Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
“Полоцкий государственный университет”

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

для студентов специальности 1-70 05 01
“Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ”

В двух частях

ЧАСТЬ 1

Составители
П.В. Коваленко, Н.М. Рябыш
Под общей редакцией П.В. Коваленко

2-е издание, переработанное

Новополоцк 2005

УДК 621.64 (075.8)
ББК 39.7 я73
М 38

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

В.И. Дроботов, начальник отдела эксплуатации НРУПТН “Дружба”;
А.И. Вегера, канд. техн. наук, ст. преподаватель;
М.Е. Хорун, ст. преподаватель

Рекомендован к изданию
методической комиссией технологического факультета

М 38 **Машины и оборудование газонефтепроводов:** Учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01. В 2-х ч. Ч. 1 / Сост. П.В. Коваленко, Н.М. Рябыш; Под общ. ред. П.В. Коваленко. – 2-е изд. перераб. – Новополоцк: ПГУ, 2005. – 288 с.
ISBN 985-418-146-4 (Ч. 1)
ISBN 985-418-327-0

Приведены темы изучаемого курса, их объем в часах лекционных и практических занятий, изложены теоретические и практические основы дисциплины “Машины и оборудование газонефтепроводов”. Представлены задания для лабораторных работ, вопросы к экзамену, курсовая работа для студентов очной формы обучения.

Предназначен для преподавателей и студентов технических вузов и специалистов.

УДК 621.64 (075.8)
ББК 39.7 я73

ISBN 985-418-146-4 (Ч. 1)
ISBN 985-418-327-0

© Коваленко П.В., Рябыш Н.М., сост., 2004
© Коваленко П.В., Рябыш Н.М., с изменениями, 2005
©УО “ПГУ”, 2005

Модуль 0

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИСЦИПЛИНЕ “МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ”

Цель преподавания дисциплины.

Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности республики имеют принципиальное значение как для перестройки отрасли, так и промышленности в целом. Выход из кризисного состояния, в котором оказалась нефтяная промышленность, большие потери нефти и газа в процессе добычи, транспортировки и хранения, повышение эффективности их использования возможно путём модернизации основного и вспомогательного оборудования насосных и компрессорных станций, внедрение прогрессивных технологий перекачки, оснащенной современными системами автоматики машин и аппаратов.

Изучение такой комплексной дисциплины, как “Машины и оборудование газонефтепроводов” позволит готовить инженеров для последующей практической деятельности в области проектирования и эксплуатации насосных и компрессорных станций как важной составной части систем магистрального транспорта нефти, газа и нефтепродуктов.

Задачи изучения дисциплины.

Курс “Машины и оборудование газонефтепроводов” является базовым по отношению к специальным курсам, которые изучаются в следующих семестрах. Изучение принципов функционирования насосов и компрессоров, вспомогательного оборудования перекачивающих станций, правильный выбор оптимального режима работы насосов и перекачивающих станций в целом – вот основной перечень вопросов, которые рассматриваются в данном курсе.

Кроме перечисленного выше, студент должен знать: структуру и основные характеристики нефтегазоперекачивающих агрегатов; технические и экономические характеристики электроприводов нагнетательных машин; характеристики трубопроводной арматуры, которая устанавливается на нефте- и газоперекачивающих станциях; параметры, которые измеряются и контролируются на станциях вместе с системой контролирующих приборов.

По окончании курса студент должен уметь:

– рассчитывать режимы нагнетателей и станций в целом с использованием ЭВМ;

– рассчитывать основные параметры насосного, компрессорного, силового и вспомогательного оборудования;

– выбирать оптимальные способы регулирования нагнетателей и перекачивающих станций;

– использовать разные виды графиков перекачивающих нагнетателей.

Модуль 1
НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Введение

Насосная – сооружение нефтеперекачивающей станции (НПС), в котором устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждения, подачи топлива, контроля и защиты) оборудование.

По исполнению насосные могут быть:

– на открытой площадке;
– в капитальном помещении;
– в блочном и блочно-модульном исполнении.

Насосные в капитальном помещении, в блочном и блочно-модульном исполнении оборудуются также системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции и канализации.

Основное оборудование и вспомогательные системы НПС должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями технологического регламента, производственных инструкций, инструкций по эксплуатации оборудования и систем, разработанных с учетом требований нормативных документов.

Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в красный, желтый, синий и зеленый сигнальные цвета, которые имеют следующее смысловое значение:

1. Красный – запрещение, непосредственная опасность, обозначение пожарной техники;
2. Желтый – предупреждение, возможная опасность;
3. Синий – предписание, знаки пожарной безопасности, информация;
4. Зеленый– безопасность, знак “*Выходить здесь*”.

Насосные агрегаты и вспомогательное оборудование, установленные на НПС, должны иметь нумерацию в соответствии с технологической схемой.

Помещение насосной должно содержаться в чистоте.

В здании насосной запрещается складирование и хранение материалов, оборудования.

На грузоподъемных механизмах должны быть нанесены регистрационные номера, дата следующего технического освидетельствования и грузоподъемность.

Эксплуатация оборудования и контрольно-измерительных приборов должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Насосные станции (НС), как и любой объект производственного назначения, состоят из определенного типа функциональных блоков, предназначенных для выполнения основных и вспомогательных технологических процессов. Основные технологические процессы на НС – повышение давления перекачиваемых продуктов – выполняются в технологических компрессорных и насосных установках – элемент Т в функциональном блоке Т. Для нормальной работы этого элемента в блоке Т имеется энергетический привод Э – первичный двигатель (турбина или поршневой двигатель внутреннего сгорания) или электродвигатель, питающийся от внешней электрической системы. В технологическом блоке Т имеется устройство для отвода тепла (охлаждения двигателей и смазочного масла) – элемент С и устройство для специальной подготовки перекачиваемого продукта (например, осушки и одоризации газа на головной компрессорной станции (КС) – элемент Р.

Все эти устройства управляются средствами автоматики (АТ, АЭ, АС, АР), имеющимися в функциональном блоке автоматического управления (АУ).

Для ремонта оборудования в составе объектов НС входит блок ремонтообеспечения Р с необходимым набором средств и складами материалов и запасных деталей.

Обслуживание НС осуществляет эксплуатационный персонал, в состав которого входят операторы и ремонтники.

Функциональный блок жизнеобеспечения Ж включает в себя жилье для эксплуатационного персонала НС и объекты культурно-бытового назначения. Нормальную работу КС и НС обеспечивают функциональные блоки источников ИТ и ИРЖ (в ряде случаев могут быть слиты в один блок). Они предназначены для выполнения всех вспомогательных (обслуживающих) технологических операций на КС и НС: энергосбережения (освещения, вентиляции помещений и площадок), водо- и теплоснабжения, канализации, пожаротушения, связи, обеспечения топливом первичных двигателей функционального блока Т и блока Ж, обеспечения горюче-смазочными материалами (ГСМ) всех агрегатов и установок (склады).

Все функциональные блоки изготовляются в виде зданий и сооружений. В зависимости от назначения КС и НС и их технического уровня функциональные блоки могут выполнять и другие функции, однако общий их состав остается неизменным.

Для изучения материала использовать основную (1, 3) и дополнительную (6, 11, 16) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов. Размещение промежуточных насосных станций.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Генеральный план нефтеперекачивающих станций. Технологические схемы нефтеперекачивающих станций.	Изучение нового материала	Лекция	2
3. Изучение технологических схем действующих головных и промежуточных насосных станций.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
4. Насосные станции.	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Насосные станции”

2.1. Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов

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

Объекты, входящие в состав ГНПС и ПНПС, можно условно разделить на две группы:

– *первая* – объекты основного (технологического) назначения

– *вторая* – объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения.

К объектам первой группы относятся: резервуарный парк; подпорная насосная станция; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами; камеры пуска и приема очистных устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

К объектам второй группы относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции; комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков; котельная с тепловыми сетями; инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские ремонта и наладки контрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; складские помещения; административно-хозяйственный блок и т. д.

На *головных нефтеперекачивающих станциях* осуществляются следующие технологические операции: прием и учет нефти; краткосрочное хранение нефти в резервуарах; внутристанционная перекачка нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный нефтепровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств. На ГНПС может производится подкачка нефти из других источников поступления, например, из других нефтепроводов.

На *промежуточных нефтеперекачивающих станциях* происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения ее дальнейшей перекачки. При работе ПНПС в режиме *из насоса в насос* (т. е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков. В других случаях, когда перекачка ведется через *резервуары* или с *подключенными резервуарами* такие парки на ПНПС имеются. На ПНПС устанавливаются также системы сглаживания волн давления и защиты от гидравлического удара.

Как правило, магистральные нефтепроводы разбивают на так называемые *эксплуатационные участки* протяженностью 400 – 600 км, состоящие из 3 – 5 частей, разделенных ПНПС, работающих в режиме “*из насоса в насос*”, и, следовательно, гидравлически связаны друг с другом. В то же

время эксплуатационные участки соединяются друг с другом через резервуарные парки, так что в течение некоторого времени каждый эксплуатационный участок может вести перекачку независимо от соседних участков, используя для этого запас нефти своих резервуаров.

Для снижения затрат на сооружение НПС используется метод блочно-комплексного или блочно-модульного их исполнения. Главное преимущество этого метода достигается тем, что на территории станции практически отсутствуют сооружения из кирпича, бетона или железобетона. Все оборудование станции, включая автоматику, входит в состав функциональных блоков, монтируется и испытывается на заводе, затем в транспортабельном виде доставляется на строительную площадку. При этом блочно-модульные НПС могут быть открытого типа, т. е. насосные агрегаты вместе со всеми вспомогательными системами могут размещаться под навесом на открытом воздухе. От воздействия погодных условий насосные агрегаты защищаются индивидуальными металлическими кожухами с автономными системами вентиляции и подогрева. Такие станции работают при температуре окружающего воздуха от –40 до +50 ^{o}C. При капитальном ремонте предусматривается замена всего блок-бокса в сборе.

2.2. Размещение промежуточных насосных станций

Места расположения насосных станций определяют гидравлическим расчетом. Здесь мы не будем подробно останавливаться на вопросах гидравлического расчета, рассмотрим лишь основные закономерности, используемые при определении мест установки НС.

При перекачке нефти и нефтепродукта давление, создаваемое на ГНС или НС, расходуется на преодоление сил трения при движении продукта по трубопроводу. В соответствии с этим уравнение баланса удельных энергий можно представить в виде

$$nH_{cm} = H_T + z_2 - z_1 \qquad (1.1)$$

где n – число насосных станций;

$H_{cm} = (P_1 - P_2) / \rho$ – напор, создаваемый на одной станции;

ρ – плотность перекачиваемой жидкости;

P_1 – давление на выходе из НС;

P_2 – давление на входе в НС;

z_1, z_2 – геодезическая отметка соответственно начала и конца нефтепровода;

H_T – потери напора в трубопроводе.

Общее число насосных станций n определяют по формуле (1.1). Обычно расчетное значение n_p оказывается нецелым числом. Поэтому за n принимают ближайшее к n_p число, а пропускную способность нефтепровода на отдельных участках выравнивают с помощью лупингов – параллельных трубопроводов определенного диаметра и длины, размещаемых в необходимом месте по длине трубопровода. Покажем на примере (рис. 1.1), как решается графически задача расстановки НС по методу Шухова. Пусть $n > n_p$. Отложив из начальной точки А по вертикали линию соединим прямую точку М с конечной точкой трассы В

$$AM = n\,(P_1 - P_2) / \rho$$

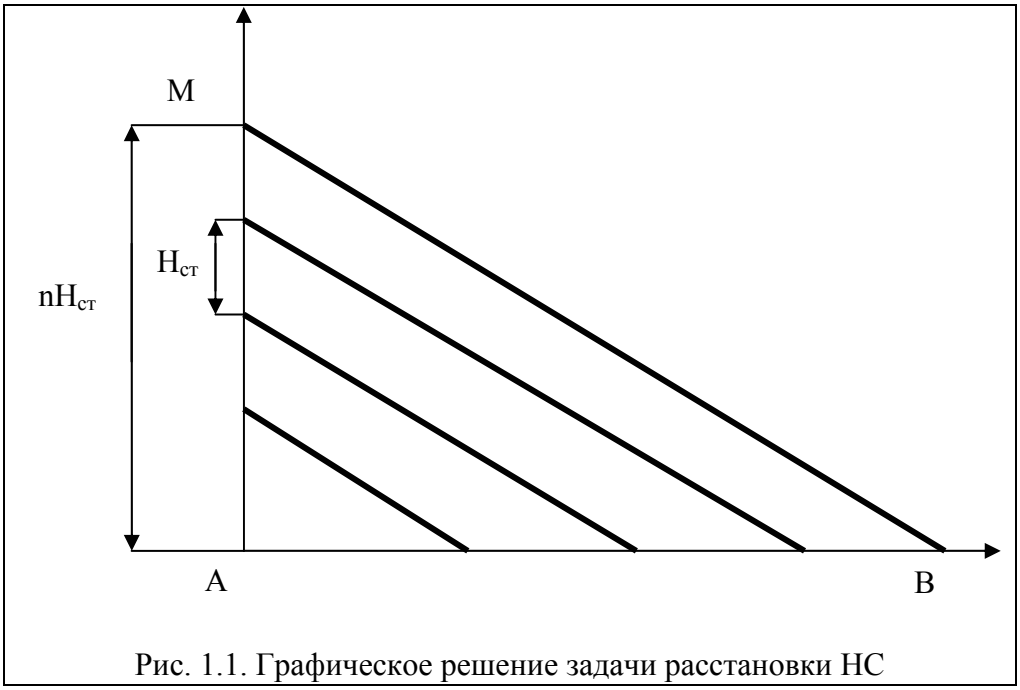


Рис. 1.1. Графическое решение задачи расстановки НС

Разделив затем AM на n участков, равных по длине значению напора, создаваемого одной НС, проводим через соответствующие точки на AM прямые, параллельные MB. Точки пересечения этих прямых с линией профиля местности будут местами установки промежуточных насосных станций.

Несколько сложнее решается задача при $n_p > n$, когда n станций не обеспечивают необходимой пропускной способности трубопровода, так как гидравлический уклон i, определенный по формуле

$$I = (nH_{cm} - (z_2 - z_1)) / L \qquad (1.2)$$

(здесь L – длина трубопровода) будет меньше необходимого. В этом случае строят так называемый параллелограмм гидравлических уклонов (рис. 1.2).

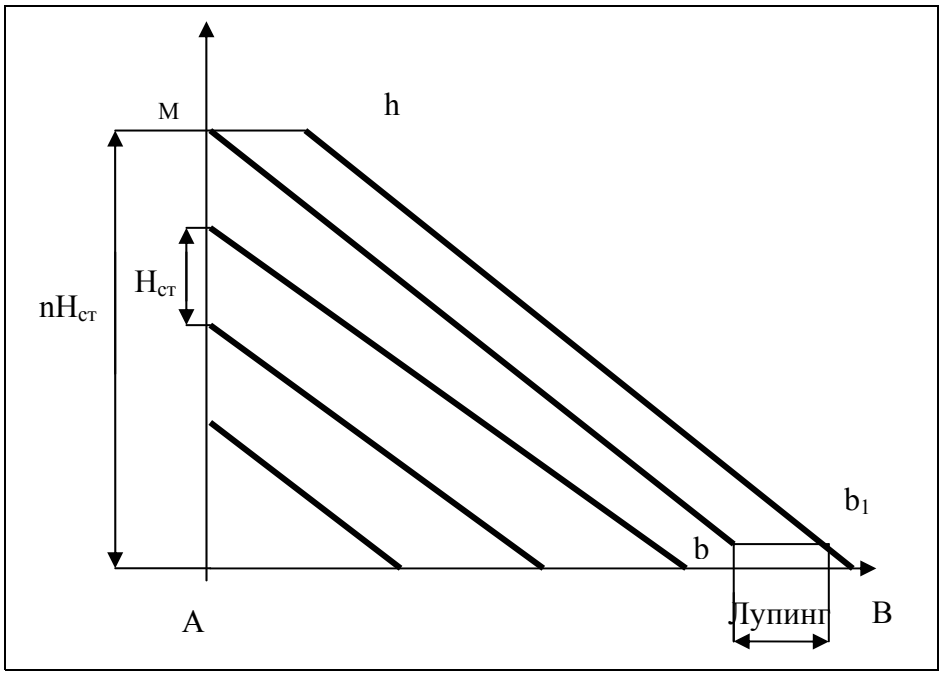


Рис 1.2. Графическое решение задачи расстановки НПС при $n_p > n$

На участке *bB* необходима прокладка лупинга. Следует заметить, лупинг может быть установлен на любом участке нефтепровода, не только в его концевой части. Можно сделать даже несколько лупингов, но общая длина их горизонтальной проекции должна быть равна длине горизонтальной проекции лупинга B.

2.3. Генеральный план нефтеперекачивающих станций

Генеральный план НПС разрабатывают согласно заданию на проектирование в соответствии с технологической схемой нефтепровода, а также с учетом всего комплекса условий местности: рельефа, ее геологических и гидрологических особенностей, климатических и метеорологических условий и т.п. Генеральный план должен содержать комплексное решение планировки и благоустройства территории, размещение зданий и сооружений НПС, транспортных и инженерных коммуникаций. Генеральный план НПС разрабатывается в соответствии с существующими нормами проектирования.

Генеральный план НПС представляет собой чертеж (рис. 1.3.), изображающий расположение зданий и сооружений НПС на территории, отведенной под строительство. Правильное решение генерального плана снижает стоимость сооружения станции, способствует улучшению и удешевлению ее эксплуатации, а также повышению пожарной и экологической безопасности объектов.

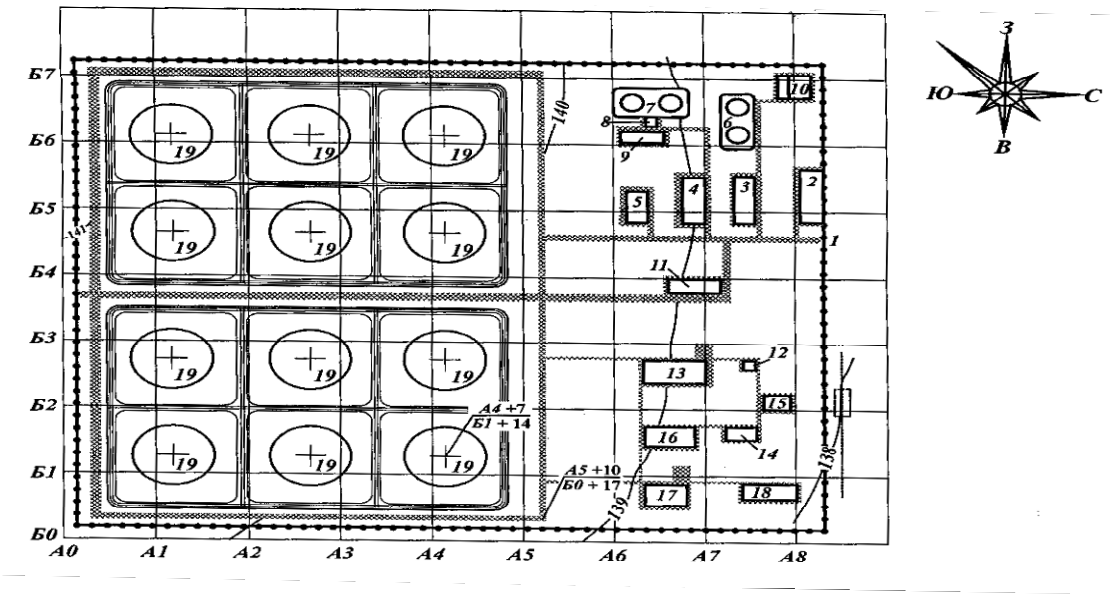


Рис. 1.3. Генеральный план НПС

1 – проходная; 2 – административный корпус; 3 – котельная; 4 – гараж; 5 – ремонтная мастерская; 6 – резервуары с топливом РВС 1000; 7 – подземные железобетонные резервуары с водой V = 1000 м^3; 8 – водонасосная; 9 – склады; 10 – электрическая подстанция; 11 – пожарное депо; 12 – площадка регулирующих устройств; 13 – основная насосная; 14 – площадка с предохранителями; 15 – площадка фильтров; 16 – узел учета; 17 – подпорная насосная; 18 – площадка очистных устройств; 19 – резервуары для нефтепродуктов РВС 20000.

Площадку под сооружение НПС выбирают с учетом выполнения некоторых обязательных требований:

– рельеф местности должен быть пологим с явно выраженным уклоном для удобства самотечного отвода поверхностных вод;

– грунты на площадке должны обладать довольно высокой несущей способностью;

– геологические условия района должны допускать возведение всех сооружений станции без создания искусственных оснований;

– грунты на площадке должны быть сухими с возможно более глубоким уровнем грунтовых вод.

