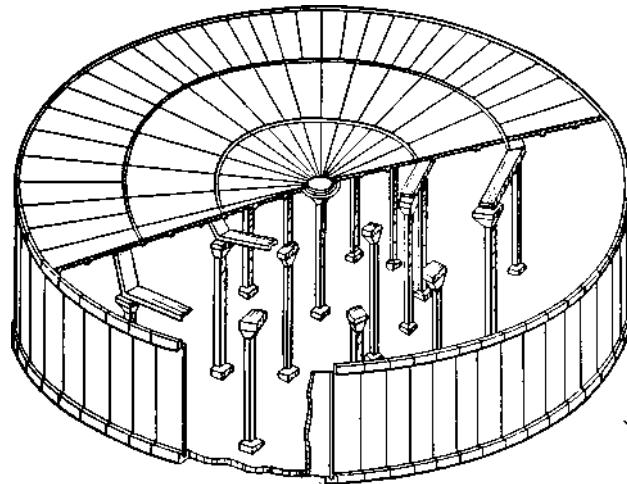


Рис. 6.22. Сборный железобетонный резервуар

сооружают объемом 100—30 000 м<sup>3</sup>, а в отдельных случаях и более крупные резервуары объемом до 100 000 м<sup>3</sup>. Резервуары рассчитаны на внутреннее давление в газовом пространстве  $\approx 2000$  Па (0,02 кгс/см<sup>2</sup>) и вакуум «Л000 Па (0,01 кгс/см<sup>2</sup>). В табл. 6.6 приведена характеристика типовых цилиндрических предварительно напряженных железобетонных резервуаров.

В отдельных случаях железобетонные резервуары сооружают наземными, когда по эксплуатационным и технологическим условиям более целесообразно иметь наземный резервуарный парк.

Таблица 6.6

Основные данные заглубленных железобетонных резервуаров для нефти

Показатели	Номинальный объем, м <sup>3</sup>			
	5000	10 000	20 000	30 000
Полезный объем, м <sup>3</sup> . . . . .	5057	10 020	19 985	29 300
Расход на 1 м <sup>3</sup> полезного объема:				
железобетона, м <sup>3</sup> . . . . .	0,07	0,06	0,05	0,04
металла, кг . . . . .	6,08	6,38	4,32	4,25
Габаритные размеры, м:				
диаметр . . . . .	29,6	42,0	54,0	66,0
высота . . . . .	7,4	8,2	9,0	9,6

а также в тех случаях, когда по условиям строительной площадки затруднено строительство заглубленных резервуаров. Железобетонные резервуары оснащены прямо-раздаточными и зачистными устройствами, дыхательно-предохранительной аппаратурой, а также приборами контроля и автоматики. На рис. 6.23 показано размещение оборудования на цилиндрическом резервуаре для нефти.

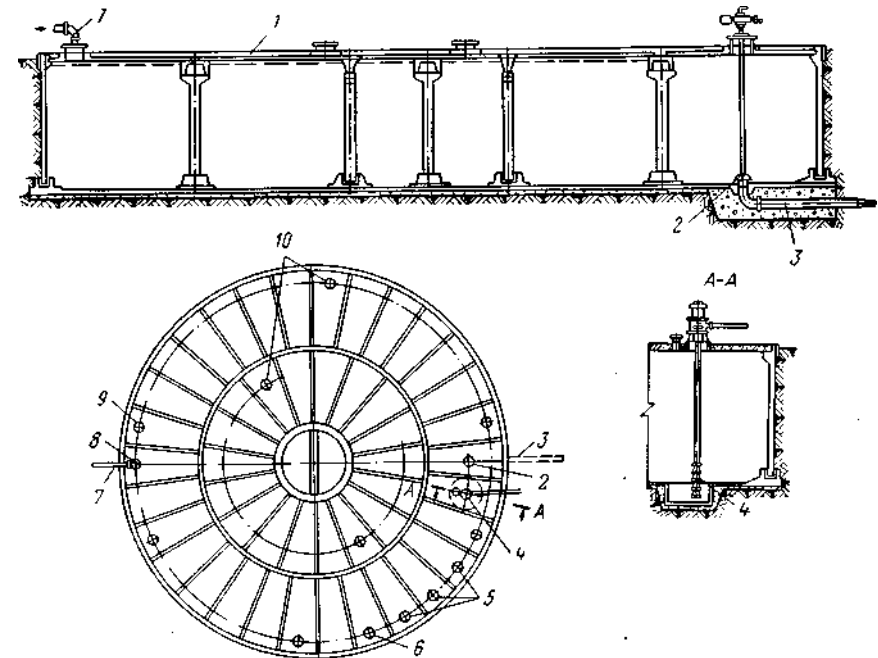


Рис. 6.23. Расположение оборудования на цилиндрическом железобетонном резервуаре:

1 — газонепроницаемый водяной экран высотой 100 мм; 2 — прямо-раздаточное устройство; 3 — патрубок; 4 — погружной насос; 5 — люки для установки приборов автоматики; 6 — вамерный люк; 7 — труба, ведущая в газоуравнительную систему; 8 — огневой предохранитель; 9 — предохранительный клапан; 10 — люки световые и люки-лазы

Комплект прямо-раздаточного устройства (рис. 6.24) состоит из прямо-раздаточного патрубка (ввод в резервуар), запорного (донного) клапана и электроприводного подъемного механизма. Для удаления из резервуара скопившихся на дне остатков нефти и подтоварной воды на люке в покрытии резервуара устанавливают погружной насос подачей 50—150 м<sup>3</sup>/ч в зависимости от объема резервуара.

В резервуарах для мазута дополнительно устанавливают подогреватели, а также вентиляционные патрубки (вместо дыхательных и предохранительных клапанов).

Резиноканевые резервуары предназначены для хранения и транспортировки автомобильного бензина, реактивного топлива, керосина, дизельного топлива и масел. Резервуары в конструктивном отношении представляют собой замкнутую

оболочку в виде подушки с вмонтированной в нее арматурой. Оболочка резервуаров состоит из внутреннего маслобензостойкого резинового слоя, полиамидной противодиффузионной пленки, капронового силового слоя и наружного атмосферостойкого резинового слоя. Резинотканевые резервуары обладают рядом преимуществ по сравнению с металлическими.

Однако в отличие от металлических они требуют более бережного обращения и соблюдения определенных правил при их эксплуатации.

Резинотканевые резервуары можно перевозить как заполненными, так и порожними. В заполненном состоянии их транспортируют автотранспортом при объеме резервуара до 10 м<sup>3</sup>, а в порожнем состоянии — при объеме до 50 м<sup>3</sup> и более. Порожние резервуары, доставленные к месту установки, заполняют нефтепродуктом и хранят обычно на открытых площадках под навесом, а также в закрытых помещениях. Наиболее широкое применение получили резервуары объемом 2,5—50 м<sup>3</sup>. В отдельных случаях изготавливают резервуары и больших объемов — до 400 м<sup>3</sup>. Известно применение резинотканевых резервуаров (оболочек) в качестве транспортных емкостей для перевозки нефтепродуктов по воде. Объем таких резервуаров достигает 400 м<sup>3</sup> при длине 63 м и диаметре 3 м.

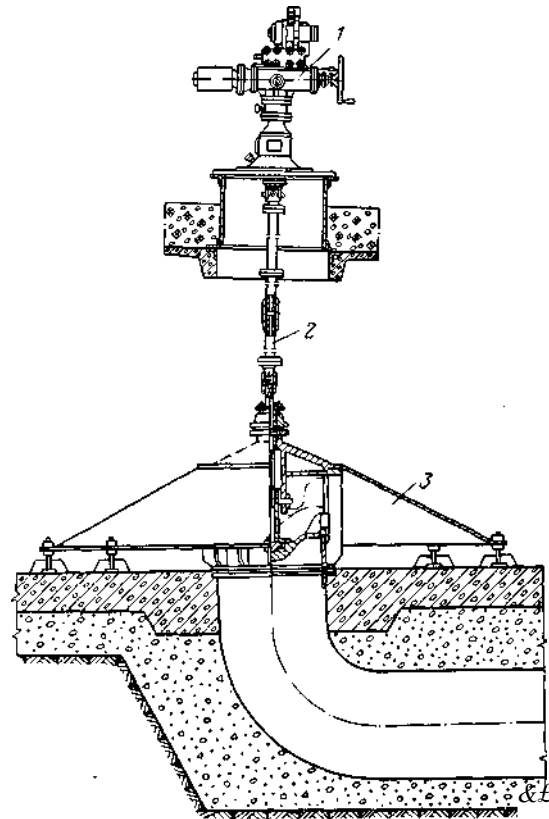


Рис. 6.24. Приемно-раздаточное устройство  
1 — электропривод; 2 — штанга к донному клапану  
3 — запорный (донный) клапан

Подводные резервуары представляют собой емкости, погруженные в воду. Принцип подводного хранения нефти и нефтепродуктов основан на том, что плотность нефти и нефтепродуктов меньше плотности воды и они практически не смешиваются с ней. Исходя из этого, многие конструкции резервуаров запроектированы без днища в виде колокола. Продукт в таких емкостях хранится на водяной подушке. По мере откачивания продукта резервуар заполняется водой. В подводный резервуар нефтепродукт

закачивают под давлением насосами, а забирают его под давлением столба воды, находящейся над резервуаром. По степени погружения в воду подводные резервуары делятся на донные — стационарные и резервуары плавающие — переменной плавучести. Существует еще много разновидностей подводных хранилищ, однако все они основаны на принципе вытеснения нефтепродукта из резервуаров гидростатическим давлением воды.

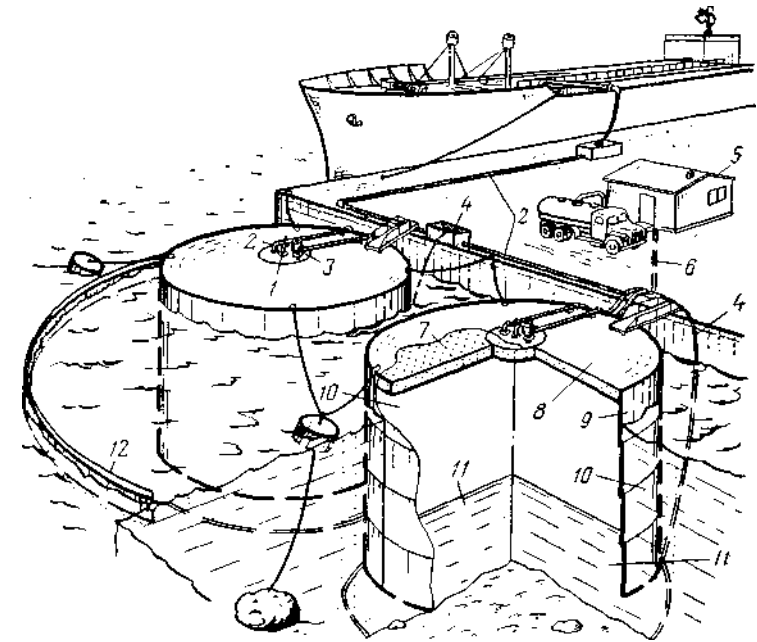


Рис. 6.25. Подводный резервуар переменной плавучести:

1 — патрубок для отвода воздуха; 2 — трубопровод для залива нефтепродуктов; 3 — насос; 4 — шланг для подачи сжатого воздуха; 5 — насосная; 6 — нефтепродуктопровод; 7 — плавающая кровля; 8 — крыша; 9 — обечайка; 10 — нефтепродукт; 11 — водяная подушка; 12 — защитный бон

Подводные резервуары бывают железобетонные, из эластичных синтетических или резинотканевых материалов. Известны и металлические подводные резервуары, однако в этих условиях стальная обечайка выполняет роль изоляционной, разделительной перегородки между водой и продуктом. Одним из наиболее экономичных типов подводных хранилищ являются эластичные емкости различной формы — цилиндрические со сферическим дном или в виде подушки. При расположении емкостей со сферическим дном их закрепляют при помощи якорей. Заполнение емкости производится насосом, а опорожнение под действием гидростатического давления воды на оболочку, которое вытесняет нефть по гибким трубопроводам наверх. При полном опорожнении резервуара эластичная оболочка сплющивается. На поверхности воды плавает буй, с которым связаны гибкими трубопроводами подводная емкость

и бункеровочное судно. Во время рабочих операций трубопроводы, связывающие танкер и буй, плавают на поверхности воды, а по окончании этих операций их погружают в воду. Регулирование положения трубопроводов осуществляется при помощи подачи и откачки сжатого воздуха в проложенные параллельно рабочим трубопроводам шланги-понтонны. Объем отдельных емкостей достигает  $400 \text{ м}^3$ . Имеются проекты более крупных подводных емкостей с отдельными конструктивными разновидностями, в том числе железобетонные и металлические. Известны конструкции стационарных подводных металлических резервуаров, объем которых достигает  $82\,000 \text{ м}^3$ .

Металлический резервуар с переменной плавучестью показан на рис. 6.25. Резервуар представляет собой вертикальную цилиндрическую емкость без дна с кровлей (крышей) 7 (8), которая жестко связана с обечайкой резервуара 9 и является одновременно поплавком, поддерживающим резервуар в плавающем состоянии; при заполнении нефтепродуктом 10 резервуар всплывает над поверхностью воды на высоту, величина которой определяется в зависимости от соотношения плотности воды в море (водоеме) и нефтепродукта, а также от степени заполнения емкости. На крыше каждого резервуара устанавливают насос 3, обеспечивающий все необходимые технологические операции. Объем резервуаров этого типа достигает  $10\,000 \text{ м}^3$ .

Подводные резервуары являются перспективными конструкциями для применения на морских нефтебазах в тех случаях, когда по местным условиям они могут оказаться более эффективными по сравнению с наземными или подземными береговыми резервуарами, а также на морских нефтепромыслах.

### § 5. Определение объема резервуарных парков, выбор типа резервуаров

Объем резервуарного парка нефтебазы определяют в зависимости от ее грузооборота, при этом учитывают характер основных операций и назначение нефтебазы, а также ее территориальное (географическое) расположение. В основу расчета емкости принимают годовой грузооборот и годовые планы (графики) завоза, вывоза и местной реализации нефтепродуктов по месяцам с учетом перспективных изменений, очередности и сроков строительства. Кроме того, учитывается грузоподъемность железнодорожных маршрутов и нефтеналивных судов. Расчет емкости производится путем построения совмещенных графиков завоза и вывоза нефтепродуктов или аналитически — по месячным разностям между завозом и вывозом.

На рис. 6.26 показан графический метод определения объема перевалочной нефтебазы; графики поступления (а) и отгрузки (б) нефтепродукта характеризуют интенсивность работы нефтебазы в течение года. При наложении этих графиков получают график (в), на котором площади, обозначенные плюсом и минусом, показывают соответственно превышение завоза над вывозом и вывоза над завозом. Если завоз равен вывозу, то сумма положительных площадей равна

отрицательной площади. Точки пересечения кривых завоза и вывоза определяют периоды слабого и интенсивного отпуска нефтепродуктов. Кривая *oab* на графике (г) характеризует превышение завоза над вывозом, когда заполняют резервуарные емкости, причем наибольший их объем потребуются в конце периода слабого отпуска (ордината  $V_{\max}$ ). По достижении максимума (точка б) кривая изменения емкости будет понижаться (участок *bed*) до конца периода интенсивного отпуска. Затем вновь начинается период слабого отпуска

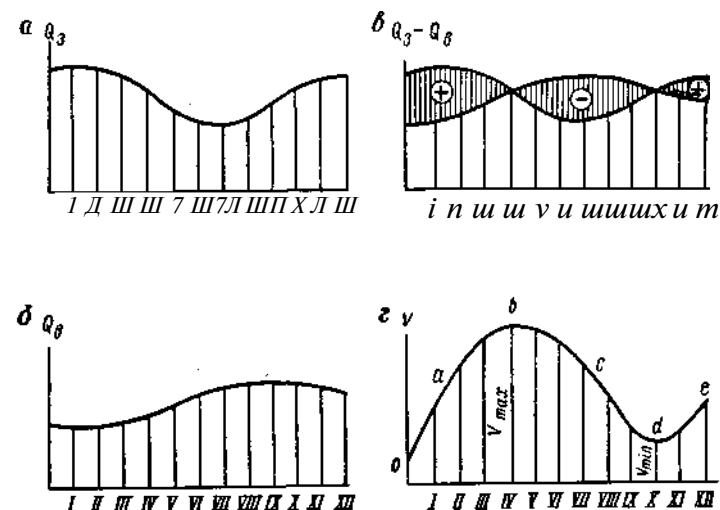


Рис. 6.26. Графическое определение объема нефтебазы

и кривая снова начинает повышаться (*dc*), т. е. завоз будет превышать вывоз.

Необходимый для нефтебазы объем резервуарного парка

$$V = V_{\max} - V_{\min} \quad (6.23)$$

Если, например  $V_{\max} = 25\%$  и  $V_{\min} = -10\%$  годовой реализации нефтепродукта, то необходимый объем составит  $V = 25 - (-10) = 35\%$  годового оборота. Аналитически объем нефтебазы определяют обычно по объему месячного завоза и вывоза нефтепродуктов в процентах от годового оборота или в абсолютных цифрах. Иногда пользуются данными за неделю или декаду. В качестве примера в табл. 6.7 приведен расчет объема нефтебазы в процентах от годового оборота, где знаком (—) обозначено превышение вывоза над завозом и знаком (+) превышение завоза над вывозом, получаемые как разность показателей первой и второй строк и записанная в третьей строке. В четвертой строке показано изменение объема резервуарного парка по месяцам, получаемое как сумма помесечных остатков нефтепродуктов. В данном примере объем резервуарного парка составит  $V = V_{\max} - V_{\min} = 2 - (-27) = 29\%$  годового грузооборота.

Таблица 6.7

Определение объема резервуарного парка нефтебазы по грузообороту (в %)

Показатели	Месяцы											Сумма	
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь		Декабрь
Завоз . . . . .	2	5	5	7	9	12	15	12	10	9	8	6	100
Вывоз . . . . .	14	12	10	10	7	3	3	7	9	10	9	6	100
Месячный остаток	-12	-7	-5	-3	-2	+9	+12	+5	+1	-1	-1	0	-
Сумма месячных остатков . . . . .	-12	-19	-24	-27	-25	-16	-4	+1	+2	+1	0	0	-

Расчетный объем резервуарного парка нефтебазы принимают с учетом коэффициента использования  $\eta = 0,95$ , т. е. при максимальном заполнении резервуаров нефтепродуктом на 95% их объема.

При отсутствии графиков завоза — вывоза (выборки) объем резервуара на нефтебазах определяется для каждого сорта нефтепродуктов следующим образом:

1) для железнодорожных распределительных нефтебаз по формуле

$$V = \frac{Q_{ср}k}{\rho\eta}, \quad (0.24)$$

где  $V$  — расчетный объем, м<sup>3</sup>;  $Q_{ср}$  — средняя месячная реализация нефтепродуктов, т;  $\rho$  — плотность нефтепродукта, т/м<sup>3</sup>;  $\eta$  — коэффициент использования резервуаров;  $k$  — коэффициент неравномерности поступления и реализации нефтепродуктов, ориентировочно принимаемый по табл. 6.8;

Таблица 6.8

Коэффициенты неравномерности поступления и реализации нефтепродуктов на нефтебазах

Наименование	Значение коэффициента $h$	
	для светлых нефтепродуктов	для сысл и темных нефтепродуктов
Промышленные города . . . . .	1,0	1,50"
Промышленные районы . . . . .	1,1	1,65
Районы, в которых промышленность потребляет 70% нефтепродуктов и сельское хозяйство 30%	1,2	1,80
Районы, в которых промышленность потребляет 30% нефтепродуктов, а сельское хозяйство 70%	1,5	2,25
Сельскохозяйственные районы . . . . .	1,8	2,70

2) для водных распределительных нефтебаз, расположенных на замерзающих водных путях, по формуле

$$V = 1,15 \frac{Q+q}{\rho 0,95}, \quad (6.25)$$

где  $Q$  — реализация, определяемая условиями завоза, т (при завозе один раз в год — годовая реализация; при завозе в течение всей навигации — реализация межнавигационного периода; при завозе в течение двух навигационных периодов — реализация в больший из межнавигационных периодов);  $q$  — переходящий двухнедельный запас, т; 1,15 — коэффициент, учитывающий запаздывание начала и преждевременное закрытие навигации, а также другие особые условия судоходства;  $\rho$  — плотность нефтепродукта, т/м<sup>3</sup>; 0,95 — коэффициент использования резервуаров;

3) для водных распределительных нефтебаз, расположенных на незамерзающих водных путях, — аналогично железнодорожным распределительным нефтебазам с учетом грузоподъемности (разового завоза) и неравномерности прибытия судов. Для водных перевалочных нефтебаз, расположенных на замерзающих путях, — переходящим запасом, обеспечивающим разницу между завозом и вывозом в начале и конце навигации;

4) для перевалочно-распределительных нефтебаз объем определяется отдельно для перевалочных и распределительных операций по указанной выше методике. Суммарный объем при этом корректируется умножением величины меньшего расчетного объема на коэффициент 1,0—0,5, учитывающий несовпадение максимумов [перевалочных и распределительных операций.

Отношение годового оборота нефтебазы к установленному объему называют коэффициентом оборачиваемости резервуарного парка. Этот коэффициент характеризует степень его использования и в зависимости от типа нефтебазы колеблется в пределах 1—30 и выше. Наибольшую оборачиваемость имеют железнодорожные нефтебазы, наименьшую — нефтебазы на замерзающих водных путях. При известном значении коэффициента оборачиваемости  $k$  и числе дней в расчетном периоде  $t$  определяется продолжительность (запас) хранения нефтепродуктов по формуле

$$T = \frac{t}{k}. \quad (6.26)$$

Тип резервуаров и их число определяют с учетом обеспечения необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров, а также требования о минимальном расходе металла и других материалов на сооружение резервуаров нефтебазы. Резервуары выбирают по возможности однотипными по конструкции, однако с обязательным условием, чтобы обеспечивалось хранение в них нефтепродуктов при минимальных потерях от испарения. Обычно для одного сорта нефти или нефтепродукта предусматривают не менее двух резервуаров из соображений отстоя воды и проведения работ по зачистке резервуаров, а также на случай совмещения операций по приему

и откачке нефтепродуктов из резервуаров. Однако минимальный объем резервуара для каждого сорта нефтепродуктов принимается: для масел — не менее 75 м<sup>3</sup>, для светлых нефтепродуктов — не менее 100 м<sup>3</sup>.

При выборе типа резервуара для хранения нефтей и нефтепродуктов рассматривают металлические, железобетонные резервуары, а также подземные резервуары-хранилища в зависимости от сорта и объема хранения. Металлические резервуары применяют для всех видов нефтей и светлых нефтепродуктов; допускается хранение в них темных нефтепродуктов (мазута), когда для этих целей не целесообразно применять другие резервуары. Железобетонные резервуары используют главным образом для темных нефтепродуктов и нефтей. В подземных резервуарах-хранилищах хранят нефть и нефтепродукты в больших количествах (при благоприятных геологических условиях), когда применять металлические резервуары неэкономично как по стоимости, так и по расходу металла. Заглубленные железобетонные резервуары и подземные хранилища отличаются относительно постоянным температурным режимом, что обеспечивает хранение светлых нефтепродуктов при минимальных потерях от испарения, а при хранении темных, подогреваемых нефтепродуктов (в железобетонных резервуарах) тепловые потери в окружающую среду сводятся к минимуму.

{Пример 6.3. Определить ориентировочный потребный объем резервуарного парка нефтебазы и средний коэффициент оборачиваемости емкости.

Исходные данные: хранению подлежат светлые и темные нефтепродукты с объемом реализации ( грузооборотом) соответственно 60 000 и 36 000 т. Средняя относительная плотность: светлых нефтепродуктов  $\rho_c = 0,750$ , темных нефтепродуктов  $\rho_t = 0,880$ . Нефтебаза расположена в промышленном районе.

Решение. Расчет ведем по формуле (6.24). Среднемесячная реализация светлых нефтепродуктов  $60\ 000 : 12 = 5000$  т; темных нефтепродуктов  $36\ 000 : 12 = 3000$  т. Коэффициент неравномерности поступления и реализации нефтепродуктов по табл. 6.8: для светлых нефтепродуктов составляет 1,1, для темных нефтепродуктов — 1,65. Отсюда расчетный объем резервуарных парков для светлых нефтепродуктов:

$$V = \frac{Q_{ср}k}{\rho\eta} = \frac{5 \cdot 10^3 \cdot 1,1}{0,75 \cdot 0,95} = 7,7 \text{ тыс. м}^3;$$

для темных нефтепродуктов

$$V = \frac{3 \cdot 10^3 \cdot 1,65}{0,88 \cdot 0,95} = 5900 \text{ м}^3.$$

Общий объем резервуарного парка

$$V_0 = 7,7 \cdot 10^3 + 5,9 \cdot 10^3 = 13\ 600 \text{ м}^3.$$

Коэффициент оборачиваемости резервуаров для светлых нефтепродуктов  $\frac{6,0 \cdot 10^3}{0,75 \cdot 7,7 \cdot 10^3} = 10,4$ , для темных нефтепродуктов  $\frac{36 \cdot 10^3}{0,88 \cdot 5,9 \cdot 10^3} = 6,93$ .

Средний коэффициент оборачиваемости  $\frac{10,4 + 6,93}{2} = 9$ .

Продолжительность хранения, принимаемая за расчетный период года,

$$T = \frac{\tau}{k} = \frac{365}{9} = 40 \text{ дней.}$$

Аналогичный расчет может быть выполнен более подробно для каждого сорта нефтепродукта при условии, если в задании приводится номенклатура Л объем их реализации.

## i § 6. Подземные хранилища нефти и нефтепродуктов

Подземные хранилища нефти и нефтепродуктов сооружают в различных естественных и искусственных емкостях (горных выработках). Подземное хранение основано на неизменяемости химического состава нефти и нефтепродуктов при прямом контакте с горными породами и на возможности уравнивания избыточного давления их паров давлением лежащих над емкостью горных пород. Подземные хранилища предназначены главным образом для хранения больших запасов нефти и нефтепродуктов с целью обеспечения максимального их сезонного потребления. Хранилища этого типа являются наиболее экономичными и требуют значительно меньшей площади застройки по сравнению с наземными резервуарными парками.

Выбор типа хранилища зависит от геологической характеристики пластов, географического месторасположения и комплекса эксплуатационных показателей, учитываемых при технико-экономических расчетах.

Подземные хранилища нефтепродуктов различают нескольких типов в зависимости от схемы устройства и способа их сооружения. К основным типам относятся: хранилища в отложениях каменной соли; шахтные хранилища; хранилища, создаваемые в естественных и искусственных выработках и сооружаемых специальными методами. Наибольшее распространение получили хранилища, сооружаемые в отложениях каменной соли, так как в большинстве случаев они являются наиболее экономичными, а месторождения каменной соли широко распространены по территории СССР.

Подземные хранилища в отложениях каменной соли сооружают путем размыва (выщелачивания) полостей в толще

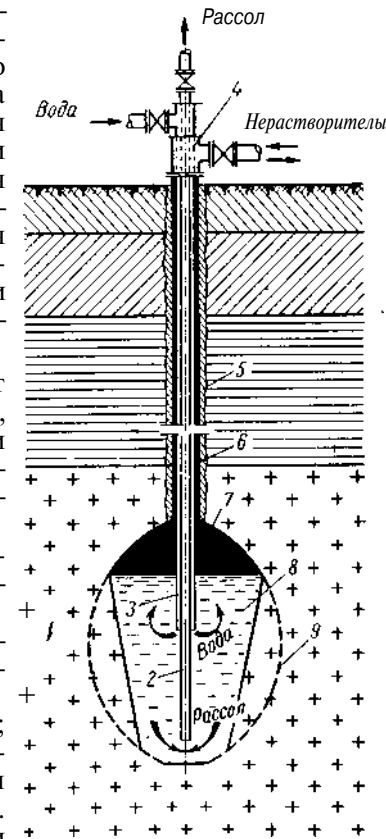


Рис. 6.27. Подземная емкость в пласте каменной соли, размываемая циркуляционным методом:

1 — пласт каменной соли; 2 — расолоподъемная (рабочая) колонна труб; 3 — водопадающая (рабочая) колонна труб; 4 — оголовок скважины; 5 — цементация затрубного пространства; 6 — колонна обсадных труб; 7 — нерастворитель; 8 — размываемая камера; 9 — проецируемый контур емкости

соли через буровые скважины. Размыв каменной соли осуществляют двумя основными способами — циркуляционным и струйным. Циркуляционный метод (рис. 6.27) заключается в том, что размыв производится путем закачки пресной воды по одной колонне труб с выдавливанием рассола по другой. С этой целью скважина оборудуется тремя колоннами труб. В водоподающую колонну труб

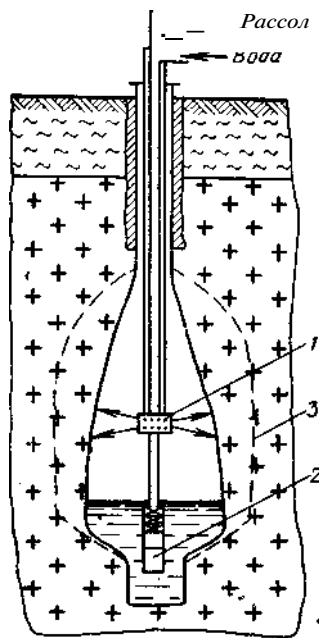


Рис. 6.28. Подземная емкость в пласте каменной соли, размываемая струйным методом:

1 — ороситель с насадками; 2 — погружной электронасос для откачки рассола; 3 — проектный контур емкости

поступает вода, которая, растворяя каменную соль, превращается в рассол; последний вследствие повышенной плотности опускается в нижнюю часть камеры. По мере поступления новых порций свежей воды давление в камере повышается и рассол вытесняется на поверхность по рассолоподъемной колонне труб. Отмытую до проектных размеров верхнюю часть подземной камеры предохраняют от дальнейшего растворения путем снижения уровня нерастворителя, вводимого по обсадной колонне труб. Нерастворителем называют жидкость, которая легче воды, или газ, не входящий в химические соединения с каменной солью, рассолом и водой. В качестве нерастворителя обычно используют нефтепродукты, для хранения которых размывается емкость, или воздух. Каменная соль легко растворяется в пресной воде. В 1 м<sup>3</sup> воды при 20° С может раствориться до 385 кг соли. Для образования 1 м<sup>3</sup> емкости требуется 6—7 м<sup>3</sup> воды.

В процессе эксплуатации нефть или нефтепродукт отбирают замещением (выдавливанием) его рассолом, который подают по колонне для рассола вниз камеры под нефтепродукт (или нефть) из специального рассолохранилища, а при замещают рассол нефтепродуктом (или нефтью). Объем рассолохранилищ принимают равным объему хранилища. Минимальную глубину залегания подземных емкостей определяют, исходя из геологических условий, физических свойств нефти или нефтепродуктов (сжиженных газов), упругости их паров. Так, учитывая, что 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>) рабочего давления в емкости уравновешивается давлением толщи пород (над емкостью) мощностью не менее 6 м, заглубление хранилища для сжиженного бутана принимают не менее 40—60 м, а для сжиженного пропана 80—100 м.

Вышеописанная схема размыва емкостей называется выщелачиванием по методу «снизу — вверх». Применяют также методы выщелачивания «сверху — вниз», т. е. когда размыв емкости начинают сверху, и «комбинированный», когда размыв осуществляют одно

временно обоими методами, т. е. емкость формируют навстречу друг другу: нижнюю часть размывают в восходящем направлении, а верхнюю часть — в нисходящем.

Наиболее распространенный водоструйный метод размыва (рис. 6.28) заключается в том, что размыв производится струями воды, разбрызгиваемыми при атмосферном или повышенном давлении в емкости специальным оросителем. При этом рассол откачи-

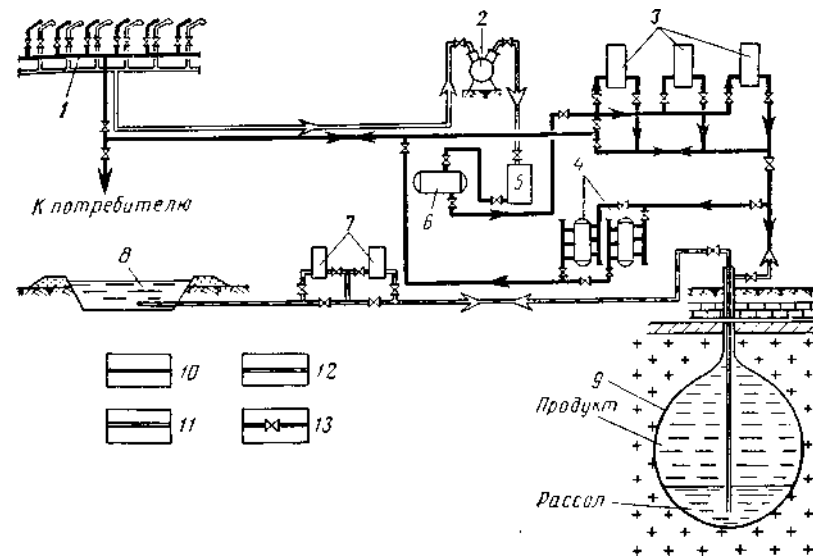


Рис. 6.29. Схема эксплуатации подземного хранилища в соляном пласте:

1 — железобетонная эстакада; 2 — компрессор; 3 — насосы для перекачки нефтепродукта; \* — установка для осушки газа; 5 — конденсатор; 6 — сборник конденсата; 7 — насосы для перекачки рассола; 8 — хранилище рассола; 9 — подземная емкость; 10 — трубопровод жидкой фазы; 11 — трубопровод паровой фазы; 12 — трубопровод для залива рассола; 13 — задвижка, вентиль, кран

вается из зумпфа размываемой камеры погружным насосом или выдавливается сжатым воздухом (или газом). Ороситель с насадками, размещаемый на водоподающей трубе, медленно вращается под напором воды, а также может перемещаться по высоте емкости. В отдельных случаях применяют систему размывающих насадок по высоте водоподающей колонны труб. Струйный метод, обычно применяемый при сооружении емкостей в твердых отложениях каменной соли на глубинах не более 300—400 м, отличается высокой производительностью.

Определение глубины залегания и мощности соляного пласта, качества каменной соли, необходимых для выбора метода размыва, осуществляется геофизическими методами и разведочным бурением. Размеры емкости в процессе выщелачивания постоянно контролируются путем определения значений концентрации и количества выдавливаемого рассола. Готовые подземные камеры обмеряют методом ультразвуковой локации с помощью гидролокатора, основанного

Сравнительные данные о расходе стали и трудовых затратах в хранилищах сжиженного газа и в стальных наземных резервуарах (на 1 м<sup>3</sup> объема хранилища)

Тип хранилища	Расход стали, кг	Трудовые затраты, чел/ч
Стальные наземные резервуары высокого давления	317	9
Подземные хранилища:		
в соляных пластах	5	0,8
шахтного типа (в горных выработках)	7	2,7

на регистрации посылаемых импульсов от глубинного вибратора до стенок емкости и обратно. Зная время и скорость распространения звуковых волн в рассоле, определяют расстояние и за каждый оборот прочерчивают контур сечения на определенной глубине.

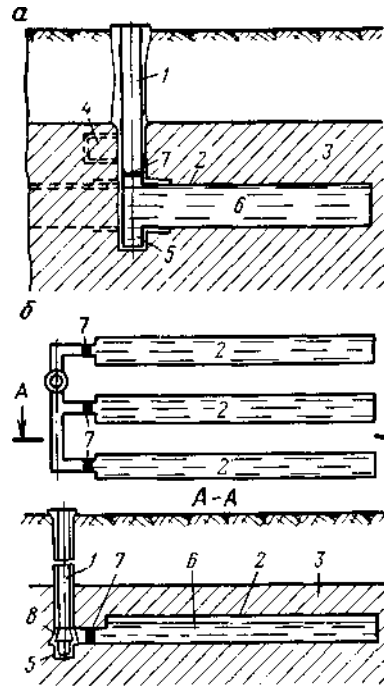


Рис. 6.30. Схемы подземных емкостей шахтного типа:

а — емкость на один продукт; б — емкость для нескольких продуктов; 1 — ствол; 2 — емкость; 3 — непроницаемая горная порода; 4 — насосная камера; 5 — зумпф; 6 — нефтепродукт; 7 — герметичная переключка; 8 — коллекторные выработки

Хранение нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов в подземных хранилищах происходит при постоянной температуре и под давлением столба рассола в рассольной колонне, что обеспечивает качественную их сохранность.

На рис. 6.29 показана схема эксплуатации подземного хранилища для сжиженного газа (или нефтепродукта) в соляном пласте. Из железнодорожных цистерн эстакады 1 сжиженный газ (пропан) перекачивается в хранилище 9 при помощи насосов 3, вытесняя из нее рассол в рассолохранилище 8. После слива жидкой фазы железнодорожные цистерны освобождаются от паров при помощи компрессора 2, подающего газ в конденсатор 5. В сборнике 6 газ сжимается до получения конденсата. Из сборника сжиженный газ периодически откачивается в подземную емкость 9. Обратный процесс, т. е. выдача газа из хранилища, производится путем выдавливания его рассолом, забираемым при помощи насосов 7 из рассолохранилища 8. После насосов сжиженный газ подается в железнодорожные цистерны, а при необходимости предварительно пропускается через установку осушки 4.

**Шахтные хранилища** представляют собой систему горных выработок, связанных с поверхностью вертикальными стволами (рис. 6.30). Такие хранилища обычно сооружают в горных породах, являющихся непроницаемыми и химически нейтральными к хранимым нефтепродуктам (нефти), а также неизменяющих своей прочности в процессе длительного контакта с ними. К таким породам, например, относятся гипс, доломит, известняк, ангидрит, каменная соль, мергели, глинистые сланцы, гранит и др. Подземные хранилища сооружают в виде выработок камерного типа (штолен) сводчатой или прямоугольной формы и с устройством вскрывающих вертикальных стволов, сечение которых принимается с учетом размещения горнопроходческого оборудования на время строительных

работ и технологического — на период эксплуатации. Для герметизации хранилищ во вскрывающих или подходных выработках возводятся специальные переключки. Глубина заложения выработок-хранилищ определяется глубиной залегания пласта непроницаемых пород. Оптимальная глубина заложения выработок-хранилищ является: для нефти и нефтепродуктов 20—40 м, для сжиженного газа 80—100 м. Подземные газонефтехранилища объемом 100 000—300 000 м<sup>3</sup> можно строить и на значительно большей глубине — 200—300 м.

Об эффективности подземных хранилищ можно судить по сравнительным показателям расхода стали и трудовым затратам по сравнению с наземными металлическими резервуарными парками, приведенными в табл. 6.9.

Кроме указанных типов хранилищ в соляных пластах малой мощности толщиной 10—20 м сооружают емкости галерейного типа, для чего наклонную скважину бурят параллельно простиранию пласта. Выщелачивание в этом случае достигается путем нагнетания воды вдоль пласта, при этом камеры получают форму, вытянутую вдоль пласта.

Известны также отдельные хранилища для нефти, созданные в соляных куполах под морским дном. Для хранения сжиженных газов в небольших количествах применяют подземные вертикальные хранилища, облицованные железобетонной оболочкой.

Учитывая, что подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и газа являются экономически выгодными и наиболее перспективным видом хранения, они с каждым годом получают все большее применение.

Хранилища специального типа включают: ледогрунтовые хранилища; хранилища, создаваемые в естественных и искусственных выработках, и хранилища, сооружаемые взрывными методами.

**Ледогрунтовые хранилища** сооружают в северных районах страны (в зонах вечной мерзлоты), где требуется создавать большие запасы нефтепродуктов, доставляемых в летнее время. Такие хранилища устраивают в виде траншей в многолетнемерзлом грунте, которые имеют специально замороженное ледяное покрытие сводчатой формы, покрытое сверху теплоизоляционным слоем (для



поддержания в хранилище температуры не выше  $-3^{\circ}\text{C}$ ). Дно и борт траншеи также облицовывают льдом. Лед на стенки хранилища наносят намораживанием ледяного слоя путем послойного нанесения воды на охлажденные поверхности или выкладыванием ледяных блоков. Необходимое оборудование для закачки и выкачки нефтепродуктов устанавливают в специальном колодце. Закачиваемый нефтепродукт должен иметь температуру не выше  $0^{\circ}\text{C}$ , что в необходимых случаях обеспечивается специальной холодильной установкой.

Хранилища в выработках сооружают в естественных и искусственно создаваемых выемках в виде отработанных соляных копей, шахт, а также в виде различных выработок и карьеров. В этом случае достигается существенная экономия за счет сведения к минимуму выполнения земляных и горных работ. Выработки используются путем установки в них резервуаров или специальной облицовкой их внутренних поверхностей. Выемки в отдельных случаях используются для наполнения их водой с последующей установкой в них резервуаров подводного типа.

Хранилища, сооружаемые взрывным методом, являются весьма перспективными. Для образования подземной емкости на определенную глубину бурят скважину, в основание которой закладывают заряд. В результате камуфлетного взрыва образуется полость сфероидальной формы с уплотненными стенками. Такие хранилища наиболее целесообразно создавать в пластах пластической глины и суглинков, которые обладают необратимыми пластическими деформациями под действием больших давлений, возникающих при взрыве.

## ГЛАВА 7

### ПОДОГРЕВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НЕФТЕБАЗАХ

#### § 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 (мазут, смазочное масло) вызывают значительные трудности. Объясняется это тем, что темные нефтепродукты при понижении температуры наружного воздуха становятся более вязкими и снижают подвижность; транспортирование их без подогрева становится невозможным. В связи с этим высоковязкие нефтепродукты подогревают для понижения вязкости до значений, при которых достигается их подвижность и экономичность работы перекачивающих насосов и трубопроводных коммуникаций. Подогрев осуществляется как при хранении, так и при транспортировке и прямо-раз-

даточных операциях, включая отстой, осветление и регенерацию масел.

Для подогрева применяют различные теплоносители; водяной пар, горячую воду, горячие нефтепродукты и газы, а также электроэнергию. Наибольшее применение имеет водяной пар, обладающий высоким теплосодержанием и теплоотдачей, легко транспортируемый, в большинстве случаев не представляющий пожарной опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением  $0,3-0,4\text{ МПа}$  ( $3-4\text{ кгс/см}^2$ ), обеспечивающий нагрев нефтепродуктов до  $80-100^{\circ}\text{C}$ .

Горячую воду применяют в тех случаях, когда ее имеется в большом количестве, так как теплосодержание воды в 5–6 раз меньше теплосодержания насыщенного пара.

Горячие газы имеют ограниченное применение, так как они отличаются малым теплосодержанием, низким коэффициентом теплоотдачи и малой объемной удельной теплоемкостью и поэтому требуются в больших количествах; используются лишь при разогреве нефтепродуктов в автоцистернах и в трубчатых подогревателях при наличии отработанных газов.

Горячие масла в качестве теплоносителей также применяют редко, когда требуется разогреть тугоплавкие нефтепродукты теплоносителем с высокой температурой вспышки, для которых малоэффективен или невозможен разогрев горячей водой и паром.

Электроэнергия — один из эффективных теплоносителей, однако при использовании электроподогревательных устройств необходимо соблюдать повышенные противопожарные требования.

Существует несколько способов подогрева водяным паром: разогрев острым паром, трубчатыми подогревателями и циркуляционный подогрев.

Подогрев острым (открытым) паром — это акой подогрев, когда насыщенный пар подается непосредственно в нефтепродукт, где он конденсируется, сообщая нефтепродукту необходимое тепло. Этот способ применяют главным образом для разогрева топочного мазута при сливе из железнодорожных цистерн. Недостаток данного способа — необходимость удаления в дальнейшем воды из обводненного нефтепродукта.

Подогрев трубчатыми подогревателями заключается в передаче тепла от пара к нагреваемому нефтепродукту через стенки подогревателя, вследствие чего исключается непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктом. Применяют этот способ во всех случаях, когда не допускается обводнение нефтепродуктов как при хранении в резервуарах, так и при транспорте в железнодорожных цистернах, нефтеналивных судах и т. д. Пар, поступая в трубчатый подогреватель, отдает тепло нефтепродукту через стенку подогревателя, а сконденсировавшийся пар — конденсат отводится через конденсатоотводчики (конденсационные горшки) наружу, благодаря чему исключается обводнение нефтепродукта.

Циркуляционный подогрев основан на разогреве основной массы нефтепродукта тем же нефтепродуктом, но предварительно подогретым в теплообменниках. Горячая струя

подаваемого насосом в резервуар предварительно разогретого нефтепродукта, попадая в основную массу застывшего нефтепродукта, перемешивается с ним и отдает ему тепло, нагревая до требуемой температуры, обеспечивающей его текучесть. Циркуляционный подогрев применяют в основном при обслуживании крупных резервуарных парков с устройством централизованной теплообменной установки, а также при разогреве и сливе нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

## § 2. Конструкции и расчет подогревателей

По конструкции подогреватели в зависимости от назначения делятся на: подогреватели при сливе нефтепродуктов из транспортных емкостей, подогреватели при хранении в резервуарах и подогреватели трубопроводов.

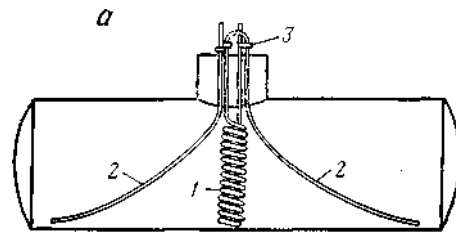
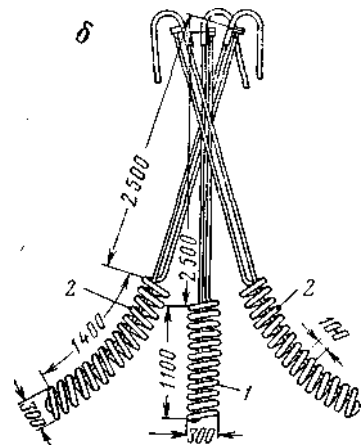


Рис. 7.1. Переносные подогреватели для разогрева нефтепродуктов:

а — установка змеевика в железнодорожной кистерне; б — змеевик в сборе; 1 — центральный змеевик; 2 — боковые змеевики; 3 — трубы для подвода пара и отвода конденсата



Подогреватели при сливе нефтепродуктов различаются по способу подогрева и типу транспортной емкости.

Для подогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах применяют следующие подогреватели.

Подогреватели острым паром — по конструкции представляют собой перфорированные трубчатые штанги, помещенные в толщу жидкости, при этом пар поступает через отверстия в штангах. Используются только для разогрева мазута, допускающего частичное обводнение.

Подогреватели глухим паром — подразделяются на переносные и стационарные. Переносные подогреватели помещают внутрь железнодорожной цистерны только на время разогрева, а по окончании их извлекают. Подогреватели (рис. 7.1), изготовленные из дюралюминиевых труб размером 38 X 2 мм, состоят из трех секций — центральной и двух боковых (изогнутых), помещаемых в железнодорожную цистерну поочередно. В зависимости от

типа железнодорожных цистерн и сорта подогреваемого нефтепродукта применяют подогреватели поверхностью нагрева 4,5—23,2 м<sup>2</sup> при давлении пара до 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>). Стационарные подогреватели находятся внутри железнодорожной цистерны постоянно.

Подогреватель циркуляционного подогрева представляет собой теплообменную установку (УРС-2), близко расположенную от сливно-наливных устройств и предназначенную для подогрева нефтепродукта, подаваемого в виде горячей струи в железнодорожную цистерну (рис. 7.2). Горячая струя размывает и нагревает мазут, который забирается из цистерны. Благодаря перемешиванию происходит интенсивный разогрев основной массы нефтепродукта (мазута). Внутри цистерны устанавливают раскладывающееся гидромониторное устройство, осуществляющее возвратно-поступательное движение вдоль сопел нижней образующей цистерны для лучшего прогрева жидкости. Такую подогревательную установку применяют преимущественно для слива одиночных цистерн, так как при маршрутном сливе требуются теплообменники и насосное оборудование большой мощности.

Разновидностью подогревателей этого типа является совмещенный погружной насос-пароподогреватель (рис. 7.3), включающий два трубчатых подогревателя со встроенными в них шнековыми насосами, электродвигатель и систему передачи тепловой и электрической энергии.

Раскладка подогревателей по нижней образующей цистерны перед подогревом и поворот их в нерабочее положение перед уборкой из цистерны осуществляются системой тросов. После подачи пара в подогреватель, запускают шнековые насосы, которые, забирая жидкость из внутренней полости теплообменников, подают ее в направлении к сливному прибору и к торцам цистерны, чем обеспечивается интенсивная циркуляция (конвекция), ускоряющая процесс слива.

Подогреватели «паровые рубашки» представляют собой неотъемлемую часть железнодорожных цистерн и являются наиболее эффективными, так как сокращают расход пара, исключают обводнение топлива и уменьшают его остаток в нижней части котла.

Электроподогреватели представляют собой погружные электрогрелки в виде нагревателей сопротивления, смонтированных на изоляторах. Известно несколько типов электрогрелок, в том числе круглая и двойная раскладная.

Двойная раскладная электрогрелка состоит из двух шарнирно-соединенных секций, которые раскрываются по мере разогрева нефтепродукта, увеличивая тем самым зону разогрева. Мощность электрогрелок составляет 50—70 кВт. Обычно применяют их для подогрева вязких нефтепродуктов (масел), имеющих высокую температуру вспышки и коксуюемость.

Для безопасного обслуживания аппаратуру и оборудование (распределительные щиты, котел цистерны, железнодорожные пути) надежно заземляют. Электроэнергия включается только после

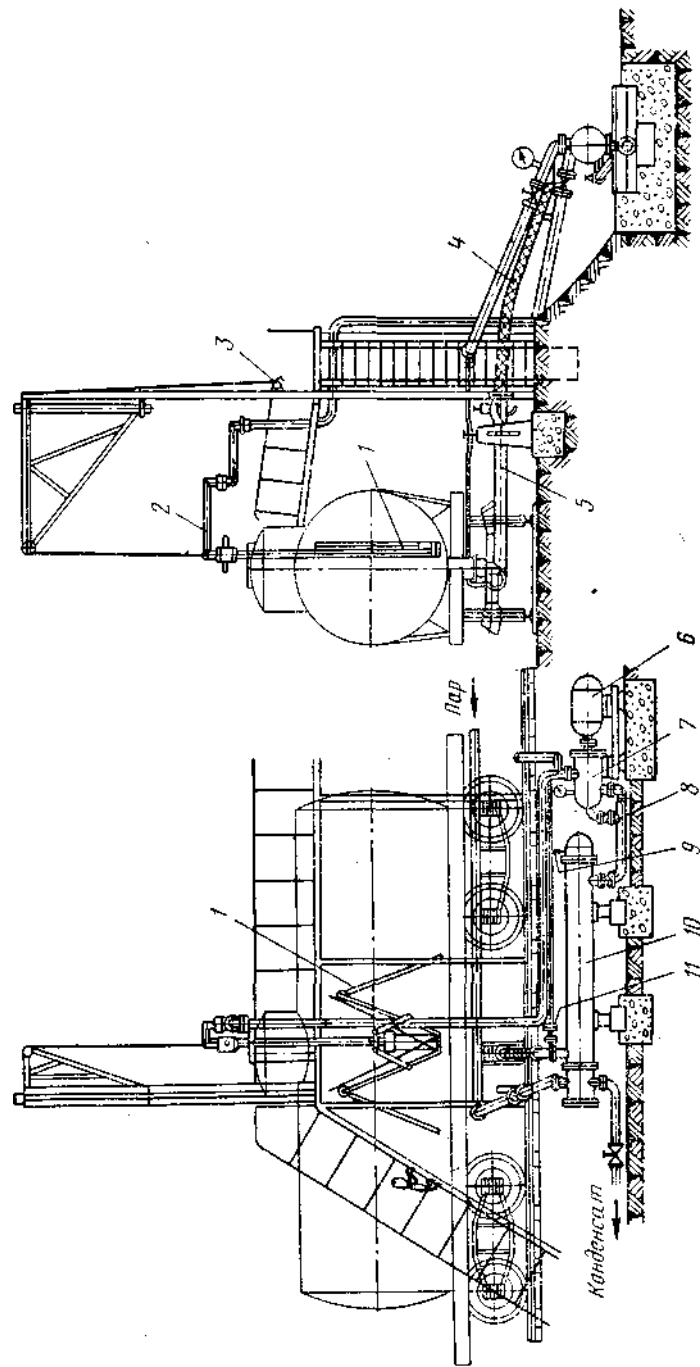


Рис. 7.2. Установка циркуляционного подогрева и герметизированного слива УРС-2:

1 — гидромониторное устройство УР-5; 2 — шарнирный трубопровод; 3 — краев-укосяка слабелкой; 4 — гибкий шланг; 5 — установка нижнего слива АСН-8Б; 6 — электродвигатель; 7 — винтовой насос МВН-10; 8 — продуктопровод от теплообменника к насосу; 9, 11 — вентили; 10 — теплообменник

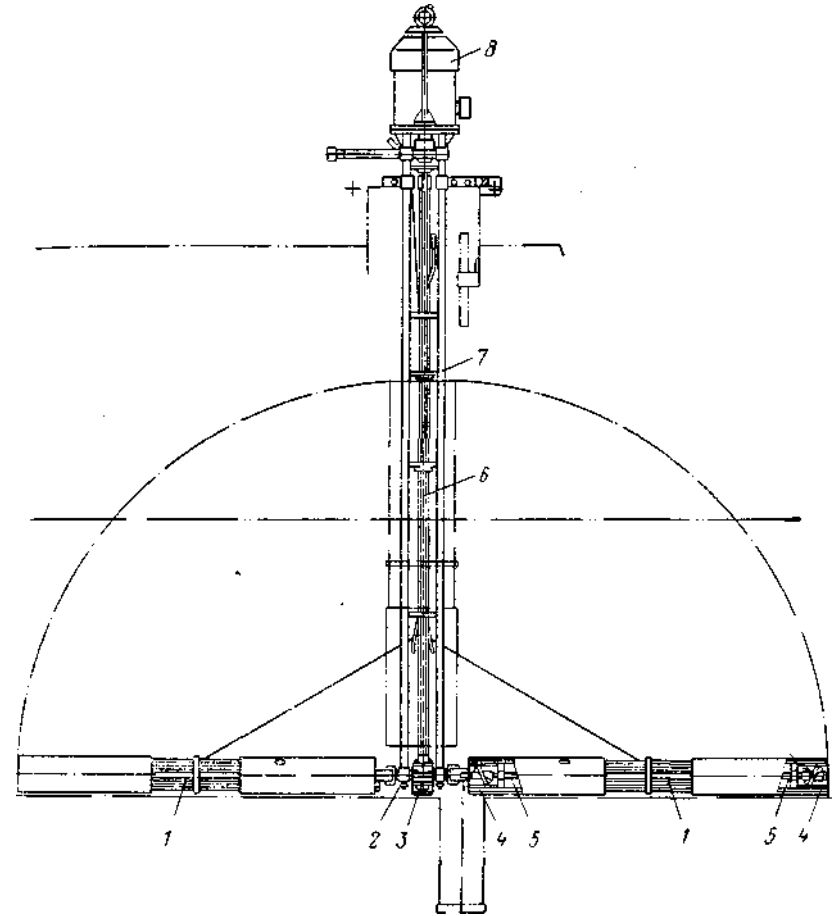


Рис. 7.3. Погружной совмещенный насоо-пароподогреватель ПГМП-4:

1 — трубчатый подогреватель; 2 — шарнир; Я — редуктор; 4 — шнековый насос; 5 — горизонтальный вал; 6 — вертикальный вал; 7 — паровые трубы; 8 — электродвигатель

Подогреватели для нефтеналивных судов применяют в различных конструктивных схемах в зависимости от типа судна.

Змеевиковые и секционные подогреватели с продольным или поперечным расположением греющих элементов применяют для танкеров, выгрузка которых происходит из каждого танка самостоятельно. Здесь в каждом танке имеется свой индивидуальный подогреватель (секционный или змеевиковый).

Для судов, у которых все отсеки соединены и слив производят одновременно из всех танков (речные баржи), наиболее распространена прямоочная схема, позволяющая регулировать ветви подогревателя, которые проходят по ряду танков вдоль судна.

На большинстве судов в качестве источника энергии (тепла) для подогрева нефтяных грузов используется водяной пар.

Типичная схема змеевикового подогревателя показана на рис. 7.4. Для подвода к змеевикам пара и отвода его имеются две магистрали — паровая 2 и конденсатная 9. От обеих магистралей к каждой группе танков отходят отрезки с клапанными коробками (распределительной 3 и сборной 6), к которым присоединены змеевики подогревателя 5.

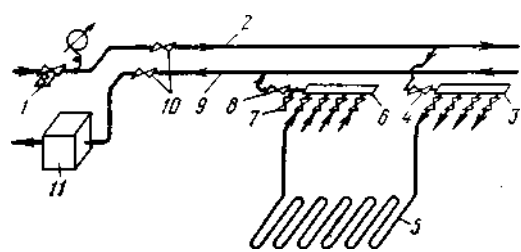


Рис. 7.4. Схема паровых подогревателей в танкере:

1 — редукционный клапан; 2 — паровая магистраль; 3 — распределительная коробка; 4 и 8 — клапаны; 5 — подогреватель; 6 — сборная коробка; 7 — контрольный кран; 9 — конденсатная магистраль; 10 — разобщительные клапаны; 11 — контрольный бак

повреждении труб подогревателя выпуск конденсата за борт может привести к загрязнению водоема нефтью или нефтепродуктами. Для той же цели предназначен и контрольный кран, который открывается при впуске пара в змеевик.

Греющие элементы подогревателя обычно изготавливают из алюминиево-медных сплавов, обладающих хорошей теплопроводностью и коррозионной стойкостью.

В некоторых случаях при разогреве нефтепродуктов в нефтеналивных судах применяют электрогрелки мощностью 90 кВт.

Подогреватели в резервуарах выполняются различных конструктивных форм — змеевиковые и секционные из трубчатых элементов. Для лучшего подогрева их размещают по всему поперечному сечению резервуара с равными промежутками между витками или секциями. Наибольшее применение имеют подогреватели, собираемые из отдельных унифицированных элементов секционного типа (рис. 7.5).

Наряду с общим подогревом всего нефтепродукта (или нефти) который используется для предварительного подогрева и отстоя применяют так называемый местный подогрев. Местные подогреватели располагают поблизости от приемо-раздаточных устройств; монтируют их также из типовых секций подогревательных элементов, которые заключаются обычно в экранированные коробки, внутрь которых вводится заборное устройство раздаточного трубопровода

При циркуляционном методе подогрева нефтепродукт отбирается из нижней части резервуара и насосом прокачивается через внешний догреватель-теплообменник. В этом случае внутри резервуара устанавливают кольцевой подающий трубопровод с насадками и местный подогреватель у заборной трубы. Теплообменники устанавливают индивидуально у каждого резервуара или в виде групп для обслуживания нескольких резервуаров.

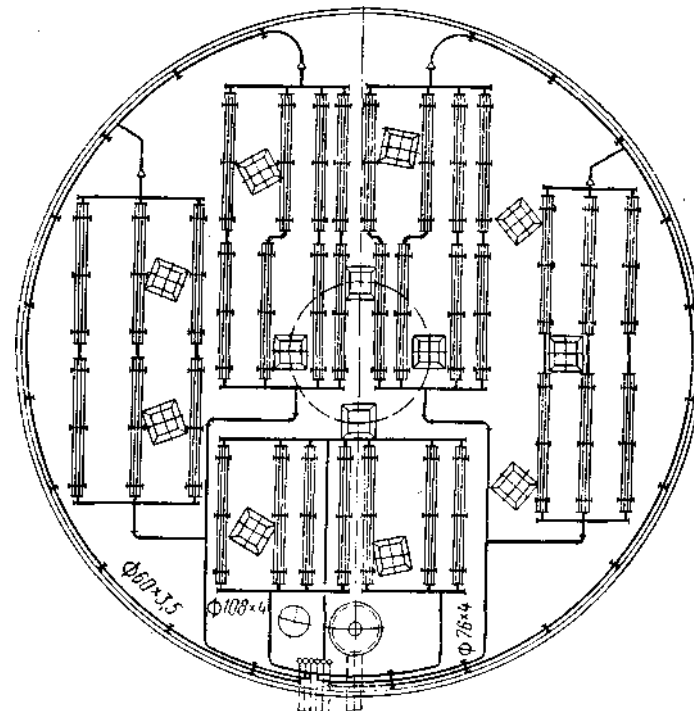


Рис. 7.5. Компоновка секционных подогревателей в объеме 5000 м<sup>3</sup>

Подогреватели трубопроводов применяют при транспорте вязких нефтепродуктов во избежание их застывания в трубах вследствие больших тепловых потерь. Известно несколько видов подогревателей, однако основными являются паровые подогреватели и электрические. Паровые подогреватели выполняются в виде паровых спутников-паропроводов, прокладываемых вместе с нагреваемым трубопроводом. Применяют два способа прокладки паровых спутников — внутренний и наружный. При внутреннем обогреве спутник прокладывается внутри нефтепровода. Этот способ отличается сложностью монтажа и поэтому «аходит ограниченное применение. При наружном обогреве спутники прокладываются параллельно с нагреваемым трубопроводом, и заключаются в общую с ним тепловую изоляцию или прокладываются в канале

В зависимости от диаметра трубопровода, характеристики перекачиваемого нефтепродукта и температуры теплоносителя применяют схему обогрева трубопровода с одним (рис. 7.6) или двумя спутниками, заключенными в общую теплоизоляцию. Монтаж изоляции трубопроводов со спутниками выполняют с применением формованных изделий (пенопластиков), мастик или минераловатных скорлуп с покрытием штукатуркой или металлическими кожухами.

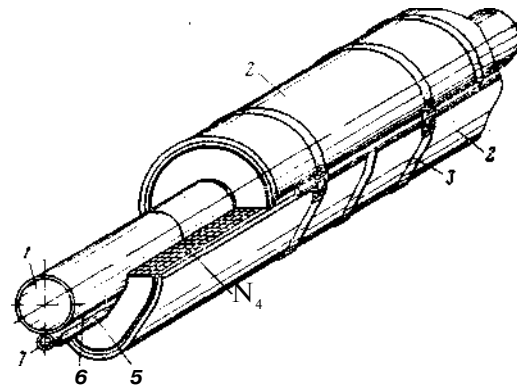


Рис. 7.6. Теплоизоляция нефтепродуктопровода со спутником:

1 — нефтепродуктопровод; 2 — минераловатные скорлупы; 3 — бандаж из полосовой стали; 4 — плетеная сетка; 5 — подкладка под спутник; 6 — крепление прокладки из проволоки; 7 — паровой спутник

ленту покрывают кремнеорганической резиной, которая служит защитной электроизоляционной оболочкой. В таком виде ленту наматывают на нагреваемый трубопровод и покрывают снаружи слоем тепловой изоляции.

Гибкие нагревательные элементы, которые можно собирать длиной до 200 м, обеспечивают нагрев мощностью 30—300 Вт на 1 м длины. Изменяя шаг намотки ленты, можно менять интенсивность нагрева.

На рис. 7.7, а, б показана схема гибкой электронагревательной ленты конструкции ГKB «Транснефтьавтоматика». Для быстрого подключения к сети нагревательная лента снабжена штепсельным разъемом. Известны также и другие способы электроподогрева, например, при помощи электрокабелей, прокладываемых внутри трубопровода или привариваемых снаружи.

Иногда трубопроводы обогреваются специальными инфракрасными излучателями. Однако этот способ можно применять только для трубопроводов небольшой протяженности, так как мощность излучателей не превышает 1,5—2 кВт.

При расчете подогревателей определяют поверхность теплообмена, расход теплоносителя и конструктивные размеры подогревателей. Для этого необходимо знать начальную и конечную температуру подогрева нефтепродукта (или нефти).

Когда неизвестна начальная температура подогреваемого нефтепродукта в резервуаре, т. е. температура остывания, ее определяют специальным расчетом в зависимости от температуры окружающей

среды, продолжительности хранения, температуры первоначального залитого продукта и др.

Для этого пользуются формулой В. Г. Шухова применительно к резервуарам

$$t_n = t_o + (t_s - t_o) e^{-x};$$

$$x = 3,6 \frac{KF\tau}{Gc_p}, \quad (7.1)$$

где  $t_n$  — вероятная температура нефтепродукта в конце хранения, °С;  $t_o$  — температура окружающей среды, °С;  $t_s$  — температура нефтепродукта, с которой он был залит в емкость, °С;  $K$  — полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду,

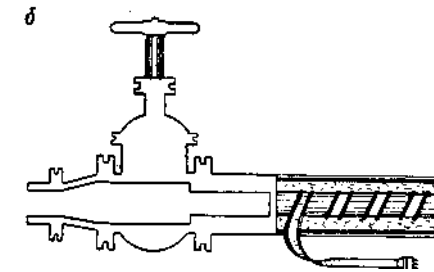


Рис. 7.7. Гибкая электронагревательная лента:

а — схема; б — присоединение ленты к арматуре; 1 — штепсельный разъем; 2 — заливка; 3 — герметизирующее покрытие; 4 — тканевая основа; 5 — подогревательные провода; 6 — токонесущие провода; 7 — концевая заглушка

Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $F$  — полная поверхность охлаждаемой емкости, м<sup>2</sup>;  $\tau$  — время хранения, ч;  $G$  — масса нефтепродукта, т;  $c_p$  — массовая теплоемкость нефтепродукта, Дж/(кг·°С).

Конечная температура подогрева должна соответствовать оптимальной температуре, т. е. такой температуре, когда при минимальном расходе тепла, а следовательно, и затрат, обеспечивается необходимая операция по сливу и наливу нефтепродукта. При этом имеется в виду обеспечение нормальных условий всасывания; перекачки по трубопроводам или самотечной выдачи в транспортные емкости в установленное время.

В некоторых случаях за оптимальную температуру подогрева при наливке транспортных емкостей принимается такая температура, при которой слив нефтепродукта в пункте назначения возможен без подогрева. Оптимальную температуру выбирают на основании технико-экономических расчетов в зависимости от конкретных условий перекачки и опыта эксплуатации. Например, рекомендуемую температуру подогрева мазута в резервуарах перед перекачкой принимают в зависимости от марки мазута: 50—60° С — для мазута марок 12 и 20; 70—75° С — для мазута марок 40 и 60 и 80—85° С — для мазута марок 80 и 100.

В любом случае оптимальная температура нефти и нефтепродуктов должна находиться между температурой застывания и температурой вспышки (по соображениям пожарной безопасности) и отвечать условиям наименьшего расхода энергии на подогрев и перекачку.

Общее количество тепла, необходимое для разогрева нефтепродукта, определяют по формуле

$$Q = q_1 + q_2 + q_3. \quad (7.2)$$

где  $q_1$  — тепло, необходимое для разогрева всей массы нефтепродукта  $G$  от начальной  $t_k$  до конечной температуры  $t_n$ ,

$$q_1 = Gc(t_n - t_k); \quad (7.3)$$

$c$  — удельная теплоемкость, Дж/(кг·°C);  $q_2$  — тепло, необходимое на расплавление застывшего нефтепродукта в количестве  $G_n$

$$q_2 = G_n \lambda; \quad (7.4)$$

$\lambda$  — скрытая теплота плавления парафина;  $q_3$  — тепловые потери в окружающую среду

$$q_3 = KF\tau(t_{cp} - t_o); \quad (7.5)$$

$K$  — полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду, Вт/(м<sup>2</sup>·°C);  $F$  — поверхность охлаждения, м<sup>2</sup>;  $\tau$  — время разогрева, ч;  $t_{cp}$  — средняя температура нефтепродукта в резервуаре за время разогрева, °C;  $t_o$  — температура окружающей среды, °C.

Коэффициент теплопередачи  $K$  рассчитывают в зависимости от типа емкости, а также принимают по опытным или справочным данным. При уточненных расчетах коэффициент  $K$  для наземных резервуаров определяют с учетом теплопередачи через стенку  $K_c$ , днище  $K_d$  и крышу  $K_k$  по формуле:

$$K = \frac{K_c F_c + K_d F_d + K_k F_k}{F_c + F_d + F_k}, \quad (7.6)$$

где  $F_c, F_d, F_k$  — площади стенок, днища и покрытия резервуаров;  $K_c, K_d, K_k$  — коэффициенты теплопередачи соответственно стенки, днища и крыши, принимаемые равными  $K_c \approx 5-7$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C),  $K_d \approx 0,3$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C) и  $K_k = 1$  Вт/(м<sup>2</sup>·°C).

Среднюю расчетную температуру нефтепродукта  $t_{cp}$  определяют по формулам

$$t_{cp} = 0,5(t_n + t_k) \text{ при } \frac{t_n - t_o}{t_n - t_k} \leq 2; \quad (7.7)$$

или

$$t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{2,3 \lg \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}} \text{ при } \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} \geq 2.$$

где  $t_n$  и  $t_k$  — начальная и конечная температура нефтепродукта, °C;  $t_o$  — температура окружающей среды, °C.

Температура окружающей среды для наземных и полуподземных резервуаров

$$t_o = \frac{t_r F_r + t_b F_b}{F_r + F_b}, \quad (7.8)$$

где  $t_r$  и  $t_b$  — температура грунта и воздуха, окружающих резервуар;  $F_r$  и  $F_b$  — поверхности резервуара, соприкасающиеся с грунтом и воздухом.

Часовой расход тепла на разогрев всей массы нефтепродукта (расчетная теплопроизводительность)

$$q = \frac{q_1}{\tau} + \frac{q_2}{\tau} + q_3^{\text{ч}}, \quad (7.9)$$

где  $\tau$  — время разогрева;  $q_3^{\text{ч}}$  — часовой расход тепла, затрачиваемый на потери тепла в окружающую среду.

Требуемый часовой расход тепла, начальную и конечную температуру подогрева, поверхность нагрева трубчатых подогревателей (в м<sup>2</sup>) определяют по формуле

$$f = \frac{q}{K_m \theta_{r,n}} \quad (7.10)$$

или

$$f = \frac{q}{K_m \left( \frac{t_n + t_k}{2} - t_{cp} \right)},$$

где  $q$  — часовой расход тепла (теплопроизводительность подогревателя), ккал/ч (или 1,163 Вт/ч);  $K_m$  — коэффициент теплопередачи от пара (или другого теплоносителя) к нефтепродукту, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°C) [или Вт/(м<sup>2</sup>·°C)], который принимают по готовым данным или рассчитывают в зависимости от типа и состояния подогревателя;  $\theta_{r,n}$  — средняя разность температур между теплоносителем и нефтепродуктом, °C;  $\tau$  — время разогрева нефтепродукта, ч;  $t_n$  и  $t_k$  — температура пара и конденсата, °C.

Общую длину (в м) трубы подогревателя при принятом диаметре находят по формуле

$$L = \frac{f}{\pi d} \quad (7.11)$$

и соответственно число секций при длине труб в секции  $l$

$$n = \frac{L}{l}. \quad (7.12)$$

Массовый расход пара (в кг/ч) на подогрев нефтепродукта

$$G_{\text{п}} = \frac{q}{i_n - i_k}, \quad (7.13)$$

где  $i_n$  и  $i_k$  — соответственно теплосодержание (энтальпия) пара и конденсата, ккал/кг (или 4,187 кДж/кг).

### § 3. Специальные методы подогрева

К специальным методам подогрева вязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах относится, например, подогрев виброподогревателями, электроиндукционный метод, терморadiационный (инфракрасный) подогрев и др. Эти методы подогрева применяют на отдельных установках или являются опытными, требующими усовершенствования и накопления опыта эксплуатации для их промышленного применения.

Подогрев виброподогревателями основан на том, что для увеличения интенсивности теплоотдачи от переносных подогревателей им придается постоянное, на время подогрева, вибрирующее колебание в нагреваемой среде. Исследования опытных вибрирующих подогревателей показали, что при одной и той же поверхности нагрева обогреваемой среды за счет возникающей вынужденной конвекции ускоряется процесс слива по сравнению с неподвижными подогревателями. В качестве вибраторов применяют электрические, паровые или пневматические приводы, присоединяемые к подогревателям. Недостаток существующих конструкций виброподогревателей — неполный прогрев нефтепродукта в торцах цистерн.

Электроиндукционный метод разогрева нефтепродукта при сливе из цистерн основан на том, что вокруг цистерны создают переменное электромагнитное поле при помощи обмотки, по которой пропускают переменный ток. При этом в стенках цистерны индуцируется ток, превращаясь в тепловую энергию. Тепло от стенок передается нагреваемому нефтепродукту. Такой метод разогрева мазута впервые был применен на ГЭС-1 «Ленэнерго», причем установка состояла из двух нагревательных элементов, системы питания, защиты и вспомогательного оборудования.

Терморadiационный (инфракрасный) подогрев основан на том, что подогрев осуществляется посредством инфракрасных излучателей, направляющих поток инфракрасных лучей на поверхность железнодорожной цистерны. Металлическая поверхность цистерны, нагреваясь, передает тепло прилегающему к ней пограничному слою нефтепродукта, благодаря чему ускоряется процесс слива, так как при этом не требуется разогревать всю массу нефтепродукта. Инфракрасные подогреватели можно навешивать или накладывать на поверхность цистерны. Излучатели могут быть электрическими (ламповые, трубчатые) или газовые.

Экономическая эффективность любого подогрева в значительной степени зависит от типа подогревающих устройств и принципа их действия, который можно разделить на три большие группы, в зависимости от того, какой из способов конвективного теплообмена является преобладающим: 1) подогрев при естественной конвекции; 2) подогрев при вынужденной конвекции и 3) подогрев при использовании одновременно естественной и вынужденной конвекции.

Основные недостатки первого способа в большой неравномерности прогрева и продолжительности самого процесса. Однако простота

и дешевизна являются причиной достаточно большого распространения этого способа.

Способ с вынужденной конвекцией (механическое перемешивание) применяют реже вследствие повышенного расхода энергии при отсутствии правильно организованных потоков жидкости.

Наиболее эффективным является последний способ, примером которого может быть циркуляционный подогрев при сливе из железнодорожных цистерн с помощью установок УРС-2 и совмещенных насосов-пароподогревателей. Высокой эффективностью также отличается подогрев вязких жидкостей в цистернах с паровой рубашкой за счет особенностей этого типа подогревателей подплавливать сливаемый нефтепродукт.

