

МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Транспортные и технологические машины»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Методические рекомендации к лабораторным работам
для студентов направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
очной формы обучения*



Могилев 2026

УДК 622.621.9
ББК 35.514:30.605
Т38

Рекомендовано к изданию
учебно-методическим отделом
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Транспортные и технологические машины»
«24» марта 2026 г., протокол № 8

Составитель ст. преподаватель В. И. Сёмчен

Рецензент ст. преподаватель Ю. С. Романович

Методические рекомендации разработаны на основе учебной программы дисциплины «Технологическое оборудование нефтегазовой отрасли» и предназначены для использования студентами направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» очной формы обучения при выполнении лабораторных работ.

Учебное издание

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ответственный за выпуск

И. В. Лесковец

Корректор

А. А. Подошевки

Компьютерная верстка

М. М. Дударева

Подписано в печать 09.06.2026. Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 3,0. Тираж 36 экз. Заказ № 438.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования
«Белорусско-Российский университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя,
изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/156 от 07.03.2019.
Пр-т Мира, 43, 212022, г. Могилев.

© Белорусско-Российский
университет, 2026

Содержание

Введение	4
1 Лабораторная работа № 1. Газотурбинный двигатель	5
2 Лабораторная работа № 2. Система смазки силовой турбины и нагнетателя газоперекачивающего агрегата	11
3 Лабораторная работа № 3. Центробежные нагнетатели газа	15
4 Лабораторная работа № 4. Центробежные насосы нефтепродуктоперекачивающих станций	22
5 Лабораторная работа № 5. Определение параметров центробежных насосов нефтепродуктоперекачивающих станций	27
6 Лабораторная работа № 6. Работа нагнетателей нефтеперекачивающих станций в сети	31
7 Лабораторная работа № 7. Технологические схемы объектов хранения	34
8 Лабораторная работа № 8. Оборудование резервуаров нефти	38
9 Лабораторная работа № 9. Оборудование резервуаров газа	44
Список литературы	48

Введение

Целью учебной дисциплины является формирование у специалистов способности обоснованно и результативно применять существующие, а также приобретать новые знания, умения и навыки в производственной деятельности при эксплуатации, диагностировании и ремонте технологического оборудования нефтегазовой отрасли.

При выполнении лабораторных работ студент получает знания об области применения, типовых конструкциях и составе технологического оборудования, учится определять основные характеристики и приобретает навыки расчета основных параметров объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки.

До выполнения лабораторной работы студент самостоятельно изучает методические рекомендации к ней, используя предлагаемую литературу и материалы лекций.

Отчёты оформляются в отдельной тетради в последовательности выполнения работ. По согласованию с преподавателем допускается машинописное оформление отчетов. На титульном листе тетради указываются учебное заведение, кафедра, дисциплина, фамилия и инициалы студента, а также год оформления отчета.

Отчет содержит название, цель работы, результаты экспериментов, обработку экспериментальных данных, необходимые пояснения и достигнутые результаты. После изучения теоретической части, проведения экспериментов и расчетов выполняется анализ результатов и формируется вывод.

Оценка знаний студентом материала каждой лабораторной работы осуществляется путём индивидуальной защиты отчёта по лабораторной работе. При защите студент должен ответить на поставленные вопросы. При защите отчета оцениваются качество и полнота его содержания, а также знания, умения и навыки студента, приобретенные во время выполнения работы.

1 Лабораторная работа № 1. Газотурбинный двигатель

Цель работы: ознакомиться с устройством и принципом работы газотурбинного двигателя; изучить кинематическую схему двигателя, устройство и принцип работы основных элементов двигателя.

1.1 Основные сведения

Для транспорта газа используются приводные стационарные газотурбинные установки (ГТУ), предназначенные для привода насоса или компрессора.

Газовой турбиной называется тепловой двигатель ротационного типа, в котором рабочим телом являются продукты сгорания топлива в смеси с воздухом, а также нагретые до высокой температуры воздух либо другие газообразные вещества, обладающие определенными физическими свойствами.

По степени сложности тепловой схемы цикла:

- 1) простой цикл – состоит из следующих друг за другом процессов сжатия, нагрева и расширения рабочего тела;
- 2) сложный цикл – включает промежуточное охлаждение при сжатии рабочего тела и подогрев при его расширении;
- 3) регенеративный цикл – часть процесса нагрева рабочего тела после сжатия осуществляется теплотой выхлопных газов.

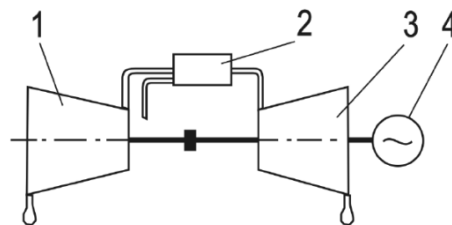
По степени изоляции рабочего тела от окружающей среды:

- 1) цикл открытого типа – воздух поступает из атмосферы, а выхлопные газы отводятся в атмосферу;
- 2) цикл замкнутого типа – рабочее тело циркулирует по замкнутому контуру и изолировано от окружающей среды.

По количеству валов:

- одновальные;
- многовальные.

Схема одновальной газотурбинной установки показана на рисунке 1.1 и состоит из соединенных валом осевого компрессора и центробежного нагнетателя.



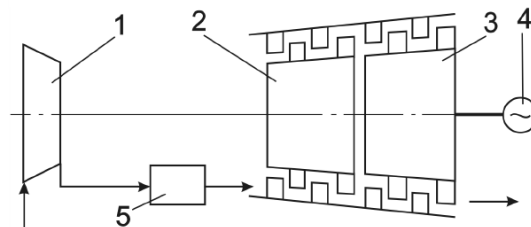
1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – нагнетатель

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема одновальной ГТУ

Компрессор 1 засасывает воздух из атмосферы, сжимает его до определенного давления и подает в камеру сгорания 1. Сюда же непрерывно поступает жидкое или газообразное топливо. Сгорание топлива при такой схеме происходит непрерывно, при постоянном давлении, поэтому такие ГТУ называются газотурбинными установками непрерывного сгорания или ГТУ со сгоранием при постоянном давлении. Горячие газы поступают в турбину 3, расширяются и их энергия преобразуется в механическую работу. Отработавшие газы выходят в атмосферу. Часть мощности, развиваемой газовой турбиной, затрачивается на вращение компрессора, а оставшаяся часть (полезная мощность) отдается потребителю. Мощность, потребляемая компрессором в простых схемах, может в 2–3 раза превышать полезную мощность ГТУ, следовательно, полная мощность газовой турбины должна быть значительно больше полезной мощности ГТУ.

Преимущества одновальных установок – конструктивная простота, минимальное число турбомашин и подшипников; при регенеративном цикле они сохраняют постоянный КПД при уменьшении нагрузки до 70 % и ниже. Мощность в установке данного типа регулируется только изменением расхода топлива. Если нагрузка уменьшается, уменьшают расход топлива, при этом расход воздуха остается постоянным, поскольку компрессор, газовая турбина и нагрузка жестко связаны одним валом. Уменьшение расхода топлива, таким образом, ведет к уменьшению температуры за камерой сгорания, что уменьшает КПД ГТУ.

Температура наружного воздуха влияет на частоту вращения осевого компрессора, а через единый вал – на частоту вращения ротора нагнетателя, связанную с его производительностью. При снижении нагрузки π_k степень сжатия осевого компрессора падает слабо и при $n_{отн} \approx 0,8$ режим его работы приближается к помпажу. Этим же объясняется невозможность запуска одновальной ГТУ при заполненном корпусе нагнетателя газом полного давления. Для ГТУ с регенерацией теплоты, когда обычно $\pi_k \leq 8...9$, общепризнанно, что наиболее целесообразной является двухвальная схема (рисунок 1.2).



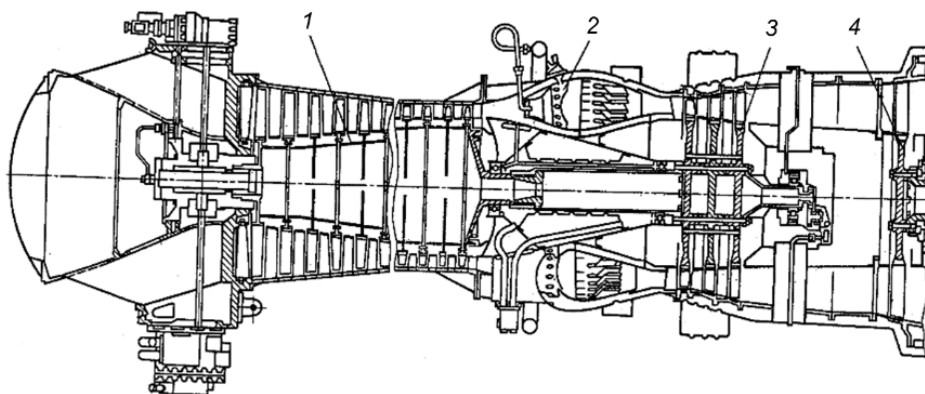
1 – компрессор; 2 – турбина высокого давления; 3 – турбина низкого давления (силовая); 4 – нагрузка (нагнетатель); 5 – камера сгорания

Рисунок 1.2 – Схема двухвальной ГТУ

В такой установке турбина разделена на две части с независимым друг от друга числом оборотов. Одна часть, обычно высокого давления 2, служит

приводом компрессора 1 (газогенераторная часть) и может работать с переменным числом оборотов. Вторая часть, силовая турбина 3 (блок свободной силовой турбины), может иметь практически любую скорость вращения, если она предназначена для привода нагнетателя, или постоянную скорость – для других целей. Регулирование в ГТУ этого типа осуществляется не только путем изменения расхода топлива, но и за счет изменения расхода воздуха, подаваемого компрессором 1.

Схема газотурбинного двигателя со свободной силовой турбиной представлена на рисунке 1.3. В качестве топлива при эксплуатации данного двигателя в составе ГТУ используется природный газ.



1 – осевой компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – турбина; 4 – свободная турбина

Рисунок 1.3 – Схема газотурбинного двигателя

В состав двигателя входят следующие основные узлы:

- корпусные детали;
- опоры валов;
- механические приводы;
- компрессор;
- камера сгорания;
- турбина;
- свободная турбина.

Агрегаты, обеспечивающие функционирование системы двигателя и ГПА, получают вращение от роторов двигателя через систему передач и приводов (см. рисунок 1.4).

От ротора турбокомпрессора получают вращение агрегаты:

- верхней коробки приводов;
- нижней коробки приводов;
- привод центробежного сепаратора для отделения воздуха от масла.

От ротора свободной турбины получают вращение агрегаты коробки приводов свободной турбины.

Привод от стартера передаёт вращение на ротор турбокомпрессора при запуске двигателя.

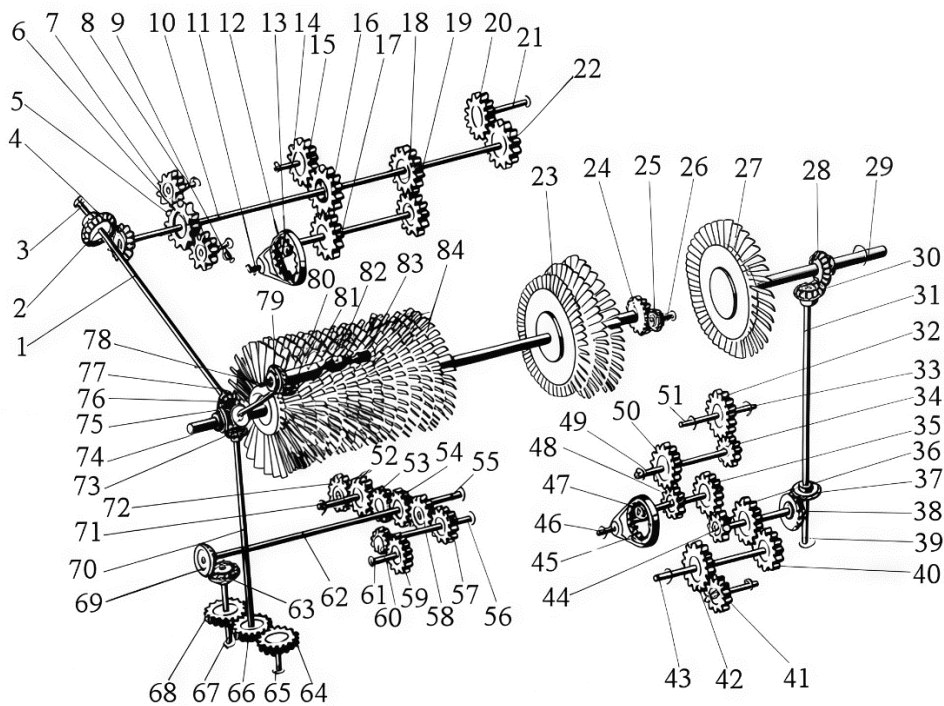
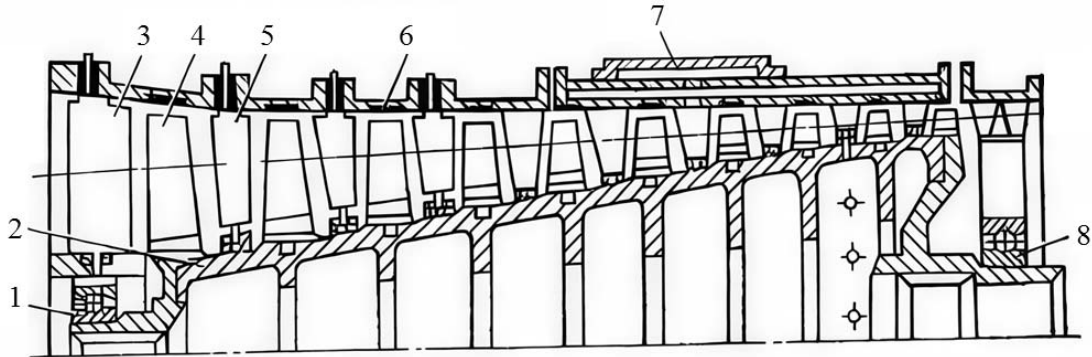


Рисунок 1.4 – Схема механических редукторов газотурбинного двигателя

Компрессор (рисунок 1.5) – служит для повышения давления воздуха, поступающего в камеру сгорания.