Не допускается сооружение НПС на заболоченных и заливных участках, участках подверженным оползневым и карстовым явлениям, а также в зонах санитарной охраны источников водоснабжения. При размещении станций у рек или водоемов высотные отметки площадок должны быть не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод; за расчетный горизонт воды принимают наивысший ее уровень за 100 лет. Нефтеперекачивающие станции, сооружаемые вблизи рек, размещают ниже ближайших населенных пунктов.

При выборе площадки для сооружения НПС следует учитывать возможное расширение станции.

При разработке генерального плана НПС обеспечивают наиболее рациональное размещение зданий и сооружений станции, а также благоприятные и безопасные условия труда ее работников. Для этого:

– здания административно-хозяйственного назначения располагаются со стороны наиболее интенсивного движения автотранспорта;

– здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную, располагают с подветренной стороны к другим зданиям;

– здания вспомогательного производства размещают по соседству с основными зданиями и сооружениями;

– здания бытовых помещений располагают ближе к проходной; энергообъекты приближают к основным потребителям, чтобы уменьшить протяженность тепло -, газо- и паропроводов и линий электропередач;

– открытые подстанции размещают на самостоятельных участках;

– производственные объекты с большой нагрузкой на грунт (например, резервуарные парки) размещают на участках с однородными хорошо сцементированными грунтами, способными обеспечивать устойчивость фундаментов.

При размещении и сооружении НПС учитывают стороны света и преобладающее направление ветров. Длинные стороны градирен (устройств для воздушного охлаждения циркуляционной воды) располагают перпендикулярно к преобладающему направлению ветров. Места для забора наружного воздуха системами приточной вентиляции выбирают в зонных наименьшего его загрязнения. Для станций с территорией более 5 га предусматриваю не менее двух выездов, включая резервный. Проезды на территории НПС должны обеспечивать свободное движение в обоих направлениях, а также легкий подъезд пожарных машин к каждому зданию. Расстояние от края проезжей части до стены здания должно быть не более 2 м.

Генеральные планы НПС разрабатываются в соответствии с действующими СНиПами: “Генпланы промышленных предприятий”, “Планировка и застройка населенных мест. Нормы проектирования”, “Производственные здания промышленных предприятий. Нормы проектирования”, “Противопожарные требования” и т. д. Большое значение имеет унификация генеральных планов с применением *зонирования* объектов, т. е. разделением площади застройки станции на производственную и служебно-

вспомогательную зоны. В производственной зоне располагают объекты, непосредственно связанные с перекачкой нефти (насосные, резервуарные парки); в служебно-вспомогательной – объекты обслуживания НПС (административно-хозяйственный блок, блок-боксы водоснабжения, пожаротушения, склады и т. д.)

Топографической основой для составления генерального плана НПС являются *ситуационный план* района расположения площадки, выполненный в масштабе М 1:10000 или М 1:50000 , на который нанесены окрестные объекты (дороги, ручьи и реки, промышленные предприятия, сельскохозяйственные угодья и т.п.), а также *топографический план* площадки НПС. С помощью ситуационного плана транспортные и технологические магистрали увязывают с соответствующими технологическими коммуникациями района. С помощью топографического плана увязывается размещение основных и вспомогательных объектов НПС с рельефом и природными особенностями местности.

Для облегчения размещения отдельных объектов на топографический план площадки наносят "*розу ветров*" и координатную сетку со сторонами 100х100 или 50х50 м, которая должна быть увязана с существующей топографической сетью страны. Линии сетки обозначают: в горизонтальном направлении буквой А, в вертикальном – буквой Б. Перед буквами записываю расстояние в метрах, кратное шагу сетки до начала координат (за начало координат принимается существующая реперная точка). Сетка служит основой для *разбивки* на местности всех зданий и сооружений (разбивкой называют закрепление на местности положения каждого здания или сооружения). Горизонтальная разбивка определяет расположение здания в плане, вертикальная – высотные параметры. На генеральном плане должны быть указаны габаритные размеры и координаты углов зданий и сооружений. Здания "привязываются" по двум противоположным углам; объекты цилиндрической формы – по центру (рис. 1.3.). Генеральный план НПС выполняется в масштабе М 1:1000 или М 1:5000.

2.4. Технологические схемы нефтеперекачивающих станций

Технологической схемой НПС называют внемасштабный рисунок, на котором представлена принципиальная схема работы НПС в виде системы внутристанционных коммуникаций (трубопроводов) с установленным на них основным и вспомогательным оборудованием, а так же с указанием диаметров и направлений потоков (рис 1.4).

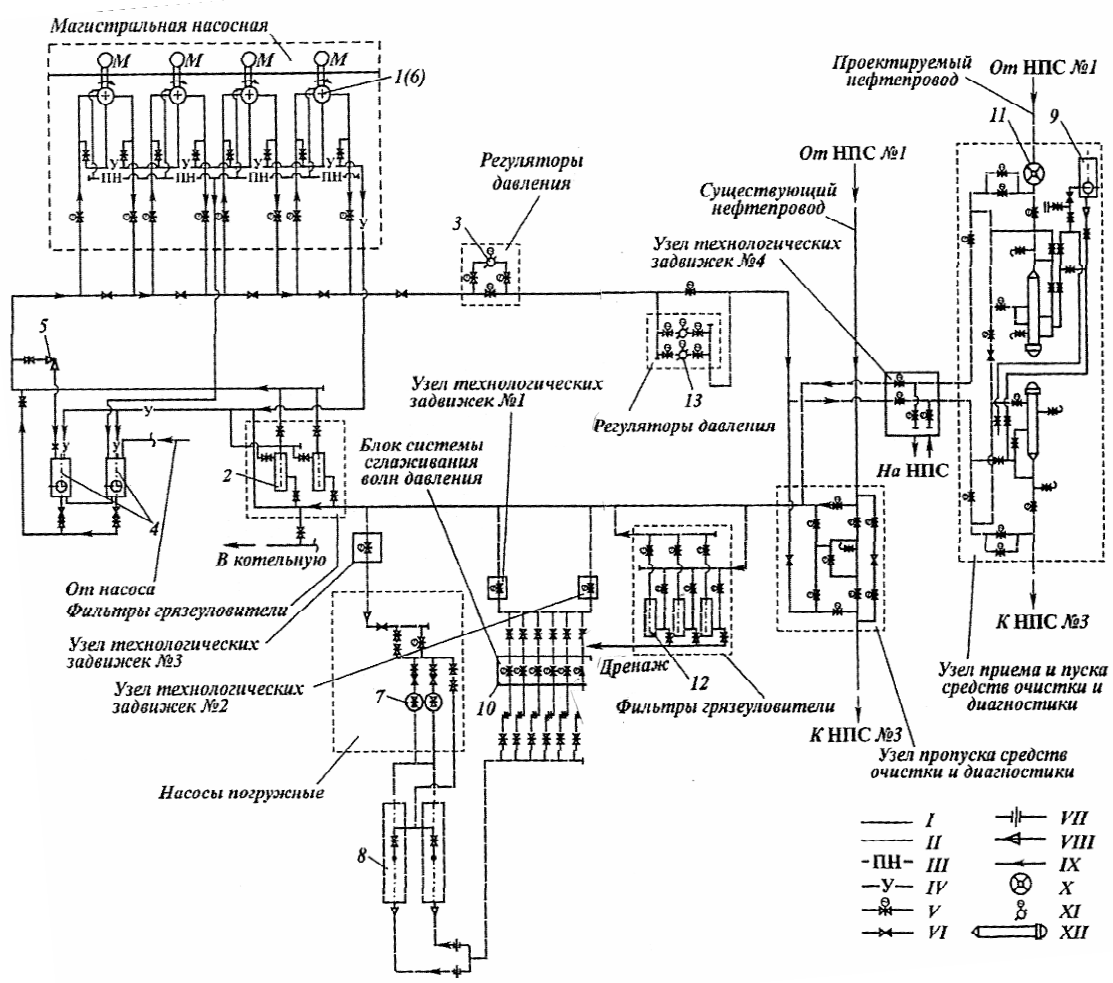


Рис.1.4. Технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции:
I – основной трубопровод; II – проектируемый трубопровод; III – трубопровод паров нефти; IV – трубопровод утечки; V – задвижка с электроприводом; IV – клапан обратный; VII – фланец-заглушка; VIII – переход на трубопроводе; IX – направление потока нефти; X – счетчик ультразвуковой; XI – заслонка; XII – камера приема (пуска) СОД; 1 – насос центробежный; 2 – фильтры-грязеуловители; 3 – регулятор давления; 4 – емкость для сбора и утечек и дренажа с насосами откачки утечек; 5 – клапан предохранительный; 6 – насос центробежный с ротором с электродвигателем; 8 – резервуар-сборник нефти объемом 100 м^3 от системы сглаживания волн давления и дренажа; 9 – емкость для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов с погруженным насосом с электродвигателем N = 15 кВт; 10 – устройство сглаживания волн давления; 11 – счетчик ультразвуковой; 12 – фильтры-грязеуловители с патрубками; 13 – регулирующая заслонка на суммарную производительность 4100 м^3/ч.

Основными элементами, изображенными на технологической схеме НПС, являются:

– система *обвязки* (соединение трубопроводных коммуникаций) НПС, отражающая принятую технологическую схему перекачки;

– схема обвязки резервуарного парка (если такой имеется);

– схема обвязки подпорных (если они имеются) и основных насосов;

– узлы технологических задвижек (манифольды);

– размещение технологического оборудования (фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, улавливания и сбора утечек, дренажа и т. д.)

– узлы учета нефти (если таковые имеются);

– узлы приема и ввода в трубопровод очистных и диагностических устройств;

– предохранительные клапаны.

Принятая на длинном трубопроводе технология перекачки нефти диктует схему соединения насосов и резервуаров. Среди возможных схем можно выделить три основные (рис. 1.5.): из насоса в насос, постанционную, с подключением резервуаров.

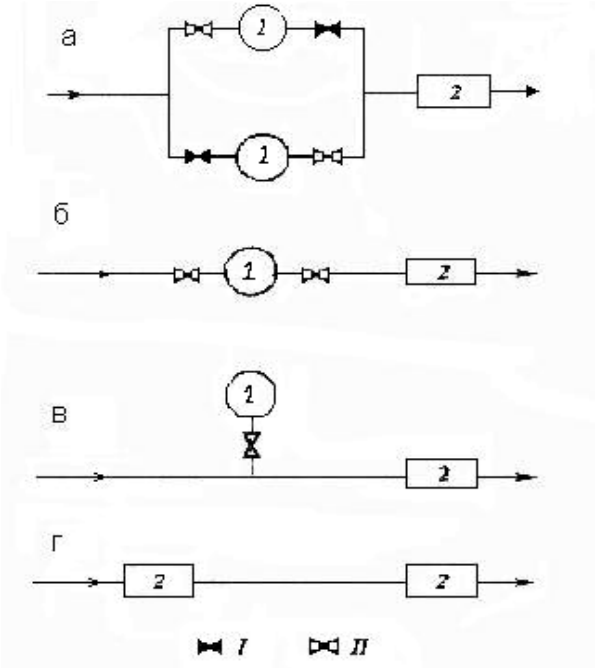


Рис. 1.5. Основные технологические схемы перекачки нефти:
а – постанционная; *б* – через резервуар; *в* – с подключением резервуаров; *г* – из насоса в насос; I – задвижка закрыта; II – задвижка открыта; 1 – резервуар; 2 – насосный цех.

При использовании схемы перекачки “*из насоса в насос*”, резервуары промежуточных НПС (если они имеются) отключаются от трубопровода и нефть с предыдущего участка подается непосредственно в насосы этих станций для дальнейшей транспортировки по следующему участку (см. рис. 1.5, *г*). Такая схема перекачки весьма прогрессивна, поскольку исключает сооружения дорогостоящих резервуарных парков. Недостатком этой

схемы является “жесткая” гидравлическая связь всех участков, работающих в этом режиме, поскольку любое изменение на одном из них вызывает изменение на всех остальных. В частности, аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех участков, связанных с ним режимом перекачки.

При использовании *постанционной* схемы перекачки нефть на НПС принимают поочередно в один из резервуаров станции, в то время как закачку нефти в трубопровод осуществляют из другого резервуара (см. рис. 1.5, *а*). преимущества постанционной схемы перекачки заключается в том, что отдельные участки нефтепровода оказываются не связанными той жесткой зависимостью, которая имеет место в случае перекачки *“из насоса в насос”*, поэтому нефтепровод имеет большую степень надежности и способности к бесперебойной поставке нефти потребителю. Кроме того, при постанционной схеме возможен порезервуарный учет количества транспортируемой нефти, что очень важно для контроля за сохранностью продукции. Основным недостатком постанционной схемы перекачки являются высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков, а также потери нефти при *больших дыханиях* резервуаров, связанных с выбросами паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров. Постанционная схема перекачки применяется в основном на головных НПС нефтепровода и его эксплуатационных участков.

При использовании схемы перекачки *с подключением резервуаров* возможны два варианта: *через резервуары* и *с подключенными резервуарами* (см. рис. 1.5, *б*, *в*): в первом варианте нефть с предыдущего участка поступает в резервуар ПНПС и закачивается также из этого резервуара. Такая схема делает соединение участков нефтепровода более “мягкими” в гидравлическом отношении. Кроме того, в резервуаре происходит гашение волн давления, связанных с изменениями режима перекачки, что повышает надежность эксплуатации нефтепровода, однако этому способу присущи все недостатки предыдущего способа и в настоящее время он практически не используется. Во втором варианте схема предусматривает, что основное количество нефти прокачивают по трубопроводу, минуя резервуар, однако при этом допускается, что расходы нефти на предыдущем и последующем участках могут в течении некоторого времени отличатся друг от друга, а дебаланс расходов компенсируется сбросом или подкачкой части нефти в подключенный резервуар. При синхронной работе участков, т. е. перекачке с одним и тем же расходом, уровень нефти в подключенном резервуаре остается постоянным.

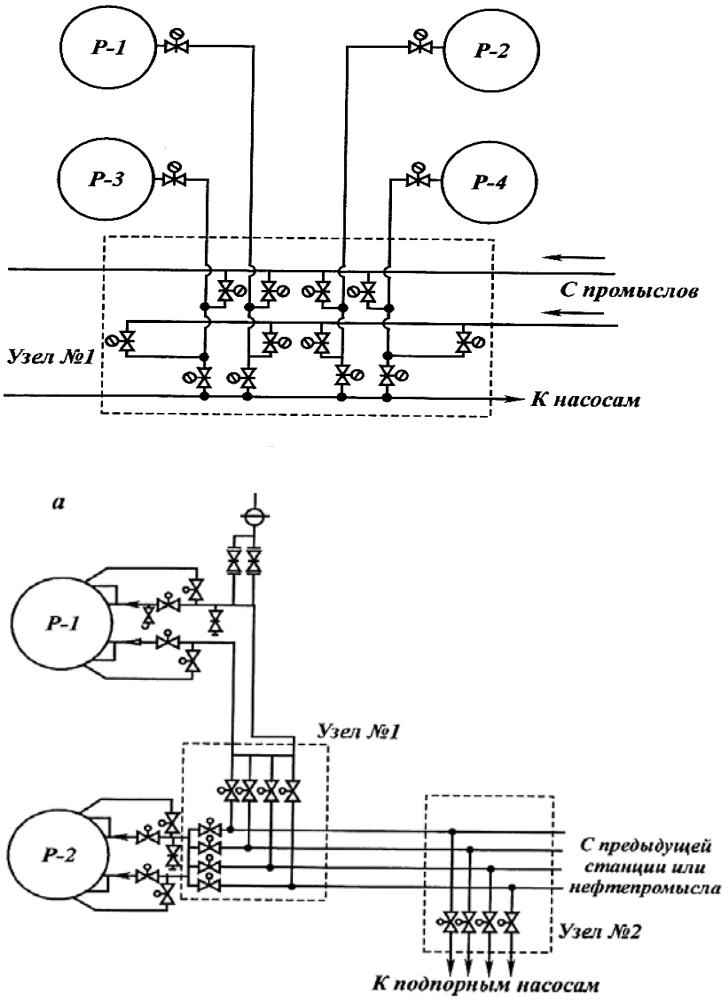


Рис. 1.6. Обвязка резервуаров НПС:
а – для ГНС ПНПС; *б* – для ГНПС.

Обвязка резервуаров может быть выполнена в двух вариантах: одно- и двухпроводном (рис. 1.6). В первом варианте (рис. 1.6, *а*) заполнение идет через один из нескольких коллекторов одновременно в оба резервуара Р-1 и Р-2 (или только в один из них), опорожнение осуществляется через другой коллектор. Для снижения скорости закачки нефти резервуары могут иметь несколько приемо-раздаточных патрубков (в данном случае по четыре). Во варианте (рис. 1.6, *б*) каждый из резервуаров (Р-1; Р-2; Р-3 и Р-4) соединены с общим коллектором отдельным трубопроводом через манифольдную (узел № 1).

Обвязка насосов НПС представлена на рис. 1.7. Основные насосы для увеличения напора, создаваемого станцией, соединяются последовательно, в то время как подпорные насосы (если они имеются) для обеспечения большей пропускной способности соединяют параллельно.

Обвязка насосов должна обеспечивать работу НПС при выводе в резерв любого из агрегатов станции. Приведенная схема обвязки (рис. 1.7.) позволяет осуществлять обратную перекачку нефти из магистрали в резервуарный парк при помощи коллектора и подпорных насосов.

Возможно так же параллельное и последовательно-параллельное соединение основных насосов НПС. В этом случае используется дополнительный коллектор (рис 1.8.).

Обратный клапан, разделяющий линию всасывания и нагнетания каждого насоса, пропускает жидкость только в одном направлении (рис. 1.7. стрелка). При работающем насосе давление, действующее на заслонку клапана справа (давление нагнетания), больше, чем давление, действующее на эту заслонку слева (давление всасывания), вследствие чего заслонка открыта, и нефть поступает через камеру очистки (КО) к следующему насосу, минуя неработающий.

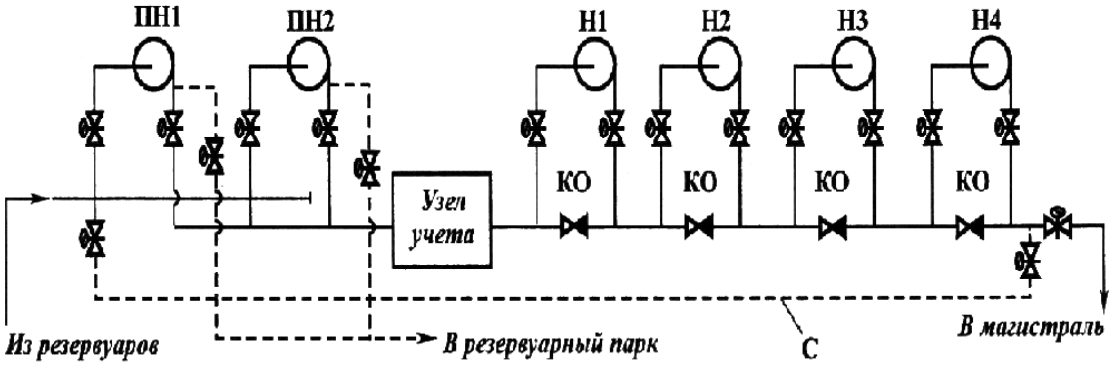


Рис 1.7. Обвязка основных и подпорных насосов в НПС:
ПН1, ПН2 – подпорные насосы; Н1, Н2, Н3, Н4 – основные насосы; КО – обратный клапан; С – коллектор.

Важным элементом НПС магистральных нефтепроводов являются узел *учета нефти на потоке.* Как правило, узел учета размещают на пути движения нефти от резервуарного парка к нефтепроводу между подпорной и магистральной насосными (рис. 1.7).

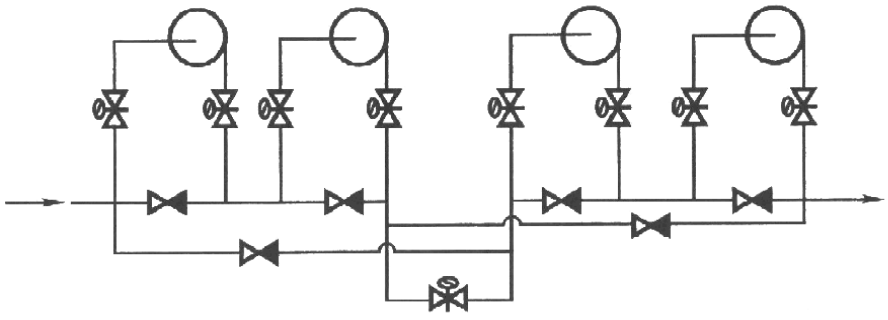


Рис 1.8. Комбинированное (последовательно-параллельное) соединение насосов НПС

Примерная технологическая схема узла учета представлена на рис. 1.9. Узел состоит из фильтра, струевыпрямителя и турбинного счетчика. Кроме того, узел учета имеет ответвление к контрольному счетчику или пруверу (*от англ. Prove–доказывать, удостоверять)* – устройству, предназначенному для проверки работы счетчиков непосредственным объемным измерением.