Пример 7.1. Определить размеры змеевикового подогревателя для резервуара объемом 5000 м<sup>3</sup> для подогрева мазута от 25 до 60° С. Данные для расчета: удельная теплоемкость мазута  $c = 0,5$  ккал/кг·°С (2094 Дж/(кг·°С)); плотность мазута  $\rho = 935$  кг/м<sup>3</sup> при содержании 6% парафина со скрытой теплотой плавления  $\chi = 55$  ккал/кг ( $\sim 232$  кДж/кг); теплоноситель — пар насыщенный температурой 143° С, давлением 4 кгс/см<sup>2</sup> ( $3,9 \cdot 10^5$  Па); теплосодержание  $i = 654$  ккал/кг ( $\sim 2740$  кДж/кг); диаметр резервуара  $D = 22,8$  м, высота  $H = 11,9$  м; высота взлива  $h_{взл}$  = 11,6 м; температура окружающей среды — воздуха 6° С, грунта 2° С; время разогрева — 3 сут.

Решение. Количество разогреваемого мазута

$$G = F_{д} h_{взл} \rho = 408 \cdot 11,6 \cdot 0,935 = 4430 \text{ т,}$$

где

$$F_{д} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 22,8^2}{4} = 408 \text{ м}^2.$$

Количество тепла, идущее на подогрев всей массы мазута

$$Q_1 = Gc(t_k - t_n) = 4430 \cdot 103 \cdot 0,5 (60 - 25) = 77,5 \cdot 10^6 \text{ ккал (или } 330 \cdot 10^6 \text{ кДж).}$$

Количество тепла, расходуемое на расплавление парафина

$$Q_2 = G\chi = 4430 \cdot 103 \cdot 0,06 = 55 \cdot 10^6 \text{ ккал (или } 61 \cdot 10^6 \text{ кДж).}$$

Полный приведенный коэффициент теплопередачи от мазута в окружающую среду

$$K = \frac{K_c F_c + K_d F_d + K_k F_k}{F_c + F_d + F_k} = \frac{6 \cdot 830 + 0,3 \cdot 408 + 1 \cdot 408}{830 + 2 \cdot 408} = 3,35 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°С)} \text{ [или } 3,9 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}],$$

где  $K_0 = 6$  ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С) [или 7 Вт/(м<sup>2</sup>·°С)];  $K_1 = 0,3$  ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С) [или 0,35 Вт/(м<sup>2</sup>·°С)];  $K_2 = 1$  ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С) [или 1,163 Вт/(м<sup>2</sup>·°С)];  $F_c = 11,6 \cdot 3,14 \cdot 22,8 = 830$  м<sup>2</sup>;  $F_d = F_k = 408$  м<sup>2</sup>.  
Температура окружающей среды

$$t_0 = \frac{t_r F_r + t_n F_n}{F_r + F_n} = \frac{2 \cdot 408 + 6 (830 + 408)}{408 + 830 + 408} = 4,2 \text{ °С.}$$

Разность температур

$$\frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} = \frac{25 - 4,2}{60 - 4,2} = 0,37 < 2.$$

Следовательно, расчетная температура мазута

$$t_{cp} = 0,5 (t_n + t_k) = 0,5 (25 + 60) = 42,5^\circ \text{C}.$$

Часовой расход тепла, затрачиваемый на компенсацию тепловых потерь в окружающую среду

$$q_3^ч = KF (t_{cp} - t_o) = 3,35 (830 + 2 \cdot 408) (42,5 - 4,2) = \\ = 234 \cdot 10^3 \text{ ккал} \cdot \text{ч} \text{ (или } 980 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч)}.$$

Часовой расход тепла на разогрев всей массы мазута

$$q = \frac{q_1}{\tau} + \frac{q_2}{\tau} + q_3^ч = \frac{77 \cdot 5 \cdot 10^6}{72} + \frac{14,6 \cdot 10^6}{72} + 234 \cdot 10^3 = \\ = 1512 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч (или } \sim 6300 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч)}.$$

Расчетную поверхность определяем, исходя из температуры конденсата  $t_k = 90^\circ \text{C}$  и полного коэффициента теплопередачи от пара к мазуту  $K_T = 100 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C)}$  [или  $416,3 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$ ]:

$$f = \frac{q}{K_T \left( \frac{t_n + t_k}{2} - t_{cp} \right)} = \frac{1512 \cdot 10^3}{100 \left( \frac{143 + 90}{2} - 42,5 \right)} = 205 \text{ м}^2.$$

Отсюда полная длина трубы подогревателя при принятом среднем диаметре  $89 \text{ мм} = 0,089 \text{ м}$

$$L = \frac{f}{\pi} = \frac{205}{3,14 \cdot 0,089} \approx 658 \text{ м}.$$

При длине труб каждой секции  $20 \text{ м}$  общее их количество составит:

$$n = \frac{658}{20} = 33.$$

Массовый расход пара

$$G_n = \frac{q}{i_n - i_k} = \frac{1512 \cdot 10^3}{654 - 90} = 2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}.$$

**Пример 7.2.** Определить вероятную температуру мазута марки 80 в конце хранения в стальном наземном резервуаре РВС-5000.

Данные для расчета: количество мазута  $4370 \text{ т}$ ; температура окружающей среды  $t_o = -8,4^\circ \text{C}$ ; температура мазута, с которой он был залит в емкость,  $t_s = 45^\circ \text{C}$ ; приведенный полный коэффициент теплопередачи  $K = 1,26 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$  [или  $1,08 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C)}$ ]; полная поверхность охлаждаемой емкости  $F = 1589 \text{ м}^2$ ; время хранения  $\tau = 30 \text{ сут}$  (или  $30 \cdot 24 = 720 \text{ ч}$ ); удельная теплоемкость мазута  $c = 1884 \text{ Дж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$ .

**Решение.** Расчет ведем по формуле (7.1):

$$x = 3,6 \frac{kF\tau}{Gc_p} = 3,6 \frac{1,26 \cdot 1589 \cdot 720}{4370 \cdot 1884} = 0,6283,$$

$$t_n = -8,4 + (45 + 8,4) e^{-0,6283} = 20^\circ \text{C}.$$

Полученная температура соответствует температуре начала подогрева.

§ 1. Классификация и причины потерь

Потери нефти и нефтепродуктов имеются как при транспорте, так и при хранении их.

Величина потерь иногда достигает больших размеров (2—5%), что наносит значительный ущерб народному хозяйству.

Особенно велики потери испарения легкоиспаряющихся нефтепродуктов (бензина), при этом наряду с потерей количества теряется и качество нефтепродуктов, так как в первую очередь испаряются наиболее ценные легкие фракции. В результате, ухудшается физико-химическая характеристика топлива, например, увеличивается плотность жидкости, понижается октановое число и снижается величина упругости паров.

Потери нефти и нефтепродуктов возникают при различных сливно-наливных операциях, на эстакадах и в разливных пунктах, при хранении в резервуарах, при отпуске нефтепродуктов потребителям, а также в результате утечек и аварий. По характеру потерь они подразделяются на эксплуатационные и аварийные потери.

Эксплуатационные потери, в свою очередь, делятся на количественные, качественно-количественные и качественные.

Количественные потери, это потери от утечек и разливов; утечки возникают в результате различных неплотностей в резервуарах, трубопроводах, насосах, арматуре и в другом оборудовании; разливы нефтепродуктов имеются главным образом при отпускных операциях в результате переполнения наливаемой тары, при неисправных сливно-наливных устройствах, при выпуске подтоварной воды, а также при переполнении резервуаров, хранилищ, нефтеналивных судов и различных емкостей.

К качественным относятся потери от смешения различных сортов нефтепродуктов, их обводнения или загрязнения механическими примесями. Основные причины этих потерь — неправильная подготовка и зачистка резервуаров из-под одного сорта нефтепродукта для приема другого сорта, перекачка нефтепродуктов разных сортов по одному трубопроводу без соответствующей его подготовки или в результате нарушения эксплуатационного режима последовательной перекачки. К этим же причинам относится изменение качества топлива за счет окисления в условиях хранения и транспортировки. Контакт с кислородом воздуха, металлами, проникновение света в хранилище, а также повышение температуры приводит к тому, что наиболее активная часть соединений вступает в реакцию окисления, обуславливающую образование смол и нерастворимых осадков. Повышение содержания смол, например, в бензинах приводит в двигателях к нежелательному отложению смолистых веществ в топливной системе, в карбюраторе и т. д.

К качественно-количественным относятся потери, при которых происходит количественная потеря с одновременным ухудшением



качества остающегося продукта. Это получается главным образом при испарении нефтепродуктов. Чем выше испаряемость нефтепродуктов, тем больше потери от испарения и тем заметнее ухудшается их эксплуатационная характеристика. Например, при одинаковых условиях потери от испарения бензина в десятки раз больше потерь от испарения керосина. Потери зависят не только от качества нефтепродуктов, но и от способа их хранения. Так, потери из открытых резервуаров во много раз больше потерь из герметизированных. То же относится и к наземным резервуарам, в которых потери при хранении больше, чем в заглубленных резервуарах или в подземных хранилищах, отличающихся более благоприятными температурными условиями. В наземных резервуарах, окрашенных в светлые лучеотражающие тона, потери меньше, чем в неокрашенных резервуарах или окрашенных в темные цвета.

Чем больше объем резервуара, тем меньше удельные потери, относящиеся к единице объема резервуара.

Процесс испарения в резервуарах, железнодорожных цистернах и автоцистернах имеет одинаковый характер, однако в транспортных емкостях потери всегда больше за счет более частого их сообщения с атмосферой при открывании люков в процессе слива и налива (если цистерна не герметизирована).

## § 2. Потери от испарения при хранении

Испарением называется процесс превращения жидкости в пар, происходящий со свободной поверхности жидкости.

Потери от испарения происходят главным образом при хранении в резервуарах нефти и легкоиспаряющихся нефтепродуктов, представляющих собой сложные смеси весьма большого числа индивидуальных углеводородных компонентов.

В процессе испарения вначале испаряются наиболее легкие фракции, в результате чего жидкая фаза постепенно утяжеляется.

В нормальных условиях резервуар представляет собой герметизированный, закрытый сосуд и процессы испарения в нем подчиняются законам испарения в закрытой емкости.

Если в закрытом сосуде над поверхностью жидкости имеется свободное пространство, то оно постепенно насыщается парами этой жидкости. Физически происходит так называемый процесс массового обмена между жидкой и паровой фазой, т. е. переход вещества из одной фазы в другую. При переходе вещества из жидкой в паровую фазу происходит испарение и, наоборот, при переходе из паровой фазы в жидкую происходит конденсация. Переход вещества в обеих фазах происходит путем молекулярной и конвективной диффузий (проникновение). При молекулярной диффузии происходит проникновение молекул из жидкости в пар (испарение) или из пара в жидкость (конденсация). При конвективной диффузии происходит перенос движущихся частиц вещества за счет тепловых воздействий. В пределах каждой фазы, где происходит интенсивное перемешивание, перенос вещества осуществляется главным образом за счет конвективной диффузии.

Между жидкой и паровой фазами существует пограничный слой, который характеризуется резким изменением концентрации распределяемого вещества. В области пограничного слоя перенос вещества осуществляется одновременно путем конвективной и молекулярной диффузий, причем по мере приближения к поверхности раздела фаз конвективные потоки уменьшаются и возрастает роль молекулярной диффузии. При установившемся процессе на границе раздела фаз наблюдается равновесие между концентрациями обеих фаз. Процесс испарения протекает во времени и поэтому равновесное состояние достигается не сразу, а постепенно.

Если испарение протекает в открытом сосуде, когда пары непрерывно и полностью отводятся от поверхности жидкости в окружающую атмосферу, то испарение совершается с постоянной и максимальной скоростью, и, наоборот, в закрытом сосуде (резервуаре) процесс испарения с такой скоростью протекает только в начальный момент, а затем он постепенно замедляется, асимптотически приближаясь к нулю.

Скорость испарения — это количество жидкости, испаряющейся за единицу времени; она зависит от ряда факторов. Главным из них является упругость паров, фракционный состав и температурные изменения. Немаловажное значение имеет и площадь испарения, толщина слоя жидкости, величина коэффициента диффузии паров в воздух и другие факторы.

Упругость паров нефти и нефтепродуктов (давление насыщенных паров) характеризует наличие в них легкокипящих фракций, потери которых возрастают с увеличением температуры. Упругость паров определяет парциальное давление их в образующейся паровоздушной смеси и, следовательно, концентрацию паров углеводородов в смеси с воздухом. На рис. 8.1 приведен график зависимости упругости паров бензина от температуры.

Фракционный состав нефтепродукта характеризует содержание отдельных фракций, обуславливающих температуру начала его кипения. Температура начала кипения  $t_{н.к.}$  — это температура, при которой давление насыщенного пара данной жидкости равно атмосферному; она позволяет оценивать склонность топлива к испарению и, следовательно, к образованию потерь.

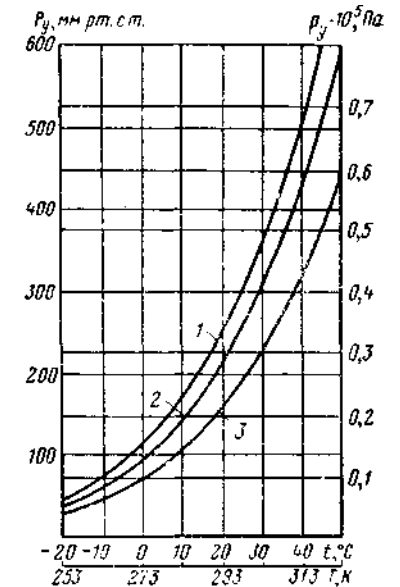


Рис. 8.1. График зависимости упругости паров бензина от температуры:

1 — бензин автомобильный; 2 — бензин базовый; 3 — бензин авиационный

При хранении легкоиспаряющихся жидкостей в резервуарах различают два основных вида потерь — это потери от так называемых «малых дыханий» и «больших дыханий». Кроме того, имеются потери от «обратного выдоха», и от вентиляции газового пространства резервуаров.

Потери от «малых дыханий» называют потери при неподвижном хранении, возникающие в результате суточных изменений температуры. В дневное время в результате нагрева резервуара и верхнего слоя нефтепродукта увеличивается количество паров и давление в герметичном резервуаре. Когда давление в резервуаре превысит расчетное давление дыхательных клапанов, происходит выпуск через них избытка паров в атмосферу.

В ночное, более холодное, время происходит обратный процесс: с понижением температуры наружного воздуха, а соответственно и резервуара происходит частичная конденсация паров, в результате чего давление в газовом пространстве падает, образуется вакуум и при вакууме ниже расчетного входит наружный воздух. Потери от «малых дыханий» еще называют потерями от термического расширения газозооной смеси. Аналогичное явление происходит и при изменении барометрического давления воздуха.

Потери от «малых дыханий» в результате температурных изменений газового пространства определяют:

1) при известных значениях концентрации  $C$  бензиновых паров по формуле

$$G_{м.д} = \left[ \frac{(1-C_1) p_1}{T_1} - \frac{(1-C_2) p_2}{T_2} \right] \frac{C}{1-C} \cdot \frac{M_6}{R}; \quad (8.1)$$

2) при известных значениях давления насыщенных паров (упругости паров), так как  $C = \frac{p_y}{p}$ , по формуле

$$G_{м.д} = V \left[ \frac{p_1 - p_{y1}}{T_1} - \frac{p_2 - p_{y2}}{T_2} \right] \frac{p_y}{p - p_y} \cdot \frac{M_6}{R}. \quad (8.2)$$

Здесь  $V$  — объем газового пространства резервуаров;  $C_1 = p_{y1}/p_1$  и  $C_2 = p_{y2}/p_2$  — концентрации паров нефтепродукта в смеси при температуре  $T_1$  и  $T_2$ ;  $p_1$  и  $p_2$  — давление в газовом пространстве резервуара, соответствующее давлению в дыхательном клапане  $p_i = p_a - p_k$  в и  $p_2 = p_a + p_{к.д}$ ;  $p_a$  — атмосферное давление;  $p_{к.д}$  — давление вакуума;  $p_{к.д}$  — давление избыточное;  $p_{y1}$ ,  $p_{y2}$  — упругость паров нефтепродукта (бензина) при температуре  $T_1$  и  $T_2$ ;  $M_6$  — молекулярная масса бензиновых паров ( $M_6 = 60 + 0,3\xi_{н.к} + 0,001\xi_{н.к}$  или  $M_6 = 22,4p$ );  $t_{н.к}$  — температура начала кипения бензина;  $R$  — универсальная газовая постоянная ( $R = RM_0$ );  $T_1$  и  $T_2$  — минимальная и максимальная температуры газового пространства в течение суток.

Потери от «малых дыханий» при ориентировочных расчетах с 1 м<sup>3</sup> газового пространства «атмосферных» резервуаров при изменении температуры газа на 1° С принимают равными

$$G_{м.д} \approx \frac{C}{90} \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{°C}),$$

а при изменении барометрического давления на 1 Па

$$G_{м.д}^p = 0,44C \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{Па}).$$

Потери от «малых дыханий» в результате колебаний атмосферного давления в связи с малыми значениями обычно в практических расчетах не учитываются. При ориентировочных расчетах потерь от «малых дыханий» также пользуются эмпирической формулой

$$G_{м.д} = 1,37 p_y D^{1,8} k_n k_o \rho 10^5, \quad (8.3)$$

где  $G_{м.д}$  — годовые потери, т/год;  $p_y$  — давление насыщенных паров при среднегодовой температуре воздуха, Па;  $D$  — диаметр резервуара, м;  $k_n$  — коэффициент, учитывающий высоту газового пространства [ $k_n = 0,175 (0,328H_r + 5)^{0,57} - 0,4$ ];  $k_o$  — коэффициент, учитывающий влияние окраски резервуара (для алюминиевой краски  $k_o = 1$ , для белой краски  $k_o = 0,75$ , для неокрашенной поверхности  $k_o = 1,25$ ). Формула (8.3) получена для условий, когда среднесуточное колебание температуры воздуха в течение года  $\Delta_t = 9^\circ \text{С}$ . При других значениях  $\Delta_t$  потери пропорционально увеличиваются или уменьшаются.

Потери от «больших дыханий» называются такие потери, которые происходят при наполнении резервуара, из которого вытесняется паровоздушная смесь. При поступлении в резервуар нефти или нефтепродукта паровоздушная смесь сжимается до давления, соответствующего давлению дыхательных клапанов, затем при повышении этого давления вытесняется наружу — происходит «выдох». Эти потери называют также потерями от вытеснения паров наливаемой жидкостью.

Потери от «больших дыханий» за одно дыхание из «атмосферных» резервуаров определяют:

1) из резервуаров, в которых давление в газовом пространстве резервуара в начале и в конце закачки принято равным атмосферному ( $p_1 \approx p_2 \approx p$ ),

$$G_{б.д} = V_6 C \frac{p_a}{T} \cdot \frac{M_6}{R} \text{ или } G_{б.д} \approx V_6 C \rho; \quad (8.4)$$

2) из резервуаров, рассчитанных на избыточное давление,

$$G_{б.д} = \left[ V_6 - V_1 \left( \frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_y} \right) \right] \frac{p_y}{T} \cdot \frac{M_6}{R}, \quad (8.5)$$

где  $V_6$  — объем закачанного в резервуар нефтепродукта;  $C$  — средняя объемная концентрация паров нефтепродукта в смеси;  $\rho$  — плотность паров нефтепродукта  $\rho = \frac{p_y}{T} \cdot \frac{M_6}{R}$ ;  $V_1$  — первоначальный объем газового пространства;  $p_1$  и  $p_2$  — начальное и конечное давления газового пространства резервуаров.

При ориентировочных расчетах потерь от «больших дыханий» пользуются эмпирической формулой

$$G_{б.д} \approx 430V p_y k_f \rho, \quad (8.6)$$

$D^{\circ} C_{6.н}$  — годовые потери, т/год;  $V$  — годовой объем реализации нефтепродукта, м<sup>3</sup>/год;  $\rho$  — плотность нефтепродукта, т/м<sup>3</sup>;  $p_y$  — давление насыщенных паров при среднегодовой температуре воздуха Па;  $k_f$  — коэффициент, зависящий от оборачиваемости  $n$  резервуаров ( $k_f = 1$  при  $n = 1-40$ ;  $k_f = 0,8$  при  $n = 40-60$ ;  $k_f = 0,5$  при  $n = 60-100$ ).

Потери от «обратного выдоха» называются потери от насыщения газового пространства «атмосферных» резервуаров.

В процессе откачки в резервуар входит воздух, который, насыщаясь, увеличивает объем паровоздушной смеси; избыток смеси выходит наружу, т. е. происходит дополнительный «обратный выдох». Потери от «обратного выдоха» определяют по формуле

$$G_{об.н} = V \left( \frac{p_1 - p_{y,к}}{T_1} - \frac{p_2 - p_{y,б}}{T_2} \right) \frac{p_y}{p - p_y} \cdot \frac{M_6}{R}, \quad (8-7)$$

где  $p_{y,к}$  — парциальное давление паров в конце выкачки;  $p_{y,б}$  — парциальное давление насыщенных паров бензина.

Практически потери от «обратного выдоха» небольшие и составляют 7—12% от «больших дыханий». В среднем при расчетах их принимают равными 10% от объема потерь при «больших дыханиях».

Потери от вентиляции называются потери, возникающие в результате недостаточной герметичности резервуаров; эти потери делятся на потери от выдувания и от газового сифона.

Потери от выдувания происходят в резервуарах с негерметичными крышами, через неплотности которых происходит выдувание паров ветром.

Наружный воздух, входя в резервуар через отверстие с наветренной стороны, выходит через другое отверстие с подветренной стороны и уносит с собой пары, т. е. происходит как бы продувка паровоздушного пространства чистым воздухом.

Потери от газового сифона происходят в тех случаях, когда один конец трубы соединен с газовым пространством, а другой конец опущен до нижней части резервуара и сообщен с атмосферой, в результате чего паровоздушная смесь выходит из резервуара наружу. Такой газовый сифон может создаться, например, в пеноподводящей трубе, не имеющей герметизирующей мембраны или при нарушении ее плотности.

Газовый сифон также образуется в случаях, когда отверстия в крыше резервуара расположены на разных уровнях. В этом случае пары нефтепродуктов, как более тяжелые, выходят наружу через нижнее отверстие, а воздух входит в резервуар через верхнее. Таким образом создается естественная циркуляция воздуха и паров.

Потери от вентиляции при наличии газового сифона определяют по формуле

$$G_v = QC\rho_n, \quad (8.8)$$

где  $Q$  — секундный расход при газовом сифоне

$$Q = \mu f \sqrt{2g \frac{\rho_{см} - \rho_n}{\rho_{см}}},$$

$C$  — концентрация паров нефтепродукта в паровоздушном пространстве;  $\rho$  — плотность паров нефтепродукта;  $JX$  — коэффициент расхода паров при истечении через отверстие (для практических расчетов  $\mu = 0,58$ );  $f$  — площадь отверстия;  $h$  — расстояние между отверстиями по высоте;  $\rho_{см}$  — плотность паровоздушной смеси в резервуаре;  $\rho_n$  — плотность воздуха.

Для выполнения расчетов по определению потерь всех видов необходимо располагать данными о температурном режиме резервуаров, включая температуры газового пространства и поверхностного слоя нефтепродукта, изменяющиеся в зависимости от воздействия наружного воздуха и солнечной радиации.

Эти температуры определяют теоретически при сравнительных расчетах эффективности и при исследованиях. Поскольку эти расчеты достаточно сложны, на практике отдают предпочтение определению температур путем непосредственных измерений.

Определение фактических потерь нефтепродуктов в резервуарах производятся также путем непосредственных замеров. Количество выходящей из резервуара паровоздушной смеси замеряют газовыми счетчиками, объемную концентрацию — газоанализаторами. В некоторых случаях величину потерь определяют по изменению показателей качества нефтепродуктов в процессе хранения, т. е. изменения фракционного состава, упругости паров, плотности и т. д. Однако широкого применения этот способ не получил вследствие недостаточной его точности.

Замерами в типовом наземном стальном резервуаре с бензином объемом 5000 м<sup>3</sup> в летнее время в средней зоне были установлены, например, следующие потери: от «малого дыхания» — 100 кг/сут; от «большого дыхания» — 1 кг/м<sup>3</sup>.

Расчетные суммарные годовые потери (т/год) от испарения бензина в резервуаре объемом 5000 м<sup>3</sup> в зависимости от оборачиваемости и климатической зоны расположения характеризуются следующими данными (табл. 8.1).

Потери при наливке железнодорожных цистерн в среднем составляют в летнее время около 0,4 кг/м<sup>3</sup> наливаемого бензина, что равно около 20 кг на одну цистерну объемом 50 м<sup>3</sup>.

Таблица 8.1

Годовые потери бензина от испарения (в т/год) и зависимости от оборачиваемости

Зона	Оборачиваемость резервуара в год	Объем резервуара, м <sup>3</sup>		Зона	Оборачиваемость резервуара в год	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	
		1000	5000			1000	5000
Южная	12	12	50	Северная	12	28	
	48	30	125		48	80	
	96	60	230		96	150	

### § 3. Мероприятия по борьбе с потерями

Борьба с потерями нефти, нефтепродуктов и газов осуществляется путем применения организационно-технических мероприятий и специальных технических средств снижения потерь.

К организационно-техническим мероприятиям относятся в основном методы рациональной организации эксплуатации всего комплекса резервуарного хозяйства, установок и трубопроводных коммуникаций с соблюдением всех правил по эксплуатационному уходу за ними.

Одним из важнейших условий является всемерная герметизация всей системы транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, для чего проводится постоянная проверка герметичности резервуаров, трубопроводов и оборудования.

При уходе за резервуарами учитывается, что потери от сифона и выдувания (вентиляции) газового пространства занимают значительный удельный вес в общем объеме потерь, создавая одновременно неблагоприятное санитарное состояние; поэтому особое значение придается герметизации газового пространства резервуаров. Своевременно устраняют неплотности в конструкциях и соединительных швах резервуаров, проверяют наличие прокладок во всех фланцевых соединениях и плотность их закрепления болтами, производят перенабивку сальниковых соединений, следят за состоянием всей установленной аппаратуры. Проверяют работоспособность дыхательных клапанов, диафрагм и наличие жидкости в предохранительных клапанах. Вся дыхательная и предохранительная аппаратура должна соответствовать по своим параметрам — давлению и пропускной способности, характеристике резервуаров ГЧ

Все операции по наливу и сливу проводят с максимальным применением средств герметичности, например, налив осуществляют под слой нефтепродукта, избегая тем самым разбрызгивания жидкости. Стремятся всемерно сокращать количество внутрипарковых перекачек, а емкости по возможности держать с максимальным заполнением, тем самым уменьшая отрицательное влияние «больших и малых дыханий».

Расчеты показывают, например, что годовые потери бензина от испарения при хранении в наземных металлических резервуарах в средней зоне составляют (в % от объема резервуара); 0,3% при заполненности на 90%, 1% при заполненности на 70% и 9,6% при заполненности 20%. Соответствующие потери в южной климатической зоне в 1,5 раза больше.

К специальным техническим средствам снижения потерь при хранении относятся: применение резервуаров, конструкция которых предусматривает уменьшение объема газового пространства или хранение нефтепродуктов под повышенным давлением; применение газоуравнительных систем или газоулавливающих установок по улавливанию паров нефти и нефтепродуктов; отражательно-тепловая защита резервуаров для уменьшения отрицательного влияния солнечной радиации с целью сокращения амплитуды колебаний температуры газового пространства.

Принцип уменьшения объема газового пространства как средства снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является одним из наиболее эффективных, в особенности для резервуарных парков, характеризующихся высокой оборачиваемостью, так как в этих условиях преобладающее количество потерь происходит за счет «больших дыханий». Поэтому наиболее целесообразно применять резервуары с плавающими крышами или понтонами.

(Метод хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов под повышенным давлением также эффективный, особенно для нефтепродуктов с повышенной упругостью паров) Если для жидких нефтепродуктов могут быть применены резервуары других типов (кроме резервуаров повышенного давления), то для хранения сжиженных газов принимают резервуары только высокого давления (шаровые, цилиндрические и др.).

В резервуарах повышенного давления для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов полностью устраняются потери от «малых дыханий», а потери от «больших дыханий» сокращаются всего лишь на 50—60%. Расход металла на изготовление этих резервуаров больше, чем на изготовление обычных резервуаров, и монтаж их сложнее. По этой причине их применение обосновывается специальными технико-экономическими расчетами с учетом выбора соответствующего давления в газовом пространстве резервуаров. Величину этого давления определяют в зависимости от характеристики хранимого нефтепродукта, климатических условий, режимов эксплуатации и других условий.

В качестве теплозащитных мероприятий, уменьшающих влияние солнечной радиации на резервуары, относятся: окраска наружных и внутренних поверхностей резервуаров, устройство лучеотражательных экранов, орошение крыш резервуаров и хранение нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов в заглубленных и подземных хранилищах.

Окраска наружной поверхности резервуаров в светлые тона наиболее широко применяется в практике эксплуатации резервуаров со светлыми нефтепродуктами, так как заметно уменьшает амплитуду колебания температуры газового пространства, в результате чего снижаются потери от испарения. Обычно поверхности резервуаров окрашивают алюминиевой краской или белой эмалью, которые в наибольшей степени снижают поток тепла во внутрь резервуара. Более эффективна белая краска, обладающая наибольшей лучеотражательной способностью с коэффициентом отражения 90 по сравнению с алюминиевой краской, имеющей коэффициент отражения 67 (коэффициент отражения черной краской равен нулю).

Об объеме снижения потерь бензина при хранении в стальном резервуаре объемом 5000 м<sup>3</sup>, окрашенном в разные цвета, можно судить по данным, приведенным в табл. 8.2.

Современными исследованиями установлена целесообразность окрашивания не только наружных, но и внутренних поверхностей резервуара. Это уменьшает поток тепла от стенок к поверхности нефтепродукта за счет низкого коэффициента излучения, что

Таблица 8.2

Влияние цвета окраски резервуара на величину потерь бензина от испарения при «малых дыханиях»

Местонахождение резервуара	Годовые потери (в т) при «малых» дыханиях резервуаров	
	алюминивой краской АЛ-177	белой эмалью ПХВ-11
Ленинград	18	13
Москва	28	19
Астрахань	51	37

снижает потери в среднем на 30%. Одновременная окраска внутренней и наружной поверхностей резервуаров может уменьшить потери от испарения на 40—50% по сравнению с резервуарами, имеющими неокрашенные поверхности.)

Один из эффективных способов хранения легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов — хранение в заглубленных и подземных резервуарах, отличающихся относительным постоянством температурного режима. При хранении в заглубленных резервуарах почти полностью исключаются потери от «малых дыханий», так как, будучи засыпаны грунтом, они не подвергаются солнечному облучению, и, следовательно, в них почти отсутствуют суточные изменения температуры газового пространства. По сравнению с наземными резервуарами потери от «малых дыханий» в заглубленных резервуарах сокращаются в 8—10 раз и несколько снижаются потери от «больших дыханий» (при отсутствии газоуравнительных трубопроводов)?

(Газовая обвязка резервуаров дает наибольший эффект в резервуарных парках, где работа по приему и откатке совпадает как по производительности, так и по времени. В этом случае сохраняется значительное количество паров нефти и нефтепродуктов, которые перетекают из резервуара в резервуар то же время затраты на устройство газовых обвязок сравнительно невелики. Газовые обвязки рекомендуется выполнять по схеме, в которой все резервуары с нефтью или нефтепродуктами объединены в одну общую газоуравнительную систему. Это обеспечивает взаимозаменяемость всех резервуаров парка или группы резервуаров, связанных общими технологическими операциями. На рис. 8.2 показана схема газовой обвязки резервуаров с групповой установкой дыхательной аппаратуры. По этой схеме газовые пространства резервуаров, предназначенных для хранения одноименных сортов нефти или нефтепродуктов, объединяются обвязкой (газоуравнительной системой), на которой установлен общий комплект дыхательной аппаратуры.

Схемы газоуравнительных систем зависят от комплекса эксплуатационных и технологических факторов, характерных для различных резервуарных парков как по объему и производительности, так и по компоновке и их назначению. В тех случаях, когда коэф-

фициент совпадения операций по заполнению к одновременному опорожнению резервуаров невелик, в систему газовой обвязки резервуаров включают специальные газосборники. На рис. 8.3 представлена схема газоуравнительной системы наземного резервуарного парка, связанная с транспортной емкостью и оборудованная газосборником.

Система трубопроводов газовой обвязки принимается с расчетом обеспечения прохождения паровоздушной смеси при максимальной закачке и выкачке нефтепродукта и устранения избыточного вакуума при понижении температуры наружного воздуха.

(Газосборники имеются различных конструкций, например: в виде обычных резервуаров, оборудованных подъемной крышкой с гидравлическим или сухим затвором, или в виде «мягких» (эластичных), дышащих резервуаров из синтетических (резинотканевых) материалов, являющихся наиболее перспективными.)

Поскольку потери нефти и нефтепродуктов наблюдаются при различных операциях транспорта и хранения, причем величина их зависит от многих факторов, учет этих потерь осуществляется раздельно специальными нормами потерь. Эти нормы регламентируют потери нефти и нефтепродуктов как при хранении, приемке и отпуске, так и при транспортировке, причем для каждой операции установлены нормы потерь в зависимости от времени года и климатической зоны, исходя из физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов, которые в свою очередь подразделяются на десять групп.

Действующие нормы потерь не являются стабильными. Они периодически пересматриваются по мере усовершенствования методов хранения и транспорта нефти и нефтепродуктов. Внедрение рациональных организационно-технических мероприятий и специальных

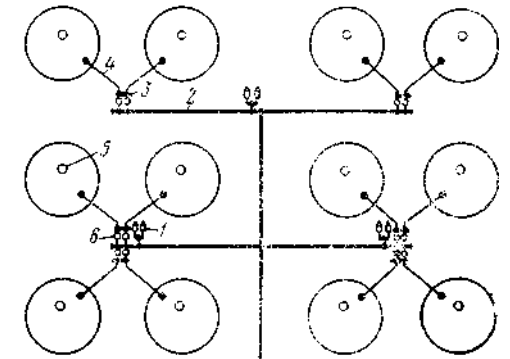


Рис. 8.2. Схема газовой обвязки резервуаров с централизованной (групповой) установкой дыхательной аппаратуры:

1 — дыхательный клапан; 2 — асбцементная труба; 3 — задвижка (поворотная заслонка); 4 — металлическая труба; 5 — предохранительный мембранный клапан; 6 — огневой предохранитель

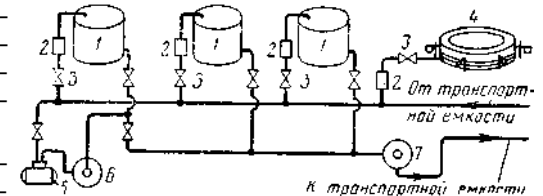


Рис. 8.3. Схема газовой обвязки резервуаров, подключенных к транспортной емкости:

1 — резервуар; 2 — огневой предохранитель; 3 — запорная задвижка; 4 — газосборник; 5 — сборник конденсата; 6 — насос для откачки конденсата; 7 — насос для налива (слива) нефтепродукта

технических средств создают условия для снижения фактических потерь при всех операциях и установления более прогрессивных норм.

Известны и другие способы снижения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах.

**Пример 8.1.** Определить потери автобензина от одного «малого дыхания» в стальном вертикальном «атмосферном» резервуаре объемом 10 000 м<sup>3</sup>. Исходные данные: степень заполнения резервуара 0,5; температура начала кипения  $t_{н.к.} = 46^\circ\text{C}$ ; среднее атмосферное давление  $p_a = 10^5$  Па; давление насыщенных паров по Рейду  $p_v^0 = 0,6 \cdot 10^5$  Па; максимальная и минимальная температуры в газовом пространстве резервуара  $t_1^{\min} = 12^\circ\text{C}$  и  $t_1^{\max} = 40^\circ\text{C}$ ; максимальная и минимальная температуры верхних слоев бензина  $t_{всп}^{\min} = 14^\circ\text{C}$  и  $t_{всп}^{\max} = 22^\circ\text{C}$ .

**Решение.** Расчет ведем по формуле (8.1), принимая  $p_1 \approx p_2 \approx p_a$ , т. е.

$$G_{м.д} = V p_a \left( \frac{1 - C_1}{T_1} - \frac{1 - C_2}{T_2} \right) \frac{C}{1 - C} \cdot \frac{M_6}{R}.$$

Находим упругость паров  $p_v$  соответственно температуре верхних слоев бензина (при  $t_{всп}^{\min}$  и  $t_{всп}^{\max}$ ) по графику на рис. 8.1:  $p_{v1} = 0,027$  МПа =  $0,27 \times 10^5$  Па и  $p_{v2} = 0,04$  МПа =  $0,4 \cdot 10^5$  Па. Тогда

$$C_1 = \frac{p_{v1}}{p_a} = \frac{0,027}{0,1} = 0,27$$

и

$$C_2 = \frac{p_{v2}}{p_a} = \frac{0,04}{0,1} = 0,4.$$

Средняя объемная концентрация паров бензина

$$C = \frac{C_1 + C_2}{2} = \frac{0,27 + 0,4}{2} = 0,335.$$

Молекулярный вес бензиновых паров

$$M_6 = 60 + 0,37 \cdot 14 + 0,001 \cdot 16 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 462 = 75,9 \text{ кг/моль}.$$

Объем газового пространства  $V = 10\,000 \cdot 0,5 = 5000$  м<sup>3</sup>. Абсолютные температуры газового пространства  $T_1 = 273 + 12 = 285$  К и  $T_2 = 273 + 40 = 313$  К.

Потери бензина за одно «малое дыхание»

$$G_{м.д} = 5000 \cdot 10^5 \left( \frac{1 - 0,27}{285} - \frac{1 - 0,4}{313} \right) \frac{0,335}{1 - 0,335} \cdot \frac{75,9}{8314} \approx 1400 \text{ кг}.$$

**Пример 8.2.** Определить потери от одного «большого дыхания» по условиям примера 8.1.

**Решение.** Расчет ведем по формуле

$$G_{б.д} = V_6 C \frac{p_a}{T} \cdot \frac{M_6}{R}.$$

Объем закачиваемого бензина при коэффициенте использования емкости 0,95 составляет

$$V_6 = 10\,000 \cdot 0,95 = 9500 \text{ м}^3.$$

Средняя объемная концентрация бензиновых паров в газовом пространстве резервуара

$$C = \frac{p_v}{p_a} = \frac{0,0335}{0,1} = 0,35,$$

дери = 0,0335 МПа =  $0,335 \cdot 10^5$  Па соответствует средней температуре поверхности бензина  $t_{всп}^{ср} = 18^\circ\text{C}$ , а средняя абсолютная температура газового пространства

$$T = 273 + \frac{12 + 40}{2} = 299 \text{ К}.$$

Потери бензина за одно «большое дыхание» составят

$$G_{б.д} = 9500 \cdot 0,335 \frac{10^5}{299} \cdot \frac{75,9}{8314} \approx 10\,000 \text{ кг}.$$

## § 4. Замер и учет нефти и нефтепродуктов

### Калибровка емкостей

В процессе эксплуатации замер и учет нефтепродуктов является обязательным условием при выполнении всех операций при хранении и транспорте.

Массовое (весовое) количество нефти и нефтепродуктов в резервуарах определяют по объему, занимаемому ими в резервуаре.

Умножением объема на плотность при температуре замера получают массу нефти или нефтепродукта.

В практике эксплуатации для быстрого и точного определения объема нефти или нефтепродукта в зависимости от его уровня в резервуаре (высоты взлива) пользуются заранее составленными калибровочными (замерными) таблицами на каждый тип резервуара с учетом их конструкции и формы.

Калибровку резервуаров производят различными методами. Наиболее распространенными являются:

1) при помощи мерных сосудов, путем налива их и слива заранее отмеренных объемов воды (этот метод применим в основном для емкостей небольших объемов);

2) при помощи объемных счетчиков, измеряющих количество налитой воды при одновременном измерении высоты уровня в калибруемой емкости;

3) путем замера геометрических размеров резервуара.

Выбор метода калибровки производится с учетом объема резервуаров и предъявляемой к ним точности. Наиболее доступен в эксплуатации метод обмера резервуаров (точностью до четвертого знака). С этой целью составляют калибровочные замерные таблицы с нарастающим итогом, указывающим объем резервуара в кубических метрах или литрах через каждый сантиметр высоты заполнения. Обмер резервуаров производят при помощи стальной рулетки с лентой длиной 20 м. Калибровку вертикальных цилиндрических резервуаров осуществляют путем измерения высоты и внутреннего диаметра каждого пояса, при этом высоту и толщину листов поясов

измеряют с внутренней стороны не менее чем в трех точках по окружности резервуара, принимая в расчетах среднеарифметические их значения, а внутренние диаметры определяют по наружному диаметру второго пояса. По данным измерений определяют действительные объемы резервуаров, пользуясь математическими формулами подсчета геометрических объемов. Так, общий объем резервуара составит

$$V = \sum_{i=1}^{i=n} V_i = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\pi \hat{D}_i^2}{4} h_i,$$

где  $n$  — число поясов;  $V_i$  — объем одного пояса;  $D_i$  — внутренний диаметр каждого пояса, определяемый по наружному диаметру второго пояса  $\hat{D}_2^2 = S_2/\pi$ ;  $S_2$  — измеренный периметр окружности второго пояса. Внутренние диаметры поясов в резервуарах с телескопическим расположением будут равны  $D_1 = D_2^*$ ;  $D_2^* = 2\delta_2$ ;  $D_3 = D_1 - 2(2\delta_2 + \delta_3)$  и т. д.; в резервуарах со ступенчатым расположением поясов диаметры всех нечетных поясов соответственно равны  $D_2^*$ , т. е.  $D_1 = D_3 = D_5$  и т. д., а внутренние диаметры четных поясов  $D_2 = D_1 - 2\delta_2$ ;  $D_4 = D_3 - 2\delta_4$  и т. д.

Поскольку на точность составления калибровочных таблиц влияет гидростатическое давление жидкости, которое в известной степени деформирует геометрические размеры резервуара, обмеры резервуаров рекомендуется производить при наполнении их жидкостью на 60—80%. Допускается измерять также и порожние резервуары, однако только после их предварительного испытания водой на прочность в течение трех суток.

В калибровочные таблицы вводят поправку (коррекцию) на неровности и уклоны днища, которая определяется путем залива в резервуар водяной подушки, покрывающей все выступы днища. Разность между объемом (рассчитываемым по таблицам) залитого нефтепродукта до и после залива воды дает поправку на неровности днища. Поправку вносят также на оборудование, расположенное внутри резервуара, например на змеевики, трубы, колонны, которые измеряются для определения объема и, которые в зависимости от их расположения относятся в высотном отношении к соответствующему поясу. Например, змеевики, расположенные на днище, относят как поправку к первому поясу резервуара, а колонны или оборудование, занимающее несколько поясов, относят к соответствующим поясам.

Особенности составления калибровочных таблиц для горизонтальных резервуаров, отличающихся от вертикальных резервуаров более сложной формой, заключаются в том, что их объем и посантиметровые показатели по высоте учитывают как цилиндрическую форму корпуса, так и коническую или сферическую форму днища.

Калибровочные таблицы на резервуары других форм, например, сферические, каплевидные с плавающей крышей, составляют так же, как и для вертикальных резервуаров, т. е. по высоте взлива нефтепродукта, в соответствии со специально разработанными методами, в которых учитываются особенности данных резервуаров,

например, влияние температурных изменений корпуса резервуара на его объем, сжимаемость нефтепродуктов под действием гидростатического давления и т. д. К калибровочным таблицам прилагаются эскизы резервуаров с основными размерами, указывается объем, площадь зеркала испарения, величины поправок, высотный трафарет и др.

#### Учет нефти и нефтепродуктов в емкостях

Учет нефти и нефтепродуктов в емкостях — одно из важнейших условий правильной эксплуатации объектов транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. По точности учета можно судить о величине потерь, своевременно выявлять источники и причины их возникновения или превышения норм, а также судить о состоянии емкостей.

Учет принимаемых, отпускаемых, а также хранимых нефтепродуктов можно осуществлять тремя методами — объемным, весовым и объемно-весовым. В Советском Союзе узаконен весовой и объемно-весовой методы учета нефтепродуктов. Объемным называется такой метод, когда количество нефтепродукта учитывается в объемных единицах — в литрах или кубометрах. Этот метод имеет ограниченное применение, так как в условиях эксплуатации для точного учета необходимо замеренные объемы уточнять в зависимости от температуры и коэффициента объемного расширения данного нефтепродукта, что усложняет расчеты и неудобно при практическом пользовании.

Весовой метод основан на непосредственном взвешивании нефтепродуктов на весах; применяют в основном для учета небольших количеств нефтепродуктов, в бочках, бидонах и другой мелкой таре. Взвешивание производят на десятичных и сотенных весах с предельной нагрузкой 50—3000 кг, а также на весах циферблатного типа с допустимой нагрузкой 2—20 кг.

Метод взвешивания автоцистерн и железнодорожных цистерн является уже устаревшим и учет количеств ведется счетчиками или путем непосредственного замера.

Объемно-весовой метод основан на определении веса (массы) путем перемножения объема нефтепродукта на его плотность при его действительной температуре.

Высоту уровня нефтепродуктов в резервуарах и цистернах измеряют следующими способами: замер при помощи стальной мерной ленты с миллиметровыми делениями или метрштоком (в малых резервуарах). Этот способ для больших резервуаров трудоемок, а также требуется много времени на замеры. Замер при помощи поплавковых устройств применяют лишь для ориентировочного учета, так как он отличается значительной погрешностью. Для более точных замеров используют автоматизированные системы, которые передают показания на щит диспетчерского пункта. Современные электронные приборы с чувствительной антенной обеспечивают замер уровня в пределах до  $\pm 1$  мм.

Применяют также и другие методы замера при помощи радиоактивных уровнемеров, пневматических и фотоэлектрических указателей уровня и др.

Плотность нефтепродуктов измеряют несколькими способами: взвешиванием, при помощи пикнометров, а также нефтенсиметрами, получившими наибольшее распространение.

Нефтенсиметр представляет собой запаянную стеклянную трубку с расширенной нижней частью, в которой находятся груз и термометр. На верхней части трубки нанесены деления с цифрами. Деление нефтенсиметра, совпадающее с уровнем жидкости (мениском), показывает величину плотности. Термометр указывает температуру продукта в период замера.

Для взятия проб из резервуаров применяют пробоотборники: стационарные, входящие в комплект оборудования резервуаров и обеспечивающие полуавтоматический отбор пробы по всей высоте разлива продукта, и переносные для взятия пробы с данного уровня жидкости.

Известны два типа переносных пробоотборников — в виде металлического сосуда (стакана) с герметически закрывающейся крышкой на заданном уровне и в виде лота, укрепленного на рулетке.

Пробоотборник — стакан объемом 1 л имеет утяжеленное дно, а вращающаяся крышка выполняется с уклоном. Пробоотборник спускают на глубину и удерживают мерной лентой, прикрепленной к втулке. Путем натяжения троса, прикрепленного к кольцу, открывают крышку и набирают нефтепродукт; вытаскивают пробоотборник при помощи другого троса. Поскольку для определения плотности и температуры нефти и нефтепродуктов отбирается средняя проба, такая проба составляется смешением нескольких индивидуальных проб, взятых с разных уровней.

Для определения массы «нетто» нефти или нефтепродукта, содержащих балласт в виде воды, механических примесей и солей во взвешенном состоянии, определяют их процентное массовое (весовое) содержание и вычитают из массы «брутто». Уровень подтоварной воды в резервуаре измеряют при помощи водочувствительной ленты.

Качество нефтепродуктов в полном объеме проверяют в специальных лабораториях.

Учет нефти и нефтепродуктов, поступающих в судах и железнодорожных цистернах, производится определением чистой массы с использованием калибровочных таблиц и сопоставления с данными, указанными в транспортных документах и паспортах качества, что оформляется соответствующим приемочным актом.

Снятие фактических остатков нефти и нефтепродуктов на нефтебазах производится при инвентаризации не менее одного раза в месяц.

Транспортируемое и отпущенное количество нефти, нефтепродуктов и газа измеряют при помощи счетчиков объемных и расходомеров — дифманометров разных типов.

Кроме объемных счетчиков имеются еще счетчики скоростные и весовые, однако при транспорте и отпуске нефтепродуктов и газа их применяют редко.

Перед счетчиком для измерения вязких нефтепродуктов обычно устанавливают фильтры, а для светлых нефтепродуктов фильтры-воздухоотделители, отделяющие из поступающей в счетчик жидкости воздух и пары топлива, которые, таким образом, при измерении не фиксируются счетчиком.

Все виды счетчиков-расходомеров снабжены паспортами завода-изготовителя, в которых указаны величины погрешности в зависимости от расхода.

При проведении измерений и замеров необходимо соблюдать правила техники безопасности. Например, уровень нефтепродуктов в резервуаре надо измерять только по стационарно установленному замерному устройству. Замеры вручную допускается производить лишь в резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 2000 Па (200 мм вод. ст.), при этом отверстие люка резервуара, через которое замеряется уровень с помощью стальной рулетки, по внутренней окружности должно быть защищено кольцом или колодкой из материала, не допускающего искрообразования при движении замерной ленты. После замера крышку люка следует плотно закрыть.

## ГЛАВА 9

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ НЕФТЕБАЗ. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

#### § 1. Технологические трубопроводы нефтебаз

Трубопроводы на нефтебазах подразделяются на технологические и вспомогательные. Технологическими называются такие трубопроводы, по которым перекачиваются нефть и нефтепродукты. При помощи технологических трубопроводов осуществляются операции по закачке (и выкачке) нефти и нефтепродуктов в транспортные емкости (железнодорожные цистерны, танкеры, автоцистерны), в резервуары — хранилища нефтебаз, подача на раздаточные устройства, а также внутрипарковые перекачки. Вспомогательные трубопроводы используют для транспорта воды, пара, воздуха и т. д.

Технологические трубопроводы подразделяются на следующие основные категории:

по назначению — на нефтепроводы и нефтепродуктопроводы низкого давления — до 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>); среднего давления — 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>);

по гидравлической схеме работы — на простые трубопроводы, не имеющие ответвлений, и сложные трубопроводы, имеющие ответвления (разветвленные трубопроводы);

по характеру напоров — на нагнетательные (напорные), всасывающие (в зависимости от схемы присоединения к насосу) и самотечные, работающие под давлением столба жидкости в резервуаре;



по способу прокладки — на подземные и надземные. Трубопроводные коммуникации слагаются из следующих элементов: труб различного назначения, соединительных фасонных частей, арматуры и компенсаторов. На нефтебазах вследствие небольшой протяженности технологических трубопроводов давление в них обычно не превышает 1,0—1,2 МПа (10—12 кгс/см<sup>2</sup>), поэтому применяют трубы и арматуру, рассчитанную на давление до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нефтебаз применяют стальные трубы из малоуглеродистой и низколегированной стали, обладающих хорошей свариваемостью. Эти трубы выпускают бесшовными, электросварными, спиральношовными и других конструкций. Трубы бесшовные для больших диаметров изготавливают горячекатаными, для малых диаметров холоднокатаными или холоднотянутыми. Трубы сварные для больших диаметров имеют продольный или спиральный шов, а для малых диаметров — продольный шов. Наибольшее применение имеют бесшовные горячекатаные трубы с наружным диаметром 57—426 мм (длиной 4—12 м) по ГОСТ 8732—70 из спокойной мартеновской стали марок 10; 20 и Ст4сп, основные данные которых приведены в табл. 9.1. Также применяют электросварные диаметром 426—1620 мм по ГОСТ 10704—63 и ГОСТ 10706—63 из стали Ст2сп, Ст3сп и Ст4сп. Эти трубы рассчитаны для использования в трубопроводах давлением до 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>).

Диаметр и толщину стенок рассчитывают с учетом объема перекачки, величины рабочего давления, агрессивности среды (по отношению к металлу труб), а также температуры.

Таблица 9.1

Сортамент наиболее употребляемых бесшовных горячекатаных труб (ГОСТ 8732-70)

Наружный диаметр трубы, мм	Теоретический вес (масса) 1 м длины трубы (кг) при толщине стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	и
57	4,00	5,23	6,41	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48
60	4,22	5,52	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29
70	4,96	6,51	8,01	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01
76	5,40	7,10	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63
89		8,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16
108		10,26	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31
133		12,73	15,78	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10
159	—		18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15
168			20,10	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59
219	—	—		31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43
273	—	—			45,92	52,28	58,60	64,86	71,07
325						62,54	70,14	77,68	85,18
377	—						81,68	90,51	99,29
426	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59	112,58

Основной вид разъемного соединения труб между собой — фланцевое соединение, как наиболее плотное (бензо- и газонепроницаемое), при этом преимущественно используют приварные фланцы. Трубы диаметром 100—150 мм в отдельных случаях собирают на муфтах или при помощи нарезных фланцев. Для ответвлений применяют фитинги — колена, тройники, крестовины и др. На тех участках трубопроводов, где по условиям монтажа и эксплуатации не требуются разъемные соединения, главным образом на прямых участках, применяют сварные соединения. Сварка также и используется для изготовления отводов и крутоизогнутых угольников.

Для обеспечения герметичности фланцевых соединений трубопроводов и арматуры применяют специальные прокладки, которые зажимаются между фланцами при помощи болтов. Материал прокладок выбирают в зависимости от физико-химических свойств транспортируемой жидкости или газа, их температуры и давления; преимущественно применяют прокладки из маслобензостойкой листовой технической резины толщиной 3—5 мм или паронитовые толщиной 1—4 мм, пропитанные цилиндрическим маслом и покрытые графитовым порошком.

Кроме металлических применяют пластмассовые трубы. Главное преимущество пластмассовых труб заключается в том, что они в несколько раз легче металлических, стойки к коррозии и внутренним отложениям. Наиболее применимы трубы из полиэтилена высокой плотности. Эти трубы изготавливают диаметром 6—300 мм на давление 0,25—1,0 МПа (2,5—10 кгс/см<sup>2</sup>).

Для соединения трубопроводов с транспортными емкостями при их заполнении используют резинотканевые напорные маслобензостойкие рукава (гибкие шланги). Для включения и выключения трубопроводов, а также для регулирования потока жидкости или газа на трубопроводах устанавливают арматуру в виде кранов, вентиля и задвижек.

Краны изготавливают из стали, чугуна, бронзы, а также из пластмассы; их применяют преимущественно на трубопроводах для нефтепродуктов небольшого диаметра (до 50—80 мм) при температуре до 100° С и давлении до 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>).

Более герметичны в широких пределах давлений и надежны в работе вентили и задвижки, отличающиеся точностью регулирования потока.

Вентили по сравнению с кранами более сложны в устройстве и имеют большую массу; они отличаются большим гидравлическим сопротивлением и не рекомендуются для установки на трубах, транспортирующих вязкие жидкости. Для уменьшения гидравлического сопротивления применяют вентили с обтекаемой формой корпуса и прямооточные.

Задвижки имеют наибольшее распространение в нефтебазовом хозяйстве, так как обладают малым гидравлическим сопротивлением, легко открываются и закрываются. Для облегчения открывания больших задвижек и осуществления дистанционного управления они снабжаются различными приводами — электрическим,

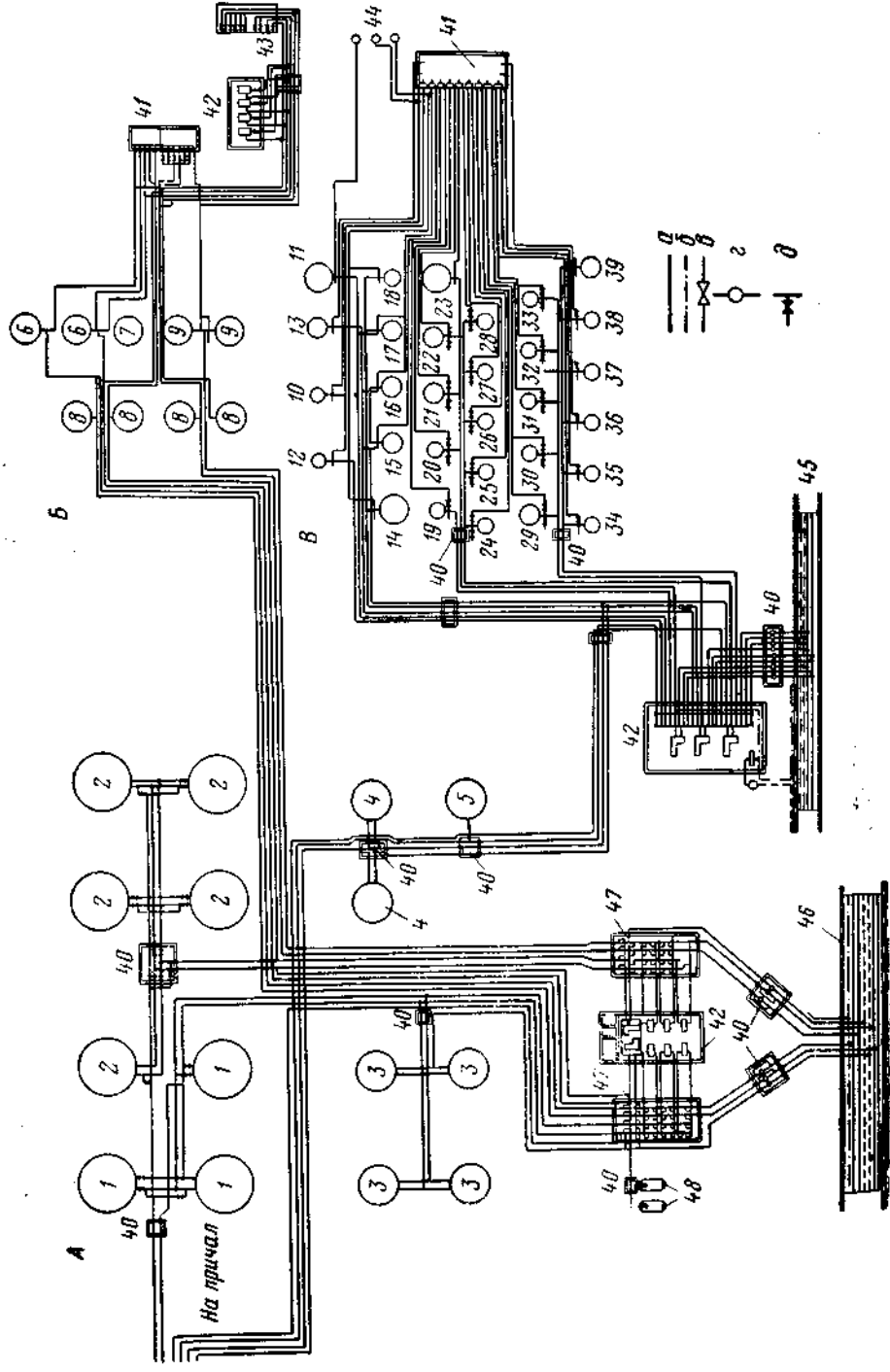


Рис. 9.1. Технологическая схема (трубопроводные коммуникации) крупной перекалочной нефтебазы:

А — трубопроводы для нефтепродуктов; Б — воздухопроводы; 6 — воздухопроводы; 8 — задвижки; 2 — фильтры; 9 — вентили; А — основной блок, резервуары для хранения; 1 — дизельного топлива; 2 — автобензина; 3 — керосина; 4 — автотоплива; 5 — автобензина; 6 — керосина; 7 — дизельного топлива; 8 — автобензина; 9 — автотоплива; 10 — резервуары для хранения; 11 — резервуары для хранения; 12 — резервуары для хранения; 13 — резервуары для хранения; 14 — резервуары для хранения; 15 — резервуары для хранения; 16 — резервуары для хранения; 17 — резервуары для хранения; 18 — резервуары для хранения; 19 — резервуары для хранения; 20 — резервуары для хранения; 21 — резервуары для хранения; 22 — резервуары для хранения; 23 — резервуары для хранения; 24 — резервуары для хранения; 25 — резервуары для хранения; 26 — резервуары для хранения; 27 — резервуары для хранения; 28 — резервуары для хранения; 29 — резервуары для хранения; 30 — резервуары для хранения; 31 — резервуары для хранения; 32 — резервуары для хранения; 33 — резервуары для хранения; 34 — резервуары для хранения; 35 — резервуары для хранения; 36 — резервуары для хранения; 37 — резервуары для хранения; 38 — резервуары для хранения; 39 — резервуары для хранения; 40 — насосные станции; 41 — насосные станции; 42 — насосные станции; 43 — насосные станции; 44 — насосные станции; 45 — сливно-наливная эстакада для темных нефтепродуктов и масел; 46 — сливно-наливная эстакада для светлых нефтепродуктов; 47 — помещение для задвижек; 48 — подземные резервуары для опорожнения трубопроводов

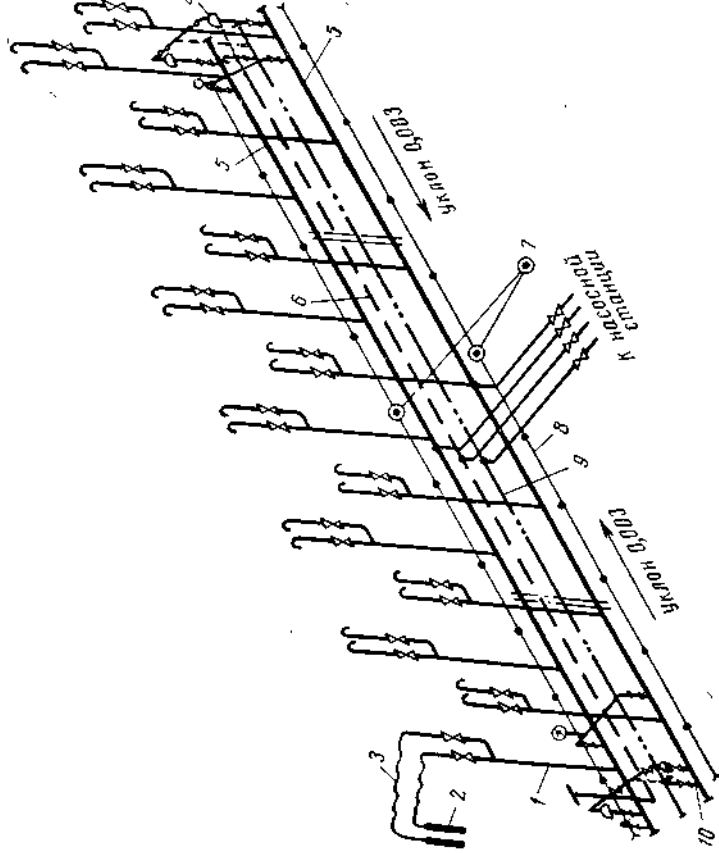


Рис. 9.2. Схема трубопроводов сливно-наливной эстакады:

1 — сливно-наливной сток; 2 — наконечник; 3 — резервуар для слива; 4 — вентиль; 5 — основные коллекторы; 6 — коллектор для слива технических нефтепродуктов; 7 — канализационные колоды; 8 — лоток; 9 — воздушный коллектор; 10 — вентиль для выпуска воздуха

пневматическим или гидравлическим. Наибольшее применение имеют задвижки с электроприводом. Кроме электроприводов в качестве дублера задвижки имеют ручной привод. Применяют также пластмассовую арматуру.

Задвижки и краны устанавливают в колодцах; практикуется также и бесколодезная установка.

Сеть технологических трубопроводов вместе с установленной на ней аппаратурой и оборудованием связывает между собой все производственно-технологические сооружения и установки нефтебазы, обеспечивая выполнение необходимых операций по перекачке нефти и нефтепродуктов. Сами установки и сооружения как то: резервуарный парк, эстакады, насосные и разливочные — также оснащают технологической обвязкой трубопроводов с учетом номенклатуры нефтепродуктов, характера проводимых операций, числа этих операций и одновременности их выполнения. Общую схему всей сети технологических трубопроводов называют технологической схемой.

На рис. 9.1 приведена технологическая схема крупной перевалочной нефтебазы с многочисленными операциями, для обеспечения которых предусмотрены по несколько насосных, разливочных, железнодорожных и автоэстакад. Раздаточные автоэстакады служат для отпуска (налива) нефтепродуктов в автоцистерны. Разливочные предназначены для отпуска нефтепродуктов в тару, при этом светлые и темные нефтепродукты, как правило, разливаются в отдельных зданиях (или в отдельных помещениях). Трубопроводы для обвязки резервуаров приняты с учетом их назначения и характера операций, выполняемых на данной нефтебазе. Схема обвязки резервуаров трубопроводами обычно выполняется двухтрубной, что обеспечивает возможность перекачки нефти или нефтепродуктов из одного резервуара в другой как в пределах данной резервуарной группы, так и между резервуарами соседних групп нефтебазы. В любом случае внутрибазовая перекачка осуществляется теми же насосами, которые используются для основных операций по приему и отпуску нефти и нефтепродуктов. Внутрибазовые перекачки в основном производят на случай опорожнения резервуара при обнаружении течи, на время очистки, ремонта и смены сорта хранимого нефтепродукта, а также на случай возникновения пожара, когда может потребоваться откачка нефтепродукта из резервуара. Двухтрубная схема обеспечивает одновременный прием и выдачу нефтепродукта — по разным трубопроводам. На рис. 9.2 показан пример технологической схемы сливно-наливной железнодорожной эстакады (на общей схеме не показана), рассчитанной на одновременный слив — налив нефтепродуктов двух сортов. Схема трубопроводов в этом случае может изменяться не только от количества сливаемых или наливаемых нефтепродуктов, но также от принятой системы слива и налива и требуемых операций. Коммуникации железнодорожных эстакад обычно связаны с насосными, обвязка которых рассчитана на одновременную работу необходимого числа насосов и их взаимозаменяемость. С этой целью предусматривается специализация

трубопроводов и насосов по сортам или группам перекачиваемых нефтепродуктов, а также возможность выключения одного или нескольких насосов без перерыва работы насосной. На рис. 9.3 приведена схема трубопроводов централизованной насосной станции для перекачки светлых нефтепродуктов, коммуникации которой

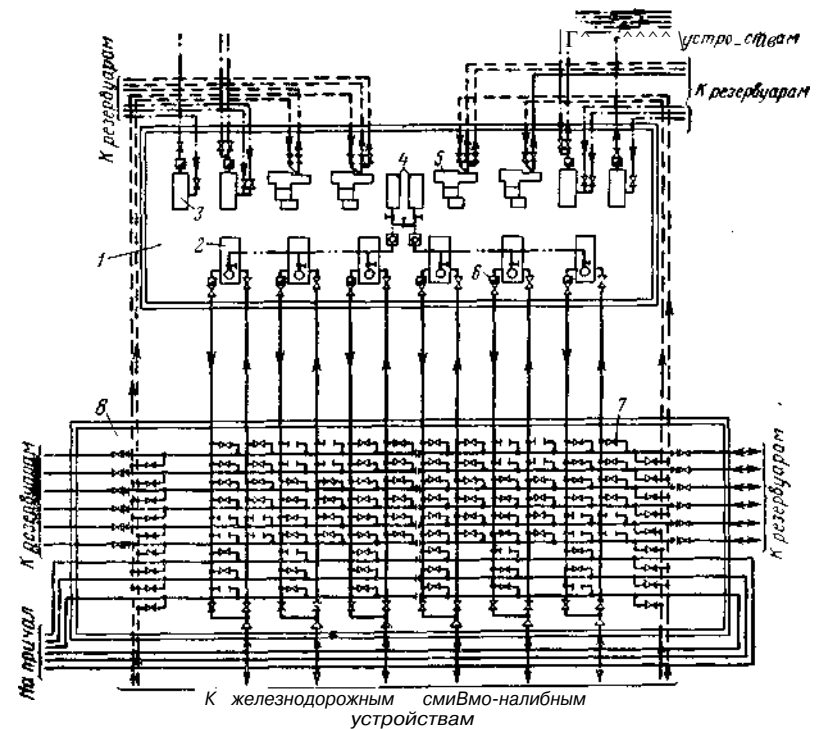


Рис. 9.3. Схема централизованной насосной станции для перекачки светлых нефтепродуктов:

1 — насосная; 2 — насосы основные центробежные; 3 — насосы раздаточного блока; 4 — вакуум-насосы; 5 — насосы поршневые вспомогательные; 6 — обратные клапаны; 7 — задвижки; 8 — площадка, управления задвижками (манифольд)

связаны не только с железнодорожными эстакадами, но и с раздаточными устройствами и с причалом.

На крупных морских нефтебазах преимущественно сооружают нефтяные пирсы с двумя и более причалами на каждом. На рис. 9.4 показана схема трубопроводов нефтяного пирса с двумя причалами, обеспечивающими одновременный прием двух нефтеналивных судов. Трубопроводы позволяют вести перекачку нефтепродуктов четырех сортов и нефти, а также осуществлять прием балласта (балластных вод) из судов с подачей их к очистным сооружениям нефтебазы.

В связи с тем что на нефтебазах хранится большой ассортимент нефтепродуктов, при устройстве трубопроводных коммуникаций стремятся всемирно уменьшить число трубопроводов путем перекачки

Скорость движения нефти и нефтепродуктов  
в зависимости от их вязкости

Кинематическая вязкость жидкости $\nu \cdot 10^4, \text{ м}^2/\text{с}$	Скорость, м/с		Кинематическая вязкость жидкости $\nu \cdot 10^4, \text{ м}^2/\text{с}$	Скорость, м/с	
	на линии всасывания	на линии нагнетания		на линии всасывания	на линии нагнетания
0,01—0,11	1,5	2,5	0,72—1,46	14	1,2
0,11—0,28	1,3	2,0	1,46—4,38	1,0	1,1
0,28—0,72	1,2	1,5	4,38—8,77	0,8	1,0

нескольких сортов нефтепродуктов по одному трубопроводу с соблюдением при этом условий сохранения их качества. Это достигается тем, что по одному трубопроводу перекачивают нефтепродукты, близкие по своим физико-химическим свойствам. Правилами

эксплуатации нефтебаз предусмотрена группировка топлив и масел при последовательной перекачке их по одному трубопроводу при условии обеспечения его надежного опорожнения.

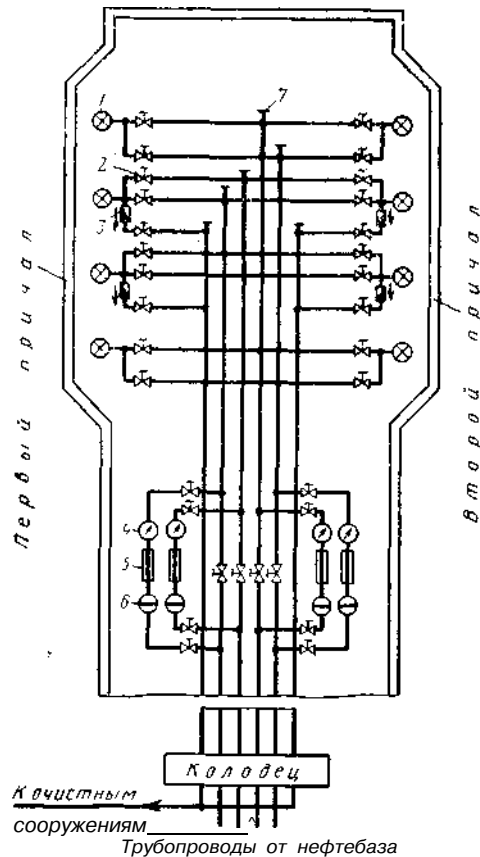


Рис. 9.4. Технологическая схема нефтяного пирса:

1 — стендер; 2 — задвижка с электроприводом; 3 — клапан обратный; 4 — счетчик; 5 — струевыпрямитель; 6 — фильтр; 7 — заглушка

Окончательную величину скорости уточняют по выбранному диаметру трубы (по сортаменту).

Расчет всасывающего трубопровода ведут из условия, чтобы сумма гидравлического сопротивления трубопровода и геометрическая высота всасывания не превышала всасывающей способности насоса  $H_{вс} \leq H_{нас}$ .

При этом

$$H_{вс} \geq \sum h \pm \Delta z, \quad (9.1)$$

## § 2. Гидравлические расчеты трубопроводных коммуникаций

В задачу гидравлического расчета трубопроводных коммуникаций входит определение диаметра трубопроводов — всасывающих, нагнетательных, самотечных и разветвленных трубопроводных линий, а также составление характеристик совместной работы трубопроводов и насосов с соответствующим определением мощности двигателей.

Формулы по определению диаметра трубопровода, гидравлических сопротивлений, определению характеристик насосов и мощности электродвигателей аналогичны приведенным в гл. 3. При расчетах учитывают рекомендуемые скорости движения нефти и нефтепродуктов в зависимости от их вязкости (табл. 9.2).

где  $\sum h$  — сумма потерь напора в трубопроводе (включая местные сопротивления и потери на образование скоростного напора)

$$\sum h = h_T + h_M + \frac{w^2}{2g};$$

$\Delta z = 2j - z_2$  — разность отметок между всасывающим патрубком насоса и приемным патрубком резервуара. При расчетах величину скоростного напора не учитывают из-за малого ее значения.

В практике проектирования всасывающих трубопроводов для легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов рассчитывают для наиболее высокой температуры их перекачки, когда упругость паров и вероятность образования газовых скоплений наибольшая; а при перекачке вязких темных нефтепродуктов принимается в расчет режим перекачки при минимальной температуре, т. е. при максимальной вязкости, обуславливающей наибольшее сопротивление на трение при движении по трубам.

При расчете всасывающих трубопроводов производят проверку неразрывности струи (с учетом упругости паров) перекачиваемой жидкости в случаях, когда наивысшая отметка этих трубопроводов превышает отметку оси насоса или наинизший уровень жидкости в емкости, откуда предусматривается перекачка по формуле

$$H_i \geq \frac{p_y}{\rho}, \quad (9.2)$$

где  $H_i$  — пьезометрический (остаточный) напор в любой точке всасывающего трубопровода, м;  $p_y$  — упругость паров нефтепродукта, м вод. ст. (Па);  $\rho$  — относительная плотность нефтепродукта.

Проверку работы насоса на всасывание светлых нефтепродуктов с учетом упругости паров производят по формуле

$$H_{вс} \geq \sum h \pm \Delta z + \frac{p_y}{\rho},$$

$H_{вс}$  — высота всасывания насоса (по паспортной характеристике);  $\sum h$  — суммарная потеря напора во всасывающем трубопроводе до

рассматриваемой точки;  $A_z$  — разность нивелирных отметок данной точки трубопровода и приемного патрубка у дна резервуара, из которого откачивается нефтепродукт.

В тех случаях, когда не выполняется условие устойчивой работы трубопровода на всасывание, для исключения возможности образования газовых мешков уменьшают гидравлическое сопротивление в трубопроводе путем увеличения диаметра или уменьшения его длины, а также за счет уменьшения разности нивелирных отметок.