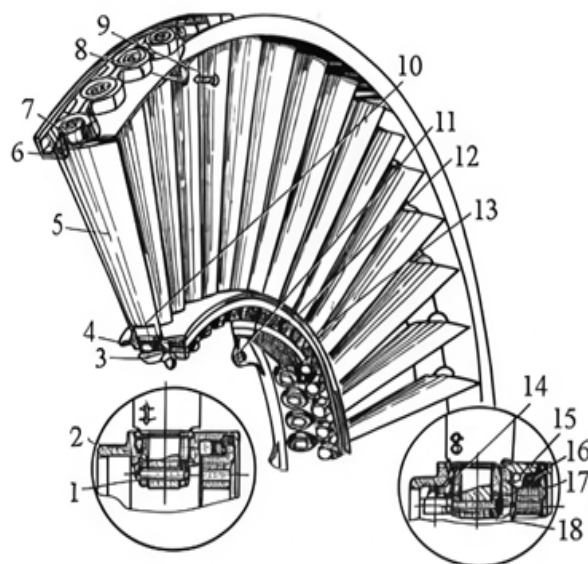
1 – передняя опора ротора компрессора; 2 – ротор; 3 – входной направляющий аппарат; 4 – лопатки рабочего колеса; 5 – лопатки направляющего аппарата; 6 – корпус; 7 – коробка перепуска воздуха в атмосферу; 8 – задняя опора ротора компрессора

Рисунок 1.5 – Компрессор

Компрессор состоит из ротора и статора. Ротор компрессора – барабанно-дискового типа – состоит из рабочих колёс и заднего вала, жёстко соединённых друг с другом. Ротор вращается на двух подшипниках: передний – роликовый, задний – шариковый радиально-упорный. Статор компрессора – разъёмный – состоит из картера, направляющих аппаратов и неразъёмных рабочих колец. Наружные и внутренние кольца направляющих аппаратов и рабочие кольца образуют суживающийся тракт компрессора. Механизация компрессора

обеспечивает его устойчивую работу и состоит из регулируемого входного направляющего аппарата (РВНА) и клапанов перепуска воздуха (КПВ).

РВНА (рисунок 1.6) установлен в передней опоре на входе в компрессор и предназначен для обеспечения устойчивой работы компрессора на нерасчётных режимах путем изменения угла установки лопаток. Лопатки обогреваются воздухом, подводимым через переднюю опору из картера турбины.



1 – штифт; 2 – бронзовая втулка; 3 – поворотный рычаг; 4 – внутреннее кольцо; 5 – поворотная лопатка; 6 – наружное кольцо; 7 – втулка; 8 – пластинчатая контровка; 9 – болт; 10 – отверстие для ножки лопатки; 11 – лапа крепления к передней опоре; 12 – полый штифт; 13 – зубчатый сектор; 14 – стопор; 15 – ролик; 16 – сепаратор; 17 – ведущее кольцо; 18 – штифт

Рисунок 1.6 – Регулируемый входной направляющий аппарат

Стенки картера турбины образуют часть газоздушного тракта двигателя, в котором размещена камера сгорания. Кольцевая камера сгорания выполнена сварной из жаростойких сталей и состоит из головок, наружного и внутреннего кожухов. Топливо подведено к камере сгорания через форсунки. Головки камеры сгорания имеют форму усеченного конуса, переходящего в выходном сечении в трапецевидную форму. В головках выполнено по три ряда отверстий для подвода воздуха в зону горения. В передней части каждой головки расположен завихритель.

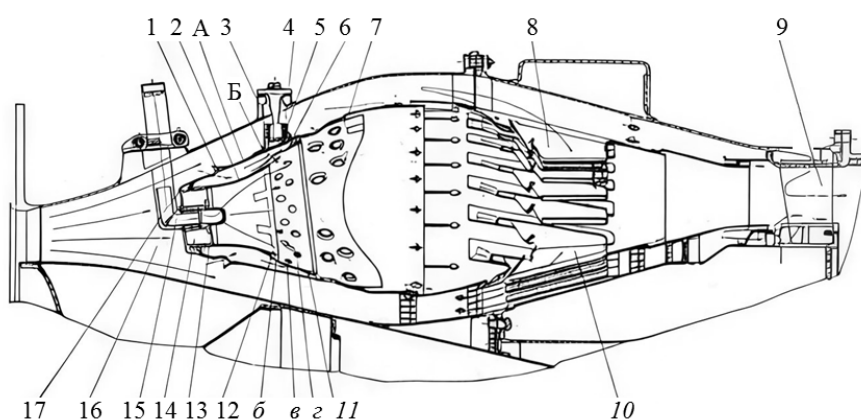
Принцип работы камеры сгорания (рисунок 1.7) следующий. Воздух, сжатый в компрессоре, поступает в диффузорный канал 16 и разделяется на два потока: первичный и вторичный. Первичный воздух поступает в завихрители головок и получает закрутку. Вторичный воздух протекает по кольцевым каналам, образованным картером турбины и камерой сгорания, и поступает:

- через первый ряд отверстий в головках и через отверстия в диффузоре – непосредственно в зону горения и на охлаждение диффузора;
- через второй и третий ряды отверстий в головках – в зону горения на дожигание топливного газа;

- через карманы кожухов – для перемешивания горячих газов с холодным воздухом и выравнивания температурного поля перед турбиной;
- через зазоры – на охлаждение стенок камеры сгорания;
- через отверстия в кожухе картера турбины и гофрированном кольце камеры сгорания – на охлаждение турбины.

Закрутка воздуха завихрителем и воздействие на топливный факел воздушных струй из отверстий диффузора создают благоприятные условия для перемешивания воздуха с топливным газом. Добавление вторичного воздуха создаёт условия для дожигания топлива и выравнивания температурного поля перед турбиной.

Воспламенение топливовоздушной смеси обеспечивается воспламенителями, в которых топливный газ, поданный пусковыми форсунками, смешивается с воздухом и воспламеняется от искрового заряда свечи.



- 1 – фигурный дефлектор; 2 – передний диффузор; 3 – фланец под штифт подвески; 4 – съемная втулка; 5 – трубка; 6 – фланец; 7 – головка; 8, 10 – карманы; 9 – лопатки первого соплового аппарата турбины; 11 – дистанционная пластинка; 12 – задний диффузор; 13 – втулка завихрителя; 14 – лопатка завихрителя; 15 – топливная форсунка; 16 – диффузорный канал картера турбины; 17 – наружное кольцо завихрителя; А – кольцевая полость между диффузором и головкой; Б – полость внутри диффузора и головки (зона горения); б, в, г – отверстия для подвода воздуха из полости А в зону горения

Рисунок 1.7 – Камера сгорания

Турбина компрессора приводит осевой компрессор двигателя. Свободная турбина приводит во вращение центробежный нагнетатель ГПА. Турбины имеют между собой только газовую связь.

В состав турбины компрессора входят:

- ротор турбины компрессора;
- статор турбины компрессора;
- промежуточная опора;
- проставки.

Свободная турбина состоит из ротора, соплового аппарата, опоры и кожуха. Детали турбины охлаждаются вторичным воздухом камеры сгорания и атмосферным воздухом.

1.2 Порядок выполнения работы

- 1 Изучить конструкцию газотурбинного двигателя и агрегатов.
- 2 Описание устройства и принципа работы газотурбинного двигателя.

1.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схема ГТУ.

Описание конструкции и назначения основных узлов двигателя.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Назовите основные части ГТУ.
- 2 Каковы отличия одновальной и двухвальной ГТУ?
- 3 Опишите устройство и принцип работы ГТУ.
- 4 Опишите устройство и принцип работы камеры сгорания ГТУ.
- 5 Каково назначение и конструкция механических передач ГТУ?

2 Лабораторная работа № 2. Система смазки силовой турбины и нагнетателя газоперекачивающего агрегата

Цель работы: ознакомиться с устройством и принципом работы системы смазки газоперекачивающего агрегата (ГПА).

2.1 Основные сведения

На рисунке 2.1 изображена общая маслосистема силовой турбины и нагнетателя. Компоненты масляной системы смонтированы на маслобаке 1: главный 2 и вспомогательный 3 насосы смазки с приводящими их электродвигателями переменного тока 4 и 5; аварийный насос смазки 6 с электродвигателем постоянного тока 7; фильтр 8 со степенью очистки 10 мкм; переключатель фильтров 9; смесительный температурный клапан 10 с ручными кранами 11, 12, 13; два обратных клапана маслонасосов 14; предохранительный клапан маслосистемы 15; регулирующий клапан 16. В маслобаке установлены два погружных подогревателя масла и дегазатор 18. Уровень масла контролируется визуально по уровнемеру 19, а также автоматически с помощью поплавкового регулятора уровня 20. При низком уровне масла сначала загорается табло предупредительной сигнализации, а затем происходит аварийная остановка агрегата. Доливка масла в бак при снижении уровня осуществляется через заправочную горловину 21. Слив масла из маслобака осуществляется через ручной дренажный кран 22. Постоянство температуры

осуществляется термостатом 23. Температуру масла в маслобаке контролируют по термометру 86.

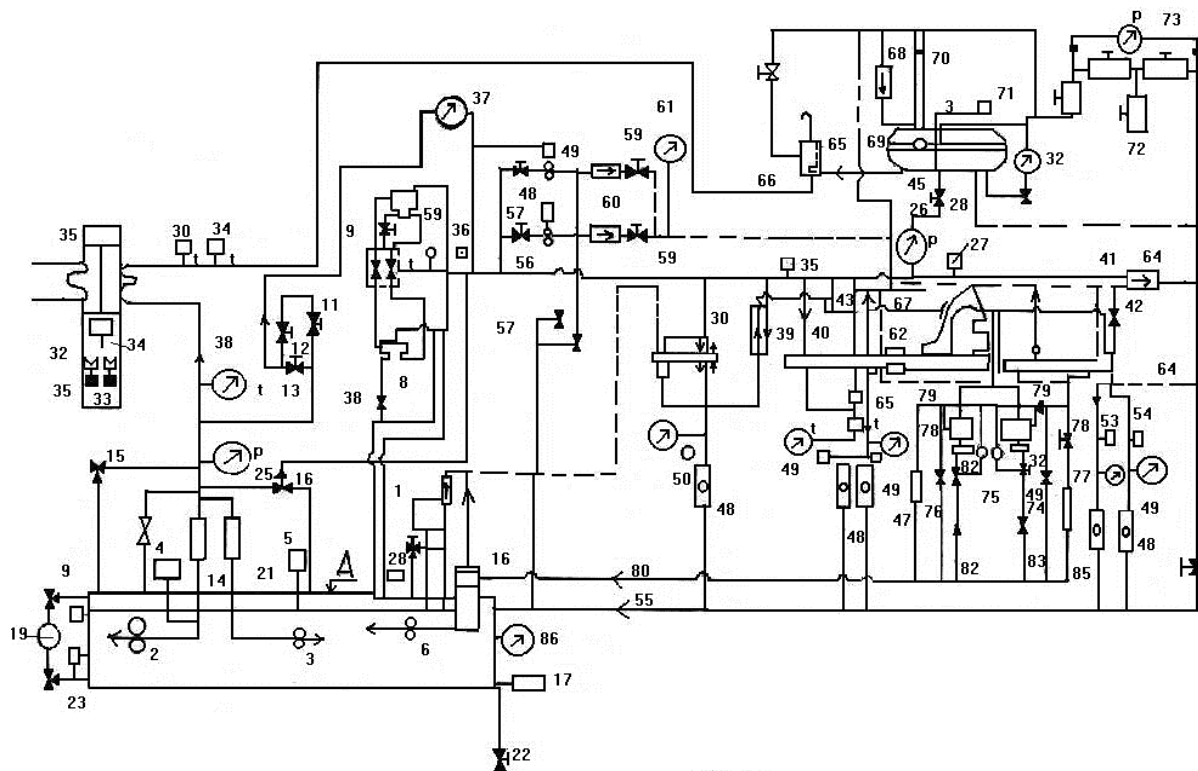


Рисунок 2.1 – Схема системы смазки

При запуске агрегата масло из бака главным масляным насосом 2 подается на фильтры 8. Главный и вспомогательный масляные насосы приводятся во вращение электродвигателями переменного тока. После каждого насоса установлены обратные клапаны 14. Предохранительный клапан 15, предохраняет маслосистему от чрезмерного увеличения давления масла после насосов.

Давление масла, поступающего на смазку и охлаждение подшипников силовой турбины и нагнетателя, должно составлять $1,4 \text{ кгс/см}^2$, а температура масла – 55°C .

Для поддержания требуемого давления масла смазки используется клапан-регулятор давления 16 плунжерного типа, приводимый от давления масла после фильтров 8. Давление масла смазки контролируется визуально по манометру 26, установленному на щите приборов нагнетателя, а также автоматически с помощью реле давления 27. При снижении давления масла смазки до величины $1,14 \text{ кгс/см}^2$ по сигналу от реле 27 автоматически включается вспомогательный масляный насос 3 и загорается соответствующее табло на щите управления агрегатом. Вспомогательный насос после включения остается в работе до восстановления номинального давления величиной $1,4 \text{ кгс/см}^2$. При уменьшении давления масла до $0,71 \text{ кгс/см}^2$ по сигналу от реле давления 27 произойдет аварийная остановка агрегата с появлением соответствующей сигнализации на щите.

Регулирование температуры смазочного масла осуществляется термостати-

ческим клапаном 10, который поддерживает температуру масла, поступающего к подшипникам, равную 55 °С. Если температура масла равна или ниже 55 °С, то клапан 10 полностью открыт; основной поток масла проходит через открытые краны 11, 12 и клапан 10, минуя маслоохладитель 32.

После смешивания потоков горячего и охлажденного масла его температура приблизительно равна 55 °С. Температура масла до маслоохладителя контролируется по термометру 28, а температура охлажденного масла – по термометру 29. Оба термометра установлены на приборном щите газогенератора. Кроме этого, датчик температуры 36 с двумя термореле контролирует температуру масла. При увеличении температуры масла до 65,5 °С по сигналу 36 загорается табло предупредительной сигнализации на щите управления агрегатом, а при увеличении температуры до 68,3 °С происходит аварийная остановка агрегата.

Маслоохладитель 32 установлен снаружи агрегата в отдельном кожухе. При помощи жалюзи 35 можно осуществлять воздухозабор для охлаждения масла изнутри (при низкой температуре атмосферного воздуха) или снаружи укрытия агрегата. Маслоохладитель состоит из двух отдельных секций. В одной из них происходит охлаждение масла газогенератора, а в другой – масла для силовой турбины и нагнетателя. Два вентилятора приводятся во вращение электродвигателями 32. Один включается при значении температуры до 50 °С, а второй – до 55 °С. Остановка электродвигателей происходит при снижении температуры масла до 35 °С и до 40 °С соответственно.

При помощи термореле 34 в маслоохладителе осуществляется контроль температуры воздуха. По сигналу от этого реле при температуре воздуха ниже 4 °С на остановленном агрегате автоматически включается вспомогательный насос смазки для обеспечения циркуляции масла через маслосистему.

Смазочное масло с требуемым давлением и температурой перед подачей на подшипник поступает для очистки в фильтр 8. На маслобаке агрегата установлены два одинаковых фильтра со сменными фильтрующими элементами каждый: один из фильтров находится в резерве, а второй – в работе. Выбор рабочего фильтра осуществляется селекторным переключателем 9. Бумажные фильтрующие элементы обеспечивают очистку масла от частиц размером более 10 мкм. Перепад давлений на фильтре контролируется по дифференциальному манометру 37. Замена фильтроэлементов должна производиться при увеличении перепада давлений свыше 1,4 кгс/см².

Отфильтрованное масло поступает на смазку и охлаждение подшипников силовой турбины 30, зубчатых полумуфт промежуточного вала 39, подшипников нагнетателя 40–42, а также зубчатых зацеплений редуктора генератора собственных нужд 42.

Кроме того, смазочное масло поступает на всасывание насосов уплотнения 46, 47 и через обратный клапан 44 заполняет аккумулятор масла уплотнения 45.

На сливных линиях системы смазки установлены смотровые стекла 48 для визуального наблюдения за потоками масла и датчики температуры 49 с

выходами на термометры, расположенные на приборном щите. Кроме этого, термометры 50–54 контролируют температуру масла в каждой сливной линии и включают световую и звуковую сигнализацию при увеличении температуры на сливе до 85,5 °С. При увеличении температуры масла в любой из пяти сливных линий до 93 °С по сигналу от соответствующего термореле происходит аварийная остановка агрегата.