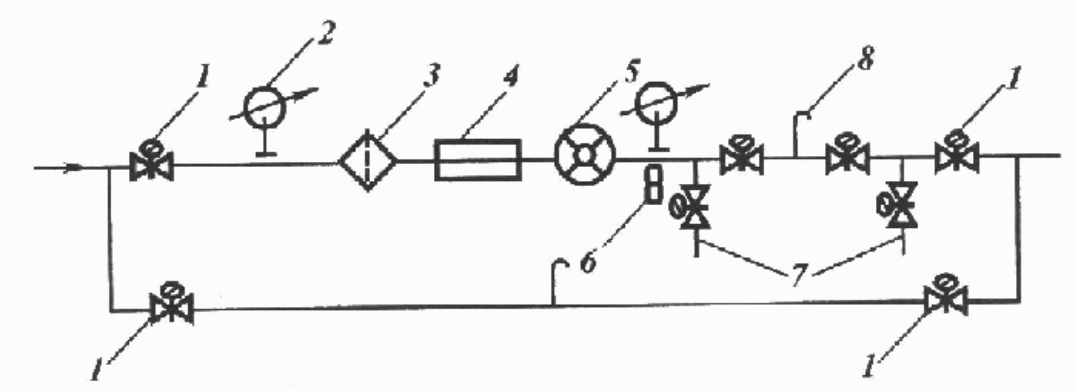


Рис. 1.9. Схема узла учета нефти на потоке:
1 – отсекающие задвижки; 2 – манометр; 3 – фильтр; 4 – струевыпрямитель; 5 – турбинный счетчик; 6 – термометр; 7 – отвод к пруверу; 8 – контрольный кран.

Другим типичным элементом технологической схемы НПС является узел *приемо-пуска средств очитки и диагностики* внутренней полости нефтепровода (рис. 1.4.). На головных НПС сооружают только камеры пуска, на промежуточных – как камеры пуска, так и камеры приема, в конечных пунктах – только камеры пуска.

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1 Материалы к лекциям

План лекций.

1. Состав магистральных трубопроводов.
2. Классификация НПС.
3. Графическое решение задачи расстановки НС.
4. Генеральный план НПС.
5. Технологические схемы НПС.

3.2 Задания для практических занятий

Изучение технологических схем действующих ПНПС

3.2.1. Изучение технологической схемы ЛПДС “Дисна” (прил. 1)
Какие объекты входят в состав ЛПДС?
Как обвязаны резервуары на станции?

Как обвязаны основные насосы на станции?

Как обвязаны подпорные насосы на станции?

3.2.2 Изучение технологической схемы ЛПДС “Мозырь” (прил. 2)

Какие объекты входят в состав ЛПДС?

Как обвязаны резервуары на станции?

Как обвязаны основные насосы на станции?

Как обвязаны подпорные насосы на станции?

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Что входит в состав магистральных трубопроводов и какими нормативными документами он утвержден ?
2. Классификация НПС и характеристика их основных объектов.
3. В чем заключается суть графического метода расстановки ПНПС?
4. Какие существуют технологические схемы перекачки нефти? Графически представить основные технологические схемы перекачки.
5. Для чего используется параллельная и последовательная схемы обвязки насосов?

На оценку “хорошо”

1. Решить графически задачу по расстановке НПС при $n > n_p$ и $n < n_p$.
2. С учетом каких требований выбирают площадку под сооружение НПС?
3. Графически представить схему обвязки основных и подпорных насосов ГНПС.
4. Графически представить последовательно-параллельную схему обвязки насосов НПС.

На оценку “отлично”

1. Графически представить принципиальную технологическую схему ПНПС.
2. Графически представить схему обвязки резервуаров ГНПС.
3. Провести анализ существующих схем перекачки нефти по экологической безопасности.

Модуль 2

НАСОСЫ

Введение

Магистральные центробежные насосы – мощные энергоемкие машины, применяемые для перекачки нефти и нефтепродуктов от поставщика к потребителю. Их эффективная экономичная эксплуатация – весьма важная задача обслуживающего персонала. Поддержание высокой надежности этих машин, в комплексе с мерами повышения экономичности и надежности работы основного и вспомогательного оборудования нефтеперекачивающих станций значительно снижает расходы организации на ремонт и эксплуатацию.

Основным оборудованием НПС являются магистральные основные насосные агрегаты типа НМ номинальной подачей от 1 250 до 10 000 $м^3$/ч (ГОСТ 12184-87) с электродвигателями типа СТД, СТДП, АЗП, АЗМВ и подпорные насосные агрегаты типа НПВ и НМП. На долю насосов типа НМ приходится около 65 % основных агрегатов, подпорных типа НПВ и НМП – около 55 %. Остальную часть насосов составляют насосы более устаревших типов с худшими показателями надежности и значениями коэффициента полезного действия.

Учитывая длительный срок службы и моральное старение используемого оборудования, большую его металлоемкость и недостаточную ремонтопригодность, более низкие экономические показатели из-за неоптимальности проточной части и рабочих колес, особенно на режимах недогрузки, все более снижающиеся показатели безопасности при их эксплуатации, целесообразно при планировании модернизации НПС и перевооружения объектов магистрального транспорта ориентироваться на вновь создаваемые технические средства и технологии эксплуатации оборудования.

В насосах необходимо учитывать передовой опыт применения износостойких деталей, новых типов подшипников, уплотнений, муфт и др. Следует повышать и надежность электродвигателей насосных агрегатов, особенно подпорных насосов.

Показатели надежности насосов и другого оборудования НПС должны обеспечивать эксплуатацию станции без постоянного присутствия на ней персонала в периоды между проведением работ по обслуживанию, ремонту или пусконаладке.

Перспективным направлением являются работы по созданию насосов со встроенными вовнутрь подшипниковыми опорами, конструкция которых позволяет снизить металлоемкость, уменьшить динамические нагрузки на ротор и опоры, возникающие при длинном вале, отказаться от маслосистемы, снизить пожароопасность на станции, отказаться от полевого торцевого уплотнения.

Для изучения материала использовать основную (1, 2, 3) и дополнительную (11) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Общие сведения о насосах. Основные параметры центробежных насосов. Характеристики лопастного насоса. Совместная работа центробежных насосов.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Изменение насосных характеристик. Пересчет характеристик центробежных насосов при изменении вязкости перекачивающей жидкости.	Изучение нового материала	Лекция	2
3. Кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя. Уравнение Эйлера для работы лопастного насоса. Влияние угла (β_2) выхода потока на напор нагнетателя. Контроль работоспособности насосных агрегатов.	Изучение нового материала	Лекция	2
4. Расчет основных параметров и изменение характеристик лопастного насоса.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
5. Испытание динамических (центробежных) нагнетателей.	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	2
6. Насосы	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Насосы”

2.1. Общие сведения о насосах

Реализация принципов однотипности конструкций насосов и уменьшения до минимума их типоразмеров обусловили необходимость создания нормального ряда нефтяных насосов. Общие технические требования для этих насосов определяются стандартом ГОСТ 12124-87 “Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов”. Стандарт распространяются также на центробежные насосы, которые предназначены для перекачки в системах магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов (в том числе широкой фракции легких углеродов) с температурой от +5 до +80 ^{o}C, кинематической вязкостью не более $3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (3 Ст). Транспортируемая жидкость может содержать в единице объема не более:

– серы в связанном виде – 3,5;

– парафина – 7;

– механических примесей, линейным размером не более 0,5 мм – 0,06;

Насосы изготавливают следующих видов:

1. НМ – нефтяной магистральный;
2. НПВ – нефтяной подпорный вертикальный;
3. НОУ – нефтяной для откачивания утечек.

Насосы изготавливают в климатическом исполнении УХЛ. Категория размещения согласно с ГОСТ 15150-69 при эксплуатации должна быть:

– для насосов типа НМ с подачами от 125 м^3/ч до 710 м^3/ч – категория 1;

– для насосов типа НМ с подачами более 710 м^3/ч – категория 4 (для насосов выпускаемых серийно) и категория 1 для модернизированных и перспективных типоразмеров.

При категории размещения 1 насосов НМ, нижнее рабочее давление окружающей среды должно быть не ниже –29 ^{o}C; при категории размещения 1 насосов НПВ и НОУ нижнее рабочее значение температуры окружающей среды должно быть не ниже –50 ^{o}C.

Насосы должны допускать параллельную работу.

Насосы типа НМ с подачами до 360 м^3/ч, а также насос НМ 1250-260, рассчитаны на последовательную работу двух, а некоторые – трех одновременно работающих насосов. Насосы с напорами больше 550 м последовательной работы не допускают.

Насосы типа НПВ с подачами до 1250 м^3/ч допускают последовательную работу двух одновременно работающих насосов.

Допускается изменение подачи и напора насосов обтачивания рабочих колес по внешнему диаметру. При обрезании колес допускается снижение КПД не более чем на 3 %. Рабочий режим работы нефтяных насосов должен соответствовать полям Q – H.

Основные параметры насосов при номинальном режиме работы приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Основные параметры насосов при номинальном режиме работы

Обозначение типоразмера насоса	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Максимальное давление, МПа	Допустимый кавитационый запас, м	КПД, %
НМ 125-550	125	550	9,81	4,0	72
НМ 180-500	180	500		4,0	74
НМ 250-475	250	475		4,0	77
НМ 360-460	360	460		4,5	80
НМ 500-300	500	300		4,5	80
НМ 710-280	710	280		6,0	80
НМ 1250-260	1 250	260	7,35	18	81
НМ 2500-230	2 500	230		32	86
НМ 3600-230	3 600	230		35	87
НМ 7000-210	7 000	210	7,35	52	89
НМ 10000-210	10 000	210		65	89
НМ 200-800	200	800	9,81	4,0	75
НМ 500-800	500	800		4,5	80
НМ 1250-400	1 250	400		60	81
НМ 2500-710	2 500	710	7,85	160	82
НПВ 150-60	150	60	1,57	3,0	72
НПВ 300-60	300	60		4,0	75
НПВ 600-60	600	60		4,0	77
НПВ 1250-60	1 250	60		2,2	80
НПВ 2500-80	2 500	80		3,2	84
НПВ 3600-90	3 600	90		4,8	84
НПВ 5000-120	5 000	120		5,0	85
НОУ 50-350	50	350	4,41	3,0	61

В насосах типа НМ с подачами 1250 $м^3/ч$ и более допускается использование сменных роторов с параметрами, которые приведены в табл. 2.2. Допускается обтачивание рабочих колес сменных роторов до 10 % по внешнему диаметру, при этом снижение КПД не должно превышать 3 %.

В табл. 2.1 и 2.2 напор, допустимый кавитационный запас и КПД определенны для воды с кинематической вязкостью $0{,}01 \cdot 10^{-4}$ м^2/с. Для магистральных насосов, кроме типоразмеров НМ 1250-260 и НМ 2500-230, частота вращения устанавливается 3000 об./мин. Для насосов НМ 1250-260 и НМ 2500-230 устанавливается частота вращения 6000 об./мин и 8200 об./мин соответственно. Для подпорных насосов частота вращения вала устанавливается 1500 об./мин.

Таблица 2.2

Основные параметры насосов со сменными роторами при номинальном режиме работы

Обозначение типоразмера насоса	Подача насосов со сменными роторами		Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	КПД, %
	Остаток от номинальной	м^3/ч			
НМ 1250-260	70	900	225	16	79
	125	1 565	260	26	78
НМ 2500-230	50	1 250	220	25	81
	70	1 800	225	27	83
	125	3 150	220	38	83
НМ 3600-230	50	1 800	220	33	81
	70	2 500	225	35	84
	125	4 500	220	45	83
НМ 7000-210	50	3 500	200	42	81
	70	5 000	210	45	85
	125	8 750	210	60	85
НМ 10000-210	50	5 000	205	45	80
	70	7 000	210	60	84
	125	12 500	210	97	87

Для магистральных насосов границы отклонения напора могут быть от + 0,05 до – 0,03 от значений, приведенных в табл. 2.1 и 2.2. Для подпорных насосов границы отклонения напора могут быть от + 0,05 до – 0.05 от значений, приведенных в табл. 2.1.

Следует отметить, что на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов еще находятся в эксплуатации насосы, параметры работы которых соответствуют предыдущим вариантам государственного стандарта на нефтяные насосы ГОСТ 12124-74 и ГОСТ 12124-80.

Монтаж, наладка и пуск в эксплуатацию насосных агрегатов должны производится согласно проекту, инструкциям заводов изготовителей, отраслевым нормативным документом. При монтаже насосного агрегата должны обеспечиваться:

– подъем прямолинейного участка трубопровода перед входным патрубком насоса с уклоном не менее 0,005;

– конфузорность между трубопроводом на входе в насос и входным патрубком насоса не более 12^0;

– диффузорность между выходным (напорным) патрубком насоса и трубопроводом на выходе из насоса не более 10^0.

Коллектор технологических трубопроводов и вспомогательные трубопроводы после монтажа должны подвергаться гидравлическим испытаниям, согласно действующим нормам и правилам.

Запрещается запускать агрегат:

– при незаполненном жидкостью насосе;

– без включения приточно-вытяжной вентиляции;

– без включения маслосистемы;

– при попадании нефти в маслосистему;

– при наличии других технологических нарушений, причины которых невыяснены.

Запрещается эксплуатировать насосный агрегат при нарушении герметичности соединений.

Запрещается эксплуатировать насосный агрегат с неисправным обратным клапаном.

Аварийная остановка насосного агрегата должна быть осуществлена оперативным персоналом при:

– угрозе затопления или нарушении герметичности оборудования, технологических трубопроводов;

– возгорании, появлении дыма или искрения вращающихся деталей;

– попадании нефти в маслосистему;

– угрозе несчастного случая.

При исчезновении в операторной информации о состоянии работающих насосных агрегатов, отсутствие которой может привести к возникновению аварийной ситуации, дежурный дублирует остановку агрегатов кнопкой “Стоп”.

Магистральные и подпорные насосные агрегаты могут находится в одном из следующих состояний:

1. в работе;
2. в “горячем” резерве (агрегат исправен, готов к запуску немедленно);
3. в “холодном” резерве (агрегат исправен, при необходимости его пуска или перевода в горячий резерв требуется проведение подготовительных операций);
4. в ремонте.

В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схемы энергоснабжения и системы разгрузки уплотнений могут применяться различные программы пуска насосного агрегата, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска электродвигателя:

1. на открытую задвижку;
2. на закрытую задвижку;
3. на открывающуюся задвижку.

Программа пуска "*на открытую задвижку*" является предпочтительной. Ее применение возможно, если пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

Программа пуска "*на закрытую задвижку*" должна применятся, если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку.

Программа пуска "*на открывающуюся задвижку*" должна применятся, когда не приемлема программа "на открытую задвижку" и когда установленные у насоса задвижки имеют привод небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

Автоматический ввод резервного подпорного насосного агрегата осуществляется без выдержки времени и на полностью открытые задвижки.

Оценку снижения значения КПД и напора насосного агрегата относительно базовых в процессе эксплуатации проводят в соответствии с нормативной документацией по графику, утвержденному главным инженером ПТН.

Насосные агрегаты необходимо выводить в ремонт при снижении напора насоса от базовых значений на 5 – 6 % и более для насосов горизонтального исполнения и на 7 % – для вертикальных подпорных насосов. Для насосов типа НМ величина возможного снижения КПД составляет 2 – 4 % в зависимости от типоразмера (НМ 500-300,НМ 710-280 – на 4 %; НМ 1250-260 – на 3,5 %; НМ 2500-230 – на 3 %; НМ 3600-230, НМ 5000-210, НМ 7000-210, НМ 10000-210 и подпорные насосы – на 2 %; подпорные вертикальные насосы – на 3,5 %).

Решения о дальнейшей эксплуатации насосного агрегата или выводе его в ремонт принимается с учетом результатов диагностирования.

При отклонении напора насоса от паспортных значений в сторону уменьшения на 4 % и более, а КПД насоса более 3 % в зависимости от типоразмера должно быть проведено техническое обследование насосного агрегата, запорной арматуры вспомогательных систем, включая обследование проточной части насоса на предмет обнаружения искажения отливки корпуса и рабочего колеса, некачественного выполнения литья и механической обработки.

Определение и оценка допускаемого кавитационного запаса насоса обязательны при:

– установке рабочих колес в исполнении, не предусмотренном технической документацией или их обточке более чем на 20 %;

– установке в насосе на входе в рабочее колесо предвключенных шнеков;

– снижении напора насоса более чем на 10 %;

– модернизации насоса, приведшей к изменению площади проточной части насоса на входе в рабочее колесо или конструкций щелевых уплотнений;

– перекачке нефти с вязкостью, не обеспечивающей автомодельный режим течения;

– изменении частоты вращения ротора насоса;

Основным критерием удовлетворительной работы торцовых уплотнений является величина утечек, замеряемая объемным способом, которая должна быть не более $0{,}3 \cdot 10^{-3}$ м^3/ч (0,3 л/ч).

Для обеспечения оптимальных режимов перекачки допускается обточка основных и сменных рабочих колес не более чем на 20 %. Величина обточки до 20 % определяется расчетом, исходя из заданных режимов работы нефтепровода. Если расчетная величина обточки превышает 20 %, то применение такого колеса должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием в сравнении с другими вариантами обеспечения заданных технологических режимов перекачки.

Программа пуска насосного на открытую или открывающуюся задвижку на нагнетание насоса должна корректироваться при смене типоразмера рабочего колеса насоса.

Электродвигатели насосных агрегатов, временно выведенных из эксплуатации, должны быть в работоспособном состоянии и опробоваться по графику, утвержденному главным инженером ПТН.

2.2. Основные параметры работы центробежных насосов

Работа центробежного насоса характеризуется такими основными параметрами.

Подача – количество жидкости, которое подается насосом в напорный патрубок за единицу времени. Различают понятия объемной Q и массовой M подачи насоса, которые связаны между собой таким соотношением

$$Q = \frac{M}{\rho}, \qquad (2.1)$$

где ρ – плотность жидкости при температуре перекачки.

Полное давление, создаваемое насосом, определяется при помощи формулы

$$P = P_H - P_B + \frac{V_H^2 - V_B^2}{2}\rho + (z_H - z_B)\rho g\,, \qquad (2.2)$$

где P_H, P_B – абсолютное давление жидкости в напорном и входном патрубках соответственно;

V_H, V_B – скорость движения жидкости в напорном и входном патрубках соответственно;

z_H, z_B – высотные отметки мест измерения давления на выходе и входе насоса соответственно;

g – ускорение силы тяжести.

Полный напор, созданный насосом, определяется при помощи формулы

$$H = \frac{P_H - P_B}{\rho g} + \frac{V_H^2 - V_B^2}{2g} + z_H - z_B\,. \qquad (2.3)$$

Для магистральных насосов можно пренебречь разницей скоростных напоров, которая значительно меньше, чем другие составляющие равенства (2.3). Патрубки магистральных насосов и манометры обычно расположены на одном уровне, поэтому для них $z_H = z_B$. Поэтому напор магистрального насоса часто определяют приближенной формулой

$$H = \frac{P_H - P_B}{\rho g}\quad . \qquad (2.4)$$

Полезная мощность насоса – это мощность, которая передается транспортируемой жидкости. Она может быть выражена через параметры режима перекачки

$$N = QH\rho g\,. \qquad (2.5)$$

Коэффициент полезного действия насоса (КПД) – это отношение полезной мощности насоса к мощности на валу насоса

$$\eta = \frac{N}{N_B}, \qquad (2.6)$$

где N_B – мощность на валу насоса, которая определяется на лабораторных стендах путем измерения вращательного момента на валу насоса.

КПД насоса характеризует степень конструктивной эффективности насоса и может быть определен только экспериментальным путем на специальных лабораторных стендах.

КПД насоса принято представлять в виде произведения трех составляющих

$$\eta = \eta_o \eta_г \eta_м, \qquad (2.7)$$

где η_o – объемный КПД, который учитывает потери энергии из-за утечек жидкости в насосе;

$\eta_г$ – гидравлический КПД, который учитывает потери энергии на преодоление гидравлического сопротивления при прохождении жидкости через насос;

$\eta_м$ – механический КПД, который учитывает механические потери энергии в подшипниках, уплотнениях насоса, а также при трении диска рабочего колеса о жидкость.