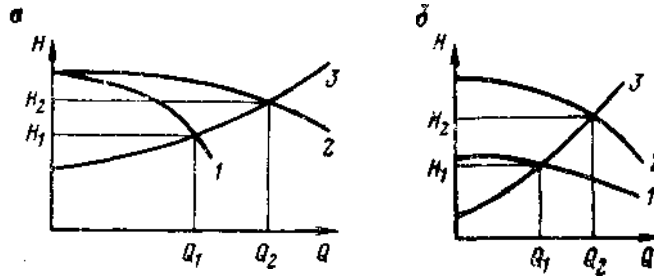


Рис. 9.5. Характеристики центробежных насосов при параллельном (а) и последовательном (б) соединении: 1 — характеристика одного насоса; 2 — характеристика двух насосов; 3 — характеристика трубопровода

Расчет нагнетательного трубопровода ведут по условию

$$H_n \geq \sum h + H_0, \quad (9.4)$$

где  $H_0$  — геометрический напор.

Потерю напора в трубопроводе в этом случае также определяют по обычным формулам в зависимости от режима течения жидкости.

В случае самотечного налива соблюдают условие, чтобы статический (геометрический) напор  $H_0$  был равен или больше суммы гидравлических потерь в трубопроводе  $H_0 \geq \sum h$ . При изменяющемся по длине трубопровода расходе, что, например, характерно для коллекторов железнодорожных эстакад, при практических расчетах учитывается полный расход, а потери напора уменьшают при ламинарном режиме в 2 раза, а при турбулентном режиме в 3 раза.

Для подбора насосного оборудования по данным гидравлического расчета трубопровода строится его характеристика  $Q-H$ . Наложение характеристики  $Q-H$  соответствующего насоса на характеристику трубопровода дает точку пересечения, которая определяет параметры (подачу, напор) системы насос — трубопровод. В тех случаях, когда требуемые подача и напор не обеспечиваются одним насосом, устанавливают два насоса и соединяют их трубопроводами параллельно или последовательно. На рис. 9.5, а приведены характеристики двух центробежных насосов при параллельном соединении, когда их характеристики складываются по горизонтали, т.е. суммируются расходы при одинаковых напорах. На рис. 9.5, б приведены характеристики насосов при последовательном соедине-

нии, когда их характеристики складываются по вертикали, т.е. когда суммируются напоры при одинаковых расходах. В обоих случаях точки пересечения характеристики трубопровода с суммарной характеристикой насосов соответствуют суммарной подаче  $Q_2$  и напору  $H_2$ . По этим параметрам определяется мощность двигателя.

Расчет самотечных линий относится к трубопроводам, по которым наливают транспортные емкости из резервуаров и, наоборот, из резервуаров в транспортные емкости или в резервуары

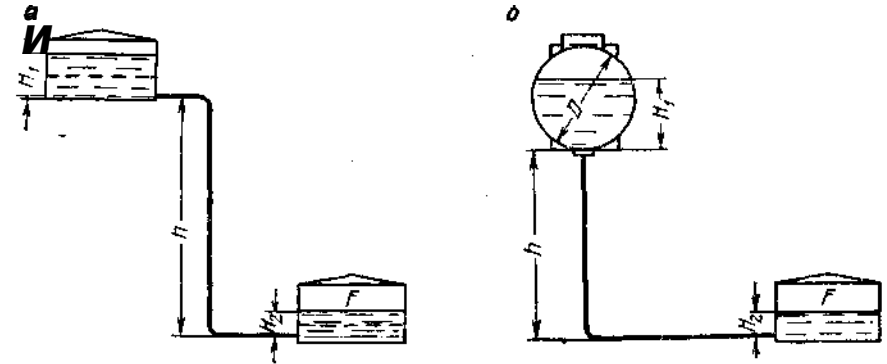


Рис. 9.6. Схема самотечного трубопровода для слива (налива) нефтепродуктов а — слив из одного резервуара под слой нефтепродукта в другом резервуаре; б — слив из железнодорожной цистерны под слой нефтепродукта в резервуаре

соседней группы. В любом случае налив обеспечивается при наличии разности нивелирных высот (отметок уровней жидкости), способной преодолеть сопротивление в трубопроводных коммуникациях. Слив нефтепродуктов обычно ведут под уровень жидкости, в случае налива железнодорожных цистерн наливной шланг или трубу опускают до дна цистерны, а при наливке резервуаров наливную трубу подводят со стороны дна резервуара (рис. 9.6, а, б). При расчете самотечного трубопровода определяют его пропускную способность при заданных размерах трубопровода, т.е. его длины, диаметра и располагаемом напоре или, наоборот, определяют размеры трубопровода при заданной пропускной способности. Пропускную способность самотечных трубопроводов рассчитывают по формуле

$$Q = \mu f \sqrt{2gh}, \quad (9.5)$$

где  $\mu$  — коэффициент расхода трубопровода;  $f$  — площадь сечения трубопровода;  $h$  — напор, под которым происходит истечение жидкости. Коэффициент расхода  $\mu$  зависит от диаметра трубопровода, его длины и величины местных сопротивлений; для рассматриваемого случая при сливе под уровень жидкости и. определяют по формуле

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi}}, \quad (9.6)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления (принимается в пределах 0,017—0,042);  $l$  — длина трубопровода;  $d$  — диаметр трубопровода;  $\sum \xi$  — сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода и сливного прибора. Поскольку скорость истечения жидкости при самотечном сливе является величиной переменной, зависящей от активного напора, соответственно меняется и коэффициент гидравлического сопротивления. Чтобы найти его среднее значение, сначала определяют начальную  $w_n$  и конечную  $w_k$  скорости истечения по формулам

$$w_n = \mu \sqrt{2g(h + H'_n + H''_n)}; \quad (9.7)$$

$$w_k = \mu \sqrt{2g(h + H'_k - H''_k)}; \quad (9.8)$$

где  $H'$  и  $H''$  — высота жидкости в резервуарах (индексы «н» и «к» означают начало и конец слива).

По найденным скоростям истечения определяют соответствующие их значения параметра Рейнольдса ( $Re_n$  и  $Re_k$ ) и значения  $\lambda_n$  и  $\lambda_k$  (по формуле Блазиуса). Принятый в начале расчета  $\lambda$  должен соответствовать среднеарифметическому значению  $\lambda_n$  и  $\lambda_k$ , т.е.  $\lambda = \frac{1}{2} (\lambda_n + \lambda_k)$ .

Поскольку слив в основном происходит при турбулентном режиме, то для этого случая время слива определяют по формуле

$$\tau_T = \frac{3\pi}{8k_c} \tau_0 (1 - \sqrt{1 - k^2}), \quad (9.9)$$

где

$$\tau_0 = \frac{4LD \sqrt{b}}{3\mu/a \sqrt{2g}};$$

$k_c$  — коэффициент, определяемый по графику на рис. 9.7;  $k = \sqrt{\frac{aD}{b}}$ ;  $a = 1 + \frac{\pi LD}{4F}$ ;  $b = h + H_1$  при сливе из резервуаров или  $b = h + D$  при сливе из железнодорожных цистерн (см. рис. 9.6, а, б);  $i$  — коэффициент расхода;  $L$  — длина котла цистерны;  $D$  — диаметр цистерны;  $F$  — площадь поперечного сечения трубопровода;  $F$  — площадь зеркала резервуара приемника.

Расчет сифонных трубопроводов проводят при сифонном сливе нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, т.е. при сливе через верхний колпак цистерны. Расчет этот обычно выполняется графоаналитически применительно к одиночной сливной колонке. Для этого строят график остаточных напоров и вакуумов (рис. 9.8), на котором сливную коммуникацию вычерчивают в масштабе, а вверх от поверхности нефтепродукта в наини́зшем положении (наиболее неблагоприятном) откладывают величину атмосферного давления  $H_a = p_a/\rho$ , равную отрезку  $aa'$ . В этом случае остаточный напор в точке  $b$  первого участка трубопровода будет

$$h_b = H_a - \Delta z_{ab} - h_1, \quad (9.10)$$

где  $\Delta z_{ab}$  — разность нивелирных отметок (высот) начальной точки трубопровода и точки  $b$ ;  $h_1$  — потеря напора на трение на первом участке трубопровода (отрезок  $a, b$ ). Остаточный напор в точке  $c$  будет равен

$$h_c = H_a - \Delta z_{ac} - \sum_1^2 h_T,$$

где  $\Delta z_{ac}$  — разность нивелирных отметок начальной точки трубопровода и точки  $c$ ;  $\sum h_T$  — сумма потерь напора на трение на первом и втором участках трубопровода. Затем аналогично находят остаточные напоры в других точках трубопровода. Ломаная линия, соединяющая точки  $a', b', c', d'$  и другие, является линией падения напора в сливной коммуникации. Соответствующие величины потерь на трение в отдельных элементах коммуникации рассчитывают по заданной скорости.

Для соблюдения условия неразрывности струи в сифонном трубопроводе давление в любой его точке  $p_0$  должно быть больше давления насыщенных паров (упругости паров)  $p_v$  сливаемого нефтепродукта при температуре перекачки, так как в противном случае могут образоваться газовые мешки, снижающие пропускную способность коммуникации. Для этого на расстоянии  $h_y = p_y/\rho$  строят линию давлений насыщенного пара нефтепродукта. Для соблюдения указанного условия неразрывности потока  $p_0 > p_v$  необходимо, чтобы

линия  $h_y$  не пересекала соответствующие участки линии коммуникации, а в случаях пересечения во избежание образования газовых пробок увеличивают диаметр трубопровода, снижают температуру нефтепродукта или заглубляют насосную станцию.

Из тех же условий предельную высоту сливной колонки над нижней образующей цистерны принимают

$$h_k \leq \frac{p_a - p_v}{\rho g} - h_T, \quad (9.12)$$

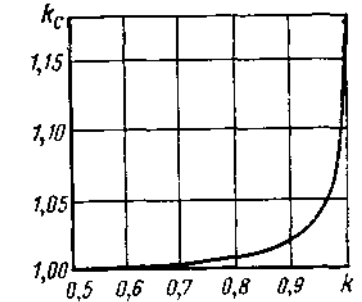


Рис. 9.7. Кривая зависимости коэффициента  $k_c$  от  $k$

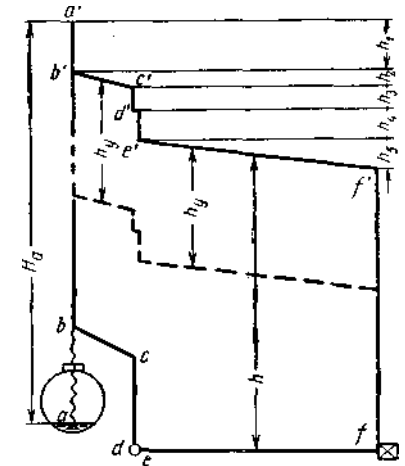


Рис. 9.8. График остаточных напоров в сифонном трубопроводе

где  $h_T$  — потеря напора на трение до наивысшей точки сливной колонки;  $\rho$  — относительная плотность нефтепродукта при температуре перекачки.

Расчет разветвленных трубопроводов, т. е. трубопроводов, имеющих разветвления, ведется в зависимости от числа присоединенных резервуаров и технологических установок. Применительно к нефтебазам на рис. 9.9 показана схема разветвленного трубопровода от насосной станции до резервуаров, состоящего из нескольких последовательно соединенных участков разных диаметров. Потеря напора в таком трубопроводе определяется как сумма потерь на всех участках:

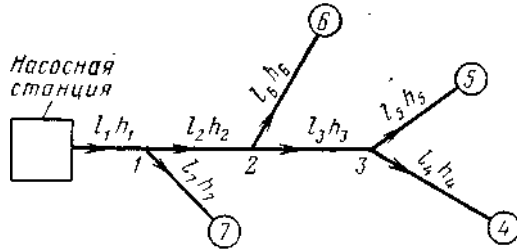


Рис. 9.9. Схема разветвленного трубопровода на нефтебазе:

1, 2, 3 — места ответвлений; 4—7 — резервуары

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n,$$

где  $h$  — потеря напора в трубопроводе, составленном из последовательно соединенных участков;  $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$  — потеря напора на отдельных участках трубопровода.

**Пример 9.1.** Рассчитать всасывающий трубопровод длиной 400 м, предназначенный для перекачки нефтепродукта в количестве 2500 т из резервуара в железнодорожные цистерны за время 1,5 ч. Параметры нефтепродукта: относительная плотность  $\rho = 0,740$ ; упругость паров  $p_v = 2,8 \cdot 10^4$  Па; кинематическая вязкость  $\nu = 0,01 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с. Геометрическая (нивелирная) разность отметок  $\Delta z = 0,88$  м (ось насоса ниже приемного патрубка резервуара). На линии всасывания имеются местные сопротивления: выход из резервуара с хлопнушкой; два сварных отвода  $\angle 90^\circ$ ,  $(R/d) = 1$ ; один сварной отвод  $\angle 90^\circ$ ,  $(R/d) = 1,5$ ; два тройника поворотных, две задвижки и один конфузор.

Решение. Секундный расход

$$q_c = \frac{G}{\tau_p} = \frac{2500}{1,5 \cdot 3600 \cdot 0,74} = 0,627 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Задаваясь скоростью движения нефтепродукта  $w = 1,5$  м/с, находим диаметр

$$d = \sqrt{\frac{4q}{\pi w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,627}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,713 \text{ м}.$$

Принимаем трубу  $d = 720$  мм с минимальной толщиной стенки  $\delta = 5$  мм (внутренний диаметр 710 мм). Фактическая скорость

$$w = \frac{4q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,627}{3,14 \cdot 0,71^2} = 1,59 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{1,59 \cdot 0,71}{0,01 \cdot 10^{-4}} = 1\,128\,900.$$

Расчет ведем по формуле Дарси — Вейсбаха

$$h_T = \lambda \frac{l_{np}}{d} \frac{w^2}{2g},$$

где

$$l_{np} = l_\phi + l_{экв}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления при  $200\,000 > Re < 4\,000\,000$  по формуле, рекомендованной Гипротрубопроводом:

$$\lambda = 0,01275 + \frac{1,7}{\sqrt{Re}} = 0,01275 + \frac{1,7}{\sqrt{1\,128\,900}} = 0,01436.$$

Сумма коэффициентов местных сопротивлений:

выход из резервуара с хлопнушкой	0,50
сварные отводы $\angle 90^\circ$ , $(R/d) = 1$	$2 \times 1 = 2,0$
сварной отвод $\angle 90^\circ$ , $(R/d) = 1,5$	$1 \times 0,7 = 0,7$
тройники с поворотом	$2 \times 1,2 = 2,4$
задвижки	$0,15 \times 2 = 0,3$
конфузор	$0,1 \times 1 = 0,1$

$$\sum \xi = 6,0$$

Эквивалентная длина местных сопротивлений

$$l_{экв} = \frac{d}{\lambda} \sum \xi = \frac{0,71 \cdot 6}{0,01436} = 295,8 \text{ м}.$$

Приведенная длина трубопровода

$$l_{np} = l_\phi + l_{экв} = 400 + 295,8 = 695,8 \text{ м}.$$

Потеря напора на трение

$$h_T = \lambda \frac{l_{np}}{d} \frac{w^2}{2g} = 0,01436 \frac{695,8}{0,71} \frac{1,59^2}{2 \cdot 9,81} = 1,73 \text{ м}.$$

Полная потеря на всасывание

$$H = h_T \pm \Delta z = 1,73 + (-0,88) = 0,85 \text{ м}.$$

Проверяем работу насоса на всасывание из условия  $H_{вс} \leq H_n$

$$H_{вс} = H + \frac{p_v}{\rho g} = 0,85 + \frac{2,8 \cdot 10^4}{740 \cdot 9,81} = 4,65 \text{ м}.$$

где  $H_{вс}$  — расчетная высота всасывания, м;  $H_n$  — допустимая высота всасывания насоса (по паспортным данным завода-изготовителя), м;  $p_v$  — упругость паров нефтепродукта, м вод. ст.;  $\rho$  — относительная плотность нефтепродукта. Полученная расчетная высота всасывания 4,65 м меньше допустимой (6 м), следовательно, нормальная работа насоса обеспечена.

Нагнетательная линия рассчитывается аналогично. По сумме потерь напора в обеих линиях подбирают соответствующий насос. Для уточнения режима его работы строят характеристику трубопровода, накладывая ее на характеристику насоса ( $Q - H$ ).

**Пример 9.2.** Определить потери напора в коллекторе и сливном стояке по схеме, изображенной на рис. 9.10, при следующих условиях: из десяти железнодорожных цистерн сливается нефтепродукт вязкостью  $\nu = 0,05$  см<sup>2</sup>/с

( $0,05 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с) при  $t = +5^\circ\text{C}$  в течение 1,5 ч. Расстояние между сливными колонками (стояками) 12 м. Внутренний диаметр стояка  $d = 102$  мм, коллектора  $d_k = 207$  мм. Объем цистерны 61 м<sup>3</sup>.

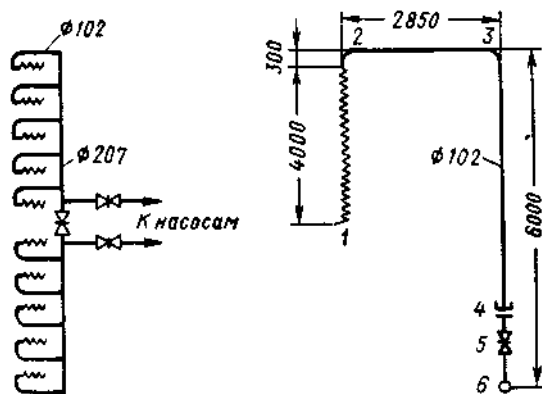


Рис. 9.10. Схема сливного коллектора со стояками:

1 — наконечник шланга; 2 и 3 — углы поворота трубы; 4 — поворотный сальник; 5 — задвижка; 6 — сливной коллектор

**Решение.** Расход нефтепродукта через стояк

$$q = \frac{61}{1,5} = 41 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0114 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средняя скорость движения нефтепродукта в стояке

$$w_1 = \frac{4q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0114}{3,14 \cdot 0,102^2} = 1,4 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{w_1 d}{\nu} = \frac{1,4 \cdot 10,2}{0,5} = 2860.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{2860}} = 0,0434.$$

Потеря напора в шланге (при  $\lambda_{шл} = 0,1$ )

$$h_1 = \lambda_{шл} \frac{l_{шл}}{d} \cdot \frac{w_1^2}{2g} = 0,1 \frac{4}{0,102} \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,39 \text{ м}.$$

Длина стояка  $l = 0,3 + 2,85 + 6,0 = 9,15$  м.

Сумма коэффициентов местных сопротивлений  $\sum \zeta = 0,85 + 2 \cdot 0,35 + 0,2 + 0,15 \approx 2,0$ . Приведенная длина стояка:

$$l_{пр} = l + \frac{d}{\lambda} \sum \zeta = 9,15 + \frac{0,102}{0,0434} \cdot 2,0 = 13,8 \text{ м}.$$

Потеря напора в стояке

$$h_2 = 0,0434 \frac{17,5}{0,102} \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} \approx 0,73 \text{ м}.$$

Расход нефтепродукта через одну половину коллектора

$$Q = 5q = 5 \cdot 0,0114 = 0,057 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость жидкости при выходе из коллектора

$$w_2 = \frac{4Q}{\pi d_k^2} = \frac{4 \cdot 0,057}{3,14 \cdot 0,207^2} = 1,69 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{w_2 d_k}{\nu} = \frac{1,69 \cdot 20,7}{0,05} = 70\,000.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{70\,000}} = 0,0194.$$

Приведенная длина коллектора

$$l_{пр} = l + \frac{d}{\lambda} \sum \zeta = 12 \cdot 4 + 6 + \frac{0,207}{0,0194} \cdot 1,2 \cdot 5 = 119 \text{ м}.$$

где 5 — число тройников с поворотом.

Потеря напора в коллекторе, как в трубопроводе с переменным расходом,

$$h_3 = \frac{1}{3} \lambda \frac{l_{пр}}{d_k} \cdot \frac{w_2^2}{2g} = \frac{1}{3} \cdot 0,0194 \frac{119}{0,207} \cdot \frac{1,69^2}{2 \cdot 9,81} = 0,53 \text{ м}.$$

Искомая полная потеря напора составит

$$h_k = h_1 + h_2 + h_3 = 0,39 + 0,73 + 0,53 = 1,65 \text{ м}.$$

Расчет потерь напора при сливе через нижний сливной прибор ведется аналогично: вместо величины сопротивлений в стояке принимаются потери в нижнем сливном устройстве.

**Пример 9.3.** Рассчитать время истечения нефтепродукта с кинематической вязкостью  $\nu = 0,2$  см<sup>2</sup>/с ( $0,2 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с) из цистерны диаметром  $D = 2,9$  м и длиной  $L = 10$  м. Слив происходит по схеме (см. рис. 9.6, б) с постоянным добавочным напором  $H = 3$  м. Площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре-приемнике  $F = 30$  м<sup>2</sup>. Диаметр сливного трубопровода  $d = 102$  мм, длина  $l = 30$  м.

Дано: режим движения турбулентный, средний коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_{ср} = 0,032$ , суммарные местные сопротивления  $\sum \zeta = 6,0$  (в сливном приборе и трубопроводе).

**Решение.** Расчет ведем по формуле (9.9), для этого находим коэффициент расхода по формуле (9.6), принимая  $\lambda = 0,032$  (предполагая турбулентный режим истечения),

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}} = \frac{1}{\sqrt{0,032 \cdot \frac{30}{0,102} + 6,0}} = 0,256.$$



Определяем начальные и конечные скорости

$$w_n = 0,256 \sqrt{2 \cdot 9,81 (3 + 2,8)} = 2,74 \text{ м/с.}$$

$$w_k = 0,256 \sqrt{2 \cdot 9,81 \left( 3 - \frac{3,14 \cdot 2,8^2 \cdot 10}{4 \cdot 30} \right)} = 1,11 \text{ м/с.}$$

Соответствующие параметры Рейнольдса

$$Re_n = \frac{w_n d}{\nu} = \frac{2,74 \cdot 10,2}{0,2} = 14\,000 \text{ и } Re_k = \frac{1,11 \cdot 10,2}{0,2} = 5660 > 2000.$$

Следовательно, в течение всего времени слив происходит при турбулентном режиме. Коэффициенты гидравлического сопротивления рассчитываем по формуле Блазиуса:

$$\lambda_n = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{14\,000}} = 0,029 \text{ и } \lambda_k = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{5660}} = 0,037.$$

Среднее значение  $\lambda_{ср}$

$$\lambda_{ср} = \frac{0,029 + 0,037}{2} = 0,033 \approx 0,032,$$

т. е.  $\lambda_{ср}$  соответствует ранее принятому. Для определения времени слива находим:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,102^2}{4} = 0,00816 \text{ м}^2;$$

$$a = 1 + \frac{\pi L D}{4F} = 1 + \frac{3,14 \cdot 10,0 \cdot 2,8}{4 \cdot 30} = 1,733; \quad b = H + D = 3 + 2,8 = 5,8;$$

$$\tau_0 = \frac{4LD \sqrt{b}}{3\eta f a \sqrt{2g}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot 2,8 \sqrt{5,8}}{3 \cdot 0,256 \cdot 0,00816 \cdot 1,733 \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 5640 \text{ с.}$$

$$k = \sqrt{\frac{aD}{b}} = \sqrt{\frac{1,733 \cdot 2,8}{5,8}} = 0,92.$$

Отсюда

$$\tau_{т} = \frac{3 \cdot 3,14}{8 \cdot 1,023} 5640 (1 - \sqrt{1 - 0,92^2}) = 3780 \text{ с или } 3 \text{ ч } 3 \text{ мин.}$$

**Пример 9.4.** Определить потерю напора в нагнетательном трубопроводе и мощность насосно-силовой установки для налива мазута в железнодорожные цистерны с расходом  $700 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Плотность мазута  $\rho = 935 \text{ кг/м}^3$ ; кинематическая вязкость  $\nu = 13,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ; длина трубопровода  $420 \text{ м}$ ; местные сопротивления составляют  $10\%$  от гидравлических потерь в трубопроводе. Превышение уровня жидкости в железнодорожных цистернах над осью насоса  $23 \text{ м}$ . Секундный расход трубопровода

$$q_c = \frac{Q}{3600} = \frac{700}{3600} = 0,194 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расчетный диаметр трубопровода (при скорости движения мазута в трубопроводе  $1 \text{ м/с}$ )

$$d = \sqrt{\frac{4q_c}{\pi w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,194}{3,14 \cdot 1}} \approx 0,5 \text{ м.}$$

Принимается по ГОСТ труба  $529 \times 6 \text{ мм}$ ; фактическая скорость

$$w = \frac{4q_c}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,194}{3,14 \cdot 0,517^2} \approx 0,92 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{w d}{\nu} = \frac{0,92 \cdot 0,517}{0,00132} = 362.$$

Так как  $Re = 362 < 2000$  коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Стокса (для ламинарного режима)

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{362} \approx 0,177.$$

Потеря напора на сопротивление

$$h_T = \lambda \frac{l_{пр}}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,177 \frac{420 \cdot 1,1}{0,517} \frac{0,92^2}{2 \cdot 9,81} = 6,85 \text{ м.}$$

Полная потеря напора

$$H = h_T + \Delta z = 6,85 + 23 \approx 30 \text{ м.}$$

Искомая мощность двигателя (при  $\eta = 0,84$  и  $k_3 = 1,15$ )

$$N = \frac{QH\rho k_3}{102\eta} = \frac{0,194 \cdot 30 \cdot 935 \cdot 1,15}{102 \cdot 0,84} \approx 73 \text{ кВт.}$$

### § 3. Способы прокладки трубопроводов

Способ прокладки трубопроводов определяется в процессе проектирования данной трубопроводной системы и выбирается с учетом

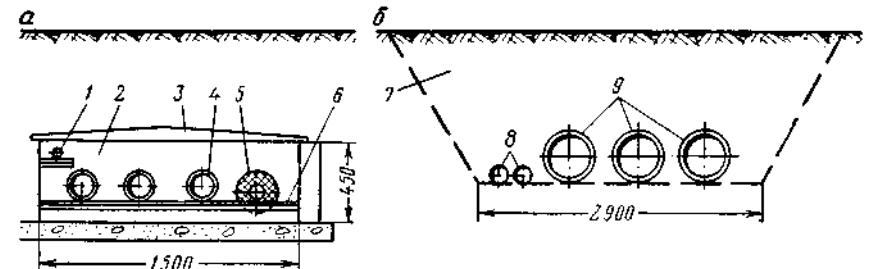


Рис. 9.11. Способы прокладки трубопроводов:

а — канальная прокладка трубопроводов; б — бесканальная прокладка трубопроводов; 1 — конденсаторный трубопровод на опоре; 2 — канал; 3 — крышка канала; 4 — продуктопроводы диаметром  $150 \text{ мм}$ ; 5 — труба с тепловой изоляцией; 6 — опора под трубопроводы; 7 — траншея, засыпанная грунтом; 8 — трубопроводы диаметром  $100 \text{ мм}$ ; 9 — трубопроводы диаметром  $500 \text{ мм}$

рельефа местности, уровня грунтовых вод, протяженности и возможности их монтажа с соблюдением уклона, необходимого для опорожнения трубопроводов из-под продукта в процессе эксплуатации или ремонта. Подземная прокладка осуществляется по двум способам: канально и бесканально. Обычно в каналах (рис. 9.11, а) прокладывают трубопроводы для вязких нефтепродуктов (совместно с паропроводами, их обогревающими). При бесканальном способе (рис. 9.11, б) трубопроводы для перекачки высоковязких, застывающих нефтепродуктов прокладывают совместно с паропроводом в общей изоляции.

Наземная прокладка трубопроводов осуществляется на опорах (из огнестойких материалов), которые служат как для придания устойчивости, так и для обеспечения постоянного уклона трубопроводов. По назначению и конструкции опоры делятся на подвижные опоры («свободные»), не препятствующие свободному перемещению труб, и неподвижные опоры («мертвые»), которые закрепляют трубу в определенном положении, препятствуя ее перемещению. Неподвижные опоры обычно устанавливают между подвижными опорами, в местах ответвлений, между компенсаторами и у мест примыкания труб к оборудованию, с целью защиты последних от дополнительных напряжений, которые возникают в трубопроводах. «Свободные» опоры при необходимости снабжают направляющими приспособлениями, например, в виде свободных хомутов, ограничивающих перемещение труб в поперечном направлении. «Свободные» опоры по конструкции различаются на скользящие и катковые. Наиболее распространены скользящие опоры. Трубы на их гладкую поверхность укладывают на подкладки (неподвижные опорные подушки), приваренных к трубе, или непосредственно на поверхность опоры. Катковые опоры применяют в наиболее ответственных случаях — при больших деформациях трубы. Расстояние между опорами из условия прочности определяют по формуле

$$l_0 = 4,38 \sqrt{\frac{I \sigma_n}{q d_n}}, \quad (9.14)$$

где  $I$  — момент инерции сечения трубы;  $\sigma_n$  — допустимое напряжение изгиба;  $q$  — нагрузка на единицу длины трубы, слагающаяся из массы трубы и установленной на ней арматуры и изоляции.

Опоры под трубопроводы рассчитывают, исходя из величины действующих на них нагрузок, которые слагаются из собственной массы трубы, изоляции и транспортируемой жидкости и усилий, которые возникают в результате температурных деформаций трубопровода.

Для определения размера опорных плит опор (площади опорной поверхности) необходимо знать величину вертикальной нагрузки, которую определяют по формуле

$$Q_b = ql, \quad (9.15)$$

где  $Q_b$  — вертикальная нагрузка;  $q$  — нагрузка на единицу длины трубопровода;  $l$  — расстояние между опорами. Горизонтальное усилие на опору

$$N = Q_b \mu_c, \quad (9.16)$$

где  $\mu_c$  — коэффициент трения скольжения.

Осевое (горизонтальное) усилие, действующее на неподвижную опору, определяют в основном исходя из температурных напряжений, возникающих в трубопроводе. Поскольку в процессе эксплуатации температура трубопроводов не остается постоянной, их в большинстве случаев оборудуют компенсаторами.

Компенсаторы, устанавливаемые на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах, предназначаются для компенсации температурных удлинений в прямолинейных участках трубопроводов и уменьшения возникающих в них напряжений в процессе эксплуатации, зависящих от температуры окружающей среды и транспортируемой жидкости. Поскольку температурные удлинения пропорциональны длине и изменению температуры, величину деформации трубопровода (укорочение или удлинение) в зависимости от тепловых воздействий определяют по формуле

$$\Delta L = \alpha L (t_y - t_p), \quad (9.17)$$

где  $\alpha$  — коэффициент линейного расширения металла трубы (для стали  $\alpha = 0,12 \cdot 10^{-4}$  на  $1^\circ \text{C}$ );  $L$  — длина трубопровода;  $t_y$  — температура укладки трубопровода;  $t_p$  — рабочая температура трубопровода. В защемленном трубопроводе (прямом участке), не имеющем возможность перемещаться, например, на участке между неподвижными опорами, под температурным воздействием могут возникать значительные продольные напряжения, которые по закону Гука определяются по уравнению

$$\sigma_t = \frac{\Delta L}{L} E = \alpha E (t_y - t_p), \quad (9.18)$$

где  $E$  — модуль упругости материала трубы (для стали  $E = 0,21 \cdot 10^6 \text{ МПа} = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$ ). При изменении температуры стального трубопровода на  $1^\circ \text{C}$  величина термического напряжения составляет

$$\sigma_t = \alpha E = 0,12 \cdot 10^{-4} \cdot 0,21 \cdot 10^6 \cdot 1 \approx 2,5 \text{ МПа (25 кгс/см}^2\text{)}.$$

Продольные усилия, возникающие в трубопроводе в результате температурных напряжений, определяются по формуле

$$N = \sigma_t F, \quad (9.19)$$

где  $\sigma_t$  — температурное напряжение сжатия или растяжения;  $F$  — площадь поперечного сечения материала трубы.

Как видно из формулы, продольная сила  $N$  не зависит от длины трубопровода, в то же время в подземных трубопроводах сила трения трубы о грунт зависит от длины. При определенных условиях сила трения трубы может оказаться равной термической силе и, следовательно, в этом случае труба не будет изменяться по длине. В тех случаях, когда сила трения будет меньше термической силы, труба будет перемещаться в грунте; предельную длину такого участка  $L$ , на котором еще возможно такое перемещение, определяют по формуле

$$L = \frac{\alpha E (t_y - t_p) \delta}{\mu p_{гр}} = \frac{\sigma_t \delta}{\mu p_{гр}}$$

где  $\sigma_t$  — величина термического напряжения;  $p_{гр}$  — давление грунта на поверхности трубы;  $\mu$  — коэффициент трения трубы о грунт

(при битумной антикоррозионной изоляции трубопровода  $m = 0,4 + 0,6$ ).

Для уменьшения продольных термических напряжений трубопроводы укладывают с некоторыми поворотами для использования естественной гибкости труб, обеспечивая их самокомпенсацию. Если по условиям прокладки не удается использовать принцип самокомпенсации, то устанавливают специальные компенсаторы. По конструкции компенсаторы делятся на сальниковые, линзовые и гнутые.

Сальниковый компенсатор представляет собой корпус с входящим в него стаканом, между которыми находится сальниковая набивка, создающая уплотнение за счет натяжки болтов. Компенсаторы этого типа изготавливают чугунами и стальными давлением до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) диаметром 80—500 мм (односторонние и двухсторонние). Сальниковую набивку применяют в основном в теплосетях низкого давления.

Линзовые компенсаторы изготавливают из конических штампованных тарелок; каждая пара сваренных тарелок образует волну, способную изгибаться под воздействием продольных и осевых сил, возникающих в трубопроводе при изменении температуры. Компенсатор можно изготавливать из нескольких волн, количество которых принимается в зависимости от требуемой компенсирующей способности. Каждая волна способна скомпенсировать удлинение или укорочение трубопровода от 10 до 15 мм. Линзовые компенсаторы рассчитаны на давление 0,25—0,6 МПа (2,5—6 кгс/см<sup>2</sup>), их изготавливают для труб диаметром 100—1000 мм.

Гнутые компенсаторы выполняют из отводов заводского изготовления или гнутыми из труб, при этом им придают различную форму: П-образную, лирообразную гладкую и лирообразную складчатую. При большой разности температур и невозможности применить по условиям давления и герметичности специальные компенсирующие устройства, гибкие компенсаторы являются единственным и наиболее надежным способом компенсации тепловых удлинений. Наиболее распространенным типом гнутых компенсаторов является П-образный компенсатор.

## ЧАСТЬ III

### ТРАНСПОРТ ГАЗОВ

#### ГЛАВА 10

#### ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

##### § 1. Основные параметры газов

По способу получения и физико-химическим свойствам газы подразделяются на природные и искусственные. К природным газам, добываемым из недр земли, относятся: газы чисто газовых месторождений (сухой газ), газы газо-конденсатных месторождений (смесь сухого газа и конденсата) и попутные газы, добываемые вместе с нефтью из нефтяных месторождений (сухой газ с пропанобутановой фракцией и газовым бензином). К попутным газам относятся также газы, получаемые при стабилизации нефти (освобождения от легких компонентов). Природные газы представляют химическую смесь отдельных газов (компонентов), химически инертных между собой, т. е. не действующих друг на друга, и состоят преимущественно из предельных углеводородов (алканов). Основная часть природного газа — метан, содержание которого достигает 98%. Остальная часть смеси состоит из предельных углеводородов, этана  $C_2H_6$ , пропана  $C_3H_8$ , бутана  $C_4H_{10}$  и пентана  $C_5H_{12}$ ; кроме того, в состав природных газов в небольших количествах входит азот  $N_2$ , углекислый газ  $CO_2$ , иногда сероводород  $H_2S$ , водород  $H_2$  и др. В зависимости от содержания тяжелых углеводородов (от пропана и выше) природные газы подразделяются на газы сухие (или тощие), промежуточной категории и жирные. Сухие газы содержат тяжелые углеводороды в количестве менее 50 г/м<sup>3</sup>; газы промежуточной категории — 50—150 г/м<sup>3</sup> и жирные газы — более 150 г/м<sup>3</sup>.

Искусственные горючие газы подразделяются на две группы. К первой группе относятся газы, получаемые в результате нагревания твердого или жидкого топлива без доступа воздуха, при температуре перегонки 500—1000° С, например, на коксохимических, газосланцевых заводах (в виде смеси водорода, метана и углерода) и на нефтеперерабатывающих заводах (в виде смеси алканов, олефинов и диолефинов). Ко второй группе относятся газы безостаточной газификации, получаемые при частичном сжигании топлива в токе воздуха, кислорода или их смесей с водяным паром, а также путем подземной газификации углей. Эти газы состоят преимущественно из окиси углерода, водорода и азота.

Сжиженные углеводородные газы представляют собой смесь углеводородов — пропана, пропилена, бутана, бутилена и небольших

количество метана, этана, этилена и пентана. Эта смесь при нормальных атмосферных условиях (0,1 МПа  $\approx$  760 мм рт. ст. и 0° С) находится в газообразном состоянии, а при повышенном давлении и пониженной температуре превращается в жидкость. Свойства газов зависят от свойств отдельных компонентов, входящих в данный газ.

Качество природных и искусственных газов, используемых в виде топлива для коммунально-бытового потребления, должно соответствовать ГОСТ 5542—50, а сжиженный газ — ГОСТ 10196—62.

К основным параметрам газа, используемым при расчете магистральных газопроводов, относятся молекулярная масса газа, плотность, сжимаемость газа, вязкость, а также упругость насыщенных паров (учитываемая при хранении).

Молекулярная масса газа представляет собой сумму молекулярных масс атомов, входящих в молекулу газа. Масса газа в граммах, численно равная его молекулярной массе, называется молем, а масса газа в килограммах, численно равная его молекулярной массе, называется киломолем (кмоль или кг-моль). Если известен мольный, т. е. объемный, состав смеси газа в процентах, то средняя молекулярная масса его  $M_{cp}$  определяется по формуле

$$M_{cp} = \frac{V_1 M_1 + V_2 M_2 + \dots + V_n M_n}{100}, \quad (10.1)$$

$$M_{cp} = \frac{100}{\frac{y_1}{M_1} + \frac{y_2}{M_2} + \dots + \frac{y_n}{M_n}},$$

где  $y_1, y_2, \dots, y_n$  — массовые концентрации,

Если молекулярный состав выражен в долях единицы, то соответственно средняя молекулярная масса

$$M_{cp} = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n,$$

где  $a_1, a_2, \dots, a_n$  — молекулярный состав в долях единиц.

Плотность газа (в кг/м<sup>3</sup>) определяется отношением массы к объему

$$\rho = \frac{m}{V}, \quad (10.3)$$

где  $m$  — масса газа, кг;  $V$  — объем данной массы газа, м<sup>3</sup>. Большинство горючих газов (водород, метан и другие) легче воздуха, а некоторые газы (пропан, бутан и другие) тяжелее воздуха; этот показатель характеризуется понятием относительной плотности. Относительной плотностью газа или газовой смеси  $\Delta$  называется отношение массовой единицы объема газа к массе такой же единицы объема сухого воздуха при одинаковых условиях (температуре и давлении).

Относительная плотность — величина безразмерная и выражается отношением

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = 0,773\rho,$$

где 1,293 — плотность сухого воздуха, кг/м<sup>3</sup>.

Поскольку плотность  $\rho$  зависит от давления, температуры и сжимаемости газа, а плотность  $\rho_2$  соответствует давлению  $p_1$  и температуре  $T_1$ , то пересчет ее на другие давления  $p_2$  и температуру  $T_2$  производится по формуле

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{p_2 T_1 z_1}{p_1 T_2 z_2},$$

где  $p_1$  и  $p_2$  — абсолютные давления газа, Па;  $T_1$  и  $T_2$  — температура, К;  $z_1$  и  $z_2$  — коэффициенты сжимаемости газа соответственно при  $p_1$  и  $T_1$ , а также при  $p_2$  и  $T_2$ . Так как объем одного моля газа при данных значениях температуры и давления является величиной постоянной для всех газов (закон Авогадро), то плотности их прямо пропорциональны молекулярным массам

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2}.$$

Плотность газа при 0° С и данном значении молекулярной массы определяют по формуле

$$\rho_0 = \frac{M}{22,414} = 0,0446 M$$

где 22,414 — объем 1 кмоль любого газа (при 0° С и 0,1 МПа  $\approx$  760 мм рт. ст.), м<sup>3</sup>. Плотность газовых смесей определяют по правилу смешения (аддитивности), согласно которому свойства смеси складываются пропорционально из свойств компонентов, входящих в смесь, т. е. путем суммирования произведения абсолютных значений плотности отдельных компонентов, входящих в газовую смесь на их мольную концентрацию:

$$\rho_{см} = a_1 \rho_1 + a_2 \rho_2 + \dots + a_n \rho_n,$$

где  $\rho_{см}$  — плотность смеси газов, кг/м<sup>3</sup>;  $a_1, a_2, a_n$  — объемные концентрации (в долях единицы) компонентов смеси;  $\rho_1, \rho_2, \rho_n$  — плотность компонентов, кг/м<sup>3</sup>.

Сжимаемость газа характеризуется коэффициентом, учитывающим отклонение реальных газов от законов идеального газа. Объем реальных газов изменяется не пропорционально его давлению и температуре и при одинаковых условиях сжимается больше или меньше, чем идеальный газ, на величину  $z$  (коэффициент сжимаемости). Коэффициент сжимаемости  $z$  газов определяют экспериментально. При отсутствии этих данных его определяют по номограмме (рис. 10.1) в зависимости от приведенных температуры и давления газа:

$$T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}};$$

$$p_{пр} = \frac{p_{ср}}{p_{кр}},$$

Таблица 10.1

Критические параметры газов

Газ	Температура $T_{кр}$		Давление $p_{кр}$		Газ	Температура		Давление $p_{кр}$	
	°С	К	МПа	кгс/см <sup>2</sup>		°С	К	МПа	кгс/см <sup>2</sup>
Бзтан	152	425,0	3,50	35,7	Пентан	197	470,2	3,34	34,1
Воздух	-141	132,0	3,80	38,5	Пропилен	91	364,0	4,61	47,0
Метан	-82	190,6	4,50	45,8	Этан	33	306,0	4,72	48,2
Пропан	97	369,6	4,26	43,4	Этилен	9	282,0	5,16	52,7

где  $T_c$  и  $p_c$  — средние температура и давление газа;  $T_{кр}$  и  $p_{кр}$  — среднекритические температура и давление газа, определенные в зависимости от плотности газа.

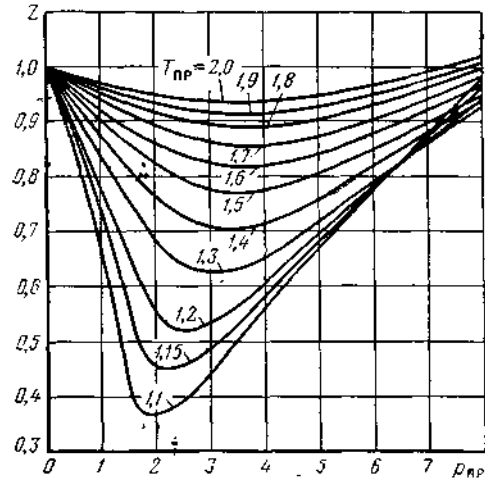


Рис. 10.1. Зависимость коэффициента сжимаемости природного газа от приведенных температуры и давления

$$T_{кр, см} = a_1 T_{кр1} + a_2 T_{кр2} + \dots + a_n T_{крn}; \quad (10.8)$$

для среднекритического давления (в Па)

$$p_{кр, см} = a_1 p_{кр1} + a_2 p_{кр2} + \dots + a_n p_{крn}. \quad (10.9)$$

Вязкость газа характеризует свойство газа (жидкости) оказывать сопротивление сдвигающим усилиям (напряжения сдвига), возникающим в результате сил трения между слоями движущегося газа. Коэффициент, учитывающий это свойство реальных газов и характеризующий пропорциональное отношение действующей силы сдвига, отнесенной к единице поверхности соприкасающихся

слоев, называется коэффициентом динамической (абсолютной) вязкости (в Па·с):

$$\mu = \tau \frac{dn}{dw}, \quad (10.10)$$

где  $\tau$  — напряжение внутреннего трения, Па;  $n$  — расстояние по нормали к направлению линейной скорости газа, м;  $w$  — линейная скорость газа, м/с.

Коэффициент динамической вязкости газа в отличие от жидкостей возрастает пропорционально  $\sqrt{T}$ , и определяется по графику или по формуле Сёзерленда:

$$\mu = \mu_0 = \frac{273 + C}{T + C} \left( \frac{T}{273} \right)^{1/2}, \quad (10.11)$$

где  $\mu$  — динамическая вязкость газа при температуре газа  $T$ ;  $\mu_0$  — динамическая вязкость газа при  $0^\circ\text{C}$ ;  $T$  — абсолютная температура газа, К;  $C$  — постоянная Сёзерленда, имеющая следующие значения для некоторых газов: 103,0 для азота; 349,0 для бутана; 673,0 для водяного пара; 123,6 для воздуха; 138,0 для кислорода; 198,0 для метана; 324,0 для пропана; 287,0 для этана. При ориентировочных расчетах вязкость природных газов, содержащих более 96% метана, принимают равной вязкости метана или определяют по формуле

$$\mu_{см} = a_1 \mu_1 + a_2 \mu_2 + \dots + a_n \mu_n, \quad (10.12)$$

где  $a_n$  — молекулярный состав в долях единиц;  $\mu_n$  — вязкость каждого компонента в отдельности. При гидравлических расчетах пользуются также понятием кинематическая вязкость, которая определяется из отношения:

$$v = \frac{\mu}{\rho}, \quad (10.13)$$

где  $v$  — кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  $\mu$  — динамическая вязкость, Па·с;  $\rho$  — плотность, кг/м<sup>3</sup>.

Поскольку вязкость газа не подчиняется правилу смешения (закон аддитивности), ее определяют по эмпирическим формулам обычно при температуре  $20^\circ\text{C}$ :

для динамической вязкости

$$\mu_T = \frac{a_1 \mu_1 \sqrt{M_1 T_{кр1}} + a_2 \mu_2 \sqrt{M_2 T_{кр2}} + \dots + a_n \mu_n \sqrt{M_n T_{крn}}}{a_1 \sqrt{M_1 T_{кр1}} + a_2 \sqrt{M_2 T_{кр2}} + \dots + a_n \sqrt{M_n T_{крn}}}; \quad (10.14)$$

для кинематической вязкости

$$\frac{1}{v} = \frac{a_1}{v_{1t}} + \frac{a_2}{v_{2t}} + \dots + \frac{a_n}{v_{nt}}. \quad (10.15)$$

При температуре, отличающейся от  $+20^\circ\text{C}$  в пределах от  $-10$  до  $+40^\circ\text{C}$ , кинематическая вязкость определяется по формуле

$$v_t = v_{20} [1 + 0,006(t - 20)], \quad (10.16)$$

где  $v_{20}$  и  $v_t$  — кинематические вязкости газовых смесей соответственно при  $20^\circ\text{C}$  и  $0,1$  МПа (760 мм рт. ст.) и при температуре газа  $t$ .

Иногда вязкость жидких топлив измеряют в условных единицах — в градусах вязкости условной (°ВУ); для пересчета ее в кинематическую вязкость  $\nu$  (в м<sup>2</sup>/с) используют формулу

$$\nu = \text{°ВУ} \cdot 7,6^{1 - \frac{1}{\text{°ВУ}}} \cdot 10^{-6}. \quad (10.17)$$

При расчетах газопроводов пользуются средними расчетными значениями параметров данного газа (газовой смеси), которые сводятся в таблицу исходных данных. Например, табл. 10.2 состав-

Таблица 10.2

Сводные данные расчетных параметров смеси газа месторождений Медвежьего и Оренбурга, поступающей в магистральный газопровод Горький—Центр (при  $T = 273 \text{ К}$  и  $p = 1 - 013 \cdot 105 \text{ Па}$ )

Газ	Параметры компонентов в чистом виде						
	Молекулярный состав (в долях единиц)	Молекулярная масса $M$ , кг/моль	Критическая температура $T_{кр}$ , К	Критическое давление $P_{кр}$ , $10^6$ , Па	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость $\mu \cdot 10^{-4}$ , Па·с	Газовая постоянная $R$ , Дж/(кг·К)
Метан $\text{CH}_4$ . . . . .	0,951	16,04	190,6	44,99	0,7168	103,00	529,0
Этан $\text{C}_2\text{H}_6$ . . . . .	0,014	30,07	306,0	47,68	1,3440	86,03	282,0
Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$ . . . . .	0,003	44,09	369,6	42,57	1,9670	75,04	192,5
Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$ . . . . .	0,001	58,12	425,0	39,95	2,5980	69,06	145,9
Двуокись углерода $\text{CO}_2$	0,004	44,01	304,0	66,54	1,9768	138,02	192,7
Азот $\text{N}_2$ . . . . .	0,030	28,02	126,0	33,94	1,2505	166,00	302,6

Газ	Параметры компонентов в смеси					
	Молекулярная масса $\bar{M}$ , кг/моль	Критическая температура $\bar{a} \cdot T_{кр}$ , К	Критическое давление $\bar{a} \cdot P_{кр}$ , $10^6$ , Па	Плотность смеси $\bar{\rho}$ , кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость $\bar{\mu} \cdot 10^{-4}$ , Па·с	Газовая постоянная $\bar{R}$ , Дж/(кг·К)
Метан $\text{CH}_4$ . . . . .	15,257	181,60	42,728	0,6817	97,95	503,0
Этан $\text{C}_2\text{H}_6$ . . . . .	0,330	3,37	0,524	0,0148	0,95	3,0
Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$ . . . . .	0,132	1,11	0,128	0,0059	0,23	0,6
Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$ . . . . .	0,058	0,43	0,035	0,0026	0,07	0,1
Двуокись углерода $\text{CO}_2$	0,176	1,22	0,266	0,0079	0,55	0,3
Азот $\text{N}_2$ . . . . .	0,840	3,78	1,018	0,0375	4,98	9,0
Средний состав смеси						
	16,793	191,17	44,699	0,7504	104,73	516,5

влена применительно к смеси газа месторождений Медвежьего и Оренбурга, поступающей в магистральный газопровод Горький — Центр.

Упругость насыщенных паров определяется по закону Дальтона и Рауля. В процессе испарения жидкости происходит переход ее в парообразное состояние. Степень насыщения парового пространства зависит от состава жидкости и температуры. Давление, при котором жидкость при данной температуре находится в равновесном состоянии со своими парами называется упругостью насыщенных паров жидкости. Каждой жидкости соответствует определенное давление (упругость) паров, зависящее от температуры. Кривая изменения давления в зависимости от температуры называется кривой испарения. По закону Дальтона (закону парциальных давлений) давление газовой смеси равно сумме давлений компонентов, входящих в смесь,

$$P = p_1 + p_2 + \dots + p_n = \sum p_i. \quad (10.18)$$

Каждый компонент, обладая собственной упругостью (давлением), по объему равен объему смеси и приводится к общему давлению по закону Бойля — Мариотта:

$$v_i P = V p_i. \quad (10.19)$$

Отсюда величина парциального объема составит

$$v_i = V \frac{p_i}{P}.$$

Аналогично парциальное давление выразится в виде

$$p_i = P \frac{v_i}{V}, \quad (10.20)$$

где  $P$  — общее давление газовой смеси;  $V$  — общий объем газовой смеси;  $p_i$  — парциальное давление компонента;  $v_i$  — парциальный объем компонента. Так как  $(v_i/V) = y_i$  представляет собой объемную или молекулярную концентрацию, то соответственно

$$p_i = y_i P \text{ или } y_i = \frac{p_i}{P}, \quad (10.21)$$

т. е. парциальное давление компонента  $p_i$  в газовой или паровой фазе равно произведению его объемной или молекулярной концентрации  $y_i$  на общее давление  $P$ . По закону Рауля парциальное давление  $p_i$  любого компонента в жидкой смеси равно молекулярной концентрации его в жидкости  $x_i$ , умноженной на упругость его паров  $p_i^*$  в чистом виде при данной температуре, т. е.

$$p_i = x_i p_i^*. \quad (10.22)$$

Исходя из условия равновесия паровой и жидкой фаз, т. е. когда парциальное давление компонента в паровой фазе (над жидкостью) и в жидкой фазе (в жидкости) будет одинаковым, закон Рауля можно записать в следующем виде:

$$y_i P = x_i p_{yi}, \quad (10.23)$$

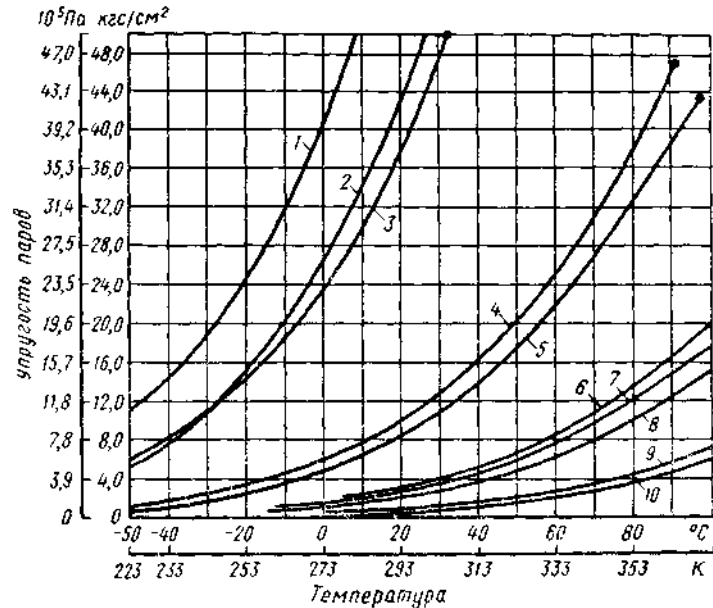


Рис. 10.2. График упругости паров углеводородных газов:  
1 — Этилен; 2 — Ацетилен; 3 — Этан; 4 — Пропилен; 5 — Пропан;  
6 — Бутилен; 7 — и-Бутан; 8 — н-Бутан; 9 — и-Пентан; 10 — н-Пентан  
Примечание. Точки на кривых соответствуют  $p_{yi}$ .

где левая часть уравнения характеризует парциальное давление в паровой фазе по закону Дальтона, а правая часть — парциальное давление в жидкой фазе по закону Рауля. Из этого уравнения, зная состав жидкой смеси, можно определить состав пара, находящегося в равновесии с ней или состав жидкой смеси по составу пара

$$y_i = x_i \frac{p_{yi}}{P}; \quad x_i = y_i \frac{P}{p_{yi}}, \quad (10.24)$$

Соответственно

$$\frac{p_{yi}}{P} = \frac{y_i}{x_i} = \text{const.} \quad (10.25)$$

При этом уравнение для упругости паров записывают в виде

$$p_{yi} = k_i P, \quad (10.26)$$

а для молекулярной концентрации газовой или паровой фаз

$$y_i = k_i x_i.$$

Константы равновесия  $k$  отдельных компонентов, как правило, берут по специально составленным графикам в зависимости от температуры и давления. Равновесная система жидкость — пар характерна как для жидких нефтепродуктов, так и для сжиженных газов, которые хранятся в замкнутом пространстве, т. е. когда пары находятся в насыщенном состоянии над поверхностью жидкости и одновременно существуют две фазы: жидкая и паровая. Зависимости упругости паров углеводородных газов приведены на рис. 10.2.

## § 2. Основные законы газового состояния

Физическое состояние газа зависит от основных параметров давления, температуры и объема, которые в процессе транспортирования и хранения газа могут изменяться. Эти параметры взаимосвязаны следующими газовыми законами. При постоянной температуре для данной массы произведение его объема на соответствующее давление есть величина постоянная (закон Бойля — Мариотта):

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = \text{const} \quad (10.28)$$

или

$$V_2 = V_1 \frac{p_1}{p_2},$$

где  $p_1$  и  $p_2$  — давление газа до и после изменения;  $V_1$  и  $V_2$  — объем газа до и после изменения.

Так как при сжатии или расширении газа изменяется только его плотность и объем, а масса остается постоянной

$$\rho_1 = \frac{m}{V_1}; \quad \rho_2 = \frac{m}{V_2}, \quad (10.29)$$

то соответственно

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{p_1}{p_2}, \quad (10.30)$$

т. е. объемы газа при постоянной температуре обратно пропорциональны, а плотности газа прямо пропорциональны его давлению.

Одновременно с этим по закону Гей-Люссака объем газа при постоянном давлении пропорционален его абсолютной температуре, а плотности газа обратно пропорциональны

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}; \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{T_2}{T_1}.$$

Экспериментально установлено, что при нагревании газа на  $1^\circ \text{C}$  объем его увеличивается на  $1/273$  часть первоначального объема, что выражается формулой

$$V_t = V_0(1 + \alpha t), \quad (10.32)$$

где  $V_t$  и  $V_0$  — объемы газа, соответствующие температуре  $t$  и  $0^\circ \text{C}$ ;  $\alpha$  — коэффициент объемного расширения газа, равный  $1/273$ .

Аналогичная зависимость относится и к давлению газа (закон Шарля):

$$P_t = p_0(1 + \alpha t). \quad (10.33) \quad I$$

Обобщение законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака дает общее математическое уравнение состояния идеального газа, связывающее параметры давления, объема и температуры. Уравнение это называется уравнением Клапейрона — Менделеева

$$PV = RT, \quad (10.34)$$

где  $P$  — абсолютное давление идеального газа, Па;  $V$  — объем идеального газа,  $\text{м}^3$ ;  $R$  — газовая постоянная, характеризующая работу расширения единицы количества газа (1 кг) при нагревании на  $1^\circ \text{C}$  (или 1 К) при постоянном давлении; для газовых смесей  $R = 8314/M_{\text{ср}}$ , Дж/(кг·К);  $T$  — абсолютная температура газа, К.

Уравнение состояния газа с учетом коэффициента сжимаемости можно записать в виде

$$PV = zRT. \quad (10.35)$$

Для низкого и среднего давлений коэффициент сжимаемости газов невелик и на практике иногда не учитывается; однако для газов высокого давления, транспортируемого, например, по магистральным газопроводам, этот коэффициент имеет существенное значение. Обычно для расчета пропускной способности газопровода пользуются средним значением коэффициента сжимаемости газа  $z_{\text{ср}}$ , который определяется в зависимости от средних значений температуры и давления по графикам или по справочным таблицам. Значение универсальной газовой постоянной можно найти из формулы (10.34)

$$\bar{R} = \frac{PV}{T}. \quad (10.36)$$

Для нормальных условий, когда температура газа равна  $0^\circ \text{C}$  или 273 К, давление равно 760 мм рт. ст., или 101 325 Па ( $1,033 \text{ кгс/см}^2$ ), и объем 1 кмоль газа составляет  $22,4 \text{ м}^3$  (по закону Авогадро одна грамм-молекула любого газа в этих условиях составляет 22,4 л), то универсальная газовая постоянная [в Дж/(кмоль X К)]

$$\bar{R} = \frac{101\,325 \cdot 22,4}{273} = 8314.$$

Газовую постоянную для 1 кг газа или газовой смеси при тех же условиях определяют по формуле

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (10.37)$$

где  $M$  — молекулярная масса данного газа или смеси.  
Газовые постоянные газовой смеси

$$R = a_1 R_1 + a_2 R_2 + \dots + a_n R_n, \quad (10.38)$$

где  $a_1, a_2, a_n$  — молекулярный состав в долях единицы;  $R_1, R_2, R_n$  — газовые постоянные компонентов газа.

В практике хранения и транспорта газа различают рабочие, нормальные и стандартные условия состояния газа. Рабочими условиями считаются условия состояния газа в момент измерения газа при давлении  $p$  и температуре ( $^\circ \text{C}$ ). Для сравнения объемных количеств газа их приводят к нормальным и стандартным условиям. Нормальными называются условия состояния газа при  $0^\circ \text{C}$  и 760 мм рт. ст. (101 325 Па  $\approx 0,1 \text{ МПа}$ ). Стандартными называются условия состояния газа при  $20^\circ \text{C}$  и 760 мм рт. ст. и называют их так по тому признаку, что стандарты на топливные газы принято утверждать по этим параметрам. Объем газа к нормальным условиям приводят по уравнению

$$V_0 = V_p \frac{P}{760} \frac{273,16}{T} = 0,359 V_p \frac{P}{T}, \quad (10.39)$$

Аналогично для приведения газа к стандартным условиям пользуются соотношением

$$V_{20} = V_p \frac{P}{760} \frac{293,16}{T} = 0,383 V_p \frac{P}{T}, \quad (10.40)$$

где  $V_0$  — объем газа при  $0^\circ \text{C}$  и 760 мм рт. ст.,  $\text{м}^3$ ;  $V_{20}$  — объем газа при  $20^\circ \text{C}$  и 760 мм рт. ст.,  $\text{м}^3$ ;  $V_p$  — объем газа в рабочих условиях,  $\text{м}^3$ ;  $P$  — абсолютное давление газа в рабочих условиях, мм рт. ст.;  $T$  — абсолютная температура газа в рабочих условиях, К.

Для пересчета объемов газа из нормальных условий к стандартным пользуются коэффициентом  $k = 0,932$  и, наоборот, от стандартных условий к нормальным — коэффициентом пересчета  $k = 1,073$ . Пересчет объемов газа, приведенных к нормальным и стандартным условиям, в объемы при других (рабочих) условиях производят по формулам:

$$V_p = V_0 \frac{760}{P} \frac{T}{273,16} = 2,782 V_0 \frac{T}{P}; \quad (10.41)$$

$$V_p = V_{20} \frac{760}{P} \frac{T}{293,16} = 2,593 V_{20}. \quad (10.42)$$

Для расчетов с потребителями преимущественно пользуются приведением объемов к нормальным условиям, причем за атмосферное давление обычно принимают давление, равное 760 мм рт. ст.



При более точных расчетах пользуются барометрическим давлением в момент измерения.

Пример 10.1. Определить средние значения молекулярной массы и плотности газовой смеси при следующих параметрах ее состава:

Газ	Молекулярный состав (в долях единицы)	Молекулярная масса, кг/моль	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Газ	Молекулярный состав (в долях единицы)	Молекулярная масса, кг/моль	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Метан CH <sub>4</sub> . . .	0,951	16,04	0,717	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> . .	0,001	58,12	2,598
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> . . . .	0,011	30,07	1,344	Двуокись углерода CO <sub>2</sub> . . .	0,004	44,01	1,977
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> . .	0,003	44,09	1,967	Азот N <sub>2</sub> . . . . .	0,030	28,02	1,251

Решение. Средняя молекулярная масса смеси

$$M_{cp} = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n,$$

$$M_{cp} = 0,951 \cdot 16,04 + 0,011 \cdot 30,07 + 0,003 \cdot 44,09 + 0,001 \cdot 58,12 + 0,004 \cdot 44,01 + 0,03 \cdot 28,02 = 16,8 \text{ кг/моль.}$$

Средняя плотность смеси

$$\rho_{см} = a_1 \rho_1 + a_2 \rho_2 + \dots + a_n \rho_n;$$

$$\rho_{см} = 0,951 \cdot 0,717 + 0,011 \cdot 1,344 + 0,003 \cdot 1,967 + 0,001 \cdot 2,598 + 0,004 \cdot 1,977 + 0,030 \cdot 1,251 = 0,75 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 10.2. Определить объем газа при нормальных условиях, если измеренный при избыточном давлении 147 мм рт. ст. и температуре 35° С объем составил 2700 м<sup>3</sup>.

Решение. Абсолютное давление измеренного газа

$$P = 760 + 147 = 907 \text{ мм рт. ст.}$$

Абсолютная температура этого газа

$$T = 273 + 35 = 308 \text{ К}$$

Объем газа, приведенный к нормальным условиям,

$$V_0 = 0,359 V_p \frac{P}{T} = 0,359 \cdot 2700 \frac{907}{308} = 2860 \text{ м}^3.$$

Пример 10.3. Определить объем газа при стандартных условиях, если измеренный объем газа при избыточном давлении 200 мм вод.ст. и температуре 10° С составил 200 м<sup>3</sup>.

Решение. Абсолютное давление измеренного газа

$$P = 760 + 200/13,6 = 774,7 \text{ мм рт. ст.}$$

Абсолютная температура газа

$$T = 273 + 10 = 283 \text{ К.}$$

Искомый объем газа при стандартных условиях

$$V_{20} = 0,383 V_p \frac{P}{T} = 0,383 \cdot 200 \frac{774,7}{283} = 210 \text{ м}^3.$$

Пример 10.4. Определить парциальное давление компонентов сжиженного газа, состоящего из 40% пропана, 25% изо-бутана и 35% н-бутана, при температуре 40° С, а также состав паровой фазы.

Решение. Упругость паров  $p_i$  чистых компонентов при 40° С (по графику упругости паров) составляет:

$$p_{y1} = 1,36 \text{ МПа}; p_{y2} = 0,51 \text{ МПа} \text{ и } p_{y3} = 0,37 \text{ МПа.}$$

Парциальное давление согласно закону Рауля по уравнению  $p_i = x_i p_i^*$  составит:

$$p_1 = 0,4 \cdot 1,36 = 0,544 \text{ МПа}; p_2 = 0,25 \cdot 0,51 = 0,127 \text{ МПа};$$

$$p_3 = 0,35 \cdot 0,37 = 0,129 \text{ МПа.}$$

Общее давление

$$P = p_1 + p_2 + p_3 = 0,544 + 0,127 + 0,129 = 0,8 \text{ МПа.}$$

Состав паровой фазы по уравнению  $y_i = x_i \frac{p_i^*}{P}$ :

$$y_1 = \frac{0,4 \cdot 1,36}{0,8} = 0,681 \text{ (68,1\%);}$$

$$y_2 = \frac{0,25 \cdot 0,51}{0,799} = 0,159 \text{ (15,9\%);}$$

$$y_3 = \frac{0,35 \cdot 0,37}{0,8} = 0,162 \text{ (16,2\%).}$$

## ГЛАВА 11

### ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСПОРТЕ ГАЗА

В общее понятие транспорт газа входит транспорт газа в сжиженном и газообразном состоянии. Способы транспорта этих газов существенно отличаются друг от друга. Сжиженные углеводородные газы, представляющие собой смесь углеводородов (пропана, бутана, изобутана), отличаются тем, что при сравнительно небольшом давлении и нормальной температуре их можно транспортировать и хранить в жидком виде. Сжиженный газ (в жидком виде) занимает объем примерно 1/250 своего первоначального объема, что создает предпосылки для его поставки потребителям всеми видами транспорта, включая трубопроводный транспорт. Благодаря тому, что сжиженные газы обладают свойством из жидкой фазы снова превращаться в газ при нормальном давлении, что соответствует условиям их применения в качестве сырья (в химической промышленности) или топлива при сжигании (в быту, промышленности и автотранспорте), широко практикуется доставка сжиженных газов в баллонах и съемных емкостях, транспортируемых различными видами

транспорта — железнодорожным, водным, автомобильным и отчасти авиационным. На месте доставки емкости и баллоны подключают к разводящим сетям.

В отличие от сжиженного углеводородного газа (СУГ) природный газ, сохраняющий свои свойства при положительных температурах и различных давлениях, транспортируется в настоящее время исключительно по магистральным газопроводам и разводящей газовой сети.

Однако при отрицательных температурах и соответствующем давлении порядка  $5 \text{ МПа} = 50 \text{ кгс/см}^2$  (занимая в таком состоянии значительно меньший объем, чем при положительных температурах) технически возможно и экономически эффективно транспортировать сжиженный природный газ (СПГ) по магистральным трубопроводам. Для этого требуется сооружение крупных заводов сжижения газа и применение специальных трубных сталей для низкотемпературных жидкостных газопроводов, а также сооружение низкотемпературных хранилищ. Как показывают расчеты, резкое повышение пропускной способности жидкостных газопроводов относительно обычных газопроводов позволяет, например, по трубопроводу диаметром 1420 мм подавать 100 млрд.  $\text{м}^3$  газа при давлении 5 МПа ( $50 \text{ кгс/см}^2$ ) вместо 28–30 млрд.  $\text{м}^3$  при 7,5 МПа ( $75 \text{ кгс/см}^2$ ), достигая снижения удельной металлоемкости более чем в 4 раза. Такая экономия может превысить стоимость завода сжижения и других сооружений, что уточняется расчетом комплексной оценки эффективности трубопроводной системы СПГ в зависимости от конкретных условий. В целом такая система оценивается как перспективная по мере освоения низкотемпературных труб и другого оборудования.

### § 1. Железнодорожный транспорт сжиженных газов

Транспорт сжиженных углеводородных газов по железным дорогам осуществляется в специальных цистернах и вагонах, груженых баллонами. Железнодорожные цистерны специальной конструкции различают по емкости и назначению. Для перевозки пропана используются в основном цистерны объемом  $54 \text{ м}^3$ , для бутана — цистерны объемом  $60 \text{ м}^3$  и для сжиженных газов обоих видов — цистерны объемом  $98 \text{ м}^3$ .

Основные данные технических характеристик цистерн приведены в табл. 11.1, в которой полезная загрузка цистерн принята равной 85%.

По своему устройству железнодорожная цистерна (рис. 11.1) представляет собой сварной цилиндрический резервуар со сферическими днищами, расположенный на четырехосной железнодорожной платформе (тележке). На рис. 11.2 показана арматура железнодорожной цистерны для перевозки сжиженных газов (пропана). Для предохранения цистерны от разрыва (в случае повышения давления) в центре крышки люка установлен пружинный предохранительный клапан 14, направленный внутрь цистерны, чтобы предотвратить перерегулировку и преднамеренное воздействие на него. Предохранительный клапан регулируют на избыточное давление 2,16 МПа

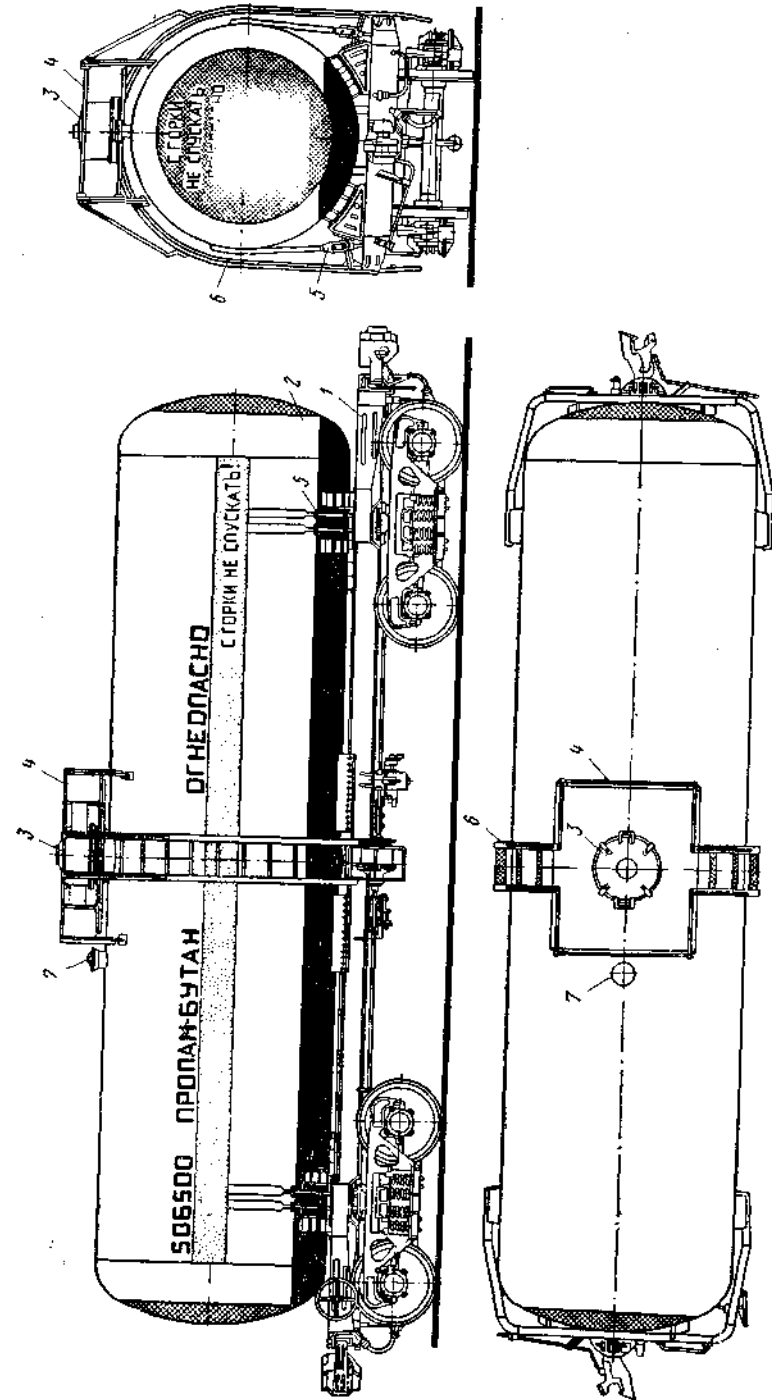


Рис. 11.1. Железнодорожная цистерна для сжиженного газа:

1 — платформа четырехосная; 2 — резервуар; 3 — предохранительный клапан; 4 — площадка обслуживания; 5 — стальные болты крепления резервуара к платформе; 6 — стрелка; 7 — патрубок для установки манометрострелки

Таблица 11.1

## Основные данные железнодорожных цистерн для сжиженных газов

Показатели	Цистерны для перевозки сжиженных газов		
	пропана	бутана	пропана и бутана
Объем цистерны, м <sup>3</sup> :			
геометрический	54	60	98
полезный	46	54	83
Допускаемое давление, кгс/см <sup>2</sup>	20	8	18
Габаритные размеры, м:			
диаметр цистерны	2,6	2,8	3,0
длина цистерны	10,65	10,65	14,50
» рамы цистерны	12,1	12,1	15,7
Масса тары, т	39	35,6	43

(21,6 кгс/см<sup>2</sup>). По обе стороны от предохранительного клапана вдоль оси цистерны установлены два сливно-паливных угловых понтиля 2 и 8, которые внутри соединены со сливно-наливными патрубками 12 через скоростные клапаны 1, перекрывающие доступ газа к вентилям в случае их поломки и обрыва исполнительных шлангов и сливных устройств. Кроме того, на крышке люка крепится вентиль 5, оборудованный скоростным клапаном, служащим для подачи в цистерну или отвода из нее через трубку 11 паровой фазы при сливе цистерны. Для определения уровня наполнения или окончания опорожнения имеются угловые вентили малого размера. Вентиль 6 показывает максимально допустимый уровень наполнения цистерны сжиженным газом. Вентиль 7, соединенный с трубкой, конец которой выше конца трубки вентиля 6 на 50 мм, является ограничительным. При заполнении цистерны вентиль 6 открыт. Когда цистерна наполнится до заданного уровня, жидкая фаза начнет вытекать из вентиля 6. Сразу же закрывают наполнительные вентили 2 и 8, но во время их закрытия жидкость продолжает еще поступать в цистерну. После закрытия вентилей 2 и 8 открывают вентиль 7. Из него должна идти только паровая фаза. В противном случае, газ стравливается из цистерн до тех пор, пока из вентиля 7 будет идти только паровая фаза. Для облегчения эксплуатации вентиль 6 выкрашен в зеленый, а вентиль 7 в красный цвет. Вентиль 4 служит для контроля за опорожнением цистерны от сжиженного газа. Трубка этого вентиля заканчивается внутри цистерны на уровне нижнего конца сливно-наливных труб. Вентиль 15 предназначен для удаления столба жидкости из трубки вентиля 4 после его закрытия. При открытии вентиля 15 (вентиль 4 при этом закрыт) пары сжиженного газа выдавливают жидкую фазу из трубки вентиля 4 в цистерну. Вентиль 3 дренажный с трубкой, не достигающей до нижней части цистерны на 5 мм, предназначен для удаления из цистерны воды и тяжелых остатков газа. Для замера температуры сжиженного

газа JV крышке люка имеется патрон 13, заканчивающийся внутри цистерны. Для предохранения арматуры цистерны от повреждений и воздействий атмосферных осадков на фланце 9 смонтирован колпак который после заполнения цистерны устанавливают на фланец горловины 10, крепят болтами и пломбируют. Цистерна окрашена алюминиевой краской.