После остановки агрегата в работе остается вспомогательный насос смазки, который в течение двух часов обеспечивает охлаждение подшипников. По истечении двух часов с момента остановки насос автоматически выключается.

При нормальной работе оборудования электроэнергия переменного тока для электродвигателей всех насосов обеспечивается генератором собственных нужд 56. Однако при неисправности этого генератора и прекращении подачи электроэнергии от внешних источников подача масла от главных и вспомогательных насосов останавливается. В этом случае автоматически включается аварийный насос смазочного масла 6 с приводом от электродвигателя постоянного тока 7. Масло от аварийного насоса с давлением до 0,7 кгс/см² обеспечивает смазку и охлаждение только одного (наиболее горячего) подшипника силовой турбины во время аварийной остановки при исчезновении электроэнергии переменного тока.

Главный и вспомогательный насосы уплотнительного масла с электродвигателями переменного тока установлены на раме нагнетателя.

При пуске агрегатов и при проведении регламентных работ необходимо контролировать, чтобы перед включением насосов уплотнения был включен насос смазки во избежание повреждения шестерен насосов. При подготовке агрегата к пуску необходимо открыть ручные клапаны 58 и 59 и проверить правильность установки обратных клапанов 60. Давление уплотнительного масла после насосов контролируется по манометру 61, установленному на щите приборов нагнетателя. При увеличении давления уплотнительного масла после насоса до 72,1 кгс/см² происходит открытие предохранительных клапанов 57.

Уплотнительное масло поступает к плавающим кольцам уплотнения масло-газ с двух сторон ротора нагнетателя 62, 63 и в регулятор масла 45 по линии 64.

С помощью регулятора перепада масло-газ 65 в процессе работы агрегата устанавливается и поддерживается постоянное превышение давления уплотнительного масла над давлением уравнивающего газа, равное 0,7...0,9 кгс/см². Слив масла из регулятора перепада 66 осуществляется в линию отвода масла из маслоохладителя.

2.2 Порядок выполнения работы

1 Изучить состав и работу системы смазки ГПА.

2 Описать назначение и принцип действия основных устройств системы смазки.

2.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Описание назначения и принципа действия основных узлов в порядке следования масла начиная с маслобака.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Какие функции выполняет система смазки ГПА?
- 2 Опишите состав системы смазки.
- 3 Какие предохранительные устройства предусмотрены в системе смазки?
- 4 Как осуществляется привод маслоснасосов?
- 5 Как осуществляется контроль параметров и информирование об аварийных режимах работы системы смазки?

3 Лабораторная работа № 3. Центробежные нагнетатели газа

Цель работы: ознакомиться с устройством и принципом работы центробежного нагнетателя, определить его характеристики.

3.1 Основные сведения

Нагнетателями природного газа обычно являются лопаточные компрессорные машины, создающие отношение давлений $\pi_n > 1$ и не имеющие устройств охлаждения рабочего тела при сжатии.

Нагнетатели, приводимые ГТУ или электродвигателями, встречаются только в центробежном исполнении. Центробежные нагнетатели (ЦБН) природного газа (газовые компрессоры) являются основной рабочей машиной компрессорных станций газопроводов. В большинстве случаев они выполняются одно- или двухступенчатыми и представляют собой стационарные турбомашины сравнительно большой массы.

При $\pi_n = 1,2 \dots 1,35$ нагнетатели природного газа (НПГ) выполняют преимущественно одноступенчатыми, при $\pi_n = 1,35 \dots 1,7$ – двухступенчатыми, а при большей степени сжатия требуется уже три или четыре ступени.

На линейных компрессорных станциях (КС), расположенных по трассе магистрального газопровода, обычно достаточна степень повышения давления $\pi_n = 1,35 \dots 1,45$. Большей частью для обеспечения такого напора применяют последовательное соединение двух одноступенчатых нагнетателей или параллельное соединение двухступенчатых нагнетателей. Большинство поставляемых на КС в настоящее время НПГ имеет две ступени.

При неполной производительности газопровода предпочтительно держать на выходе из КС расчетное давление, т. е. максимально допустимое по

условиям прочности трубы, т. к. при этом объемный расход газа по трубопроводу минимален, а следовательно, минимальны энергетические затраты на транспортировку заданного количества газа. Стандартными давлениями для отечественных газопроводов являются 7,5 и 5,5 МПа.

Ступень ЦБН может быть либо промежуточной, либо концевой. В одноступенчатом нагнетателе только концевая ступень; в двухступенчатом нагнетателе первая ступень – промежуточная, а вторая – концевая.

Проточная часть ЦБН, показанная на рисунке 3.1, состоит из входного патрубка 1 с конфуззором, рабочего колеса 2, диффузора 3 и выходных патрубков 4. Основной элемент ступени – вращающееся рабочее колесо, передающее газу мощность двигателя. Неподвижные элементы проточной части необходимы для эффективной организации рабочего процесса.

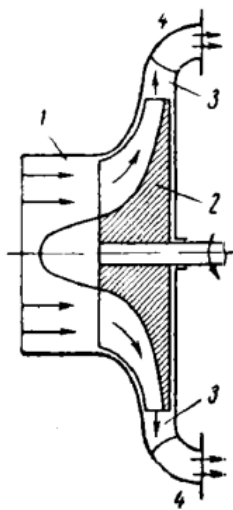
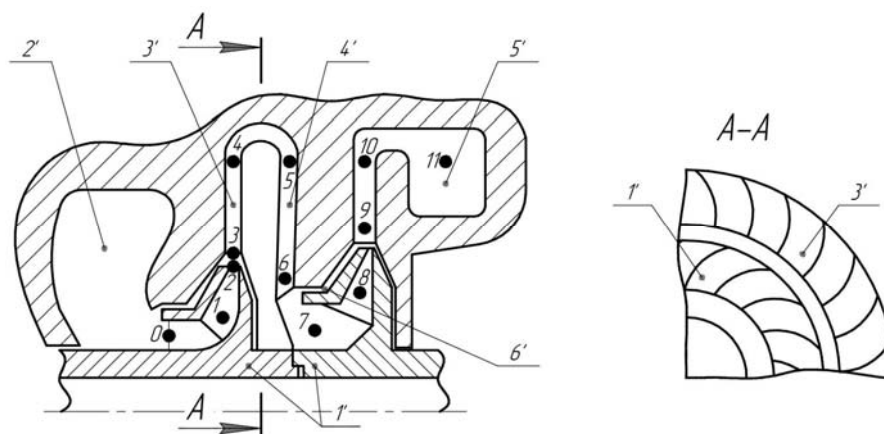


Рисунок 3.1 – Проточная часть ЦБН

При вращении рабочего колеса газ поступает через входной патрубок в центральную часть рабочего колеса. Далее газ под действием центробежных сил движется в радиальном направлении по каналам, образованным лопатками, и выбрасывается в диффузор. Происходит приращение давления, вызванное действием центробежных сил, увеличением абсолютной скорости газа, а также увеличением давления при торможении потока газа и уменьшении его относительной скорости в диффузоре.

Колесо центробежного компрессора (рисунок 3.2) состоит из приемной части – вращающегося направляющего аппарата (ВНА) и собственно рабочего колеса. ВНА выполняется заодно с рабочим колесом. Число лопаток ВНА в 2 раза меньше по сравнению с рабочим колесом.

Задача входного устройства – направить поток газа к рабочему колесу с минимальными гидравлическими потерями и максимальной равномерностью по величине и направлению скорости. Неравномерность потока газа на входе в рабочее колесо, особенно в окружном направлении, при работе с большими расходами приводит к падению напора и КПД, а при работе с малыми расходами приближает границу неустойчивых режимов работы.



1' – рабочее колесо; 2' – входная камера; 3' – лопаточный диффузор; 4' – обратный направляющий аппарат; 5' – выходная сборная камера; 6' – уплотнения колеса

Рисунок 3.2 – Схема двухступенчатого нагнетателя

Проточную часть двухступенчатых ЦБН (см. рисунок 3.2) образуют элементы, по которым движется основной поток газа: всасывающая камера 2', рабочее колесо 1', диффузор 3', обратный направляющий аппарат 4', выходная сборная камера 5'. Цифрами от 0 до 11 обозначены характерные сечения проточной части, для которых определяются параметры газа при проектировании нагнетателя. Из входного трубопровода сжимаемый газ поступает во всасывающую камеру 2' и затем направляется в каналы между лопатками рабочего колеса. Под действием центробежной силы газ отбрасывается к периферии рабочего колеса, в результате чего повышается давление и увеличивается абсолютная скорость потока. Из рабочего колеса газ поступает в диффузор, в котором часть кинетической энергии преобразуется в статическое давление.

Для подвода газа к следующей ступени служит обратный направляющий аппарат (обычно лопаточного типа).

После диффузора концевой ступени газ поступает в выходную сборную камеру и затем в выходной трубопровод нагнетателя.

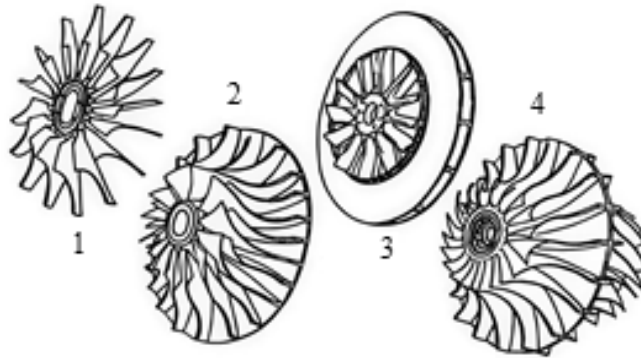
Для уменьшения перетечек газа внутри проточной части между элементами ротора и статора применяются уплотнения 6'. В местах выхода ротора из корпуса также применяются герметичные уплотнения.

Рабочие колеса в центробежных компрессорах могут быть трех типов (рисунок 3.3):

1) открытого типа – состоят из втулки и прямых радиальных лопаток и не имеют ограничивающих вращающихся поверхностей по бокам лопаток. Такие колеса имеют низкий КПД и практически не применяются;

2) полуоткрытого типа – имеют одну торцевую стенку с расположенными на ней лопатками. Получили широкое применение, имеют относительно высокий КПД, просты в изготовлении, обладают достаточной прочностью, используются в осерадиальных ступенях с радиально оканчивающимися лопатками, составляющими одно целое с основным диском;

3) закрытого типа – представляют собой монолитный диск с выполненными в его полости криволинейными каналами. Имеют наиболее высокий КПД из-за незначительных потерь на трение воздуха, сложны в изготовлении. Значения окружных скоростей, допускаемых по условию прочности, меньше, чем у других типов. Рабочие колеса закрытого типа с загнутыми назад лопатками (в сторону, обратную направлению вращения) наиболее распространены.



1 – открытый тип; 2 – полуоткрытый тип; 3 – закрытый тип; 4 – двустороннее

Рисунок 3.3 – Типы рабочих колес

По форме лопаток различают рабочие колеса (рисунок 3.4):

- с загнутыми назад (а);
- радиальными (б);
- с загнутыми вперед (в).

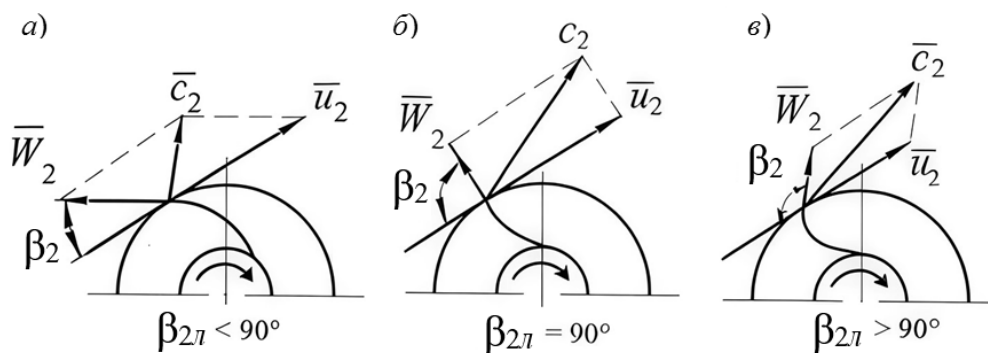


Рисунок 3.4 – Схемы расположения лопаток рабочего колеса

Из треугольников скоростей потока на выходе из колеса видно, что скорость в колесе с лопатками, загнутыми вперед наибольшая. Поэтому степень повышения давления и энергия, передаваемая воздуху, в таких колесах будут наибольшими. Однако преобразование кинетической энергии в потенциальную энергию давления сопровождается повышенными потерями, что снижает КПД компрессора. Кроме того, такие колеса обладают малой прочностью и поэтому могут применяться лишь при малых окружных скоростях. Характеристики

компрессора при этом крутые, и они имеют повышенную склонность к неустойчивой работе. При увеличении производительности мощность на привод компрессора существенно возрастает.

Рабочие колеса с радиальными лопатками имеют самое широкое применение в центробежных компрессорах. Из-за отсутствия изгибающих усилий они могут работать при высоких окружных скоростях (до 550 м/с). КПД компрессоров с такими колесами несколько выше, чем с лопатками, загнутыми вперед.

Рабочие колёса с лопатками, загнутыми назад, имеют наиболее высокий КПД. Они нашли преимущественное применение в стационарных компрессорах.

В современных ЦБН применяются традиционные рабочие колеса с непространственными лопатками и осерадиальные рабочие колеса с лопатками пространственной формы. Традиционные радиальные колеса с непространственными лопатками отличаются простотой технологии изготовления и высокой эффективностью ступеней. Осерадиальные колеса с пространственными лопатками необходимы для высокорасходных ступеней. Лопатки таких ступеней при непространственной форме не могут обеспечить хорошие условия обтекания потоком, величина и направление скорости которого сильно изменяются по высоте лопаток.

Применяют следующие способы изготовления закрытых колес:

- лопатки приварены к основному и покрывающему дискам;
- лопатки отфрезерованы на основном диске, к которому приклепывается или приваривается покрывающий диск.

Центробежный нагнетатель (рисунок 3.5) выполнен в виде одноступенчатой центробежной машины с консольно расположенным рабочим колесом и тангенциальным подводом и отводом газа.

Корпус нагнетателя 1 выполнен из стали и закрыт торцевой крышкой 2 со смонтированными на ней всасывающей и сборной кольцевой камерами. Со стороны привода к цилиндру крепится корпус подшипника 8, который в процессе эксплуатации разборке не подлежит. Вал нагнетателя соединяется с валом приводной турбины с помощью соединительной муфты 11, которая закрывается кожухом 10. В торцевой стенке корпуса (цилиндра) нагнетателя выполнены каналы подвода масла к торцевому уплотнению 6 и переднему опорному подшипнику 7, а также каналы слива протечек масла из камеры торцевого уплотнения в поплавковую камеру. На верхней части цилиндра установлен аккумулятор масла. Надёжное уплотнение вертикального разъёма корпуса обеспечивается установкой в канавке торцевой крышки резинового кольца 12. Каналы подвода масла к опорно-упорному подшипнику 9, к реле осевого сдвига, а также каналы слива масла от упорного подшипника расположены в нижней части корпуса подшипника и подходят к соответствующим каналам гильзы также в нижней части.