Числовые значения составляющих КПД насоса зависят от конструкции насоса, качества его изготовления и условий эксплуатации. Они могут быть определены опытным путем и в лабораторных условиях.

Мощность насосного агрегата $N_{аг}$ - это мощность, которую потребляет насосный агрегат

$$N_{ог} = \frac{N_B}{\eta_{пер}\eta_{дв}} = \frac{N}{\eta\eta_{пер}\eta_{дв}}, \qquad (2.8)$$

где $\eta_{пер}$ – КПД передачи от двигателя к насосу;

$\eta_{дв}$ – КПД двигателя привода насоса.

Мощность насосного агрегата может быть определена в промышленных условиях путем измерения энергии, которая подводится к двигателю насоса.

Допустимый кавитационный запас $\Delta h_д$ – приведенный к оси насоса минимальный избыток удельной энергии жидкости на входе в насос над упругостью паров жидкости при температуре перекачки, которая обеспечивает работу насоса без изменения основных технических параметров. Он выражается в метрах столба транспортируемой жидкости и характеризует конструктивную эффективность входной части насоса.

Если в потоке жидкости абсолютное давление в некоторой точке упадет ниже упругости паров, то в жидкости возникают пустоты, заполненные паром и воздухом. Начинается “холодное” кипение жидкости. Процесс образования пустот с дальнейшей конденсацией пара и исчезновением пустот в зоне повышенного давления называется *кавитацией*. Вследствие быстрой ликвидации паровых пузырьков возникают местные гидравлические удары. Кавитация сопровождается шумом, вибрацией и эрозийным изнашиванием металла.

В центробежном насосе зона наименьшего давления распределена возле кромки на выпуклой части лопатки. Для безкавитационной работы насоса на его входе необходимо создать напор не меньше чем допустимый кавитационный запас.

Допустимый кавитационный запас определяют по данным испытаний насоса при помощи формулы

$$\Delta h_{\partial} = A\Delta h_{кр}, \tag{2.9}$$

где A – *коэффициент кавитационного запаса*, A = (1,15 – 1,3);

$\Delta h_{кр}$ – критический кавитационный запас, при котором уменьшение напора на кавитационной характеристике насоса составляет 2 % от напора первой ступени или 1 м, если напор первой ступени превышает 50 м.

Величина Δh_{∂} может быть выражена в долях от напора, создаваемого насосом

$$\Delta h_{\partial} = \sigma H, \tag{2.10}$$

где σ – *коэффициент кавитации*;

H – напор, создаваемый насосом.

Для определения коэффициента кавитации С.С. Рудневым получена формула

$$\sigma = \frac{10}{H}\left(\frac{n\sqrt{Q}}{C}\right)^{\frac{4}{3}} \tag{2.11}$$

или

$$\Delta h = 10\left(\frac{n\sqrt{Q}}{C}\right)^{\frac{4}{3}}, \tag{2.12}$$

где H – напор насоса, м;

n – частота вращения рабочего колеса, об./мин;

Q – подача насоса (для насосов с двухсторонним входом подставляется половинная подача), м^3/с;

C – постоянная, зависящая от конструктивных особенностей насоса (C = 600...800 для тихоходных, C = 800...1000 для насосов нормальной быстроходности, C = 1000...1500 для быстроходных насосов)

Для обеспечения надежности всасывания, учитывая эксплуатационные условия (колебания уровня в источнике, изменение температуры перекачиваемой жидкой среды), величину σH умножают на коэффициент запаса φ = 1,2...1,4.

Допустимый кавитационный запас при работе на нефти центоробежных подпорных насосов определяется по формуле

$$\Delta h_{д.н} = \Delta h_{д.в} - A \cdot k_{\delta} \cdot (\Delta H_{кр} - \delta \cdot h_{д}), \qquad (2.13)$$

где $\Delta h_{д.в}$ – паспортное значение допустимого кавитационного запаса, полученное при перекачке холодной воды при заданном режиме, м вод. ст.;

A – коэффициент кавитационного запаса;

k_{δ} – коэффициент, определяемый геометрией рабочего колеса;

$\Delta H_{кр}$ – термодинамическая поправка, учитывающая влияние термодинамических свойств пернекачиваемой нефти, м;

$\delta \cdot h_{д}$ – поправка на влияние вязкости жидкости, м.

При наличии в паспорте на насос допустимой высоты всасывания $H_{вак}^{доп}$ вместо допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{д.в}$ определяется по формуле

$$\Delta h_{д.в} = \frac{P_{атм} - P_{н.п}}{\rho \cdot g} + \frac{\upsilon_{вх}^2}{2g} - H_{вак}^{доп}, \qquad (2.14)$$

где $P_{атм}$ – атмосферное давление;

$P_{н.п}$ – давление насыщенных паров воды;

$\upsilon_{вх}$ – скорость потока на входе в насос в том сечении, где замеряется давление.

Допустимая вакуумметрическая высота всасывания Нв – это максимальное превышение оси насоса над уровнем жидкости в резервуаре, при котором насос не будет нормально функционировать.

Получим формулу для допустимой высоты всасывания насоса. Запишем уравнение Бернулли для двух потоков реальной жидкости: 1-ый сходится с уровнем жидкости в резервуаре, 2-ой – с входом в насос (рис. 2.1)

$$\frac{P_o}{\rho g} = \frac{P_B}{\rho g} + \frac{V_B^2}{2g} + h_{wв} + H_B, \qquad (2.15)$$

где Po – абсолютное давление на свободной поверхности жидкости в резервуаре;

$h_{wв}$ – потери напора на трение во всасывающей системе.

Выражаем удельную энергию жидкости на входе в насос через допустимый кавитационный запас

$$\frac{P_B}{\rho g} + \frac{V_B^2}{2g} = \frac{P_{пр}}{\rho g} + h_{д}, \qquad (2.16)$$

где $P_{пр}$ – упругость паров транспортируемой жидкости при температуре перекачки.

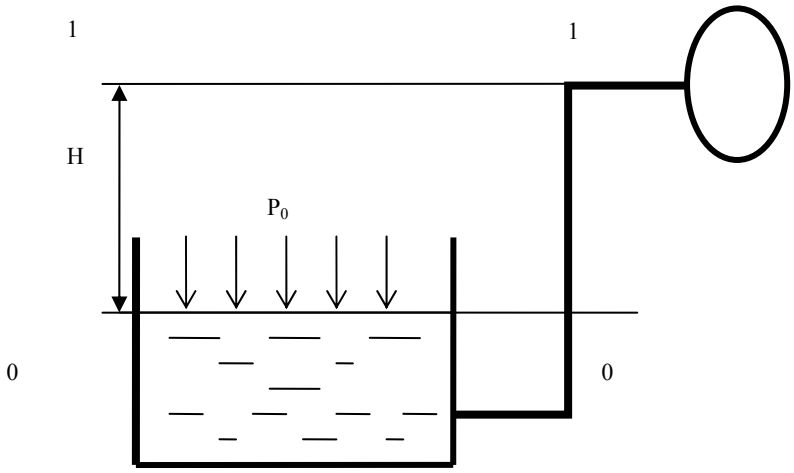


Рис. 2.1. Схема для определения допустимой высоты всасывания насоса

Запишем уравнение (2.15) относительно допустимой высоты всасывания $H_в$ с учетом уравнения (2.16). В результате получим такое выражение

$$H_B = \frac{P_o - P_{пр}}{\rho g} - \Delta h_д - h_{wв}\,. \tag{2.17}$$

Минимально допустимый напор H_{min} – минимальное значение избыточного напора жидкости на входе в насос, который обеспечивает его нормальное функционирование (работу без кавитации).

Из формулы (2.16) имеем

$$\frac{P_B}{\rho g} = \frac{P_{пр}}{\rho g} + \Delta h_{д} - \frac{V_B^2}{2g}\,. \tag{2.18}$$

Учитывая выражение для избыточного давления на входе в насос

$$P_{Bизб} = P_B - P_{атм}\,, \tag{2.19}$$

получаем расчетную формулу для нахождения минимально допустимого напора на входе в насос

$$H_{\min} = \frac{P_{пр} - P_{атм}}{\rho g} + \Delta h_д - \frac{V_B^2}{2g}, \tag{2.20}$$

где $P_{атм}$ – атмосферное давление.

Коэффициент быстроходности насоса n_S – это частота оборотов модели, которая геометрически подобна насосу и создает напор 1 м при подаче 0,075 м^3/с

$$n_S = 3{,}65 n \frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}}\,, \tag{2.21}$$

где n – скорость оборотов вала насоса, об./мин;

$Q_н$ – номинальная подача насоса, м^3/с;

$H_н$ – номинальный напор насоса, м.

Для насосов, которые имеют рабочее колесо с двухсторонним входом жидкости, в формулу (2.21) следует подставлять половину номинальной подачи насоса. Для многоступенчатых насосов в формулу (2.21) необходимо подставлять номинальный напор ступени.

Коэффициент быстроходности насоса – это частный случай упрощенного критерия кинематической подобности центробежных машин. Этот параметр широко используется для классификации центробежных насосов и перерасчета их характеристик. По значениям коэффициента быстроходности можно судить про форму проточной чистоты, соотношение геометрических размеров рабочего колеса и вида гидродинамических характеристик центробежного насоса. С увеличением коэффициента быстроходности крутизна характеристик центробежных насосов уменьшается, возрастает их максимальный КПД.

2.3. Характеристика лопастного насоса

Графическая зависимость основных технических показателей (напора, мощности, КПД, допустимой высоты всасывания) от подачи при постоянных значениях частоты вращения рабочего колеса, вязкости и плотности жидкости на входе в насос называется *характеристикой насоса.*

Различают напорную характеристику насоса $H = f(Q)$ – кривая QH и энергетические характеристики насоса – $N = f(Q)$ и $\eta = f(Q)$ – кривые QN и $Q\eta$ соответственно. Кроме того, к основным характеристикам насоса относят зависимости $\Delta h = f(Q)$ и $H_{в.доп} = f(Q)$.

Характеристика зависит от типа насоса, его конструкции и соотношения размеров его основных узлов и деталей. Различают также теоретические и экспериментальные характеристики насосов.

Теоретические характеристики получают, пользуясь основными уравнениями центробежного насоса, в которые вводят поправки на реальные условия работы. На работу насоса влияет число факторов, которые трудно, а иногда и невозможно учесть, поэтому теоретические характеристики неточны и ими практически не пользуются. Истинные зависимости между параметрами работы центробежного насоса определяют экспериментально, в результате заводских (стендовых) испытаний насоса или его модели. Насосы испытывают на заводских испытательных станциях. Методика испытаний насосов установлена ГОСТ 6134-87. Для испытания насос устанавливают на стенде, оборудованном аппаратурой и приборами для измерения расхода, давления, вакуума и потребляемой мощности. После пуска насоса подачу регулируют изменением степени открытия задвижки на напорной линии. Таким образом, устанавливают несколько значений подачи и измеряют соответствующие им значения напора и потребляемой мощности.

В некоторых случаях насосы испытывают на месте их установки (например, в насосной станции). Это, прежде всего, относится к крупным насосам, а также к тем случаям, когда характеристики насоса существенно изменяются под влиянием условий эксплуатации.

Полученные в результате экспериментальных измерений значения подачи Q, напора H и мощности N, а также вычисленные по ним значения КПД наносят на график и соединяют плавными линиями. Обычно три кривые наносят на один график с разными масштабами по оси координат (рис. 2.2).

Характеристики насоса имеют несколько отличительных точек или областей. *Начальная точка характеристики* соответствует работе насоса при закрытой задвижке на напорном патрубке ($Q = 0$). В этом случае насос развивает напор H_0 и потребляет мощность N_0. Потребляемая мощность (около 30 % номинальной) расходуется на механические потери и нагрев воды в насосе. Работа насоса при закрытой задвижке возможна лишь непродолжительное время (несколько минут).

Оптимальная точка характеристики m, соответствует режиму работы при максимальном значении КПД, т. е. оптимальному режиму насоса. Так как кривая $Q\eta$ имеет в зоне оптимальной точки пологий характер, то на практике пользуются рабочей частью характеристики насоса (зона между точками *a* и *b* на рис. 2.2), в пределах которой рекомендуется его эксплуатация. Рабочая часть характеристики зависит от допустимого снижения КПД. На практике иногда под рабочей частью характеристики насоса подразумевают ту зону характеристики, в которой допускается длительная его эксплуатация.

Максимальная точка характеристики k, (конечная точка кривой *QH*) соответствует тому значению подачи, после достижения которого, насос может войти в кавитационный режим.

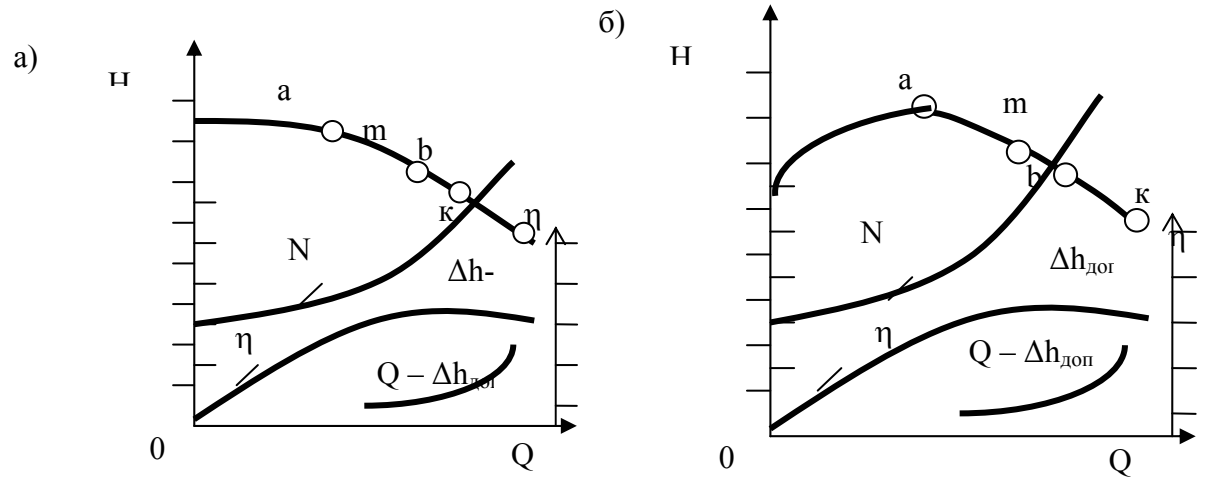


Рис. 2.2. Характеристики центробежного насоса
а) стабильная, б) нестабильная.

На заводских характеристиках многих насосов наносят кривую $Q\Delta h_{доп}$ или $Q\Delta h_{вак}^{доп}$. Эта кривая дает значение допустимой высоты всасывания в зависимости от подачи насоса. Кривую $Q\Delta h_{доп}$ получают при испытании насоса на стенде, позволяющем иметь различные значения полной высоты всасывания при заданной высоте подачи насоса. Кривой $Q\Delta h_{доп}$ пользуются при проектировании насосных установок и насосных станций.

Основной кривой, характеризующей работу насоса, является кривая зависимости напора от подачи QH. В соответствии с конструкцией насосов форма кривой QH может быть различной. Для разных насосов существуют кривые, непрерывно снижающиеся (см. рис. 2.2, а), и кривые с возрастающим участком, имеющие максимум (см. рис 2.2, б). Первые называются стабильными, а вторые нестабильными характеристиками. Как видно из рис. 2.2, б, нестабильная характеристика имеет перегиб – максимум на кривой QH, а следовательно, один и тот же напор насос может создавать при двух значениях подачи. Таким образом, на участке $H > H_0$ может работать нестабильно с переменной подачей. В свою очередь, кривые обоих типов могут быть пологими, нормальными и крутопадающими.

Вид характеристики насоса в значительной степени зависит от его коэффициента быстроходности. Основные виды характеристик центробежных и осевых насосов см. в табл. 2.2.

Крутизну характеристики K обычно определяют по формуле

$$K = (H_{max} - H_{опт}) / H_{опт},$$

где H_{max} – максимальный напор насоса;

$H_{опт}$ – напор при максимальном значении КПД.

При крутизне 0,08 – 0,12 характеристики считают пологими, при крутизне 0,25 – 0,30 – крутопадающими. Для центробежных насосов крутизна характеристики QH не превышает 0,2 – 0,25, для диагональных она составляет 0,3 – 0,8, а для осевых насосов достигает 1,0.

Характеристика QH насоса существенно зависит от размера его основного элемента – диаметра рабочего колеса. Пользуясь этими зависимостями, можно построить кривые QH для любого значения диаметра рабочего колеса в пределах рекомендуемых степеней их обточки (срезок).

Если на характеристиках, соответствующих не обточенному и максимально обточенному рабочим колесам, нанести точки, ограничивающие рабочие зоны, и соединить их прямыми линиями, то криволинейный четырехугольник, называемый зоной рекомендуемой работы насоса или полем QH насоса (рис. 2.3). Применение полей QH облегчает подбор насоса для заданных условий, так как для каждой точки, лежащей внутри поля, может быть использован насос данного типоразмера с той или иной степенью обточки рабочего колеса.

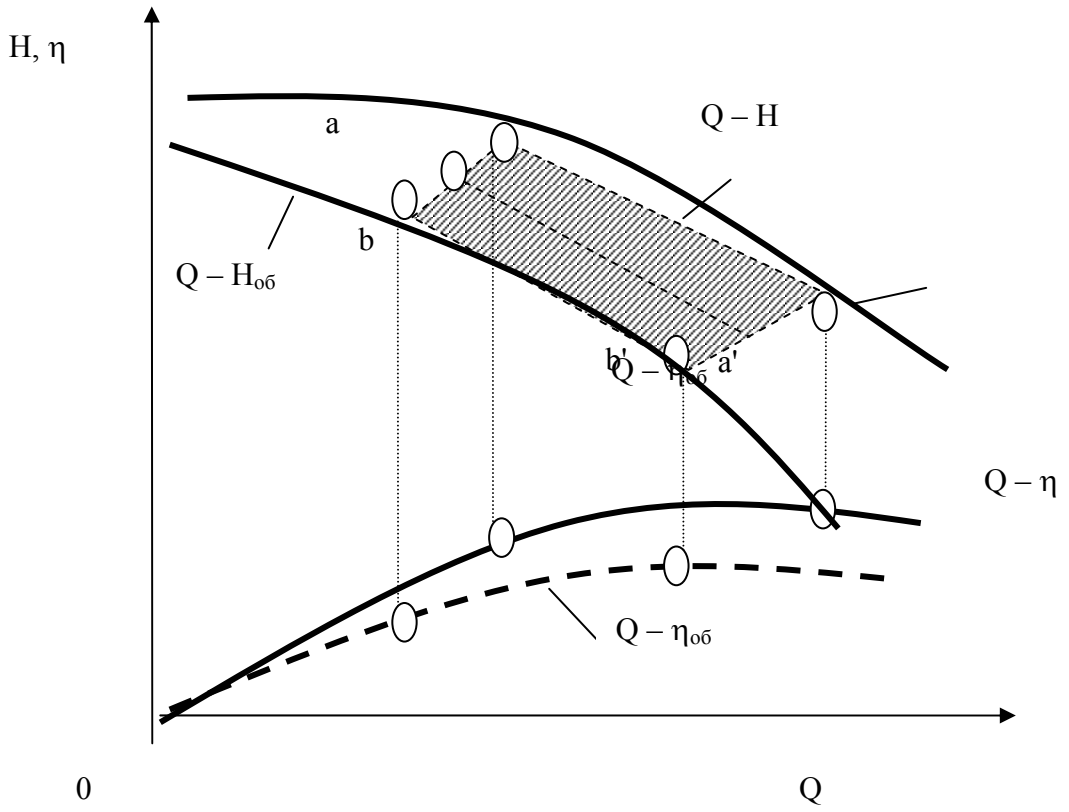


Рис. 2.3. Поле *Q-H* насоса

Заводы-изготовители обычно поставляют насосы с колесами одного из трех размеров: необрезанными, чему соответствует верхняя кривая *QH* на рис. 2.3; обрезанными (кривая a-a' на рис 2.3) и максимально обрезанными (кривая b-b' на рис 2.3). На этом же графике наносят кривую $Q\eta_{об}$, соответствующую значениям КПД насоса с максимально обрезанным колесом.