Доставка сжиженных газов в баллонах, транспортируемых по железной дороге, осуществляется в крытых вагонах. Такой способ перевозки вместо автомобильного применяется в тех случаях,

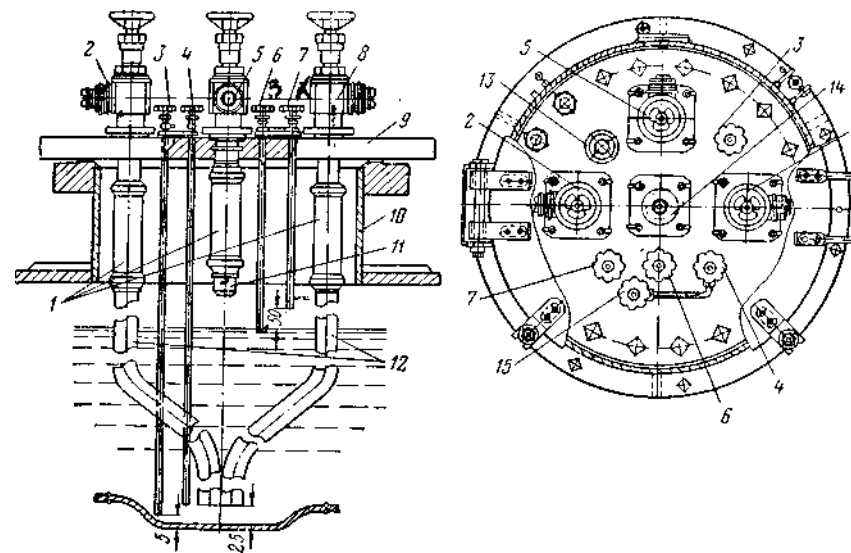


Рис. 11.2. Арматура железнодорожной цистерны для перевозки сжиженных газов (установленной на крышке люка)

когда потребитель находится на значительном расстоянии от кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженного газа или в стороне от автомобильных дорог, что характерно для некоторых северных районов. Перевозка осуществляется в основном в баллонах, объемом 50 л, загружаемых в количестве 360 шт. в один четырехосный крытый вагон грузоподъемностью 60 т. Баллоны в вагоне размещают двумя способами: стоя в один ряд, при этом прокладками между ними являются резиновые кольца на баллонах, или лежа, один на другой, с применением специальных изолирующих прокладок и приспособлений для закрепления баллонов, чтобы избежать ударов при перевозке.

## § 2. Водный транспорт сжиженных газов

Перевозка сжиженных газов по водным магистралям осуществляется как морским, так и речным транспортом. Наиболее широкое развитие имеет морской транспорт, обеспечивающий доставку

сжиженного газа потребителям как внутри страны, так и за ее пределами. Морским транспортом в основном доставляются сжиженные углеводородные газы (СУГ) и лишь частично сжиженные природные газы (СПГ), которые могут находиться в сжиженном состоянии лишь при глубоком охлаждении (до  $-162^{\circ}\text{C}$ ). Основной объем морских перевозок сжиженных газов осуществляется в морских судах — танкерах (газовозах), оборудованных специальными резервуарами для хранения. В зависимости от типа резервуаров, устанавливаемых на газовозе, различают следующие типы транспортных судов: танкеры с резервуарами под давлением, расчи-

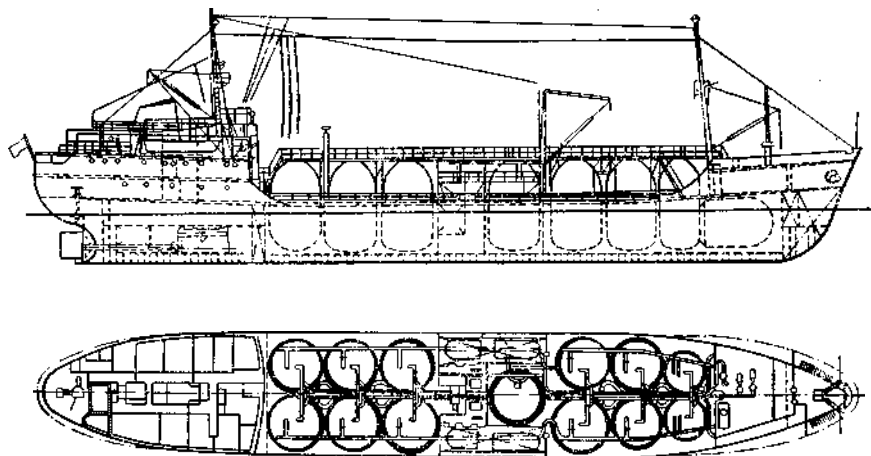


Рис. 11.3. Газовоз с вертикальными резервуарами

танные на максимальную упругость паров продукта при  $+45^{\circ}\text{C}$  ( $1,6\text{ МПа} = 16\text{ кгс/см}^2$  для пропана); танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением (полуизотермические), предназначенные для транспортировки сжиженного газа при промежуточном охлаждении от  $-5$  до  $+5^{\circ}\text{C}$ ; танкеры с теплоизолированными резервуарами под низким давлением (изотермические) для транспортировки сжиженного газа при давлении, близком к атмосферному и низкой отрицательной температуре ( $-40^{\circ}\text{C}$  для пропана;  $-103^{\circ}\text{C}$  для этилена и  $-162^{\circ}\text{C}$  для сжиженного природного газа).

Перевозка газа под давлением и в полуизотермическом состоянии осуществляется в танкерах вместимостью до  $2000\text{ м}^3$ , при этом применяют цилиндрические вертикальные, горизонтальные и сферические резервуары. Вертикальные резервуары используют преимущественно для перевозки сжиженного газа под повышенным (до  $1,6\text{ МПа}$ , или до  $16\text{ кгс/см}^2$ ) давлением (рис. 11.3). Горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары применяют при полуизотермическом способе перевозки.

Для погрузочно-разгрузочных операций на танкере устанавливают обычно центробежные насосы, компрессоры и другое оборудо-

вание, связанное с охлаждением и перекачкой углеводородного газа. Принципиальная схема такой системы в качестве примера приведена на рис. 11.4, по которой погрузка танкера производится из резервуаров, установленных на берегу, через приемный трубопровод на судне, который соединен с судовыми резервуарами, подавая в них сжиженный газ через расширители, которые находятся на берегу. Испаряющаяся паровая фаза сжиженного газа засасывается компрессорами 5, где происходит сжатие газа, и затем он поступает в конденсаторы 7, где, охлаждаясь забортной водой,

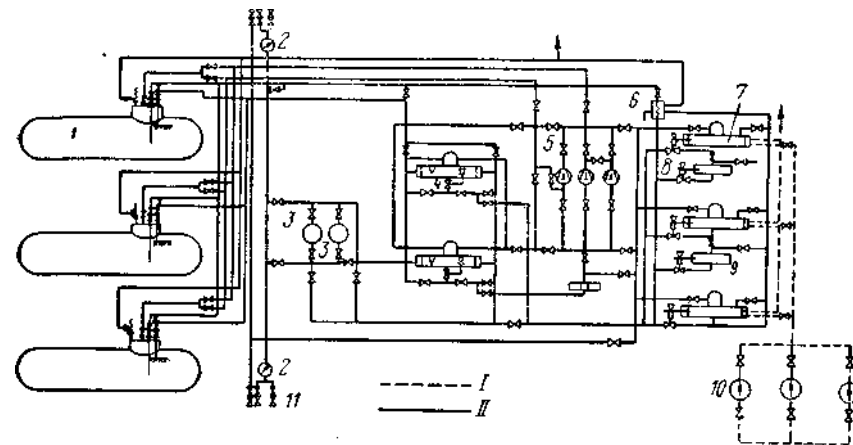


Рис. 11.4. Схема перекачки сжиженного углеводородного газа на танкере:

технологические трубопроводы

газ сжимается и течет в промежуточные сосуды 9, а затем через регулирующий клапан уровня жидкости возвращается в судовые резервуары. При разгрузке танкера для создания избыточного давления в судовых резервуарах обычно используется паровая фаза, находящаяся в береговых резервуарах или получаемая на танкере из сжиженного газа подачей его в теплообменник из судовых резервуаров. Образовавшийся на внешнем контуре теплообменника газ сжимают компрессорами 5 и под давлением нагнетают обратно в судовые резервуары, благодаря чему в них появляется избыточное Давление, обеспечивающее возможность насосам 3 перекачивать жидкий газ на берег. На танкере применяют различные системы охлаждения — холодильники, обеспечивающие поддержание или понижение температуры сжиженного газа, вызванных условиями хранения и перекачки.

Изотермические танкеры отличаются большой вместимостью (до  $10\,000\text{ м}^3$ ) и подачей при сливе — наливе (более чем  $500\text{—}1000\text{ т/ч}$ ). Применяют их при значительных грузооборотах. Поскольку в этих танкерах сжиженные газы перевозятся под давлением, близким

к атмосферному, грузовые резервуары выполняются прямоугольной формы в виде танков, которые хорошо вписываются в контур судна.

Способ перевозки сжиженных газов выбирают в зависимости от грузооборота, наличного танкерного флота и условий хранения газа на берегу. В связи со значительным ростом производства сжиженных газов соответственно увеличивается число курсирующих танкеров для их перевозки, а также возрастает их грузоподъемность. Известны отдельные типы крупных морских танкеров-газовозов, грузоподъемность которых достигает более 14000 т, а также танкеры смешанных грузов, одновременно перевозящие 5000 т сжиженного углеводородного газа и 38 000 т нефти. Перевозку сжиженных углеводородных газов речным транспортом осуществляют в баржах, груженых баллонами или съемными стальными («скользящими») резервуарами РС-1600 (объемом 1600 л). Для этой цели применяют самоходные баржи грузоподъемностью 60 т и несамоходные (буксируемые) грузоподъемностью 100, 200 и 300 т. Баллоны объемом 27 л в количестве 3000, 4200 и 6000 шт. (соответственно грузоподъемности барж 100, 200 и 300 т) размещают как вертикально в три ряда, так и горизонтально в пять рядов и обязательно закрепляют. Резервуары РГ-1600 в количестве 128, 100 и 68 шт. соответственно грузят в два ряда при помощи автомобильных и плавучих кранов. Баллоны и резервуары покрывают брезентом и закрепляют. С целью уменьшения стоимости транспортных расходов в отдельных случаях для транспортировки сжиженного газа применяют резервуары объемом 100 и 200 м<sup>3</sup>, устанавливаемые на баржах грузоподъемностью 200 и 300 т. Практикуется также буксировка одновременно нескольких барж, при этом наиболее экономичным является вождение гибких составов барж методом толкания, т. е. когда буксир-толкатель находится позади состава.

### § 3. Автомобильный транспорт сжиженных газов

Автомобильным транспортом осуществляется перевозка сжиженных газов в автоцистернах, баллонах и «скользящих» резервуарах.

Автоцистерны по назначению и конструкции делятся на транспортные и раздаточные. Транспортные автоцистерны используют для перевозки сжиженного газа с заводов-поставщиков до кустовых баз и газонаполнительных станций, а также с последних до крупных потребителей со сливом газа в резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженного газа потребителю с разливом в баллоны и снабжены для этой цели комплектом раздаточного оборудования, насосом, раздаточной рамкой и трубами. Цистерны, изготавливаемые в виде цилиндрических сосудов со штампованными днищами, монтируют на шасси автомобилей, автоприцепов и полуприцепов. Объем цистерн в зависимости от типа составляет 4–15 м<sup>3</sup>. Наибольшее применение имеет автоцистерна АЦЖГ-4-164 полезным объемом 4 м<sup>3</sup>, смонтирована она на шасси автомобиля ЗИЛ-130.

Для использования автоцистерны в качестве раздаточной, на ней устанавливают насос G5/140. С целью унификации и увеличения грузоподъемности автоцистерн разработан ряд конструкций в зависимости от типа шасси и полезного объема: 4,5; 12,4; 10,2; 15 м<sup>3</sup>.

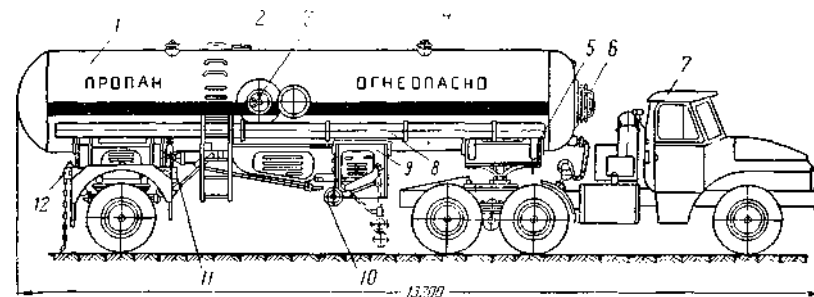


Рис. 11.5. Автоцистерна-полуприцеп АЦ-15-377с для перевозки сжиженных газов:

1 — резервуар; 2 — вентиляционный люк; 3 — приборы; 4 — клапан предохранительный; 5 — опора; 6 — люк-лаз; 7 — автотягач; 8 — трубы (кожухи) для шлангов; 9 — электронасос; 10 — опорные катки; 11 — огнетушители; 12 — установка заземления цистерны

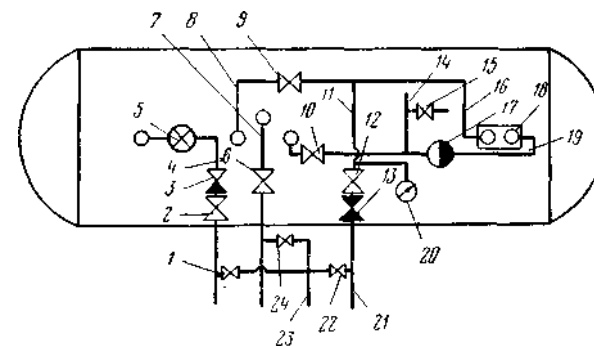


Рис. 11.6. Узел сливно-наливных коммуникаций автоцистерны АЦ-15-377С:

1 — вентиль цапковый; 2, 6, 9, 10 — вентили запорные; 3 — обратный клапан; 4 — наполнительный трубопровод жидкой фазы; 5 — ограничитель налива; 7 — трубопровод паровой фазы; 8 — обводная линия; 11 — сливной трубопровод жидкой фазы; 12 — вентиль запорный сливной линии; 13 — клапан скоростной; 14 — патрубков наполнительный; 15, 22, 24 — вентили сбросные; 16, 21 — напорная линия сливного трубопровода; 17 — фильтр; 18 — электронасос; 19 — всасывающая линия сливного трубопровода; 20 — манометр; 23 — линия слива

На рис. 11.5 показана конструкция автомобильной цистерны-полуприцепа АЦ-15-377С с полезным объемом 15 м<sup>3</sup> (на базе автотягача «Урал-377С»), снабженного комплектом оборудования и коммуникацией с арматурой для приема и раздачи сжиженного газа. Схема коммуникаций показана на рис. 11.6. Даподнение цистерны производится снизу по трубопроводу 4, на котором имеется ограничитель налива 5 (предохраняющий цистерну от переполнения), вентиль 1

для сброса давления, запорный вентиль 2 и обратный пружинный клапан 3, автоматически отключающий цистерну от линии при обрыве шланга, разрыве трубы и в других аварийных случаях. Жидкая фаза сливается по сливному трубопроводу 11, также размещенному под цистерной, состоящей из всасывающей и напорной линий 21. Напорная линия, в свою очередь, подразделяется на линию слива и обводную линию 8. На всасывающей линии установлен запорный вентиль 10 и фильтр 17, а на обводной линии запорный вентиль 9. Линия слива включает в себя запорный вентиль 12,

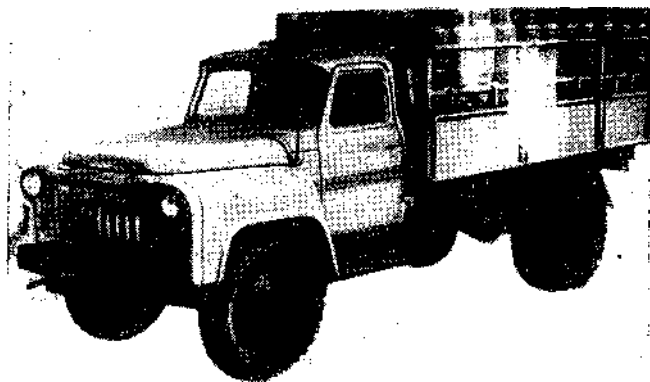


Рис. 11.7. Баллоновоз

скоростной клапан 13, сбросной вентиль 22 и манометр 20. Коммуникация паровой фазы включает в себя трубопровод 7, запорный вентиль 6 и сбросной вентиль 24. Цистерна заполняется сжиженным газом с помощью электронасоса 18, установленного на автоцистерне. Перевозка сжиженных газов в баллонах осуществляется на обыкновенных бортовых автомашинах и на специальных кассетных автомашинах (баллоновозах) с нормальным кузовом типа ГАЗ, ЗИЛ и другие, обеспечивающих одновременную перевозку соответственно 15,6 и 77 баллонов. Кузова машин оборудуют клетками для установки баллонов объемом по 50 л, при этом баллоны укладывают в два яруса; в баллоновозе типа «Клетка» их умещается до 132 шт. Наиболее удобны в эксплуатации баллоновозы для транспортировки баллонов объемом 27 л, расположенных в два яруса, один на другом (рис. 11.7). Баллоны транспортируют также в прицепах, которые вместе с грузовыми автомобилями образуют автопоезда. Баллоны изготовляют по ГОСТ 15860—70 на давление до 1,6 МПа, или 16 кгс/см<sup>2</sup> (рис. 11.8).

Стандартом предусмотрен ряд баллонов объемом 2,5; 5; 12; 27; 50 и 80 л. Баллоны объемом свыше 5 л представляют собой цилиндрические сварные сосуды с двумя штампованными днищами эллипти-

ческой формы, снабженные башмаком, горловиной и защитным воротником. У баллонов объемом 50 и 80 л вместо воротника предусматривается защитный колпак и две ручки. Защитный воротник служит одновременно транспортной ручкой и опорой при установке баллонов в несколько ярусов. В горловины баллонов объемом 5, 12 и 27 л устанавливают самозакрывающиеся клапаны КБ-1, а в горловины баллонов объемом 50 и 80 л — угловые вентили ВБ-1. Деревозку сжиженного газа в «скользящих» резервуарах применяют для доставки его в места, отдаленные от кустовых баз или от газо-

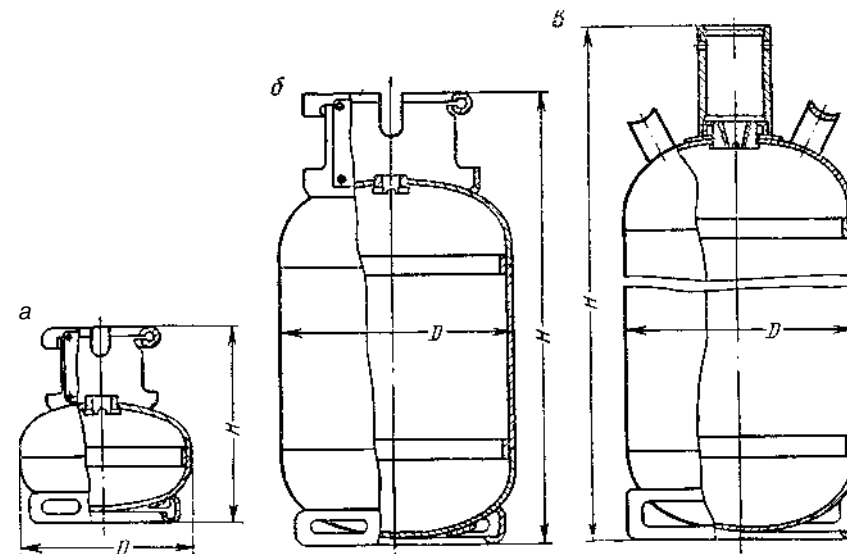


Рис. 11.8. Баллоны сжиженного газа:

а — объемом 5 л ( $D = 222$  мм,  $H = 285$  мм); б — объемом 12 л ( $C = 222$  мм,  $Я = 70$  мм) и 27 л ( $D = 299$  мм,  $H = 575$  мм); в — объемом 50 л ( $D = 299$  мм,  $Я = 1400$  мм)

наполнительных станций, а также для доставки производственным и коммунально-бытовым хозяйствам. «Скользящими» называют съемные резервуары объемом 0,5—3,5 м<sup>3</sup>. Наибольшее применение имеют резервуары РС-1600 (объемом 1600 л), рассчитанные на рабочее давление 1,8 МПа (18 кгс/см<sup>2</sup>). Резервуар представляет собой сварной цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами. Погрузку и разгрузку резервуара обычно производят при помощи автокрана. У потребителя резервуары устанавливают группой или в одиночку. Доставка сжиженного газа в «скользящих» резервуарах на расстояние 100—200 км обходится на 20—25% дешевле, чем в баллонах.

#### § 4. Трубопроводный транспорт сжиженных газов

Под трубопроводным транспортом сжиженного газа понимают транспорт пропана и бутана по магистральным трубопроводам, в которых газ находится под давлением, превышающим его упругость

Основные данные магистральных трубопроводов для перекачки сжиженных газов

Длина газопровода, км	Пропускная способность трубопровода, т/год							
	10 000		100 000		500 000		1 000 000	
	Диаметр и толщина стенки газопровода, мм	Число насосных станций	Диаметр и толщина стенки газопровода, мм	Число насосных станций	Диаметр и толщина стенки газопровода, мм	Число насосных станций	Диаметр и толщина стенки газопровода, мм	Число насосных станций
100	89 X 5	1	133 X 6	1	273 X 7	1	325 X 8	1
500	89 X 5	2	159 X 6	2	273 X 7	2	325 X 8	2
1000	89 X 5	3	189 X 6	3	273 X 7	3	325 X 8	4

паров, т. е. в сжиженном состоянии. В этом заключается особенность транспортировки сжиженных газов по магистральным трубопроводам, для которых недопустимо снижение давления в сети ниже упругости паров (давления насыщения) при данной температуре, во избежание образования паровой фазы, заполняющей живое сечение трубопровода. Обычно в трубопроводе поддерживают давление, на 0,6–0,7 МПа (6–7 кгс/см<sup>2</sup>) превышающее давление упругости паров. При уменьшении этой разницы пропускная способность снижается за счет образования газовых мешков. К этому виду транспорта прибегают при доставке газа с заводов-поставщиков крупным потребителям, например, нефтехимическим предприятиям, где газ используется в основном в качестве сырья.

Протяженность трубопроводов сжиженного газа обычно невелика — в пределах 100–500 км, так как крупные потребители располагаются относительно близко к нефте- и газоперерабатывающим предприятиям. Принципиальная схема транспортировки сжиженного газа такая же, как и схема транспортировки нефти и нефтепродуктов, за исключением особенностей, связанных с высокой упругостью паров. По типовой схеме сжиженный газ забирается из резервуаров насосами головной станции и через пункты замера расхода подается в магистральный трубопровод, на котором через определенные расстояния сооружены промежуточные перекачивающие станции, оборудованные аналогично головной станции. При расстановке перекачивающих станций обычно исходят из условия, чтобы давление после станции составляло не больше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), исходя из условий прочности трубопроводов. Кроме того, учитывается, чтобы давление в конечном участке превышало упругость паров сжиженного газа на 0,6–0,7 МПа (6–7 кгс/см<sup>2</sup>), для обеспечения нормальных условий заполнения емкостей. Пропан и бутан перекачивают по самостоятельному трубопроводу или вместе с другими светлыми нефтепродуктами (преимущественно с бензином) с целью минимального смещения. При перекачке двух партий нефтепродуктов между ними в качестве буфера закачивают бутан; так же поступают и при перекачке двух партий пропана. С целью уменьшения смесеобразования иногда применяют разделители по аналогии с последовательной перекачкой нефтепродуктов. Учитывая вероятность образования гидратных пробок в трубопроводе из-за влаги и появления незначительных неплотностей, при эксплуатации трубопроводов следят за герметичностью арматуры и за давлением в трубопроводе, которое должно быть не менее 0,8–1,0 МПа (8–10 кгс/см<sup>2</sup>). Кроме того, обеспечивается постоянное применение ингибиторов для обезвоживания газа (метанола, из расчета 2 л на 1 т) и осушка трубопровода перед закачкой продукта. Важное значение имеет соблюдение относительного постоянства объема перекачиваемого сжиженного газа, требуемого давления и температурного режима, что обеспечивается соответствующим контролем при помощи контрольно-измерительных приборов. О технических показателях магистральных трубопроводов для перекачки сжиженного углеводородного газа в зависимости от протяженности трубопровода и

объема перекачки можно судить по данным табл. 11.2. Трубопроводный транспорт сжиженных газов является весьма эффективным и обходится примерно в 2 раза дешевле, чем их перевозка по железной дороге. Так, себестоимость перекачки сжиженного газа по трубопроводу Миннибаево — Казань протяженностью 228 км обходится 2,25 руб., в то время как перевозка по железной дороге стоит 4,90 руб.

Кроме экономической эффективности, трубопроводный транспорт сжиженных газов более удобен в эксплуатации, позволяет вести круглосуточную перекачку и применять средства автоматизации, обеспечивающие минимальную трудоемкость и безопасность системы при минимальных потерях.

## § 5. Трубопроводный транспорт природного газа

Основным способом транспортировки природного, а также попутного нефтяного газов является перекачка их по магистральным газопроводам.

К магистральным трубопроводам относятся трубопроводы, по которым транспортируется газ от районов его добычи, производства или хранения до мест потребления — до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов и отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления транспортируемых газов подразделяются на два класса: к I классу относятся газопроводы при рабочем давлении газов 2,5–10 МПа (25–100 кгс/см<sup>2</sup>); ко II классу — газопроводы при рабочем давлении газов 1,2–2,5 МПа (12–25 кгс/см<sup>2</sup>). Кроме того, независимо от способа прокладки (подземной, наземной или надземной) по диаметру магистральные газопроводы подразделяются на категории: диаметром менее 700 мм относятся к IV категории, а диаметром 700 мм и более — к III категории.

Данные о стоимости газопроводов и перекачки газа

Диаметр газопровода, мм	Капиталовложения в линейную часть, отнесенную к 1 км протяженности газопровода, тыс. руб.	Себестоимость перекачки 100 000 м <sup>3</sup> отнесенная к 1 км протяженности газопровода, коп.	Диаметр газопровода, мм	Капиталовложения в линейную часть, отнесенную к 1 км протяженности газопровода, тыс. руб.	Себестоимость перекачки 100 000 м <sup>3</sup> отнесенная к 1 км протяженности газопровода, коп.
219	18,5	38,0	720	65,0	13,5
325	22,5	29,5	1020	115,0	13,0
426	29,5	25,0	1220	150,0	12,5
529	47,5	21,5	1420	185,0	12,0

протяженности магистральных газопроводов и расширением объема транспорта газа на большие расстояния уменьшается себестоимость перекачки. Так, к 1977 г. себестоимость транспорта 100 000 м<sup>3</sup>/км газа в среднем составила 16 коп. (вместо 23 коп. в 1960 г). С увеличением диаметра трубопровода, как правило, снижается стоимость перекачки (табл. 11.3).

#### Схема и состав сооружений газопроводов

Магистральный газопровод включает в себя комплекс сооружений, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа от газовых или нефтяных промыслов к потребителям газа — городам, поселкам, промышленным предприятиям и электростанциям. Состав сооружений зависит от назначения газопровода и включает следующие основные комплексы: головные сооружения, состоящие из систем газосборных и подводящих газопроводов, компрессорного цеха и установок очистки и осушки газа; линейные сооружения, состоящие из собственно магистрального газопровода с запорными устройствами, переходов через естественные и искусственные сооружения, станций катодной защиты, дренажных установок; компрессорные станции с установками по очистке газа, контрольно-распределительным пунктом (КРП) для редуцирования газа на собственные нужды станции, а также подсобные вспомогательными сооружениями (включая склады горюче-смазочных материалов, установки регенерации масла и ремонтно-эксплуатационные блоки); газораспределительные станции (ГРС), оборудованные регуляторами давления; подземные газохранилища с компрессорными станциями.

На рис. 11.9 представлена технологическая схема магистрального газопровода, для транспортировки природного газа. Транспортировка газа по газопроводу осуществляется в зависимости от особенностей газового месторождения. При достаточно высоком пластовом давлении транспорт газа по трубопроводу обеспечивается этим

Категории участков магистральных газопроводов устанавливаются по СН и П 11-45—75, например, переходы через водные преграды в зависимости от судоходности, величины зеркала воды в межень и способа прокладки относятся к I или III категориям — переходы через железные и автомобильные дороги в зависимости от типа дороги — к I—III категориям и т. д.

Развитие дальнего транспорта газа в СССР было начато в годы Великой Отечественной войны. В 1946 г. впервые сооружен газопровод дальнего транспорта Саратов — Москва протяженностью 800 км, диаметром 325 мм. В последующие годы магистральные газопроводы связали районы добычи газа с главными промышленными центрами страны; общая протяженность их к 1965 г. составила уже около 5000 км. Были построены газопроводы Дашава — Киев — Брянск — Москва, Кохтла — Ярве — Ленинград, Ставрополь — Москва, Серпухов — Ленинград, Дашава — Минск — Вильнюс — Рига, Шебелинка — Днепропетровск — Одесса, Шебелинка — Полтава — Киев, первая очередь мощной системы газопровода Бухара — Урал. Далее строится первая газовая магистраль от Тюменских месторождений — газопровод Игрим — Серов, крупные газопроводы Средняя Азия — Центр (протяженностью более 7000 км), Тюмень — Северо-Запад — Белоруссия (две нитки) протяженностью 2640 км, Васюганск — Новосибирск — Новокузнецк (2600 км) и другие газопроводы для подачи газа в крупнейшие города страны, промышленные центры и районы. С целью создания взаимосвязанной системы была осуществлена кольцевая газопроводная система. В настоящее время имеются Центральная, Восточно-Украинская, Западная, Поволжская, Среднеазиатская, Уральская газопроводные системы. Для подачи газа за пределы страны — в Чехословакию, ГДР — был сооружен газопровод «Братство», а также подведены газопроводы к границам Австрии, Финляндии. Действует Трансиранский газопровод протяженностью 1100 км, в том числе свыше 500 км на территории СССР.

В период 1973—1975 гг. сооружен газопровод «Сияние Севера» для снабжения газом Белоруссии, Латвии, Литвы, а также супергазопровод «Сибирь — Москва» (диаметром 1420 мм и протяженностью 3000 км), который берет свое начало у месторождения Медвежье на севере Тюменской области. Прокладывается мощный газопровод (диаметром 1420 мм, протяженностью 2800 км из Оренбурга к государственным границам с социалистическими странами) для подачи газа в Болгарию, Венгрию, ГДР, Польшу, Румынию и Чехословакию. Общая протяженность магистральных газопроводов с отводами уже к 1977 г. превысила 100 000 км, а ежегодный объем перекачки превысил 200 млрд. м<sup>3</sup> газа. —.....

В настоящее время магистральные газопроводы сооружают в основном диаметром 1220 мм и 1420 мм (при давлении до 75 кгс/см<sup>2</sup>) с пропускной способностью соответственно 15—25 млрд. м<sup>3</sup>/год, обеспечивающей высокую экономичность транспорта газа. Стоимость транспорта газа в значительной мере зависит также от дальности транспорта и свойства газа. С увеличением



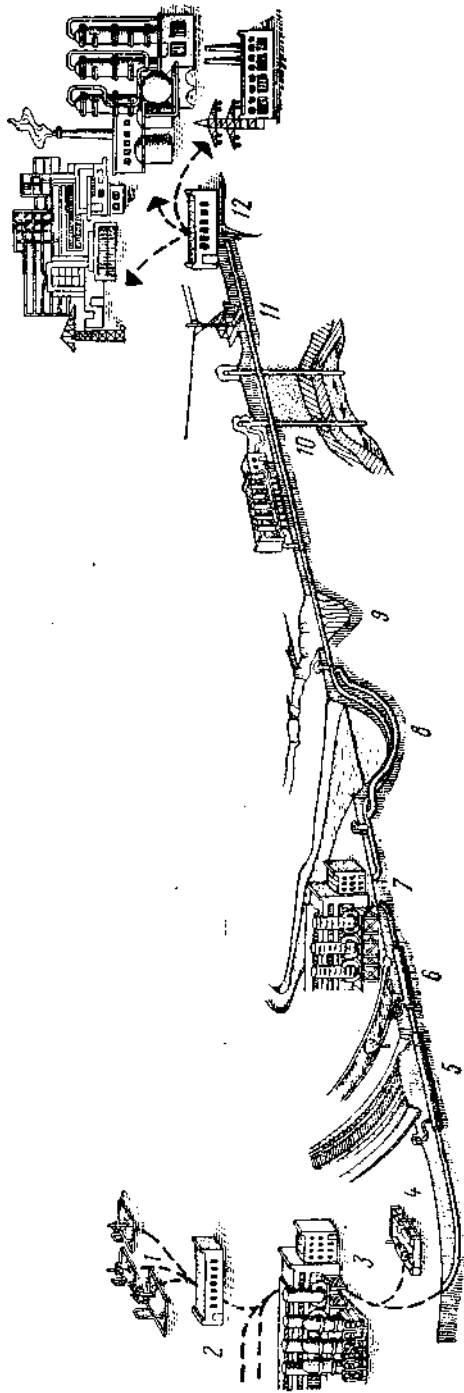


Рис. 11.9. Схема сооруженный магистрального газопровода:

1 — промысловый; 2 — газосборный пункт; 3 — головная компрессорная станция с очистными устройствами; 4 — отвод к газораспределительной станции; 5 и 6 — переходы через железную и шоссейную дороги; 7 — промежуточная компрессорная станция; 8 и 9 — переходы через реку и овраг; 10 — подземное газохранилище; 11 — станция катодной защиты; 12 — конечная газораспределительная станция

давлением; при низком пластовом давлении перекачка осуществляется компрессорными станциями, сооружаемыми как в начальном пункте газопровода, так и по его длине. В тех случаях, когда первоначальное высокое давление с течением времени начинает снижаться, на головных сооружениях строят дожимные компрессорные станции. Газ из газового промысла по газосборным сетям поступает на головные сооружения, откуда после осушки и очистки направляется в магистральный газопровод. По линии газопровода для отключения отдельных его участков устанавливают запорные устройства и продувочные свечи. Отключающие краны размещают через каждые 20—25 км, а также на берегах водных преград (при пересечении их газопроводом в две или более ниток) и у компрессорных станций. Продувочные свечи располагаются вблизи кранов, обеспечивая опорожнение отключаемых участков трубопровода на время их ремонта. Вдоль трассы газопровода размещают противокоррозионные (катодные и протекторные) установки для защиты труб от коррозии, а также дома линейных ремонтников (через каждые 20—30 км), имеющих телефонную связь между собой, с ближайшими компрессорными станциями и аварийно-ре-

монтными пунктами. В конце газопровода или его ответвления сооружают газораспределительную станцию (ГРС), предназначенную для подачи газа в распределительную сеть города или промышленного предприятия. Иногда сооружают подземные газохранилища для устранения сезонных неравномерностей газопотребления путем накопления в них запасов газа в периоды минимального потребления (летом) с последующим использованием его в периоды максимального потребления (зимой).

#### § 6. Устройство и оборудование компрессорных станций

Компрессорные станции являются составной частью магистрального газопровода. Они предназначены для увеличения пропускной способности газопровода за счет повышения давления газа на выходе из станции путем его компримирования, а также для подготовки газа к транспорту.

В зависимости от назначения и месторасположения на магистральном газопровode различают головные промежуточные компрессорные станции. Головные компрессорные станции (ГКС) устанавливают в начальном пункте газопровода, расположенного в районе газового промысла или на некотором расстоянии от него, где осуществляется подготовка газа к транспорту и компримирование его до расчетного давления. Промежуточные компрессорные станции (ПКС) располагают по трассе газопровода на расстоянии 100—200 км. Расстояние между станциями определяется расчетом. Принципиальные технологические схемы головных и промежуточных компрессорных станций в принципе одинаковые, за исключением установок по подготовке газа к дальнему транспорту. На головных компрессорных станциях эта подготовка осуществляется полностью, т. е. производится пылеулавливание, обезвоживание, очистка от серы, механических примесей и жидких частиц; на промежуточных компрессорных станциях подготовка газа к транспорту ограничивается очисткой от механических примесей, конденсата и воды.

В качестве основных газоперекачивающих агрегатов в зависимости от требуемых условий применяют: поршневые газомотокомпрессоры и центробежные нагнетатели с газотурбинным или электрическим приводами.

Поршневые газомотокомпрессоры, объединяющие в одном агрегате силовую часть и компрессор, обладают высокой надежностью, однако в связи с относительно небольшой мощностью (до 3700 кВт) их применяют в основном на газопроводах с небольшой пропускной способностью.

Газоперекачивающие агрегаты с центробежным нагнетателем и газотурбинным приводом являются высокопроизводительными агрегатами. Поэтому их применяют главным образом на мощных газопроводах. Газотурбинные агрегаты, кроме большой мощности, обладают и другими преимуществами по сравнению с поршневыми газомотокомпрессорами; они меньше расходуют Масло и могут работать без мощных установок водяного охлаждения

(связанного с сооружением громоздких градирен, очистительных сооружений и др.)\*. Кроме того, они имеют меньшую вибрацию по сравнению с газопоршневыми агрегатами, а также способны повышать мощность при низких температурах воздуха и более приспособлены для дистанционного управления. Однако к. п. д. этих агрегатов ниже к. п. д. газопоршневых. Газотурбинные агрегаты изготовляют мощностью 4000—25 000 кВт.

Газоперекачивающие агрегаты с центробежным нагнетателем и электроприводом имеют более низкую стоимость, весьма компактны, требуют меньшей площади застройки, более приспособлены для автоматического управления и менее опасны в пожарном отношении. К недостаткам этих агрегатов можно отнести — недостаточную приспособленность к колебаниям нагрузки нагнетателя, и, кроме того, не обладают свойствами газовых турбин повышать мощность с понижением температуры наружного воздуха. Степень сжатия у этих агрегатов находится в пределах 1,2—1,3, а к. п. д. — в пределах 0,21—0,28. Основные данные характеристик, наиболее распространенных на магистральных газопроводах газоперекачивающих агрегатов, приведены в табл. 11.4.

\* Градирни сооружают лишь для охлаждения обратной воды, используемой для понижения температуры масла.

Таблица 11.4

Краткая техническая характеристика наиболее распространенных газоперекачивающих агрегатов

Агрегат	Подача, млн. м <sup>3</sup> /сут	Мощность, кВт	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	
			всасывания	нагнетания
<b>Газовые турбины с центробежными нагнетателями</b>				
ГТ-700-5 с нагнетателем 280-12-4 . . . . .	13,0	4 250	42	56
ГТК-5 с нагнетателем 260-12-1 . . . . .	16,0	4 400	38	56
ГТК-750-6 с нагнетателем 370-14-1 . . . . .	19,5	6 000	38	56
ГТ-6-750 с нагнетателем Н-300-1,23 . . . . .	19,0	6 000	44	56
ГТК-10 с нагнетателем 520-12-1 . . . . .	30,0	10 000	44	56
ГТН-9-750 с нагнетателем НГ-280-9 . . . . .	34,0	9 000	46	56
<b>Электродвигатели с центробежными нагнетателями</b>				
АЗ-4500-1500 с нагнетателем 280-11-1 . . . . .	13,0	4 500	38	56
СТМ-4000-2 с нагнетателем 280-11-6 . . . . .	13,0	4 000	44	56
СТД-4000-2 с нагнетателем 280-11-6 . . . . .	13,0	4 000	44	56
<b>Поршневые газомотокомпрессоры</b>				
10ГК-1-3 . . . . .	0,6	736	38	55
10ГКМ-1-4 . . . . .	0,6	885	38	55
10ГКН-1-25-55 . . . . .	0,8	1 105	25	55
МК-8 . . . . .	2,3	2 210	25—43	55
ГПА-5000 . . . . .	4,0	3 680	31—44	55

Таблица 11.5  
Технико-экономические показатели эффективности применения различных приводов центробежных нагнетателей компрессорных машин

Вид привода	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, руб/кВт	Удельная себестоимость энергии на муфте нагнетателя, коп/кВт-ч
Газотурбинный двигатель . . . . .	47,6	0,36
Поршневой двигатель . . . . .	52,2	0,63
Электродвигатель . . . . .	100	0,69

При выборе типа газоперекачивающих агрегатов учитываются технико-экономические показатели их в зависимости от типа нагнетателей и характеристики привода, а также вспомогательного оборудования, устанавливаемого на компрессорных станциях. Большое значение при выборе привода имеют эксплуатационные расходы. Причем постоянные издержки для электроприводного агрегата всегда ниже и составляют 50—55% от издержек для газотурбинного привода, однако стоимость потребляемой энергии всегда выше стоимости природного газа — топлива газовой турбины. В табл. 11.5 приведены технико-экономические показатели эффективности применения различных приводов центробежных нагнетателей компрессорных машин.

Из табл. 11.5 видно, что наиболее экономичным является газотурбинный привод. Однако следует учесть, что в некоторых случаях, например при небольших расстояниях между компрессорными станциями и источником электроэнергии (примерно 30—50 км), экономичнее применять электроприводы.

По типу компрессоров компрессорные станции на магистральных газопроводах подразделяются на газомоторные, газотурбинные и электроприводные, а по числу ступеней сжатия — на одно- и многоступенчатые. Технологические схемы станций зависят от типа газоперекачивающих агрегатов, качества газа, обуславливающих схему подготовки газа и других факторов, однако общими для них является принцип устройства стационарных трубопроводных коммуникаций компримирования, установок по обработке газа, предназначенных для очистки газа от пыли, капельной влаги, сероводорода и масла, для осушки газа, охлаждения и одоризации, а также вспомогательных систем, обеспечивающих работу компрессорных станций, включая системы охлаждения, смазки, питания топливом, пуска, регулирования, контроля работы агрегатов и дистанционного управления.

На рис. 11.10 приведена технологическая схема головной компрессорной станции, оборудованной газомоторными компрессорами одноступенчатого сжатия. Схемой предусматриваются следующие основные операции: газ, поступающий на станцию по газопроводу 1, Проходит пылеуловители 2 (оборудованные свечами 3) и в очищенном виде по трубопроводам 4 поступает в коллектор 5, из которого идет на серочистку 6 (если содержание серы в газе более 2 г на

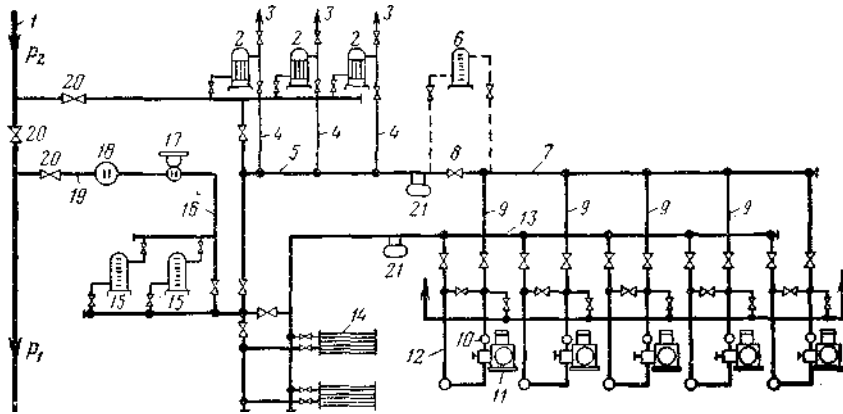


Рис. 11.10. Технологическая схема компрессорной станции, оборудованной поршневыми газомоторными компрессорами

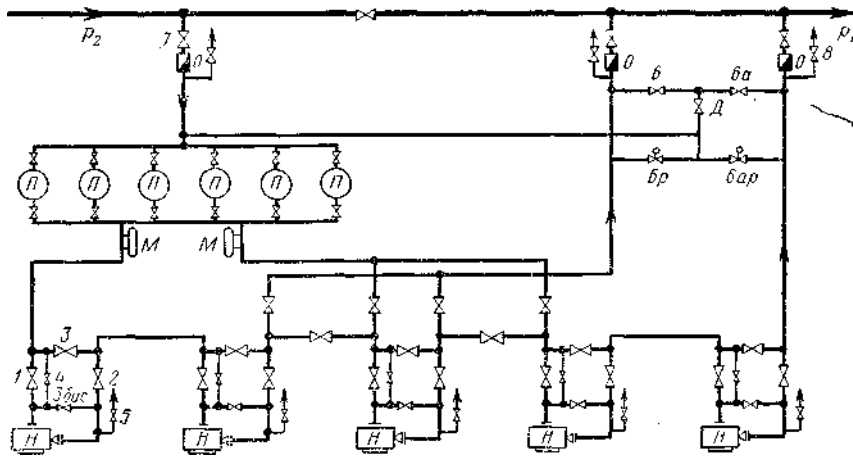


Рис. 11.11. Технологическая схема компрессорной станции с двухступенчатым сжатием газа, оборудованной центробежными нагнетателями:

1 В 2 — краны отключения нагнетателя; 3 — перепускной кран; 3 бис — перепускной кран малого контура; 4 и 5 — краны заполнения и продувки; 6 и 6а — краны ручного и автоматического управления; бр и бар — краны дистанционного управления; 7 — кран отключения шлейфов; 8 — продувочный кран; Д — дроссельный кран; Н — турбоагнетатель; Л — пылеуловитель; М — маслоуловитель; О — обратный клапан

100 м<sup>3</sup>) и далее во всасывающий коллектор 7. При отсутствии серы газ из коллектора 5 через открытую задвижку 8, минуя сероочистку 6, попадает во всасывающий коллектор, из которого по трубопроводам 9 идет во всасывающий коллектор 10 компрессоров Ц. Сжатый газ под давлением (необходимым для перекачки до следующей станции) по трубопроводам 12 направляется в нагнетательный коллектор 13, из которого при необходимости поступает в оросительные холодильники 14 или, минуя их, в установку 15 для осушки. Сухой газ по трубопроводу 16 попадает в установку 17 для одоризации, затем в замерный участок 18 и далее по трубопроводу 19 через открытую задвижку 20 в магистральный газопровод. Установленные на всасывающем и нагнетательном коллекторах маслоуловители 21 улавливают часть масла, уносимого газом из пылеуловителей и компрессорных машин. При необходимости часть газа поступает на редукционную установку, где снижается давление газа до величины, позволяющей использовать его на собственные нужды — с подачей в основные и вспомогательные газомоторные двигатели, в котельную и на бытовые нужды.

Особенность схем одноступенчатых компрессорных станций заключается в том, что все компрессоры подключены к всасывающим и нагнетательным коллекторам параллельно, благодаря чему каждый из них может быть резервным. При многоступенчатой схеме в резерв приходится выводить группу компрессоров.

На рис. 11.11 приведена схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями типа 280, работающей по принципу двухступенчатого сжатия газа. Газ из магистрального газопровода через кран 7 поступает в вертикальные масляные пылеуловители Л, проходит маслоуловитель М и после сжатия в нагнетателях через обратные клапаны и краны 8 поступает в магистральный газопровод. Краны 1 и 2 предназначены для отключения нагнетателя от системы трубопроводов, кран 3 — для перепуска газа мимо неработающего нагнетателя, краны 3 бис — для перепуска газа с выхода на вход нагнетателя при запуске и остановке нагнетателя, кран 4 — для заполнения малого контура нагнетателя и кран 5 — для продувки контура, т. е. вытеснения воздуха в атмосферу при пуске агрегата с целью предотвращения образования в нем взрывоопасной смеси, а также для стравливания газа малого контура (обвязки) во время остановки агрегата. Для регулирования работы компрессорной станции между приемным и нагнетательным шлейфами имеется переключатель с кранами ручного и автоматического (дистанционного) Управления 6, 6а, бр и бар и дроссельный кран Д для создания сопротивления, необходимого при регулировании работы машин.

На рис. 11.12 показан общий вид компрессорного цеха с центробежными нагнетателями.

К вспомогательному оборудованию компрессорных станций относятся устройства, установки и аппаратура систем охлаждения, смазки и питания топливом, ресиверы или газосборники, гасители пульсации, воздушные баки, предохранительная и запорная арматура. В качестве холодильников для охлаждения газа между

ступенями и после сжатия применяют теплообменники различной конструкции. Наиболее распространены секционные двухрядные холодильники, охлаждающие газ водой. Работают они по принципу противотока, т. е. с пропуском газа навстречу току воды. Конструкция такого холодильника представлена на рис. 11.13.

Компоновка компрессорных цехов осуществляется в зависимости от типа газоперекачивающих агрегатов и принципиальной схемы самого здания. Газовые турбины и нагнетатели, как правило, размещают в отдельных залах, которые разделены непроницаемой

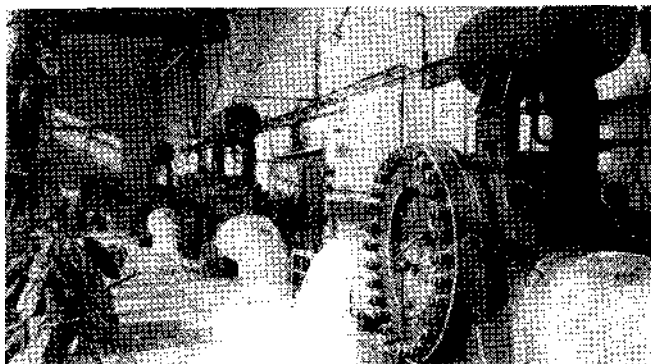


Рис. 11.12. Общий вид компрессорного цеха с центробежными нагнетателями

стеной из соображений пожарной безопасности, так как помещение для нагнетателей считается взрывоопасным. Компрессоры с центробежными нагнетателями и приводом от взрывобезопасных электродвигателей устанавливают в одном зале.

Все вспомогательные службы в современных компрессорных цехах (механическая мастерская для ремонтных работ, мастерская КИП и автоматики, щитовая и трансформаторная, операторная, административные и бытовые помещения) размещают в одном блоке. На площадке компрессорной станции сооружают ряд вспомогательных объектов; пункт редуцирования газа для собственных нужд станции, водяную насосную станцию, градирню, склад масел, ремонтный пункт, административно-хозяйственные здания, в состав которых входит контора, пожарное депо, гараж, узел связи. Размещение компрессорного цеха и всех вспомогательных объектов на территории станции, а также их внутренняя планировка осуществляется в соответствии с действующими нормами проектирования. О стоимости современных компрессорных станций в зависимости от типа машин можно судить по данным табл. 11.6, из которой видно, что с увеличением мощности однотипных машин уменьшаются удельные затраты.

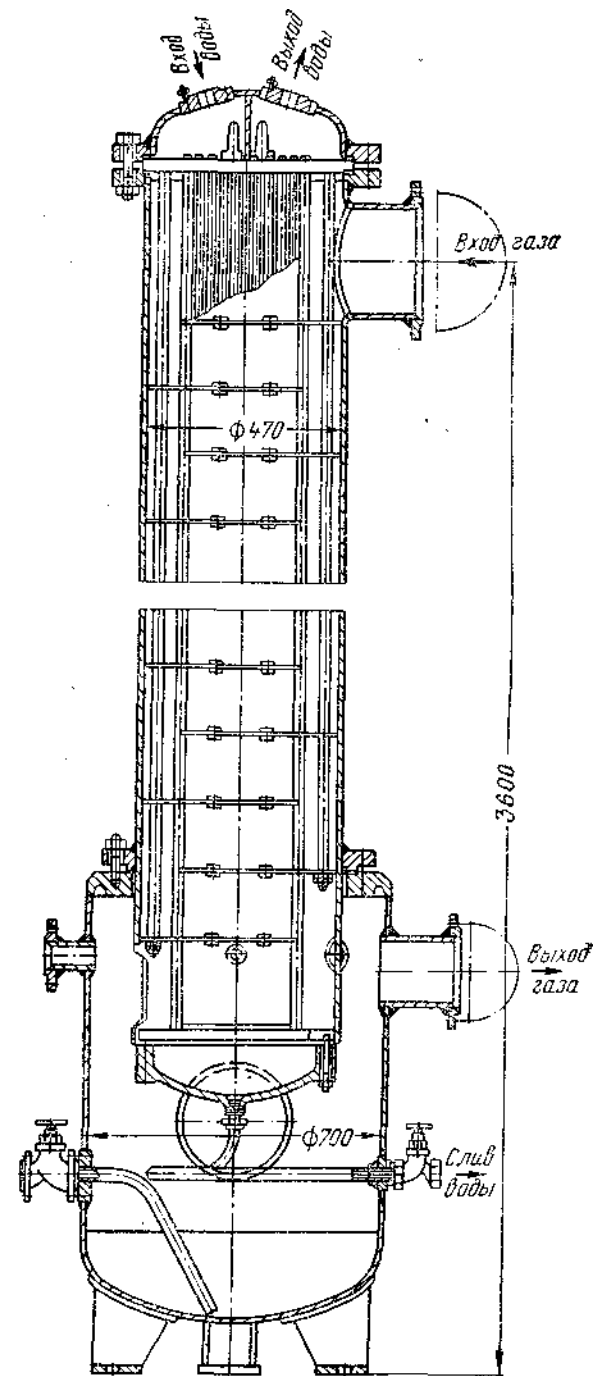


Рис. 11.13. Вертикальный многотрубный холодильник

Капиталовложения в компрессорные станции

Тип агрегата	Мощность, кВт	К. п. д., %	Затраты на 1 кВт установленной мощности, руб.
<b>Газотурбинные КС</b>			
ГТК-5	4 400	26,2	138,3
ГТ-750-6	6 000	27,0	118,7
ГТК-10	10 000	29,0	99,0
ГТК-16	16 000	30,0	87,1
ГТК-25	25 000	31,0	79,4
<b>Электроприводные КС</b>			
СТМ-4000-2	4 000	95—96	61,7
СТМ-6000-2	6 000	95—96	56,3
СТМ-9000-2	9 000	95—96	46,9
<b>Поршневые КС</b>			
10ГКН	1 100	35,0	207,5
МК-8	2 208	35,8	200,0
МК-10	2 502	35,5	193,7
МК-16	4 048	36,0	179,5
ГПА-5000	3 680	35,0	226,7

Примечание. Дополнительные затраты на подсобно-производственные и обслуживающие сооружения компрессорных станций составляют (на одну КС): 900—1500 тыс. руб. на газотурбинные КС мощностью 20—150 тыс. кВт; 500—1000 тыс. руб. на электроприводные КС мощностью 20—80 тыс. кВт и 800—1100 тыс. руб. на поршневые КС мощностью 20—80 тыс. кВт.

§ 7. Подбор основного оборудования компрессорных станций

К основному оборудованию компрессорных станций относятся собственно компрессорные машины — газомотокомпрессоры и центробежные нагнетатели с газотурбинным приводом или электроприводом. Газомотокомпрессоры устанавливают обычно на газопроводах с малой пропускной способностью и степенью повышения давления (сжатия) от 1,5 до 2,2. Наиболее распространены газомотокомпрессоры 10ГКН мощностью 1100 кВт и подачей 31 000 м<sup>3</sup>/ч. Мощность других газомотокомпрессоров 300—3700 кВт. Центробежные нагнетатели, применяемые на газопроводах с большой пропускной способностью, имеют подачу 13—34 млн. м<sup>3</sup>/сут, степень сжатия 1,2—1,3 и потребляемую мощность 4000—25 000 кВт и выше.

Центробежные нагнетатели выбирают, пользуясь следующим расчетом. По заданной или расчетной величине суточной подачи компрессорной станции предварительно определяют подачу, мощность привода и соответствующую ориентировочную степень сжатия компрессорной машины по графику на рис. 11.14. На горизонтальной шкале графика соответственно предварительно определенной

мощности привода устанавливают точку расчетной суточной подачи (в млн. м<sup>3</sup>/сут). Этой подаче будет соответствовать оптимальное значение давления всасывания  $p_в$  и степень сжатия  $\varepsilon$  при  $p_н = 55 \cdot 10^6$  Па (56 кгс/см<sup>2</sup>) для одноступенчатого или двухступенчатого сжатия соответственно. Степень сжатия при этом находится из соотношения

$$\varepsilon = \frac{p_н}{p_в}$$

где  $p_н$  — давление нагнетания;  $p_в$  — давление всасывания. По найденным значениям суточной подачи и степени сжатия для сравнения рассматривают центробежные нагнетатели трех типов, работающие по схеме одноступенчатого или двухступенчатого сжатия газа с обеспечением заданной суточной подачи (рис. 11.15).

Для выбора типа машин и определения их экономичности пользуются расчетом по так называемому «минимальному комплексу», характеризующему их экономическую эффективность

$$C_k = \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 0,15 \times (K_k + \mathcal{E}_k) \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1}, \quad (11.2)$$

где 0,15 — отраслевой коэффициент;  $K_k$  — капиталовложения на сооружение компрессорной станции;  $\mathcal{E}_k$  — годовые эксплуатационные расходы по компрессорной станции;  $\varepsilon$  — степень сжатия газа.

Тип машин и схему их работы (при одно- или двухступенчатом сжатии) выбирают по наименьшему значению «комплекса». При расчетах значения  $K_k$  и  $\mathcal{E}_k$  обычно принимают по справочным данным. Затем уточняют расчет режима работы центробежных нагнетателей. Для этого определяют их рабочие параметры, пользуясь графоаналитическим способом, который основан на использовании приведенных характеристик нагнетателей, т. е. характеристик, не зависящих

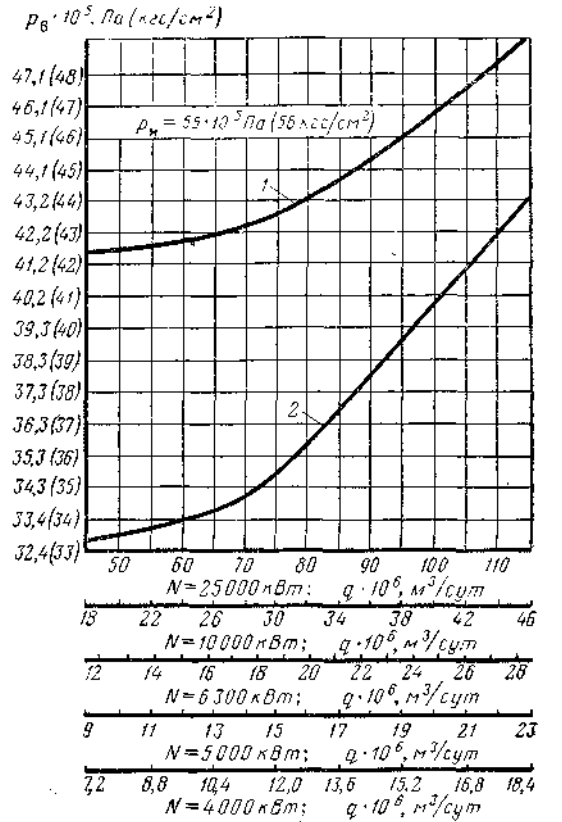


Рис. 11.14. График ориентировочных расчетов степени сжатия центробежных нагнетателей:

1 — при одноступенчатом сжатии; 2 — при двухступенчатом сжатии

от начальных параметров газа и его состава. Приведенные характеристики строят для заданных (расчетных) величин газовой постоянной  $L_{np}$ , коэффициента сжимаемости  $z_{np}$ , показателя адиабаты  $\kappa$  и для расчетной температуры газа на входе  $T_{np}$  в необходимом диапазоне изменения приведенной относительной частоты вращения  $(n/n_{np})$ .

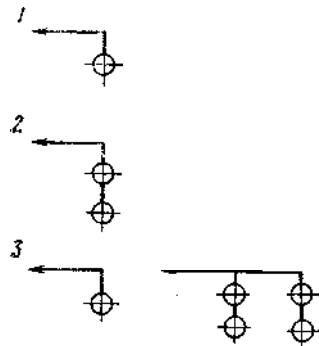


Рис. 11.15. Схема работы центробежных нагнетателей:

1 и 3 - одноступенчатое сжатие; 2 и 4 - двухступенчатое сжатие; 5 - одноступенчатое сжатие с параллельным соединением компрессорных машин; 6 - двухступенчатое сжатие с параллельным соединением групп компрессорных машин

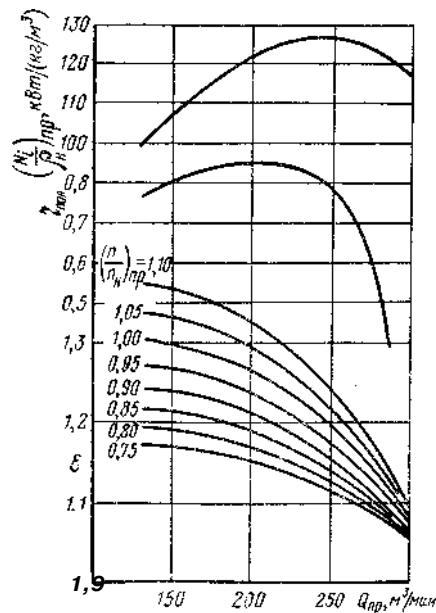


Рис. 11.16. Приведенные характеристики нагнетателя 280-11-1 с рабочим колесом диаметром 600 мм (гиперболический покрывающий диск, число лопаток 14)

В качестве примера на рис. 11.16 представлена приведенная характеристика нагнетателя типа 280-11-1 (с рабочим колесом, имеющим диаметр 600 мм и 14 лопаток) при  $T_{np} = 288$  К;  $z_{np} = 0,91$  и  $L_{np} = 50,0$  кгс-м/(кг·°С) = 490,5 Дж/(кг·К). Используя данный график, определяют приведенную частоту вращения по формуле

$$\left(\frac{n}{n_{np}}\right)_{np} = \frac{n}{n_{н}} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np} T_{np}}{z R T}}$$

где  $n$  и  $n_{н}$  - фактическая и номинальная частоты вращения ротора нагнетателя, об/мин;  $z$ ,  $L$ ,  $T$  - фактический (или расчетный) коэффициент сжимаемости, газовая постоянная и абсолютная температура газа при всасывании;  $z_{np}$ ,  $R_{np}$ ,  $T_{np}$  - параметры газа, для которых составлена характеристика.

Приведенную объемную подачу вычисляют по формуле

$$Q_{np} = \frac{n_{н}}{n} Q, \quad (11.4)$$

где  $Q$  - объемная подача нагнетателя

$$Q = \frac{Q_{к} \rho_{н}}{1440 \rho}; \quad (11.5)$$

$Q_{к}$  - коммерческая подача, вычисляемая путем деления подачи компрессорной станции на число параллельно работающих нагнетателей (или групп последовательно включенных нагнетателей);  $\rho_{н}$  и  $\rho$  - плотность газа соответственно в нормальных условиях и условиях всасывания, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность газа в условиях всасывания определяют по формуле

$$\rho = \frac{p_{в}}{z R T},$$

где  $p_{в}$  - абсолютное значение давления всасывания, кгс/см<sup>2</sup>;  $z$  - коэффициент сжимаемости газа;  $R$  - газовая постоянная, кгс-м/(кг·°С)\*;  $T$  - абсолютная температура, К. Газовую постоянную определяют при известном значении относительной плотности газа по воздуху  $\Delta$  из выражения  $R = 29,4/\Delta$  (здесь газовая постоянная воздуха равна 29,4 кгс-м/(кг·°С)).

По вычисленным значениям  $(\rho/\rho_{н})_{np}$  и  $Q_{im}$  находят рабочие параметры машины - степень сжатия  $\epsilon$ , приведенную относительную мощность  $(N_i/\rho)_{np}$  и коэффициент полезного действия  $\eta$ . Внутреннюю мощность, потребляемую нагнетателем, определяют по формуле

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho}\right)_{np} \rho \left(\frac{n}{n_{н}}\right)_{np}^3, \quad (11.7)$$

Мощность на муфте привода

$$N_e = N_i + N_{мех.}$$

где  $N_{мех.}$  - механические потери при номинальном режиме.

Давление на выходе нагнетателя

$$p_{н} = p_{в} \epsilon.$$

Температура газа на выходе нагнетателя

$$T_2 = T_1 \epsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}, \quad (11.8)$$

где  $\kappa$  - показатель адиабаты газа.

Газомотокомпрессоры выбирают следующим образом. По заданной или расчетной величине суточной подачи компрессорной станции принимают к рассмотрению три типа газомотокомпрессоров. Число устанавливаемых машин определяют по формуле

$$n_0 = \frac{q_c}{q_c^k} + n_p, \quad (11.9)$$

где  $n_0$  - общее число машин с учетом резерва;  $q_c$  - расчетная суточная подача компрессорной станции, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $n_p$  - числа резервных машин (не менее 10% от расчетного числа рабочих машин). Для оценки экономической эффективности машин также пользуются расчетом по «минимальному комплексу».

По минимальному значению вычисленных «комплексов» принимают соответствующий тип компрессора, как наиболее выгодный, и число машин на компрессорной станции. Для определения давления всасывания и нагнетания компрессора используют номограмму,

\* кгс-м (кг·°С) = 9,81 Дж/кг·К.

приведенную на рис. 11.17. При этом давление всасывания определяют по формуле

$$p_{\text{в}} = \lambda_{p_{\text{в}}} p_{\text{нач}}, \quad (11.10)$$

где  $p_{\text{в}}$  — давление всасывания, Па;  $\lambda_{p_{\text{в}}}$  — потери давления во всасывающих клапанах;  $p_{\text{нач}}$  — начальное (номинальное) давление, Па.

Давление нагнетания определяют по формуле

$$p_{\text{н}} = \lambda_{p_{\text{н}}} p_{\text{кон}}, \quad (11.11)$$

где  $p_{\text{н}}$  — давление нагнетания, Па;  $\lambda_{p_{\text{н}}}$  — потери давления в нагнетательных клапанах;  $p_{\text{кон}}$  — конечное (номинальное) давление, Па.

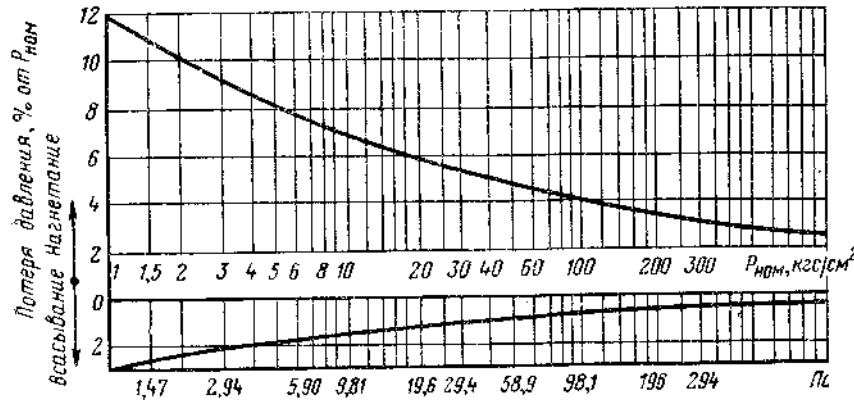


Рис. 11.17. Номограмма для определения давлений всасывания и нагнетания по номинальным давлениям

Степень сжатия газа определяют по формуле (11.1). Нагрузку двигателя и подачу газомотокомпрессорного цилиндра определяют в зависимости от степени сжатия по графику на рис. 11.18. При этом нагрузку [в кВт/(м³/ч)] компрессорной машины определяют по формуле

$$K = \frac{N_{\text{и.к.}}}{V}, \quad (11.12)$$

где  $N_{\text{и.к.}}$  — индикаторная мощность цилиндра компрессора, кВт;  $V$  — подача одного цилиндра компрессора, м³/ч.

Подача компрессора

$$q^{\text{к}} = Vi, \quad (11.13)$$

где  $q^{\text{к}}$  — подача компрессора, м³/ч;  $V$  — подача одного цилиндра компрессора, м³/ч;  $i$  — число цилиндров.

Индикаторная мощность компрессора

$$N_{\text{и.к.}} = 10^5 p_{\text{нач}} K q^{\text{к}}, \quad (11.14)$$

где  $p_{\text{нач}}$  — начальное давление, Па;  $d^*$  — подача всех цилиндров компрессора, м³/ч;  $K$  — нагрузка компрессора, кВт/(м³/ч).

Эффективная мощность компрессора, необходимая для сжатия газа

$$N_{\text{э}} = \frac{N_{\text{и.к.}}}{\eta_{\text{м}}}, \quad (11.15)$$

где  $\eta_{\text{м}}$  — к. п. д. машины. Подачу компрессора, приведенную к нормальным и стандартным условиям, определяют по формулам для нормальных условий ( $t = 0^\circ \text{C}$  и  $p = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па}$ )

$$q_{\text{нор}}^{\text{к}} = \frac{T_{\text{нор}}}{p_{\text{нор}}} \cdot \frac{p_{\text{нач}}}{T_{\text{нач}}} q^{\text{к}}, \quad (11.16)$$

для стандартных условий ( $t = 20^\circ \text{C}$  и  $p = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па}$ )

$$q_{\text{ст}}^{\text{к}} = \frac{T_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \cdot \frac{p_{\text{нач}}}{T_{\text{нач}}} q^{\text{к}}.$$

**Пример 11.1.** Определить и выбрать тип, мощность и число основных машин с центробежными нагнетателями для перекачки газа, а также рабочие параметры режима работы компрессорной станции. Расчетные данные: суточная пропускная способность газопровода  $q_{\text{с}} = 14 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; относительная плотность газа по воздуху  $\Delta = 0,56$ ; газовая постоянная  $R = 49 \text{ кгс} \times \text{м}/(\text{кг} \cdot \text{К})$  [или  $R = 485,1 \text{ Дж}/(\text{кг} \times \text{К})$ ]; коэффициент сжимаемости газа  $z = 0,917$ ; давление на входе компрессора  $36 \text{ кгс}/\text{см}^2$  (3,6 МПа) и температура газа  $283 \text{ К}$ .

**Решение.** По заданной пропускной способности газопровода  $q_{\text{с}} = 14 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$  принимаем для сравнения газоперекачивающие агрегаты: ГТ-5 (нагнетатель типа 280-41-1, мощность привода  $N = 5000 \text{ кВт}$ ); ГТ-6 (нагнетатель типа 370-12-1, мощность привода  $N = 6300 \text{ кВт}$ ); ЭК-5 (с электроприводом мощностью  $N = 4000 \text{ кВт}$ ). Схему работы агрегатов принимаем по рис. 11.15. По графику на рис. 11.14 определяем степень сжатия  $\epsilon$  для трех типов нагнетателей обоих вариантов схем работы (рис. 11.15) для одноступенчатого и двухступенчатого сжатия. Данные расчетов сведены в табл. 11.7.

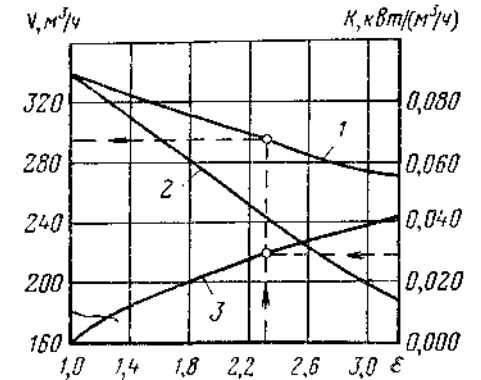


Рис. 11.18. График для определения подачи (производительности) и мощности одного компрессорного цилиндра в зависимости от степени сжатия газа при условии всасывания:

1 — подача при закрытом регуляторе; 2 — подача при открытом регуляторе; 3 — мощность в кВт

Таблица 11.7

Тип агрегата	Расчетные значения 8	
	Значение $\epsilon$	
	при одноступенчатом сжатии	при двухступенчатом сжатии
ГТ-5	1,29	1,61
ГТ-6	1,31	1,66
ЭК-5	1,27	1,45

Определяем значения «комплексов» (соответственно при одноступенчатом и двухступенчатом сжатии):

$$C_k = \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1},$$

где  $C_k$  — удельные капиталовложения и эксплуатационные расходы принимаем по табличным данным 1.

Для газоперекачивающего агрегата ГТ-5:

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 607 \frac{1,29^2}{1,29^2 - 1} = 607 \frac{1,66}{1,66 - 1} = 1527;$$

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 877 \frac{1,61^2}{1,61^2 - 1} = 877 \frac{2,59}{2,59 - 1} = 1429.$$

Для газоперекачивающего агрегата ГТ-6:

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 690 \frac{1,31^2}{1,31^2 - 1} = 690 \frac{1,71}{1,71 - 1} = 1662;$$

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 1010 \frac{1,66^2}{1,66^2 - 1} = 1010 \frac{2,73}{2,73 - 1} = 1590.$$

Для газоперекачивающего агрегата ЭК-5:

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 1401 \frac{1,27^2}{1,27^2 - 1} = 1401 \frac{1,61}{1,61 - 1} = 3700;$$

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 2533 \frac{1,45^2}{1,45^2 - 1} = 2533 \frac{2,1}{2,1 - 1} = 4838.$$

Минимальное значение комплекса, равное 1429, соответствует газоперекачивающему агрегату ГТ-5 (нагнетатель типа 280-11-1) по схеме работы Ксм. рис. 11.15).

Принимаем к установке на компрессорной станции три центробежных нагнетателя типа 280-11-1, соединенных последовательно, в том числе в резерве один нагнетатель. Привод нагнетателей — газотурбинный. Рассчитаем режим работы центробежных нагнетателей. Для этого определяем плотность газа: в нормальных условиях

$$p_n = \Delta 1,293 = 0,56 \cdot 1,293 = 0,725 \text{ кг/м}^3;$$

при всасывании

$$\rho = \frac{p_n}{zRT} = \frac{360\,000}{0,917 \cdot 49 \cdot 283} = 28,3 \text{ кг/м}^3.$$

Коммерческая подача нагнетателей одной группы

$$Q_k = \frac{Q}{n} = \frac{14 \cdot 10^6}{1} = 14 \text{ млн. м}^3/\text{сут.},$$

где  $n$  — число групп (равно 1).