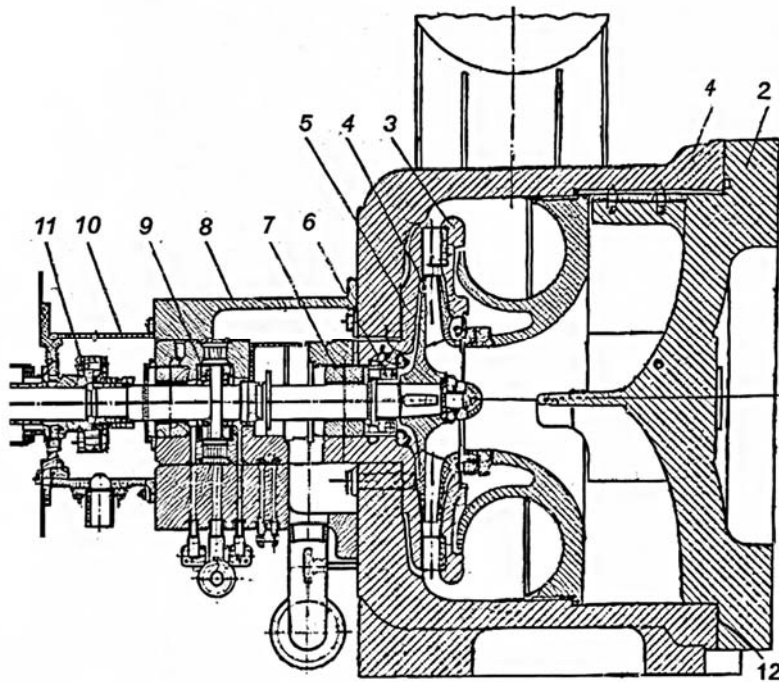


Рисунок 3.5 – Нагнетатель

При эксплуатации центробежных нагнетателей магистральных газопроводов возможно возникновение явления, называемого помпажем.

Когда подача газа нагнетателем в систему сокращается, давление, создаваемое нагнетателем, снижается. Одновременно с этим давление в трубопроводе остается прежним, и давление в трубопроводе оказывается выше давления на выходе нагнетателя. Газ начинает обратное течение из нагнетательного трубопровода в нагнетатель. По мере перетока газа давление в нагнетателе начинает расти, и в некоторый момент времени он начинает подавать газ в трубопровод в обратном направлении. Помпаж сопровождается циклическими изменениями давления нагнетателя, подачи и направления движения газа в нагнетателе. Это увеличивает циклические воздействия осевых сил на ротор, подшипники и корпус нагнетателя. Эти силы достигают нескольких тонн и способны разрушить нагнетатель. Поэтому помпажный режим недопустим.

Каждый нагнетатель и осевой компрессор обязательно оснащаются противопомпажной системой. Эти системы настраиваются либо на максимальную степень сжатия нагнетателей $\varepsilon_{\max}$, либо на $Q_{кр}$ – критическую величину подачи газа через нагнетатель: значение $Q_{пр}$ из приведенной характеристики, соответствующее максимуму $\varepsilon_{\max}$ (графической зависимости $\varepsilon - Q_{пр}$ для рассматриваемого значения приведенных оборотов ротора нагнетателя $(n/n_n)_{пр}$), а при отсутствии максимума у зависимости $\varepsilon - Q_{пр}$ – минимальному значению $Q_{пр}$ из приведенной характеристики, либо на оба эти параметра.

Принцип действия системы защиты нагнетателя от помпажа (рисунок 3.6) основан на увеличении расхода газа через нагнетатель и уменьшении степени сжатия путем перепуска газа с нагнетания на всасывание через байпасный кран 9. Открытие крана 9 происходит автоматически при приближении режима

работы нагнетателя к границе помпажа и осуществляется электропневмопреобразователем (либо соленоидным клапаном) 10.

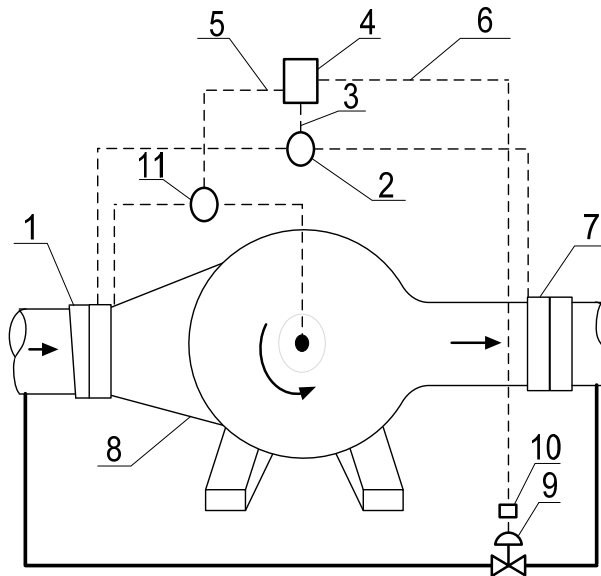


Рисунок 3.6 – Система защиты нагнетателя от помпажа

Управляющим сигналом открытия или закрытия байпасного крана 9 является электрический сигнал 6, выдаваемый антипомпажным регулятором 4.

На регулятор 4 в процессе работы поступают два сигнала:

- 1) сигнал 3 от датчика 2 перепада давлений на всасывающем 1 и нагнетательном 7 фланцах;
- 2) сигнал 5 от датчика 11 расхода газа, замеряемого в конфузоре первой ступени 8.

Электропневмопреобразователь преобразует ток в управляющее давление приборного газа. При поступлении тока 4 мА он преобразуется в управляющее давление приборного газа $0,3 \text{ кг/см}^2$ – кран 9 открывается; соответственно при токе 20 мА – в давление $1,4 \text{ кг/см}^2$ – кран 9 закрывается.

Нагнетателю гарантируется безпомпажная работа при соблюдении неравенства:

$$\frac{Q_{np}}{Q_{кр}} \geq 1,1. \quad (3.1)$$

3.2 Порядок выполнения работы

1 Изучить устройство и принцип работы одноступенчатых и двухступенчатых центробежных нагнетателей.

2 Изучить эксплуатационные режимы, явление помпажа и способы его предотвращения.

3.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схема и описание работы центробежного нагнетателя, назначение и принцип действия антипомпажного устройства.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Какие типы ЦБН применяют на КС?
- 2 Опишите устройство одноступенчатого ЦБН.
- 3 Каково устройство и конструктивные особенности ходовой части ЦБН?
- 4 В чем заключается явление помпажа?
- 5 Как предотвращают возникновение помпажа?

4 Лабораторная работа № 4. Центробежные насосы нефтепродуктоперекачивающих станций

Цель работы: ознакомиться с устройством и принципом работы нагнетателей нефти; построить экспериментальную характеристику центробежного насоса.

4.1 Основные сведения

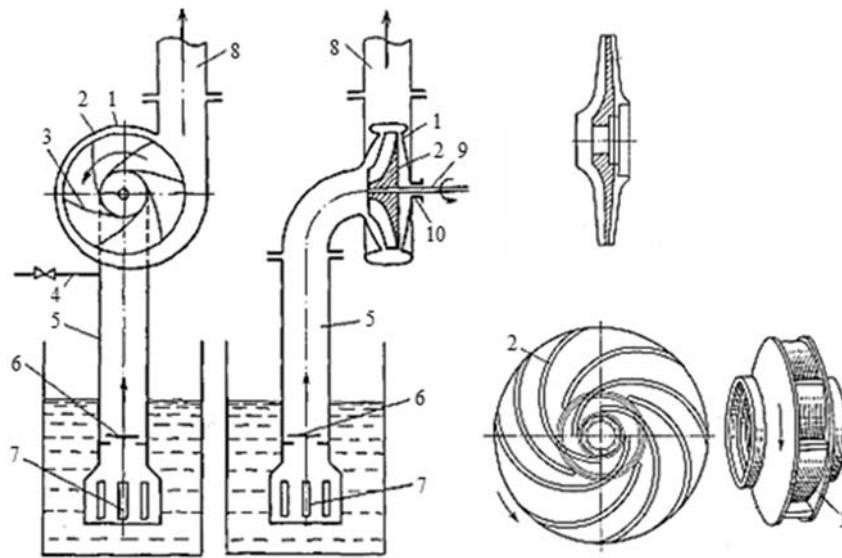
Центробежные насосы относятся к лопастным динамическим насосам. Лопастной насос воздействует на жидкость при помощи лопастей, которыми снабжено его рабочее колесо. В рабочем колесе насоса происходит приращение энергии жидкости за счет увеличения кинетической составляющей. При вращении рабочего колеса жидкая среда, находящаяся в межлопаточном канале, под действием центробежных сил отбрасывается от центра к периферии, выходит в отвод насоса и далее в напорный трубопровод. При этом в центре рабочего колеса возникает вакуум, за счет которого жидкость поступает к рабочему колесу вдоль оси его вращения.

По особенностям конструкции различают следующие виды центробежных насосов:

- 1) по числу ступеней – одноступенчатые и многоступенчатые;
- 2) по способу подвода жидкости – одностороннего и двустороннего входа;
- 3) по конструкции рабочего колеса – закрытого, полуоткрытого, открытого типа;
- 4) по расположению вала – вертикальные и горизонтальные;
- 5) по способу соединения с приводом – с общим валом (блочные) и с отдельными валами (соединение муфтой).

Основным рабочим элементом центробежного нагнетателя (рисунок 4.1) является рабочее колесо 1 с лопатками 6, установленное на валу внутри

неподвижного корпуса 3 спиральной формы. Корпус 2 нагнетателя соединен патрубками со всасывающим 5 и нагнетательным 8 трубопроводами.



1 – корпус; 2 – рабочее колесо; 3 – лопатки; 4 – линия для залива насоса перед пуском; 5 – всасывающий трубопровод; 6 – обратный клапан; 7 – фильтр; 8 – нагнетательный трубопровод; 9 – вал; 10 – уплотнение вала

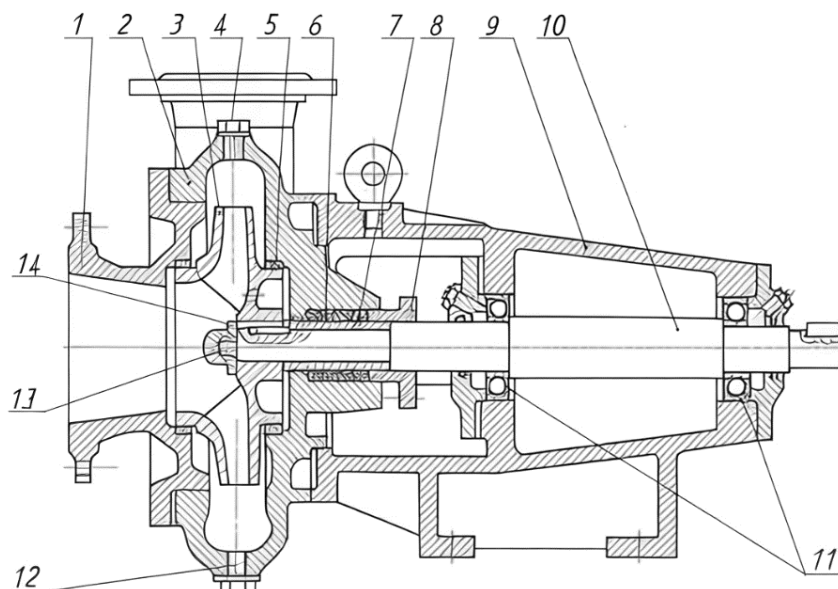
Рисунок 4.1 – Схема центробежного нагнетателя нефти

Центробежные насосы не обладают самовсасывающей способностью. Центробежный насос подвержен явлению кавитации – при недостатке жидкости происходит резкое падение давления во всасывающем патрубке, вследствие чего начинается мгновенное вскипание жидкости и на поверхности рабочего колеса образуются пузырьки воздуха. При их схлопывании от поверхности отрываются частицы металла (эффект микровакуумного взрыва). Явление кавитации также возникает во время запуска центробежного насоса при закрытой задвижке на всасывающем трубопроводе. Работа центробежного нагнетателя характеризуется производительностью Q , напором H , полезной мощностью и КПД.

Производительностью (или подачей) нагнетателя называется объем жидкости, подаваемой им в гидросистему в единицу времени. Обычно ее выражают в кубических метрах в секунду или час. Производительность нагнетателя измеряется расходомером, устанавливаемым в напорной линии.

Под напором нагнетателя понимают удельную энергию E , приобретаемую единицей веса жидкости, проходящей через нагнетатель и расходуемую на преодоление статической (геометрической) высоты подъема жидкости и сопротивлений движению жидкости во всасывающем и напорном трубопроводах. Напор измеряют высотой столба перекачиваемой жидкости.

Основным признаком нагнетателя консольного типа (рисунок 4.2) является посадка рабочего колеса на конце вала. Область параметров нагнетателя: $Q = 15 \dots 360 \text{ м}^3/\text{ч}$; $H = 15 \dots 98 \text{ м вод. ст.}$; $\beta = 50 \% \dots 84 \% (0,50 \dots 0,84)$.



1 – крышка с подводящим патрубком; 2 – корпус насоса; 3 – рабочее колесо; 4 – заливное отверстие; 5 – уплотняющее кольцо; 6 – сальник; 7 – защитная втулка; 8 – крышка сальника; 9 – опорная стойка; 10 – вал; 11 – шариковые подшипники; 12 – выпускное отверстие; 13 – гайка; 14 – шпонка

Рисунок 4.2 – Схема консольного центробежного нагнетателя

Основным рабочим органом консольного насоса является рабочее колесо 3, закрепленное на валу 10 шпонкой 14 и гайкой 13. Рабочее колесо 3 выполнено из двух дисков, между которыми расположены криволинейные лопасти, изогнутые в сторону, противоположную направлению вращения. Передний диск в центре имеет входное отверстие, задний диск у больших насосов – разгрузочные отверстия для выравнивания давления, действующего на диски. В результате чего уменьшается осевое усилие, действующее на подшипники 11. Для снижения количества жидкости, поступающей из области высокого давления в зону низкого давления, предусмотрены щелевые уплотнения, которые представляют собой уплотняющие пояски вокруг входного и разгрузочных отверстий на рабочем колесе 3, а также уплотняющие кольца 5, запрессованные в примыкающих к колесу деталях насоса. Щелевые уплотнения повышают объемный КПД насоса.

Рабочее колесо 3 помещено в корпусе насоса 2, который одновременно выполняет роль спирального отвода жидкости, заканчивающегося напорным патрубком. Насос поставляется с напорным патрубком, направленным вверх, но в случае необходимости патрубок может быть повернут в любое положение через 90°.