Для удобства выбора насосов часто поля *Q-H* насосов одного типа наносят на общий график, откладывая по оси абсцисс логарифмы подач, т. е. значения подачи на логарифмической сетке. Поля *Q-H* насосов приводятся в ГОСТах, регламентирующих типы и основные параметры соответствующих насосов, а также в соответствующих каталогах. Кроме указанных выше основных характеристик насоса, для оценки эксплуатационных качеств насосных агрегатов большое значение имеют вибрационные и шумовые показатели.

Вибрационные качества насосов характеризуются виброшумовыми характеристиками, которые согласно ГОСТ 6134-87 представляют собой зависимости уровня воздушного звука от частоты (в октавах) в диапазоне частот 63 – 8000 Гц и вибрации характерных точек опорных узлов или корпуса насоса от частоты. Вибрация измеряется в децибелах по эффективному, т. е. среднеквадратическому, значению колебательного ускорения.

Напорная характеристика центробежных насосов Q-H апроксимируется зависимостью

$$H = a - bQ^2, \tag{2.22}$$

где H – напор, м;

Q – расход, м^3/ч;

a, b – коэффициенты, м и м / (м^3/ч)^2.

Аналогично характеристика Q-η апроксимируется зависимостью

$$\eta = k_1 Q - k_2 Q^2, \tag{2.23}$$

где k_1, k_2 – коэффициенты, ч/м^3 и (ч/м^3)^2

Рабочая зона характеристики Q-η может быть описана уравнением

$$\eta = \eta_{max}\left[2\frac{Q}{Q_H} - \left(\frac{Q}{Q_H}\right)^2\right]. \tag{2.24}$$

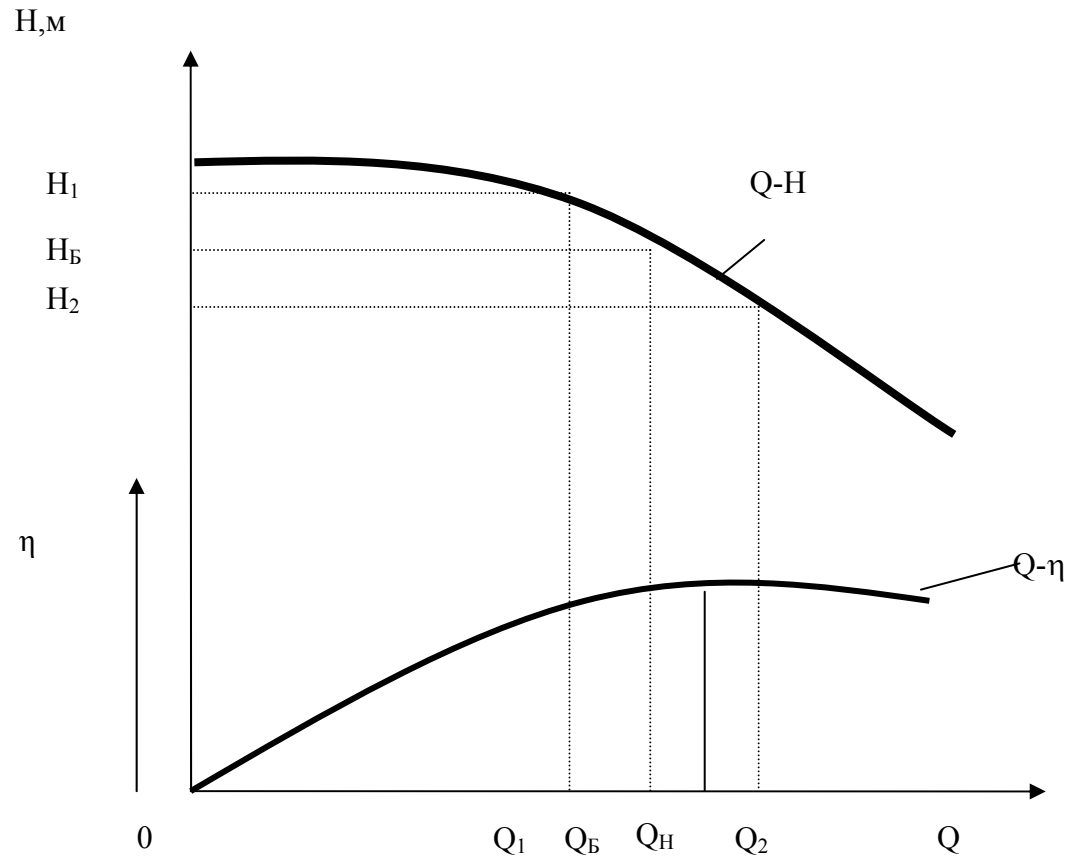


Рис. 2.4. Напорная характеристика центробежных насосов

Коэффициенты k_1, k_2, a, b также могут быть определены математическими методами (методом наименьших квадратов), по результатам лабораторных исследований или путем обработки статистических данных по фактическим режимам работы насосных агрегатов. В самом простом случае все коэффициенты могут быть определены по паспортной характеристике насосов

$$b = \frac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2}; \tag{2.25}$$

$$a = H_1 + bQ_1^2 = H_2 + bQ_1^2 \tag{2.26}$$

или приняв $Q = 0$, напор при закрытой запорной арматуре на нагнетателе

$$H = a = H_{3.3},$$

a и b определяют при любом значении $Q_Б$, $H_Б$, взятом в рабочей зоне характеристики.

Так как

$$H = H_{33} - b \cdot Q_б^2, \tag{2.27}$$

получим

$$b = \frac{H_{33} - H_Б}{Q_Б^2}. \tag{2.28}$$

При этом коэффициенты $k1$и $k2$ будут равны

$$k_1 = \frac{2\eta_{max}}{Q_H}; k_2 = \frac{\eta_{max}}{Q_H^2} \quad . \tag{2.29}$$

Иногда для удобства аналитического решения и повышения точности расчетов характеристика Q-H апроксимируется выражением

$$H = a - bQ^{2-m}, \tag{2.30}$$

где m – коэффициент, зависящий от режима течения жидкости:

- при ламинарном режиме $m = 1$;
- при турбулентном, в зоне гидравлически гладких труб $m = 0{,}25$;
- при турбулентном, в зоне квадратичного трения $m = 0$;

Характеристика центробежного насоса зависит, в общем случае, скорости схода υ жидкости с рабочего колеса, диаметра D_0, числа оборотов n ($n = \omega / 2\pi$), плотности ρ и вязкости ν перекачиваемой жидкости.

Таблица 2.3

Коэффициент аппроксимации характеристик некоторых центробежных насосов

Тип насоса	Диаметр рабочего колеса, мм	α, м	$в$, м/(м^3/ч)^2
НМ 1250-260	440	331	$0{,}451 \cdot 10^{-4}$
НМ 2500-230	430	282	$0{,}792 \cdot 10^{-5}$
НМ 2500-230 на подачу 1800 м^3/ч	405	251	$0{,}812 \cdot 10^{-5}$
НМ 2500-230 на подачу 1200 м^3/ч	425	245	$0{,}160 \cdot 10^{-4}$
НМ 3600-230	450	304	$0{,}579 \cdot 10^{-5}$
НМ 3600-230 на подачу 2500 м^3/ч	430	285	$0{,}644 \cdot 10^{-5}$
НМ 3600-230 на подачу 1800 м^3/ч	450	273	$0{,}125 \cdot 10^{-4}$
НМ 5000-210	450	272	$0{,}260 \cdot 10^{-5}$
НМ 5000-210 на подачу 3500 м^3/ч	470	286	$0{,}529 \cdot 10^{-5}$
НМ 5000-210 на подачу 2500 м^3/ч	480	236	$0{,}484 \cdot 10^{-5}$
НМ 7000-210	455	299	$0{,}194 \cdot 10^{-5}$
НМ 7000-210 на подачу 5000 м^3/ч	475	281	$0{,}249 \cdot 10^{-5}$
НМ 10000-210	495	307	$0{,}975 \cdot 10^{-5}$
НМ 10000-210 на подачу 7000 м^3/ч	505/484	305	$0{,}208 \cdot 10^{-5}$
НМ 10000-210 на подачу 5000 м^3/ч	475/455	263	$0{,}197 \cdot 10^{-5}$

Кроме характеристик, представленных на рис. 2.2 и рис. 2.3, лопастные насосы можно сопоставлять с помощью так называемых безразмерных характеристик. Эти характеристики строят в координатах $Q1$; $H1$, η, $N1$ где $Q1 = Q / Q_{опт}$; $H1 = H / H_{опт}$; $\eta 1 = \eta / \eta_{опт}$. Таким образом, подобные насосы одного типа, например серии К, можно оценить одной характеристикой. Для оценки осевых и диагональных насосов применяют относительные характеристики, построенные в координатах K_Q, K_H, K_N.

Для некоторых насосов заводы-изготовители представляют характеристики в несколько ином, чем показано на рис. 2.3 виде. Кривые QH для колес с различной степенью обточки (различного диаметра) наносят сплошными линиями, шкалу и кривую КПД не наносят, а показывают на графике изолинии равных значений КПД**.** Пользуясь такими характеристиками, легче установить оптимальные рабочие зоны насосов.

2.4. Совместная работа центробежных насосов

2.4.1. Последовательное соединение насосов

На нефтеперекачивающих станциях центробежные насосы соединяются последовательно для увеличения напора или параллельно для увеличения расхода.

На ГНС, как правило, *основные насосы* обвязываются *последовательно*, *подпорные – параллельно*. Подпорные и магистральные насосы работают последовательно.

При последовательном соединении насосов их характеристики Q-H складываются; при этом расход нефти в насосах один и тот же, а напоры суммируются: $Q_1 = Q_2 = Q$, $H_1 + H_2 = H$

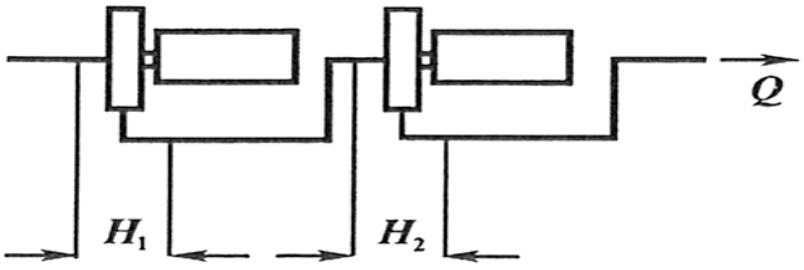


Рис. 2.5. Последовательное соединение насосов

В соответствии с этим принципом можно графически построить напорную характеристику последовательно работающих насосов.

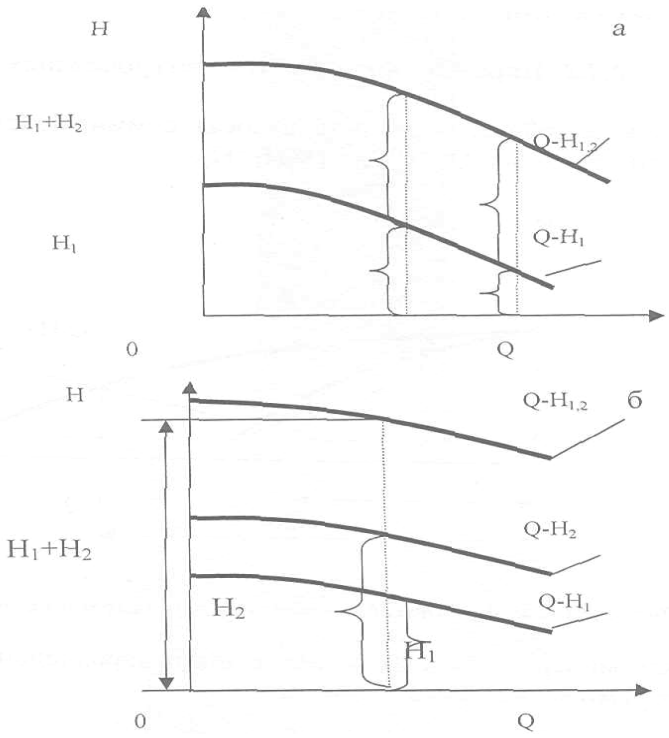


Рис. 2.6. Построение напорной характеристики последовательно работающих насосов
а – насосы с одинаковым напором; б – насосы с различными напорами.

Математическая модель паспортной характеристики может быть записана следующим образом

$$H_{H.C.} = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) \cdot Q^2$$

или

$$H_{H.C} = A_{H.C.} - B_{H.C.} \cdot Q^2, \qquad (2.31)$$

где $A_{H.C} = \sum_{i=1}^{n} a_i$;

$B_{H.C} = \sum_{i=1}^{n} b_i$;

для насосов с одинаковыми роторами

$$A_{H.C} = n \cdot a;\ B_{H.C} = n \cdot b.$$

КПД НС при последовательной работе n разнотипных насосов определяется формулой

$$\eta_{H.C} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{H_i}{\eta_i}}, \qquad (2.32)$$

где H_i – напор i-ого насоса при КПД – η_i

Для однотипных насосов $H_i = H_{H.C}$; $\eta_{H.C} = \eta_i = \eta$.

2.4.2. Параллельная работа центробежных насосов.

При параллельной работе, расходы в насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом один и тот же: $Q = Q_1 + Q_2$; $H = H_1 = H_2$.

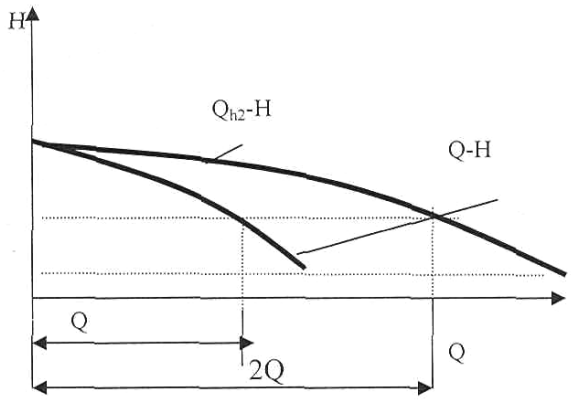


Рис. 2.7. Построение напорной характеристики параллельно работающих насосов

Математическая модель насосной станции для n параллельно работающих насосов с одинаковыми роторами может быть записана

$$H_{H.C} = A_{H.C} - B_{H.C}Q^2,$$

где $A_{H.C} = a$;

$$B_{H.C} = \frac{b}{n^2}.$$

В общем случае характеристика НС при параллельно включенных насосах имеет вид

$$Q = \sqrt{\frac{a_1 - H}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2 - H}{b_2}}. \qquad (2.33)$$

КПД насосной станции при параллельной работе n разнотипных насосов определяется формулой

$$\eta_{H.C} = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_i \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{H_i \cdot Q_i}{\eta_i}}. \qquad (2.34)$$

Для насосов с одинаковыми роторами: $H_i = H$; $\eta_{H.C} = \eta_i = \eta$; $Q_i = Q$.

На головных насосных станциях, как правило, работают последовательно один подпорный и n магистральных насосов. Поэтому математическая модель напорной характеристики ГНС имеет следующий вид

$$H_{ГНС} = A_{ГНС} - B_{ГНС}Q^2, \qquad (2.35)$$

где $A_{ГНС}$, $B_{ГНС}$ – коэффициенты математической модели суммарной напорной характеристики ГНС.

При использовании магистральных насосов с разными типами роторов

$$A_{ГНС} = a_{П} + \sum_{i=1}^{n} a_i ; \quad B_{ГНС} = b_{П} + \sum_{i=1}^{n} b_i . \tag{2.36}$$

При использовании магистральных насосов с одинаковыми типами роторов

$$A_{ГНС} = a_{П} + n \cdot a ;\ H_{H.C} = A_{H.C} - B_{H.C} Q^2 ;\ B_{ГНС} = b_{П} + n \cdot b , \tag{2.37}$$

где $a_{П}$ и $b_{П}$ – коэффициенты напорной характеристики подпорного насоса.

2.5. Изменение насосных характеристик

При выборе насосов для перекачки нефти может возникнуть необходимость в изменении гидравлических характеристик насосов. Как правило, эти изменения осуществляют путем замены рабочего колеса насоса рабочим колесом другого (большего или меньшего) диаметра, изменением числа оборотов рабочего колеса насоса, или перепуском части нефти из линии нагнетания в линию всасывания.

2.5.1. Изменение насосных характеристик изменением диаметра рабочего колеса.

При замене рабочего колеса центробежного нагнетателя характеристика Q-H насоса изменяется. Если первоначальный диаметр рабочего колеса был D_0, а характеристика имела вид $H = \varphi(Q)$, то после замены рабочего колеса на колесо с диаметром D_1, его характеристика будет иметь вид

$$H = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 f\left(Q\frac{D_1}{D_0}\right),$$

т. е. график характеристики Q-H насоса растягивается вдоль оси напоров в $\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2$ раз и вдоль оси расходов – в $\left(\frac{D_1}{D_0}\right)$ раз. В частности, если $H = a - bQ^2$, то после замены рабочего колеса, его рабочая характеристика будет иметь вид

$$H_1 = a\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 - b_1 Q^2 .$$

Исходя из теории подобия центробежных насосов, о том, что для небольших изменений внешнего диаметра рабочего колеса для пересчета характеристик насоса могут быть использованы приближенные формулы, которые похожи на формулы подобия

$$\frac{Q_1}{Q} = \frac{D_1}{D_0} = \varepsilon; \frac{H_1}{H} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 = \varepsilon^2; \frac{N_1}{N_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^3 = \varepsilon^3; \tag{2.38}$$

Используя формулы (2.22) и (2.38), можно определить диаметр обточенного колеса

$$D_1 = D_0\sqrt{\frac{H_1 + bQ_1^2}{a}}\,. \qquad (2.39)$$

После обточки колеса насоса, имея характеристику насоса с не обточенным колесом можно получить математическую модель напорной характеристики насоса с обточенным колесом

$$H_1 = a_1 - b_1 Q^{2-m}, \qquad (2.40)$$

где $b_1 = b$ и $a_1 = a\varepsilon^2 = a\left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2$.

В соответствии с РД 39-30-900-84, перерасчет характеристик нефтяных насосов, которые дают возможность определения не только внешнего диаметра рабочего колеса, но и учитывают конструктивные особенности насоса, можно определить параметры насоса следующим образом.

Для насосов с коэффициентом быстроходности:

n_S = 70...125 – используются формулы перерасчета (2.38);

n_S = 125...175

$$\frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{2,2} = \varepsilon^{2,2};\ \frac{Q_1}{Q} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{1,3} = \varepsilon^{1,3};$$

n_S = 175...230

$$\frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{2,35} = \varepsilon^{2,35};\ \frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^{1,85} = \varepsilon^{1,85}.$$

Таблица 2.4

Зависимость допустимой степени обточки рабочих колес нефтяных насосов от n_S.

Коэффициент быстроходности n_S	Допустимая степень обточки от диаметра колеса, %	Снижение КПД на каждые10 % обточки
70 – 125	20 – 15	1 – 1,5
125 – 175	15 – 11	1,5 – 2,5
175 – 220	11 – 5	2,5 – 3,5

2.5.2. Изменение насосных характеристик изменением числа оборотов ротора нагнетателя.

При изменении частоты вращения рабочего колеса центробежного нагнетателя характеристика Q-H насоса тоже изменяется. Если номинальная частота вращения ротора n_0 об./мин, а измененная частота вращения n_1 об./мин, то новая рабочая характеристика насоса имеет вид

$$H = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 \left(Q\frac{n_1}{n_0}\right),$$

т. е. график растягивается вдоль оси напоров в $\left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2$ раз, а вдоль оси расходов в $\left(\frac{n_1}{n_0}\right)$ раз. В частности, если характеристика насоса имела вид,

$$H = a - bQ^2,$$

то после изменения частоты вращения

$$H = a\left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 - b_1Q^2; a\left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2 = a_1; b_1 = b.$$

В соответствии с теорией подобия, основные параметры насоса можно пересчитать по следующим уравнениям:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{n_1}{n_0};\ \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^2;\ \frac{N_1}{N_0} = \left(\frac{n_1}{n_0}\right)^3 \qquad (2.41)$$

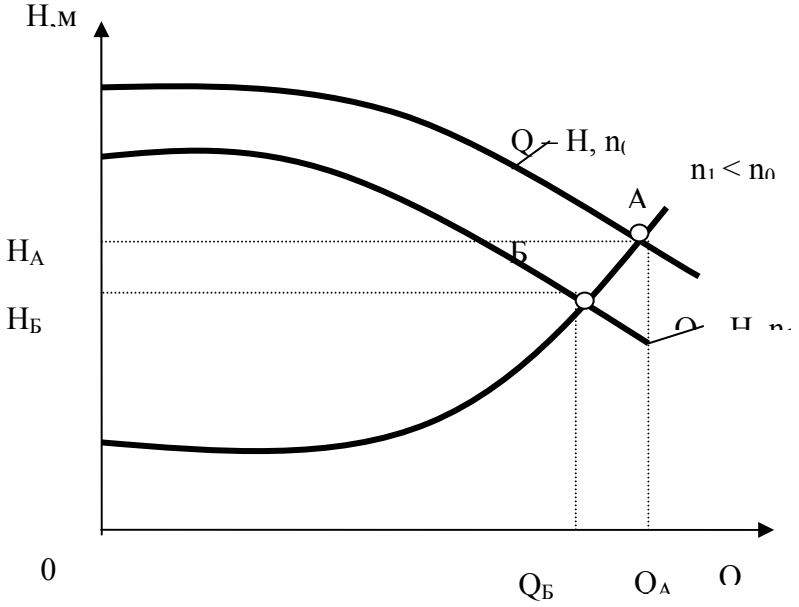


Рис.2.8. Изменение напорной характеристики
при изменении числа оборотов ротора нагнетателя

Изменение частоты вращения ротора насоса может производится:

– изменением частоты вращения вала привода;
– изменением частоты вращения вала насоса.