Объемная подача нагнетателей

$$Q = \frac{Q_k \rho_n}{1440 \rho} = \frac{14 \cdot 10^6 \cdot 0,725}{1440 \cdot 28,3} = 249 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

1 Арзунян А. С., Громов А. В., Матецкий И. И. Расчеты магистральных нефтепроводов и нефтебаз. М., «Недра», 1972, 123 с. с ил.

Для номинальной частоты вращения  $\left(\frac{n}{n_n} = 1\right)$  приведенная подача  $Q_{np} = 247 \text{ м}^3/\text{мин.}$  Приведенная частота вращения

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр} = 1 \sqrt{\frac{0,91 \cdot 50 \cdot 288}{0,917 \cdot 49 \cdot 283}} = 1,015.$$

По графику на рис. 11.16 определяем в зависимости от  $Q_{np}$  степень сжатия 8 и приведенную относительную внутреннюю мощность:  $\varepsilon = 1,22$  и  $(N_i/\rho)_{пр} = 126 \text{ кВт/(кг/м}^3\text{)}$ .

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho}\right)_{пр} \rho \left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр}^3 = 126 \cdot 28,3 \cdot 1,015^3 = 3720 \text{ кВт.}$$

Мощность на валу привода

$$N_e = 3570 + 100 = 9670 \text{ кВт.}$$

где 100 — механические потери на номинальном режиме для газотурбинного привода.

Давление на выходе нагнетателя I степени

$$p_{n1} = p_n \varepsilon = 36 \cdot 1,22 = 43,9 \text{ кгс/см}^2 \text{ (4,39 МПа).}$$

Давление на входе нагнетателя II степени

$$p_{n2} = p_{n1} - 0,5 = 43,9 - 0,5 = 43,4 \text{ кгс/см}^2 \text{ (4,34 МПа).}$$

Здесь 0,5 кгс/см<sup>2</sup> — уменьшение давления на входе во II степень сжатия за счет местных сопротивлений.

Температура газа на входе II степени

$$T_e = 283 \cdot 1,22^{\frac{1,31-1}{1,31}} = 283 \cdot 1,22^{0,236} = 298 \text{ К.}$$

Степень сжатия  $z$  при всасывании на входе II степени  $z = 0,897$ .

Плотность газа на входе II степени

$$\rho_z = \frac{434\,000}{0,897 \cdot 298 \cdot 49} = 33,1 \text{ кг/м}^3.$$

Объемная подача нагнетателя на входе II степени

$$Q = \frac{14 \cdot 10^6 \cdot 0,725}{1440 \cdot 33,1} = 213 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

При  $n = n_n$  подача  $Q_{np} = 213 \text{ м}^3/\text{мин.}$  Тогда

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр} = 1 \sqrt{\frac{288 \cdot 50 \cdot 0,91}{298 \cdot 49 \cdot 0,897}} = 1.$$

По графику на рис. 11.16 степень сжатия и приведенная относительная мощность при  $Q_{np} = 213 \text{ м}^3/\text{мин}$  и  $(n/n_n)_{пр} = 1$  составляют:  $\varepsilon = 1,25$  и  $(N_i/\rho)_{пр} = 123 \text{ кВт/(кг/м}^3\text{)}$ .

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем

$$N_i = (N_i/\rho)_{пр} \rho \left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр}^3 = 123 \cdot 33,1 = 4070 \text{ кВт.}$$

Мощность на валу привода

$$N_e = N_i + 100 = 4070 + 100 = 4170 \text{ кВт.}$$



Давление на выходе II ступени

$$p_{н2} = p_{в2}^2 = 43,4 \cdot 1,25 = 54,2 \text{ кгс/см}^2 \text{ (5,42 МПа)}.$$

**Пример 11.2.** Выбрать типы газомотокомпрессоров, рассчитать их число для газопровода пропускной способностью 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сут при начальном давлении  $p_{нач} = 24,5 \cdot 10^6$  Па; при конечном давлении  $p_{кон} = 54 \cdot 10^6$  Па и температуре газа на всасывании  $t_{в} = 3^{\circ} \text{C}$ .

**Решение.** Выбираем газомотокомпрессоры типа 10ГК, используемые при заданной суточной подаче: ЮГК-1-3 — с тремя компрессорными цилиндрами; 10ГКМ-1-4 — с четырьмя компрессорными цилиндрами; 10ГКН-1-5 — с пятью компрессорными цилиндрами. Определяем давление всасывания компрессора

$$p_{в} = \lambda_{рв} p_{нач} = 0,986 \cdot 24,5 \cdot 10^6 = 24,2 \cdot 10^6 \text{ Па (24,65 кг/см}^2\text{)},$$

где  $\lambda_{рв}$  — потери давления во всасывающих клапанах компрессора находим по графику на рис. 11.17 (при  $p_{н} = 24,5 \cdot 10^6$  Па,  $\lambda_{рв} = 1 - 0,014 = 0,986$ ). Давление нагнетания

$$p_{н} = \lambda_{рн} p_{кон} = 1,05 \cdot 54 \cdot 10^6 = 56,7 \cdot 10^6 \text{ Па (57,75 кг/см}^2\text{)},$$

где  $\lambda_{рн}$  — потери в нагнетательных клапанах определяем по графику на рис. 11.17 (при  $p_{кон} = 54 \cdot 10^6$  Па  $\lambda_{рн} = 1 + 0,05 = 1,05$ ).

Вычисляем степень сжатия

$$\varepsilon = \frac{p_{н}}{p_{в}} = \frac{57,75}{24,65} = 2,34.$$

По степени сжатия и графику на рис. 11.18 определяем нагрузку двигателя и подачу цилиндра компрессора

$$K = \frac{N_{и.к}}{V} = 0,027 \text{ кВт/(м}^3\text{/ч)} \text{ и } V = 294 \text{ м}^3\text{/ч.}$$

Подача компрессора при всасывании: при пяти цилиндрах  $q_5^k = V/5 = 294 \cdot X = 1470 \text{ м}^3\text{/ч}$ ; при четырех цилиндрах  $q_4^k = V/4 = 294 \cdot 4 = 1176 \text{ м}^3\text{/ч}$ ; при трех цилиндрах  $q_3^k = V/3 = 294 \cdot 3 = 882 \text{ м}^3\text{/ч}$ .

Индикаторная мощность компрессора: при пяти цилиндрах

$$N_{и.к} = 10^5 p_{нач} K q_5^k = 24,5 \cdot 0,027 \cdot 1470 = 972 \text{ кВт};$$

при четырех цилиндрах

$$N_{и.к} = 10^5 p_{нач} K q_4^k = 24,5 \cdot 0,027 \cdot 1176 = 778 \text{ кВт};$$

при трех цилиндрах

$$N_{и.к} = 10^5 p_{нач} K q_3^k = 24,5 \cdot 0,027 \cdot 882 = 583 \text{ кВт}.$$

Эффективная мощность компрессора, необходимая для сжатия газа: при пяти цилиндрах

$$N_{э} = \frac{N_{и.к}}{\eta_{м}} = \frac{972}{0,9} = 1080 \text{ кВт};$$

при четырех цилиндрах

$$N_{э} = \frac{N_{и.к}}{\eta_{м}} = \frac{778}{0,9} = 864 \text{ кВт};$$

при трех цилиндрах

$$N_{э} = \frac{N_{и.к}}{\eta_{м}} = \frac{583}{0,9} = 648 \text{ кВт}.$$

Подача компрессора, приведенная к стандартным условиям ( $t = 20^{\circ} \text{C}$ ,  $p = 1,01325 \cdot 10^5$  Па) и определяемая по формуле

$$q_{ст}^k = \frac{T_{ст}}{p_{ст}} \cdot \frac{p_{нач}}{T_{нач}} \cdot q^k;$$

при пяти цилиндрах

$$q_{ст}^k = \frac{293}{1,013} \cdot \frac{24,5}{273+3} \cdot 1470 = 37\,836 \text{ м}^3\text{/ч (или } 908\,064 \text{ м}^3\text{/сут)};$$

при четырех цилиндрах

$$q_{ст}^k = \frac{293}{1,013} \cdot \frac{24,5}{273+3} \cdot 1176 = 30\,233 \text{ м}^3\text{/ч (или } 725\,350 \text{ м}^3\text{/сут)};$$

при трех цилиндрах

$$q_{ст}^k = \frac{293}{1,013} \cdot \frac{24,5}{273+3} \cdot 882 = 23\,667 \text{ м}^3\text{/ч (или } 568\,000 \text{ м}^3\text{/сут)}.$$

Число машин, необходимое для обеспечения заданной суточной подачи для пятицилиндровых машин

$$n_0 = \frac{q}{q_{ст}^k} = \frac{7,5 \cdot 10^6}{908\,064} = 8,25;$$

для четырехцилиндр

$$n_0 = \frac{q}{q_{ст}^k} = \frac{7,5 \cdot 10^6}{725\,350} = 10,33;$$

для трехцилиндровь

$$n_0 = \frac{q}{q_{ст}^k} = \frac{7,5 \cdot 10^6}{568\,000} = 13,4.$$

Принимаем следующее число машин: для пятицилиндровых машин  $n_0 = 9$ ; для четырехцилиндровых машин  $n = 11$ ; и для трехцилиндровых машин  $n_0 = 14$ . Число устанавливаемых машин определяем по формуле

где  $n_p = 2$  — число резервных машин. Таким образом, для пятицилиндровых машин  $n = 11$ ; для четырехцилиндровых машин  $n = 13$  и для трехцилиндровых машин  $n = 16$ .

Вычисляем значение «комплексов» при  $\varepsilon = 2,2$ :

для пятицилиндровых машин

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 1141 \frac{2,2^2}{2,2^2 - 1} = 1438;$$

для четырехцилиндровых машин

$$C_k \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} = 1150 \frac{2,2^2}{2,2^2 - 1} = 1449;$$

Расчетные данные

Показатели	Тип компрессорной машины		
	10ГК-1-3	10ГКМ-1-4	10ГКН-1-5
Подача, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	568 000	725 350	908 064
Эффективная мощность, кВт . . . . .	648	864	1080
Расчетное число рабочих машин . . . . .	13,4	10,33	8,25
Принятое число машин:			
рабочих . . . . .	14	11	9
с учетом резервных . . . . .	16	13	11
Значение комплекса . . . . .	1729	1449	1438

для трехцилиндровых машин

$$C_k \frac{q^2}{q^2 - 1} = 1371 \frac{2,2^2}{2,2^2 - 1} = 1729.$$

Здесь  $C_k = 0,15 K_k + \Theta_k$  — удельные и капитальные эксплуатационные затраты (в тыс. руб.) приняты по табличным данным\*.

Данные расчетов сводим в табл. 11.8.

Из приведенного расчета следует, что к установке на компрессорной станции должно быть принято 11 газомотокомпрессоров типа 10ГКН-1-5.

## ГЛАВА 12

### ПОДГОТОВКА ГАЗА К ДАЛЬНЕМУ ТРАНСПОРТУ

Природный газ, добываемый из месторождений, обычно содержит различные механические твердые и жидкие примеси в виде песка, пыли, воды, масла, конденсата, сварочного грата, окалины, сернистых соединений и др. Основной источник загрязнения газа — призабойная зона скважины, постепенно разрушающаяся и загрязняющая газ рыхлыми песчаными отложениями. Большое количество механических примесей попадает в газопровод в процессе строительства в виде грата (в результате сварки) и строительного мусора, которые при перемещении по трубопроводу истираются в мелкодисперсную пыль. Попадающие в газопровод вместе с газом кристаллы соли пластовой воды, взаимодействуя с металлом трубы, образуют окислы железа, которые дополняются отслаивающейся окалиной новых труб. Частицы масла систематически попадают в газопровод из системы смазки компрессоров. Твердые примеси, находящиеся в газе, попадая в поршневые компрессоры, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров, а в центробежных нагнетателях — износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя.

\* Арзунян А. С., Громов А. В., Матецкий И. И. Расчеты магистральных нефтепроводов и нефтебаз. М., «Недра», 1972. 123 с. с ил.

Кроме того, они разрушают арматуру, установленную на трубопроводах, сужают сечение газопровода. Жидкие примеси — частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах газопровода, также сужают его сечение и способствуют образованию гидратных и гидравлических пробок. Все это может привести к значительному снижению пропускной способности газопровода, в результате увеличения коэффициента гидравлического сопротивления и потерь давления газа. В практике проектирования при расчете пропускной способности газопровода вводят коэффициент эффективности газопровода  $E$ , учитывающий состояние газопровода, влияющее на гидравлическое сопротивление (степень шероховатости, т. е. отклонение абсолютной шероховатости от расчетной, засоренность и повышенные местные сопротивления). Для новых труб принимают  $E=1$ . Для обеспечения высокого коэффициента эффективности работы действующего газопровода, поступающий в него газ для дальнего транспорта должен быть очищен от механических примесей, влаги, сероводорода, углекислоты и других посторонних веществ (включений). Очистка и осушка газа осуществляются на специальных установках, размещаемых на головных сооружениях магистральных газопроводов и на газораспределительных станциях.

### § 1. Способы очистки и осушки газа

Различают очистку от твердой взвеси и очистку от сероводорода и углекислоты.

Очистка газа от твердых взвесей перед подачей его в газопровод имеет особо важное значение, так как от качества очистки зависит надежность работы всей газопроводной системы и оборудования у потребителей. Твердые взвеси (частицы пыли) различаются по размеру: крупные — 100—500 мкм, мелкие — 10—100 мкм, тонкие — 0,1—10 мкм и весьма тонкие — менее 0,1 мкм. Содержание (концентрация) твердой взвеси в газовых потоках (запыленность) колеблется от 3 до 20 г на 1000 м<sup>3</sup> газа и зависит от диаметра газопровода, состава газа, срока службы газопровода и других причин.

Необходимость очистки газа от сероводорода и углекислоты обусловлена санитарно-гигиеническими требованиями к горючим газам, требованиям противокоррозионной защиты труб, оборудования и приборов, технологией переработки природных газов.

Осушка газа от капельной жидкости осуществляется для предотвращения ее скопления и образования кристаллогидратов и ледяных пробок в трубопроводе. Выбор способа очистки и осушки газа зависит от технико-экономических факторов, а также от местных условий и требований к степени осушки газа. Для одновременной очистки и осушки газа применяют комбинированные установки.

Очистка газа от механических примесей (ПЫЛИ) осуществляется в аппаратах, различающихся по принципу действия на аппараты сухого и мокрого отделения пыли. К аппаратам сухого отделения пыли относятся гравитационные сепараторы, различные фильтры и циклонные пылеуловители, принцип

действия которых основан на отделении пыли главным образом за счет сил тяжести твердых примесей и инерции. Гравитационные сепараторы представляют собой простейшее пылеулавливающее оборудование, в котором взвесь газа осаждается под действием сил тяжести

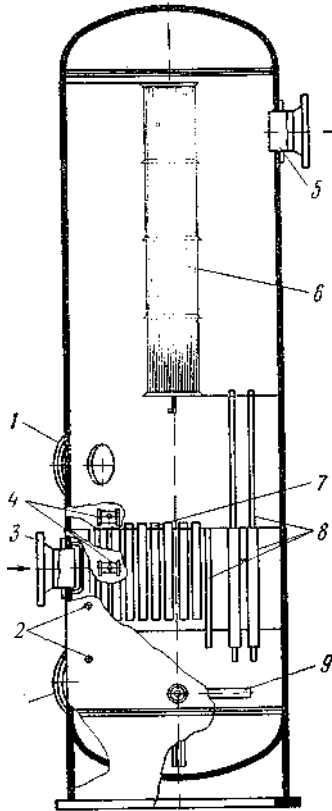


Рис. 12.1. Вертикальный масляный пылеуловитель с жалюзийной скрубберной секцией:

1 — люк-лаз; 2 — штуцера для уровня; 3 — патрубок ввода газа; 4 — штуцера для дифманометра; 5 — патрубок вывода газа; 6 — секция осаждения пыли; 7 и 8 — контактные и дренажные трубки; 9 — трубка для слива и налива промывочной жидкости

в секцию 6, где в результате гравитационных сил осаждаются сравнительно крупные капли промывочной жидкости, которая по трубкам 8 возвращается в нижнюю часть аппарата. Газ, пройдя секцию 6, где происходит окончательное отделение газа от капель промывочной жидкости, через выводной патрубок отводится в газопровод, а отсепарированная жидкость направляется в нижнюю часть аппарата для отстоя. Горизонтальные пылеуловители (с барботажной промывочной и жалюзийной секциями) и шаровые пылеуловители

примесей и в результате снижения скорости протекания газа в отстойных камерах. В циклонных сепараторах взвесь осаждается под действием центробежных сил. Эти аппараты улавливают частицы диаметром свыше 40 мкм.

К аппаратам мокрого отделения пыли относятся главным образом масляные пылеуловители. Принцип действия этих аппаратов основан на смачивании взвеси газа промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации или отстоя и затем возвращается в аппарат. Пылеуловители выпускаются различных типоразмеров диаметром 500—2400 мм и давлением 0,6—6,4 МПа (6—64 кгс/см<sup>2</sup>). По форме они бывают вертикальными, горизонтальными и шаровыми. На рис. 12.1 представлен распространенный тип вертикального масляного пылеуловителя с жалюзийной скрубберной секцией, обеспечивающий высокую степень очистки газа от пыли за счет уменьшения скорости потока и контакта с соляровым маслом. Газ, подлежащий очистке, проходит через патрубок ввода газа в газопромывочную секцию и направляется в контактные газопромывочные трубки, в которых он очищается от твердой взвеси. Очищенный от пыли газ с каплями промывочной жидкости, содержащей твердую взвесь, выбрасывается в

являются новыми конструкциями, однако по принципу действия и устройству они имеют те же секции, что и у вертикальных пылеуловителей, т. е. газопромывочную, осадительную и скрубберную. Практика эксплуатации «мокрых» пылеуловителей показывает, что степень очистки газа от твердой взвеси достигает почти 100%. В масляных пылеуловителях в качестве смачивающей жидкости используют соляровое масло марки Л, расход которого составляет около 25 г на 1000 м<sup>3</sup> газа. В маслоуловитель диаметром 2400 мм заливают около 2 т масла. Маслоуловители обычно устанавливают группами в комплекте с отстойниками масла. На рис. 12.2 дана принципиальная схема установки очистки газа при помощи масляных

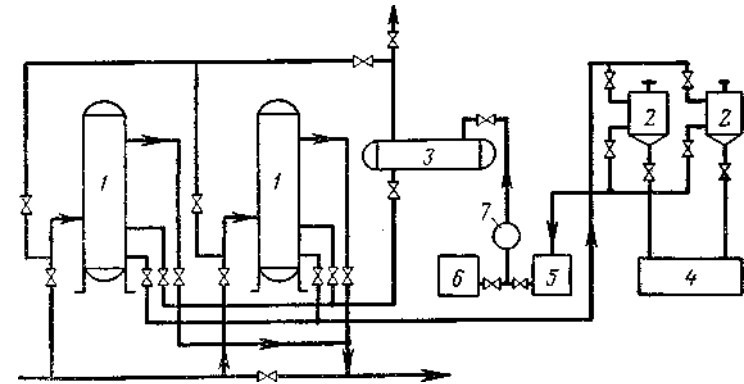


Рис. 12.2. Схема очистки газа масляными пылеуловителями

пылеуловителей. Масло, пройдя группу пылеуловителей *J*, поступает в отстойники 2, предназначенные для отработанного масла с целью повторного использования. Отстой из них сливается в передвижную емкость 4. Подача чистого масла из емкостей 5 ж 6 осуществляется насосом 7 в аккумулятор 3, из которого масло самотеком поступает в пылеуловители. Максимальную суточную пропускную способность пылеуловителя (в м<sup>3</sup>/сут) определяют по формулам: при стандартных условиях

$$Q_{ст} = 9,35 \cdot 10^5 \frac{D^2 p}{T} \left( \frac{\rho_{ж} - 1}{\rho_{г}} \right)^{0,5}$$

при нормальных условиях

$$Q_{н} = Q_{ст} \frac{T}{T_{ст}}$$

где *D* — внутренний диаметр пылеуловителя; *p* — рабочее давление в пылеуловителе, кгс/см<sup>2</sup>; *T* — температура газа в пылеуловителе, К;  $\rho_{ж}$  — плотность смачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{г}$  — плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

При требующейся небольшой пропускной способности применяют висциновые фильтры. Висциновый фильтр (рис. 12.3) состоит из

корпуса и фильтрующих секций со слоем насадки толщиной 70—250 мм из колец Рашига размером 15x15X0,2 или 25 X 25 X 0,5 мм. Фильтры периодически смачивают висциновым маслом. Газ, проходя по извилинам колец, изменяет свое направление, и пылинки прилипают к смоченной висциновым маслом поверхности. Очищают фильтры, промывая кольца горячим содовым раствором. Висциновые фильтры изготовляют диаметром 500, 600 и 1000 мм. Расчет пропускной способности ведут по скорости газа, которую принимают до 1 м/с на полное сечение фильтра.

Очистка газа от сероводорода и углекислоты осуществляется на специальных установках — сероочист-

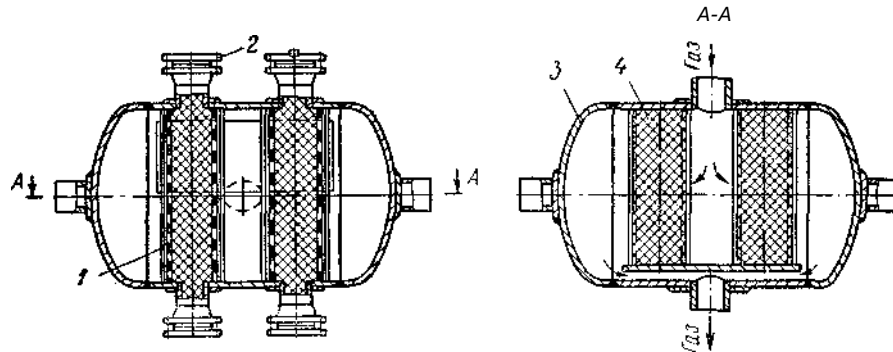


Рис. 12.3. Висциновый фильтр:

1 — сетка; 2 — заглушка; 3 — корпус; 4 — кольца Рашига

ках, основанных на использовании различных способов очистки. Наиболее эффективным способом является так называемый этаноламиновый.

Этот способ основан на использовании моноэтаноламина, диэтаноламина и триэтаноламина, позволяющих одновременно извлекать из газа сероводород и углекислоту. На рис. 12.4 представлена принципиальная схема моноэтаноламинового (МЭА) метода очистки газа. Очищаемый газ поступает в абсорбер 2, где в противотоке контактирует с регенерированным раствором моноэтаноламина (МЭА). Очищенный газ уходит из абсорбера, а раствор, насыщенный сероводородом и углекислотой, направляется для подогрева в теплообменник 4, а затем на регенерацию в отгонную колонну 5. Регенерация осуществляется путем подачи пара в кипятильник 6. Выделяющиеся при регенерации из раствора сероводород, углекислота и водяные пары поступают в конденсатор 7, где водяные пары конденсируются и возвращаются в отгонную колонну; а кислые газы направляются на переработку. Горячий регенерированный раствор охлаждается в теплообменнике и холодильнике и насосом подается снова на орошение абсорбера. Для обеспечения механической и химической чистоты поглотителя раствора предусматривается его фильтрация и перегонка в фильтре 3, сепараторе 8, в холодиль-

нике 2 и перегонном кубе 9. Содержание сероводорода в очищенном газе не должно превышать 2 г на 1000 м<sup>3</sup>.

Осушка газа, т. е. отделение от газа капельной жидкости, на магистральных газопроводах осуществляется на специальных установках, работающих по принципу абсорбции и адсорбции. Абсорбцией называется процесс поглощения газа или пара жидкими поглотителями (абсорбентами), а адсорбцией — процесс поглощения газа или пара твердыми поглотителями (адсорбентами). Наибольшее распространение в газовой промышленности имеет абсорбционный процесс как для осушки газа от водяных паров, так и для извлечения

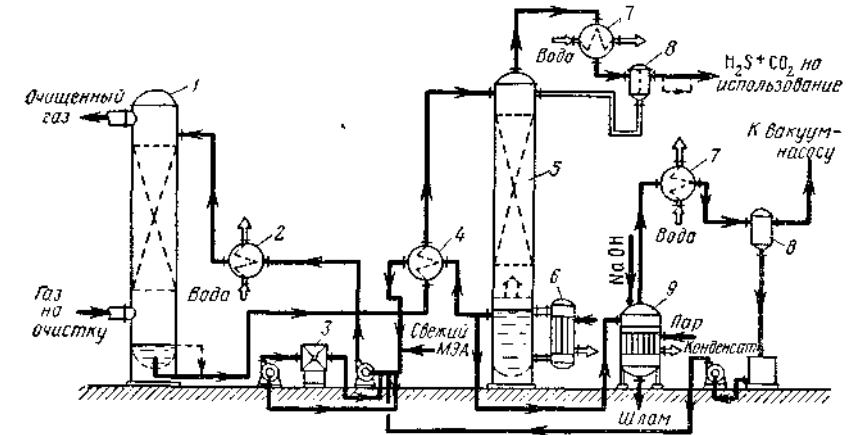


Рис. 12.4. Схема очистки газа от сероводорода и углекислоты раствором моноэтаноламина

тяжелых углеводородов из природного газа. В первом случае в качестве абсорбента используются гликоли, во втором случае — масла. В качестве гликоля в основном используются диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), обладающие высокой гигроскопичностью, стойкостью к нагреву и химическому разложению и сравнительно невысокой стоимостью.

Осушка газа жидкими поглотителями (гликолями) представлена на принципиальной технологической схеме установки (рис. 12.5). Влажный газ поступает в нижнюю скрубберную секцию абсорбера 1, где отделяется от капельной жидкости и далее поступает в контактор. В контакторе, двигаясь снизу вверх навстречу абсорбенту, осушается, а затем проходит в верхнюю скрубберную секцию, в которой отделяется от капель абсорбента высокой концентрации, уносимого из верхней тарелки контактора. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод по назначению. Навстречу потоку газа сверху контактора подается свежий раствор гликоля, который, собираясь в нижней глухой тарелке, выходит из нее насыщенным водой. Выход насыщенного раствора из контактора регулируется регулятором

уровня 2, так что в контакторе все время поддерживается постоянный уровень раствора. Насыщенный водой раствор абсорбента из контактора проходит сначала теплообменник 9, выветриватель 3, фильтр 4, затем паровой подогреватель (ребойлер), установленный в нижней части десорбера 5. Водяной пар, отделяющийся из раствора, поступает в конденсатор 6, где основная часть его конденсируется и поступает в сборник конденсата 8. Часть воды из этого сборника направляется обратно в верхнюю часть колонны для понижения температуры поднимающихся паров абсорбента, которые,

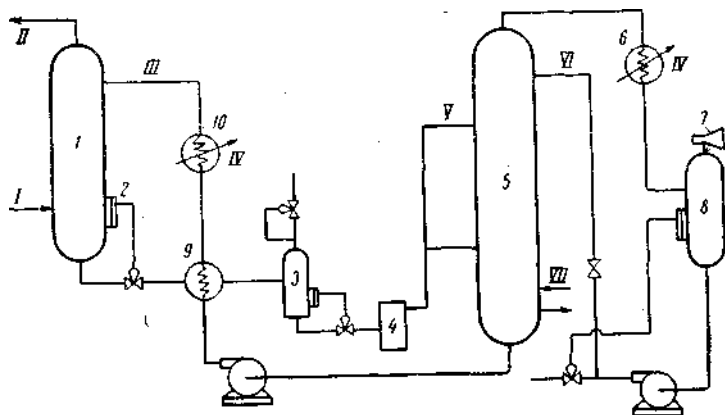


Рис. 12.5. Технологическая схема установки осушки газа гликолями:

Газы: I — сырой; II — сухой; III — регенерированный; IV — охладитель; V — насыщенный ДЭГ; VI — конденсат; VII — пар; 1 — абсорбер; 2 — регулятор уровня; 3 — выветриватель; 4 — фильтр; 5 — десорбер; 6 — холодильник; 7 — эжектор; 8 — насос; 9 и 10 — теплообменник

конденсируясь, сливаются вниз, что сокращает потерю абсорбента. Восстановленный раствор абсорбента с высокой температурой и регенерированный до заданной концентрации проходит сначала через теплообменник 9, где охлаждается насыщенным раствором, затем — в теплообменник 20, дополнительно охлаждается водой, поступает опять в контактор для повторного орошения.

В современных установках осушки газа жидкими поглотителями абсорбер (контактор) и десорбер (выпарная колонна) представляют собой колонны тарельчатого типа. Абсорберы и десорберы подбирают на основании технологических расчетов, включающих определение диаметра и числа тарелок. Подбор теплообменников, состоящих из кожухотрубных секций с различным числом трубок, производят в зависимости от требуемой поверхности нагрева.

Пропускную способность абсорбера (в м<sup>3</sup>/ч) по газу определяют по формуле

$$Q_a = \frac{k p d^2 T_o 3600}{4 T_{cp} \sqrt{\rho}}$$

264

где  $k = 0,818$ ;  $p$  — избыточное давление в абсорбере, кгс/см<sup>2</sup>;  $d$  — диаметр абсорбера, м;  $T_o = 273$  К;  $T_{cp} = T_o + t$  ( $t$  — температура контакта), К;  $\rho$  — плотность газа в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Диаметр абсорбера

$$d = \sqrt{\frac{4 Q_a T_{cp}}{3600 w \pi T_o}}$$

где  $w$  — скорость газа в свободном сечении абсорбера

$$w = \frac{k}{V \rho}$$

Число тарелок в абсорберах обычно определяют по графику. Аналогично рассчитывают и десорберы, так как они оборудованы тарелками аналогично абсорберам.

К основным технологическим показателям установок для осушки газа диэтиленгликолем (ДЭГ) относятся: абсолютное давление газа — 55 кгс/см<sup>2</sup> (5,5 МПа); температура газа в абсорбере +42° С; точка росы осушенного газа —7° С; температура ДЭГ на входе в десорбер +126° С и на входе в испаритель +154° С; потери ДЭГ составляют 30—25 г на 1000 м<sup>3</sup> газа. Количество циркулирующего диэтиленгликоля принимают не менее 25 л на 1 кг абсорбируемой воды. Количество концентрированного раствора, необходимого для осушки газа, определяют в зависимости от количества извлекаемой влаги:

$$Q = \frac{W x_2}{x_1 - x_2}$$

где  $W$  — количество извлекаемой влаги, кг/ч;  $x_1$  и  $x_2$  — весовые концентрации абсорбента (ДЭГ и ТЭГ), соответственно в свежем и насыщенном растворах.

Пример 12.1. Определить количество абсорбента (ДЭГ), необходимого для осушки газа, поступающего в течение часа в абсорбер в объеме 125 тыс. м<sup>3</sup>. Содержание воды в неосушенном газе (на входе в абсорбер) 0,5 г/м<sup>3</sup>, в осушенном газе (на выходе из абсорбера) 0,06 г/м<sup>3</sup>. Относительная плотность 98%-ного раствора диэтиленгликоля  $\rho = 1,114$ , конечная концентрация абсорбента (в насыщенном виде) 95%.

Решение. Количество влаги, отбираемой из газа,

$$W = \frac{125 \cdot 10^3 (0,5 - 0,06)}{10^3} \approx 55 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество свежего раствора диэтиленгликоля

$$Q = \frac{W x_2}{x_1 - x_2} = \frac{55 \cdot 95}{98 - 95} = 1740 \text{ кг/ч (или } \frac{1740}{1,114} = 1560 \text{ л).}$$

Осушка газа твердыми поглотителями осуществляется применением различных адсорбентов, обладающих способностью обратимо адсорбировать влагу и углеводороды из газа. В качестве адсорбентов наиболее широко используются твердые осушители: силикагель, алюмогель, боксит и синтетические цеолиты. Эти адсорбенты изготовляют в виде гранул и шариков для уменьшения

гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается осушаемый газ. Для отбензинивания газов применяют также активированный уголь.

Адсорбционные установки отличаются повышенной стоимостью и по этой причине применяются на головных сооружениях магистральных газопроводов лишь в тех случаях, когда требуется более глубокая осушка газа, например в условиях Севера.

На рис. 12.6 представлена технологическая схема адсорбционной установки для осушки и отбензинивания углеводородных газов.

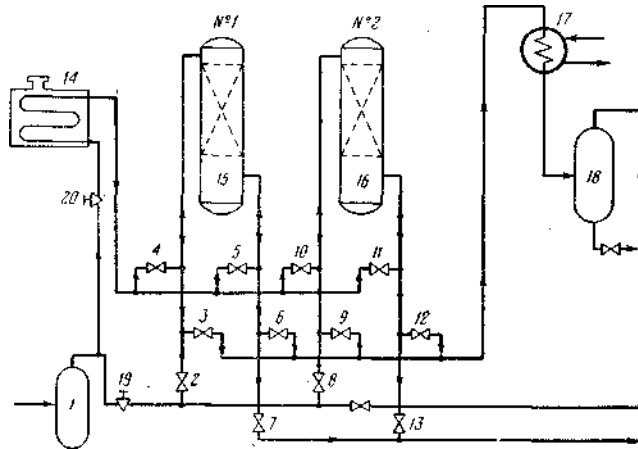


Рис. 12.6. Технологическая схема адсорбционной установки для осушки газа твердыми поглотителями:

1 — сепаратор (пылеуловитель); 2—13 — клапаны; 14 — нагревательная печь; 15 и 16 — адсорберы; 17 — холодильник; 18 — сепаратор; 19 и 20 — штуцера

Влажный газ проходит через сепаратор (пылеуловитель) 1, где очищается от капельной жидкости и механических примесей и направляется в адсорбер 15 для осушки и отбензинивания. Осушенный и отбензиненный газ из адсорбера поступает в магистральный газопровод. В это время адсорбер 16 находится в цикле регенерации и охлаждения. Газ для регенерации адсорбента отбирается после сепаратора 1 до регулируемого штуцера 19 и направляется в печь 14. Затем газ, подогретый до 180—200° С, поступает в адсорбер 16, в котором происходит регенерация адсорбента, и далее в насыщенном (водяными парами) виде поступает в холодильник 17; выделившийся в нем конденсат за счет охлаждения регенерационного газа поступает в сепаратор 18, из которого газ возвращается в общий поток через штуцер 19. Продолжительность цикла с учетом полного извлечения влаги из адсорбента обычно составляет 8 ч, а в некоторых установках — 16 и 24 ч. По окончании цикла один адсорбер подключается в работу, а второй — становится на регенерацию. В зависимости от качества адсорбера продолжительность его службы

3—6 лет. Требуемое количество адсорбента соответственно расходу газа и содержанию влаги в нем можно определить по формуле

$$G = \frac{QWt}{24a \cdot 1000^2},$$

где  $Q$  — расход газа, м<sup>3</sup>/сут;  $W$  — влагосодержание газа, г/м<sup>3</sup>;  $t$  — продолжительность цикла поглощения, ч;  $a$  — рабочая активность адсорбента, % (боксит и силикагель — 3—5%, алюмогель 5—12%).

Пример 12.2. Определить требуемое количество адсорбента, если на установку поступает 1,5 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки с давлением 50 кгс/см<sup>2</sup> (5 МПа). Влагосодержание газа 0,3 г/м<sup>3</sup>; рабочая активность адсорбента 4%; плотность адсорбента 0,67 т/м<sup>3</sup>. Продолжительность цикла поглощения (адсорбции) 8 ч.

Решение. Необходимое количество адсорбента

$$G = \frac{QWt}{24a \cdot 1000^2} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot 0,3 \cdot 8}{25 \cdot 0,04 \cdot 1000^2} = 3,76 \text{ т.}$$

Объем адсорбента (при плотности 0,67 т/м<sup>3</sup>)

$$V = \frac{3,76}{0,67} = 5,6 \text{ м}^3.$$

## § 2. Определение мест скопления жидкости в газопроводах

Подготовка газа к дальнему транспорту должна обеспечивать возможность однофазного транспорта газа по магистральным газопроводам. Однако в практике эксплуатации наблюдаются случаи конденсации жидкости, растворенной в газе, по пути движения его в магистральном газопроводе. Наличие конденсата значительно усложняет эксплуатацию газопроводов, особенно в зимний период. Поэтому для улавливания конденсата на газопроводах устанавливают конденсато-сборники, при этом их размещают преимущественно в пониженных местах трассы и в головной части газопровода, где происходит выпадение основной части конденсата.

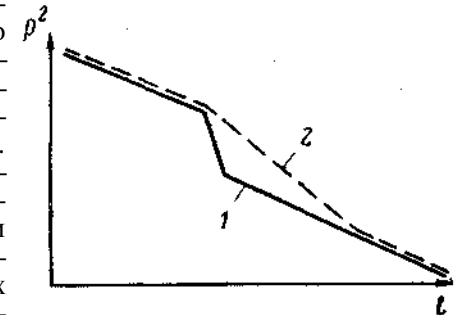


Рис. 12.7. График распределения квадратов давлений при закупорке газопровода гидратной пробкой:

1 — при гидратной пробке малой протяженности; 2 — при гидратной пробке большой протяженности

Для определения мест скопления жидкости (конденсата) в газопроводе пользуются методом, основанным на построении графика падения давления (рис. 12.7). Установлено, что на участке газопровода длиной  $l$  значения квадратов величин давлений, замеренных в одно и то же время, образуют прямую линию на графике, построенном в координатах квадрат давления — длина газопровода, т. е.  $P^2$  и  $l$  (по так называемому закону прямой). Ломаная линия на графике означает, что на участке имеется сужение сечения из-за скопления воды и конденсата (или кристаллогидрата).

На рис. 12.7 приведен график квадратов давлений при частичной закупорке газопровода конденсатной (гидратной) пробкой. В месте расположения пробки малой протяженности давление резко падает, а на последующем участке линия квадратов давления идет параллельно отрезку до пробки (кривая 1). При более значительной длине пробки давление падает менее резко (кривая 2). Сопоставляя на графике разности давлений до и после закупорки газопровода, количественно оценивают величину образовавшейся пробки (частичную или полную). В процессе эксплуатации газопровода систематически наблюдают за показаниями манометров по трассе газопровода для выявления участков с повышенными перепадами давления. Характерным показателем даже небольшого скопления жидкости в газопроводе является повышение давления на компрессорной станции при одновременном понижении давления в газопроводе после конденсатной пробки.

### § 3. Борьба с гидратообразованием в газопроводах

В процессе эксплуатации магистрального газопровода при недостаточно эффективной осушке газа может произойти полная или частичная его закупорка в результате отложения кристаллогидратов, образующихся при наличии влаги в газе и при определенных давлениях и температуре. Гидраты углеводородных газов представляют собой белые кристаллы, похожие на снег, а при уплотнении напоминают лед. По своей структуре кристаллогидраты — соединения нескольких молекул газа и воды. Однако такое соединение не является стабильным и при определенных условиях, например при понижении давления или повышении температуры, легко разлагается на газ и воду. Данной температуре газа соответствует определенное давление, при котором начинают образовываться кристаллогидраты.

На рис. 12.8 приведены кривые зависимости образования гидратов в зависимости от температуры и давления. Левее линии находится зона существования гидратов, правее — зона отсутствия гидратов. Из графика видно, что при одной и той же температуре чем тяжелее газ, тем требуется меньшее давление для образования гидратов.

На образование гидратов, кроме температуры и давления, влияет состав газа и его насыщенность парами воды. Поэтому на работе газопровода отрицательно сказывается недостаточная осушка газа и плохая продувка газопровода перед сдачей его в эксплуатацию, а также отсутствие в пониженных местах дренажных устройств (конденсатосборников и продувочных патрубков) или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости. Засорение газопроводов посторонними предметами, влагой и пылью, которые уменьшают площадь сечения газопровода в пониженных местах (где они скапливаются), также приводит к образованию гидратов вследствие возникающего перепада давления и снижения температуры газа.

Места возможного гидратообразования в газопроводе определяют путем сопоставления графика падения давления и снижения температуры данного газопровода с графиком температуры образования гидратов. Падение температуры приводит к уменьшению упругости водяных паров и влагоемкости газа, что в свою очередь сопряжено с выпадением капельной жидкости (воды вместе с газовым конденсатом), образующей гидраты.

Поскольку при движении газа по газопроводу температура его падает быстрее, чем давление, более вероятно образование гидратов на начальных, головных участках газопровода на расстоянии 10—60 км. На участках, где вследствие падения давления газ становится ненасыщенным (т. е. парциальное давление пара в газовой смеси меньше упругости паров гидрата), гидраты не образуются, хотя температура их образования может быть и выше температуры газопровода. Практически при снижении точки росы газа на 5—7° С ниже температуры в газопроводе исключается образование кристаллогидратов, что соответствует примерно 60—70% относительной влажности газа.

На рис. 12.9 приведен график влияния давления и температуры газа в газопроводе на гидратообразование. Нанесенные на этот график данные по температуре газа, падению давления и температуре гидратообразования обозначают участок гидратообразования. На графике показан участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, следовательно, представляет собой зону (на графике она заштрихована), в которой не исключена возможность гидратообразования.

На участке *ОА* влага в виде капель в газопроводе отсутствует, так как точка росы газа ниже его температуры. На участке *АВ* имеется свободная вода, но температура газа выше температуры

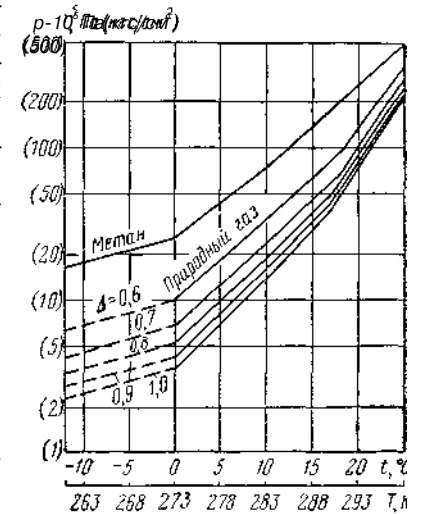


Рис. 12.8. Условия образования гидратов метана и природных газов различной плотности

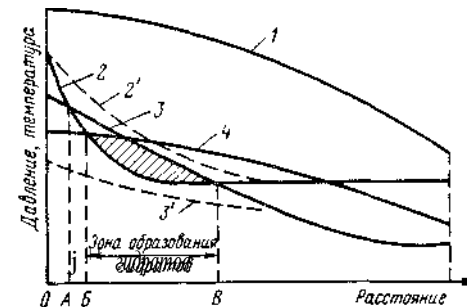


Рис. 12.9. График влияния давлениями температуры в газопроводе на гидратообразование:

1 — изменение давления по длине газопровода; 2, 3 и 4 — соответственно изменения температуры газа, точек росы и температуры начала образования гидратов; 2' — кривая превышения температуры газа над точкой росы; 3' — кривая точек росы, расположенных ниже температуры газа.

начала образования гидратов. Следовательно, на участке *ОБ* гидраты не образуются. На участке *ВВ* имеется вода в жидкой фазе и температура газа ниже температуры начала образования гидратов, поэтому данный участок является зоной возможного образования гидратов. От точки *Б* до конца газопровода точка росы газа ниже его фактической температуры, поэтому здесь вода из жидкой фазы вновь переходит в пар и условия для образования гидратов отсутствуют. На графике кривая *2'* характеризует подогрев газа, когда на всем протяжении газопровода температура газа будет выше точек росы и, следовательно, свободные капли воды выпадать не будут, т. е. не будет условий для образования гидратов. Кривая *3'* характеризует то положение кривой *3* (точек росы), когда на всем протяжении газопровода точки росы газа будут ниже его температуры, и, следовательно, капли воды выделяться не будут, и не смогут образоваться гидраты.

Для предупреждения образования гидратов применяют различные способы, основанные главным образом на снижении давления в газопроводе и на применении химических реагентов.

Снижение давления приводит к сравнительно быстрому разложению гидрата, а также эффективно по ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. Снижение давления на участке трубопровода, в котором образовалась гидратная пробка, осуществляют перекрытием ближайших линейных кранов и выпуском наружу газа (стравливание газа через «свечи»). Однако этот способ применим в основном для газопроводов, допускающих перерывы в снабжении потребителей.

Химические реагенты в виде различных ингибиторов вводят в поток газа, при этом пары ингибиторов, взаимодействуя с парами воды, переводят пары в раствор, не образующий гидратов, или же в раствор, образующий гидраты при более низких температурах. Поглощение из газа воды значительно понижает точку росы, что препятствует образованию гидратов. В качестве ингибиторов применяют метанол, раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Наибольшее применение имеет метанол как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и для предупреждения их образования. В газопровод метанол заливают при помощи метанольных установок (метанольниц), т. е. сосудов высокого давления объемом 250—2000 л. Количество требуемого реагента для газопровода определяют с учетом условий его работы; в среднем оно колеблется в пределах 0,1—0,25 кг (метанола) на 1000 м<sup>3</sup> транспортируемого газа. На магистральных газопроводах применяют как стационарные, так и передвижные метанольницы (установленные на машинах или тележках), из которых метанол подается в газопровод под давлением. При стационарных метанольных установках сооружают подземное хранилище метанола объемом 2—4 м<sup>3</sup>. Передвижные установки используют преимущественно при ликвидации гидратных пробок по линии газопровода. В этом случае метанольницу, заполненную метанолом, подвозят к ближайшему линейному крану и подсоединяют к манометриче-

ским вентилям при помощи резиновых шлангов. Разовая заливка метанола обеспечивается за счет перепада давления на кране (3—5 кгс/см<sup>2</sup>), создаваемого частичным его перекрытием. Нижний сливной кран подсоединяют к манометрическому штуцеру после крана, а сверху через шланг высокого давления подается газ под давлением. Таким образом, между манометрическим штуцером и краном создается давление газа, обеспечивающее этим переливание метанола из емкости в трубу.

В отдельных случаях, например на ГРС небольшой производительностью, для предупреждения образования гидратных пробок газ предварительно подогревают с целью поддержания температуры газа выше температуры образования гидратов.

При использовании любых способов предупреждения образования кристаллогидратов и ледяных пробок в газопроводе важное значение имеет степень осушки газа, при которой количество влаги в газе снижают до такой величины, когда кристаллогидраты в нормальных условиях образоваться не могут.

#### § 4. Одоризация газа

Для обнаружения утечек газа применяют предварительную одоризацию его, т. е. газ приобретает запах с помощью специальных добавок-одорантов, обладающих сильным специфическим запахом. Запах должен ощущаться при его содержании в воздухе, равном 1/5 величины его нижнего предела взрываемости, т. е. равному 1 об. %. В качестве одоранта обычно применяют этилмеркаптан — бесцветную прозрачную жидкость, представляющую собой органическое соединение серы. Известны также и другие одоранты: панталарм, каптан, сульфан и др.

Среднегодовая норма расхода этилмеркаптана для одоризации природного газа — 16 г (19,1 см<sup>3</sup>) на 1000 м<sup>3</sup> газа. Для ввода одоранта в газопровод применяют специальные дозирующие установки, которые осуществляют автоматическое пропорционирование одоранта в зависимости от расхода газа. К современным установкам относится универсальный автоматический одоризатор газа (мод. УОГ-1) пропускной способностью 3—165 м<sup>3</sup>/ч, который осуществляет автоматическую подачу одоранта в количестве, пропорциональном расходу газа. В одоризатор (рис. 12.10) подается часть газа из газопровода, при этом перепад давления, необходимый для преодоления сопротивления трубопроводов и оборудования одоризатора, создается установленной на газопроводе 12 диафрагмой 10. Одорант поступает из основной подземной емкости 7 в расходную емкость 6 и далее через замерный сосуд 5 и поплавковую камеру 9 в инжекторный дозатор 11, где он инжектируется ответвленной струей газа. Одорированный газ возвращается в основной газопровод, где смешивается с остальным количеством газа. Одоризация газа обычно производится на головной части газопровода и на ГРС. Одоризированный газ проходя по трубам довольно значительные расстояния, обладает



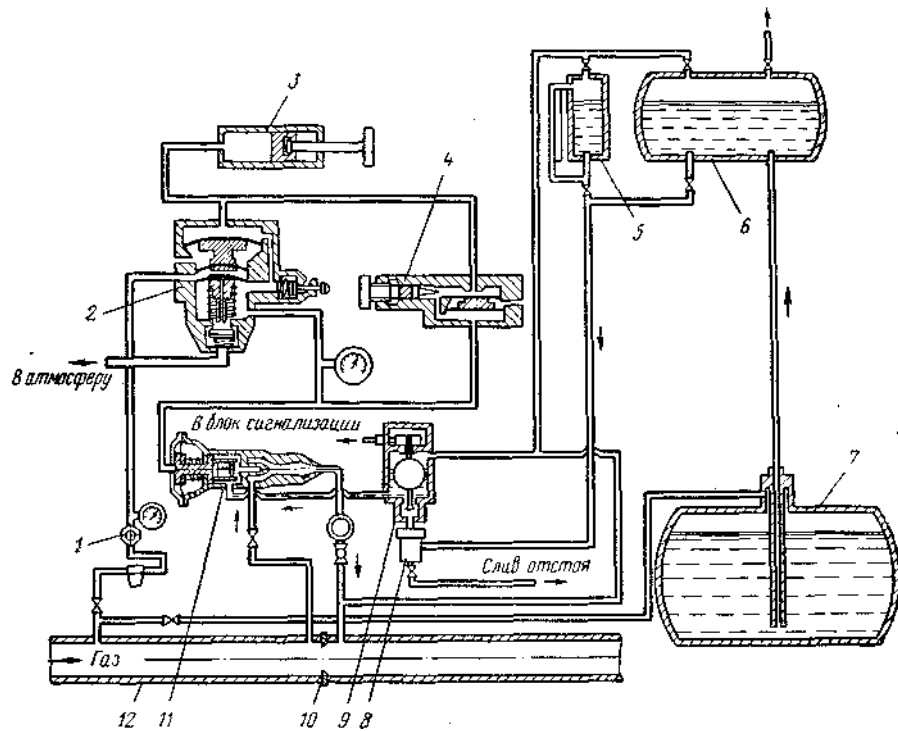


Рис. 12.10. Схема универсального автоматического одоризатора газа (мод. УОГ-1):

1 — редуктор для газа, воздействующего на установку; 2 — реле времени; 3 — регулируемая емкость; 4 — регулирующий клапан; 5 — измерительный сосуд; 6 — расходная емкость; 7 — подземная емкость для запаса одоранта; 8 — фильтр для одоранта; 9 — поплавковая камера; 10 — диафрагма для создания перепада давления газа; 11 — инжекторный дозатор одоранта (по расходу газа); 12 — газопровод

**свойством** приходиться к конечным потребителям с начальной степенью одоризации.

### § 5. Техника безопасности при обслуживании установок подготовки газа к дальнейшему транспорту

Эксплуатация установок очистки, осушки и одоризации газа производится в соответствии с общими правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов и инструкциями по технике безопасности, относящимися к каждой установке. Все виды аппаратов, емкостей и установок, работающих под давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>), должны соответствовать требованиям правил Госгортехнадзора СССР и правилам безопасности при добыче и транспорте газа.

К обслуживанию установок допускаются только лица, сдавшие проверочные испытания по технике безопасности и противопожарным мероприятиям при работе на этих установках. Персонал, обслу-

живающий установки, должен знать свойства природного газа, ингибиторов и одорантов. При обслуживании установок необходимо учитывать, что природный газ не имеет ни цвета, ни запаха и обладает удушающими свойствами, а соединяясь с воздухом, образует взрывчатую смесь, которая взрывается от малейшей искры (удар стальных предметов и пр.). Нижний предел взрываемости природного газа при атмосферном давлении соответствует содержанию 4% газа в воздухе, высший предел взрываемости — при содержании 15,4% газа в воздухе.

При эксплуатации пылеуловителей следует иметь в виду, что вследствие наличия в газе сероводорода (в результате его взаимодействия с металлом) образуются пирофорные соединения, которые на воздухе способны самовозгораться и, следовательно, могут явиться причиной взрыва и пожаров. Поэтому пылеуловители перед вскрытием заполняют паром; во время чистки соединения должны поддерживаться во влажном состоянии путем обильного смачивания.

При обслуживании метанольниц следует учитывать, что метанол является сильно ядовитой и легковоспламеняющейся бесцветной жидкостью, по вкусу и запаху напоминающей винный спирт; выпитый человеком метанол даже в небольшом количестве (10—15 г) вызывает тяжелые отравления организма, ведущие к слепоте и даже к смерти. При обращении с метанолом проявляют большую осторожность и строго соблюдают инструкцию о порядке получения от поставщиков, хранения, отпуска и заливки метанола в газопровод. Для придания метанолу неприятного запаха и цвета в него заливают (на время перевозки в автоцистерне) химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2—3 л красителя на 1000 л метанола, а после слива в приемную (расходную) емкость заливают одорант (этилмеркаптан) из расчета 1 л на 1000 л метанола и 1% керосина, на что составляют соответствующий акт. При обслуживании одоризаторов соблюдают правила обращения с одорантами, являющимися легковоспламеняющимися жидкостями, пары которых с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Для уменьшения объема выделяющихся паров, одоранты желательно хранить в условиях низких температур, предпочтительно в подземных емкостях. Помещения одоризационных установок относятся к категории взрыво- и пожароопасных, поэтому их изолируют от других помещений и они должны иметь отдельный вход.

Осмотр и ремонт всех аппаратов и емкостей выполняют только с разрешения главного инженера и в присутствии ответственного лица. До проведения каких-либо внутренних работ (включая осмотр и очистку) аппараты тщательно пропаривают, проветривают и проверяют загазованность газоанализаторами (например, прибором ПГФ-11). На метанольных установках отводится специальное место для противопожарного инвентаря. Обслуживающий персонал обеспечивается средствами индивидуальной защиты, соответствующей спецодеждой и инструментом. Проведение каких-либо огневых

работ на территории установок допускается только при соблюдении требований специальных инструкций на производство этих работ на объектах магистральных газопроводов.

## ГЛАВА 13

### РАСЧЕТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В задачу расчетов магистральных газопроводов входит определение их основных параметров, связанных с технологическим процессом транспорта газа по трубопроводам. По этому признаку расчеты эти называют технологическими расчетами магистральных газопроводов. В состав технологических расчетов входит гидравлический расчет магистрального газопровода, включающий определение падения давления в трубопроводе и расстояний между компрессорными станциями, выбор оптимального диаметра трубопровода и расчет температурного режима перекачки. Технологические расчеты выполняются в соответствии с действующими нормами проектирования магистральных газопроводов. В результате выполнения технологических расчетов решаются основные технические вопросы наиболее рациональной схемы сооружения магистрального газопровода при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию. В качестве исходных данных для расчета используются химическим составом газа, физической его характеристикой, данными о годовой пропускной способности, общей длине трассы газопровода, а также температурными параметрами газа. Кроме того, в расчетах учитываются профиль трассы, геологические условия, данные об удаленности от источников энергоснабжения, дорог и т. д. В некоторых случаях в зависимости от назначения и схемы магистрального газопровода пользуются уточненными данными годовых и месячных планов транспорта газа с разбивкой их по потребителям, а также учитывают наличие подземных газохранилищ и условий отбора газа из них. При выполнении технологических расчетов в практике проектирования некоторые расчетные параметры принимают по готовым номограммам и таблицам, приводимым в справочниках и действующих указаниях по расчету газопроводов. Так, абсолютную среднюю температуру перекачки газа определяют по номограмме в зависимости от пропускной способности, протяженности трубопровода, а также температурных условий укладки.

#### § 1. Гидравлический расчет газопроводов

При выполнении гидравлического расчета газопровода определяют падение давления в трубопроводе и расстояния между компрессорными станциями при заданных значениях пропускной способности газопровода и других исходных данных. Пропускной способностью газопровода называется максимальное количество

газа, которое может быть перекачено за сутки при поддержании в начале участка максимально возможного давления по условиям прочности газопровода и минимально допустимого давления в конце участка, устанавливаемого от его назначения. Например, минимально допустимое давление перед газораспределительной станцией (ГРС) выбирают из условия надежной работы ее оборудования и газового хозяйства потребителей, а перед компрессорной станцией — с учетом характеристики установленных на ней компрессорных машин и обеспечения перекачки ими заданного количества газа при максимальном по условиям прочности трубопровода давлении нагнетания.

Суточную пропускную способность газопровода  $q$  (в млн. м<sup>3</sup>/сут) определяют по формуле

$$q = \frac{Q_{\Gamma}}{365k_{\Gamma}}, \quad (13.1)$$

где  $Q_{\Gamma}$  — годовой расход газа, т. е. количество газа, поступающего в газопровод в течение года (при 20° С и 760 мм рт. ст.);  $k_{\Gamma}$  — среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа, принимаемый 0,85 для газопроводов, не имеющих подземных хранилищ и протяженностью более 300 км (с отбором газа), и 0,75 для газопроводов протяженностью менее 300 км.

Среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа представляет собой отношение величины среднесуточного за год расхода газа к среднесуточной пропускной способности газопровода за максимальный месяц, т. е. за такой месяц, в течение которого по газопроводу было перекачено наибольшее количество газа по сравнению с другими месяцами. Зависимость пропускной способности газопровода от его параметров и физических свойств газа выражается формулой (в млн. м<sup>3</sup>/сут):

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda \Delta T_{cp} z_{cp} l}}, \quad (13.2)$$

где  $p_n$  и  $p_k$  — соответственно начальное и конечное давления на участке, кгс/см<sup>2</sup>;  $d$  — внутренний номинальный диаметр газопровода, мм;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;  $\Delta$  — относительная плотность газа по воздуху;  $T_{cp}$  — средняя по длине газопровода температура транспортируемого газа, К;  $z_{cp}$  — средний коэффициент сжимаемости газа;  $l$  — длина участка, км.

Гидравлические сопротивления в газопроводе, возникающие при движении газа и вызывающие соответствующее падение давления по его длине, определяются в зависимости от режима течения газа по трубопроводу. При этом коэффициент гидравлического сопротивления находят соответственно зоне работы газопровода.

В первой зоне, характеризуемой течением газа по гладкостенным трубам, коэффициент сопротивления трения не зависит от шероховатости внутренней поверхности и для  $Re = (2-3) \cdot 10^3$  определяется по формуле

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}.$$

Во второй зоне — области смешанного, переходного режима течения, где  $\lambda_{тр}$  находится в зависимости от критерия Рейнольдса ( $Re > 3 \cdot 10^3$ ) и от относительной шероховатости, т. е.  $\lambda_{тр} = f(Re, \epsilon)$ ,

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( \frac{158}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,2}. \quad (13.4)$$

В третьей зоне, характеризующейся течением по полностью шероховатым трубам или квадратичным законам сопротивления, при больших числах  $Re$  коэффициент  $\lambda_{тр}$  зависит только от относительной шероховатости и не зависит от  $Re$ , т. е.

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left( 2 \frac{k}{d} \right)^{0,2}; \quad (13.5)$$

при эквивалентной шероховатости  $k = 0,03$  мм (для новых труб)

$$\lambda_{тр} = \frac{0,03817}{d^{0,2}}.$$

Параметр  $Re$  определяют по формуле

$$Re = 1,81 \cdot 10^3 \frac{q\Delta}{d\mu} \quad (13.7)$$

$q$  — пропускная способность газопровода, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $d$  — внутренний диаметр газопровода, мм;  $\Delta$  — относительная плотность газа по воздуху;  $\mu$  — динамическая вязкость газа, кгс/м<sup>2</sup>(Па · с).

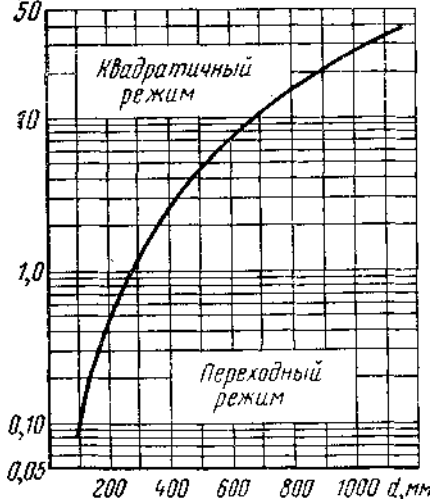


Рис. 13.1. График режимов течения газа по газопроводу

При определении пропускной способности и диаметра газопровода обычно сначала ведут предварительный расчет из условия

\* В СИ коэффициент 1,81 заменяется на 17,75.

квадратичного режима течения газа, затем по графику, приведенному на рис. 13.1, или по формуле (13.8) проверяют режим течения. Если режим течения окажется переходным, расчет повторяют по формуле переходного режима или по формулам квадратичного режима с учетом поправочного коэффициента  $\alpha$ . В этом случае пропускная способность газопровода (при  $\lambda = 0,03817/d^{0,2}$ ) с учетом действительного режима движения газа, наличия подкладных колец и состояния внутренней поверхности газопровода определяют по формуле

$$q = \alpha \varphi E 1,67 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta T_{cp^2 cp l}}} \quad (13.9)$$

где  $\alpha$  — коэффициент, учитывающий отклонение режима течения газа от квадратичного (определяется по графику на рис. 13.2); при квадратичном режиме  $\alpha = 1$ ;  $\varphi$  — коэффициент, учитывающий наличие в газопроводе подкладных колец; при их отсутствии  $\varphi = 1$ , при расстоянии между кольцами 12 м  $\varphi = 0,975$ , а при расстоянии между кольцами 6 м  $\varphi = 0,95$ ;  $E$  — коэффициент эффективности, учитывающий состояние внутренних стенок газопровода, влияющее на гидравлическое сопротивление — засоренность газопровода, увеличенное число местных сопротивлений (для новых труб  $E = 1$ ).

На гидравлическое сопротивление газопровода оказывают влияние местные сопротивления (тройники, краны, колена, переходы), в которых перепад давления

$$\Delta p = \rho \frac{w^2}{2} \xi, \quad (13.10)$$

где  $\xi$  — коэффициент местного сопротивления определяется экспериментально или берется по справочным таблицам. При практических расчетах принимают усредненные значения местных сопротивлений, приравненные 3—5% длины расчетного участка и в этом случае коэффициент гидравлического сопротивления принимают  $\lambda = 1,05\lambda_{тр}$ .

Пользуясь вышеприведенными уравнениями, определяют расстояния между компрессорными станциями по формулам: для квадратичного режима

$$l = \frac{(Ad_{вн}^{2,6})^2}{\Delta T_{cp^2 cp}} \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{q^2} \quad (13.11)$$

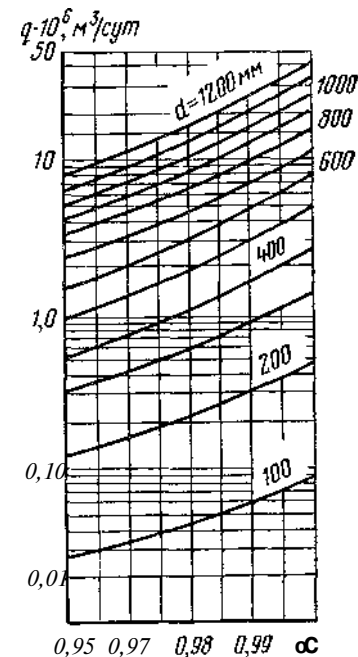


Рис. 13.2. Зависимость поправочного коэффициента  $\alpha$  от пропускной способности и диаметра газопровода

для переходного режима

$$l = \frac{(A'd_{вн}^{2,6})^2}{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср}} \cdot \frac{p_{н}^2 - p_{к}^2}{q^2}, \quad (13.12)$$

где  $l$  — расчетное расстояние между компрессорными станциями, км;  $A = 1,67 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E$  (при квадратичном режиме);  $A' = 0,332 \times 10^{-6} \alpha \varphi E$  (при переходном режиме).

Соответствующие значения давления  $p_k$  в конце газопровода определяют по преобразованным формулам (3.11) и (3.12): для квадратичного режима

$$p_k = \sqrt{p_{н}^2 - \frac{\Delta T_{ср} z_{ср} q^2 l}{(A'd_{вн}^{2,6})^2}}; \quad (13.13)$$

для переходного режима

$$p_k = \sqrt{p_{н}^2 - \frac{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср} q^2 l}{(A'd_{вн}^{2,6})^2}}. \quad (13.14)$$

При расчетах газопроводов для определения массового расхода газа пользуются формулой

$$M = F \sqrt{\frac{(p_{н}^2 - p_{к}^2) d}{\lambda z R T l}}, \quad (13.15)$$

где  $F$  — площадь внутреннего сечения газопровода.

Для определения соответствующих объемных расходов газа (в м<sup>3</sup>/с) пользуются зависимостями  $Q_{н} = M/\rho_{н}$  и  $Q_{ст} = M/\rho_{ст}$ , где плотности газа, приведенные к нормальным  $p_{н}$  или стандартным условиям  $p_{ст}$ , берут по справочникам для данного газа или рассчитывают по известному составу газа.

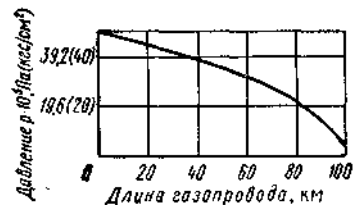


Рис. 13.3. График изменения давления в газопроводе

Для решения задач, связанных с распределением компрессорных станций или устройством ответвлений, необходимо знать характер распределения давления по газопроводу. При движении газа по трубопроводу давление в нем падает, изменяясь от начального  $p_n$  в начале трубопровода до конечного давления  $p_k$  в конце газопровода. Давление в любой произвольной точке трубопровода находят на расстоянии  $x$  от начала газопровода:

$$p_x = \sqrt{p_{н}^2 - (p_{н}^2 - p_{к}^2) \frac{x}{l}}, \quad (13.16)$$

где  $p_x$  — давление в произвольной точке, находящейся на расстоянии  $x$  от начала газопровода.

Как видно из формулы, если  $x = 0$ , то  $p_x = p_n$ , т. е. соответствует начальному давлению (в начале газопровода); при  $x = l$

(когда  $x$  равно длине всего участка газопровода)  $p_x = p_k$ , т. е. равно конечному давлению (в конце газопровода). Графически падение давления в газопроводе по длине происходит по параболической кривой (рис. 13.3). При этом в начале газопровода давление падает медленнее, чем в конце, где имеется более интенсивное увеличение гидравлического уклона. Объясняется это в отличие от жидкостей следующим: при перекачке жидкостей скорость их по длине трубопровода не изменяется за счет того, что с уменьшением давления объем жидкости остается постоянным (при давлении перекачки жидкости не сжимаются) и, следовательно, гидравлический уклон сохраняется одинаковым по всей длине трубопровода. В этом случае падение давления графически изображается прямой линией. В газопроводе же, наоборот, вследствие сжимаемости газа с понижением давления по длине газопровода объем газа увеличивается, что приводит к увеличению скорости, а следовательно, и к возрастанию сопротивления трения. Это, в свою очередь, приводит к увеличению гидравлического уклона и к более интенсивному падению давления в виде параболической кривой (кривой депрессии). Как видно из графика на рис. 13.3, половина давления приходится на три четверти длины газопровода, а вторая половина — на остальную четверть. Это указывает на то, что выгодно перекачивать газ под повышенным давлением. При практических расчетах гидравлический уклон участка, как среднюю величину, определяют по формуле

$$i_{ср} = \frac{p_{н} - p_{к}}{l}. \quad (13.17)$$

Иногда в процессе эксплуатации (например, при стравливание газа во время ремонтных работ) требуется определить количество газа в действующем газопроводе. Для этого пользуются формулой

$$Q_{гп} = \frac{V_r p_{ср} z_{ср}}{z_{ср} T}, \quad (13.18)$$

где  $V_r$  — геометрический объем газопровода, м<sup>3</sup>;  $p_{ср}$  — среднее Давление газа в пределах рассматриваемого участка, определяемое по уравнению

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \left( p_{н} + \frac{p_{к}^2}{p_{н} + p_{к}} \right). \quad (13.19)$$

При небольшой разнице между начальным и конечным давлением в газопроводе среднее давление определяют как среднеарифметическое:

$$p_{ср} = \frac{p_{н} + p_{к}}{2}. \quad (13.20)$$

При гидравлическом расчете газопроводов приходится сталкиваться с различными схемами их устройства. Кроме простых, однониточных газопроводов, для которых характерно постоянство диаметра и массового расхода по всей длине, имеются односторонние газопроводы, состоящие из участков с различными геометрическими

размерами, и многониточные газопроводы, состоящие из нескольких параллельно уложенных ниток одинаковой длины, но разного диаметра. С целью упрощения расчета обычно каждый из этих газопроводов заменяют на так называемый эквивалентный простой газопровод с постоянным диаметром, который имеет такую же пропускную способность, что и расчетный участок при равных начальном и конечном давлениях. Между параметрами эквивалентного и конкретного газопровода существует взаимосвязь, которая для однониточного газопровода выражается формулой

$$\frac{d_s^{5,2}}{l_s} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{d_i^{5,2}}}, \quad (13.21)$$

где  $d_s$  — эквивалентный диаметр, мм;  $l_s$  — длина эквивалентного газопровода, км;  $n$  — число участков с различными диаметрами. В этом случае пропускная способность газопровода

$$q = \varphi E 1,67 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{d_s^{5,2}}{l_s}} \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\Delta T_{cp}^2 cp}}. \quad (13.22)$$

Взаимосвязь параметров эквивалентного и многониточного газопровода, состоящего из газопроводов одинаковой длины и разных диаметров, определяют по формуле

$$d_s^{2,6} = d_1^{2,6} + d_2^{2,6} + \dots + d_n^{2,6}, \quad (13.23)$$

а для случая, если длины и диаметры параллельных ниток одинаковы, по формуле

$$d_s^{2,6} = n d^{2,6} \quad (13.24)$$

или

$$d_s = d n^{0,371},$$

где  $n$  — число параллельных ниток.

Увеличение пропускной способности газопровода достигается, как и в магистральных нефтепроводах, в основном прокладкой лупинга (параллельного участка), подключаемого к основному газопроводу. В этом случае пропускная способность газопровода с подключенным лупингом и длина лупинга связаны следующей зависимостью:

$$q_1 = \frac{1}{1 - \frac{l_n}{l} \left\{ 1 - \frac{1}{[1 + (d_n/d)^{2,6}]^2} \right\}} \quad (13.25)$$

или

$$l_n = \frac{l [1 - (q/q_1)^2]}{1 - \frac{1}{[1 + (d_n/d)^{2,6}]^2}}, \quad (13.26)$$

где  $q_x$  — пропускная способность газопровода с подключенным лупингом, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $q$  — первоначальная пропускная способ-

ность, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $l_n$  — длина лупинга, км;  $l$  — длина основного газопровода, км;  $d_n$  — диаметр лупинга, мм;  $d$  — внутренний диаметр основного газопровода, мм.

Если диаметры лупинга и основного газопровода равны ( $d_n = d$ ), формулы имеют вид:

$$l_n = \frac{4}{3} l \left[ 1 - \left( \frac{q}{q_1} \right)^2 \right]; \quad (13.27)$$

$$q_1 = q \frac{2}{\sqrt{\frac{4}{3} \cdot \frac{l_n}{l}}}. \quad (13.28)$$

Необходимая длина лупинга для повышения давления газа в конце участка

$$l_n = \frac{4}{3} l \left( 1 - \frac{p_H^2 - p_{K2}^2}{p_H^2 - p_{K1}^2} \right), \quad (13.29)$$

где  $p_{K1}$  — первоначальное давление в конце участка газопровода, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_{K2}$  — давление в конце участка газопровода после подключения лупинга, кгс/см<sup>2</sup>.

Пример 13.1. Определить расстояние между компрессорными станциями и их количество для горизонтального газопровода длиной 590 км и годовой пропускной способностью 5740 млн. м<sup>3</sup> природного газа с параметрами, имеющими следующие средние значения: температура газа перекачки  $T_{cp} = 289$  К, коэффициент сжимаемости газа  $z_{cp} = 0,915$ ; начальное и конечное давления газа в газопровode диаметром 820 мм составляют  $p_H = 56$  кгс/см<sup>2</sup> и  $p_K = 35,8$  кгс/см<sup>2</sup>; режим перекачки — квадратичный. Средняя молекулярная масса  $M_{cp} = 17,787$  кг/моль.

Решение. По данным условия находим [следующие величины: плотность смеси

$$\rho_{см} = \frac{M_{cp}}{22,414} = \frac{17,787}{22,414} = 0,794 \text{ кг/м}^3;$$

относительная плотность смеси

$$\Delta = \frac{\rho_{см}^{газ}}{\rho_{возд}} = \frac{0,794}{1,293} = 0,614.$$

Следовательно, расчетная пропускная способность газопровода по формуле (13.1) при  $k_{год} = 0,85$  составляет

$$q = \frac{5740}{365 \cdot 0,85} = 18,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Расстояние между станциями находим по формуле (13.11):

$$l = \frac{(1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 802^{2,6})^2 \cdot 56^2 - 35,8^2}{0,614 \cdot 289 \cdot 0,915} \cdot \frac{56^2 - 35,8^2}{18,5^2} = 113,4 \text{ км.}$$

Число компрессорных станций

$$m_0 = \frac{L}{l} = \frac{590}{113,4} = 5,2,$$

Принимая с округлением шесть компрессорных станций, находим фактическую длину перегона между ними:

$$l = \frac{L}{6} = \frac{590}{6} = 98,3 \text{ км.}$$

В этом случае конечное давление в газопроводе определяем по формуле (13.13)

$$p_k = \sqrt{p_n^2 - \frac{\Delta T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} q^2 l}{(A d^{2,6})^2}} = \sqrt{56^2 - \frac{0,614 \cdot 289 \cdot 0,915 \cdot 18,5^2 \cdot 98,3}{(1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 8022,6)^2}} = 38,4 \text{ кгс/см}^2 (\sim 3,84 \text{ МПа}).$$

Соответствующее значение степени сжатия газа

$$\varepsilon = \frac{p_n}{p_k} = \frac{56}{38,4} = 1,43.$$

**Пример 13.2.** Определить количество сжатого газа при аварии на газопроводе  $d = 1400$  мм и длиной 20 км при условии, что  $p_n = 51$  кгс/см<sup>2</sup> (5,1 МПа);  $p_k = 43$  кгс/см<sup>2</sup> (4,3 МПа);  $T_{\text{ср}} = 288$  К;  $z_{\text{ср}} = 0,892$ .