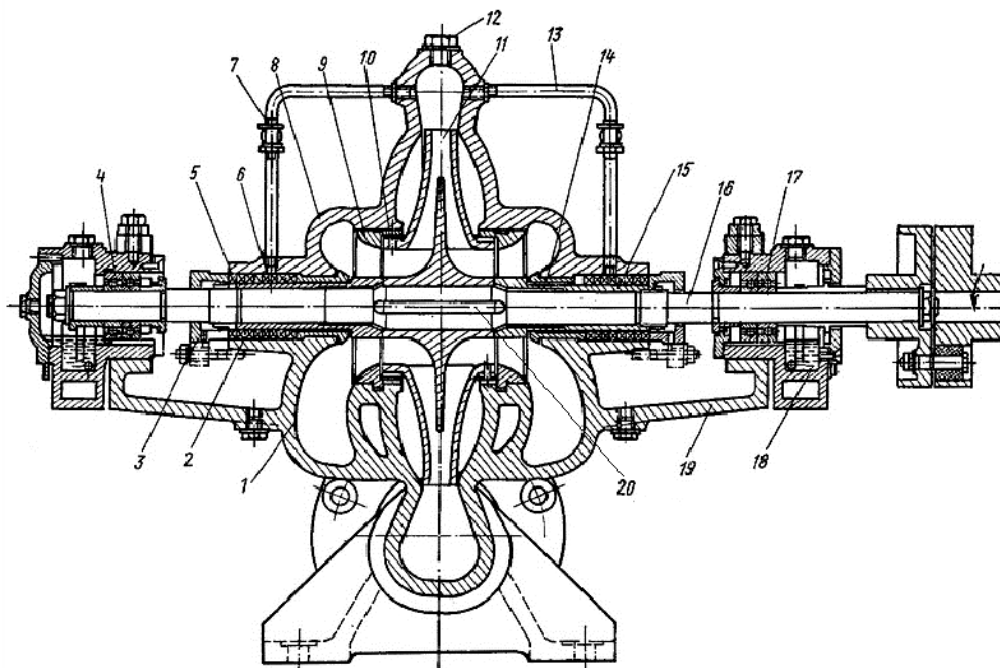
В корпусе насоса 2 сделаны отверстия 4 и 12 с резьбовыми пробками для залива и выпуска жидкости. Корпус насоса 2 закрывается крышкой, которая отлита из чугуна совместно с подводящим (всасывающим) патрубком 1. С противоположной стороны корпус насоса 2 крепится к опорной стойке 9 или к опорному кронштейну.

В опорной стойке 9 устанавливаются подшипники 11, в которых крепится вал 10. Подшипники 11 смазываются консистентными смазками или моторным маслом. В нагруженных насосах устанавливают подшипники скольжения – бронзовую втулку. Этот подшипник смазывается перекачиваемой жидкостью, для чего в корпусе имеется канал, соединяющий напорную полость насоса с опорной втулкой. На вал 10 надевается защитная втулка 7.

Для предотвращения утечки жидкости через щель между валом 10 и корпусом насоса 2 предусмотрено кольцевое уплотнение. Оно состоит из сальника 6 и крышки 8. В качестве сальниковой набивки используют шнур, кольца или манжеты. Сальники изготавливаются из резины, графита, карбида кремния, фторопласта. Грандбукса (втулка корпуса перед сальником со стороны всасывания) обычно выполняется из цветного металла; зазор между валом и грандбуксой 0,2...0,3 мм. Для охлаждения сальника жидкость подается к грандбуксе.

Наряду с сальниковыми уплотнениями, используются торцевые уплотнения, обладающие: минимальными утечками и потерями мощности; автоматической работой, не требующей специального ухода и регулировки; малой чувствительностью к боковым смещениям и биениям вала; работоспособностью при высоких окружных скоростях (свыше 40 м/с).

У нагнетателя двустороннего всасывания (рисунок 4.3) двустороннее рабочее колесо разгружено от осевого усилия.



1 – корпус насоса; 2 – набивка сальника; 3 – крышка сальника; 4 – передний подшипник; 5 – корпус сальника; 6 – кольцо гидравлического уплотнения; 7, 13 – трубки гидравлического уплотнения; 8 – крышка насоса; 9, 10 – защитные кольца; 11 – рабочее колесо; 12 – заливная пробка; 14 – грандбукса; 15 – втулка; 16 – вал; 17 – задний подшипник; 18 – масляная ванна; 19 – кронштейн; 20 – шпонка

Рисунок 4.3 – Схема нагнетателя двустороннего всасывания

Подвод нагнетателя – полуспиральный. Такие насосы в сравнении с консольными создают значительно большую подачу при сопоставимом диаметре рабочего колеса. Область параметров: $Q = 90 \dots 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$; $H = 10 \dots 102 \text{ м вод. ст.}$; $\beta = 64 \% \dots 93 \%$.

Конструктивные особенности. Основным рабочим органом насоса является лопастное рабочее колесо 11 с двойным входом. Одна половина рабочего колеса представляет зеркальное отражение другой. Внутренний разделяющий диск не доходит до внешнего обода колеса, и два отдельных потока на выходе объединяются в один.

Рабочее колесо 11 закреплено шпонкой 20 посередине вала 16, а по краям – защитными втулками и гайками. На концах вал 16 установлен в шариковых подшипниках 4 и 17.

Щелевые и сальниковые уплотнения аналогичны уплотнениям консольных насосов. Отличие состоит в том, что вода для гидравлического уплотнения сальника подается не через канал в корпусе, а по специальным трубкам 7 и 13. При большой высоте всасывания напор насоса не всегда обеспечивает надежность гидравлической завесы, и воздух прорывается в насос. В этом случае воду в сальник подают от постороннего источника с повышенным напором. От осевого усилия вал насоса разгружен, т.к. рабочее колесо симметрично. Рабочее колесо с валом размещается в корпусе, который сверху имеет плоский горизонтальный разъем, упрощающий монтаж и разборку насоса.

Для малых нагнетателей в качестве радиальных опор применяются шарико- и роликоподшипники. При больших окружных скоростях их работоспособность резко снижается, и в таких случаях используются подшипники скольжения с принудительной смазкой. Зазор между колесом и корпусом составляет до 0,25 мм.

4.2 Порядок выполнения работы

- 1 Изучить основные сведения о конструкции нагнетателей.
- 2 Определить назначение основных узлов и элементов насосов.

4.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схема центробежного нагнетателя нефтепродуктоперекачивающих станций.

Описание конструкции и назначения основных частей центробежного нагнетателя.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Какие типы нагнетателей применяют в составе насосных станций?
- 2 Какими параметрами характеризуются центробежные нагнетатели?
- 3 Каковы особенности конструкции насосов различных типов?

4 В чем преимущества насосов двухстороннего всасывания?

5 Как осуществляется уплотнение насосов?

5 Лабораторная работа № 5. Определение параметров центробежных насосов нефтепродуктоперекачивающих станций

Цель работы: ознакомиться с режимами работы центробежных насосов, определить характеристику центробежного нагнетателя.

5.1 Основные сведения

Величинами, характеризующими работу насосов независимо от их принципа действия и назначения, являются подача (производительность), давление, напор, мощность, КПД, коэффициент быстроходности и допускаемый кавитационный запас.

Производительностью (или подачей) нагнетателя называется объем жидкости, подаваемой им в гидросистему в единицу времени. Обычно ее выражают в кубических метрах в секунду или час. Производительность нагнетателя измеряется расходомером, устанавливаемым в напорной линии. Различают объемную и массовую подачу насоса. Первая выражается в кубических метрах в секунду, вторая – в килограммах в секунду. На практике объемную подачу выражают в кубических метрах в сутки, литрах в час или секунду; массовую подачу – в килограммах (тоннах) в час.

Давление полное p , создаваемое в насосе, определяют как разность давлений в напорном p_n и входном p_v патрубках насоса, сложенную с давлением, соответствующим разности кинетической энергии в этих патрубках, и давлением, необходимым на преодоление вертикального расстояния между местами установки манометра и вакуумметра:

$$p = p_n - p_v + \frac{v_n^2 - v_v^2}{2} \rho + (z_n - z_v) \cdot \rho \cdot g, \quad (5.1)$$

где v_n, v_v – средние скорости жидкости на выходе и входе насоса;

z_n, z_v – разность высот между местами измерения давлений.

Под напором нагнетателя понимают удельную энергию E , приобретаемую единицей веса жидкости, проходящей через нагнетатель и расходуемую на преодоление статической (геометрической) высоты подъема жидкости и сопротивлений движению жидкости во всасывающем и в напорном трубопроводах.

Величина средней скорости определяется из следующего выражения:

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (5.2)$$

где Q – подача насоса;

d – диаметр трубопровода.

Полный напор насоса измеряют высотой столба перекачиваемой жидкости. Величина его определяется уравнением

$$H = (z_n - z_e) + \frac{p_n - p_e}{\rho \cdot g} + \frac{v_n^2 - v_e^2}{2g}. \quad (5.3)$$

Манометрический напор H_M определяется по показаниям приборов. У всасывающего и напорного патрубков напор насоса равен

$$H = H_M + \frac{v_n^2 - v_e^2}{2g}. \quad (5.4)$$

В случае расположения оси нагнетателя ниже уровня жидкости в приемном резервуаре манометрический напор определяют по соотношению

$$H_M = k_m (M_1 + M_2), \quad (5.5)$$

где M_1, M_2 – показания манометров на напорном и всасывающем патрубках нагнетателя соответственно, Па.

Разность скоростных напоров можно вычислить, пользуясь формулой

$$H = 0,0827 \left(\frac{1}{d_n^4} - \frac{1}{d_e^4} \right)^2, \quad (5.6)$$

где d_n, d_e – диаметры напорного и всасывающего трубопроводов.

Напор, сообщаемый жидкости насосом, равен

$$H_M = \frac{p_n - p_e}{\rho \cdot g}, \quad (5.7)$$

где ρ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³.

Различают полную и полезную мощность нагнетателей. Полезная мощность нагнетателя N_{Π} – это мощность, сообщаемая нагнетателем подаваемой жидкости:

$$N_{\Pi} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H. \quad (5.8)$$

Коэффициент полезного действия нагнетателя

$$\eta = \frac{N_{\Pi}}{N}, \quad (5.9)$$

где N_{Π} – полезная мощность нагнетателя;

N – мощность нагнетателя, определяемая мощностью установленного электродвигателя, которым нагнетатель приводится в действие.

В состав установки входят:

- центробежные нагнетатели с приводными двигателями;
- бак для жидкости;
- расходомер;
- краны;
- манометры и датчики для измерения давления;
- измерители мощности.

Насосы следует эксплуатировать при максимальном значении КПД, т. е. при оптимальном режиме с соответствующими значениями объемной подачи Q и напора H . Режим работы насоса, обеспечивающий заданные технические показатели, называют номинальным. Однако на практике насосы работают и на других режимах, при иных значениях Q и H . Поэтому возникает необходимость определения зависимости напора, подводимой мощности и КПД от подачи.

Графическую зависимость основных технических показателей насоса от подачи при постоянных значениях частоты вращения, вязкости и плотности жидкой среды на входе в насос называют характеристикой насоса (рисунок 5.1).

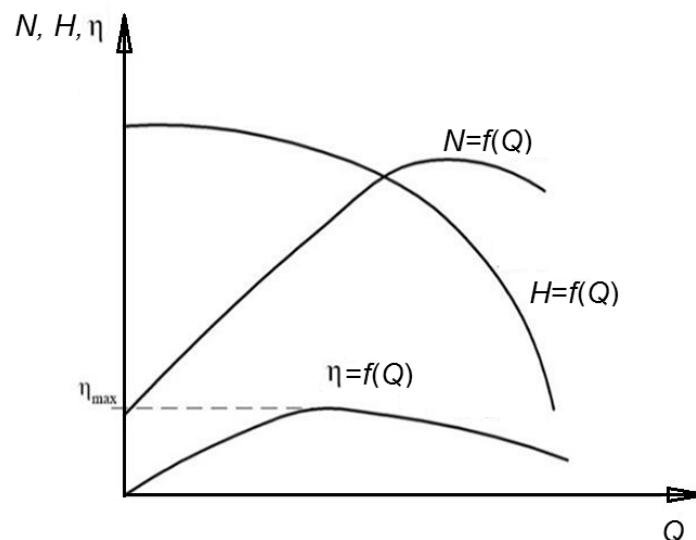


Рисунок 5.1 – Характеристика насоса

Необходимые зависимости получают опытным путем в результате испытаний насосов при постоянной частоте вращения и дросселировании потока на нагнетании. Характеристика дается заводом-изготовителем и является обязательной составной частью паспорта насоса.

Для построения характеристики $H-Q$ принимают полный напор.

Эти характеристики позволяют определить режим и параметры работы насоса, а также правильно выбрать насос. Характеристики насоса изменяются при изменении частоты вращения приводящего вала; соответственно, для каждой частоты вращения существует свое семейство характеристик насоса.

Наиболее важной и распространенной является напорная (рабочая, основная) характеристика — зависимость напора от расхода.

На стенде установлены центробежные насосы консольного типа. Подача

насоса на номинальном режиме составляет $8 \text{ м}^3/\text{ч}$, а напор – 18 м. Для привода насосов используются асинхронные трехфазные электродвигатели мощностью 1,5 кВт с частотой вращения 3000 об/мин.

5.2 Порядок выполнения работы

1 Изучить конструкцию лабораторного стенда, правила его эксплуатации и требования техники безопасности.

2 Порядок проведения работы для испытания центробежного нагнетателя:

- согласно схеме, приведенной на стенде, установить вентили и краны, отвечающие за поступление жидкости в контур циркуляции испытуемого насоса, в открытое положение, остальные закрыть;
- включить питание стенда;
- включить питание центробежного насоса Н1;
- установить максимальную подачу и подождать 20...30 с для удаления из системы воздуха;
- снять показания манометров, расходомера, определить мощность, потребляемую электродвигателем насоса;
- изменяя степень открытия крана В5, управляющего подачей, от максимального до 0, провести семь опытов, снимая показания указанных выше приборов. Занести их показания в таблицу 5.1;
- установить максимальную подачу, дать поработать насосу 20...30 с.

Таблица 5.1 – Результаты эксперимента

Номер опыта	p_v , МПа	p_n , МПа	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м	p , МПа	$N_{\text{л}}$, Вт	N_1 , Вт	η , %

3 Выключить насос, вернуть все краны и вентили в исходное состояние.

4 Обработать результаты эксперимента, занести результаты расчетов в таблицу 5.1.

5 Построить зависимости $H = f(Q)$, $N_n = f(Q)$, $\eta = f(Q)$.

5.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схема стенда при испытании центробежного насоса.

Основные расчетные формулы и результаты определения параметров нагнетателя, графики.

Выводы о полученных результатах.

Контрольные вопросы

- 1 Какие типы установок применяют при определении характеристики насосов?
- 2 Чем определяется величина напора насоса?
- 3 Как определяется манометрический напор насоса?
- 4 Что понимают под характеристикой насоса?
- 5 Какова методика определения характеристик насоса?

6 Лабораторная работа № 6. Работа нагнетателей нефтеперекачивающих станций в сети

Цель работы: изучить методики определения режимов работы насосной установки, экспериментальное определение характеристик сети, определение характеристик сети и насоса, режима работы установки.

6.1 Основные сведения

Для определения параметров насоса в конкретной гидравлической сети необходимо построить характеристику сети (совокупности трубопроводов, задвижек и прочих элементов). Характеристика сети – это зависимость потребного напора на входе сети от расхода, т. е. $H_{номп} = f(Q)$.

Характеристика сети определяется совокупностью гидравлических потерь, при заданном расходе. Строится характеристика сети следующим образом: задаются расходом и рассчитывают потери в сети и ставят точку на графике, затем создаются следующим расходом и строят новую точку, и так далее.