2.5.3. Изменение характеристик насоса методом байпасирования.

Характеристику центробежного нагнетателя можно изменить перепуска части нефти из линии нагнетателя байпасу обратно в линию всасывания. Обозначив через q_n расход нефти, возвращаемой из линии нагнетателя в линию всасывания, получим, что подача насоса увеличится и станет равной $Q + q_n$, а напор H уменьшится.

Тогда характеристика Q-H насоса может быть представлена в следующем виде

$$H = a - b(Q + q_n)^2 = (a - bq^2{}_n) - 2bq_nQ - bQ^2, \qquad (2.42)$$

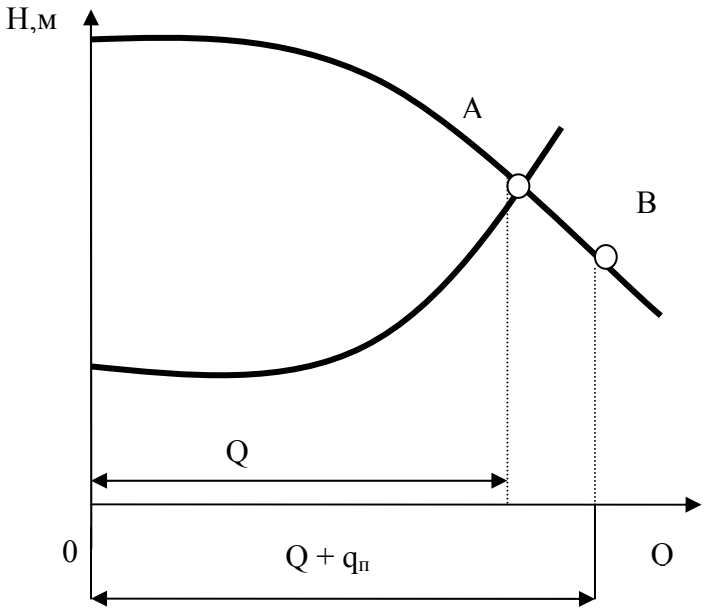


Рис. 2.9. Изменение характеристик насоса методом байпассирования

2.6. Пересчет характеристик центробежных насосов при изменении вязкости перекачиваемой жидкости

На заводах-изготовителях стенды приспособлены для испытания только на воде, в паспорте насоса указывают, как правило, характеристики по вязкости воды (ν = 0,01 см^2/с = 1·10^{-6} м^2/с = 1 Ст) при температуре 20 ^{o}C.

При перекачке вязких жидкостей напор и подача на режиме максимального КПД меньше, чем при работе на воде, вследствие возрастания потерь на трение.

Определить характеристику насоса, перекачивающего вязкий нефтепродукт, на основании теоретических методик нельзя, даже если известна его характеристика для воды. Поэтому для пересчета характеристик насосов используются эмпирические формулы и поправочные коэффициенты.

Существует несколько методик пересчета характеристик центробежных насосов с воды на вязкую нефть.

1. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкие нефтепродукты по методу М.О. Айзенштейна.

При постоянной частоте вращения вала насоса кривая *HQ* снижается так, что n_S на режиме максимального КПД остается постоянным, а при $Q = 0$, H (напор) остается приблизительно одинаковым.

$$\frac{\sqrt{Q_B}}{H_B^{3/4}} = \frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}}; \tag{2.43}$$

$$n_s = n \cdot 3.65 \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}},$$

где *QB* и *QH* – подача для воды и нефти.

Следовательно,

$$\frac{Q_B}{Q_H} = \left(\frac{H_B}{H_h} \right)^{3/2}, \tag{2.44}$$

где H_B и H_H – напор для воды и нефти.

Из зависимости (2.43) следует, что для вычислений, относящихся к режиму максимального КПД при перекачке вязкого нефтепродукта, необходим только опытный поправочный коэффициент для подачи и напора. Второй коэффициент можно определить с помощью уравнения (2.43).

На практике подачу, напор, КПД и допустимый кавитационный режим расчета насоса при работе на вязких жидкостях определяют с помощью поправочных коэффициентов $K_Q, K_{H,} K_\eta, K_{\Delta h}$

$$Q_H = K_Q \cdot Q_B; H_H = K_H \cdot H_B; \eta_H = K_\eta \cdot \eta_B; \Delta h_{д.н} = K_{\Delta h} \cdot \Delta h_{д.в}.$$

Поправочные коэффициенты $K_Q, K_{H,} K_\eta, K_{\Delta h}$ можно принять постоянными в диапазоне

$$Q = (0{,}8...1{,}1)\ Q_{опт}.$$

где $Q_{опт}$ – оптимальная подача насоса.

Значения поправочных коэффициентов определяют по графику (рис. 2.10) в зависимости от числа Re.

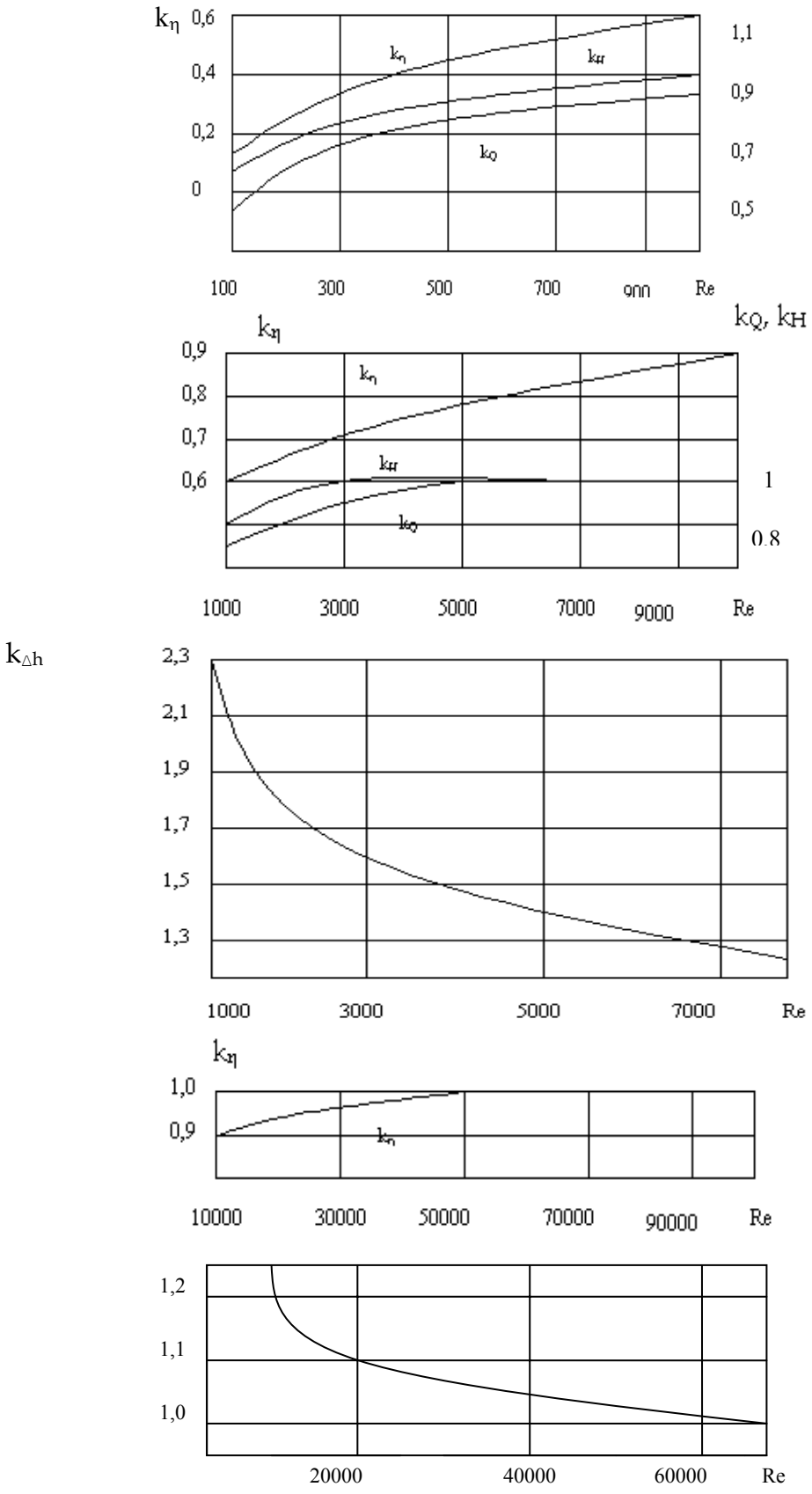


Рис. 2.10. Зависимость поправочных коэффициентов от *Re*

$$\mathrm{Re} = \frac{Q_{опт}}{D_{экв} \cdot \nu_t}, \qquad (2.45)$$

где v_t – коэффициент кинематической вязкости при температуре перекачиваемой жидкости;

$D_{экв} = 2\sqrt{D_H \cdot b \cdot \varphi}$,– эквивалентный диаметр рабочего колеса;

b – ширина лопатки рабочего колеса на наружном диаметре;

$\varphi = 0,9...0,95$ – коэффициент сжатия сечения каналов лопатки на выходе.

Число *Re* может быть определено по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{\sqrt[3]{Q_r^2 n}}{\nu_t},$$

а поправочные коэффициенты с использованием графика (рис. 2.11)

Из графиков видно, что при $Re > 7 \cdot 10^3$ коэффициенты $K_{Q,} K_H$ мало отличаются от 1, т. е. увеличение гидравлических потерь при пересчете с воды на нефть незначительно.

Коэффициент K_η при $Re > 7 \cdot 10^3$ существенно отличается от 1, что объясняется увеличением потерь на дисковое трение, и только при $Re > 5 \cdot 10^4$ – K_η соответствует 1.

2. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкие нефтепродукты по РД 39-30-990-84

В соответствии с РД 39-30-990-84 “Методика расчета напорных характеристик и пересчета параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости”, рабочую зону напорной характеристики пересчитать следующим образом.

а) Определяют число *Re* для потока перекачиваемой жидкости по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{n \cdot D_0^2}{\nu_t}$$

где n – частота вращения ротора насоса, об./с;

D_0 – наружный диаметр рабочего колеса, м;

v_t – коэффициент кинематической вязкости, м^2/с.

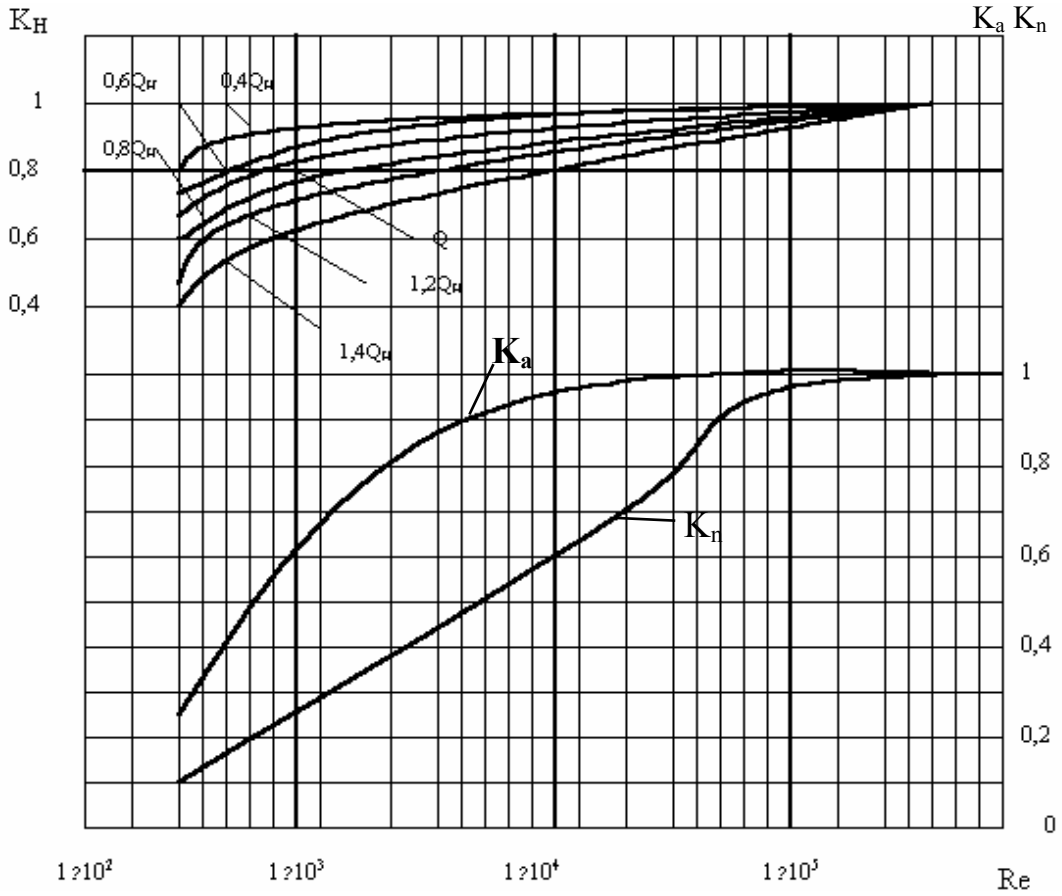


Рис 2.11. Графические зависимости коэффициентов пересчета подачи K_Q , КПД и напора – K_H в функции от числа Рейнольдса *Re*

б) Определяют переходное число Re_n, в зависимости от n_S

$$n_S = 3{,}65n\frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}},$$

где n – скорость оборотов вала насоса, об./мин;

Q_H – номинальная подача насоса, м3/с;

H_H – номинальный напор насоса, м.

Для насосов с двухсторонним подводом жидкости для расчета Q принимают наполовину ниже подачи насоса

$$\mathrm{Re}_П = 3{,}16\cdot 10^5 \cdot n_S^{-0{,}305} \qquad (2.46)$$

из которой затем находится критическое значение коэффициента вязкости.

$$\nu_П = \frac{n\cdot D^2}{\mathrm{Re}_П} = \frac{n\cdot D^2}{3{,}16\cdot 10^5} n_S^{0{,}305}; \qquad (2.47)$$

$$\nu_\eta = \frac{n\cdot D^2}{\mathrm{Re}_\eta}. \qquad (2.48)$$

Если число *Re* для насоса меньше $Re_П$ ($Re < Re_П$) то пересчету подлежат как напорная, так и энергетическая характеристики насоса

$$H_H = H_B\left(1 - \alpha_П \lg\frac{\mathrm{Re}_h}{\mathrm{Re}}\right); \tag{2.49}$$

$$Q_H = Q_B\left(\frac{H_H}{H_B}\right)^{1,5}; \tag{2.50}$$

$$\eta_H = \eta\left(1 - \alpha_\eta \lg\frac{\mathrm{Re}_\eta}{\mathrm{Re}}\right), \tag{2.51}$$

где $\alpha_П$ – коэффициент математической модели для пересчета напорной характеристики насоса ($\alpha_П = 0{,}128$);

α_η – коэффициент математической модели для пересчета КПД.

Значения Re_H, Re_η, α_η определяют по графику (рис. 2.12) в зависимости от n_s

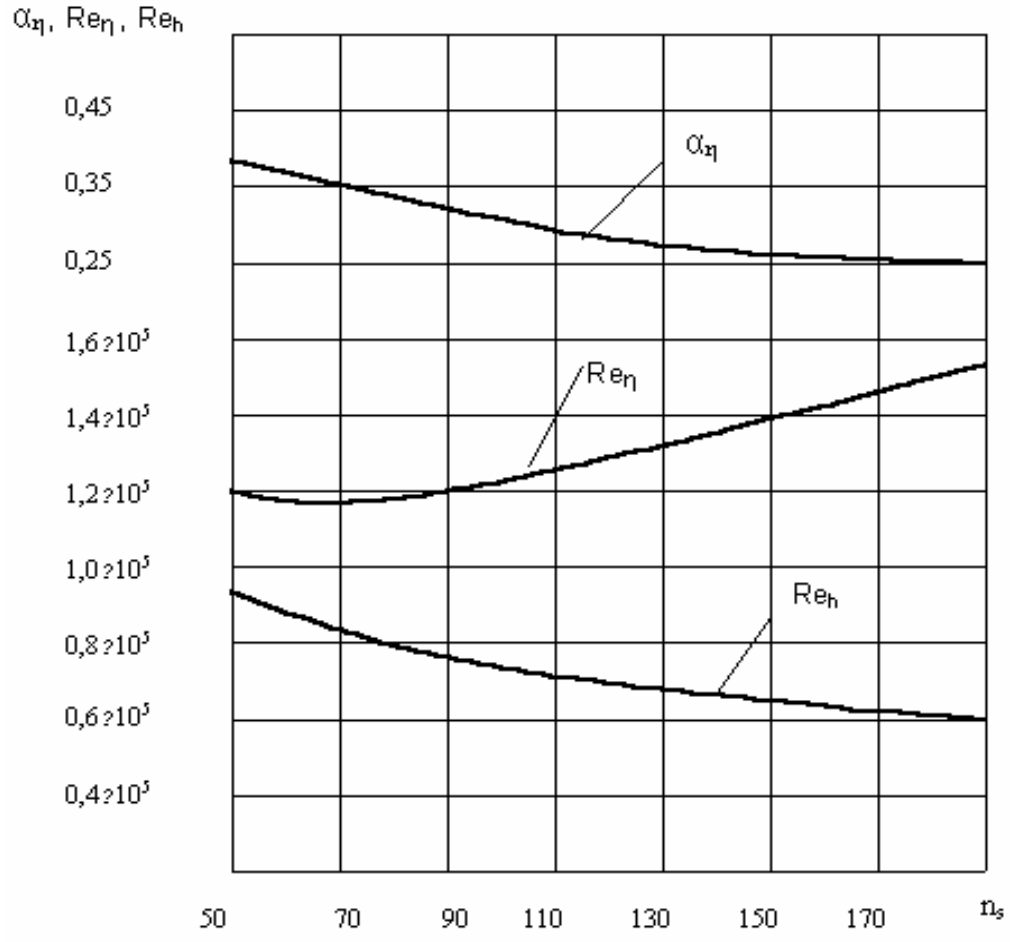


Рис. 2.12. Коэффициенты для перерасчета характеристик нефтяных насосов

2.7. Кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя

Конструкция рабочего колеса насоса или вентилятора представляет собой систему лопаток (аэродинамических профилей), заканчивающихся острой кромкой. Профили закреплены между двумя дисками, один из которых насажен на вал, соединенный с валом электродвигателя. При вращении колеса каждая лопатка вследствие циркулярного обтекания, взаимодействуя с потоком, вызывает появление реакции, равной по величине подъемной силе.

Выделим сечение между двумя соседними лопатками и рассмотрим течение жидкости в нем (рис. 2.13).

Энергия, передаваемая потоку рабочим колесом, определяется значением абсолютных *c*, относительных *w* и окружных *u* скоростей при входе выходе из межлопастного пространства.

Абсолютная скорость c – это скорость движения потока относительно неподвижного корпуса нагнетателя. Абсолютная скорость равна сумме относительной *w* и переносной (окружной) *u* скоростей.

$$\bar{c} = \bar{w} + \bar{u},$$

Относительная скорость w – это скорость движения потока относительно вращающегося рабочего колеса. Вектор ее направлен по касательной к лопатке, т. е. вдоль линии тока.