**Решение.** Находим объем газопровода

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi d}{4} l = \frac{3,14 \cdot 1,4^2}{4} 20 \cdot 10^3 = 30,80 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Определяем среднее давление

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left( p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) = \frac{2}{3} \left( 51 + \frac{43^2}{51 + 43} \right) = 47,2 \text{ кгс/см}^2 (4,72 \text{ МПа}).$$

Объем сжатого газа

$$Q = \frac{V_{\text{г}} p_{\text{ср}} 293}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}} = \frac{30,80 \cdot 10^3 \cdot 47,2 \cdot 293}{0,892 \cdot 288} = 1,63 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

**Пример 13.3.** Рассчитать однониточный газопровод по двум методам — по параметрам эквивалентного газопровода и по участкам. По газопроводу перекачивается 15 млн. м<sup>3</sup>/сут газа. Газопровод состоит из трех участков:  $d_1 = 1000$  мм и  $l_1 = 100$  км;  $d_2 = 800$  мм и  $l_2 = 75$  км;  $d_3 = 700$  мм и  $l_3 = 50$  км. Начальное давление  $p_n = 55$  кгс/см<sup>2</sup> (5,5 МПа);  $T_{\text{ср}} = 288$  К;  $z_{\text{ср}} = 0,92$ ;  $\Delta = 0,6$ . Определить давление в конце газопровода.

**Решение.** 1. Введем расчет по параметрам эквивалентного газопровода. Определяем отношение эквивалентной длины и диаметра трех участков:

$$\frac{d_3^{5,2}}{l_3} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{d_i^{5,2}}} = \frac{1}{\frac{100}{1000^{5,2}} + \frac{75}{800^{5,2}} + \frac{50}{700^{5,2}}} = 6,05 \cdot 10^{12}.$$

По преобразованной формуле (13.22), принимая  $\varphi = 1$  и  $E = 1$ , получаем следующее значение конечного давления (при  $A = 1,67 \cdot 10^{-6}$ ):

$$p_k = \sqrt{p_n^2 - \frac{q^2 \Delta T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}{A^2 \frac{d_3^{5,2}}{l_3}}} = \sqrt{55^2 - \frac{15^2 \cdot 0,6 \cdot 288 \cdot 0,92}{1,67^2 \cdot 10^{-12} \cdot 6,05 \cdot 10^{12}}} = 30,29 \text{ кгс/см}^2 (\sim 3,03 \text{ МПа}).$$

2. Определяем давления по участкам: в конце первого участка

$$p_{k1} = \sqrt{55^2 - \frac{15^2 \cdot 0,6 \cdot 288 \cdot 0,92 \cdot 100}{1,67^2 \cdot 10^{-12} \cdot 1000^{5,2}}} = 52,04 \text{ кгс/см}^2 (\sim 5,2 \text{ МПа});$$

в конце второго участка

$$p_{k2} = \sqrt{52,04^2 - \frac{15^2 \cdot 0,6 \cdot 288 \cdot 0,92 \cdot 75}{1,67^2 \cdot 10^{-12} \cdot 800^{5,2}}} = 43,89 \text{ кгс/см}^2 (\sim 4,39 \text{ МПа});$$

в конце третьего участка (искомое давление)

$$p_{k3} = \sqrt{43,89^2 - \frac{15^2 \cdot 0,6 \cdot 288 \cdot 0,92 \cdot 50}{1,67^2 \cdot 10^{-12} \cdot 700^{5,2}}} = 30,25 \text{ кгс/см}^2 (\sim 3,03 \text{ МПа}).$$

Результаты расчета, выполненные обоими методами, практически совпали. **Пример 13.4.** К участку двухниточного газопровода длиной 100 км подключен лупинг длиной 60 км. Определить, насколько увеличится пропускная способность газопровода. Диаметры основных ниток  $d_1 = 1000$  мм и  $d_2 = 800$  мм; диаметр лупинга  $d_l = 700$  мм;  $p_n = 50$  кгс/см<sup>2</sup> (5 МПа);  $p_k = 35$  кгс/см<sup>2</sup> (3,5 МПа),  $\Delta = 0,61$ ;  $T_{\text{ср}} = 293$  К;  $z_{\text{ср}} = 0,92$ ; эквивалентный диаметр  $d_3^{2,6} = d_1^{2,6} + d_2^{2,6} = 1000^{2,6} + 800^{2,6} = 9,843 \cdot 10^7$  мм.

Пропускная способность двухниточного газопровода: при стандартных условиях до прокладки лупинга (при  $\varphi = 1$  и  $E = 1$ )

$$q = 1,67 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{d_3^{5,2}}{l_3}} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}} = 1,67 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{9,843 \cdot 10^{14}}{100}} \sqrt{\frac{50^2 - 35^2}{0,61 \cdot 293 \cdot 0,92}} = 46 \text{ млн. м}^3/\text{сут};$$

после прокладки лупинга

$$q_1 = q \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{l_n}{l} \left\{ 1 - \frac{1}{[1 + (d_n/d)^{2,6}]^2} \right\}}} = 46 \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{60}{100} \left\{ 1 - \frac{1}{[1 + 700^{2,6}/(9,843 \cdot 10^7)]^2} \right\}}} = 46 \cdot 1,13 = 52 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

Увеличение пропускной способности составляет

$$52 - 46 = 6 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

## § 2. Выбор оптимального диаметра газопровода

Для определения оптимального диаметра газопровода обычно задаются тремя диаметрами и по каждому из них ведут гидравлический и экономический расчеты для выявления затрат на их осуществление.

Оптимальным вариантом считается тот, при котором сумма капитальных затрат и эксплуатационных расходов по нитке газопровода и компрессорным станциям, отнесенных к единице объема транспортируемого газа на единицу длины газопровода, имеет наименьшую величину.

Таблица 13.1

Для данного расчета ВНИПИТрансгаз рекомендует следующую формулу [в тыс. руб/(млн. м<sup>3</sup>/км)]:

$$C_{\text{уд}} = \frac{C_{\text{Г}}}{q310} + \frac{C_{\text{К}}}{q310l}, \quad (13.30)$$

где Суд — сумма удельных капитальных затрат по нитке газопровода и компрессорным станциям, отнесенных к единице объема транспортируемого газа и к единице его длины;  $C_m$  и  $C_k$  — приведенные затраты соответственно по линейной части газопровода (в тыс. руб/км) и по компрессорным станциям (в тыс. руб.); 310 — условное количество рабочих дней в году (получено при умножении 365 на 0,85 и округлено, где 0,85 — коэффициент неравномерности транспорта газа);  $l$  — длина расчетного участка, км;  $C_m = 0,15I\Gamma + \mathcal{E}_T C_k$ ;  $C_k = 0,15/\Gamma_k + \mathcal{E}_k$ ;  $K_s$  и  $K_k$  — соответственно капиталовложения и эксплуатационные расходы по линейной части газопровода и по компрессорным станциям (в тыс. руб/км);  $q$  — пропускная способность газопровода, млн. м<sup>3</sup>/сут;  $\mathcal{E}_l$  и  $\mathcal{E}_k$  — эксплуатационные расходы соответственно по нитке газопровода и компрессорной станции (в тыс. руб/год).

Ориентировочную стоимость перекачки газа на всем протяжении магистрального газопровода определяют по формуле (в коп./м<sup>3</sup>):

$$C = \frac{\mathcal{E}}{310q} 10^3, \quad (13.31)$$

где  $\mathcal{E}$  — сумма эксплуатационных затрат по нитке газопровода и по компрессорным станциям, тыс. руб/год

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_l + \mathcal{E}_k m;$$

$l$  — общая длина газопровода, км;  $m$  — число компрессорных станций;  $10^3$  — числовой коэффициент перевода тысяч рублей в копейки;  $q$  — пропускная способность газопровода, м<sup>3</sup>/сут.

Институтом ВНИИЭгазпром произведены расчеты по выбору оптимальных параметров газопроводов, т. е. экономических интервалов их пропускной способности для диаметров 1020—2020 мм при рабочем давлении 55 и 75 кгс/см<sup>2</sup> (5,5 и 7,5 МПа). Эти данные применительно к трубам диаметром 1020—1420 мм при давлении 55 кгс/см<sup>2</sup> (5,5 МПа) приведены в табл. 13.1.

Пользуясь данными табл. 13.1, можно, например, определить оптимальную пропускную способность, соответствующую минимуму приведенных затрат по газопроводу диаметром 1220 мм. Оптимальная пропускная способность этого трубопровода будет равна 36 млн. м<sup>3</sup>/сут в интервале 28—42 млн. м<sup>3</sup>/сут, а приведенные затраты будут ниже, чем по газопроводам диаметром 1020 и 1420 мм. Следовательно, если заданная пропускная способность находится в указанном интервале, выбирают газопровод диаметром 1220 мм. Последующий диаметр целесообразно использовать в интервале 44—64 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Учитывая возможность перспективного увеличения объема транспорта газа, расстановку и выбор оптимального расстояния между

Приведенные затраты [в руб./(млн. м<sup>3</sup> • км)] и экономические интервалы использования газопроводов диаметром 1020—1420 мм и рабочим давлением 55 кгс/см<sup>2</sup> (5,5 МПа)

Пропускная способность		Диаметр газопровода, мм			Пропускная способность		Диаметр газопровода, мм		
млн. м <sup>3</sup> /сут	млрд. м <sup>3</sup> /год	1020	1220	1420	млн. м <sup>3</sup> /сут	млрд. м <sup>3</sup> /год	1020	1220	1420
20	6,20	4,04			44	13,64			
22	6,82	3,92			46	14,26		3,72	3,54
24	7,44	3,84	4,07		48	14,88		3,71	3,47
26	8,06	3,85	3,86						3,37
28	8,68	4,06	3,68						
30	9,30		3,56						
					56	17,36			3,25
					58	17,98			3,22
					60	18,60			3,22
38	11,78		3,39		62	19,22			3,23
40	12,40		3,46	3,58	64	19,84			3,24
42	13,02		3,48	3,56					

Таблица 13.2

Экономические интервалы использования газопроводов

Диаметр газопровода, мм	Рабочее давление газа, кгс/см <sup>2</sup>	Экономические интервалы, млрд. м <sup>3</sup> /год	
		без учета увеличения пропускной способности газопровода	с учетом увеличения пропускной способности газопровода
1020	55	До 8,1	До 8,7
1020	75	» 11,2	» 14,3
1220	55	8,7—13,0	8,7—15,5
1220	75	11,2—13,0	14,3—18,0
1420	55	13,0—17,4	15,5—22,9
1420	75	13,0—26,7	18,0—29,1
1620	55	17,4—27,3	22,9—29,1
1620	75	26,7—34,7	29,1—40,9
2020	55	Свыше 36,0	Свыше 37,2
2020	75	» 45,9	» 50,8

компрессорными станциями принимают с учетом увеличения пропускной способности данного газопровода, что расширяет экономический интервал его использования.

В табл. 13.2 приведены значения этих интервалов с учетом и без учета перспективного увеличения пропускной способности различных газопроводов (при рабочем давлении газа 55 и 75 кгс/см<sup>2</sup>, или 5,5 и 7,5 МПа).

Как видно из табл. 13.2, если для рассмотренного диаметра 1220 мм (при давлении газа 55 кгс/см<sup>2</sup>) экономическая зона использования находилась в пределах 8,7—13,0 млрд. м<sup>3</sup>/год без учета

увеличения пропускной способности, то с учетом ее увеличения эта зона находится в пределах 8,7—15,5 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Пример 13.5. Определить себестоимость перекачки газа по трубопроводу с пропускной способностью 18,5 млн. м<sup>3</sup>/сут, длиной 590 км стремя компрессорными станциями при эксплуатационных расходах по каждой нитке газопровода на километр  $\mathcal{E}_l = 3,14$  тыс. руб/год и затрат по одной компрессорной станции  $\mathcal{E}_k = 520$  тыс. руб/год.

Сумма эксплуатационных расходов по нитке газопровода

$$\mathcal{E}_l L = 3,14 \cdot 590 = 1852,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Сумма эксплуатационных расходов по компрессорным станциям

$$\mathcal{E}_k m = 520 \cdot 3 = 1560 \text{ тыс. руб/год.}$$

Следовательно, по формуле (13.31) определяем ориентировочную стоимость перекачки газа

$$C = \frac{3412,6}{310 \cdot 18,5 \cdot 10^6} \cdot 10^6 = 0,06 \text{ коп/м}^3.$$

Пример 13.6. Определить оптимальный диаметр газопровода (при трех диаметрах 1020, 1220 и 1420 мм) с условием, что коэффициент неравномерности транспорта газа составляет 0,9. Пропускная способность газопровода  $q = 45,7$  млн. м<sup>3</sup>/сут; длина  $l$  соответственно равна 50; 137,5 и 183,3 км. Величина приведенных затрат: по линейной части газопроводов  $C_l$  соответственно равна 14,5; 18,9 и 29 тыс. руб/км, по компрессорной станции  $C = 1700$  тыс. руб. Условное количество рабочих дней газопровода в году  $365 \cdot 0,9 = 329$ .

Расчет ведем по формуле (13.30) с заменой в знаменателе числа 310 на 329: для трубопровода диаметром 1020 мм

$$C_{1уд} = \frac{14,5}{45,7 \cdot 329} + \frac{1700}{45,7 \cdot 329 \cdot 50} = 0,0031 \text{ тыс. руб/(млн. м}^3/\text{км);}$$

для трубопровода диаметром 1220 мм

$$C_{2уд} = \frac{18,9}{45,7 \cdot 329} + \frac{1700}{45,7 \cdot 329 \cdot 137,5} = 0,0020 \text{ тыс. руб/(млн. м}^3/\text{км);}$$

для трубопровода диаметром 1420 мм

$$C_{3уд} = \frac{29}{45,7 \cdot 329} + \frac{1700}{45,7 \cdot 329 \cdot 183,3} = 0,00247 \text{ тыс. руб/(млн. м}^3/\text{км).}$$

Отсюда

$$C_{1уд} > C_{2уд} < C_{3уд},$$

». о.

$$0,0031 > 0,0020 < 0,00247.$$

Следовательно, оптимальный диаметр газопровода будет 1220 мм.

### § 3. Температурный режим газопроводов

При расчете и эксплуатации магистрального газопровода необходимо располагать данными о температурном режиме газопровода для определения пропускной способности, установления места\*возможного выпадения конденсата, воды и кристаллогидратов. Эти данные необходимы для принятия соответствующих мер по режиму работы газопровода и выполнению других эксплуатационных условий. Температурный режим определяется путем непосредственных

замеров, а также расчетным путем. Для практических расчетов достаточно располагать средними температурными данными, которые приближенно определяются по формуле В. Г. Шухова: для средней температуры

$$t_{cp} = t_{rp} + \frac{t_n - t_{rp}}{x} (1 - e^{-x}); \quad (13.32)$$

для температуры газа в конце расчетного участка

$$t_k = t_{rp} + \frac{t_n - t_{rp}}{e^x}, \quad (13.33)$$

$$x = \frac{0,225 \kappa_m d_n l}{q \Delta c_p 10^6}; \quad (13.34)$$

$t_n$  и  $t_k$  — температура газа в начале и в конце расчетного участка газопровода, °С;  $t_{rp}$  — среднегодовая температура грунта на глубине залегания газопровода, °С;  $d_n$  — наружный диаметр газопровода, мм;  $\kappa_m$  — коэффициент теплопередачи от газа в грунт, в среднем  $\kappa_m = 1,74$  Вт/(м<sup>2</sup>·°С);  $c_p$  — массовая теплоемкость газа, в среднем  $c_p = 2512$  Дж/(кг·°С), или 0,6 ккал/(кг·°С);  $e$  — основание натурального логарифма,  $e = 2,718$ ;  $l$  — длина расчетного участка, км;  $\Delta$  — относительная плотность газа по воздуху;  $q$  — пропускная способность газопровода, млн. м<sup>3</sup>/сут.

Пример 13.7. Определить среднюю и конечную температуры перекачки газа по трубопроводу диаметром 920 мм, длиной 196,7 км, пропускной способностью 18,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. Принять:  $c_p = 2512$  Дж/(кг·°С);  $t_{rp} = 6$ °С и  $t_n = 32$ °С;  $\Delta = 0,614$ .

Решение. Для решения задачи предварительно найдем значение  $x$  по формуле (13.34):

$$x = \frac{0,225 \cdot 1,74 \cdot 920 \cdot 196,7}{18,5 \cdot 0,614 \cdot 2512} = 2,493.$$

Отсюда среднюю температуру перекачки газа определяем по формуле (13.32):

$$t_{cp} = 6 + \frac{32 - 6}{2,493} (1 - 2,718^{-2,493}) = 16,3^\circ \text{С},$$

а конечную температуру — по формуле (13.33)

$$t_k = 6 + \frac{26}{2,718^{2,493}} = 8,15^\circ \text{С}.$$

### § 4. Механический расчет трубопроводов

К прочности магистральных нефтегазопроводов предъявляются повышенные требования. При этом необходимо учитывать высокую ценность транспортируемых жидкостей и газов, а также возможность возникновения бедствия при аварии трубопроводов. Перекачиваемые нефти, нефтепродукты и газы, будучи пожаро- и взрывоопасными, при нарушении прочности трубопроводов загазовывают и загрязняют прилегающую территорию и водоемы, приводят к порче посевы, лесные насаждения и представляют большую опасность для окружающих промышленных и жилых строений.



Устойчивая, безаварийная эксплуатация трубопровода зависит от комплекса факторов: качества выполнения строительных и монтажных работ; соблюдения технических условий и технологических правил их возведения; требований, предъявляемых к трубопроводу в отношении прочности и устойчивости его элементов, узлов сопряжения и к качеству запорной и регулирующей арматуры. Требования к трубам, арматуре и изделиям для магистральных нефтепроводов и газопроводов определяются строительными нормами и правилами.

Наряду с обеспечением необходимой механической прочности трубы должны обладать хорошей свариваемостью, стойкостью антикоррозионной и против старения; иметь минимальную массу и невысокую стоимость. Углеродистая сталь для труб должна иметь предел прочности не менее 50 кгс/см<sup>2</sup>, а отношение предела текучести к временному сопротивлению (пределу прочности) должно быть не более 0,8.

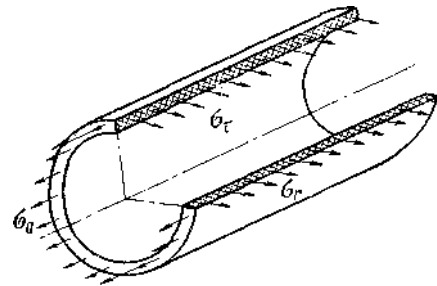


Рис. 13.4. Распределение напряжений в трубопроводе

Для строительства магистральных трубопроводов в основном применяют трубы стальные бесшовные и электросварные (прямошовные и спиральношовные) диаметром 200—1420 мм. Трубы и марки стали выбирают, исходя из минимального расхода металла и стоимости труб, при условии полного использования их прочности.

Магистральные трубопроводы прокладывают под землей, с соответствующим заглублением в грунт или над землей. Во всех случаях трубопровод подвергается как внутренним, так и внешним воздействиям, поэтому механическая прочность труб и их соединений должна обеспечить безаварийность их работы при любых воздействиях.

К внутренним воздействиям относится в основном давление, возникающее в трубопроводе при транспортировке жидкости и газа, а к внешним воздействиям — нагрузки от давления грунта, температурные колебания, ветровые нагрузки, масса труб и изоляции и др.

Таким образом, трубопроводы как в процессе испытания, так и в процессе всего периода эксплуатации находятся под воздействием внутренних сил в сложном напряженном состоянии, а труба испытывает соответствующие напряжения.

При воздействии на трубу внутреннего давления в ней возникает суммарное напряжение, которое складывается из радиального  $\sigma_r$ , кольцевого  $\sigma_\tau$  и продольного  $\sigma_a$ .

Радиальными напряжениями  $\sigma_r$  называются такие, которые возникают вследствие воздействия радиальных сил, обусловленных внутренним давлением, и противоположны ему по направлению (рис. 13.4).

Кольцевые напряжения  $\sigma_\tau$  возникают в трубе под воздействием внутреннего и внешнего давлений.

Продольные напряжения  $\sigma_a$  обусловлены воздействием сил, действующих вдоль оси трубы.

Расчеты трубопроводов ведут по методу предельных состояний. По этой методике расчета рассматривается предельное состояние трубопровода, т. е. такое состояние, при котором исчерпывается его несущая способность в зависимости от факторов, влияющих на прочность трубопровода, — свойства материала, перегрузки, однородность и условия работы. В расчете по методу предельных состояний за расчетные нагрузки принимаются произведения нормативных нагрузок на коэффициенты перегрузок.

Нормативные нагрузки — это установленные нормами наибольшие величины внешних воздействий, допускаемые при нормальной эксплуатации трубопровода. Коэффициенты перегрузок учитывают изменчивость нагрузок, в результате которой появляются возможность превышения действительными нагрузками величин нормативных нагрузок. Коэффициенты условий работы конструкций учитывают агрессивность среды, концентрация напряжений в соединениях, возможность хрупкого разрушения и др. Коэффициент безопасности по материалу учитывает неоднородность качества изготовления конструкции, отклонения от производственных допусков и др.

Кроме того, для трубопроводов, прокладываемых через реки, озера, болота и заливаемые поймы, установлено предельное состояние на устойчивость положения против всплывания. На работу подземного трубопровода, кроме внутреннего давления, влияют такие факторы, как продольные растягивающие и сжимающие усилия, изгиб трубопровода по рельефу местности, давление засыпки грунта и подвижных нагрузок и др. Однако в связи с большими давлениями, которые развиваются в магистральных трубопроводах, эти факторы не являются решающими и толщину стенок обычно рассчитывают по величине данного давления:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки

$$\delta = \frac{npD_n}{2(\psi_1 R_1 + np)} \quad (13.36)$$

где  $D_n$  — наружный диаметр трубы, мм;  $p$  — рабочее нормативное Давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup>;  $n$  — коэффициент перегрузки Рабочего давления в трубопроводе;  $\psi_1$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб (при продольных Растягивающих напряжениях принимается равным единице);  $R_1$  — расчетное сопротивление

$$R_1 = \frac{R_1^m}{k, k_x}$$

$R_1^*$  — нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений (равное минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр}$ );  $m$  — коэффициент условий работы трубопровода;  $\kappa_2$  — коэффициент безопасности по материалу;  $\kappa_n$  — коэффициент надежности. Аналогично определяется  $R_2$  для сварных соединений. Соответствующие коэффициенты принимают по СНиП Н-45—75.

Возникающие кольцевые напряжения  $\alpha_x$  в стенке трубопровода проверяют по формуле

$$\sigma_{\tau} = \frac{n p D_{в}}{2 \delta}, \quad (13.37)$$

где  $n$  — коэффициент перегрузки рабочего (нормативного) давления в трубопроводе;  $p$  — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, кгс/см<sup>2</sup>;  $D_{в} = D_n - 2\delta$  — внутренний диаметр трубы, мм;  $\delta$  — номинальная толщина стенки трубы, мм.

Отдельные участки магистральных газопроводов в некоторых случаях сооружают надземными, например при переходе через естественные и искусственные препятствия — реки, овраги, балки, каналы и т. д. Надземные переходы в зависимости от величины пролета, диаметра труб и условий монтажа выполняются по различным конструктивным схемам: балочные, арочные и висячие.

Надземная прокладка трубопроводов и их ответвлений в пустынных районах, болотистых местах, горных районах, на неустойчивых грунтах допускается соответствующим технико-экономическим обоснованием, подтверждающим экономическую эффективность и техническую целесообразность.

В практике строительства применяют трубопроводы равного напряжения (с переменной толщиной стенки). Трубопроводами равного напряжения (сопротивления) называют такие трубопроводы, в которых на всем протяжении между перекачивающими станциями поддерживается примерно одинаковое напряжение материала труб от воздействия внутреннего давления. Обычно в магистральном трубопроводе рабочее давление изменяется в широких пределах — от максимального у перекачивающей станции, и развиваемого насосами или компрессорами, до минимального в конце перегона.

Исходя из этого условия, на участках с более низким напряжением целесообразно применять трубы с меньшей толщиной стенки, образуя таким образом так называемую ступенчатость в толщине стенки труб по длине трубопровода с примерно равными напряжениями. По этому признаку такие трубопроводы называют еще и трубопроводами с переменной толщиной стенки. Обычно в практике строительства для данного магистрального трубопровода поставляются трубы с двумя-тремя толщинами стенок, исходя из удобства строительства и возможностей промышленности. Местоположение труб с различной толщиной стенки определяют в соответствии с гидравлическим расчетом, выявляющим давление в характерных участках трубопровода.

При выборе схемы трубопровода «равного напряжения» учитывают ряд условий. По такому трубопроводу исключается перекачка

нефти и нефтепродуктов в обратном направлении, потому что на головном участке могут оказаться трубы с минимальной толщиной стенки. Затруднена также встройка дополнительных насосных станций, так как при этом меняется эпора напора трубопровода. Эти моменты учитываются в процессе проектирования трубопровода «равного напряжения».

Пример 13.8. Определить толщину стенки трубы диаметром  $D_n = 720$  мм, предназначенной для перекачки нефти (или газа) под давлением  $p = 49,05 \cdot 10^6$  Па (50 кгс/см<sup>2</sup>). Материал трубы — сталь 14ХГС с  $\sigma_{вр} = 4905 \times 10^3$  Па (5000 кгс/см<sup>2</sup>);  $\sigma_T = 3434 \cdot 10^6$  Па (3500 кгс/см<sup>2</sup>).

Решение. Находим расчетное сопротивление

$$R_1 = \frac{R_1^* m}{\kappa_1 \kappa_n} = \frac{5000 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 3360 \text{ кгс/см}^2.$$

Здесь  $m$ ,  $\kappa_2$  и  $\kappa_n$  приняты по СНиП П-45—75.

Соответственно толщина стенки "

$$\delta = \frac{n p D_n}{2 (R_1 + n p)} = \frac{1,1 \cdot 50 \cdot 72}{2 (3360 + 1,1 \cdot 50)} = 0,58 \text{ см} \approx 6 \text{ мм}.$$

Проверяем возможность развития пластических деформаций

$$\sigma_{\tau} = \frac{n p D_{в}}{2 \delta} = \frac{1,1 \cdot 50 (72 - 2 \cdot 0,6)}{2 \cdot 0,6} = 3240 \text{ кгс/см}^2 = (3180 \cdot 10^5 \text{ Па} = 318 \text{ МПа}).$$

Так как  $3240 < 5 \cdot 3360$  и  $3240 < 3500$ , пластических деформаций не будет.

## ЧАСТЬ IV

### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ГАЗОВ

#### ГЛАВА 14

##### ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОВЫЕ СЕТИ

###### § 1. Устройство и оборудование газораспределительных станций

Газораспределительные станции (ГРС), сооружаемые в конце магистрального газопровода или отвода от него, предназначены для снабжения газом населенных пунктов и промышленных предприятий. Параметры газа (объем и давление) устанавливаются с учетом требований потребителя.

На газораспределительных станциях как конечных пунктах газопроводов осуществляется: снижение давления газа до заданной величины, автоматическое поддержание этого давления и количественный учет расхода газа. Кроме того, на ГРС производится очистка газа от механических примесей, дополнительная одоризация поступающего к потребителю газа, а также предусматриваются меры по защите трубопроводов от недопустимых повышений давления газа.

Газораспределительные станции в зависимости от назначения и требуемых параметров сооружают преимущественно по типовым проектам, предусматривающим необходимую автоматизацию их работы.

Современные автоматизированные ГРС по форме обслуживания подразделяются на ГРС с безвахтенным обслуживанием при пропускной способности до 200 тыс. м<sup>3</sup>/ч и с вахтенным обслуживанием при пропускной способности свыше 200 тыс м<sup>3</sup>/ч. В первом случае ГРС обслуживают два оператора, которые могут дежурить, находясь дома, так как в их квартиры подведена сигнализация, передающая световые и звуковые нерасшифрованные сигналы. При получении этих сигналов дежурный оператор является на ГРС для устранения причины неисправности. Во втором случае ГРС обслуживает дежурный персонал, который следит не только за режимом эксплуатации станции, но и производит необходимый ремонт технологического оборудования и аппаратуры.

Газораспределительные автоматизированные станции по пропускной способности подразделяются на основной ряд с пропускной способностью 10, 50, 100 и 200 м<sup>3</sup>/ч и дополнительный ряд (модификации) с пропускной способностью 1, 5, 25 и 150 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Про-

пускная способность принята при давлении на входе в ГРС, равном 2МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>).

Независимо от пропускной способности, числа потребителей, параметров газа на входе и выходе станций (давления, температуры, влажности и других) в состав ГРС входят следующие основные блоки: переключения; очистки газа; предотвращения гидратообразования (при необходимости); автоматического регулирования давления газа; измерения расхода газа; автоматической одоризации газа (при необходимости). На рис. 14.1 представлено техническое решение (компоновка) автоматизированной ГРС на одного(И) потребителя пропускной способностью 25—100 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Работа газораспределительной станции сводится к следующему: газ из входного газопровода поступает в блок отключающих устройств и направляется на очистку в масляные пылеуловители или висциновые фильтры. После очистки газ поступает в трубопроводы для редуцирования, где происходит снижение давления газа до заданных величин. Затем газ направляется в выходные газопроводы (к потребителям), на каждом из которых производится количественный замер и одоризация газа.

Учет расхода газа на ГРС производят на участках с пониженным давлением (на выходе), что облегчает условия работы измерительных приборов, включающих: дифманометр-расходомер, работающий совместно с сужающим устройством (диафрагмой); трубопровод, на котором монтируется сужающее устройство; импульсные (соединительные) линии, по которым передается статическое давление к дифманометру. Наиболее широко используются поплавковые дифманометры-расходомеры ДП-430 с ртутным заполнением. Система автоматического регулирования давления газа на ГРС предназначена поддерживать давление в заданных пределах при помощи автоматических регуляторов.

В целях индустриализации строительства применяют автоматизированные ГРС в блочно-комплектном исполнении, рассчитанные на пропускную способность 10 000—150 000 м<sup>3</sup>/ч. Эти ГРС обслуживаются операторами, которые могут дежурить, находясь дома.

Такие ГРС поставляют в виде пяти блоков заводского изготовления, в том числе блоков отключающих устройств, редуцирования,

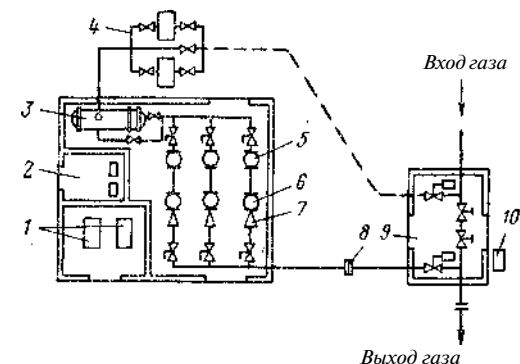


Рис. 14.1. Компоновка газораспределительной станции:

1 — водогрейные котлы; 2 — помещение для расходомеров; 3 — подогреватель газа; 4 — блок очистки; 5 — контрольный регулятор давления; 6 — рабочий регулятор давления; 7 — дроссельная камера; 8 — измерное устройство; 9 — узел переключения; 10 — одоризационная установка

строительного блока и блока одоризационной установки. На рис. 14.2 представлена схема ГРС типа ТР-934 для двух потребителей (/ и //). Для каждого потребителя предусмотрено по две редуцирующие нитки газопровода, из них одна резервная. В блоке очистки установлены батарейные пылеуловители диаметром 400—800 мм конструкции ВНИПИТрансгаз-ЦКБН.

Для обеспечения нормальной работы станции, т. е. для предотвращения аварий, которые могут возникнуть при нарушении технологического режима (до прибытия обслуживающего персонала), предусмотрен ряд мероприятий: защита коммуникаций потребителей

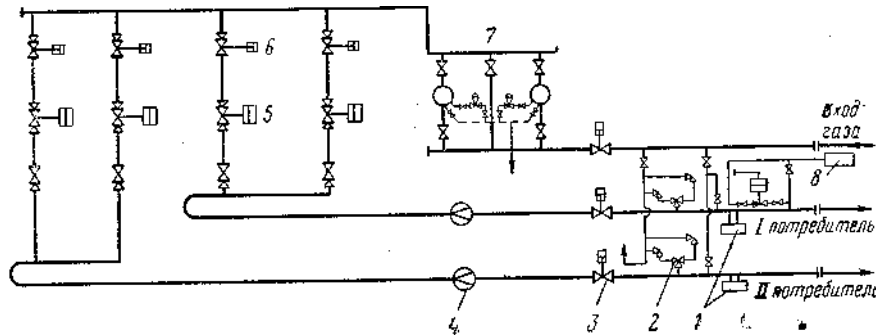


Рис. 14.2. Схема автоматизированной ГРС в блочно-комплектном исполнении для двух потребителей (по ТР-934):

1 — одоризационная установка; 2 — предохранительный клапан; 3 — пневмоприводной кран; 4 — блок замера количества газа; 5 — контрольный регулятор давления; 6 — регулятор давления прямого действия (рабочий); 7 — блок очистки газа; 8 — блок регулирования давления газа на собственные нужды

от повышения и понижения давления; автоматизация и защита отопительных котлов; устройство предупредительной сигнализации о работе ГРС в доме оператора. Пневматические краны обеспечивают автоматический ввод в действие и отключение резервных и рабочих ниток газопровода при изменении заданного режима ГРС. Для очистки газа от пыли (улавливание твердых частиц размером от 10 мкм и более), на ГРС устанавливают масляные, циклонные, висциновые и сухие фильтры в зависимости от схемы работы и степени запыленности. При малой запыленности газа обычно применяют висциновые фильтры.

Востокгаз разработал конструкцию фильтра (рис. 14.3) со съемной крышкой и пакетами, доступными для периодического контроля фильтра.

В связи с тем что на ГРС производится снижение давления газа, это приводит к соответствующему его охлаждению. В результате могут образоваться гидраты и сильно охладиться регулирующие клапаны, запорная аппаратура, контрольно-измерительные приборы и трубопроводы, что нарушает работу станций. Для борьбы с гидратообразованиями на ГРС применяют автоматическую подачу в газопровод метанола и подогрев газа. На некоторых ГРС внедрены

пневматические автоматы для подачи метанола (ввод метанола в поток газа).

Подогрев газа применяют главным образом на ГРС, где ожидается поступление неосушенного газа при резких перепадах давления, когда наблюдается значительное охлаждение газа. Для подогрева используются специальные теплообменники. Конструкция теплообменников, а также схема блока подогрева зависит от давления, температуры и количества поступающего на ГРС газа.

Для определения количества тепла, необходимого для подогрева газа, пользуются формулой

$$Q = V_0 \rho_0 c_p \Delta t, \quad (14.1)$$

где  $Q$  — количество тепла, воспринимаемое газом, ккал/ч (кДж/ч);  $F_0$  — расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при 0°С и 760 мм рт. ст.;  $\rho_0$  — плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $c_p$  — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, для природных газов, равная 0,5 ккал/(кг·°С) [2,3кДж/(кг·°С)];  $\Delta t$  — температура подогрева газа, °С (равная примерно 4—5°С и более в зависимости от тем-

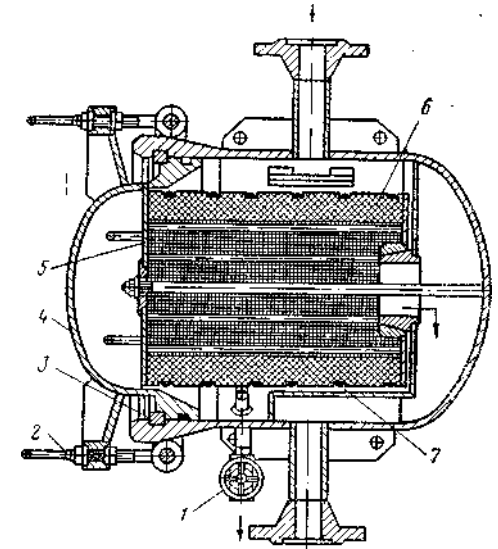


Рис. 14.3. Фильтр для очистки газа конструкции Востокгаз:

пературы и давления газа до и после ГРС). ПОСКОЛЬКУ температура газа зависит от перепада давления, коэффициента Джоуля — Томсона и изменения скорости движения газа, температуру газа после регулирующего клапана определяют по формуле

$$t_2 = t_1 - D_i (p_1 - p_2) - \frac{1}{c_p} \cdot \frac{w_2^2 - w_1^2}{2}, \quad (14.2)$$

где  $t_1$  и  $t_2$  — температура газа до и после регулятора давления;  $D_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона;  $p_1$  и  $p_2$  — давление газа до и после регулятора;  $c_p$  — теплоемкость газа;  $w_1$  и  $w_2$  — линейная скорость газа до и после регулятора.

Газораспределительные станции снабжаются комплектом запорной арматуры, в том числе клапанами редуцирования и автоматического поддержания давления на заданном уровне. Для редуцирования газа, т. е. снижения давления до определенной величины, на ГРС устанавливают пружинные предохранительные клапаны, отрегулированные на срабатывание при соответствующем давлении.

В зависимости от давления газа применяют: пружинные клапаны типа СППК на газопроводах, рассчитанных на давление газа  $0,5\text{—}2,8$  кгс/см<sup>2</sup> ( $0,05\text{—}0,28$  МПа), и типа ППК на газопроводах, рассчитанных на давление газа до  $16$  кгс/см<sup>2</sup> ( $1,6$  МПа).

Для поддержания давления газа на заданном уровне применяют различные клапаны, в том числе пневматические изодромные регуляторы 0,4-МСТМ-410, пропорциональные типа РД в комплекте с мембранным регулирующим клапаном и регуляторы давления прямого действия типа РД. Наиболее просты и надежны в эксплуатации регуляторы прямого действия типа РД конструкции ВНИИГаз, в которых изменение давления газа вызывает соответствующее изменение давления газа после регулятора. Принцип регулирования основан на том, что при повышении или понижении давления газа нарушается равновесие сил, действующих на мембрану снизу и сверху, и тем самым, изменяя ее положение, регулируется количество протекающего через регулятор газа, благодаря этому поддерживается определенное заданное давление на выходе. Величина этого давления регулируется в надмембранной камере.

Регуляторы давления, изготавливаемые с условным проходом  $50$ ,  $80$  и  $100$  мм, рассчитаны на пропускную способность при давлении газа на входе  $\sim 5$  МПа ( $50$  кгс/см<sup>2</sup>), соответственно  $28\ 000$ ,  $76\ 000$  и  $100\ 000$  м<sup>3</sup>/ч с диапазоном настройки давления на выходе  $0,15\text{—}2$  МПа ( $1,5\text{—}20$  кгс/см<sup>2</sup>). Кроме указанных регуляторов применяют регуляторы РДО-1 (конструкции Газприбор-автоматика) для автоматического регулирования давления газа и отсечки его на входе в регулятор в случае повышения давления газа сверх допустимого, а также дроссельные камеры (конструкции ВНИИГаз), устанавливаемые па второй ступени редуцирования при малых колебаниях расхода.

Число ниток редуцирования на ГРС принимается в зависимости от величины расхода газа. При редуцировании всего количества газа по одной рабочей нитке предусматривается вторая нитка как резервная; при редуцировании по двум или трем ниткам также предусматривается одна резервная нитка. Применяют также схемы редуцирования всего количества газа регулирующими клапанами по нескольким ниткам без резервных при условии, что каждая нитка обеспечивает не более  $90\%$  от величины минимального газопотребления. В этом случае число, ниток определяется делением максимального газопотребления на пропускную способность одной нитки. Число ступеней редуцирования устанавливается в зависимости от допускаемого перепада на клапан и величины возможного максимального перепада давления газа на ГРС. При редуцировании газа в две ступени клапаны обеих ступеней располагают последовательно на каждой нитке газопровода без установки промежуточного коллектора. Ступени редуцирования разделены промежуточным коллектором в том случае, если нормальная работа ГРС может выполняться при одноступенчатом редуцировании; вторая ступень через промежуточный коллектор включается в работу в случаях повышения давления на входе в ГРС. При одоризации газа широко применяют

автоматизированные одоризационные установки с вводом одоранта в поток газа пропорционально его расходу. Работа ГРС с пропускной способностью свыше  $50\ 000$  м<sup>3</sup> сопровождается сильным шумом и вибрациями. Для их устранения используют дроссельные камеры, которые устанавливают на линиях регулирования давления газа непосредственно за регуляторами давления и на разгрузочных обводных линиях трубопроводов.

Газораспределительные станции обычно выполняют в закрытом исполнении в виде двух зданий — здания редуцирования давления и здания блока переключения. В случае применения для этих ГРС масляной очистки газа пылеуловители и масляное хозяйство размещают на открытой площадке станции. В южных районах допускается строить ГРС открытого исполнения на ограждаемой площадке. При выборе площадок для ГРС учитывают пожарный разрыв от них до городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений по СНиП И-45-75.

На самой площадке ГРС соблюдаются следующие разрывы: блок отключающих устройств располагают на расстоянии не менее  $10$  м от здания ГРС или от установки масляной очистки; установку масляной очистки монтируют на расстоянии не менее  $10$  м от здания ГРС и от блока отключающих устройств. Внутри помещений ГРС расстояние между аппаратами принимается равным их наружному диаметру, но не менее  $2$  м для аппаратов, наполненных маслом, и  $1$  м между сухими аппаратами. Расстояние между технологическими трубопроводами принимается не менее  $500$  мм в свету между выступающими частями (для труб диаметром не менее  $500$  мм) и  $400$  мм (для труб диаметром  $400$  мм и менее). В помещении ГРС предусматривается основной проход шириной не менее  $1$  м. Площадку ГРС ограждают забором высотой  $2$  м. Вытяжную свечу устанавливают вне площадки на расстоянии  $10$  м от блока отключающих устройств. При совместном расположении ГРС на одной территории с другими сооружениями, например с компрессорной станцией, ее рассматривают как самостоятельную технологическую установку с соблюдением разрывов по противопожарным нормам.

Для редуцирования газа при газоснабжении небольших бытовых, сельскохозяйственных и промышленных объектов применяют блочно-шкафные автоматизированные газораспределительные станции типа АГРС, изготавливаемые полностью в заводских условиях. Пропускная способность этих станций  $1100\text{—}50\ 000$  м<sup>3</sup>/ч.

Установку типа АГРС komponуют в двух металлических шкафах — в одном устанавливают регулиющую и защитную арматуру, а в другом — подогреватель газа.

Пример 14.1. Определить температуру газа (метана) на выходе из ГРС. Исходные данные: температура газа до регулятора давления  $t_x = 0$ ; абсолютное давление до клапана  $p_x = 4 \cdot 10^6$  Па; абсолютное давление после клапана  $p_g = 1 \cdot 10^6$  Па; линейная скорость газа до клапана  $w_l = 25$  м/с; теплоемкость метана  $c_p = 2300$  Дж/(кг·°С); коэффициент Джоуля — Томсона  $D_l = 4 \cdot 10^{-3}$  °С/Па. Диаметры трубопроводов до и после регуляторов равны.

Решение. Линейная скорость газа после регулятора из условия равенства диаметров до и после клапана.

$$w_2 = w_1 \frac{p_1}{p_2} = 25 \frac{4 \cdot 10^6}{10^6} = 100 \text{ м/с.}$$

Температура газа по формуле (14.2)

$$t_2 = t_1 - D_i (p_1 - p_2) - \frac{1}{c_p} \cdot \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} = 0 - 4 \cdot 10^{-6} (4 - 1) 10^6 - \frac{100^2 - 25^2}{2 \cdot 2300} = -14^\circ \text{С.}$$

$$\sim \frac{100^2 - 25^2}{2 \cdot 2300} \sim -4^\circ \text{С.}$$

*Выбор предохранительных и регулирующих клапанов для ГРС"*

При выборе типоразмеров предохранительных и регулирующих клапанов для ГРС пользуются следующей методикой расчета.

Предохранительные клапаны рассчитывают на полную пропускную способность ГРС с тем, чтобы после сброса давления (превышающего нормальное рабочее) за клапанами не могло создаваться давление, выше рабочего более чем на 15%. Клапаны должны открываться при повышении давления газа на 25% сверх рабочего. Для быстрого сброса газа низкого давления (0,5—2,8 кгс/см<sup>2</sup>) применяют специальные предохранительные клапаны типа СППК, для сброса газа среднего давления (16 кгс/см<sup>2</sup>) — клапаны типа ППК, величина открытия которых составляет 0,25—0,36  $d_c$  (где  $d_c$  — диаметр сопла или седла).

Предохранительные клапаны выбирают по их пропускной способности (в кг/ч) по уравнению

$$Q = 1,59 \alpha F B \sqrt{(p_1 - p_2) \rho_1},$$

где  $\alpha$  — коэффициент расхода газа клапаном (для стандартных конструкций типов СППК4 и ППК4  $\alpha = 0,5-0,8$ );  $F$  — площадь сечения клапана, равная наименьшей площади в проточной части, мм<sup>2</sup>;  $p_1$  — максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_2$  — избыточное давление за предохранительным клапаном, кгс/см<sup>2</sup>;  $\rho_1$  — плотность среды для параметров  $p_1$  и  $t_1$ , кг/м<sup>3</sup>;  $t_1$  — температура газа перед клапаном, °С;  $B$  — коэффициент, зависящий от показателя адиабаты  $K$  и перепада давления  $p_1/p_2$ , при сбросе в атмосферу  $B$  принимается по следующим данным:

$K$	1,0	1,14	1,24	1,3	1,4	2,0	3,0	4,0	6,0	10,0
$B$	0,43	0,45	0,46	0,47	0,48	0,54	0,61	0,66	0,72	0,79

Из вышеприведенной формулы определяют величину  $F$ , а затем по каталогу подбирают предохранительный клапан, у которого ближайшая величина  $F$  больше расчетной величины.

Регулирующие клапаны выбирают также по их пропускной способности. Поскольку пропускная способность регулирующего клапана зависит от режима истечения газового потока через регулирующий клапан, необходимую максимальную пропускную способность определяют по двум уравнениям:

при  $\Delta p < \frac{p_1}{2} \quad K_V = \frac{Q}{514} \sqrt{\frac{\rho T}{\Delta p p_2}};$

при  $\Delta p \geq \frac{p_1}{2} \quad K_V = \frac{Q}{257 p_1} \sqrt{\rho T},$

где  $\Delta p = p_1 - p_2$  — перепад давления на регулирующем клапане, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_1$  — абсолютное давление до регулирующего клапана, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_2$  — абсолютное давление после регулирующего клапана, кгс/см<sup>2</sup>;  $Q$  — максимальный расход среды, м<sup>3</sup>/ч;  $\rho$  — плотность среды (при 760 мм вод. ст. и 0° С), кг/м<sup>3</sup>;  $T$  — абсолютная температура среды, К.

Условная пропускная способность регулирующего клапана  $K_V =$

По найденной условной пропускной способности по каталогу подбирают ближайший больший по отношению к  $K_V$  условный проход регулирующего клапана.

Пример 14.2. Выбрать предохранительный клапан по следующим исходным данным: среда — природный газ (98% метана); необходимая пропускная способность 28 000 кг/ч; избыточное давление защищаемой системы 12 кгс/см<sup>2</sup> (1,2 МПа); сброс происходит из предохранительного клапана в атмосферу; температура газа 30° С; коэффициент адиабаты газа  $K = 1,31$ ; коэффициент сжимаемости газа  $z = 0,9$ .

Решение. Необходимое проходное сечение предохранительного клапана по преобразованной формуле (14.3):

$$F = \frac{Q}{1,59 \alpha B \sqrt{(p_1 - p_2) \rho_1}},$$

где  $\alpha = 0,6$  — коэффициент расхода;  $B \approx 0,47$  — для метана при  $K = 1,31$ ;  $p_1 = 12 \text{ кгс/см}^2 = 1,2 \text{ МПа}$  — максимальное давление до клапана;  $p_2 = 0$  — давление после клапана.

Плотность газа при рабочих условиях

$$\rho_1 = \rho \frac{p_1 T_n}{T_1 p_n z},$$

где  $z = 0,9$  — коэффициент сжимаемости газа;  $\rho_n = 0,71 \text{ кг/м}^3$  — плотность метана при нормальных условиях;  $p_n = 130 \text{ 332 кгс/м}^2$  — абсолютное давление перед предохранительным клапаном;  $p_1$ ,  $T_n$  — нормальные абсолютное давление и температура;  $T_1 = 303 \text{ К}$  — температура перед предохранительным клапаном.

Таким образом.

$$\rho_1 = \frac{0,71 \cdot 130 \text{ 332} \cdot 273}{303 \cdot 130 \text{ 332} \cdot 0,9} = 8,95 \text{ кг/м}^3;$$

$$F = \frac{28 \text{ 000}}{1,59 \cdot 0,6 \cdot 0,47 \sqrt{12 \cdot 8,95}} \approx 6000 \text{ мм}^2,$$

По каталогу трубопроводной арматуры \* подбираем два предохранительных клапана типа СППК4 с условным проходом  $D_y = 150$  мм на условное давление  $p_y = 16$  кгс/см<sup>2</sup>, у которых площадь двух сопел равна 8138 мм<sup>2</sup>.

Пример 14,3. Выбрать регулирующий клапан по следующим исходным данным: среда — природный газ; плотность 0,8 кг/м<sup>3</sup>; расход газа (максимальный) 30 000 м<sup>3</sup>/ч; температура газа 25° С; абсолютное давление до регулирующего клапана 23 кгс/см<sup>2</sup>; после регулирующего клапана 12 кгс/см<sup>2</sup>.

Решение. Необходимая пропускная способность регулирующего клапана

$$K_V = \frac{Q}{514} \sqrt{\frac{\rho T}{\Delta p p_2}} = \frac{30\,000}{514} \sqrt{\frac{0,8 \cdot 298}{11 \cdot 12}} = 80,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Условная пропускная способность

$$K_{V_y} = 1,2 K_V = 1,2 \cdot 80,5 = 96,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По каталогу выбираем регулирующий клапан типа 25с40нж с условной пропускной способностью  $K_v = 100$  м<sup>3</sup>/ч и условным проходом  $D_y = 65$  мм.

## § 2. Газораспределительные сети

К газораспределительным сетям относятся газопроводы, предназначенные для транспортировки газа в городах и населенных пунктах: для подачи в жилые дома, учреждения коммунально-бытового обслуживания, предприятиям и другим потребителям. Газораспределительная сеть представляет собой систему трубопроводов и оборудования, в состав которой входят как городские магистральные газопроводы, предназначенные для передачи газа из одного района города в другой, так и распределительные газопроводы для подачи газа непосредственно потребителям. Газ в городскую газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию (ГРС). Из ГРС направляется в газорегуляторные пункты (ГРП), установленные на городской сети. Газорегуляторные пункты предназначаются для снижения давления газа; они объединяют газопроводы различного давления. В зависимости от давления природного газа городские трубопроводы делятся на газопроводы низкого, среднего и высокого давления.

Строительными нормами и правилами для городских систем газоснабжения установлены следующие категории давления газа: низкого — не более 0,05 кгс/см<sup>2</sup> (500 мм вод. ст., или 5·10<sup>5</sup> Па); среднего — 0,05—3 кгс/см<sup>2</sup> (~3·10<sup>5</sup> Па) и высокого — 3—12 кгс/см<sup>2</sup> (—12·10<sup>5</sup> Па или ^1,2 МПа). К газопроводам низкого давления присоединяют жилые, коммунально-бытовые, мелкие промышленные и другие потребители. Отопительные и производственные котельные, коммунальные предприятия, расположенные в отдельных зданиях, обычно подключают к газопроводам среднего и высокого давления (до 6 кгс/см<sup>2</sup> или до 0,6 МПа) через местные газорегуляторные пункты или установки. Промышленные предприятия питают газом из газопроводов высокого давления (до 12 кгс/см<sup>2</sup> или до

1,2 МПа). По схеме устройства газораспределительные сети сооружаются кольцевыми или тупиковыми (разветвленными); в любом случае предусматривается возможность отключения отдельных районов и ввод в эксплуатацию по очередям. К газовым сетям предъявляются требования высокой надежности и бесперебойности снабжения потребителей газом с соблюдением условий удобства и безопасности эксплуатации. Выбор кольцевой или тупиковой системы газораспределительной сети производится в зависимости от объема газоснабжения и планировки города или населенного пункта. Для сооружения газовых сетей применяют в основном бесшовные или сварные трубы (ГОСТ 20295—74). На газораспределительных сетях устанавливают предохранители, запорную и специальную арматуру соответствующего давления. В качестве запорной арматуры устанавливают задвижки, вентили и краны. К специальной арматуре относятся конденсатосборники.

Конденсатосборники устанавливают на газораспределительных газопроводах для удаления выпадающего в них конденсата. Различают конденсатосборники низкого, а также среднего и высокого давления. В конденсатосборниках низкого давления конденсат из конденсационных горшков удаляется при помощи насосов через специальную трубу стояка. Из конденсатосборников среднего и высокого давления конденсат удаляется под давлением газа.

### *Понятие о расчетах газораспределительных трубопроводов низкого давления*

Отличительная особенность городских газораспределительных трубопроводов низкого давления, в которых избыточное давление не превышает 500 мм вод. ст. (~5000 Па), заключается в том, что к ним предъявляются определенные требования, которые выражаются в ограничении диапазона колебаний давления газа у потребителей. Вызвано это тем, что нормальная работа бытовых газовых приборов и горелок агрегатов коммунально-бытовых и промышленных предприятий обеспечивается в пределах допускаемых отклонений от номинальной тепловой загрузки. С этой целью газопроводные системы оборудуют регуляторами, поддерживающими постоянное давление газа, и запорно-предохранительными устройствами, предохраняющими от повышения давления сверх допустимого предела. В целом газораспределительные газопроводы низкого давления обычно представляют собой замкнутую многокольцевую систему с ответвлениями, рассчитанную с учетом покрытия неравномерности в газопотреблении, характерной для городских условий.

Расчет такой системы с неопределенным характером нагрузок как по времени, так и по величине представляет собой сложную задачу. Поэтому в практике проектирования за основу принимают Усредненные часовые расходы, учитывающие неравномерности потребления как по максимуму потребления, так и по числу потребителей. Другой особенностью газопровода низкого давления является то, что отборы газа различны не только по величине, но и

\* Каталог-справочник. Промышленная трубопроводная арматура, т. III» изд. ЦИНТИХимнефтемаш, 1970, с. 128, с ил.

по расстояниям между ними, что усложняет выполнение гидравлического расчета. В этих случаях для упрощения расчета с некоторым допущением рассматривается схема газопровода с непрерывным и равномерным отбором газа по длине. При этом определяют диаметр трубы данной длины, по которой пропускают газ при располагаемых перепадах давлений ( $p_1 - p_2$ ) и заданных объемов или, наоборот, определяют перепады давления при перемещении заданных количеств (объемов) газа по трубам данного диаметра.

Для этого пользуются общей формулой гидравлики (формулой Дарси — Вейсбаха):

$$p_1 - p_2 = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2 \rho}{2},$$

где индекс 1 — относится к начальному, а индекс 2 — к конечному участку газопровода. При замене в этой формуле скорости  $\omega$  на расход  $Q$  получают следующие расчетные формулы для определения падения давлений или расхода:

$$p_1^2 - p_2^2 = 13,19 \cdot 10^{-3} \lambda \rho g \frac{Q_n^2}{d^5};$$

$$Q_n = 87,2 \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) d^5}{\lambda \rho g}}.$$

Соответствующие значения коэффициента гидравлического сопротивления находят в зависимости от режима течения газа по трубопроводу. Количество газа, протекающего по участку трубопровода, или расход в местах отбора (в ответвлениях) определяют следующим путем. Участок газопровода (рис. 14.4) рассматривают из условия, что по его длине газ отбирается равномерно, т. е. расход в каждой точке отбора рассматривают как удельный расход газа на единицу длины газопровода

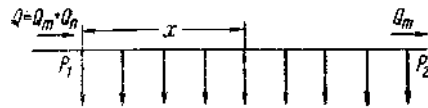


Рис. 14.4. Расчетная схема горизонтального газопровода низкого давления с равномерным отбором газа по длине

$$q = \frac{Q_n}{l},$$

где  $Q_n$  — общий путевой расход газа, отбираемый на данном участке газопровода ( $Q_n = ql$ ). Если по данному участку пропускают транзитный газ для обеспечения других участков газовой сети, то в этом случае общий расход газа рассматриваемого участка составит

$$Q = Q_n + Q_t,$$

где  $Q_t$  — транзитный расход газа, не меняющийся по длине рассматриваемого участка трубопровода. Путевой расход в любой точке газопровода ( $x$ ), т. е. в местах отбора, составляет

$$Q_{nx} = q(l - x),$$

а отсюда общий расход в любой точке  $x$  определяется из выражения

$$Q_x = Q_t + q(l - x).$$

По формулам или номограммам с использованием значений путевых и транзитных расходов определяют падение давления газа на отдельных участках трубопровода.

## ГЛАВА 15

### СПОСОБЫ ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

#### § 1. Методы покрытия неравномерностей потребления газа

Для системы снабжения городов и промышленных предприятий характерна неравномерность потребления газа. Объясняется это тем, что бытовые, коммунальные и промышленные потребители расходуют газ неравномерно по временам года (лето, зима), по месяцам, неделям, суткам и часам суток. Зимой расход газа всегда больше, чем летом, когда выключается отопительная система. Потребление газа в дневные часы, как правило, всегда значительно больше, чем в ночные часы. Учитывая, что в городскую сеть газ по газопроводу подается в одном и том же количестве, исходя из среднечасового расхода, то в дневное время ощущается недостаток в газе, а в ночное — появляется избыток газа, так как город потребляет газа меньше, чем поступает его в газопровод.

Для устранения суточной неравномерности потребления газа вблизи городов сооружают емкости, в которые вмещают весь избыточный газ в ночные часы, чтобы обратно выдать его в газораспределительную сеть города в дневные часы. С этой целью используют газгольдеры, а также объем последнего участка магистрального газопровода. Благодаря аккумулярующей способности газопровода при накоплении газа в ночные часы в нем повышается давление, достигающее к утру максимально допустимой величины. В дневные часы при повышении расхода газа его давление понижается до нормального. Особенно велика сезонная неравномерность газопотребления, характеризующаяся тем, что крупные города имеют большой разрыв между максимальным (зимним) и минимальным (летним) расходом газа за счет значительного его использования для отопления в холодное время года. Для покрытия этой неравномерности требуются крупные хранилища. Так как по экономическим соображениям нецелесообразно сооружать для этой цели газгольдерные парки, на изготовление которых расходуется много стали и требуются значительные площади застройки, для хранения межсезонного запаса используют преимущественно подземные хранилища. В отдельные периоды эти хранилища могут быть также использованы и для покрытия суточных и месячных неравномерностей



Газгольдеры

Газгольдерами называются сосуды большого объема, предназначенные для хранения под давлением газов (углеводородных, азота и др.). При помощи газгольдеров производится также смешение

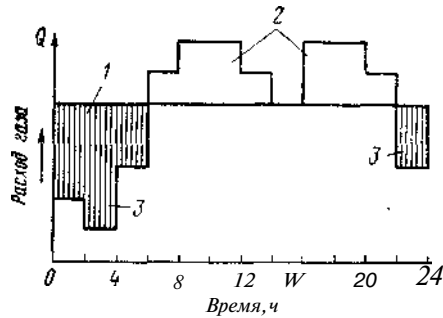


Рис. 15.1. График суточного потребления газа:

1 — среднесуточное потребление; 2 — граница максимального потребления; 3 — граница минимального потребления

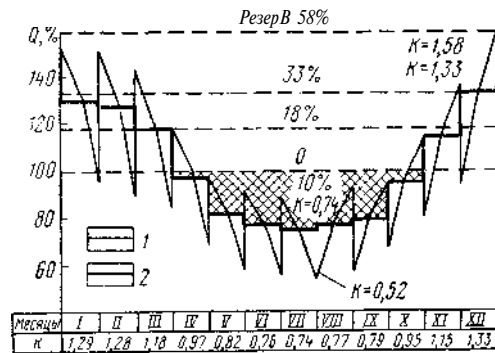


Рис. 15.2. График годового потребления газа крупным городом:

1 — суточные колебания газопотребления; 2 — месячные колебания газопотребления;  $k$  — коэффициент месячной неравномерности газопотребления;  $Q$  — расход перекачиваемого газа. Заштрихованная площадь — объем газа, подлежащий хранению в подземном хранилище

среднегодовым расходом. На рис. 15.2 представлен график годового потребления газа крупным городом. На графике заштрихованная площадь соответствует объему газа, который необходимо закачать и хранить в подземном хранилище в летние месяцы. В данном случае, коэффициент месячной неравномерности газопотребления, т. е. отношение фактического месячного потребления газа к среднемесячному, составляет  $k = 1,33$ , однако в отдельных случаях  $k = 1,5$ .

потребления. В качестве дополнительных источников покрытия неравномерностей газопотребления иногда используют резервные емкости отдельных крупных потребителей и баз сжиженного газа. Необходимый объем газохранилища (газгольдерного парка) рассчитывают по графику суточного потребления газа. Объем газа принимается равным избытку газа в ночное время, что, в свою очередь, соответствует недостатку в дневное время. На рис. 15.1 представлен совмещенный график потребления и подачи газа потребителям, причем подача газа принята равномерной в течение суток. Из графика видно, что потребление газа меньше подачи в период от 0 до 6 ч утра и с 22 до 24 ч и для приема излишнего количества газа необходим объем, равный суммарному объему газа, который в масштабе характеризуется суммой заштрихованных площадей на графике.

При этом объем газохранилища должен покрыть весь избыток дневного потребления (с 6 до 22 ч). Часть рассчитанного объема газохранилища (газгольдерного парка) может быть компенсирована аккумулирующей способностью магистрального газопровода.

Объем газохранилища, необходимый для выравнивания сезонной неравномерности, определяют по графикам месячной неравномерности. В хранилище резервируется летний избыток газа, а зимой газ выдают потребителю при ритмичной работе магистрального газопровода со

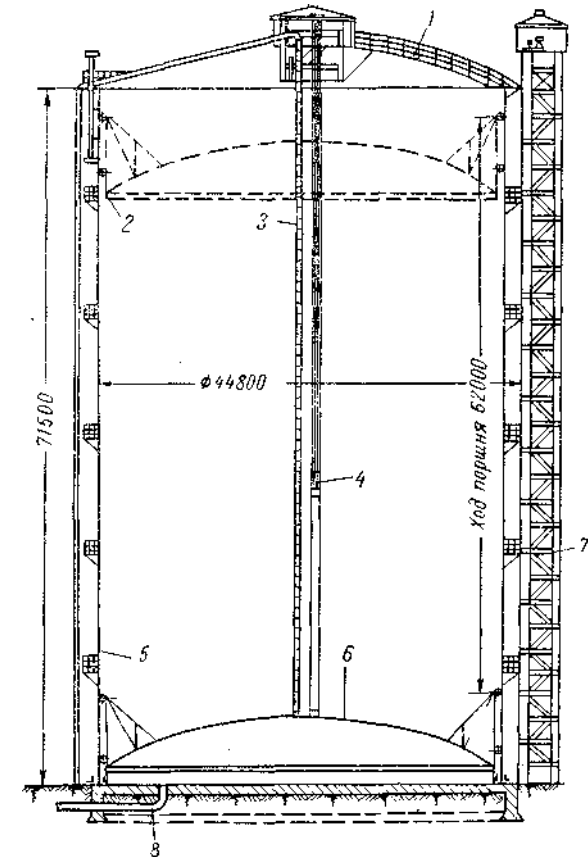


Рис. 15.3. Сухой газгольдер объемом 100 000 с жидкостным затвором:

1 — крыша; 2 — верхнее положение шайбы (поршня); 5 — лестница-стремянка; 4 — подъемная клетка; S — стенка газгольдера; 6 — шайба; 7 — наружный подъемник; 8 — газопровод

вие и регулирование расхода газа. По принципу работы газгольдеры различают переменного и постоянного объема, а по форме сферические и цилиндрические. Газгольдеры переменного объема рассчитаны на хранение газа при низком давлении до  $4 \cdot 10^3$  Па ( $0,04$  кгс/см<sup>2</sup>), в резервуарах постоянного объема газ хранят при высоком давлении — в пределах  $4 \cdot 10^3$  —  $30 \cdot 10^5$  Па ( $0,04$ — $30$  кгс/см<sup>2</sup>).

Отличительная особенность газгольдеров низкого давления заключается в том, что рабочий объем у них является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения остается неизменным (или меняется очень незначительно). У газгольдеров высокого Давления, наоборот, геометрический объем постоянный,

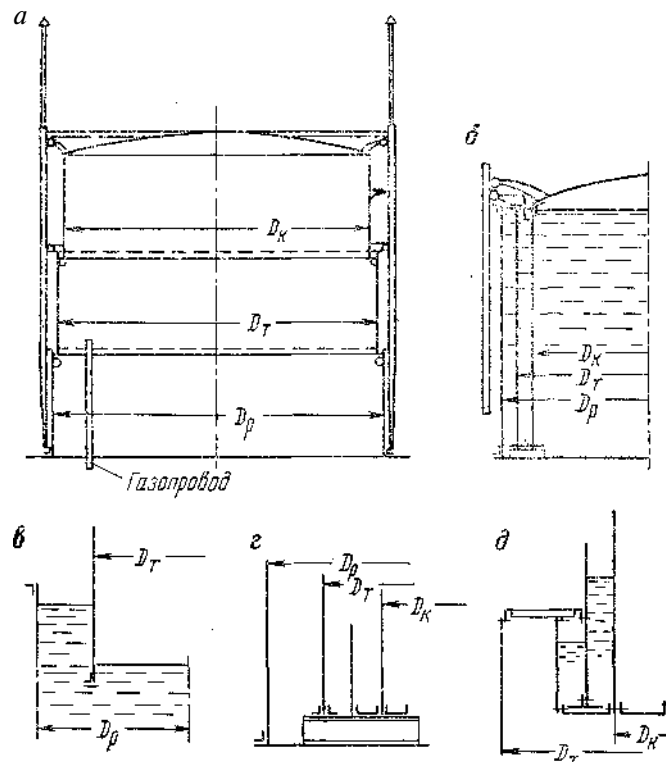


Рис. 15.4. Схема двухзвенного «мокрого» газгольдера:

*a* — при верхнем положении колокола и телескопа; *б* — при нижнем положении колокола и телескопа; *в* — при верхнем положении телескопа; *г* — при нижнем положении колокола и телескопа; *a* — при верхнем положении колокола;  $D_k$  — диаметр колокола;  $D_r$  — диаметр телескопа;  $D_p$  — диаметр резервуара

а давление при наполнении меняется от первоначального до рабочего; кроме того, они не имеют движущихся частей. Газгольдеры переменного объема разделяют на сухие и мокрые. Сухие газгольдеры (рис. 15.3) работают по принципу поршня и оборудованы затворами. Мокрые газгольдеры имеют верхнюю подвижную часть и внизу водяной бассейн; изготавливают их объемом 100—30 000 м<sup>3</sup>, одно-, двух- и трехзвенными. На рис. 15.4 показана схема «мокрого» двухзвенного газгольдера. Газ, поступающий под колокол по подводному газопроводу, поднимает его своим давлением. На определенной высоте колокол входит в зацепление с затвором телескопа и далее поднимается вместе с ним. При этом затвор

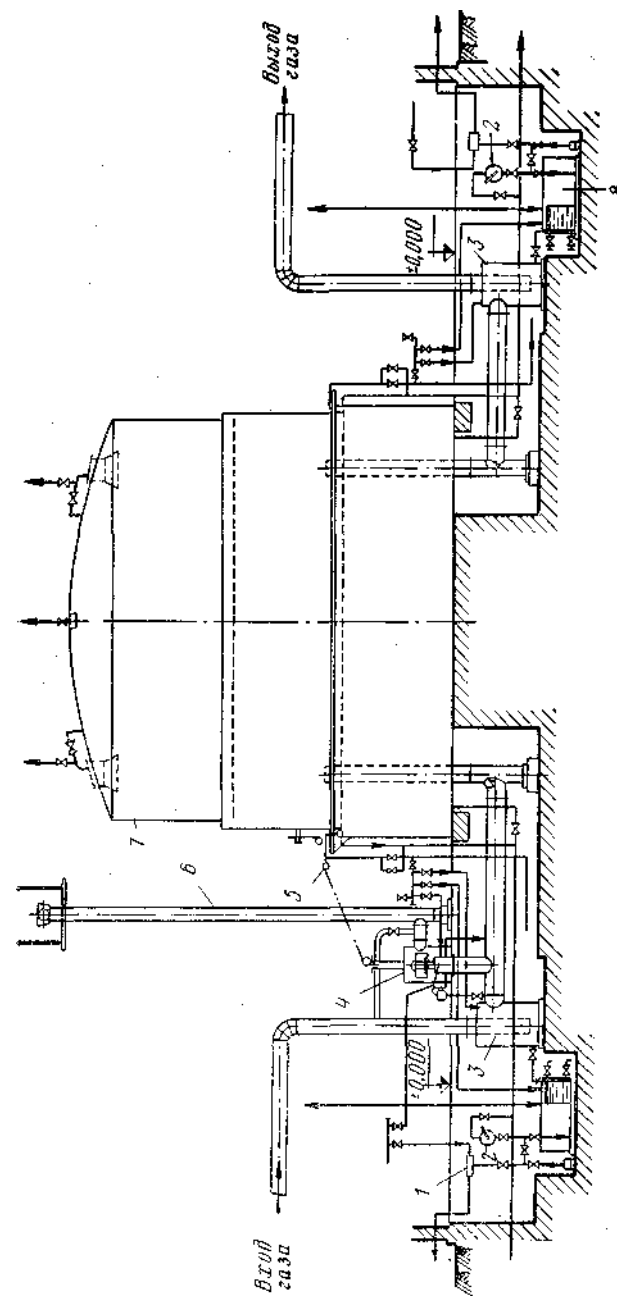


Рис. 15.5. Оборудование «мокрого» газгольдера: 1 — эжектор; 2 — ручной насос; 3 — гидравлический затвор; 4 — клапанная коробка; 5 — подъемно-клапанное устройство; 6 — сливной бак; 7 — газгольдер; 8 — газгольдер

колокола захватывает с собой воду из бассейна, в результате образуется газонепроницаемая гидравлическая подушка, противостоящая давлению газа в газгольдере. Правильное движение колокола и телескопа и ограничение их перекоса во время движения осуществляются с помощью наружных верхних роликов, катящихся по наружным направляющим, и внутренних нижних роликов, катящихся по внутренним направляющим. При отсутствии давления в газгольдере колокол и телескоп опираются на подставки, установленные на дне бассейна. При максимальном давлении газа внутри колокола он занимает наивысшее положение; величина давления зависит от массы колокола и телескопов, при-

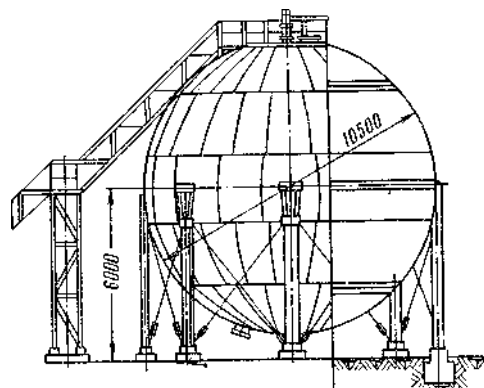


Рис. 15.6. Сферический газгольдер объемом 600 м<sup>3</sup>

грузов, находящихся в затворах воды, объема и плотности газа, хранимого в газгольдере. Полезный объем газгольдера соответствует объему газа, заключенному в газгольдере при верхнем положении всех его звеньев. Оборудование «мокрого» газгольдера подводятся трубопроводами и предохранительными клапанами, предохраняющими газгольдер от переполнения газом, выполняются по типовым проектам (рис, 15.5).

Газгольдеры высокого давления подразделяются на сферические и горизонтальные цилиндрические. Сферические газгольдеры в виде шаровых резервуаров (рис. 15.6) используются в основном для хранения сжиженных газов (изопентана, бутана, бутилена, пропана и смесей этих газов) и рассчитаны на внутреннее давление, соответствующее величине упругости паров хранимых жидкостей. Сферическая форма резервуаров по сравнению с другими формами, например цилиндрическими, наиболее эффективна по расходу стали и стоимости. Институтом ЦНИИПроектстальконструкция разработана серия таких газгольдеров объемом 300—4000 м<sup>3</sup> с внутренним давлением 0,25—1,8 МПа (2,5—18 кгс/см<sup>2</sup>) диаметром 9—20 м. Сферические газгольдеры оборудуют предохранительными клапанами, приборами для отбора проб и замера уровня, незамерзающими клапанами, термометрами и приемо-раздаточными устройствами.

Цилиндрические газгольдеры, обычно ограничиваемые по концам полусферами, устанавливают горизонтально или вертикально на опорах. Газгольдеры этого типа, имеющие объем 50—270 м<sup>3</sup> (причем диаметр у всех газгольдеров одинаковый)! различаются лишь длиной, что облегчает их изготовление и тран-

спортировку к месту монтажа в готовом виде. Рабочее давление в газгольдерах 0,25—2 МПа (2,5—20 кгс/см<sup>2</sup>). Газгольдеры оснащают комплектом запорной и предохранительной аппаратуры, а также патрубками для удаления конденсата и газа.

#### *Накопление газа в последнем участке магистрального газопровода*

Часть магистрального газопровода, примыкающая к крупному потребителю-городу, называется последним (конечным) участком. Отличительная особенность этого участка заключается в том, что в нем может накапливаться газ под высоким давлением в периоды минимальных расходов. Газгольдерная способность последнего участка отличает его от других, промежуточных участков магистрального газопровода, в которых расход газа одинаков в начале и в конце участка. В последнем же участке расход газа неизменен только в его начале, а в конце он переменный и равен расходу газа в городе, потребляющем в дневное время больше газа, чем в ночное. В ночные часы после заполнения газгольдерного парка начинается накопление газа в последнем участке при соответствующем повышении в нем давления. Если в дневное время в процессе расхода в конце участка давление резко снижается, достигая 1—1,5 МПа (10—15 кгс/см<sup>2</sup>), то в ночное время при отсутствии расхода происходит накопление газа и давление повышается до расчетного, т. е. достигает давления, развиваемого компрессорной станцией 5—10 МПа (50—100 кгс/см<sup>2</sup>). Последний участок магистрального газопровода может работать как с присоединенным газгольдерным парком в конце, так и без него. В последнем случае для вмещения необходимого дополнительного объема принимают увеличенные размеры последнего участка и этим самым экономят средства на сооружение газгольдерного парка. Поскольку увеличение диаметра последнего участка магистрального газопровода, в свою очередь, связано с повышенным расходом стали и увеличенной стоимостью строительства, для выбора наиболее экономичного варианта производят технико-экономическое сравнение с учетом данных об общем расходе газа городом и графика суточного потребления.