Характеристику сети можно построить и экспериментальным путем, измеряя потери в сети при различных расходах. Построение характеристики сети необходимо для определения положения рабочей точки насоса.

Для того чтобы определить расположение рабочей точки, нужно нанести характеристики насоса и сети на один и тот же график. Точка пересечения этих графиков и будет являться рабочей точкой насоса. Проецируя ее на оси координат, можно определить напор насоса и его подачу при работе в данной трубопроводной системе.

График, на котором показаны характеристики насоса и сети, а также рабочая точка, представлен на рисунке 6.1, а.

Характеристике насоса и сети соответствует только одна рабочая точка. Чтобы изменить ее положение, нужно изменить характеристику насоса или сети.

Для изменения характеристики насоса можно изменить: частоту вращения рабочего колеса, угол наклона лопастей, полезную подачу насоса, отправив часть жидкости обратно на слив.

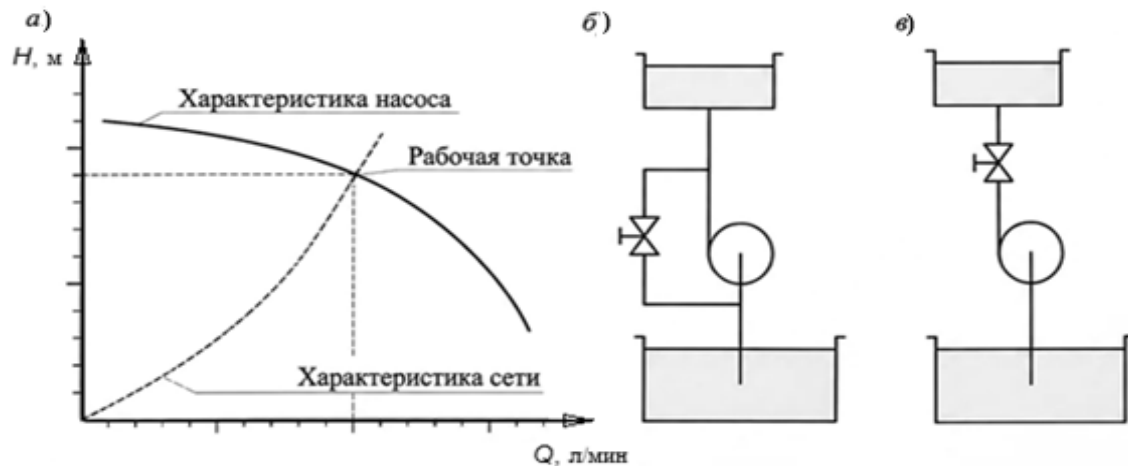


Рисунок 6.1 – Характеристики насоса и сети (а), схемы регулирования насоса (б, в)

Частотное регулирование – наиболее экономичный вариант. При изменении частоты вращения рабочая точка смещается вдоль характеристики насоса. Схема регулирования перепуском показана на рисунке 6.2, б. При дроссельном регулировании (рисунок 6.2, в) задвижка устанавливается в линии нагнетания насоса. Изменяя проходное сечение задвижки, можно изменять положение рабочей точки насоса. Перепуск и дросселирование – простые в реализации, но не экономичные способы изменения положения рабочей точки насоса.

Средняя скорость жидкости в сети определяется по формуле

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (6.1)$$

где Q – расход жидкости в сети;

d – диаметр трубопровода.

Потребный напор на входе сети

$$H_{\text{потр}} = \frac{p_{\text{вх}}}{\rho g} + \frac{v^2}{2g}, \quad (6.2)$$

где $p_{\text{вх}}$ – давление на входе сети;

v – средняя скорость в сети;

ρ – плотность перекачиваемой жидкости.

Для оценки эффективности работы насосной установки необходимо определить удельную энергию, затрачиваемую на подачу единицы объема жидкости:

$$l_{yd} = \frac{N_n}{Q}, \quad (6.3)$$

где N_n – мощность насосной установки.

6.2 Порядок выполнения работы

1 Изучить конструкцию лабораторного стенда, правила его эксплуатации и требования техники безопасности. Сеть в гидравлической системе стенда – это трубопровод, начало которого находится в сечении, к которому подключены манометр и датчик давления, а окончание – в баке. В этом трубопроводе установлены вентиль В5, представляющий собой местное сопротивление, и расходомер. С помощью вентиля можно изменять сопротивление сети.

2 Определить характеристику сети $H_{номр1} = f(Q)$, имеющей минимально возможное сопротивление (при полностью открытом вентиле после манометра):

- установить краны стенда В3 и В6 в закрытое положение. Краны В1, В2, В4 и В5 открыть;
- запустить первый насос;
- при различных степенях открытия вентиля В4 провести шесть опытов. Перед проведением первого опыта вентиль В4 прикрыть и обеспечить расход примерно 3 м³/ч. При переходе к последующим опытам вентиль В4 необходимо приоткрывать. При полностью открытом вентиле В4 (а это будет примерно шестой опыт) необходимо снять показания, а затем приоткрыть вентиль В6 и включить насос Н2 для изменения расхода в сети;
- провести еще два опыта (при проведении этих опытов вентиль В4 полностью открыт, а увеличение расхода в сети достигается путем приоткрывания вентиля В6). В последнем (восьмом) опыте необходимо обеспечить расход примерно 21 м³/ч;
- в каждом опыте необходимо регистрировать давление на входе сети $p_{вх}$ и расход жидкости в сети;
- результаты измерений занести в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты исследований по определению характеристики сети

Показатель	Номер опыта							
Давление на входе сети $p_{вх}$, кПа	1	2	3	4	5	6	7	8
Расход в сети Q , м ³ /ч								
Потребный напор на входе сети $H_{номр.1}$, м								

3 Отключить насос Н2 и закрыть вентиль В6. Насос Н1 не отключать.

4 Определить характеристику сети $H_{номр2} = f(Q)$ с увеличенным сопротивлением:

- прикрыть кран В5;
- выполнить опыты, аналогичные предыдущим;
- результаты измерений занести в таблицу, аналогичную таблице 6.1.

5 Отключить питание насосов и стенда.

6 Построить на поле графика рабочих характеристик насоса (полученных ранее при выполнении лабораторной работы № 5) характеристики сети $H_{номр.1} = f(Q)$ и $H_{номр.2} = f(Q)$. Точки пересечения характеристик сети с характеристикой насоса $H = f(Q)$ определяют два рабочих режима. Далее при Q_1 и Q_2 по характеристике насоса $N = f(Q)$ необходимо определить $N_{н.1}$ и $N_{н.2}$ и удельную энергию при работе насосной установки на сети с разными характеристиками.

6.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схема стенда при испытании сети.

Результаты расчета параметров, графики напорных характеристик, определить рабочие точки.

Выводы.

Контрольные вопросы

1 Что собой представляет рабочая точка на графике характеристики насоса?

2 Как происходит согласование характеристик насоса и сети?

3 Какие способы регулирования насосов при работе на сеть применяют?

4 Как оценивают эффективность насосной установки?

7 Лабораторная работа № 7. Технологические схемы объектов хранения

Цель работы: ознакомиться с технологическими схемами объектов хранения нефти и нефтепродуктов.

7.1 Основные сведения

К объектам хранения нефти и нефтепродуктов относятся:

- предприятия по обеспечению нефтепродуктами (нефтебазы);
- резервуарные парки и наливные станции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
- товарно-сырьевые парки центральных пунктов сбора нефтяных месторождений, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий;
- склады нефтепродуктов, входящие в состав промышленных, транспортных, энергетических, сельскохозяйственных, строительных и других предприятий и организаций (расходные склады).

Предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, называются нефтебазами. Основное их назначение – обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте с сохранением качества и сокращением до минимума их потерь.

Нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные.

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Размещают их на берегах судоходных рек и морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций. Перевалочные нефтебазы обычно играют роль конечного пункта магистрального нефтепровода.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на нефтебазы оперативного и сезонного хранения. Последние предназначены для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы.

Перевалочно-распределительные нефтебазы совмещают функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

Базы хранения осуществляют прием, хранение и периодическое освежение нефтепродуктов.

По транспортным связям нефтебазы делятся на железнодорожные, водные, водно-железнодорожные, трубопроводные, а также глубинные, которые представляют собой распределительные нефтебазы, расположенные на значительном расстоянии от железных дорог и водных путей и получающие нефтепродукты, в основном автомобильным транспортом, а в некоторых случаях – водным.

По номенклатуре хранимых нефтепродуктов различают нефтебазы общего назначения, для легковоспламеняющихся (светлых) нефтепродуктов, для горючих (темных) нефтепродуктов.

К основным характеристикам нефтебаз относятся:

- грузооборот нефтепродуктов, тыс. т/год;
- вместимость резервуарного парка, тыс. м³.

Структура нефтебазы (рисунок 7.1) в общем случае разделена на зоны:

1) железнодорожных операций I: 1 – железнодорожный тупик; 2 – железнодорожная сливо-наливная эстакада; 3 – нулевой резервуар; 4 – насосная; 5 – лаборатория; 6 – операторная; 7 – хранилище нефтепродуктов в таре;

2) водных операций II: 8 – причал; 9 – насосная; 10 – операторная;

3) хранения нефтепродуктов III: 11 – резервуарный парк светлых нефтепродуктов; 12 – резервуарный парк темных нефтепродуктов; 13 – мерник; 14 – резервуар пожарного запаса воды;

4) оперативная VI: 15 – автоэстакада; 16 – разливочная и расфасовочная; 17 – склад расфасованных нефтепродуктов; 18 – склад тары;

5) очистных сооружений V: 19 – нефтеловушка; 20 – шламонакопитель;

6) вспомогательных сооружений VI: 21 – котельная; 22 – трансформаторная подстанция; 23 – водонасосная; 24 – мехмастерские; 25 – склад материалов, оборудования и запасных частей; 26 – офисное здание;

7) административно-хозяйственная VII: 27 – пожарное депо; 28 – конторы; 29 – проходная; 30 – здание охраны; 31 – гараж.

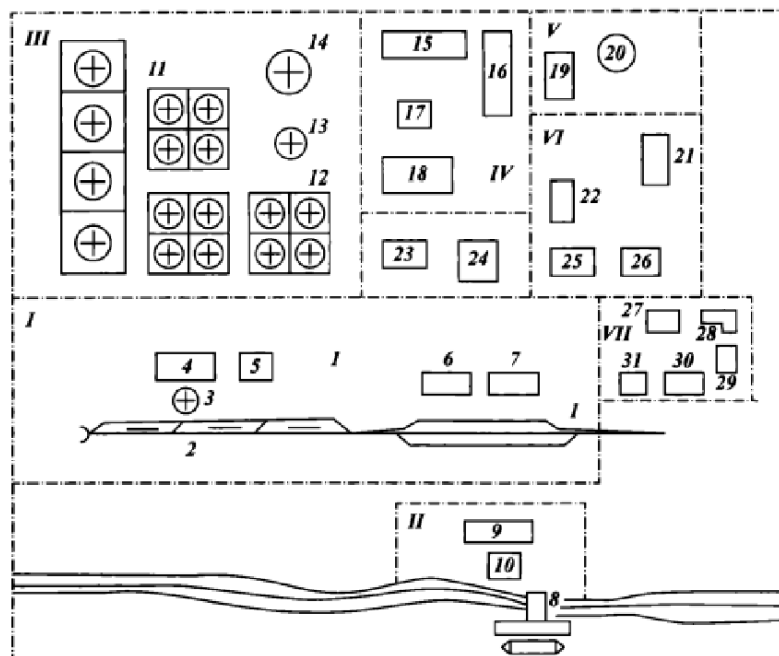


Рисунок 7.1 – Структура нефтебазы

Пример составления технологической схемы перевалочно-распределительной нефтебазы представлен на рисунке 7.2.

Состав зон и объектов зависит от типа и категории нефтебазы, назначения и характера проводимых операций. Например, на многих перевалочных нефтебазах нет оперативной зоны, а на распределительных нефтебазах, снабжаемых нефтепродуктами с помощью автотранспорта, нет железнодорожных и водных операций.

В состав объектов нефтебазы входят: причальное сооружение I; автоналивная эстакада II; резервуарный парк светлых нефтепродуктов III; резервуарный парк темных нефтепродуктов IV; узел учёта V; камера приёма очистного устройства VI; разливочная VII; насосные VIII; нулевой подземный резервуар IX; сливная железнодорожная эстакада X.

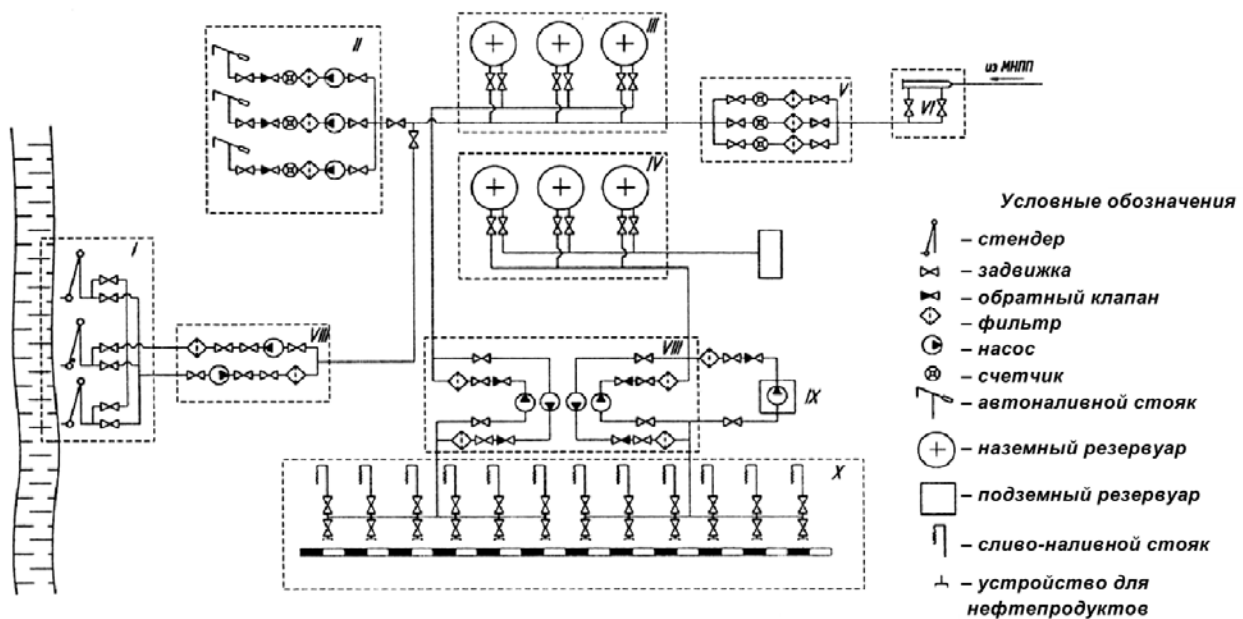


Рисунок 7.2 – Технологическая схема нефтебазы

7.2 Порядок выполнения работы

- 1 Изучить классификацию, структуру, построение и условные обозначения на технологических схемах нефтебаз.
- 2 Составить структурную и технологическую схему нефтебазы по заданию преподавателя.