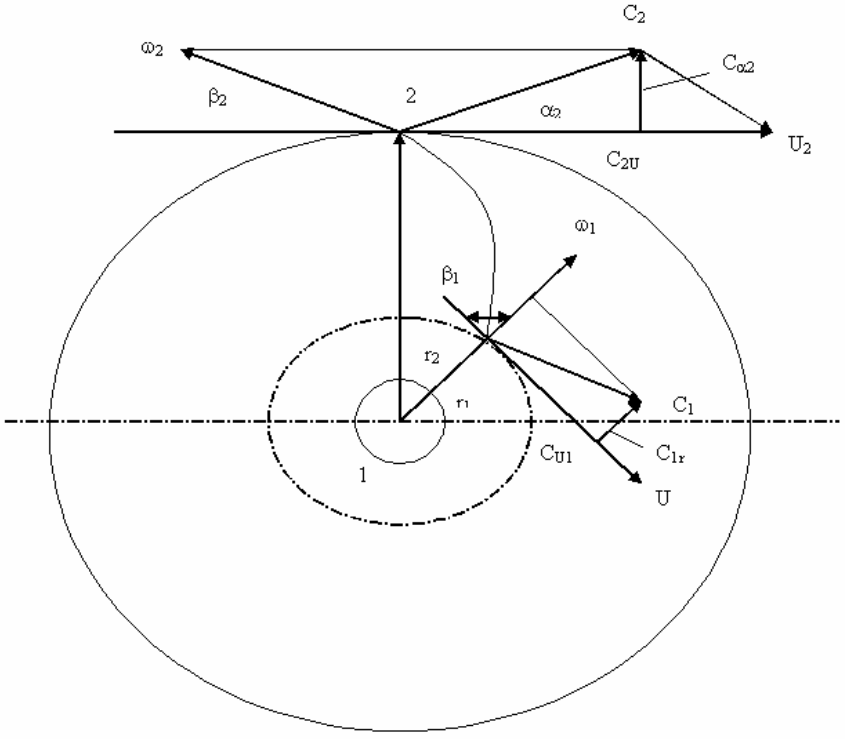


Рис. 2.13. Кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя

Вектор окружной скорости u, направленный по касательной к данной точке рабочего колеса радиусом r в сторону вращения рабочего колеса, вращающегося с угловой скоростью w_0 равен:

$$u = w_0 r.$$

Векторы окружной и абсолютной скоростей образуют угол α; вектор относительной скорости с обратным направлением скорости – угол β.

Пусть на входе в рабочее колесо *1* имеются окружная скорость u_1, относительная скорость w_1, и абсолютная скорость c_1. Направление скорости w_1 определяется углом β_1, который называется углом входа. На выходе из рабочего колеса *2* имеем соответственно скорости u_2, w_2, c_2. Направление скорости w_2 определятся углом β_2.

Таким образом, на входе и выходе из рабочего колеса получаем треугольники скоростей, показанных на рис. 2.14.

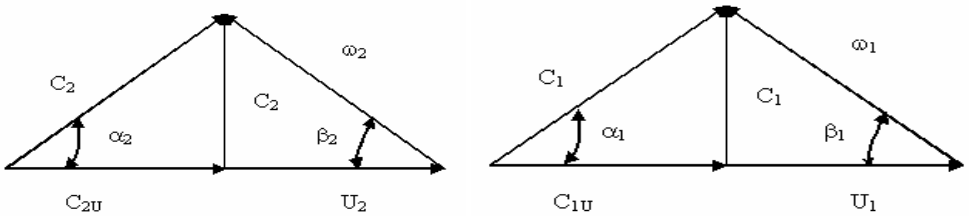


Рис. 2.14. Треугольники скоростей

Как видно из рис. 2.14, абсолютную скорость потока можно разложить на радиальную (расходную) составляющую, равную $c_r = c_{sin\alpha}$ и окружную составляющую $c_u = c_{cos\alpha}$ называемую скоростью закручивания.

2.8. Уравнение Эйлера для работы лопастного колеса

Для определения суммарного момента реакции лопаток рабочего колеса при взаимодействии их с потоком жидкости необходимо воспользоваться теоремой об изменении момента количества движения. Согласно этой теореме при установившемся движении изменение момента количества движения потока жидкости, проходящее через рабочее колесо нагнетателя в единицу времени, равно моменту сил реакции лопаток.

Применяя данную теорему к движению жидкости через рабочее колесо нагнетателя, допустим, что это движение установившееся, струйное, без гидравлических потерь. Рассмотрим изменение момента количества движения массы жидкости за 1 с.

При этом масса участвующей в движении жидкости составит

$$m = \rho Q \qquad (2.52)$$

где ρ – плотность жидкости,

Q –подача нагнетателя.

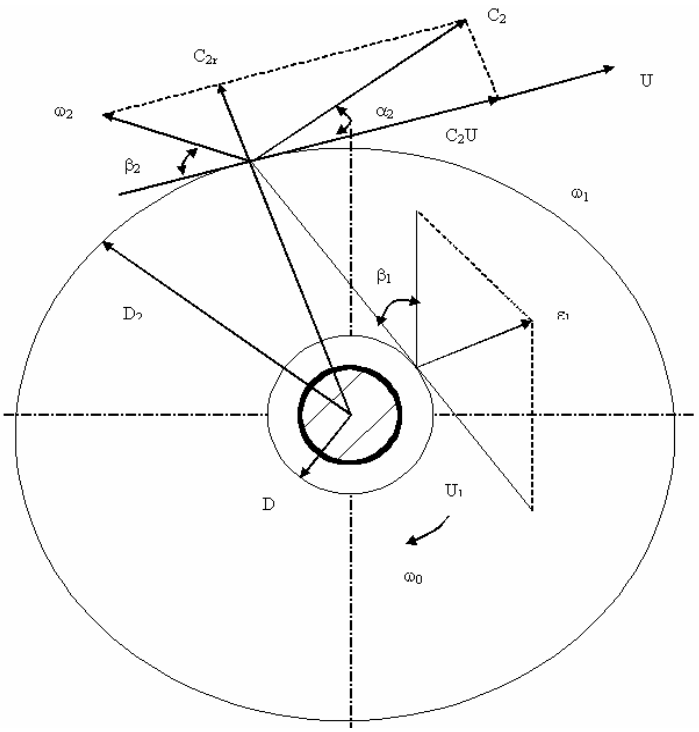


Рис. 2.15. Кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя

Момент количества движения относительно оси рабочего колеса во входном сечении при скорости движения в этом сечении C_1

$$M_1 = \rho\, Q\, c_1\, r_1.$$

Момент количества движения на выходе из рабочего колеса

$$M_2 = \rho\, Q\, c_2\, r_2,$$

где r_1 и r_2 – расстояния от оси колеса до вектора входной и выходной скоростей

Сумма моментов сил

$$\sum M_c = M_2 - M_1 = \rho Q\left(c_2 r_2 - c_1 r_1\right).$$

Так как $$r_1 = \frac{D_1}{2}\cos\alpha_1$$

а, $$r_2 = \frac{D_2}{2}\cos\alpha_2,$$

то $$\sum M_c = \rho Q\left(c_2 \frac{D_2}{2}\cos\alpha_2 - c_1 \frac{D_1}{2}\cos\alpha_1\right). \qquad (2.53)$$

На массу жидкости, заполняющую межлопасные каналы рабочего колеса, действуют 4 группы внешних сил: сила тяжести, силы давления в сечениях (входа-выхода), динамические силы (центробежные силы) со стороны рабочего колеса и силы трения жидкости на обтекаемых поверхностях

$$\sum M_c = M_G + M_P + M_F + M_K.$$

Момент силы тяжести всегда равен 0, так как плечо этих сил равно 0 (они проходят через ось вращения колеса). Момент сил давления в расчетных сечениях по той же причине 0. А поскольку силами трения пренебрегают, то момент сил трения равен 0. Следовательно, момент всех внешних сил относительно оси вращения колеса сводится к моменту динамического взаимодействия рабочего колеса на протекающую через него жидкость, т. е.

$$\sum M_c = M_K . \tag{2.54}$$

Известно, что мощность, передаваемая жидкости рабочим колесом, т. е. произведение M_K на окружную скорость равна произведению расхода на теоретическое давление $P_т$, создаваемое нагнетателем

$$M_{W0} = QP_T . \tag{2.55}$$

Следовательно, уравнение (2.53) с учетом выражений (2.54) и (2.55) будет иметь вид

$$QP_T = w_0 \rho Q\left(c_2 \frac{D_2}{2}\cos\alpha_2 - c_1 \frac{D_1}{2}\cos\alpha_1 \right). \tag{2.56}$$

Известно, что окружные скорости $u1$ и $u2$ можно представить в виде

$$u_1 = w_0 \frac{D_1}{2}; u_2 = w_0 \frac{D_2}{2}, \tag{2.57}$$

из этого следует

$$\frac{D_1}{2} = \frac{u_1}{w_0}; \frac{D_2}{2} = \frac{u_2}{w_0}.$$

Подставив эти выражение в формулы (2.56) и (2.57) и разделив его на Q, получим

$$P_T = \rho\left(c_2 u_2 \cos\alpha_2 - c_1 u_1 \cos\alpha_1 \right) \tag{2.58}$$

или с учетом того, что $H = \dfrac{P}{\rho g}$ или $P = \rho g H$, уравнение (2.58) примет вид

$$H_T = \frac{\rho\left(c_2 u_2 \cos\alpha_2 - c_1 u_1 \cos\alpha_1 \right)}{g} = \frac{u_2 c_{u2} - u_1 c_{u1}}{g}. \tag{2.59}$$

Зависимость (2.59) называют основным уравнением лопастных нагнетателей или уравнением Эйлера.

Уравнения (2.58) и (2.59) выведены из условия пренебрежения силами трения и учетом того, что рабочее колесо имеет бесконечное число тонких лопаток ($z = \infty$).

Известно, что в рабочие колеса большинства центробежных нагнетателей жидкость поступает радиально ($\alpha = 90^0$, следовательно, $c_1 = 0$) поэтому уравнение (2.58) и (2.59) можно записать в виде

$$P_T = \rho u_2 c_{u2} \cos\alpha_2 = \rho c_{2u}; \tag{2.60}$$

$$H_T = \frac{u_2 c_{u2}}{g}. \tag{2.61}$$

Для осевых нагнетателей в силу того, что переносные (окружные) скорости на входе и выходе одинаковы уравнение (2.59) имеет вид

$$H_T = \frac{u(c_{u2} - c_{u1})}{g}. \tag{2.62}$$

Основное уравнение лопастного нагнетателя показывает, что теоретическое давление и напор, тем больше, чем больше окружная скорость на внешней окружности рабочего колеса

$$u = \pi D_2 n,$$

т. е. чем больше его диаметр, частота вращения и угол β_2.

2.9. Влияние угла (β_2) выхода потока на напор нагнетателя

Угол выхода потока β_2 зависит от формы лопаток. Существуют три вида лопаток: загнутые (по ходу вращения) назад; с радиальным выходом; загнутые вперед.

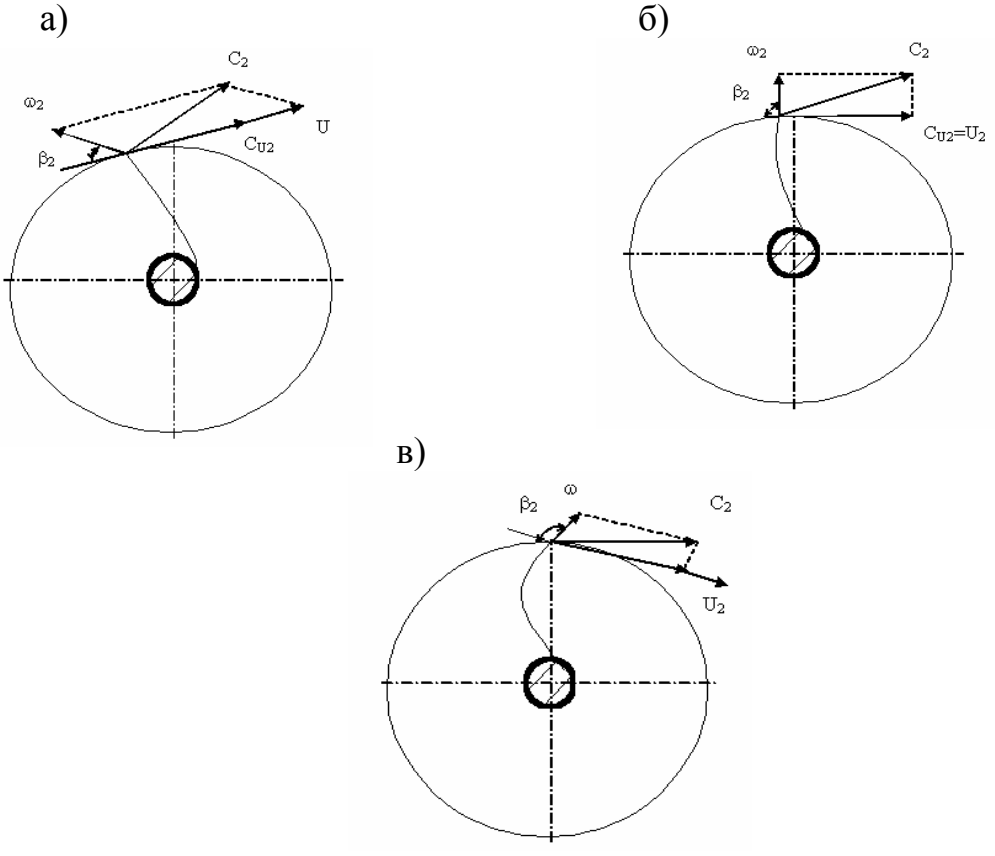


Рис. 2.16. Зависимость угла выходы от формы лопаток

При равных геометрических размерах колес и постоянном значении u_2 с возрастанием β_2 увеличивается окружная составляющая абсолютной скорости c_w. Следовательно, с увеличением β_2 напор насоса увеличивается и у рабочего колеса с лопатками, загнутыми вперед, он будет наибольшим. Однако в практике насосостроения чаще используют рабочие колеса с лопатками, загнутыми назад. Это объясняется следующими причинами:

1. Основным назначением нагнетателей является создание статистического напора, а колеса с лопатками загнутыми вперед обладают малым коэффициентом статического напора ($k_c < 0{,}5$). У рабочих колес с радиальными лопатками $k_c = 0{,}5$, а с лопатками, загнутыми назад, ($k_c > 0{,}5$), ($k = \frac{H_c}{H}$).

Основное увеличение напора у них происходит за счет возрастания динамической составляющей скорости (c_2).

2. Лопатки, загнутые назад, с гидродинамической точки зрения более удобнообтекаемые при переменном режиме работы нагнетателей, диапазон скоростей безотрывного обтекания значительно шире. Следовательно, гидравлические потери при движении жидкой среды по каналам будут меньше, а КПД насоса выше. Обычно принимают следующие значения углов входа и выхода для лопаток, загнутых назад:

$$\beta_1 = 14 - 25^0$$
$$\beta_2 = 15 - 40^0$$

Действительное давление и напор, развиваемый нагнетателем, меньше теоретических. Давление, развиваемое нагнетателем, уменьшается главным образом из-за того, что при конечном числе лопастей рабочего колеса не все частицы жидкости отклоняются равномерно, вследствие чего уменьшается абсолютная скорость (c_2). Влияние конечного числа лопастей учитывается введением поправочного коэффициента K,

$$K = \frac{1}{1 + \frac{3{,}6}{Z} \frac{\sin\beta_2}{1 - \left(\frac{r_1}{r_2}\right)^2}}, \qquad (2.63)$$

где Z – число лопастей (6 – 12), характеризующего уменьшение величины c_{u2}.

Кроме того, часть энергии расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений, которые учитываются гидравлическим КПД

$$\eta_2 = \frac{H}{H_T};\ (\eta_2 = 0{,}8 - 0{,}95). \qquad (2.64)$$

С учетом этих поправок полное давление

$$P = K\eta_2 u_2 c_{2u}. \tag{2.65}$$

Полный напор

$$P = K\eta_2 \frac{u_2 c_{2u}}{g}. \tag{2.66}$$

Угол α_2 принимают обычно в пределах 8 – 14 ^{0}.

Полное давление (напор) можно выразить в виде зависимости от абсолютной, переносной и относительной скоростей потока. Для этого еще раз воспользуемся треугольником скоростей (см. рис. 2.14).

Согласно теореме косинусов имеем

$$W_1 = U_1^2 + C_1^2 - 2U_1 C_1 \cos\alpha_1; \tag{2.67}$$

$$W_2^2 = U_2^2 + C_2^2 - 2U_2 C_2 \cos\alpha_2$$

и подставив в уравнение (2.69), вместо значения

$$2U_1 C_1 \cos\alpha_1 = U_1^2 + C_1^2 - W_1^2;$$

$$2U_2 C_2 \cos\alpha_2 = U_2^2 + C_2^2 - W_2^2,$$

получим

$$P_T = \frac{\rho}{2}(C_2^2 - C_1^2) + \frac{\rho}{2} - \frac{\rho}{2}(W_2^2 - W_1^2). \tag{2.68}$$

Из уравнения видно, что давление, создаваемое нагнетателем, складывается из прироста кинетической энергии абсолютного движения, повышения статического давления от работы центробежных сил и преобразования кинетической энергии относительного движения в межлопастных каналах.

Отношение скорости закручивания к окружной скорости называется *коэффициентом закручивания* φ

$$\varphi_1 = \frac{C_{1U}}{U_1}; \varphi_2 = \frac{C_{2U}}{U_2}.$$

Отношение полного давления P_T к динамическому $P_d = \frac{U_2^2 \cdot \rho}{2}$, где скорость потока равна окружной скорости U_2, получило название коэффициента полного давления

$$\psi = \frac{P_T}{P_d} = \frac{\rho U_2 C_{2U}}{U_2^2 \rho / 2} = \frac{2C_{2U}}{U_2}.$$

Коэффициент давления находят опытным путем.

2.10. Контроль работоспособности насосных агрегатов

Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при проведении диагностических контролей (оперативного, планового, непланового) по параметрическим и вибро-акустическим критериям, а также по техническому состоянию отдельных узлов и деталей, оцениваемому при выводе насосов из эксплуатации.

Для проведения диагностических контролей используется виброаппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации, шумомеры с возможностью измерения октавных составляющих, приборы, позволяющие определять техническое состояние подшипников качения или аналогичные им, но с большими функциональными возможностями отечественного или зарубежного производства.

Средства контроля вибрации и методы вибродиагностики должны обеспечивать решение следующих задач:

– своевременного обнаружения возникающих дефектов составных частей оборудования и предотвращения его аварийных отказов;

– определения объема ремонтных работ и рационального их планирования;

– корректировки значений межремонтных интервалов и прогнозирования остаточного ресурса составных частей оборудования по его фактическому техническому состоянию;

– проверки работоспособности оборудования после монтажа, модернизации и ремонта, определения оптимальных режимов работы оборудования.

Все магистральные и подпорные насосные агрегаты должны быть оснащены контрольно-сигнальной виброапаратурой (КСА) с возможностью контроля текущих параметров вибрации, автоматической предупредительной сигнализацией и автоматическим отключением при предельно допустимом значении вибрации.

До установки контрольно-сигнальных средств контроль и измерение величины вибрации осуществляются портативными (переносными) средствами виброметрии, которые должны быть на каждой НПС. Контроль уровня вибрации вспомогательных насосов – насосов откачки утечек, маслонасосов, насосов систем водоснабжения и отопления и др. должен осуществляться с помощью переносной аппаратуры.

Датчики контрольно-сигнальной виброаппаратуры устанавливаются обязательно на подшипниковой опоре магистрального и горизонтального подпорного насосов для контроля вибрации в вертикальном направлении.

Для вертикальных подпорных насосов датчики устанавливаются на корпусе опорно-упорного подшипникового узла насоса для контроля вибрации в вертикальном (осевом) и горизонтально-поперечном направлениях.

При наличии многоканальной виброаппаратуры рекомендуется дополнительно устанавливать датчики для контроля вибрации в горизонтально-поперечном и осевом направлениях каждого подшипникового узла.

Вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации измеряются на уровне оси насоса против середины длины опорного вкладыша.

Вибрация всех элементов крепления насоса к фундаменту измеряется и контролируется в вертикальном направлении.

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосы со встроенными подшипниками), вибрация измеряется как можно ближе к оси вращения ротора.

При определении шумовых характеристик измеряются в соответствии с ГОСТ 23941 уровень запуска L_A, дБ, в контрольных точках; уровень звукового давления L_i, дБ, в октавных полосах частот (от 31,5 до 8000 Гц) в контрольных точках.

Таблица 2.5

Нормы вибрации магистральных и подпорных насосов

Среднее квадратическое значение виброскорости, $мм^2/с$	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно необходимо улучшение.	Ограниченная
Свыше 4,5 до 7,1 (для режимов, отличных от номинального)	Удовлетворительно	Длительная
Свыше 7,1 до 11,2 (для режимов, отличных от номинального)	Удовлетворительно необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 11,2	Недопустимо	Недопустимо

Примечание. При режимах перекачки, отличных от номинального, и интенсивности насоса при этом свыше 7,1 до 11,2 мм/с длительность эксплуатации магистральных и подпорных насосов ограничивается до замены рабочих колес насосов на колеса соответствующей подачи.