#### *Подземные хранилища газа*

Подземные хранилища природного газа предназначаются главным образом для покрытия сезонных пиков газопотребления, т. е. компенсации неравномерности потребления. По этой причине хранилища, как правило, сооружают вблизи трассы магистрального газопровода и потребляющих центров, крупных промышленных городов. Подземные газохранилища по состоянию среды и по методу (сооружения подразделяются на хранилища в пористых пластах и хранилища в непроницаемых горных выработках (полые резервуары). К пористым относятся хранилища, созданные в истощенных

или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, в выработанных нефтяных месторождениях и в ловушках водонасыщенных коллекторов (пластов). К полым резервуарам относятся хранилища, созданные в полостях горных пород и в отложениях каменной соли. Хранилища, созданные в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, относятся к наиболее распространенным аккумуляторам газа. Принцип устройства этих хранилищ основан на закачке газа непосредственно в истощенный газоносный или нефтеносный пласт через существующие или дополнительно сооружаемые скважины. В большинстве случаев опыт эксплуатации истощенного или выработанного газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения дает необходимый материал, характери-

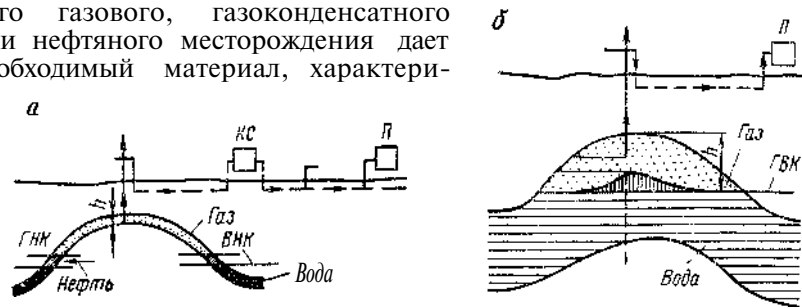


Рис. 15.7. Схемы подземных хранилищ природного газа:

а — хранилище в выработанном нефтяном пласте; б — хранилище в куполообразной ловушке в водонапорной пластовой системе; ГНК — газо-нефтяной контакт; ВНК — водо-нефтяной контакт; ГВК — газо-водяной контакт; КС — компрессорная станция; П — потребитель; Л — высота пласта или ловушки

зующий геологические и физические параметры пласта-коллектора, включая данные о герметичности кровли, геометрических размерах, объемах возможных закачек газа, а также об изменении давлений и дебитов скважин. Иногда в районах крупных центров газопотребления могут не оказаться выработанные газовые или нефтяные залежи, пригодные для создания подземного хранилища, однако в геологическом разрезе пород этих районов часто имеются водонасыщенные пласты, в ловушках которых можно создать подземные хранилища газа. Хранилища, созданные в водонасыщенных пластах, образуются за счет вытеснения из пористого водоносного пласта жидкости (воды). Перед устройством хранилища ведут исследования и пробные закачки газа для оценки параметров пласта и свойств насыщающих его жидкостей и газа, а также для получения данных о технологическом режиме работы скважин. С этой целью используют существующие скважины или бурят новые. Обычно скважины подземных хранилищ периодически выполняют функции нагнетательных и эксплуатационных скважин. На рис. 15.7 показаны схемы подземных хранилищ газа, образованных в выработанном нефтяном пласте (а) и в ловушке (б), представляющей собой верхнюю часть, т. е. купол пласта. Максимально допустимое давление газа в подземном хранилище зависит от глубины залегания

пласта, его массы, структуры и размеров площади газоносности. Для закачки газа в хранилища, как правило, строят компрессорные станции с давлением до 15 МПа (150 кгс/см<sup>2</sup>). Характерная особенность эксплуатации подземных хранилищ газа — цикличность их работы, которая выражается в смене процессов закачки и отбора газа. В процессе закачки происходит заполнение пласта-коллектора и создание общего объема газохранилища, подразделяемого на активный и буферный объемы газа. Буферный объем — это минимально необходимое количество неизвлекаемого газа в пластовых условиях, которое обуславливает цикличность эксплуатации хранилища. Активный же объем является оборотным, участвующим в процессе закачки и отбора. Объем буферного остаточного газа составляет 6—140% рабочего (активного) газа, с учетом создания в хранилище определенного давления в конце отбора газа при соответствующем дебите скважин. Газ закачивают в весенне-летний период, когда потребность в нем значительно ниже, чем зимой. Зимой хранилища работают на отбор. Эксплуатация газохранилищ производится с учетом гидрогеологических условий пласта-коллектора, запасов газа в хранилище и неравномерности газопотребления системы газопроводов. На рис. 15.8 показана схема одного из характерных газохранилищ в водонасыщенном пласте. Для выравнивания пиковых нагрузок в районе какого-либо крупного города в отдельные дни из такого хранилища может отбираться до 15 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. Хранилище расположено на глубине 880 м, где пласт водоносного песчаника образует купол. Газ под давлением 7—13 МПа (70—130 кгс/см<sup>2</sup>) закачивают в этот купол, его утечка предотвращается сверху и снизу пластами плотной глины, а с боков вытесненной водой. «Газовый пузырь» как бы «плавает» в куполе. В состав сооружений хранилища входит два компрессорных цеха с 20 машинами — газомоторными компрессорами марки 10ГК, блок очистки газа от механических примесей и масла, газораспределительный пункт (ГРП) и эксплуатационные скважины. Закачка газа в хранилище осуществляется из магистрального газопровода по газопроводу — отводу с давлением 2,5—3,6 МПа (25—36 кгс/см<sup>2</sup>). Газ направляется на прием компрессоров для компримирования в две ступени после того, как он предварительно пройдет очистку от взвешенных твердых частиц и капельной влаги в вертикальных масляных пылеуловителях. После компрессоров газ поступает на установку по очистке газа от компрессорного масла, и пройдя через ступени очистки (в циклонных сепараторах для горючего и охлажденного газа, в угольных абсорберах и керамических фильтрах), направляется по газосборному коллектору на газораспределительный пункт, где осуществляется распределение его потока по скважинам и замер количества газа, закачиваемого через каждую эксплуатационную скважину. Отбор газа осуществляется через эти же скважины. Газ по индивидуальным шлейфам подается на ГРП, где замеряется и после осушки направляется в магистральный газопровод. Осушка газа осуществляется при помощи диэтиленгликоля, который ирискивается автоматически, а после использования улавливается

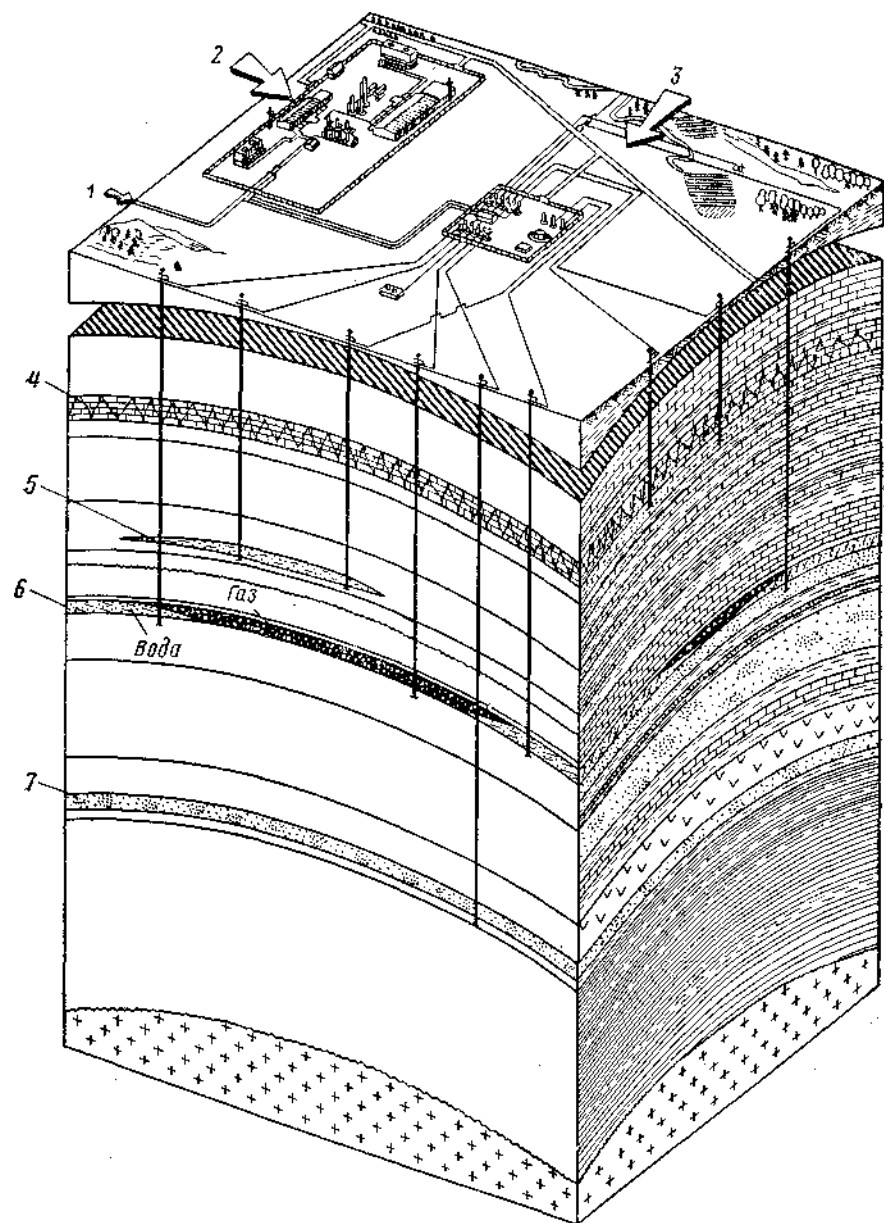


Рис. 15.8. Подземное хранилище природного газа:

1 — газ из магистрального газопровода; 2 — компрессорная станция; 3 — газораспределительный пункт; 4 — карбонатный пласт; 5 — песчаная линза; 6 и 7 — песчаный пласт

в сепараторах и подается на регенерацию. Блок осушки газа состоит из котельной, контакторов, выпарной колонны, холодильников, испарителей и насосной.

К хранилищам газа в полостях горных пород относятся такие, которые создаются в горных выработках — в искусственно созданных пгтах, тоннелях и специально выработанных кавернах, а также в естественных пустотах горных пород — пещерах. Хранилища в имеющихся искусственных выработках не требуют затрат на создание каверн, но практически используются редко из-за сложности герметизации объема и небольшой распространенности таких выработок.

Специальные горные выработки для хранения газа делают в легка разрабатываемых, но малопроницаемых породах, например в плотных глинах, известняках, каменной соли, гипсе, мергеле и других отложениях. Разработку ведут в зависимости от характера, свойства породы и ее глубины залегания — механическим путем, методом взрыва или путем размыва. Наиболее широкое применение получили хранилища в отложениях каменной соли, осуществляемые методом размыва. Объем таких хранилищ-полостей достигает 200 тыс. м<sup>3</sup>.

#### Технико-экономические показатели хранилищ и области их применения

Эффективность сооружения и эксплуатации различных хранилищ природного газа зависит от ряда факторов, в том числе от назначения, месторасположения, объема хранения, системы газораспределения, типа хранилища, строительных и геологических условий. Об эффективности хранилищ судят по стоимости хранения газа и капиталовложениям, приходящимся на единицу объема хранилища, а также по расходу стали на сооружение требуемой емкости. Подземное хранение газа в истощенных и выработанных газовых и нефтяных месторождениях, а также в ловушках водонапорных пластов в целом является наиболее эффективным способом, обеспечивающим минимальные расходы на хранение при относительно небольших капиталовложениях в их строительство. Технико-экономические показатели подземных хранилищ газа зависят от глубины залегания пластов, возрастая по мере увеличения глубины. Так, при глубине хранилища в 250—500 м себестоимость хранения 1000 м<sup>3</sup> газа обходится в пределах 2,2—2,0 руб./год при удельных капиталовложениях в пределах 17—16 руб. в строительство каждой 1000 м<sup>3</sup> хранилища. При глубине хранилища 1000 и 2000 м соответственно себестоимость хранения 1000 м<sup>3</sup> газа составляет 2,6 и 3,5 руб. при удельных капиталовложениях в каждую 1000 м<sup>3</sup> хранилища в размере соответственно 20 и 28 руб., что во много раз меньше затрат при строительстве стальных газгольдерных парков. Расход стали на подземные хранилища сведен до минимума. Если, например, на мокрые газгольдеры объемом 10 000 м<sup>3</sup> расходуется 34 кг/м<sup>3</sup>

Таблица 15.1

Ориентировочные данные стоимости сооружения различных хранилищ

Хранилища	Удельные капиталовложения на 1000 м <sup>3</sup> активного объема, руб.	Приведенные затраты в год на 1000 м <sup>3</sup> активного объема, руб.
Наземные стальные Резервуары низкого и высокого давления . . .	100—400	100—170
Подземные Польный резервуар: в устойчивых и неустойчивых породах . . . . .	50-150	30-50
в отложениях каменной соли . . . . .	50-100	12—40
Пористый резервуар: в водоносных пластах . . . . .	15—40	6—10
в истощенных залежах . . . . .	10—20	4-6

стали, то в подземных хранилищах сталь в небольших количествах расходуется лишь на оборудование скважин. Расход стали в газгольдерах высокого давления возрастает в несколько раз, а стоимость хранения 1000 м<sup>3</sup> газа в них находится в пределах 100—900 руб., что во много раз больше стоимости хранения газа в газгольдерах низкого давления и в подземных хранилищах. Усредненные сравнительные данные стоимости сооружения различных хранилищ приведены в табл. 15.1

Исходя из соображений экономичности, во всех случаях для компенсации сезонных неравномерностей газопотребления, когда требуется хранить большие количества природного газа, сооружают подземные хранилища; для компенсации месячных, а иногда и суточных колебаний сооружают газгольдеры низкого давления (преимущественно мокрые); газгольдеры высокого давления применяют в основном при небольших объемах хранения и, главным образом, в газораспределительных сетях для покрытия суточной неравномерности в потреблении газа в городах.

## \* ГЛАВА 16

## БАЗЫ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

## § 1. Назначение, классификация и размещение баз сжиженного газа

Сжиженный газ отличается тем, что он хранится и транспортируется в жидком, а используется в газообразном состоянии. Это происходит потому, что в состав сжиженного газа входят такие вещества, которые при обычных условиях находятся в газообразном состоянии, а при незначительном повышении давления превра-

щаются в жидкость. Сжиженный газ применяют в основном в виде смеси летучих углеводородов пропана и бутана. Сжиженные газы используются в химической промышленности для производства высокооктановых бензинов, а также в качестве топлива для индивидуальных потребителей и автотранспорта. Благодаря высокой теплотворной способности (—50 000 кДж/кг «\* 12 000 ккал/кг) и отсутствию вредных газов в продуктах сгорания сжиженные газы широко применяют в коммунально-бытовой газификации. Сжиженный газ, применяемый в качестве бытового и технологического топлива, должен иметь максимальное давление паров при температуре 45° С не более 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>), а минимальное давление при температуре — 20° С не менее 0,16 МПа (1,6 кгс/см<sup>2</sup>).

В используемой смеси пропана и бутанов летом преобладают бутаны, а зимой — пропан. Отсюда существует понятие «летняя» и «зимняя» марки сжиженного газа. При переходе в парообразное состояние сжиженный газ увеличивает свой объем примерно в 250 раз. Цбъем паров (в м<sup>3</sup>), полученный после испарения жидкости, подсчитывают по формуле

$$V = \frac{Q}{M} \cdot V_m, \quad (16.1)$$

где  $Q$  — масса жидкости, кг;  $M$  — молекулярная масса, кг/моль;  $V_m$  — молекулярный объем, м<sup>3</sup>/моль.

Прием, хранение и розлив сжиженного газа в баллоны, емкости и автомобильные цистерны, в которых залитый продукт доставляется потребителям, осуществляются на базах сжиженного газа. Базы сжиженного газа в зависимости от зоны обслуживания и пропускной способности подразделяются в основном на кустовые базы сжиженного газа и газораздаточные станции. Газораздаточные станции (ГРС) являются объектами городского газового хозяйства и в основном обслуживают один или несколько небольших, близко расположенных населенных пунктов. Кустовые базы сжиженного газа обслуживают определенный экономический район (область, край или республику), снабжая потребителей газом самостоятельно или через сеть газораздаточных станций. Базы сжиженных газов этого типа наиболее распространены. К базам сжиженного газа относятся также отдельные крупные хранилища, обслуживающие перевалочные кустовые и портовые базы сжиженного газа, а также базы, предназначенные для накопления запасов, хранилища на крупных предприятиях и на станциях пиков потребления (сглаживающих неравномерность потребления газа). Крупные базы хранения обычно осуществляются в виде подземных хранилищ, по аналогии с подземными емкостями-хранилищами для нефти и нефтепродуктов (в горных выработках и в емкостях шахтного типа). Для выполнения технологических операций, связанных с основным назначением кустовых баз сжиженного газа и газораздаточных станций, они располагают комплексом сооружений, в том числе сливной эстакадой для слива газа из железнодорожных цистерн, хранилищем сжиженного газа, насосно-компрессорным и баллононаполнительными

Таблица 16.Н

Основные данные технической характеристики газораздаточных станций и кустовых баз сжиженного газа

Показатели	Газораздаточные станции пропускной способностью, т/год			Кустовые базы пропускной способностью, т/год
	3000	6000	12 000	
				13 000 — 25 000
Годовой расход газа, т:				ч.
для наполнения баллонов . . .	1800	3600	9000	10 000—20 000
для наполнения автоцистерн	1200	2400	3000	3 000—5 000
Объем резервуаров сжиженного газа, м <sup>3</sup>	50	50	175	200
Число резервуаров . . . . .	4	8	5	10
Максимальный суточный отпуск сжиженных газов, т:				
в баллонах . . . . .	9	18	37	79
в автоцистернах . . . . .	6	12	13	20
Расчетный запас сжиженного газа, сут . . . . .	10—14	10—14	10	10
Площадь участка, га . . . . .	2,5	2,8	4,2	5,0

цехом (отделением), раздаточными колонками для заполнения автомобильных цистерн и заправки газобаллонных автомобилей. Кроме того, для выполнения подсобно-вспомогательных операций и работ на базах сжиженного газа сооружают следующие подсобно-производственные объекты: механическую мастерскую, котельную, автогараж с открытой стоянкой автотранспорта, воздушную компрессорную с оборудованием для осушки воздуха, лабораторию и материальный склад. Газораздаточные станции и кустовые базы сжиженного газа сооружают по типовым проектам (разработанным институтом ЮжНИИГипрогаз). Пропускная способность ГРС принята 3000—12 000 т/год, а кустовых баз 13 000—25 000 т/год; основные данные их технической характеристики приведены в табл. 16.1.

При проектировании баз сжиженного газа, выборе строительных площадок и планировке сооружений руководствуются нормами проектирования, включающими основные положения проектирования, правила промышленной санитарии, противопожарные требования, а также требования правил безопасности в газовом хозяйстве.

Базы сжиженного газа (БСГ) стремятся располагать на открытой местности, преимущественно вне черты города и населенных пунктов. Допускается базы сжиженного газа размещать в пределах черты города или населенного пункта при условии расположения их вне скученных районов с соблюдением необходимых разрывов между границами участка и соседними сооружениями. Как правило, БСГ располагают с наветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы газ не относился ветром на жилые,

коммунальные и промышленные объекты. Важнейшими условиями при выборе площадки являются удобное примыкание участка к транспортным магистралям, а также удобство спуска ливневых и канализационных вод, не приносящих вреда окрестному населению. Выбрав площадку, составляют акт отвода площадки с приложением схематического ситуационного плана (с указанием привязки к железнодорожным путям и другим объектам) и материалов согласования с заинтересованными организациями в соответствии с общими требованиями по выбору площадок под строительство. При компоновке генеральных баз сжиженного газа сооружения и установки размещают по зонам с учетом правил промышленной санитарии и пожарной безопасности. В зоне основных производственных сооружений размещают хранилище (резервуарный парк) и приемо-раздаточные устройства, а в зоне производственно-вспомогательных сооружений — компрессорную (воздушную) и насосную водоснабжения, котельную, резервуары противопожарного водоснабжения и сооружения канализации. Зону жилых построек размещают в стороне от основной территории площадки. На рис. 16.1 показан генплан кустовой базы сжиженного газа пропускной способностью 13 000—25 000 т/год. Минимальные расстояния между резервуарами сжиженных газов и железнодорожными эстакадами до зданий и сооружений, не относящихся к базе сжиженного газа, принимаются в зависимости от объема резервуарного парка (табл. 16.2).

Резервуары стремятся размещать на более низких отметках, по сравнению с ближайшими к ним зданиями и сооружениями, при этом резервуары устанавливают на земле или под землей. Расстояния между наземными резервуарами принимают равными диаметру наибольшего соседнего резервуара, но не менее 2 м, а между подземными резервуарами не менее 1 м. Объем группы наземных резервуаров принимают не более 2000 м<sup>3</sup>. Расстояния между группами объемом до 200 м<sup>3</sup> должны быть не менее 5 м, при объеме 200—700 м<sup>3</sup> — не менее 10 м, а при объеме 700—2000 м<sup>3</sup> — не менее 20 м. На одной базе разрешается хранить не более 8000 м<sup>3</sup> сжиженного газа (из расчета 10—15-суточного запаса сжиженного газа).

Таблица 16.2

Расстояние от резервуаров до сооружений, не относящихся к базе сжиженного газа

Общий объем резервуаров, м <sup>3</sup>	Максимальный объем одного резервуара, м <sup>3</sup>	Расстояние (в м) от резервуаров	
		наземных	подземных
До 200	25	100	50
201—500	50	200	100
501—1000	100	300	150
1001—2000	100	400	150
2001—8000	Более 100	500	200

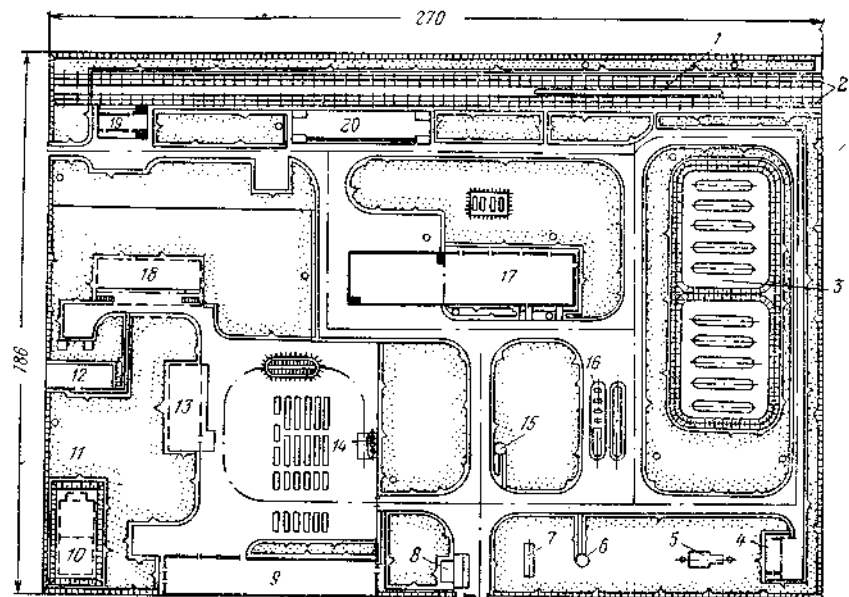


Рис. 16.1. Генеральный план кустовой базы сжиженных газов производительностью 13 000—25 000 т/год:

1 — железнодорожная эстакада; 2 — полезной железнодорожный путь; 8 — резервуарный парк сжиженных газов; *i* — канализационная станция биологической очистки (блок био-фильтров); 5 — септик; *в* — канализационная станция перекачки хозяйственных стоков; 7 — нефтеуловители; 8 — автомобильные весы грузоподъемностью 30 т на один проезд; 9 — корпус административно-бытовых и подсобных помещений; 10 — резервуары противопожарного запаса воды объемом 500 м<sup>3</sup>; 11 — резервуар питьевого запаса воды объемом 50 м<sup>3</sup>; 12 — воздушная компрессорная и насосная водоснабжения; 13 — резервируемое место для котельной; 14 — топливозаправочный пункт; *ис* — канализационная станция перекачки промышленных стоков; 16 — колонки для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных машин; 17 — производственный корпус; 18 — резервируемое место для цеха ремонта и окраски баллонов; 19 — прирельсовый материальный склад; 20 — погрузочно-разгрузочная площадка для баллонов

Таблица 16.3

Расстояния от резервуаров до зданий и сооружений

Здания и сооружения	Расстояние (в ш) от емкости	
	наземных	подземных
Здания насосно-компрессорного и наполнительного отделений	10	10
Железнодорожные пути для слива сжиженного газа (до крайнего рельса)	20	15
Автомобильные дороги (до обочины)	10	10
Автозаправочные колонки	30	20
Котельная, гараж, мастерская, материальный склад	50	30
Контора и прочие здания	30	30

При больших количествах газа сооружают дополнительную базу на расстоянии не менее 500 м. Расстояния между резервуарами и другими сооружениями базы сжиженного газа принимают по табл. 16.3.

Вокруг каждой группы резервуаров устраивают обваловку высотой не менее 1 м, а всю территорию базы (станции) ограждают решетчатой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2,4 м.

\* § 2. Технологические операции, проводимые на базах сжиженного газа

На базах сжиженного газа (кустовых и газораздаточных) производятся следующие технологические операции, связанные с приемом и раздачей газа: прием сжиженного газа в цистернах или по трубопроводам непосредственно с заводов-изготовителей; слив и хранение сжиженного газа в хранилище; слив из пустых и неисправных баллонов тяжелых неиспарившихся остатков; розлив сжиженного газа в баллоны, автоцистерны и передвижные (скользящие) емкости; транспортировка сжиженного газа в баллонах и по трубопроводной сети (внутренней и внешней); прием пустых и выдача наполненных баллонов; ремонт и переосвидетельствование баллонов, передвижных (скользящих) емкостей и автоцистерн; компаундирование сжиженных газов разных составов с целью улучшения качества выдаваемого продукта; заправка автомашин, работающих на сжиженном газе; определение качества сжиженного газа. Кроме того, осуществляется обслуживание и ремонт энергетического, теплового, механического, транспортного и другого оборудования.

На рис. 16.2 приведена технологическая схема газораздаточной станции сжиженного газа пропускной способностью 3000 т/год, основные сооружения которой связаны системой трубопроводов, обеспечивающей проведение основных технологических операций по перемещению, приему, хранению и выдаче сжиженных газов. Перехмещение (перекачку) сжиженных газов на газораздаточных станциях и кустовых базах осуществляют различными способами — при помощи насосов, компрессоров, инжекторов, эжекторов, сжатым газом, а также путем нагрева верхних слоев сжиженных газов для создания давления в освобождаемом резервуаре и инертным газом; однако наибольшее практическое применение имеют комбинированные способы: насосно-компрессорные, насосно-испарительный и инжекторный.

Насосно-компрессорный способ заключается в том, что откачка сжиженного газа осуществляется насосами, однако, учитывая высокую упругость паров сжиженных газов, необходимый подпор к насосам создается нагнетанием паров газа компрессорами (рис. 16.3). Одновременно эти же компрессоры используются для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары-хранилища при выходе из строя насоса, для отбора паров сжиженного газа из железнодорожных цистерн после слива, а также для



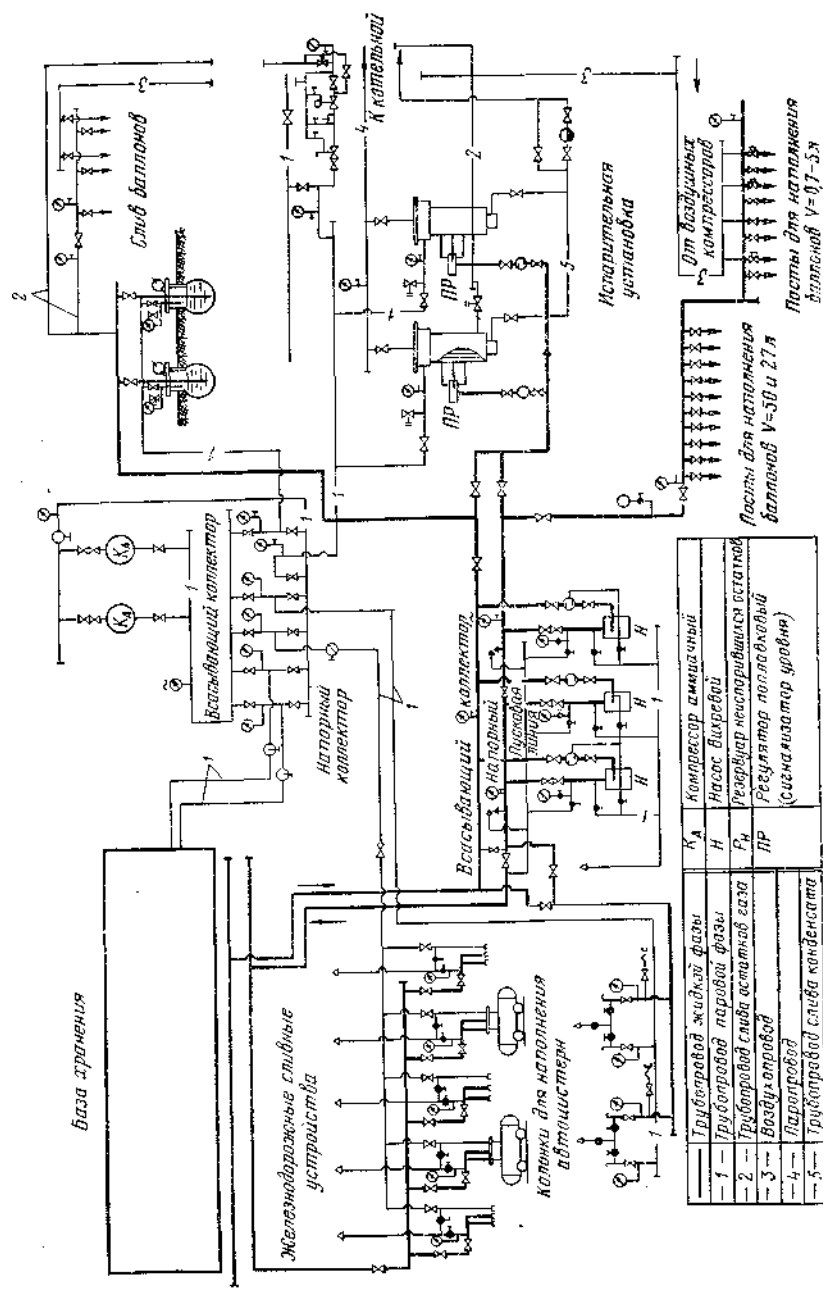


Рис. 16.2. Технологическая схема газораздаточной станции сжиженного газа пропускной способностью 3000 т/год

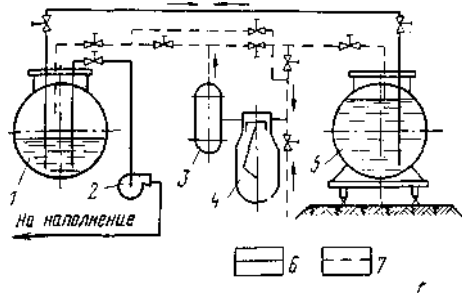


Рис. 16.3. Схема насосно-компрессорного способа перекачки сжиженного газа:

Ц — хранилище; 2 — насос; 3 — емкость; 4 — компрессор; 5 — железнодорожная цистерна; 6 — жидкостная линия; 7 — паровая линия

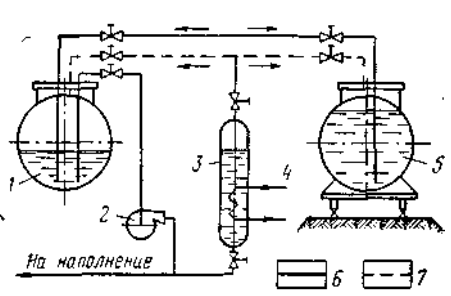


Рис. 16.4. Схема насосно-испарительного способа перекачки сжиженного газа:

Ц — хранилище; 2 — насос; 3 — испаритель; 4 — теплоноситель; 5 — железнодорожная цистерна; 6 — жидкостная линия; 7 — паровая линия

необходимо располагать ниже емкостей, из которых отбирают сжиженный газ для создания гидростатического подпора.

Насосно-испарительный способ заключается в том, что вместо компрессора применяют испаритель, который, нагревая пары сжиженного газа, подает их в освобождаемую емкость, где благодаря прогреву поверхности жидкости повышается давление в паровом пространстве, необходимое для ее выдавливания (рис. 16.4).

И насосно-инжекторный способ отличается тем, что подпор к насосу создается при помощи инжектора (рис. 16.5).

Способ перемещения газа выбирают в зависимости от схемы и режима работы станции (базы). В приведенном примере технологической схемы газораздаточной станции перемещение сжиженного газа из одних резервуаров в другие осуществляется путем перекачки жидкой фазы насосами или паровой фазы с помощью компрессоров. Баллоны и автоцистерны наполняются при помощи насосов или метода перетока в них сжиженного газа из расходных емкостей, в которых создается повышенное давление при помощи компрессоров. Вся система трубопроводов оснащена запорной, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратурой, обеспечивающей проведение необходимых операций и соблюдение установленного режима работы установок.

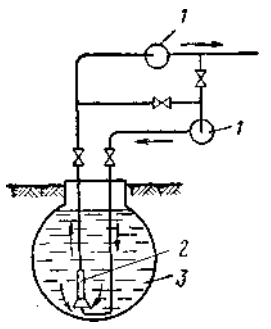


Рис. 16.5. Схема насосно-инжекторного способа перекачки сжиженного газа:  
1 — насос; 2 — инжектор; 3 — резервуар

### § 3. Хранилища кустовых баз и газораздаточных станций сжиженного газа

Хранение сжиженных газов (пропана, бутана и их смесей) осуществляется в газгольдерных (резервуарных) парках, представляющих собой хранилища, через которые проходит значительное количество сжиженных газов, предназначенных для распределения в потребительской сети. Необходимый объем хранилищ определяют, исходя из годового объема потребления (реализации) сжиженного газа. Запас хранения обычно принимают 10–15-суточным. При этом полный объем хранилища определяют по формуле

$$V = \frac{Q_{гн}}{365\rho k}, \quad (16.2)$$

где  $V$  — объем резервуарного парка,  $\text{м}^3$ ;  $Q_{гн}$  — годовое потребление газа,  $\text{м}^3$ ;  $n$  — принятый запас объема для хранения, сут (10–15);  $\rho$  — плотность хранимого сжиженного газа,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $k$  — коэффициент заполнения резервуаров хранилища сжиженным газом.

Необходимое число резервуаров

$$m = \frac{V}{V_p k}, \quad (16.3)$$

где  $V$  — запас сжиженного газа на газораздаточной станции (базе),  $\text{м}^3$ ;  $V_p$  — объем одного резервуара,  $\text{м}^3$ ;  $k$  — коэффициент заполнения резервуаров хранилища сжиженным газом.

В качестве емкостей для хранения сжиженных газов на кустовых базах и газораздаточных станциях используют стальные резервуары под давлением и наземные изотермические резервуары. Резервуары под давлением делятся на сферические и цилиндрические, рассчитанные на давление, соответствующее давлению насыщенных паров сжиженного газа при максимальной температуре хранения ( $+50^\circ\text{C}$ ). Резервуары для пропана рассчитывают на давление 1,6–1,8 МПа (16–18  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), а для хранения бутана на давление 0,6–0,7 МПа (6–7  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ). Сферические резервуары применяют в основном для хранения бутана в хранилищах заводов-изготовителей. Объем этих резервуаров обычно составляет 600  $\text{м}^3$ . Имеются отдельные конструкции таких резервуаров объемом 2000 и 4000  $\text{м}^3$ .

Цилиндрические горизонтальные резервуары с повышенным давлением являются основным типом резервуаров, применяемых на кустовых базах и газораздаточных станциях, а также в других хранилищах сжиженного газа. Такие резервуары объемом 25, 50, 100, 175, 200, 270  $\text{м}^3$  устанавливают на поверхности земли или под землей, однако преимущественно применяют наземную схему установки на опорах. К подземным резервуарам приравниваются также резервуары с отсыпной шириной 6 м (от стенки до откоса). Цилиндрические резервуары снабжены комплектом оборудования (рис. 16.6), включающим трубы жидкостной фазы для заполнения и слива, трубы паровой фазы, указатели и сигнализаторы уровня и предохранительные клапаны. Каждый резервуар оборудован лазовым и световым люком. С целью уменьшения влияния солнечной радиа-

ции наземные резервуары окрашивают серебряной, лучеотражающей краской; подземные резервуары покрывают противокоррозионной изоляцией и засыпают грунтом.

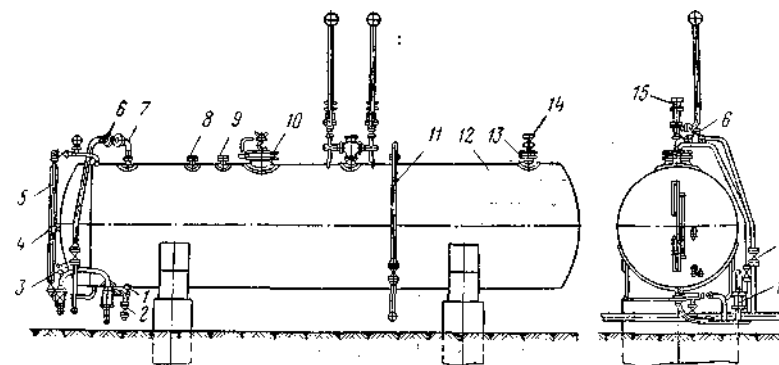


Рис. 16.6. Оборудование горизонтального цилиндрического наземного резервуара-газгольдера объемом 50  $\text{м}^3$ :

1 — клапан дренажный незамерзающий; 2 — вентиль; 3 — карман для термопары; 4 — вентиль для отбора пробы; 5 — указатель уровня жидкости; 6 — обратный клапан; 7 — трубопровод для заполнения резервуара; 8 — предохранительный клапан; 9 — штуцер для установки сигнализатора предельного уровня; 10 — люк для вентиляции резервуара; 11 — трубопровод газовой фазы; 12 — резервуар; 13 — проходной штуцер; 14–16 — краны проходные; 17 — скоростной клапан

Изотермические хранилища называют еще низкотемпературными резервуарами по тому признаку, что в них хранятся сжиженные газы при низких (отрицательных) температурах и при давлении, близком к атмосферному; это облегчает конструкцию резервуара, т. е. на его изготовление расходуется меньше металла. В этих условиях, например, можно хранить пропан при температуре  $-42^\circ\text{C}$ . Отрицательная температура в хранилище создается путем искусственного снижения упругости паров хранимого сжиженного газа, что, в свою очередь, приводит к его охлаждению, или, наоборот, сжиженный газ искусственно охлаждается, что приводит к снижению упругости паров. В любом случае достигается хранение с постоянной низкой температурой при атмосферном давлении (изотермическое хранение). Процесс охлаждения осуществляется за счет использования холодильных качеств самого сжиженного газа, так как испарение его всегда сопровождается понижением температуры. При определенном режиме, предусматривающем циркуляцию испаряющейся в резервуаре части сжиженного-

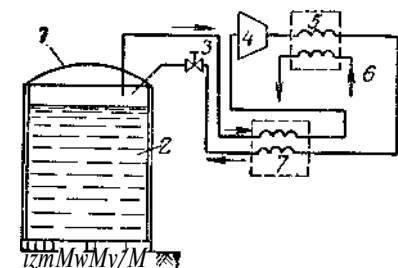


Рис. 16.7. Схема изотермического хранилища:

1 — резервуар; 2 — сжиженный газ; 3 — дроссельный вентиль; 4 — компрессор; 5 — теплообменник-конденсатор; 6 — вода для охлаждения; 7 — теплообменник

газа, можно обеспечить постоянную заданную низкую температуру хранимого сжиженного газа. С этой целью применяют различные холодильные установки, обслуживающие отдельные резервуары

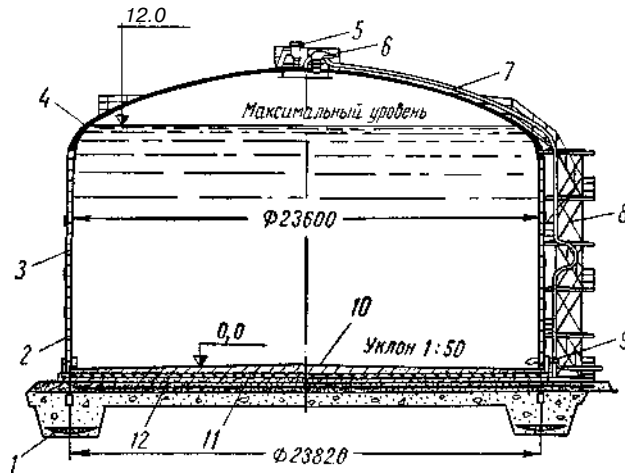


Рис. 16.8. Стальной изотермический резервуар объемом 5800 м<sup>3</sup>:

1 — анкерное устройство; 2 — оболочка резервуара; 3 — тепловая изоляция; 4 — кровля; 5 — дыхательный клапан; 6 — предохранительный клапан; 7 — подающий трубопровод; 8 — лестница; 9 — трубопровод отбора жидкого газа; 10 — днище резервуара; 11 — блоки из пеностекла; 12 — система обогрева

и целый резервуарный парк. На рис. 16.7 показана принципиальная схема изотермического хранилища с использованием в качестве холодильного агента самого сжиженного газа. Газ (испаряющийся за счет притока тепла извне) из теплоизолированного резервуара 1 под давлением 2000—5000 Па (200—500 мм вод. ст.) проходит теплообменник 7, поступает на всасывание компрессора 4.

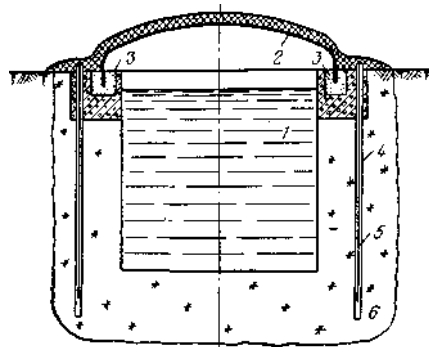


Рис. 16.9. Общий вид низкотемпературного ледогрунтового резервуара:

1 — емкость; 2 — перекрытие; 3 — блок примыкания перекрытия к ледогрунтовой оболочке; 4 — скважина; 5 — замораживающие колонки; 6 — ледогрунтовая оболочка

Здесь газ сжимается до 0,5—1,0 МПа (5—10 кгс/см<sup>2</sup>) и затем подается в теплообменник-конденсатор 5, в котором он конденсируется, после чего в виде жидкости проходит теплообменник 7, где переохлаждается встречным потоком газа и затем дросселируется в вентиле 3 до давления, соответствующего режиму хранения в резервуаре, в котором часть жидкости испаряется, отнимая тепло на испарение от хранимого газа. Необходимая производительность холо-

дильной установки определяется потерями холода через стенки резервуара и теплоизоляцию, сокращающую тепловой приток из окружающей среды. В качестве низкотемпературных емкостей могут быть использованы наземные стальные резервуары сферической, каплевидной и цилиндрической формы — одностенные с наружной изоляцией и двустенные с изоляцией между стенками. Однако наибольшее применение имеют вертикальные цилиндрические резервуары одностенные с наружной тепловой изоляцией (рис. 16.8). Конструкция резервуара рассчитана на давление 0,125 МПа (1,25 кгс/см<sup>2</sup>) и вакуум 1000 Па (100 мм вод. ст.). Теплоизоляция (из пеностекла) цилиндрической стенки резервуара имеет толщину 200 мм, а кровли — 120 мм. Сверху изоляция покрыта двумя слоями алюминиевой фольги с целью предохранения от солнечной радиации и атмосферных осадков. Для предотвращения промерзания грунта дно резервуара обогревается; для этого под резервуаром помещают трубчатый змеевик, в котором циркулирует подогретый до 35—40° С водный раствор этиленгликоля. Сжиженные газы в больших количествах (в хранилищах объемом до 100 000 м<sup>3</sup> и более) можно хранить в подземных низкотемпературных ледогрунтовых резервуарах, представляющих собой емкости, в которых стенки и днище выполнены из замороженных горных пород, а перекрытие из обычных материалов — стали, алюминиевых сплавов или бетона (рис. 16.9). Првдоктепла в такие хранилища минимальный, что дает возможность свести до минимума число обслуживающих их холодильных установок. Ледогрунтовые резервуары обычно сооружают с применением предварительного замораживания пород путем нагнетания сжиженного продукта по системе охлаждающих труб, устанавливаемых по кольцу вокруг емкости на полную глубину котлована.

#### § 4. Приемо-раздаточные устройства для сжиженного газа

Железнодорожные сливно-наливные эстакады осуществляют слив или налив сжиженных газов в железнодорожные цистерны на базах сжиженного газа и газораздаточных станциях. Сливно-наливные эстакады представляют собой металлическое или железобетонное сооружение высотой 5 м и длиной до 180 м в зависимости от количества сливно-наливных устройств (стояков). Каждое устройство имеет два патрубка для жидкой фазы и один патрубок для паровой, оборудованных отключающей арматурой и резиноканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных цистерн. Под эстакадой прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенные с соответствующими трубопроводами базы или станции. Эстакада оборудуется площадкой обслуживания на уровне горловин железнодорожных цистерн и лестницами. Переход обслуживающего персонала с эстакады на цистерны осуществляется по откидным мостикам. Эстакаду, как правило, располагают между двумя параллельными линиями железнодорожного тупика. Количество сливно-наливных

устройств обычно принимается из условия обеспечения суточного слива или налива, исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн в подаваемой партии

$$N = \frac{Q_{\max}}{30G}, \quad (16.4)$$

где  $Q_{\max}$  — максимальный месячный грузооборот;  $G$  — грузоподъемность цистерны. При больших грузооборотах и подаче железнодорожных цистерн маршрутами определяют число и длину эстакад в зависимости от грузооборота и от грузоподъемности маршрутов.

Автоналивные стояки сжиженного газа служат для наполнения автоцистерны сжиженным газом. В шкафу наполнительной колонки размещены запорные вентили паровой и жидкой фаз, отвод свечи, манометры и счетчик. На конце заправочного шланга закреплено присоединительное устройство для подключения к автоцистерне. Автоцистерну наполняют в следующей последовательности: открывают вентиль паровой фазы цистерны и раздаточной колонки для выравнивания давления, затем открывают вентиль жидкой фазы раздаточной колонки и наполнительный вентиль на автоцистерне. Контроль за наполнением автоцистерны осуществляется по указателю уровня и контрольному вентилю максимального наполнения. Автоцистерны наполняют на 85% их геометрического объема. По окончании наполнения автоцистерны сжиженным газом сначала закрывают вентиль жидкой фазы на раздаточной колонке, затем наполнительный вентиль на цистерне и вентили паровой фазы на раздаточной колонке и автоцистерне. После закрытия вентиля отсоединяют шланги паровой и жидкой фаз. Остатки газа в шлангах выпускаются в атмосферу (на свечу). Необходимое число колонок определяют в зависимости от максимального суточного расхода (отпуска) сжиженного газа и типа подаваемых автоцистерн. При расчетах на основе данных эксплуатации за среднее время заполнения 1 м<sup>3</sup> полезного объема автоцистерны через существующие конструкции колонок принимают 5 мин. По соображениям удобства обслуживания принимают не менее двух колонок.

Отделение по наполнению баллонов сжиженным газом, называемое баллононаполнительным цехом (рис. 16.10), располагается в изолированном помещении, имеет самостоятельный выход. Процесс заполнения баллонов заключается в следующем: баллоны, подлежащие наполнению, устанавливают на весовые установки. При помощи струбины к штуцеру баллона прикрепляют шланг, идущий от наполнительной ramпы. Взвесив баллон, устанавливают движок рейки весов на цифру, указывающую массу баллона и допустимого количества газа, затем открывают вентиль на баллоне. После наполнения баллона вентиль закрывают, отсоединяют струбину, проверяют, нет ли утечки газа через клапан вентиля, снимают баллон с весов, закрывают штуцер вентиля баллона заглушкой, проверяют вентиль на герметичность, открыв его полностью. Убедившись в исправности баллона, закры-

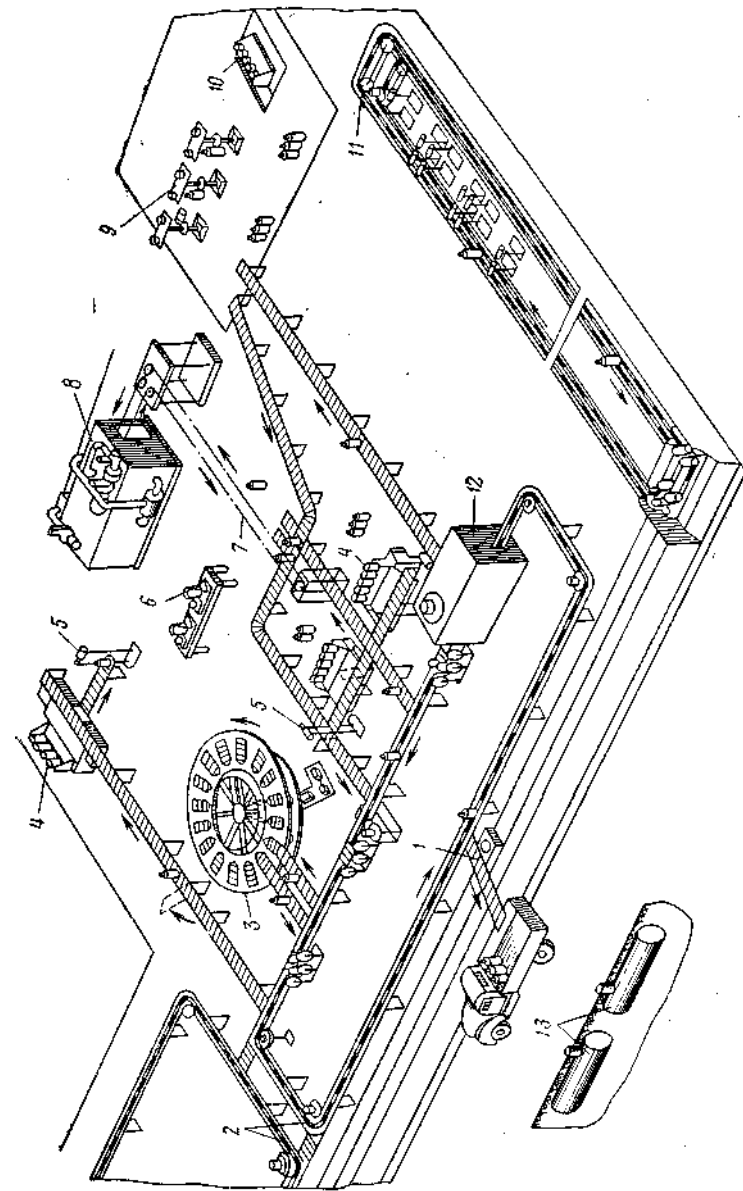


Рис. 16.10. Технологическая схема баллононаполнительного цеха с карусельным агрегатом для наполнения баллонов сжиженным газом:

1 — штабелировщик; 2, 11 — наполнительные агрегаты КГА-МГП-3; 4 — станок для опрессовывания баллонов объемом 37 л; 5 — станок для вывешивания и выравнивания вентиля; 6 — устройство для наполнения малых баллонов (0,75-3,0 л); 7 — подвесной моншфейр; 8 — покрасочно-сушильная камера; 9 — станок для опрессовывания баллонов объемом 50 и 80 л; 10 — участок пропарки баллонов; 12 — мочно-сушильная камера; 13 — емкость для слива остатков

вают вентиль. В зависимости от пропускной способности станции применяют механизированные и немеханизированные системы наполнения баллонов. Немеханизированные системы используются при наполнении 200—300 баллонов в смену. Механизированные системы в виде карусельных агрегатов обеспечивают заполнение в час 400—500 баллонов объемом 50 и 27 л. Мосгазпроект разработал серию карусельных агрегатов типа КГА-МГП на пропускную способность в час 350 баллонов объемом 27 и 50 л или 200 баллонов объемом 80 л. Транспортировка баллонов к агрегатам и от них производится при помощи конвейера. С целью дальнейшего усовершенствования карусельных агрегатов разработаны модернизированные конструкции с применением радиоактивных индикаторов уровня (вместо весовых наполнительных ячеек), более удобных в эксплуатации. В наполнительном отделении имеются установки для проверки наличия в баллоне неиспарившихся остатков сверх допустимой нормы. Баллоны с большим количеством остатков направляют на слив. Слив неиспарившихся остатков в баллонах осуществляется путем заполнения их парами сжиженного газа или инертным газом (азотом). Для этого баллоны, установленные в специальные станки, опрокидывают вентилями вниз, после чего открывают запорное устройство, соединяющее баллоны со специальной емкостью, под давлением, предварительно созданным компрессором, сливаются остатки.

Число постов наполнения баллонов ( $m_n$ ), установленных на наполнительной рампе (при ручном наливе), рассчитывают по формуле

$$m_n = \frac{G_{свр} \tau_n}{T_n g_g}$$

где  $G_{свр}$  — количество газа, заливаемое в баллоны, кг/сут;  $\tau_n$  — продолжительность процесса наполнения одного баллона (4—5 мин на баллон объемом 50 л);  $T_n$  — продолжительность работы газораздаточной станции, мин/сут;  $g_g$  — масса сжиженного газа в баллоне (при плотности наполнения для пропана 0,425 кг/л, для бутана 0,488 кг/л).

Количество весов ( $m_k$ ) для наполнения баллонов на карусельной установке

$$m_k = \frac{\tau_n + \tau_n + \tau_o}{\tau_{нi}}$$

где  $\tau_n$  — время для подключения баллона при установке его на весы; (в среднем 6 и 8 с соответственно для баллонов объемом 27 и 50 л);  $\tau_n$  — время наполнения (100 и 180 с соответственно для баллонов объемом 27 и 50 л);  $\tau_o$  — время отсоединения баллона (~3 с). Производительность карусельной установки (в баллонах/ч) определяют по формуле

$$N = \frac{3600 m_k}{\tau_n + \tau_n + \tau_o} \quad (16.7)$$

### Гидравлический расчет сливно-наливных коммуникаций

Перекачка жидкой фазы сжиженных газов по трубопроводам сливно-наливных коммуникаций осуществляется при помощи насосов, передавливанием за счет нагнетания газа компрессором в опораживаемую емкость, а также самотеком при наличии разности уровней между опораживаемой и наливаемой емкостями. Во всех случаях гидравлический расчет трубопроводов (потеря давления) жидкой фазы производится по аналогии с обычными капельными жидкостями — нефтепродуктами, по формуле

$$\Delta p = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \rho, \quad (16.8)$$

где  $\Delta p$  — потеря давления на участке газопровода, Па;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  — внутренний диаметр трубопровода, м;  $l$  — длина газопровода, м;  $w$  — средняя скорость движения сжиженного газа, м/с;  $\rho$  — плотность сжиженного газа, кг/м<sup>3</sup>. При практических расчетах среднюю скорость движения сжиженного газа во всасывающих трубопроводах принимают не выше 1,2 м/с и в напорном трубопроводе 3 м/с. При расчетах следует учитывать, чтобы минимальное давление в трубопроводе превышало давление насыщения газа, т. е. его упругости паров, во избежание образования паровых пробок. Если давление будет меньшим, то жидкость закипит, что резко снизит пропускную способность.

Подбор насосно-компрессорного оборудования производится с учетом объема и характера производимых операций по перекачке сжиженных газов по системе сливно-наливных трубопроводов. При выборе насосов учитывают особенность перекачки сжиженного газа, заключающуюся в том, что он, обладая высокой упругостью паров, при незначительном понижении давления начинает испаряться и, кроме того, по сравнению с другими жидкостями обладает сравнительно меньшей вязкостью. Поэтому во всасывающей трубке насоса поддерживают давление выше упругости насыщенных паров сжиженных газов при максимальной температуре жидкости, а конструкции сальниковых уплотнений насосов принимают повышенной надежности.

Перекачка сжиженных газов может осуществляться различными насосами: центробежными, вихревыми, поршневыми или шестеренчатыми. Однако наибольшее применение на кустовых базах и газораздаточных станциях получили вихревые насосы типа С-5. На крупных базах сжиженного газа используют (при наличии подпора на линии всасывания) несамовсасывающие вертикальные электронасосы типа ХГВ. В табл. 16.4 приведены основные технические характеристики насосов, применяемых для перекачки сжиженных газов.

При выборе типа и числа насосов учитывают величину максимального расхода газа при заполнении автоцистерн и баллонов или при сливе (наливе) железнодорожных цистерн. При больших

Таблица 16.4

Техническая характеристика электронасосов

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения вала, об/мин
С-5/200	5	180	8	1450
€5/140	5	143	8	2900
2ХГВ-6Х2А-4.5Ч	16-24	40-50	4,5	2800
3ХГВ-6А-7-4	25-50	40	7	2800
3ХГВ-7Х 22-20-4	15-30	90-100	20	2900
4ХГВ-7Х2А-28-4	90	143	28	2900
4ХГВ-6А-40-4	60-120	70-80	40	2900
3ХГВ-7Х2А-10-4	12-30	90	10	2900

объемах перекачки сжиженных газов кроме перечисленных насосов иногда применяют центробежные горизонтальные насосы 4Н-5 х Х 8с и 5Н-5 Х 8с с подачей 25—100 м<sup>3</sup>/ч. При выборе компрессоров учитывается их основное назначение по отбору паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетанию их в паровое пространство опораживаемого резервуара или железнодорожной цистерны, благодаря чему обеспечивается выдавливание жидкой фазы для подачи ее к насосам или при работе помимо них. Для этой цели в практике эксплуатации наибольшее распространение получили аммиачные компрессоры холодильных установок, которые соединяются с электродвигателем при помощи муфт или специальной клиноременной передачи. На всасывающих линиях перед компрессорами устанавливаются конденсаторы, предупреждающие попадание жидкости в цилиндры компрессоров, а на напорных коллекторах — обратные клапаны и маслоуловители. Основные данные технической характеристики компрессоров приведены в табл. 16.5.

Таблица 16,5

Технические характеристики аммиачных компрессоров

Показатели	Марка компрессора				
	АК-15-15	АВ-75	АВ-100	АУ-150	АУ-200
Хладопроизводительность, тыс. ккал/ч	14,5	75	100	150	200
Число цилиндров, шт.	2	2	2	4	4
Частота вращения вала, об/мин	960	720	960	720	960
Объем, описываемый поршнями, м <sup>3</sup> /ч	46	214	264	429	528
Мощность электродвигателя, кВт	8	28	35	55	70
Масса компрессора с маховиком, кг	390	1050	900	1350	1290

При определении величины подачи компрессора пользуются как опытными, так и расчетными данными. При определении необходимой величины подачи расчетным путем, за основу принимают условие, что нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа имеют повышенную температуру (вследствие сжатия); эти пары, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости, способствуя ее испарению и дополнительному повышению давления в опорожняемом резервуаре (автоцистерне). В этом случае пользуются формулой

$$G_q = \frac{k_x F \Delta p}{r \tau}, \quad (16.9)$$

где  $G_q$  — подача компрессора, кг/ч;  $k_x$  — коэффициент, равный 30—50 (в зависимости от условий охлаждения и перепада давлений);  $\Delta p$  — перепад давления, кгс/см<sup>2</sup> (Па);  $r$  — скрытая теплота парообразования, ккал/кг (кДж/кг);  $\tau$  — время, ч;  $F$  — поверхность зеркала конденсации, м<sup>2</sup>. При уточненных расчетах определяют необходимое количество паров для выдавливания жидкости (сжиженного газа), которое должно быть подано компрессором за время нагнетания в цистерну. Отдельно учитывают расход паров на конденсацию на поверхности жидкости и на стенках резервуара, а также расход паров на заполнение объема, ранее занятого жидкостью.

#### Техника безопасности при эксплуатации сливно-наливных устройств сжиженного газа

Сливно-наливные устройства являются наиболее опасными сооружениями и установками, где могут отрицательно проявляться такие свойства сжиженных газов, как взрываемость, пожароопасность и обмораживающее действие при попадании на тело. Для предотвращения этого применяют мероприятия, главными из которых являются: исключение условий возникновения взрыва (т. е. исключение возможности образования взрывоопасных концентраций газа с воздухом) и появление источников огня и искрения в местах, где возможно образование взрывоопасной смеси, а также предупреждение и своевременное устранение утечек сжиженного газа. С целью обеспечения безопасности эксплуатации все работы проводятся с соблюдением действующих «Правил устройства и безопасной эксплуатации кустовых баз и газонаполнительных станций сжиженного углеводородного газа» и инструкций, разработанных применительно к данному объекту. К основным требованиям и мероприятиям безопасности относятся следующие. Запрещается наполнять сжиженными углеводородными газами цистерны, не соответствующие «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», а также держать цистерны подсоединенными к коммуникациям в период, когда налив или слив не производится. При наливе не допускается переполнение цистерн выше разрешенного уровня, а также нагрев газа в цистернах свыше 50° С. Не допускается выпускать из цистерн паровую фазу при наливе

и сливе, а также возникновение различных утечек, через неплотности, для чего осуществляется постоянное наблюдение за исправностью и газоплотностью оборудования, предназначенного для слива и налива железнодорожных и автоцистерн, а также баллонов. Баллоны можно наполнять лишь в том случае, если на них имеется соответствующее клеймо ОТК завода-изготовителя и надпись «пропан • — бутан». Запрещается наполнять баллоны при наличии у них повреждений. После наполнения баллона вентиль проверить на герметичность. Вся система трубопроводных коммуникаций и установок сливно-наливных устройств надежно заземляется для защиты от ударов молнии, от статического электричества и вторичных проявлений молнии. Заземлены должны быть также железнодорожные пути в пределах сливной эстакады. Автоцистерны во время слива или наполнения сжиженным газом присоединяют к постоянным заземлителям. Электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных помещениях и у наружных установок, должно быть во взрывозащищенном исполнении и соответствовать «Правилам устройства электроустановок». Во взрывоопасных помещениях следует вести постоянный контроль за взрывоопасной концентрацией газа при помощи специальных сигнализаторов, за содержанием газа в помещении при помощи газоанализаторов и за надежностью работы вентиляции. К работе на сливно-наливных устройствах допускается персонал, прошедший специальный инструктаж.

**Пример 16.1.** Определить объем паров, полученный при испарении 1 т пропана, и кратность увеличения объема. Молекулярная масса пропана 44,09 кг/кмоль; молекулярный объем его — 22 м<sup>3</sup>/кмоль; плотность в жидком состоянии при 0° С — 530 кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Находим объем паров пропана (в газообразном состоянии), полученных при испарении 1 т сжиженного пропана:

$$V = \frac{G}{M} V_m = \frac{1000}{44,09} \cdot 22 = 500 \text{ м}^3.$$

Объем, занимаемый 1 т сжиженного пропана,

$$V_{сж} = \frac{G}{\rho_{сж}} = \frac{1000}{530} \approx 1,9 \text{ м}^3$$

где  $\rho_{сж}$  — плотность (в кг/м<sup>3</sup>) и объем (в м<sup>3</sup>) пропана в сжиженном состоянии. Увеличение объема при испарении составляет

$$n = \frac{V}{V_{сж}} = \frac{500}{1,9} \approx 263.$$

**Пример 16.2.** Определить подачу компрессора для слива пропана из трех железнодорожных цистерн объемом  $V_r = 51 \text{ м}^3$ , размерами:  $D = 2,6 \text{ м}$ ,  $L = 10,8 \text{ м}$ ; диаметр сливной трубы  $d_r = 100 \text{ мм}$ ; приведенная длина  $l_r = 250 \text{ м}$ ; время слива  $\tau = 2 \text{ ч}$ , коэффициент заполнения цистерн  $k = 0,8$ ; коэффициент гидравлического сопротивления трубы  $\lambda = 0,02$ ; плотность пропана  $\rho = 560 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение.** Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе

$$w_{ж} = \frac{V_r k}{f_r 3600 \tau} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,785 \cdot 0,1^2 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,16 \text{ м/с}.$$

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода

$$\Delta p_r = \lambda \frac{l_r}{d_r} \cdot \frac{w_{ж}^2}{2} \rho = 0,02 \frac{250 \cdot 2,16^2}{0,1 \cdot 2} \cdot 560 = 65 \cdot 500 \text{ Па} \approx 0,66 \text{ кгс/см}^2.$$

Принимаем  $\Delta p = 2,0 \text{ кгс/см}^2 = 0,2 \text{ МПа}$ , учитывая разность уровней и скоростной напор.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны

$$F = DL = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2.$$

Средняя часовая подача при  $\tau_{ср} = \frac{\tau}{2} = 1$

$$G_{ч}^{ср} = \frac{k_1 F \Delta p}{r \sqrt{\tau}} \frac{50 \cdot 28 \cdot 3 \cdot 2}{80 \cdot 1} = 105 \text{ кг/ч}.$$

Подача компрессора в первые 5 мин его работы

$$G_{ч}^{\text{нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 3 \cdot 2}{80 \sqrt{0,083}} = 366 \text{ кг/ч}.$$

Отсюда следует, что подача компрессора должна составлять  $\sim 360 \text{ кг/ч}$ .

**Пример 16.3.** Определить число постов для наполнения баллонов при суммарном расходе пропана 50 т и двухсменной работе станции (840 мин). Продолжительность наполнения одного баллона принять 5 мин при максимальной массе наполнения 21 кг.

**Решение.** Необходимое число постов составит

$$m_n = \frac{G_{сум} \tau_n}{T_{нбб}} = \frac{50 \cdot 000 \cdot 5}{840 \cdot 21} = 14,2 \approx 14.$$

**Пример 16.4.** Определить количество весов на карусельной установке для наполнения 50-литровых баллонов и ее производительность, приняв время подключения баллона 8 с, время наполнения баллона 180 с и время отсоединения 3 с.

**Решение.** Необходимое количество весов

$$m_k = \frac{\tau_n + \tau_n + \tau_0}{\tau_n} = \frac{8 + 180 + 3}{8} = 24.$$

Производительность карусельной установки

$$N = \frac{3600 \cdot m_k}{\tau_n + \tau_n + \tau_0} = \frac{3600 \cdot 24}{8 + 180 + 3} = 450 \text{ баллонов/ч}.$$

## ЧАСТЬ V

# КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ. ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД

### ГЛАВА 17

#### КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

##### § 1. Основы теории коррозии

Коррозией металла называется процесс его разрушения под воздействием окружающей среды. Коррозия подземных стальных магистральных газонефтепроводов и резервуаров наносит большой ущерб, приводя к преждевременному их износу, сокращению межремонтных сроков, потерям транспортируемых продуктов и вызывая этим самым перебои в работе трубопроводного транспорта. Поэтому борьба с коррозией магистральных нефтегазопроводов и резервуаров, являющихся ответственными и дорогостоящими сооружениями, имеет важное народнохозяйственное значение.

По характеру и физической природе коррозионное разрушение подразделяется на химическое и электрохимическое. Химической коррозией называется процесс разрушения металла только в месте контакта металла с химически агрессивным агентом, при этом он не сопровождается возникновением электрического тока. Примером химической коррозии может служить разрушение внутренней поверхности резервуаров или трубопроводов при хранении или перекачке сернистых нефтей или газов, агрессивные компоненты которых, вступая в непосредственную реакцию с металлом приводят к его разрушению.

Электрохимическая коррозия — это процесс разрушения металла, сопровождающийся образованием электрического тока. При электрохимической коррозии в отличие от химической на поверхности металла образуется не сплошное, а местное повреждение в виде пятен и раковин (каверн) большой глубины. Различают микро- и макрокоррозионные процессы. В условиях почвенной коррозии возникновение микрокоррозионных пор связано со структурной неоднородностью металла. Поскольку потенциал различных включений по отношению друг к другу не одинаков, то между ними возникает электрический ток, вызывающий коррозионный процесс между элементарными частицами металла. Макрокоррозионный процесс — это процесс возникновения электрического тока (процесса коррозии) между двумя значительными частями одной и той же конструкции, например в трубопроводе, пересекающем границу грунтов с разной структурой (песка, глины) или проложенном под шоссеиной дорогой.

Сущность коррозии заключается в том, что в результате взаимодействия металла с окружающей средой (почвой, водой) происходит растворение и разрушение металла за счет того, что атомы металла подвергаются воздействию силового поля молекул воды, которые благодаря своему малому размеру как бы внедряются в кристаллическую решетку. Это взаимодействие может быть настолько сильным, что атом металла теряет свою связь с кристаллической решеткой и переходит в воду — образуется ион-атом, несущий заряд. Процесс растворения будет продолжаться до тех пор, пока в теле металла не накопится электрический заряд противоположного знака. В связи с наличием в воде и растворах электролитов заряженных частиц (ионов), процесс электрохимической коррозии протекает в результате работы большого числа коррозионных гальванических элементов. Возникающие при этом электрохимические реакции сопровождаются прохождением электрического тока между отдельными участками поверхности металла. Положительно заряженные ионы (катионы) перемещаются к отрицательному электроду-катоде, осуществляя реакцию восстановления, а отрицательно заряженные ионы (анионы) перемещаются к аноду, на котором происходит реакция окисления (разрушения). Чем выше концентрация ионов (носителей тока) в растворе, тем выше его электропроводность (и ниже электрическое сопротивление).

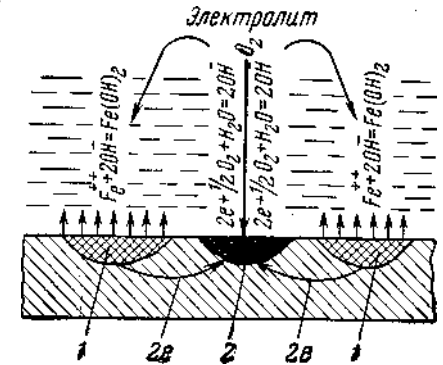
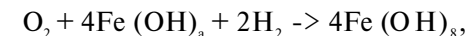


Рис. 17.1. Схема коррозионного разрушения стенки трубы:

1 — анодный участок; 2 — катодный участок;  $2e^-$  — электроны

На рис. 17.1 показана схема коррозионного разрушения стенки трубы. На поверхности трубы вследствие различной структуры металла на разных участках образуется ряд гальванических коррозионных элементов. На анодных участках ион-атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов, при этом на поверхности металла остаются освобождающиеся электроны  $2e^-$ , которые перемещаются по металлу к катодным участкам. На катодных участках эти электроны снимаются с металла, и в результате ионизации кислорода происходит образование гидроксильной группы OH. Переходящие в раствор на анодных участках катионы Fe и на катодных участках гидроксильные ионы OH взаимодействуют в растворе с образованием закиси железа  $Fe(OH)_2$ .

При наличии в электролите (вода, почва) свободного кислорода закись железа окисляется в гидрат окиси железа



который выпадает в виде осадка. Скорость разрушения определяется эффективностью указанной работы гальванических элементов,



возникающих на поверхности металла; она значительно превышает скорость прямого химического взаимодействия металла с молекулами воды. Поэтому для основной массы металлов, в виде трубопроводов и резервуаров, эксплуатирующихся в атмосфере, в воде и в почве, учитывают главным образом процессы электрохимической коррозии.

## § 2. Виды электрохимической коррозии

Различают три вида электрохимической коррозии — коррозия в электролитах, почвенная и атмосферная.

Коррозия металла, возникающая под действием водных растворов солей, кислот или почвенных вод, называется *коррозией в электролитах*.

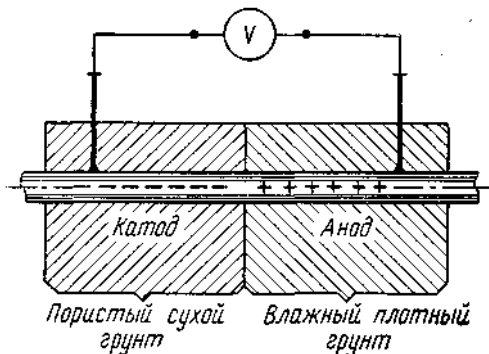


Рис. 17.2. Схема возникающей пары дифференциальной аэрации

Чем активнее электролит, т. е. чем больше концентрация солей, кислот, щелочей, тем интенсивнее разрушение. Примером коррозии в электролитах может служить коррозия подводных участков магистральных трубопроводов при переходе водных препятствий — рек, озер, болот и т. п.

Коррозия металла в грунтовых условиях, например подземных трубопроводов и резервуаров, находящихся под действием почвы или почвенного электролита, называется *почвенной коррозией*. Коррозионные свойства почвы объясняются некоторыми ее особенностями и в первую очередь ее капиллярно-пористым строением, различными формами связи воды, воздуха и почвы. Кроме того, имеет важное значение чередование участков почв с различными физико-химическими свойствами, а также неодинаковая кислородная проницаемость отдельных видов почв. Для магистральных трубопроводов большой протяженности характерно чередование участков с различной воздухопроницаемостью, что приводит к образованию гальванических пар неравномерной аэрации. В этом случае участки с большей воздухопроницаемостью превращаются в катод, а с меньшей воздухопроницаемостью — в анод, между которыми протекает ток; при этом процесс коррозии, как правило, наблюдается в анодном участке, как более влажном и, следовательно, менее воздухопроницаемом.

Влияние воздухопроницаемости на коррозию называется дифференциальной аэрацией. На рис. 17.2 показана схема возникновения гальванической дифференциальной аэрации.

В целом коррозионная активность почвы, влияющая на процесс коррозии, зависит от ряда взаимосвязанных факторов — от электро-

проводности почвы, влажности, воздухопроницаемости, температуры, кислотности, состава солей и величины рН, в свою очередь зависящей от концентрации ионов водорода.

Кроме указанных причин коррозии наблюдается также разрушение подземных трубопроводов под воздействием блуждающих токов (*электрокоррозия*), являющееся по своему характеру электрической коррозией. В этом случае коррозия металла возникает в связи с проникновением на трубу токов утечки (блуждающих токов) с рельсов электрифицированного транспорта или других промышленных установок постоянного тока. Блуждающие токи, проникая в тело металлоконструкций через поврежденную изоляцию, создают своеобразные анодные и катодные зоны. Ток при движении между этими зонами постепенно разрушает металл в анодной зоне.

Коррозия металлов, происходящая в результате воздействия кислорода воздуха и атмосферной влаги, называется *атмосферной коррозией*.

Атмосферная коррозия наблюдается на трубопроводах, проложенных на поверхности грунта или в местах воздушных переходов, а также в наземных резервуарах и коммуникациях.