7.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Структурная и технологическая схемы нефтебазы с описанием.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Каково назначение нефтебаз?
- 2 На какие зоны в общем случае разделены нефтебазы?
- 3 Как классифицируют нефтебазы?
- 4 Какие условные обозначения применяют на технологических схемах нефтебаз?
- 5 Какова структура зон нефтебазы?

8 Лабораторная работа № 8. Оборудование резервуаров нефти

Цель работы: ознакомиться с устройством резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов и их оборудования.

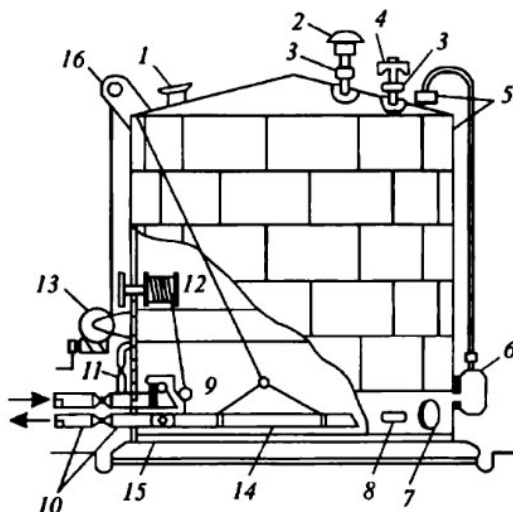
8.1 Основные сведения

Резервуары являются основными сооружениями нефтебаз.

Для хранения больших объемов нефти наиболее распространенными являются вертикальные резервуары типа РВС. Для сокращения потерь от испарения вертикальные резервуары оснащают понтонами или плавающими крышами, изготовленными из стали или синтетических материалов.

На резервуарах (рисунок 8.1) устанавливается оборудование:

- обеспечивающее надежную работу и снижение потерь нефтепродуктов;
- для обслуживания и ремонта;
- противопожарное;
- для контроля и сигнализации.



1 – световой люк; 2 – предохранительный клапан; 3 – огневой предохранитель; 4 – дыхательный клапан; 5 – замерный люк; 6 – указатель уровня; 7 – люк-лаз; 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – приемно-раздаточные патрубки; 11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 – лебедка; 14 – подъемная труба; 15 – шарнир подъемной трубы; 16 – блок

Рисунок 8.1 – Схема расположения оборудования на вертикальном стальном резервуаре для хранения высоковязких нефтепродуктов

К оборудованию первой группы относится дыхательная арматура, приемно-раздаточные патрубки с хлопушками, средства защиты от внутренней коррозии, оборудование для подогрева.

Верхний световой люк предназначен для проветривания во время ремонта и зачистки, а также для подъема крышки хлопушки и шарнирных труб при обрыве рабочего троса.

Замерный люк служит для замера уровня нефтепродукта и отбора пробы из резервуара. На рисунке 8.2 представлена схема указателя уровня. Поплавок 10, подвешенный на перфорированной ленте 9, при своем движении скользит вдоль направляющих струн 8. Струны жестко закреплены на дне емкости и натянуты при помощи специальных устройств 7, установленных на крышке выходного патрубка. Лента с роликами 6 проходит через гидрозатвор 5 и вступает в зацепление с мерным шкивом 4. Перемещение шкива передается на счетчик, показания которого соответствуют уровню нефтепродукта в резервуаре. Натяжение мерной ленты обеспечивается пружинным двигателем постоянного момента.

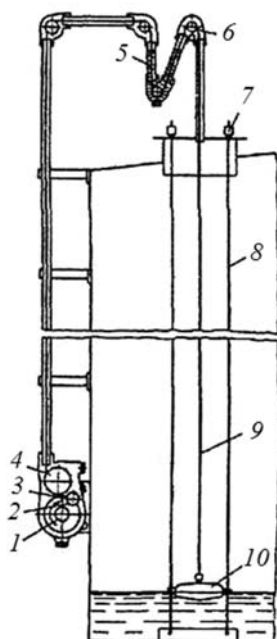


Рисунок 8.2 – Указатель уровня

Пробоотборник (рисунк 8.3) позволяет автоматически отбирать из резервуара пробу, соответствующую составу нефтепродукта в резервуаре. Это достигается путем выделения в резервуаре столбика нефтепродукта по всей высоте налива. Пробоотборник состоит из трех основных узлов: верхнего люка 1, пробоотборной колонны и панели управления отбором и сливом пробы 6. Пробоотборная колонна состоит из концевой трубы 5 с одним клапаном и двух клапанных секций 2, соединенных между собой фланцами 3. Воздушные полости клапанных секций связаны между собой и с насосом панели управления воздушной трубой 4.

Для получения пробы в воздушной трубе пробоотборной колонны ручным насосом создают давление 0,3 МПа. В результате все нормально закрытые клапаны открываются, и нефтепродукт начинает поступать в пробоотборную колонну. После заполнения и смешения нефтепродукта в пробоотборной колонне давление в системе при помощи спускного клапана понижают до нуля, закрывая клапан и отсекая столб пробы. При нажатии на рукоятку клапана

слива проба поступает в специальную пробоотборную посуду.

Пеногенератор представляет собой генератор высокократной пены (ГВП) в комплекте с пенокамерой.

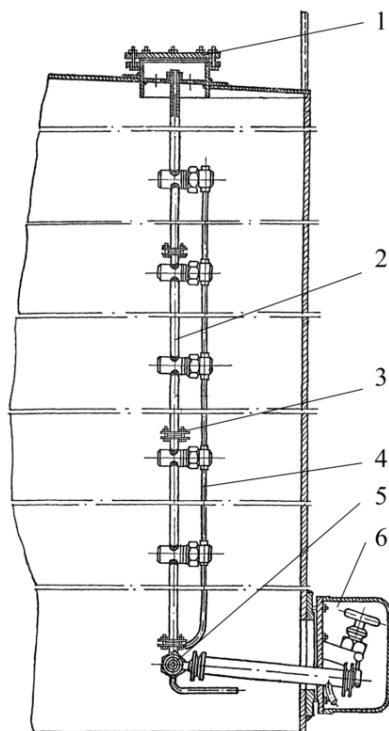


Рисунок 8.3 – Пробоотборник

Пеногенератор стационарно укреплен на верхнем поясе резервуара, куда подается раствор пенообразователя. При этом образующаяся высокократная воздушная механическая пена через пенокамеру вводится внутрь резервуара.

Вентиляционный патрубок устанавливают в верхней точке покрытия резервуаров, в которых хранятся горючие нефтепродукты, а также на резервуарах с понтонами для постоянного сообщения газового пространства с атмосферой. Поперечное сечение вентиляционных патрубков затягивают медной сеткой. Диаметр вентиляционного патрубка обычно принимают равным диаметру приемно-раздаточного трубопровода. В этом случае дыхательную арматуру на резервуарах не устанавливают.

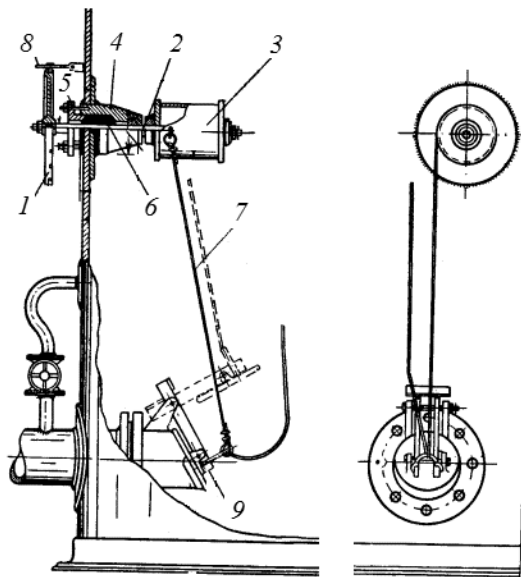
Люк-лаз, помещаемый в первом поясе резервуара на высоте 700 мм (расстояние от оси люка до днища), предназначен для доступа внутрь резервуара при ремонте и очистке от скопившейся на дне грязи. Люк-лаз одновременно служит для вентиляции резервуаров при проведении огневых работ, а потому расположен диаметрально противоположно световому люку. Наименьший диаметр люка-лаза – 500 мм.

Подъемная труба служит для отбора нефтепродукта из верхних, наиболее чистых слоев, где он имеет наибольшую температуру. Подъем трубы осуществляется специальной лебедкой или за счет выталкивающей силы поплавка, устанавливаемого на ее конце и поддерживающего постоянное расстояние между входным сечением трубы и уровнем нефтепродукта.

Водоспускное устройство, устанавливаемое на первом поясе резервуара, предназначено для периодического спуска подтоварной воды. Подтоварная вода накапливается на дне, осаждаясь из обводненной нефти.

Одним из способов предотвращения утечки через неплотности днища является хранение нефтепродуктов на водяной подушке, нормальная высота которой составляет 3...5 см. Водоспускное устройство может поворачиваться, что позволяет полностью вытеснить нефтепродуктом воду из устройства. Этим предотвращается возможность замерзания воды при отрицательных температурах воздуха.

Хлопушка на рисунке 8.4 предотвращает утечку нефтепродукта из резервуара в случае повреждения приемно-раздаточных трубопроводов и задвижек. Для резервуаров с понтонами и плавающими крышами используют хлопушки с управлением, встроенным в приемно-раздаточный патрубок.



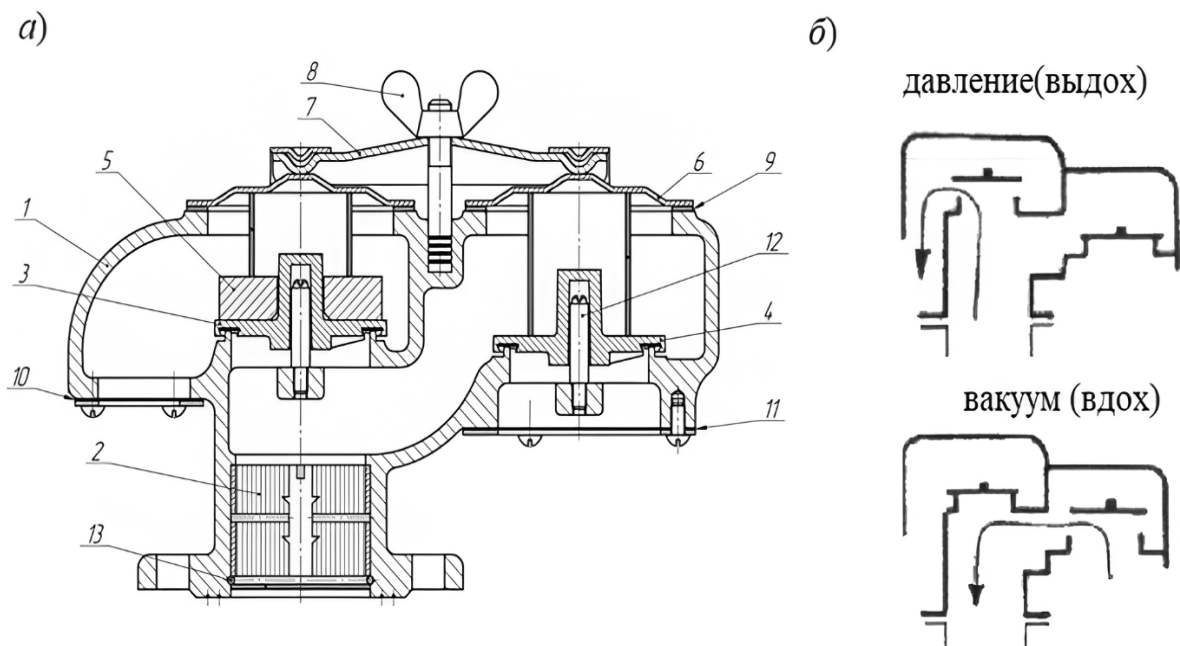
1 – штурвал; 2 – вал подъемника; 3 – барабан; 4 – корпус сальника; 5 – втулка сальника; 6 – сальниковая набивка; 7 – трос подъемника; 8 – стопор хлопушки; 9 – хлопушка

Рисунок 8.4 – Хлопушка

Дыхательные клапаны (рисунок 8.5) устанавливают на крыше резервуара. Они работают при повышении давления в резервуаре или вакууме выше расчетного. В первом случае клапан выпускает в атмосферу образовавшуюся в резервуаре паровоздушную смесь, а во втором – при образовании разрежения – впускает в резервуар атмосферный воздух.

В корпусе размещены клапаны давления и вакуума, предназначенные для выпуска и пропуска паровоздушной смеси из резервуара и в резервуар через отверстие, закрытое съёмной сеткой.

Клапаны давления и вакуума герметично притерты к седлам корпуса и свободно перемещаются по направляющим осям. При достижении давления или вакуума сверх допустимого один из клапанов открывается и сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой.



1 – корпус; 2 – предохранитель огневой; 3 – клапан давления; 4 – клапан вакуума; 5 – груз; 6 – крышка; 7 – рычаг; 8 – гайка барашек; 9 – прокладка; 10 – съемная сетка; 11 – съемная сетка; 12 – направляющая ось; 13 – стопорное кольцо

Рисунок 8.5 – Дыхательный клапан

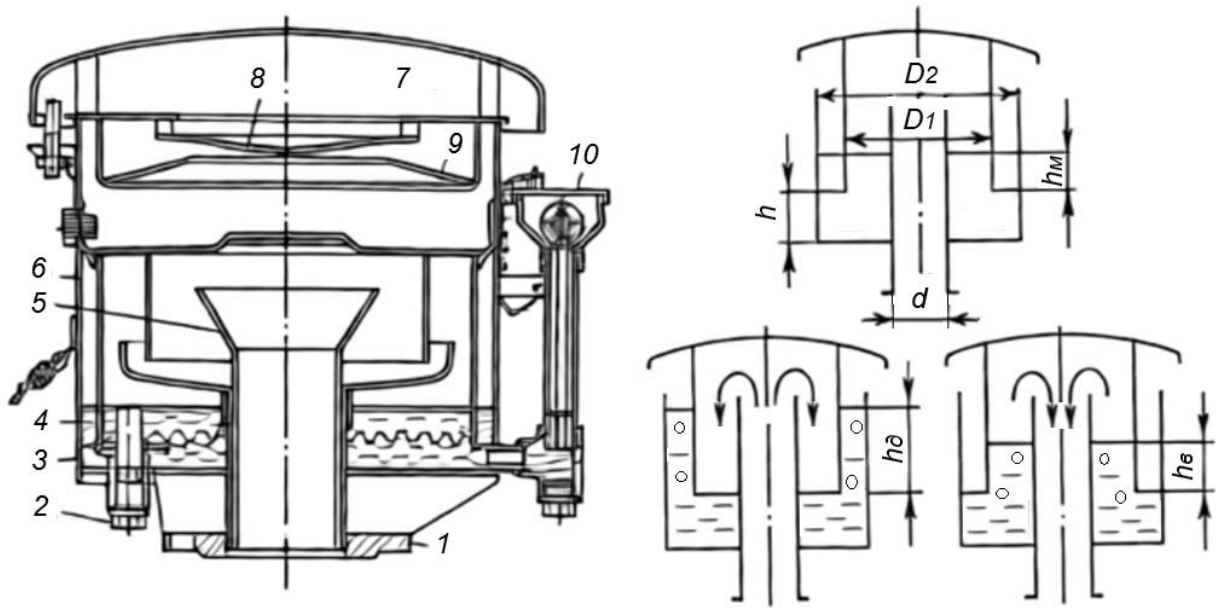
Отверстия корпуса над клапаном давления и вакуума герметично закрыты крышками с прокладками; через эти отверстия производится осмотр, установка и удаление грузов и клапанов.