## § 3. Методы определения коррозионных свойств почвы

Для выбора средств защиты стальных подземных сооружений — трубопроводов и резервуаров необходимо располагать данными о коррозионных свойствах почвы. Чем выше электросопротивление (с малым содержанием солей и влаги), тем меньше токи коррозии и соответственно меньше разьедание металла. Коррозионная активность почв по их удельному электросопротивлению характеризуется следующими показателями

Удельное сопротивление, Ом-м	Степень активности почвы	Удельное сопротивление, Ом-м	Степень активности почвы
5 5-10 10—20	Особо высокая Высокая Повышенная	20—100 В>100	Средняя Низкая

Для определения омического сопротивления почвы пользуются различными методами и приборами. Наиболее распространен так называемый четырехэлектродный метод, позволяющий определять удельное сопротивление почвы на глубине укладки трубопровода при установке электродов на расстояние 0,20 м от поверхности земли и с разрывом между ними 2 м.

В качестве прибора для определения удельного электрического сопротивления используется преимущественно потенциометр типа МС-08.

Результаты измерений изображают в виде графиков. Пример такого графика приведен на рис. 17.3, из которого видно, что

наиболее агрессивным участком вдоль трассы протяженностью 4 км является участок 8 с удельным сопротивлением 3 Ом-м и менее агрессивным — участок 2 с удельным сопротивлением более 180 Ом x X м. Шаг измерений обычно принимают равным 50—100 м.

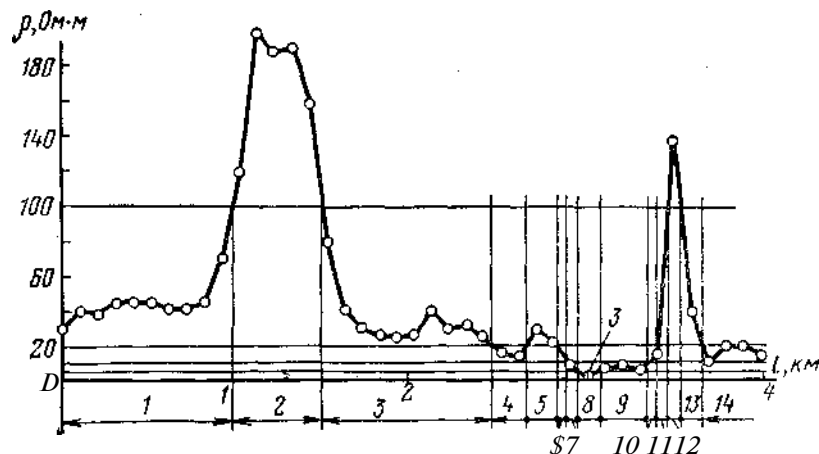


Рис. 17.3. График удельного сопротивления почвы вдоль трассы трубопровода

#### § 4. Противокоррозионная изоляция

Для защиты нефтегазопроводов и резервуаров применяют изоляционные покрытия различных конструкций из разных материалов. Однако при длительной эксплуатации трубопроводов и резервуаров, защищенных только изоляционными покрытиями, возникают сквозные коррозионные повреждения на участках почвенной коррозии уже через 5—7 лет после укладки трубопроводов в грунт, а при наличии блуждающих токов через 1—2 года. Поэтому из соображений долговечности кроме защиты поверхности нефтегазопроводов и резервуаров противокоррозионными покрытиями (пассивный способ) применяют активный способ, например электрозащиту, включающий катодную, протекторную или дренажную защиту.

Для защиты подземных магистральных стальных трубопроводов от коррозии применяют два типа изоляционного покрытия — нормальное и усиленное. Покрытие нормального (однослойное с защитной оберткой) типа применяется на участках нефтегазопроводов, находящихся в грунтах, с большим удельным электросопротивлением (выше 10 Ом-м), а покрытие усиленного (двухслойное с защитной оберткой) типа — на участках с малым удельным сопротивлением (до 10 Ом-м). В тех случаях, когда нефтегазопроводы сооружают из труб диаметром 1000 мм и более или когда они проходят по солончаковым или поливным почвам, болотам, на подводных переходах рек, при пересечении промышленных и бытовых стоков, железных и шоссежных дорог и др., независимо от величины "удельного сопро-

тивления грунтов применяют изоляцию усиленного типа. Во всех случаях изоляционным покрытиям предъявляются требования высокой химической стойкости в условиях агрессивных почвенных электролитов и химической нейтральности по отношению к стальным трубопроводам. Они должны обладать необходимой механической прочностью при укладке и засыпке трубопровода, хорошей адгезией (прилипаемостью) к поверхности труб, водонепроницаемостью температурной устойчивостью и диэлектрическими свойствами.

Наиболее широко применяют битумно-резиновые покрытия и покрытия из полимерных лент, наносимых на трубопроводы с помощью специальных механизмов.

Для контроля качества изоляции применяют различные приборы и механизмы, предназначенные для проверки прилипаемости изоляции, толщины, сплошности слоя и других показателей. Степень прилипаемости изоляции определяется при помощи прибора называемого адгезиметром. Толщину изоляционного покрытия определяют микрометрами или магнитными толщиномерами (МТ-57, ИТ-60, ТИ-63). Сплошность покрытия, т. е. отсутствие внутренних дефектов в виде воздушных мешков и посторонних предметов, проверяют дефектоскопами различных конструкций. Наиболее распространенными являются дефектоскопы ДР-12, ИДИП (инспекторский), а также ДИ-64, принцип действия которых основан на определении электрической прочности изоляционного покрытия.

Для удлинения срока службы трубопроводов целесообразно сочетать наружную изоляцию с внутренней, учитывая достаточно высокий коррозионный износ труб при транспорте нефти и газа и в особенности, сернистых агрессивных нефтепродуктов. В качестве защитного покрытия внутренних поверхностей труб применяют различные антикоррозионные материалы, включая специальные лаки, эпоксицидные смолы и полимерные материалы.

Изоляцию заглубленных в грунт металлических резервуаров осуществляют по тем же принципам и из тех же материалов что и подземных трубопроводов. Днища металлических резервуаров сооружаемых на песчаных основаниях, снаружи изолируют битумными покрытиями.

В большинстве случаев для удлинения срока службы трубопроводов и резервуаров, обеспечения их безаварийной работы и экономии металла целесообразна комплексная их защита, сочетающая наружную и внутреннюю изоляцию с активной электрозащитой.

Для выявления участков трубопроводов, подверженных интенсивной почвенной коррозии, ежегодно проверяют изоляцию трубопроводов, при этом дефекты обычно обнаруживают без вскрытия траншеи, с помощью искателя повреждений ИП-1-60, работа которого основана на измерении разности потенциалов между двумя точками земли над трубопроводом с помощью двух электродов, передвигаемых вдоль него. Максимальные показания получаются тогда, когда один из электродов находится непосредственно над повреждением.

\* В соответствии с СНиП 11-45—75.

Для проверки измерений через каждые 1000 м вскрывают контрольные шурфы, с помощью которых устанавливается степень поражения труб коррозией.

### § 5. Электрозащита трубопроводов и резервуаров от почвенной коррозии

Электрозащита магистральных трубопроводов от коррозии осуществляется установками катодной, протекторной и электродренажной защиты.

Электрозащита как активный способ дополняет пассивную защиту, т. е. покрытие поверхности трубопроводов и резервуаров противокоррозионной изоляцией. Применение электрозащиты как самостоятельного мероприятия обычно не практикуется, так как при этом значительно возрастает мощность установок и резко сокращается длина защищаемого участка.

К а т о д н а я з а щ и т а заключается в создании, отрицательного потенциала на поверхности трубопровода, благодаря чему предотвращается возможность выхода электрического тока из трубы, сопровождаемого ее коррозионным разъеданием. С этой целью

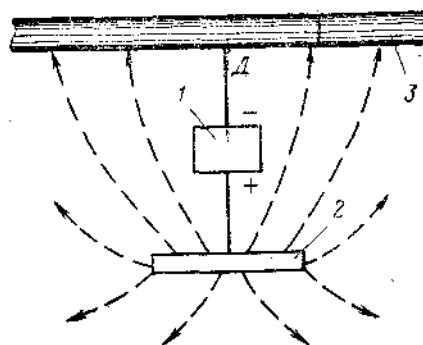


Рис. 17.4. Схема катодной защиты трубопровода:

1 — источник постоянного тока; 2 — анодное заземление; 3 — трубопровод

трубопровод превращают в катод путем подключения трубы к отрицательному полюсу постороннего источника постоянного тока, положительный полюс которого (анод) присоединяют к специальному электроду-заземлителю, установленному в стороне от трассы трубопровода. В результате достигается так называемая катодная поляризация (т. е. односторонняя проводимость, исключая обратное течение тока), при которой токи входят из грунта в трубу, так как она является в данном случае катодом по отношению к грунту. Исключив выход токов из трубы, тем самым прекращают ее коррозию. Принципиальная схема защиты катодными установками приведена на рис. 17.4. Как видно из схемы, ток от анода 1 (положительного полюса) источника питания через анодное заземление 2 поступает в почву и через поврежденные участки изоляции на трубу 3. Затем, через точку дренажа Д возвращается к источнику питания 1 через отрицательный полюс.

В результате вместо трубопровода разрушается анодный заземлитель 2. Величину электрохимического (электродного) потенциала трубопровода, возникающего при его взаимодействии с грунтовым электролитом, обычно определяют по разности потенциалов между электродами: трубопроводом и неполяризуемым медносульфат-

U,

ным полуэлементом. В этом случае значение потенциала трубопровода представляет собой разность его электродного потенциала и потенциала электрода сравнения по отношению к грунту (потенциал «труба — земля»).

Для надежной работы катодной защиты подземного трубопровода разность потенциалов между трубопроводом и окружающим его грунтом (когда трубопровод является катодом) должна быть в пределах от  $-0,87$  до  $-1,2$  В (измеренные по медносульфатному электроду

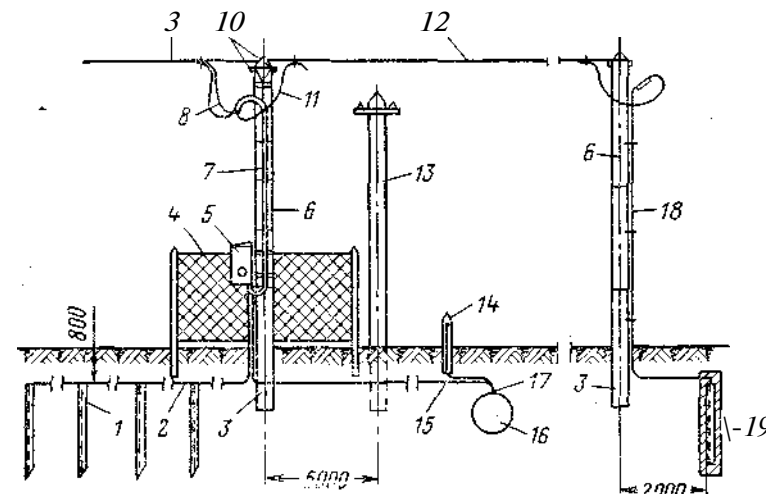


Рис. 17.5. Станция катодной защиты:

1 — электрод заземлительного; 2 — соединительная шина; 3 — железобетонный столб; 4 — ограждение; 5 — выпрямитель (сетевая катодная станция); 6 — деревянный столб; 7 — газовая труба; 8 — ввод переменного тока; 9 — ЛЭП на 220 В; 10 — изоляторы ТФ-2; 11 — ввод выпрямительного тока; 12 — провод анодного заземления; 13 — опора связи трубопровода; 14 — катодный вывод в железобетонном столбике; 15 — кабель; 16 — точка дренажа; 17 — провод; 18 — анодное заземление в коксовой засыпке

сравнения). При увеличении отрицательного потенциала свыше  $-1,2$  В происходит интенсивная катодная реакция, которая приводит к нарушению адгезии изоляции (вследствие выделения атомарного водорода на поверхности трубы).

Станции катодной защиты (СКЗ) представляют собой устройства, состоящие из источника постоянного тока или преобразователя переменного тока в постоянный, контрольных и регулирующих приборов и соединительных кабелей. При наличии источников электроснабжения вблизи трассы магистрального трубопровода станции катодной защиты питаются от линии электропередач, при этом для выпрямления тока служат полупроводниковые выпрямители. На рис. 17.5 показан общий вид станции катодной защиты. В качестве анодного заземления применяют металлические (стальные, железокремнистые) и неметаллические (графитированные) электроды. Конструкция стального анодного заземления создается из труб, прутков, уголков, рельсов и др. Расстояние между трубопроводом и анодным заземлением принимается равными 100—200 м, а до опоры

станции катодной защиты 5 м. Одна станция катодной защиты обычно обслуживает трубопровод при среднем качестве изоляции протяженностью 10—15 км, при этом мощность источника электроэнергии для питания катодной установки на существующих установках колеблется в пределах 0,1—1,0 кВт в зависимости от качества изоляции трубопровода, толщины его стенок, свойств грунта и других показателей. Катодную защиту применяют также для защиты днищ стальных резервуаров. Наибольшее применение имеют сетевые унифицированные катодные станции СКСУ-150, СКСУ-300, СКСУ-600 и СКСУ-1200.

Для выполнения электрических измерений по трассе трубопроводов, требующих контактирования с трубой, а также для подключения станций катодной или протекторной защиты устраивают так называемые к а т о д н ы е в ы в о д ы —устройства, выведенные на поверхность земли при помощи изолированного проводника. Катодные выводы устанавливают в катодных колодцах или измерительных колонках, изготовленных из обрезков труб или в виде железобетонных столбиков. При включении напряжения питания СКЗ устанавливают разность потенциалов «трубопровод-земля» в точке дренажа, равной  $-1,2$  В (по отношению к медносulfатному электроду), после чего замеряют потенциалы по длине трубопровода в обе стороны от СКЗ у всех катодных выводов. Минимальное значение в конце защищаемого участка должно быть не менее  $-0,87$  В. По результатам измерений строят график разности потенциалов по длине трубопровода.

В соответствии с правилами устройства электрохимической защиты на магистральных трубопроводах СКЗ включают и налаживают в начале эксплуатации.

В связи с тем, что анодные заземлители, интенсивно разъедаемые, требуют большого количества металла, исчисляемого тоннами, и подлежат замене каждые 3—4 года, с целью экономии металла применяют старые трубы или рельсы. В целом стоимость установок катодной защиты и их эксплуатации связана с небольшими расходами наряду с их большой эффективностью.

П р о т е к т о р н а я з а щ и т а применяется для защиты трубопроводов и других сооружений от почвенной коррозии преимущественно в тех случаях, когда не может быть использована катодная защита из-за отсутствия источников электроснабжения или для защиты отдельных узлов и сооружений.

Этот вид защиты осуществляется при помощи электродов (протекторов), закапываемых в грунт рядом с защищаемым сооружением.

Обычно протекторная установка выполняется в виде контрольно-измерительной колонки, устанавливаемой на трубе, рядом с которой закапывают протектор, заключенный в активатор.

Принцип работы протекторной защиты аналогичен гальваническому элементу и основан на том (как и при катодной защите), что при замыкании двух электродов, помещенных в грунт (электролит), в цепи протекает ток от электрода с менее отрицательным потенциалом (анода) к электроду с более отрицательным потенциалом (катоде);

В данном случае протектор, являясь анодом, будучи соединен с катодом-трубой, образует гальваническую пару, в которой ток, попадая на трубу, поляризует ее, предохраняя ее от коррозии, в то время как анод разрушается (рис. 17.6). Протекторы обычно изготавливают из всевозможных сплавов магния, алюминия и цинка, имеющих более отрицательный потенциал по отношению к стальным трубам и другим защищаемым сооружениям. Наиболее широкое применение имеют магниевые сплавы МЛ-4 и МЛ-5.

Установки протекторной защиты являются несложными устройствами, не требующими специального обслуживания. Недостаток протекторных установок — это небольшая протяженность защищаемого участка и сравнительно большой расход цветных металлов.

Станции дренажной защиты сооружают вблизи железных электрифицированных дорог, где возникают блуждающие токи в примыкающем грунте. Защита трубопроводов от корродирующего воздействия блуждающих токов путем отвода этих токов электрической перемычкой из анодных зон к источнику этих токов (например, к тяговому рельсу) носит название электродренажной защиты. Блуждающие токи представляют собой большую опасность для трубопроводов, так как вследствие большой силы тока они могут привести к значительным коррозионным повреждениям.

Защиту трубопроводов от блуждающих токов проводят в двух направлениях: путем внедрения различных мероприятий по предупреждению их возникновения, а также путем предотвращения входа блуждающих токов в трубопровод и отвода их обратно в грунт.

В первом случае уменьшают сопротивление рельсового пути и электропроводимости между рельсами и землей. С этой целью, например, рельсы соединяют между собой проводами, создавая непрерывную электрическую линию, а трубопровод прокладывают как можно дальше от рельсов электрической железной дороги. Во втором случае применяют методы электрозащиты (электродренажа).

Способ защиты выбирают на основе выявления опасных зон возникновения блуждающих токов путем измерений разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, а также рельсами электрической железной дороги, величины и направления тока вдоль трубопровода и плотности тока, выходящего из трубопровода в землю в анодных зонах.

На магистральных трубопроводах наиболее широко применяют электромагнитные дренажные установки типа УПДУ-57, на номинальный ток 300А. В настоящее время создана усиленная дренажная установка УДУ-2400, представляющая собой сочетание дренажной

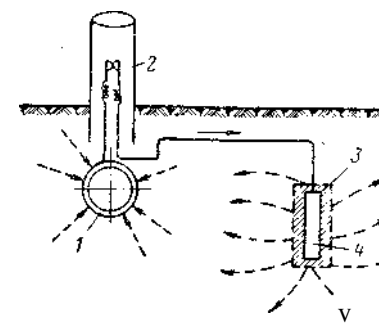


Рис. 17.6. Схема протекторной установки с контактным выводом:

1 — труба; 2 — контрольно-измерительная колонка; 3 — активатор; 4 — протектор

и катодной защиты для применения в тех случаях, когда требуется усиленный дренаж при одновременном действии источников блуждающих токов.

В процессе эксплуатации устройств электрохимической защиты трубопровода в целях контроля ее эффективности производят периодические измерения ее основных параметров — разности потенциалов «труба — земля», сопротивления цепи катодных установок и их элементов, тока цепи протекторных установок. Обычно измеряют высокоомным вольтметром или потенциометром ЭП-1М; отрицательный зажим подключают к катодному выводу трубопровода, а положительный зажим к медносульфатному электроду сравнения, который устанавливают над обследуемым трубопроводом на расстоянии 25 м от катодного вывода. Для поддержания потенциала «труба — земля» (на уровне от 0,87—1,2 В) применяют ряд мероприятий на основе производственной проверки состояния изоляционного покрытия и трубы. В местах нарушения изоляции и обнаружения раковин или каверн в теле трубы производят ремонтные работы по их устранению и восстановлению изоляции, а в отдельных случаях устанавливают дополнительные катодные станции и протекторные установки.

#### § 6. Расчет катодной защиты трубопроводов

Катодная защита трубопровода осуществляется сетью катодных установок, располагаемых друг от друга на расстоянии  $L$  (в м) параллельно трубопроводу и на расстоянии  $u$  (в м) от трубопровода. Основными расчетными элементами катодной защиты являются: катодная станция (источник постоянного тока), анодное заземление и дренажная электролиния. При расчете катодной защиты определяют: расстояние между двумя соседними установками катодной защиты  $L$ ; величину силы тока в точке дренажа  $I_n$  и  $I_k$  в начальный и конечный период работы катодной защиты; общее число электродов  $n$  и необходимый диаметр (сечение) дренажных проводов (кабелей); срок службы анодного заземления  $T$ ; падение напряжения в схеме защиты  $U_{сх}$ ; потребляемую мощность сетевой катодной станции  $W$ .

1. Расстояние между двумя соседними катодными установками с учетом их взаимного влияния определяют по формуле

$$L = \frac{4,6}{\alpha} \lg \frac{U_{max}}{0,5U_{min}},$$

где  $\alpha$  — электрический параметр трубопровода

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_n}} \left[ \frac{1}{m} \right];$$

$R_T$  — сопротивление трубопровода в Ом-м, определяемое по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi (d_n 10^3 - \delta) \delta}$$

или принимаемое по справочным таблицам (например, для трубопровода размером 325 X 8  $R_T = 16,94 \cdot 10^{-6}$  Ом-м; для трубопро-

вода размером 529 X 6  $R_T = 13,69 \cdot 10^{-6}$  Ом-м; для трубопровода размером 720 X 6  $R_T = 10,03 \cdot 10^{-6}$  Ом-м; для трубопровода размером 1020 X 6  $R_T = 7,061 \cdot 10^{-6}$  Ом-м);  $\rho_T$  — удельное сопротивление трубопровода (в Ом-мм<sup>2</sup>/м) принимается равным 0,135 Ом X мм<sup>2</sup>/м;  $d_n$  — наружный диаметр Трубопровода, мм;  $\delta$  — толщина стенки трубопровода, мм;  $R_n$  — переходное сопротивление изоляции трубопровода на 1 м длины, Ом-м (для битумных покрытий в зависимости от состояния изоляции значение  $R_n$  принимают в пределах 300—500 Ом-м);  $U_{max}$  — наложенная разность потенциалов в точке дренажа (в В) берется в зависимости от состояния грунтов (для влажных грунтов  $U_{max} = -0,67$  В; для сухих грунтов  $U_{max} = -0,95$  В);  $U_{min}$  — наложенная разность потенциалов «труба — земля» в конце плеча защиты ( $U_{min} = -0,32$  В).

2. Величину силы тока в точке дренажа  $I_n$  в начальный период работы катодной защиты определяют по формуле

$$I_n = \frac{U_{max}}{\frac{\rho_{г.з}}{2\pi y} + Z_0}$$

или берут по справочным номограммам в зависимости от значений  $\rho_{г.з}$  и  $Z_0$ ;  $\rho_{г.з}$  — удельное сопротивление грунта в зоне протекания токов катодной установки (в Ом-м) берется по результатам практических измерений или по справочным таблицам в зависимости от характера грунта (в среднем в зависимости от влажности грунта, содержания солей и температуры  $\rho_{г.з}$  колеблется от 10 до 100 Ом-м);  $y$  — расстояние от анодного заземления до защищаемого трубопровода (в м); принимается в пределах 100—200 м;  $Z_0$  — входное сопротивление трубопровода (в Ом)

$$Z_0 = \frac{\sqrt{R_T R_n}}{2}.$$

С учетом старения изоляции трубопровода в процессе его эксплуатации и ухудшения со временем защитных свойств изоляции величину силы тока  $I_k$  в точке дренажа для конечного периода работы катодной защиты принимают с трехкратным запасом  $I_k = 3 \cdot I_n$

3. Общее число электродов

$$n = \frac{R_T}{R_A \eta_3}, \quad (17.2)$$

где  $R_T$  — сопротивление растеканию горизонтального электрода, Ом (для электрода ЗКЖ-12-ка в коксовой мелочи  $R_T = 0,3\rho_{г.з}$  Ом;  $R_A$  — принимается равным  $R_{сх}/2$ ;  $R_{сх}$  — общее сопротивление схемы защиты катодной станции (для расчетов принимается  $R_{сх} = 0,3$  Ом);  $\eta_3$  — коэффициент использования электрода, работающего совместно с соседним (принимается  $\eta_3 = 0,7$ ).

Поперечное сечение (в мм<sup>2</sup>) дренажных проводов (кабеля)

$$S = \frac{\rho_{лп}}{R_k}, \quad (17.3)$$

$$\sim \frac{Pin}{RK}$$

где  $\rho$  — удельное сопротивление материала проводника (кабеля), Ом-мм<sup>2</sup>/м (для алюминия  $\rho = 0,028$  Ом-мм<sup>2</sup>/м);  $l_{\text{др}}$  — длина проводника (кабеля), м (принимается равной  $y$ );  $R_k$  — сопротивление дренажных проводов (кабеля), Ом (для упрощения расчета практически принимается  $R_k = R_A$ ).

При использовании в качестве дренажной линии проводника круглого сечения ( $S = \pi d^2/4$ ), минимально необходимый диаметр проводника (в мм)

$$d = \sqrt{\frac{4S}{\pi}}$$

#### 4. Срок службы анодного заземления

$$T = \frac{G}{kgI_{\text{ан}}}$$

где  $G$  — масса материала заземления (принимается 1000—1200 кг);  $\kappa$  — коэффициент запаса для обеспечения нормальной работы анодного заземления на проектируемый срок эксплуатации ( $\kappa = 1, 1-1,3$ );  $g$  — вес растворяемого материала заземления (для стальных заземлителей без активаторов  $g = 10$  кг/а-год).

#### 5. Падение напряжения в схеме защиты (в В)

$$U_{\text{сх}} = I_{\text{к}} \left( R_{\text{А}} + R_{\text{к}} + Z_0 + \frac{\rho_{\text{г.з}}}{2\pi y} \right) \approx I_{\text{к}} R_{\text{сх}} \quad (17.5)$$

#### 6. Потребляемая мощность сетевой катодной станции

$$W = \frac{W'}{\eta} \quad (17.6)$$

где  $W$  — мощность на выходе катодной станции,

$$W' = I_{\text{к}} U_{\text{сх}};$$

$\eta$  — к. п. д. катодной станции (принимается в пределах 0,8—0,85).

Тип станции катодной защиты принимается соответственно потребляемой мощности.

Пример 17.1. Рассчитать катодную защиту трубопровода размером 529 X 6 мм с удовлетворительным состоянием битумной изоляции, проложенного в грунте с удельным сопротивлением  $\rho_{\text{г.з}} = 20$  Ом-м. Электроды анодного заземления ЗКЖ-12-ка расположены в грунте горизонтально. Для дренажной линии использовать алюминиевый провод круглого сечения.

Решение. 1. Расстояние между катодными установками

$$l = \frac{4,6}{\alpha} \lg \frac{U_{\text{max}}}{0,5 U_{\text{min}}} = \frac{4,6}{1,98 \cdot 10^{-4}} \lg \frac{0,95}{0,5 \cdot 0,32} = 2,26 \cdot 10^4,$$

$$\lg 5,9 = 1,75 \cdot 10^4 = 17,5 \text{ км},$$

где

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{п}}}} = \sqrt{\frac{13,69 \cdot 10^{-6}}{350}} = 1,98 \cdot 10^{-4} \text{ 1/м};$$

сопротивление трубопровода  $R_{\text{г}}$  для трубопровода размером 529 X 6 мм  $L_{\text{г}} = 13,69 \times 10^{-6}$  Ом-мм<sup>2</sup>/м; переходное сопротивление изоляции трубопровода  $R_{\text{п}}$  принимаем 350 Ом-м.

2. Величина силы тока  $I_{\text{н}}$  в точке дренажа в начальный период работы катодной защиты

$$I_{\text{н}} = \frac{U_{\text{max}}}{\frac{\rho_{\text{г.з}}}{2\pi y} + Z_0} = \frac{0,95}{\frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 200} + 4,9 \cdot 10^{-2}} = 14,6 \text{ А},$$

где расстояние от анодного заземления до защищаемого трубопровода  $y$  принимаем 200 м; входное сопротивление трубопровода

$$Z_0 = \frac{\sqrt{R_{\text{г}} R_{\text{п}}}}{2} = \frac{\sqrt{13,69 \cdot 10^{-6} \cdot 350}}{2} = 4,9 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}.$$

Величина силы тока  $I_{\text{к}}$  в точке дренажа для конечного периода работы катодной защиты  $I_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{н}} = 3 \cdot 14,6 = 43,8 \text{ А}$ .

#### 3. Общее число электродов

$$n = \frac{R_{\text{г}}}{R_{\text{А}} \eta_{\text{э}}} = \frac{6}{0,15 \cdot 0,7} = 56,5 \approx 57,$$

где сопротивление растеканию горизонтального электрода ЗКЖ-12-ка в коксовой мелочи

$$R_{\text{г}} = 0,3 \rho_{\text{г.з}} = 0,3 \cdot 20 = 6 \text{ Ом};$$

общее сопротивление растеканию электродов (для станции катодной защиты принимается  $R_{\text{сх}} = 0,3$  Ом)

$$R_{\text{А}} = \frac{R_{\text{сх}}}{2} = \frac{0,3}{2} = 0,15 \text{ Ом}.$$

Коэффициент использования электрода  $\eta_{\text{э}} = 0,7$ .

Поперечное сечение дренажных проводов

$$S = \frac{\rho l_{\text{др}}}{R_{\text{к}}} = \frac{0,028 \cdot 200}{0,15} = 37,3 \text{ мм}^2,$$

где удельное сопротивление алюминиевого проводника  $\rho = 0,028$  Ом-мм<sup>2</sup>/м; длину дренажных проводов  $l_{\text{др}}$  принимаем равной расстоянию от анодного заземления до трубопровода  $y$ , т. е.  $l_{\text{др}} = y = 200$  м; сопротивление дренажных проводов  $R_{\text{к}}$  принимаем равным общему сопротивлению растеканию электродов  $I_{\text{н}}$ , т. е.  $R_{\text{к}} = R_{\text{А}} = 0,15$  Ом.

Минимально необходимый диаметр алюминиевого провода

$$d = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 37,3}{3,14}} = 6,9 \text{ мм} \approx 7,0 \text{ мм}.$$

#### 4. Срок службы анодного заземления

$$T = \frac{G}{kgI_{\text{н}}} = \frac{1200}{1,1 \cdot 10 \cdot 14,6} = 7 \text{ лет } 6 \text{ мес.},$$

где масса материала заземления  $G = 1200$  кг; коэффициент запаса  $\kappa = 1,1$ ; масса растворяемого материала заземления  $g = 10$  кг/(а-год).

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТРАНСПОРТА  
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ,  
НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА

§ 1. Характеристика сточных вод

Загрязнение водоемов производственными стоками в случае "сброса их в неочищенном виде с нефтебаз, газохранилищ и магистральных нефтепродуктопроводов, расположенных вблизи водоемов — рек, озер и морей, наносит огромный, невосполнимый ущерб природе и народному хозяйству. В первую очередь терпит громадный ущерб рыбная промышленность, так как загрязнение водоемов приводит к ухудшению условий обитания и развития рыб. Поэтому охрана и предотвращение загрязнения водоемов сточными водами должны обеспечиваться проведением целого комплекса мероприятий, включающих внедрение различных методов очистки сточных вод и нормирование сброса их в водоемы.

Сточные воды на нефтебазах, газохранилищах, перекачивающих станциях и наливных пунктах подразделяются на: подтоварные, промывочные воды резервуаров, атмосферные, производственные сточные, балластные и промывочные воды нефтеналивных судов, хозяйственно-фекальные стоки и осадки, образующиеся в резервуарах и очистных сооружениях.

Подтоварные воды — стоки, образующиеся за счет обводненности нефтепродуктов и нефти, а также за счет влаги, поступающей из воздуха в процессе дыхания резервуара. Сброс этих стоков производится при дренаже резервуаров.

Промывочные воды резервуаров — стоки, образующиеся при очистке и промывке резервуаров.

Атмосферные воды — стоки, образующиеся в период дождей и таяния снега на обвалованных территориях, в резервуарных парках, на сливно-наливных эстакадах.

Производственные сточные воды — стоки, поступающие от производственных зданий (насосных станций, лабораторий, котельных, гаражей, бондарных, разливочных), камер пуска и приема скребка, технологических площадок, установок пропарки бочек, а также различные утечки загрязненной воды и нефтепродуктов из технологического оборудования.

Балластные и промывочные воды нефтеналивных судов, образующиеся за счет балластных вод и промывки танков наливных барж и танкеров.

Спецстоки (стоки, загрязненные тетраэтилсвинцом) — подтоварные воды, образующиеся при промывке резервуаров и танков после этилированного бензина, сбросы от санпропускников с прачечными для стирки и обезвреживания спецодежды, а также ливневые стоки от обвалования резервуарных парков, где хранится этилированный бензин.

5. Падение напряжения в схеме защиты

$$\Delta U_{\text{сх}} = I_{\text{к}} R_{\text{сх}} = 43,8 \cdot 0,3 = 13,14 \text{ В.}$$

6. Потребляемая мощность сетевой катодной станции

$$W = \frac{W'}{\eta} = \frac{575,5}{0,8} = 719,3 \approx 720 \text{ Вт,}$$

где  $W$  — мощность на выходе сетевой катодной станции

$$W' = I_{\text{к}} U_{\text{сх}} = 43,8 \cdot 13,14 = 575,5 \text{ Вт;}$$

к. п. д. катодной станции принимаем, равным 0,8.

К установке принимаем с запасом станцию катодной защиты типа СКСА-1200 с номинальной мощностью на выходе 1200 Вт.

§ 7. Техника безопасности при эксплуатации оборудования электрохимической защиты трубопроводов от коррозии

Эксплуатация установок электрохимической защиты трубопроводов осуществляется в соответствии с общими «Правилами защиты подземных металлических сооружений от коррозии», инструкциями и указаниями, относящимися к данному трубопроводу. Катодные и электродренажные установки должны работать непрерывно, не считая кратковременных отключений катодных станций при планово-предупредительном ремонте. Обслуживание электрозащитных устройств, обеспечение их бесперебойной работы, а также контроль состояния подземных трубопроводов осуществляет линейно-эксплуатационная служба трубопровода (ЛЭС), которая оснащается передвижными лабораториями электрохимической защиты.

К работам по эксплуатации, наладке, измерениям параметров и ремонту установок и устройств электрохимической защиты допускается электротехнический персонал, знающий правила техники безопасности и имеющий квалификационную группу не ниже третьей. Линейным ремонтникам разрешается только снимать показания измерительных приборов установок электрозащиты без производства работ на них.

Электрооборудование станций катодной защиты надежно заземляется, а при питании станций от воздушных электропередач 6кВ и выше они оборудуются грозозащитными устройствами. Защитные заземления должны соответствовать требованиям действующих «Правил устройства электроустановок» и содержаться в исправном состоянии.

Во время проведения на трубопроводе ремонтных работ станции катодной защиты отключают, а в зоне блуждающих токов в месте разрыва трубы устанавливают электрические перемычки сечением не менее 25 мм<sup>2</sup>. Линии электропередач для питания катодных станций, как правило (за исключением аварийных случаев), осматривают в дневное время. Персонал, обслуживающий электрохимические защитные установки, обеспечивается индивидуальными средствами защиты (монтерским инструментом с изолированными ручками, перчатками, галошами, ботами и др.).

Хозяйственно-фекальные стоки — это стоки, образующиеся от санузлов и душевых.

Осадки в резервуарах и очистных сооружениях образуются в результате отложения тяжелых нефтепродуктов, смол и всевозможных примесей, насыщенных нефтью и нефтепродуктами; в период зачистки они разбавляются водой и сбрасываются в шламонакопители или на специальные площадки, где их периодически сжигают.

Все категории сточных вод содержат определенное количество загрязнений, которые различаются по химическому составу и физическому состоянию. По химическому составу загрязнения сточные воды подразделяются в свою очередь на органические и минеральные. По физическому состоянию загрязнения сточные воды делятся в зависимости от степени их дисперсности на растворенные, коллоидные и нерастворимые.

В зависимости от количества содержания в сточных водах загрязнений их подразделяют на загрязненные и условно чистые.

Перед выпуском в водоем загрязненные сточные воды подвергаются очистке, степень которой устанавливается действующими санитарными нормами. Условно чистые сточные воды разрешается выпускать в водоемы без очистки. К ним относятся воды от охлаждения производственных агрегатов, имеющие повышенные температуры.

Большинство сточных вод, сбрасываемых с нефтебаз, перекачивающих станций и наливных пунктов, относятся к загрязненным стокам, и поэтому перед сбросом в водоемы их требуется очищать.

Состав сточных вод характеризуется концентрацией, т. е. количеством загрязнений, содержащихся в единице объема сточных вод, которая выражается в мг/л или г/м<sup>3</sup>.

На нефтебазах и магистральных нефтегазопроводах со сточными водами в промышленную канализацию сбрасывается значительное количество нефти и нефтепродуктов (до 5000—15 000 мг/л) и механических примесей (до 200 мг/л). Концентрация взвешенных веществ в бытовых сточных водах составляет 150—300 мг/л; дождевые воды, стекающие с площадей, загрязненных нефтью, например с территории резервуарных парков и сливно-наливных пунктов, могут содержать эмульгированной нефти 40—100 мг/л и механических примесей (взвешенных частиц) более 300 мг/л, а в отдельных случаях до 3000 мг/л.

Для очистки сточных вод применяют систему канализации. Канализацией называется комплекс мероприятий и инженерных сооружений (установок), предназначенных для приема и удаления сточных вод с территории предприятия и населенных мест, а также их очистки и обезвреживания до сброса в водоем.

## § 2. Нормативы по очистке сточных вод

Нефть и нефтепродукты, поступая в водоемы, образуют разные формы ее загрязнения: плавающую на воде нефтяную пленку, растворенные или эмульгированные в воде нефтепродукты, осевшие

на дно, а также адсорбированные грунтами тяжелые фракции нефти и нефтепродуктов. В результате в местах сброса стоков изменяются физические свойства воды (меняется цвет и прозрачность, вкус и запах), а при сильном ее загрязнении изменяются ее химические свойства и состав (снижается содержание кислорода, увеличивается окисляемость и т. д.).

Сточные воды, содержащие нефтепродукты в концентрациях выше 16 мг/л, смертельны для рыбы и ее молоди, а гибель личинок рыб наблюдается при концентрации нефтепродуктов в воде уже более 1,2 мг/л.

При концентрации нефтепродуктов выше 0,1 мг/л портятся вкусовые качества воды, а мясо рыбы приобретает неприятный нефтяной привкус даже при 0,1—0,08 мг/л.

Одним из важнейших мероприятий по проблеме охраны водоемов от загрязнения является нормирование сброса их в водоемы, т. е. разработка биологических обоснований и требований к предельно допустимым нормам очистки и обезвреживания сточных вод и к условиям их сброса в водоемы. В основу таких норм положено требование не к составу сточных вод, а к составу и свойствам воды водоемов, в которые они поступают, и определение предельно допустимых концентраций вредных веществ и их комплексов в воде различных водоемов; при этом учитывается категория данного водоема, гидрогеологические и гидробиологические факторы. Исходя из этих условий, на нефтебазах, расположенных в районах рек и водоемов, сброс производственных сточных вод осуществляется через очистные сооружения с учетом степени возможного смешения и разбавления этих вод с водой водоема, которая должна соответствовать «Правилам охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами», утвержденными Министерством здравоохранения СССР.

По этим правилам нормы предельно-допустимых концентраций нефти и нефтепродуктов в рыбохозяйственных водоемах не должны превышать 0,05 мг/л, а в водоемах санитарно-бытового водопользования соответственно: бензола — 0,5 мг/л, сероуглерода — 1,0, нефти — 0,1—0,3, керосина 0,3 и бензина — 0,1 мг/л.

Для определения концентрации нефти и нефтепродуктов в воде пользуются двумя методами — качественным и количественным. Качественный метод заключается в определении наличия углеводородов нефти в воде по окраске ее поверхности в цвета радуги и по запаху, который легко обнаруживается уже при содержании 0,2 мг нефти или нефтепродуктов в 1 л воды (0,2 мг/л). Количественный метод заключается в экстрагировании (извлечении) углеводородов нефти легким бензином или серным эфиром в делительной воронке. Эфирные вытяжки собирают в стаканчик. После испарения эфира или легкого бензина по привесу стаканчика находят содержание углеводородов, выражая его в миллиграммах на 1 л воды.

Количество углеводородов нефти или нефтепродуктов в воде определяют в лабораторных условиях, используя при этом такие приборы, как аналитические весы, ультрафиолетовые анализаторы



(основанные на фотометрическом методе спектрального анализа), механические экстракторы (для извлечения из воды нефти и нефтепродуктов) и др.

Допустимые нормативы качества сточных вод, рассчитанные в соответствии с утвержденными правилами, устанавливаются для каждой нефтебазы (и других объектов транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа) органами по использованию и охране водных ресурсов.

### § 3. Способы очистки сточных вод

Производственные стоки нефтебаз и перекачивающих станций магистральных нефтегазопроводов весьма различны по характеру и количеству загрязнений, поэтому применяются различные методы очистки, в том числе механические (отстаивание), механо-химические (коагуляция, нейтрализация, отстаивание), физико-химические (ионный обмен, сорбция) и биохимические.

Механической очисткой называют метод отстаивания, применяемый для выделения из сточных вод нерастворенных веществ.

При коагуляции в сточные воды добавляют реагенты-коагулянты, которые при растворении в воде образуют хлопья, способствующие адсорбции тонкодиспергированных и коллоидных веществ, составляющих загрязнения сточных вод, и выпадению их в осадок.

При нейтрализации в очищаемые сточные воды вводят реагенты, входящие в химические реакции с загрязнениями, в результате чего они переводятся в новые безвредные соединения, частично выпадающие в осадок или выделяющиеся в виде газов.

Под ионным обменом понимается извлечение анионов и катионов из растворенных в сточных водах загрязнений при помощи ионитов, являющихся твердыми природными или искусственными материалами, например искусственными ионообменными смолами, практически нерастворимыми в воде и органических растворителях.

Под сорбцией понимается такой физико-химический процесс, в результате которого происходит поглощение каким-либо телом газов, паров или растворенных веществ, являющихся загрязнителями, из сточных вод. Явление сорбции состоит из: 1) адсорбции, заключающейся в переходе загрязнений, растворенных в сточных водах, на поверхность твердого тела (сорбента); 2) абсорбции, характеризующейся проникновением этих веществ внутрь сорбента; 3) хемосорбции, заключающейся в химическом взаимодействии адсорбированных веществ с веществом сорбента.

Биохимическая очистка производственных сточных вод в результате воздействия микроорганизмов приводит к биохимическому окислению органических веществ, содержащихся в сточных водах.

Наряду с применением того или иного способа очистки сточных вод борьба с загрязнением водоемов ведется также путем сокращения количества сточных вод, сбрасываемых в водоемы.

В практике эксплуатации нефтебаз, наливных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтегазопроводов очистку образующихся сточных вод осуществляют преимущественно механическим методом в сочетании с другими методами.

Механический метод, т. е. метод отстаивания, практически является необходимым элементом любой схемы очистки, как самая первая ступень для удаления основной массы нерастворимых загрязнений из сточных вод.

В современных установках и сооружениях для механической очистки сточных вод осуществляется эффективное задержание содержащихся в сточных водах нерастворенной нефти, нефтепродуктов и минеральных примесей. Сточные воды после прохождения через такие установки содержат не более 20—30 мг/л нефти или нефтепродуктов.

Для очистки балластных сточных вод применяют метод механической очистки в сочетании с физико-химическим (флотация).

Флотационная очистка сточной воды от эмульгированной нефти заключается в молекулярном прилипании частиц нефти к пузырькам воздуха и всплывании возникших систем с образованием пены на поверхности воды. Для этого через сточные воды обычно пропускают тонкодиспергированные пузырьки воздуха, которые, поднимаясь, увлекают с собой частицы загрязнений (нефть, масла и др.).

Один из методов флотации — каскадно-адгезионная сепарация, разработан под руководством проф. В. А. Малиновского. В основе метода лежит диспергирование воздуха с образованием высокоразвитой поверхности воздушных пузырьков, на которых концентрируются гидрофобные вещества, а также растворение в жидкости газов воздуха с последующим выделением их при падении давления на гидрофобных веществах в виде тончайших воздушных пузырьков.

Для очистки спецстоков применяют физико-химические методы, путем окисления в прудах длительного отстоя, хлорирование и озонирование.

Под озонированием понимается способ разрушения растворенных загрязнений в виде нефтепродуктов при помощи озона ( $O_3$ ). Озон неустойчив и легко разлагается на обычный и атомарный кислород, который вступает в реакцию с органическими веществами, разрушает их и переводит в более простые и нетоксичные соединения (углекислый газ, воду и др.). Озон получают в специальных аппаратах — озонаторах из осушенного атмосферного воздуха, пропуская его через зону высоковольтного электрического разряда. Способ озонирования обеспечивает наиболее глубокую очистку нефтесодержащих стоков, достигающую до 90—95%; его применение в некоторых случаях наиболее экономично. В эксплуатационном отношении он достаточно прост, так как не требует доставки реагентов и строгой дозировки их в воде. Остающийся в воде озон, распадаясь, превращается в кислород без образования каких-либо вредных соединений.

#### § 4. Сооружения для очистки сточных вод

На нефтебазах и магистральных нефтегазопроводах для очистки сточных вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, применяют следующие основные установки и сооружения: песколовки, нефтеловушки, пруды дополнительного отстаивания, буферные резервуары, флотаторы, шламовые площадки, шлаконакопители, пруды-испарители, канализационные насосные станции и др. Принципиальная схема очистки сточных вод представлена на рис. 18.1.

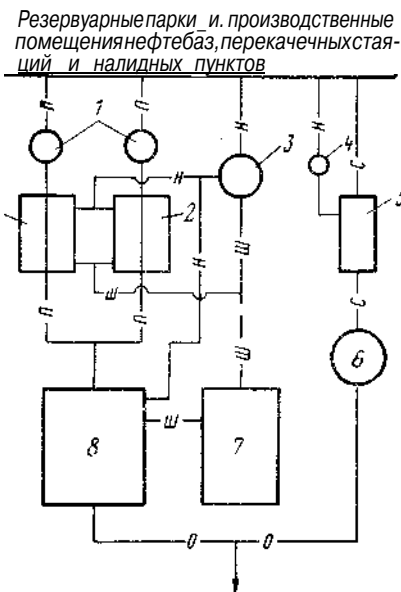


Рис. 18.1. Принципиальная схема канализации и очистки сточных вод нефтебаз, перекачивающих станций и наливных пунктов:

*Н* — нефтепродукт; *О* — очистные стоки; *П* — промышленные стоки; *С* — специальные стоки; *Ш* — шлам; *1* — песколовка; *5* — нефтеловушка; *3* — разделочный резервуар; *4* — сборник бензина; *5* — бензолловушка; *6* — установка по обезвреживанию специальных стоков; *7* — шламоуловитель; *8* — пруд дополнительного отстаивания

В зависимости от объема сточных вод применяют нефтеловушки различной производительности и конструкции.

На рис. 18.2 показана типовая нефтеловушка, рассчитанная на расход воды 30 л/с.

Принцип работы нефтеловушки сводится к следующему: сточные воды поступают в распределительную камеру (устройство 2), из которой по самостоятельным трубопроводам распределяются по секциям нефтеловушки. На входе в отстойную часть секции устраивают шелевую перегородку, благодаря которой происходит равномерное распределение потока сточных вод в отстойной части секций. В конце отстойной части вода проходит под затопленной нефтеудерживающей

стенкой и через водослив попадает в поперечный сборный лоток, а затем в сбросный коллектор. Всплывшие нефтепродукты собираются и отводятся шелевыми поворотными трубами 3, установленными в начале и в конце секции. Осадок, выпадающий на дно секции, сгребается к приямкам с помощью скреперного скребка 2, который передвигается вдоль каждой секции на непрерывном тросе, укрепленном на барабане электрифицированной лебедки. Осадок из приямков нефтеловушки удаляется гидроэlevatorом 1 или шламовым насосом. Управление шелевыми нефтесборными трубами осуществляется с помощью штурвальных колонок. Уловленная нефть или нефтепродукт из нефтесборных труб по самотечному трз^бпро-

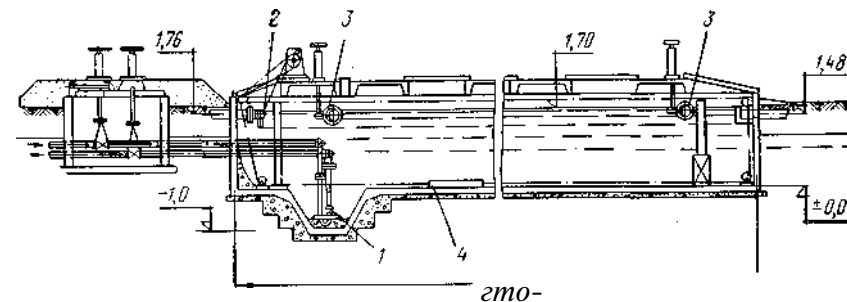


Рис. 18.2. Типовая нефтеловушка пропускной способностью 30 л/с:  
1 — гидроэlevator; 2 — распределительное устройство; 3 — нефтесборная труба; 4 — скреперный скребок

воду направляется в приемный колодец, а затем в нефтесборные резервуары, из которых откачивается в разделочные резервуары.

Пруды дополнительного и длительного отстаивания служат для дополнительного отстоя сточных вод, прошедших нефтеловушки. В этих прудах можно снизить остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в отстойной воде в среднем с 50—100 до 25—30 мг/л. Пруды (земляные) состоят из одного или двух отделений. Продолжительность отстоя в прудах дополнительного отстаивания около двух суток.

Пруды-испарители предназначаются для естественного испарения сточных вод после предварительной очистки в нефтеловушках и прудах дополнительного отстаивания. Пруды-испарители устраивают в тех случаях, когда по санитарно-техническим условиям спуск нефтесодержащих сточных вод в ближайшие водоемы не разрешается.

Иловые площадки служат для подсушивания осадка, образуемого при работе песколовков. Иловые площадки сооружают в виде огражденных земляными валиками участков, разделенных на отдельные секции-карты. Карты заполняются осадком поочередно. По мере подсыхания осадок вывозят в специально отведенные для этого места.

Шламоуловители предназначаются для сбора и хранения осадков в течение 5—10 лет, образующихся в результате

применения песколовков, нефтеловушек, прудов дополнительного отстаивания и зачисток резервуаров.

Канализационные насосные станции служат для перекачки сточных вод, уловленных осадков нефти и нефтепродуктов.

Береговые станции по очистке балластных вод предназначаются для удаления из откачиваемой с танкеров балластной воды содержащихся в ней плавающих и эмульгированной нефти, нефтепродуктов и механических примесей. Станции состоят из комплекса сооружений, обеспечивающих двухступенчатую очистку балластной воды путем отстоя и флотации. В состав сооружений станции обычно входят, кроме насосной, буферные резервуары, нефтеловушки, флотационные и разделочные резервуары.

Флотационная установка предназначена для извлечения и удаления из балластной воды эмульгированных нефти и нефтепродуктов, не задерживаемых в нефтеловушке.

Уловленные нефть и нефтепродукты из буферных резервуаров, нефтеловушек и флотаторов поступают в нефтесборник, откуда их периодически перекачивают в разделочные резервуары. Перед каждой перекачкой нефти отстоявшаяся в нефтесборнике вода сбрасывается в нефтеловушку.

В процессе эксплуатации очистных сооружений принимаются меры к уменьшению количества сточных вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, которые поступают в канализацию, путем введения оборота производственной воды, устройства сборников и других, а также регулируется и контролируется состав сточных вод (до и после очистки), количество уловленной нефти и нефтепродуктов и выпадающего осадка.

В каждом конкретном случае в зависимости от характера очистных сооружений составляют график периодичности отбора проб с перечнем необходимых анализов в соответствии с действующей инструкцией. Эксплуатация очистных сооружений ежедневно фиксируется в специальном журнале.

#### § 5. Канализация резервуарных парков, эстакад и других объектов нефтебаз и нефтегазопроводов

Канализование сточных вод из технологических объектов нефтебаз и нефтегазопроводов осуществляется производственно-ливневой канализацией, в которую отводятся производственные сточные воды, включая сточные воды от мытья оборудования и полов в производственных зданиях, а также атмосферные воды с обвалованных территорий резервуарных парков, с железнодорожных эстакад и площадок под автоцистерны; с этой целью они должны быть спланированы и обеспечивать беспрепятственный сток жидкостей в отводные лотки или трубы, соединенные через гидравлические затворы с производственной канализацией. Канализационные сети устраивают с учетом минимальной протяженности и наиболее простого очертания в плане.

При большой протяженности канализационных сетей с целью уменьшения пожарной опасности и распространения огня по этой системе, на ней через каждые 250 м устанавливают гидравлические затворы, а также на всех выпусках от насосных и компрессорных станций, резервуарных парков, железнодорожных эстакад, автоналивных площадок и других технологических сооружений и установок. Слой воды, образующий гидравлический затвор, должен составлять не менее 25 см. На канализационной сети устраивают также смотровые колодцы для очистки системы.

На канализационных выпусках из обвалований резервуаров устанавливают запорные устройства в виде хлопушек, приводимых в действие с ограждающего вала или стенки.

Сети, ловушки, затворы и колодцы производственно-ливневой канализации выполняются из негорючих материалов.

Эксплуатация всех очистных сооружений и установок осуществляется по утвержденной инструкции.

#### § 6. Расчет нефтеловушки и песколовки

##### *Расчет нефтеловушки*

Процесс разделения нефти и сточной воды при отстаивании происходит неравномерно во времени. Основная масса всплывает в течение первых 30—40 мин, а затем процесс замедляется. В нефтеловушке при их нормальной эксплуатации задерживаются частицы величиной более 100 мкм.

В основу расчета нефтеловушки положена формула Стокса для определения скорости всплытия  $u_0$  шарообразных частиц в жидкой среде

$$u_0 = g \frac{d^2}{18\nu} \frac{(\rho_n - \rho_v)}{\rho_n},$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести ( $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ );  $d$  — диаметр всплывающих частиц нефти, м;  $\nu$  — кинематическая вязкость воды,  $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;  $\rho_v$  и  $\rho_n$  — плотности воды и нефти,  $\text{кг/м}^3$ .

Теория расчета нефтеловушек допускает, что скорость движения воды во всех точках поперечного сечения нефтеловушки одинакова, а скорость всплытия частиц нефти постоянна в течение всего времени всплывания.

Скорость перемещения частиц нефти в нефтеловушке, представляет собой равнодействующую  $w$  вертикальной скорости всплытия частиц  $u_0$  и горизонтальной скорости движения воды  $v$  вдоль нефтеловушки. Таким образом, при заданной длине нефтеловушки  $L$  (рис. 18.3) и высоте рабочего слоя воды в ней (глубины)  $H$  возможность задержания частицы нефти будет зависеть от соотношения величины  $u_0$  и  $v$ .

Скорость движения воды в нефтеловушке обычно принимают в пределах 0,005—0,01 м/с. Зная расчетную скорость всплытия частиц нефти  $u_0$  и заданную производительность нефтеловушки  $Q$ ,

определяют линейные размеры нефтеловушки: глубину  $H$ , длину  $L$  и ширину  $B$  (на рис. 18.3 не показана). Для этого, исходя из условия неразрывности потока, сначала определяют живое сечение нефтеловушки

$$\Omega = \frac{Q}{v},$$

где  $Q = v/t$ ;  $v$  — суточный объем стоков,  $\text{м}^3$ ;  $t$  — время суток, с.

Из подобия треугольников (см. рис. 18.3) находят соотношение между величинами  $u_0$ ,  $v$ ,  $H$  и  $L$ :

$$\frac{u_0}{v} = \frac{H}{L}$$

Практически наилучшие гидравлические условия работы нефтеловушки будут при соотношении  $H/L$  от 1 : 10 до 1 : 20.

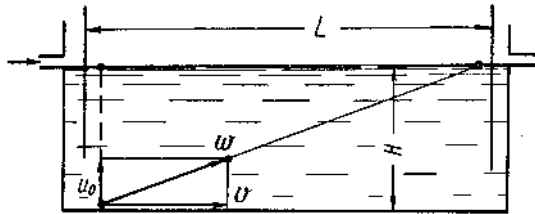


Рис. 18.3. Расчетная схема работы нефтеловушки

Наименьшая длина нефтеловушки, обеспечивающая задержание частиц нефти,

$$L = \frac{v}{u_0} H.$$

Расчетная продолжительность отстаивания  $T$  определяется по формуле

$$T = \frac{H}{u_0} = \frac{L}{v}.$$

Ширина нефтеловушки определяется из выражения  $Q = vQ = vBH$ , откуда  $B = Q/vH$ .

**Пример 18.1.** Рассчитать нефтеловушку для очистки промышленных стоков, если суточный объем стоков  $V = 2400 \text{ м}^3$ . Диаметр задерживаемых частиц нефти в среднем принять равным 100 мкм, время отстоя  $T = 2 \text{ ч}$ . Плотность нефти  $850 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение.** Определяем скорость всплытия настиц нефти

$$u_0 = g \frac{d^2}{18\nu} \frac{(\rho_B - \rho_H)}{\rho_H} = 9,81 \frac{(100 \cdot 10^{-6})^2}{18 \cdot 10^{-6}} \frac{(10^3 - 0,85 \cdot 10^3)}{0,85 \cdot 10^3} = 0,96 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}.$$

Определяем необходимую производительность отстоя

$$Q = \frac{v}{t} = \frac{2400}{86400} = 0,028 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $t = 1 \text{ сут} = 24 \cdot 3600 = 86400 \text{ с}$ .

Задавшись рекомендуемой скоростью движения воды в нефтеловушке  $v = 0,006 \text{ м/с}$  и временем отстоя  $T = 2 \text{ ч}$ , определим наименьшую длину  $L$  нефтеловушки

$$L_{\min} = Tv = 2 \cdot 3600 \cdot 0,006 = 43 \text{ м}.$$

Наибольшая высота камеры отстоя

$$H_{\max} = Tu_0 = 2 \cdot 3600 \cdot 0,96 \cdot 10^{-3} = 7 \text{ м}.$$

Отношение высоты  $H$  нефтеловушки к ее длине  $L$  равно:  $H/L = 7/43 = 1/6$ , т. е. больше рекомендуемого значения.

Задавшись отношением  $H/L$ , равным  $1/20$ , исходя из наилучших гидравлических условий работы нефтеловушки и приняв высоту  $H$  камеры отстоя, равной  $2,2 \text{ м}$ , найдем наиболее выгодную длину нефтеловушки:  $L = 20 \cdot H = 20 \cdot 2,2 = 44 \text{ м}$ , что удовлетворяет условию, так как  $L = 44 > L = 43 \text{ м}$ .

Минимальная ширина нефтеловушки составит

$$B = \frac{Q}{vH} = \frac{0,028}{0,006 \cdot 2,2} = 2,1 \text{ м}.$$

Исходя из конструктивных соображений и с целью уменьшения скорости движения воды в нефтеловушке, а также для обеспечения лучших условий отстаивания, принимаем ширину нефтеловушки  $B = 3 \text{ м}$ . Для уменьшения длины ловушки можно выполнить ее двухсекционной с шириной каждой секции  $u$  и длиной  $22 \text{ м}$ .

#### Расчет песколовки

Выпадение песка из сточной воды в песколовках обеспечивается при скорости движения потока  $0,15\text{--}0,3 \text{ м/с}$ . Размеры горизонтальной песколовки определяют следующим расчетом.

Длина проточной части песколовки

$$l = \frac{v_{\max} H}{u}$$

где  $v_{\max}$  — скорость протока при максимальном расходе сточных вод,  $\text{м/с}$ ;  $H$  — глубина проточной части песколовки,  $\text{м}$ ;  $u$  — средняя скорость осаждения частиц песка заданной крупности частиц, при  $v = 0,3 \text{ м/с}$  принимается равной  $5$  и  $18 \text{ мм/с}$  соответственно при размере частиц песка  $0,1$  и  $0,2 \text{ мм}$ .

Площадь  $F$  (в  $\text{м}^2$ ) зеркала воды песколовки определяют по формуле

$$F = \frac{Q_{\max}}{u}$$

где  $Q_{\max}$  — максимальный приток сточных вод,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Общая ширина  $B$  (в  $\text{м}$ ) песколовки при максимальном притоке

$$B = \frac{F}{l},$$

Глубину песколовки принимают несколько больше глубины протока в подводящем лотке, но не более  $1,2 \text{ м}$ .

Пример 18.2. Определить размеры горизонтальной песколочки при расчетном расходе 0,5 м<sup>3</sup>/с, средней крупности песка 0,2 мм, средней скорости потока 0,3 м/с и глубине песколочки 0,8 м.

Решение. Длина проточной части песколочки

$$l = \frac{v_{\max} H}{u} = \frac{0,3 \cdot 0,8}{18 \cdot 10^{-3}} = 13,3 \text{ м.}$$

Площадь зеркала воды песколочки

$$F = \frac{Q_{\max}}{u} = \frac{0,5}{18 \cdot 10^{-3}} = 27,8 \text{ м}^2.$$

Ширина песколочки

$$B = \frac{F}{l} = \frac{27,8}{13,3} \approx 2,08 \text{ м.}$$

Принимаем конструктивную ширину песколочки 2 м.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### СООТНОШЕНИЯ ЕДИНИЦ СИ С ДРУГИМИ ЕДИНИЦАМИ ИЗМЕРЕНИЯ

Величины	Единицы измерения в системе СИ	Соотношения между единицами измерения	Определения и наименования единиц
Давление	Па (н/м <sup>2</sup> )	1 кгс/см <sup>2</sup> = 98067 Па 1 мм вод. ст. = 9,807 Па 1 мм рт. ст. = 133,3 Па	Давление, вызываемое силой 1 н, равномерно распределенное по нормальной к ней поверхности площадью 1 м <sup>2</sup>
Вязкость динамическая	Па·с [кг/(м·с)]	1 кгс·с/м <sup>2</sup> = 9,81 Па·с 1 СП = 1·10 <sup>-3</sup> Па·с 1 П = 0,1 н·с/м <sup>2</sup> = 0,102 кгс·с/м <sup>2</sup>	Вязкость динамическая среды, касательное напряжение в которой при ламинарном течении в равности в 1 м/с слоев, находящихся на расстоянии 1 м по нормали к скорости, равно 1 Па
Вязкость кинематическая	м <sup>2</sup> /с	1 СТ = 1·10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с 1 СТ = 1·10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	Единица кинематической вязкости — кинематическая вязкость которой равна 1 н·с/м <sup>2</sup> (Па·с)
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1 г/см <sup>3</sup> = 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Количество массы, находящейся в единице объема
Работа, энергия, количество тепла	Дж	1 н·м = Дж 1 кВт·ч = 3,6 МДж 1 л.с.ч = 2,65 МДж 1 ккал = 4,19 Дж	Джоуль-работа, производимая силой в 1 н при перемещении ее точки приложения на расстояние 1 м в направлении действия силы
Мощность, тепловой поток	Вт, кВт	1 Дж/с = 1 Вт 1 ккал/ч = 1,163 Вт 1 л.с. = 0,746 кВт	Ватт — это мощность, при которой за 1 с выполняется работа в 1 Дж. Тепловой поток — это количество тепла, падающего на поверхность в единицу времени
Удельная теплоемкость	кДж/(кг·К)	1 ккал/(кг·К) = 4,187 кДж/(кг·К)	Удельная теплоемкость вещества, имеющего при массе 1 кг теплотемпературу 1 Дж/К
Теплопроводность	Вт/(м·К)	1 ккал/(м·ч·К) = 1,163 Вт/(м·К)	Теплопроводность — это количество тепла, передаваемое веществом на расстоянии 1 м при разности температур, равной 1 градусу
Теплота парообразования. Энтальпия	кДж/кг	1 ккал/кг = 4,187 Дж/кг	Количество тепла, которое необходимо сообщить веществу для перевода его из жидкого состояния в парообразное при температуре кипения. Энтальпия — это полная энергия 1 кг газа
Коэффициент теплопередачи. Коэффициент теплопроводности	Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	1 ккал/(м <sup>2</sup> ·ч·К) = 1,163 Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	Коэффициент теплопередачи показывает, сколько тепла передается через стенку поверхности 1 м <sup>2</sup> за 1 ч при разности температур, равной 1 градусу Коэффициент теплоотдачи характеризует количество тепла, передаваемое через границу перехода двух сред поверхностью 1 м <sup>2</sup> при перепаде температур в 1 градус

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арзунян А. С., Громов А. В., Матецкий И. И. Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. М., «Недра», 1972. 152 с. с ил.
2. Атлас рабочих чертежей специальных стальных и железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Сост.: В. А. Бунчук, С. И. Веревкин, Т. Т. Стулов М., «Недра», 1966, 303 с. с ил.
3. Бараз В. И. Добыча, подготовка и транспорт нефтяного газа. М., «Недра», 1975, 152 с. с ил.
4. Бобровский С. А., Соколовский С. М. Гидравлика, насосы и компрессоры. М., «Недра», 1972. 296 с. с ил.
5. Бородавкин И. П., Галеев В. Б., Маслов Л. С. Сооружение и ремонт газонефтепроводов. М., «Недра», 1972. 352 с. с ил.
6. Бунчук В. А. Технологические установки и сооружения магистральных нефтепроводов и нефтебаз. М., изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. 83 с. с ил.
7. Вольский Э. Л., Константинова И. М. Режим работы магистрального газопровода. Л., «Недра», 1970. 168 с. с ил.
8. Губин В. Е., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. М., «Недра», 1968. 157 с. с ил.
9. Едигаров С. Г., Бобровский С. А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. М., «Недра», 1973. 367 с. с ил.
10. Иванцов О. М. Хранение сжиженных углеводородных газов. М., «Недра», 1973. 224 с. с ил.
11. Котляр И. Я., Пиляк В. М. Эксплуатация магистральных газопроводов. М., «Недра», 1967. 248 с. с ил.
12. Мацкин Л. А., Черняк И. Л., Илембитов М. С. Эксплуатация нефтебаз. М., «Недра», 1975. 392 с. с ил.
13. Мишин Б. В., Шпотаковский М. Н. Краткий справочник по оборудованию нефтебаз. Л., «Недра», 1965. 280 с. с ил.
14. Преображенский М. И. Сжиженные углеводородные газы. Л., «Недра», 1975. 279 с. с ил.
15. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов. М., «Недра», 1975. 410 с. с ил. Авт.: В. С. Яблонский, В. Ф. Новоселов, В. Б. Галеев, Г. З. Закаров.
16. Рабинович Е. З. Гидравлика. М., «Недра», 1974. 296 с. с ил.
17. Рачевский Б. С., Рачевский С. М., Радчик И. И. Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов. М., «Недра», 1974. 256 с. с ил.
18. Ржавский Е. Л. Морские и речные нефтегазы. М., «Недра», 1976. 248 с. с ил.
19. Рубинов Н. З. Экономика трубопроводного транспорта нефти и газа. М., «Недра», 1972. 245 с. с ил.
20. Справочник работника магистрального газопровода. Под ред. С. ф. Бармина. Л., «Недра», 1974. 431 с. с ил. Авт.: П. Д. Васильев, И. Я. Котляр, М. А. Нечаев, Е. Н. Тихомиров.
21. Сооружение газохранилищ и нефтебаз. М., «Недра», 1973. 368 с. с ил. Авт.: Т. Т. Стулов, Б. В. Поповский, О. М. Иванцов, М. К. Сафарьян, В. А. Афанасьев.
22. Тугунов П. И., Самсонов А. Л. Основы теплотехники, тепловые двигатели и паросиловое хозяйство нефтебаз и перекачивающих станций. М., «Недра», 1970. 248 с. с ил.
23. Транспорт и хранение нефти и газа. Под ред. Н. Н. Константинова и П. И. Тугунова. М., «Недра», 1975. 248 с. с ил. Авт.: П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, Ф. Ф. Абузова, Э. М. Блейхер, М. В. Нечваль.
24. Фриман Р. Э., Иванов С. А., Бородавкин П. П. Магистральные трубопроводы. М., «Недра», 1976. 168 с. с ил.
25. Чайцын Г. А. Эксплуатация газораспределительных станций магистральных газопроводов. М., «Недра», 1971. 168 с. с ил.
26. Эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. М., «Недра», 1968. 232 с. с ил. Авт.: Г. Ф. Егерман, М. Д. Джафаров, Е. А. Никитенко.
27. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов. М. «Недра», 1973. 360 с. с ил. Авт.: В. Б. Галеев, В. И. Харламенко, Е. М. Сошенко, Л. А. Мацкин.
28. Яблонский В. С., Белоусов В. Д. Проектирование нефтегазопроводов. М., «Недра», 1959. 292 с. с ил.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
-------------	---

## ЧАСТЬ I

### ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Глава	1. Общие сведения о транспорте нефти и нефтепродуктов		7
	§ 1. Железнодорожный транспорт		9
	§ 2. Водный транспорт		14
	§ 3. Автомобильный транспорт		20
	§ 4. Трубопроводный транспорт		24
Глава	2. Нормы проектирования и изыскания магистральных трубопроводов		36
	§ 1. Организация и проведение проектных работ		36
	§ 2. Нормы проектирования		39
	§ 3. Изыскательские работы		40
Глава	3. Расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		42
	§ 1. Гидравлический расчет нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		42
	§ 2. Выбор основного оборудования насосных станций, расчет их числа и расстановка		49
	§ 3. Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		61
	§ 4. Выбор оптимального диаметра нефтепровода и нефтепродуктопровода		64
	§ 5. Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов по трубопроводу		67
	§ 6. Перекачка вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с подогревом		80

## ЧАСТЬ II

### ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Глава	4. Общие сведения о хранении нефти и нефтепродуктов		89
	§ 1. Классификация, зоны и объекты нефтебаз		89
	§ 2. Размещение нефтебаз и проводимые на них операции		93
	§ 3. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели нефтебаз		95
Глава	5. Сливно-наливные и раздаточные устройства для нефти и нефтепродуктов		97
	§ 1. Устройства для слива и налива железнодорожных цистерн		97
	§ 2. Устройства для слива и налива нефтеналивных судов		105
	§ 3. Розничный отпуск нефтепродуктов		109
	§ 4. Автозаправочные станции		115
	§ 5. Техника безопасности при сливно-наливных операциях		117
Глава	6. Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов		118
	§ 1. Классификация резервуаров для нефти и нефтепродуктов		118
	§ 2. Стальные резервуары		120

§ 3.	Расчет вертикальных цилиндрических резервуаров	139
§ 4.	Неметаллические резервуары	144
§ 5.	Определение объема резервуарных парков, выбор типа резервуаров	150
§ 6.	Подземные хранилища нефти и нефтепродуктов	155

Глава	7. Подогрев нефти и нефтепродуктов на нефтебазах		160
	§ 1. Назначение, способы подогрева и теплоносители		160
	§ 2. Конструкции и расчет подогревателей		162
	§ 3. Специальные методы подогрева		172

Глава	8. Борьба с потерями, замер и учет нефти и нефтепродуктов		175
	§ 1. Классификация и причины потерь		175
	§ 2. Потери от испарения при хранении		Г/
	§ 3. Мероприятия по борьбе с потерями		177
	§ 4. Замер и учет нефти и нефтепродуктов		187

Глава	9. Технологические трубопроводы нефтебаз. Гидравлические		191
	§(1) "расчеты трубопроводных коммуникаций		191
	§(2) Технологические расчеты трубопроводных коммуникаций		198
	§(3у) Способы прокладки трубопроводов		209

## ЧАСТЬ III

### ТРАНСПОРТ ГАЗОВ

Глава	10. Физико-химические свойства газов		213
	§ 1. Основные параметры газов		213
	§ 2. Основные законы газового состояния		221

Глава	11. Общие сведения о транспорте газа		225
	§ 1. Железнодорожный транспорт сжиженных газов		226
	§ 2. Водный транспорт сжиженных газов		229
	§ 3. Автомобильный транспорт сжиженных газов		232
	§ 4. Трубопроводный транспорт сжиженных газов		235
	§ 5. Трубопроводный транспорт природного газа		237
	§ 6. Устройство и оборудование компрессорных станций		241
	§ 7. Подбор основного оборудования компрессорных станций		248

Глава	12. Подготовка газа к дальнему транспорту		258
	§ 1. Способы очистки и осушки газа		259
	§ 2. Определение мест скопления жидкости в газопроводах		267
	§ 3. Борьба с гидратообразованием в газопроводах		268
	§ 4. Одоризация газа		271
	§ 5. Техника безопасности при обслуживании установок подготовки газа к дальнему транспорту		272

Глава	13. Расчеты магистральных газопроводов		274
	§ 1. Гидравлический расчет газопроводов		274
	§ 2. Выбор оптимального диаметра газопровода		283
	§ 3. Температурный режим газопроводов		286
	§ 4. Механический расчет трубопроводов		287

## ЧАСТЬ IV

### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ГАЗОВ

Глава	14. Газораспределительные станции магистральных газопроводов и газовые сети		292
	§ 1. Устройство и оборудование газораспределительных станций		292
	§ 2. Газораспределительные сети		300

Глава	15. Способы хранения природного газа . . . , . . . , . . .	303
§	1. Методы покрытия неравномерностей потребления газа . . .	303
§	2. Хранилища природного газа . . . . .	305
<u>Глава</u>	16. Базы сжиженного газа . . . . .	314
§	1. Назначение, классификация и размещение баз сжиженного газа . . . . .	314
§	2. Технологические операции, проводимые на базах сжиженного газа . . . . .	319
§	3. Хранилища кустовых баз и газораздаточных станций сжиженного газа . . . . .	322
§	4. Приемо-раздаточные устройства для сжиженного газа . . . . .	325

ЧАСТЬ v

И. Б. № 1592

КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ. ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД

Глава	17. Коррозия трубопроводов и резервуаров и противокоррозионная защита . . . . .	334
§	1. Основы теории коррозии . . . . .	334
§	2. Виды электрохимической коррозии . . . . .	336
§	3. Методы определения коррозионных свойств почвы . . . . .	337
§	4. Противокоррозионная изоляция . . . . .	338
§	5. Электрозащита трубопроводов и резервуаров от почвенной коррозии . . . . .	340
§	6. Расчет катодной защиты трубопроводов . . . . .	344
§	7. Техника безопасности при эксплуатации оборудования электрохимической защиты трубопроводов от коррозии . . . . .	348
Глава	18. Очистка сточных вод на предприятиях транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа . . . . .	349
§	1. Характеристика сточных вод . . . . .	349
§	2. Нормативы по очистке сточных вод . . . . .	350
§	3. Способы очистки сточных вод . . . . .	
§	4. Сооружения для очистки сточных вод . . . . .	
§	5. Канализация резервуарных парков, эстакад и других объектов нефтебаз и нефтегазопроводов . . . . .	356
§	6. Расчет нефтеловушки и песколовки . . . . .	357
Приложение	Соотношения единиц СИ с другими единицами измерения . . . . .	361
Список литературы	. . . . .	362

ВИТАЛИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ БУНЧУК

**ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ,  
НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА**

Редактор издательства К. П. *Святитская*  
 Переплет художника *И. А. Дутова*  
 Художественный редактор *В. В. Шутько*  
 Технический редактор *В. В. Максимова*  
 Корректор *Ф. В. Столерман*

Слано в набор 7/IX 1976 г.  
 Подписано в печать 30/XII 1976 г.  
 Т-21481. Формат 60x90/16. Бумага *Ну 2*.  
 Печ. л. 230. Уч.-изд. л. 2523.  
 Тираж 12 500. Заказ 1214/6652-8  
 Цена 1 р. 04 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, **К-12**,  
 Третьяковский пр., 1/19.  
 Ленинградская типография № 6  
 Союзполиграфпрома при Государственном  
 комитете Совета Министров СССР по делам  
 издательств, полиграфии и книжной торговли.  
 196006, г. Ленинград, Московский пр., 91