Корпус клапана выполнен из алюминия, что исключает возможность образования воспламеняющихся соединений металла и самовозгорания.

Огневые предохранители устанавливают под дыхательными клапанами. Принцип их действия основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия кассеты, состоящей из свитых в спираль лент алюминиевой фольги, образующих несколько параллельных каналов. Такие заградители пламени обладают малым гидравлическим сопротивлением и наиболее устойчивы против обледенения.

На случай выхода из строя дыхательного клапана или нарушения технологического режима, во избежание разрушения резервуара от повышения давления или вакуума, на каждом резервуаре обязательно устанавливают специальный предохранительный клапан (рисунок 8.6), дублирующий работу дыхательного клапана.

При повышении давления внутри резервуара жидкость гидравлического затвора вытесняется из внутреннего кольцевого пространства во внешнее до тех пор, пока уровень не понизится до нижнего обреза колпака. После этого газовоздушная смесь будет прорываться (барботировать) в атмосферу. При вакууме в резервуаре жидкость гидравлического затвора вытесняется во внутреннее кольцевое пространство.



a – устройство клапана; *б* – схема работы; 1 – трубка для слива и налива жидкости; 2 – крышка для защиты от осадков; 3 – кассета огневого предохранителя; 4 – гидрозатвор; 5 – верхний корпус; 6 – чашка для размещения жидкости; 7 – корпус; 8 – патрубок

Рисунок 8.6 – Устройство и схема работы предохранительного гидравлического клапана

Расчет гидравлического клапана ведется на основе следующих положений:

1) при работе на избыточное давление p_u и на вакуум p_v клапан должен создать гидравлические затворы высотой h_d и h_e соответственно:

$$h_d = p_u / \rho g; \quad h_e = p_v / \rho g, \quad (8.1)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³;

2) площади поперечных сечений газоходов, заполненных жидкостью, должны быть больше площади поперечного сечения штуцера для предотвращения уноса жидкости из клапана при прохождении газов через гидравлический затвор.

Глубину погружения внутреннего цилиндра находят из условия, что объем жидкости в неработающем клапане над его нижним срезом должен создать гидравлические затворы на избыточное давление:

$$h = \frac{h_d \cdot h_e}{(h_d + h_e)}. \quad (8.2)$$

Для гидравлического затвора применяют незамерзающую или слабо испаряющуюся жидкость (трансформаторное масло).

При высоких скоростях газов в кольцевых газоходах клапана жидкость уносится в виде капель, захватываемых газами, вследствие чего клапан

начинает работать при пониженных h_d и h_e . Для предупреждения этого в верхней части корпуса клапана ставят каплеуловитель.

Чтобы гидравлический клапан не работал вместе с механическим, его устанавливают на повышенные (5 %...10 %) давления и вакуум. Гидравлические клапаны следует устанавливать по уровню строго горизонтально.

8.2 Порядок выполнения работы

1 Изучить состав и назначение оборудования резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

2 Изучить устройство и работу оборудования резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

8.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схемы и описание работы оборудования резервуаров.

Выводы.

Контрольные вопросы

1 Каким оборудованием оснащаются резервуары хранения нефти?

2 Для чего в оборудовании резервуаров предусмотрена хлопушка?

3 На какое давление регулируются гидравлические защитные клапаны?

4 Как защищают резервуары от перепадов давления?

5 Как устроены и работают дыхательные клапаны?

9 Лабораторная работа № 9. Оборудование резервуаров газа

Цель работы: изучить основные сведения о резервуарах для хранения сжиженных газов; ознакомиться с устройством и принципом действия оборудования для хранения газа.

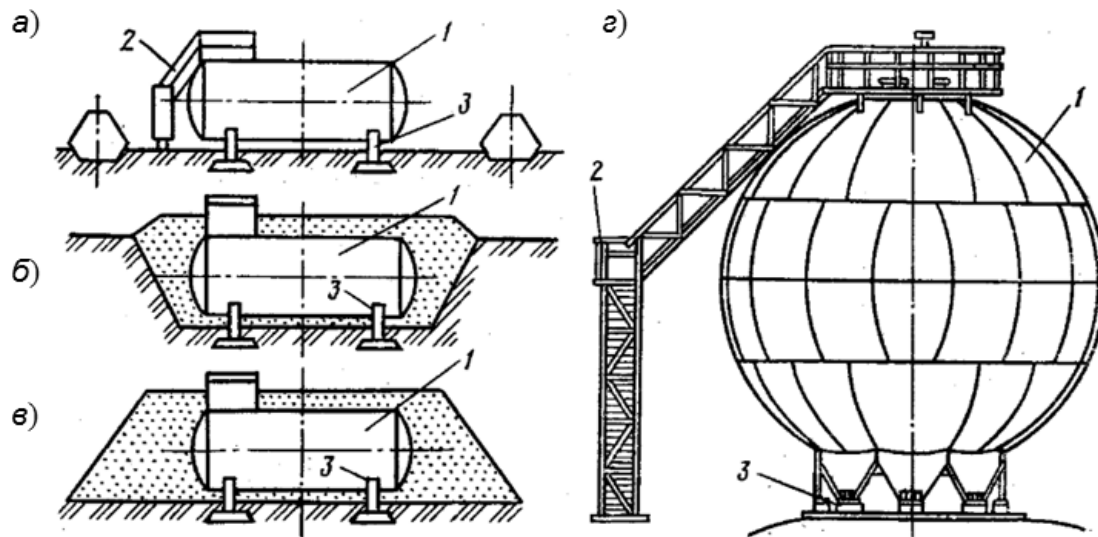
9.1 Основные сведения

Для хранения сжиженного углеводородного газа (СУГ) применяют стальные цилиндрические и сферические резервуары. В зависимости от монтажа различают наземные, подземные и резервуары с засыпкой (рисунок 9.1).

Наземные резервуары, применяемые для хранения пропана, бутана и их смесей, рассчитываются на рабочее давление, соответствующее давлению насыщенных паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже 50 °С.

Подземные резервуары рассчитываются на рабочее давление, соответству-

ющее давлению насыщенных паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 25 °С.



а – цилиндрический наземный; *б* – цилиндрический подземный; *в* – цилиндрический с засыпкой; *г* – шаровой; 1 – резервуар; 2 – площадка для обслуживания; 3 – опоры

Рисунок 9.1 – Резервуары для СУГ

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашивают в светлый цвет и оборудуют теньевыми кожухами или располагают под навесами. Подземные резервуары покрывают противокоррозионной изоляцией и засыпают песком. Шаровые резервуары применяют в основном для хранения бутана. Для изготовления шаровых резервуаров расходуется меньше металла на единицу объема. Вместимость цилиндрического резервуара для СУГ должна быть не более 200 м³, шарового резервуара, входящего в состав газонаполнительных станций, – не более 600 м³, а для сырьевых и товарных складов нефтехимических предприятий – не более 2000 м³.

Схема установки и обвязки наиболее распространенных резервуаров объемом 25 и 50 м³ приведена на рисунке 9.2.

Все отключающие устройства на надземных резервуарах располагаются в непосредственной близости от штуцеров. У подземных резервуаров отключающие устройства, а также предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) должны находиться выше уровня земли.

Внутренний диаметр штуцеров для манометров, отбора проб газа и уровнемерных трубок должен быть не более 3 мм. Такое отверстие распыляет струю жидкости и в случае поломки манометра или вентиля дает возможность быстро ликвидировать неисправность.

Резервуары оборудуют следующими КИП и арматурой: указателями уровня жидкой фазы, указателями наличия паровой фазы, предохранительными клапанами, термометрами для замера температуры жидкой фазы, люками-лазами и вентиляционным люком, устройствами для продувки резервуара

паром или инертным газом и удаления из него воды и тяжелых остатков, а также устройством для отбора проб жидкой и паровой фазы.

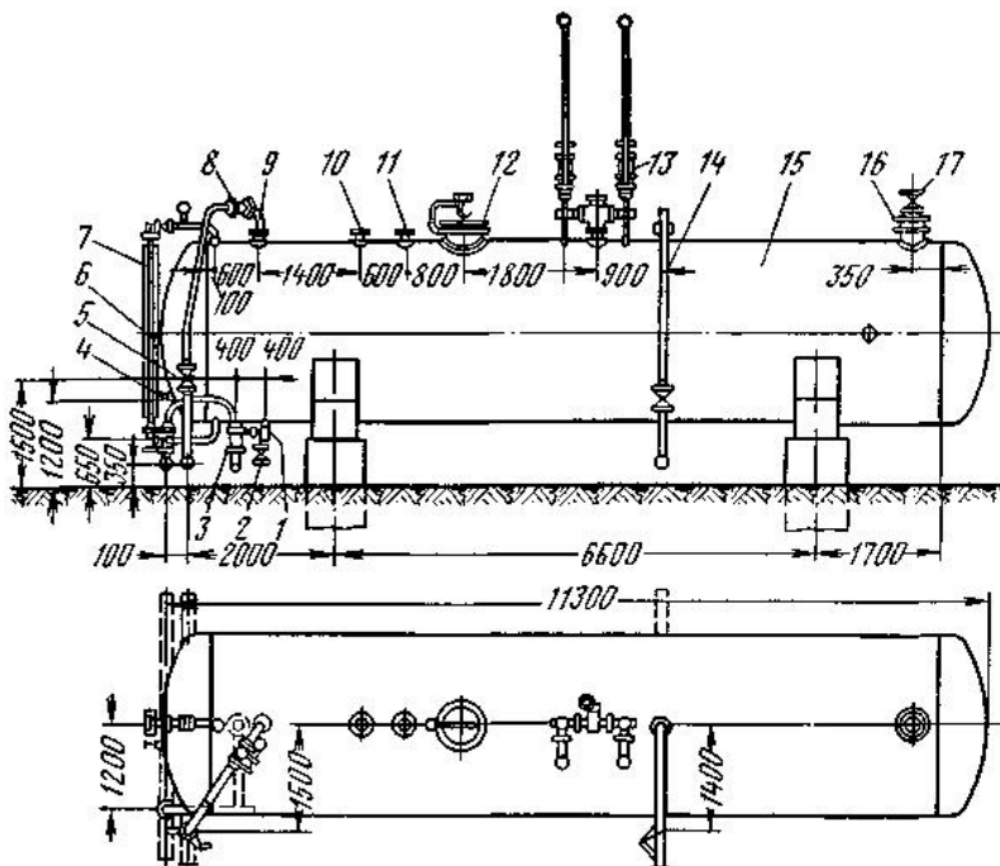


Рисунок 9.2 – Схема установки и обвязки надземного цилиндрического резервуара

Кроме того, на наполнительно-расходном трубопроводе резервуара устанавливают скоростной клапан, автоматически отключающий трубопровод при его разрыве или другой аварии, приводящей к выбросу из резервуара большого количества сжиженного газа. Если к резервуару подводят отдельный наполнительный трубопровод, то на нем необходимо установить обратный клапан, предотвращающий возможность выхода жидкой фазы.

Для оперативного определения уровня сжиженного углеводородного газа в резервуаре используют указатели уровня (уровнемеры). Применяют уровнемеры следующих типов: с постоянными трубками, с мерным стеклом, с поворотной или скользящей трубкой, поплавковые, магнитные, электронные, радиоактивные и др.

Уровнемеры используют также для оценки учета количества газа. Наиболее распространен уровнемер с постоянными трубками, погруженными внутрь резервуара на разную глубину; одна из них – трубка предельного уровня. Во время заполнения резервуара вентиль на трубке предельного уровня каждые 3...5 мин открывают полностью и жидкость наливается до тех пор, пока из трубки не появится туманообразная струя жидкости.

Считается, что жидкая фаза не должна полностью занимать объем надземного резервуара при температуре 55 °С, а подземного резервуара – при

температуре 41 °С. Практически степень заполнения принимают для наземных резервуаров 0,85, для подземных резервуаров – 0,9. Остальные трубы устанавливают через 25 % заполнения или через 10 % заполнения.

Толщину стенки цилиндрической части резервуара определяют по формуле

$$\sigma_u = \frac{p \cdot D_{вн}}{3k_c \sigma} + S_k, \quad (9.1)$$

где p – расчетное давление;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр резервуара;

k_c – коэффициент прочности сварного шва;

σ – расчетное напряжение стали;

S_k – запас толщины на коррозию (принимается для наземных резервуаров 1 мм, для подземных резервуаров – 3 мм).

Цилиндрические резервуары рассчитывают по давлению при абсолютной максимальной температуре окружающей среды для определенного района строительства. Подземные резервуары рассчитывают на рабочее давление при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 298 К.

Толщину стенок эллиптических днищ цилиндрических резервуаров определяют из соотношения

$$\sigma_u = \frac{p \cdot D}{3k_c \sigma} \cdot \frac{20r / R + 4}{20r / R + 1} + S_k, \quad (9.2)$$

где R – радиус закругления днища;

r – радиус сферы.

9.2 Порядок выполнения работы

- 1 Изучить состав и назначение оборудования резервуаров газа.
- 2 Изучить устройство и работу оборудования резервуаров газа.
- 3 Определить параметры резервуара по заданию преподавателя.

9.3 Содержание отчета

Название работы.

Цель работы.

Схемы и описание работы оборудования резервуаров.

Выводы.

Контрольные вопросы

- 1 Каким оборудованием оснащаются резервуары хранения СУГ?
- 2 Какие типы резервуаров применяют для хранения СУГ?
- 3 На какое давление рассчитываются резервуары СУГ?
- 4 Какие КИП применяют на резервуарах СУГ?
- 5 Как определяют степень заполнения резервуаров СУГ?

Список литературы

1 **Коваленко, П. В.** Машины и оборудование газонефтепроводов : учеб.-метод. комплекс: в 2 ч. / П. В. Коваленко, Н. М. Рябыш; под общ. ред. П. В. Коваленко. – 2-е изд., перераб. – Новополюк: ПГУ, 2005. – Ч. 1. – 288 с.

2 **Рудаченко, А. В.** Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учеб. пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева, А. В. Жилин. – Томск: ТПУ, 2008. – 238 с.

3 **Тетельмин, В. В.** Нефтегазовое дело. Полный курс : учебник: в 2 т. / В. В. Тетельмин. – 3-е изд. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – Т. 1. – 416 с.

4 **Тетельмин, В. В.** Нефтегазовое дело. Полный курс : учебник: в 2 т. / В. В. Тетельмин. – 3-е изд. – М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – Т. 2. – 400 с.

5 **Крец, В. Г.** Основы нефтегазового дела : учеб. пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрина. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Том. политехн. ун-т, 2016. – 200 с.

6 **Саруев, А. Л.** Эксплуатация насосных и компрессорных станций : учеб. пособие / А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. – Томск: Том. политехн. ун-т, 2017. – 358 с.

7 **Жирнов, Б. С.** Нефтегазовое технологическое оборудование. Справочник ремонтника / Б. С. Жирнов, Р. А. Махмутов, Д. О. Ефимович. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия. 2021. – 356 с.: ил.