Таблица 2.6

Предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации насосов вспомогательного оборудования.

Высота оси вращения ротора, мм	Среднее квадратическое значение виброскорости, $мм^2/с$
До 80	1,8
От 80 до 132	2,8
От 132 до 225	4,5
Свыше 225	7,1

Приборы, применяемые для измерения шумовых характеристик, число точек измерения и измерительные расстояния определяются ГОСТ 12.1.028., технической документацией на конкретный шумомер и условиями эксплуатации диагностируемого оборудования.

При определении шумовых характеристик (базовых и текущих), должны соблюдаться одинаковые условия измерений (режим работы и количество работающего оборудования, режим работы вентиляционного оборудования и т. д.)

При измерении шумовых характеристик во взрывоопасных зонах следует применять приборы соответствующего исполнения, либо соблюдать условия безопасного проведения работ, допускающие применение приборов в обычном исполнении.

Допустимые уровни вибрации (нормы) приведены в табл. 2.5 и 2.6.

По результатам диагностических контролей принимается решение о выводе насосов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или их дальнейшей эксплуатации.

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекций.

Лекция 1

- общие сведения о насосах;
- основные параметры работы центробежных насосов;
- характеристика лопастных насосов;
- последовательное соединение насосов;
- параллельное соединение насосов.

Лекция 2

– изменение насосных характеристик;

– изменение характеристик насоса изменением диаметра рабочего колеса;

– изменение характеристик насоса изменением числа оборотов ротора нагнетателя;

– изменение характеристик насоса методом байпасирования;

– пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкие нефтепродукты;

– пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкие нефтепродукты по РД 39-30-990-84.

Лекция 3

– кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя;

– уравнение Эйлера для работы лопастного насоса;

– влияние угла (β_2) выхода потока на напор нагнетателя;

– контроль работоспособности насосных агрегатов.

3.2. Задания для лабораторных работ

Лабораторная работа №1
“Изучение конструкции динамического (центробежного) насоса”

Цель работы.

– изучение конструкции динамических нагнетателей.

Основные сведения.

Нагнетателями называются гидравлические машины, в которых механическая энергия приводного двигателя преобразуется в энергию перемещаемой жидкости.

Нагнетатели делятся на объемные и лопастные. Центробежные нагнетатели, наряду с вихревыми и осевыми, принадлежат к лопастным нагнетателям, общим признаком которых является способ преобразования энергии двигателя перемещаемой жидкости. Если в объемных нагнетателях жидкости сообщается энергия давления непосредственно рабочим органом (вытеснителем) путем сжатия ее и вытеснения из рабочего объема, то в лопастных нагнетателях рабочий орган (рабочее колесо) сообщает жидкости кинетическую энергию, превращаемую затем в специальных устройствах (например, спиральных камерах) в энергию давления.

Центробежные насосы

Основным рабочим элементом центробежного нагнетателя (рис. 2.17) является рабочее колесо 1 с лопатками 6, установленные на валу внутри неподвижного корпуса 3 спиральной формы.

Рабочее колесо 8 (рис. 2.18) состоит из двух фасонных дисков переднего 15 (со стороны всасывания), заднего 10 и лопаток, расположенных между дисками и чаще всего изогнутых в сторону, противоположную направлению вращения колеса (обычно 5 – 7 шт.). Диск 10 имеет ступицу для посадки колеса на вал 5. Вал служит для передачи крутящего момента от вала двигателя.

Корпус 2 нагнетателя (рис. 2.17) соединен патрубками со всасывающим 5 и нагнетательным 7 трубопроводами.

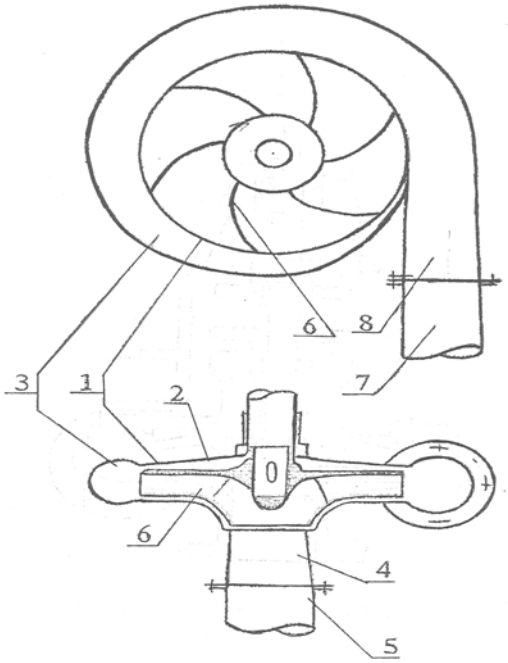


Рис. 2.17. Принципиальная схема центробежного насоса

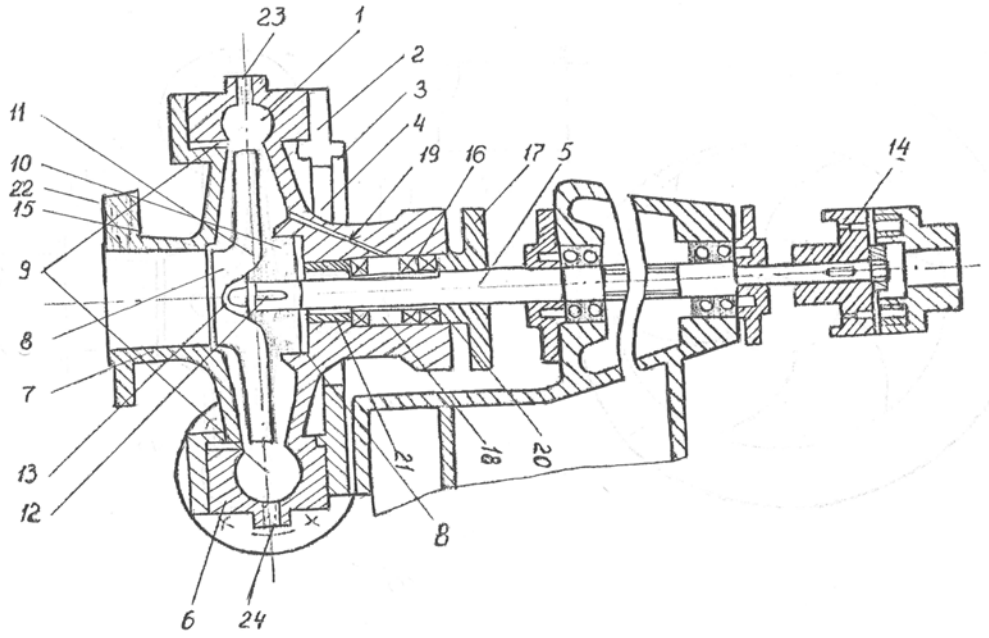


Рис. 2.18. Конструкция центробежного насоса 2К-6

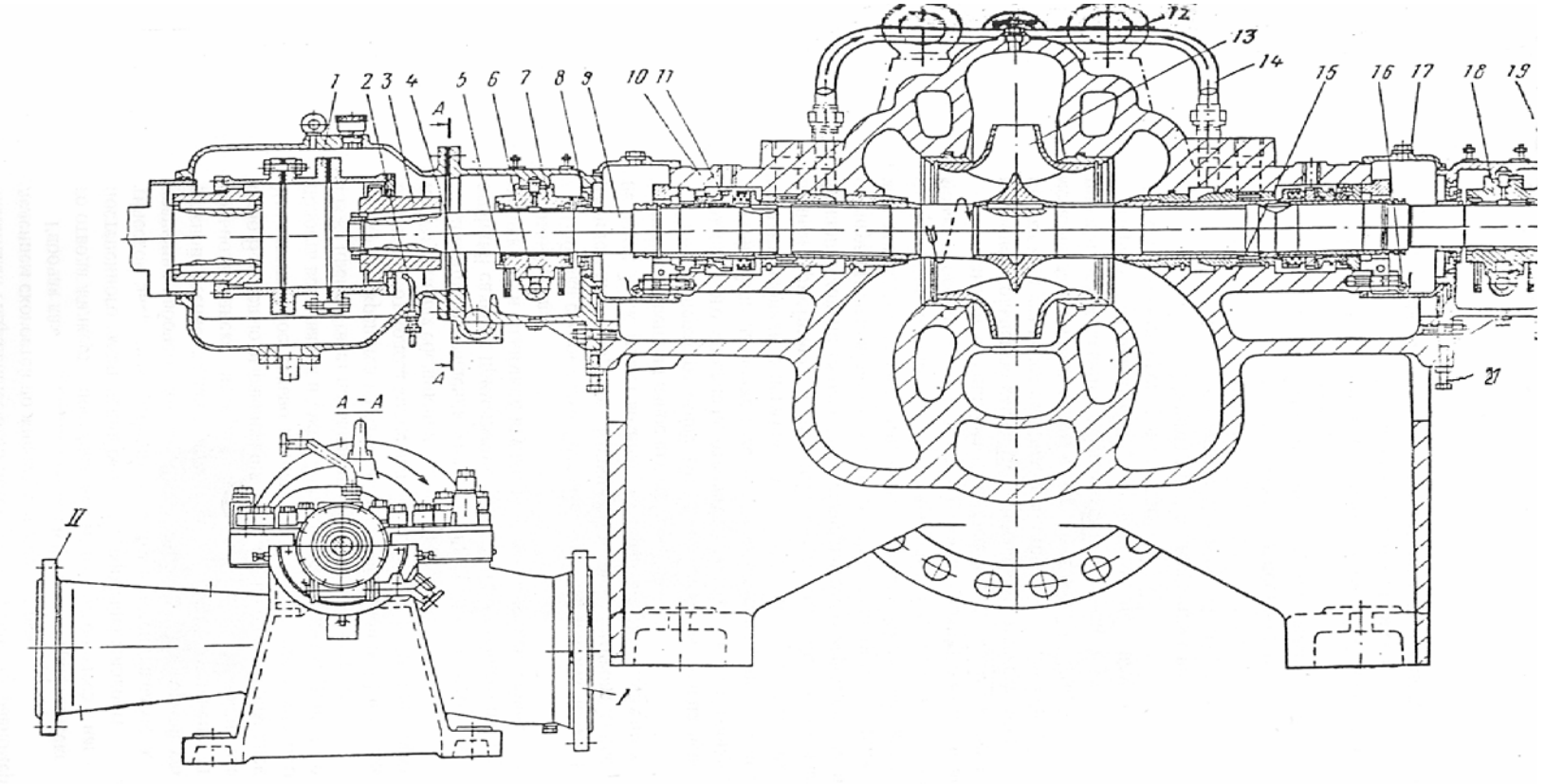


Рис.2.19. Продольный разрез насоса 24НД-14х1

Фланцы:I – входного, II – напорного патрубков

1 – проставок; 2 – маслоподающая трубка; 3 – зубчатая муфта; 4 - маслоотводящая труба; 5 – кольца; 6 – маслоподводящая трубка; 7, 18 - подшипники скольжения; 8, 20 – корпуса подшипников; 11 – торцевое уплотнение; 13 – рабочее колесо; 14 – труба отвода пере5ачиваемой жидкости; 16 – труба отвода жидкости; 17 – камера; 19 – радиально-упорные шарикоподшипники; 21 – болты.

Всасывающий патрубок 7 (рис. 2.18), являющийся конструктивной частью передней крышки корпуса, обеспечивает вход жидкости во всасывающее отверстие колеса с минимальными гидравлическими потерями на трение и с равномерным, симметричным распределением скоростей по живому сечению потока.

Рабочая камера 9, выполняемая в форме логарифмической спирали, служит для плавного отвода жидкости, поступающей из рабочего колеса в нагнетательный трубопровод и для постепенного уменьшения скорости движения жидкости с целью преобразования ее кинетической энергии за рабочим колесом в потенциальную энергию давления. Направление вращения рабочего колеса определяется именно формой улитки рабочей камеры. На наружной стенке заднего диска может быть выполнено уплотняющее цилиндрическое кольцо, а в диске – несколько отверстий 11, соединяющих всасывающую полость 8 с полостью В, с целью выравнивания давлений по обе стороны диска и уменьшения осевой силы. Уплотнительное кольцо препятствует перетеканию жидкости из полости нагнетания 9 в полость всасывания и таким образом служит для улучшения объемного КПД нагнетателя, а также препятствует повышению давления в полости В.

Колеса крепятся на валу посредством шпонок 12 и установочных гаек 13. На противоположном от колеса конце вала имеется или шкив, или упруго-пальцевая 14, или зубчатая полумуфта для соединения с валом двигателя.

Для предотвращения утечек жидкости из нагнетателя пользуются сальниками. Простейший сальник применяется в нагнетателях общего назначения и состоит из эластичной набивки 16 и нажимной втулки 17, прижимающей набивку к поверхности корпуса и втулки (гильзы) вала.

Набивка состоит из асбестовых или текстильных колец, пропитываемых графитом, парафином или неопреном. Кольца могут быть армированы проволокой. Обычное число 4, но не более 7, т. к. может возникнуть неравномерный прижим колец к втулке 20 вала, что повлечет повышенный износ втулки.

При температуре выше 105 ^{0}С текстильные кольца чередуются с кольцами из антифрикционного материала, отводящие тепло от вала к корпусу, снабжаемому водяной рубашкой. Если давление всасывания ниже атмосферного или если необходимо исключить контакт набивки с абразивными частицами перекачиваемой жидкости, или необходима полная герметизация нагнетателя, в середине набивки устанавливается специальное полое фонарное кольцо 18 (фонарь) с радиальными отверстиями, во внутрь к которому подводится заградительный поток жидкости 19 из полости нагнетания.

Нажимная втулка также может охлаждаться водой, отводимой в дренаж. Шнуровая сальниковая набивка складывается отдельными кольцами, а не наматывается спирально на вал, в противном случае жидкость может просочиться по виткам получившейся спиральной канавки.

У малых и средних нагнетателей вода для охлаждения сальника к грандбуксе 21, имеющей кольцевую канавку с радиальными отверстиями подается вовнутрь. Грандбукса – втулка корпуса перед сальником со стороны всасывания, обычно выполняется из цветного металла, зазор между валом и грандбуксой 0,2 – 0,3 мм. У нагнетателей, в которых заградительный поток подается к фонарю сальника, грандбукса кольцом не снабжается (рис. 2.18).

Наряду с сальниковыми уплотнениями, используются торцевые уплотнения, обладающие следующими преимуществами:

1. Минимальными утечками и минимальными потерями мощности.
2. Автоматической работой, не требующей специального ухода и регулировки.
3. Малой чувствительностью к боковым смещениям и биениям вала, работоспособностью при высоких окружных скоростях (свыше 40 м/с).
4. Возможностью работы в любой среде при высоких термических и механических нагрузках, при соответствующем подборе трущихся пар.

В торцевых уплотнениях уплотняющая поверхность располагается в плоскости, перпендикулярной к оси вращения вала. Уплотнение осуществляется между неподвижной 2 и вращающейся 1 деталями, которые прижимаются друг к другу пружиной 8. Подвижный в осевом направлении элемент имеет вклейку из графита пли бронзы на эпоксидной смоле.

Для снижения перетечек жидкости из области повышенного давления в область пониженного (в частности из полости набегания в полость всасывания), применяются уплотнительные кольца 15, образующие между колесом и корпусом зазор прямой, ступенчатой или лабиринтной формы (рис. 2.18). Кольца защищают корпус и колесо от износа и могут являться сменными деталями.

Для присоединения манометра и вакуумметра в напорном и всасывающем патрубках (рис. 2.18) часто выполняются резьбовые отверстия 22. В верхней части корпуса имеются отверстия 23 для заливки, краники для выпуска воздуха при заполнении нагнетателя жидкостью. В нижней части – для слива остатка воды 24.

Для малых нагнетателей в качестве радиальных опор применяются шарико- и роликоподшипники. При больших окружных скоростях их работоспсобность резко снижается, и в таких случаях используются подшипники скольжения с принудительной смазкой. Между колесом и корпусом оставляется небольшой зазор (до 0,25 мм).

Центробежные насосы не обладают самовсасывающей способностью, т. е. способностью при пуске засасывать жидкость без предварительного заполнения всасывающей линии трубопровода. 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, и обычно ее выражают в $м^3/с$ или $м^3/ч$. Производительность нагнетателя измеряется расходомером. устанавливаемым в напорной линии испытуемого нагнетателя.

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

Напор измеряют высотой столба перекачиваемой жидкости.

Конструктивные разновидности нагнетателей

По конструктивным признакам нагнетатели классифицируются следующим образом:

I. Нагнетатели консольного типа (рис. 2.18). Основным признаком является посадка рабочего колеса на конце вала. Подвод нагнетателя – прямоосный конфузор 7 – выполнен в крышке нагнетателя. Отвод – спиральный. Осевое усилие уравновешивается при помощи уплотнительного кольца 10 и разгрузочных отверстий 11.

Сальник снабжен гидравлическим затвором 18, жидкость к нему подводится через отверстие 19. Область параметров нагнетателя: Q = 15 – 360 $м^3$/час; H = 15 – 98 м вод. ст.; β = 50 – 84 % (0,50 – 0,84).

Консольные нагнетатели маркируются двумя цифрами и буквами перед ними. *К* – консольные нагнетатели для перемещения чистой воды и нефтепродуктов. *П* – песковые для перемещения взвесей твердых частиц (до 6 % концентрации). *Ф* – фекальные для перемещения загрязненных жидкостей, цифра в знаменателе указывает на подачу в $м^3$/ч, в числителе – напор в м. Например, *К* 8 / 18, (Q = 8 $м^3$/ч, H = 18 м), *Ф* 51 / 58.

2. Одноступенчатые нагнетатели двустороннего всасывания (рис. 2.19). Двустороннее рабочее колесо в силу симметрии разгружено от осевого усилия. Подвод нагнетателя – полуспиральный. Разъем корпуса – продольный (горизонтальный), причем напорный и всасывающий трубопроводы подключены к нижней части 2 корпуса, что облегчает разборку нагнетателя. Для фиксации вала в осевом направлении пакет подшипников снабжен радиально-упорными шарикоподшипниками 19. Область параметров: Q = 90 – 5000 $м^3$/ч; H = 10 – 102 м вод. ст.; β = 64 – 93 %.

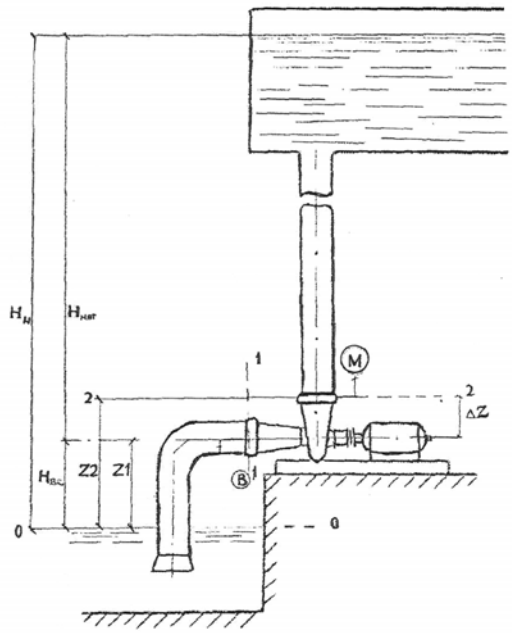


Рис. 2.20. Принципиальная схема работы центробежного насоса

Экспериментальные установки для испытания центробежных нагнетателей

Установки для испытания центробежных нагнетателей выполняются открытыми и закрытыми. Схема установки открытого типа приведена на рис. 2.21.

Нагнетатель 1 забирает воду из приемного резервуара 17 по всасывающему трубопроводу 3 и подает ее по напорному трубопроводу 4 в тот же резервуар. На входе всасывающего трубопровода установлен пятовой клапан 18, необходимый при заливке трубопровода перед пуском нагнетателя.

На всасывающем трубопроводе расположены также задвижка 8 и бачок и вакуумметр 10, необходимые при кавитационных испытаниях нагнетателей. При нормальных испытаниях задвижка 8 должна быть полностью открыта. На напорном трубопроводе установлен манометр 9, расходомер 5 и регулировочная задвижка 7. К. расходомеру подключен дифференциальный манометр 6. По показаниям манометра 9 и вакуумметра 10 определяют напор нагнетателя, а по расходомеру 5 – производительность нагнетателя, задвижкой 7 устанавливается режим работы нагнетателя.

Нагнетатель приводится в движение балансирным электродвигателем 2. Частота его вращения определяется тахометром 12. Перед пуском нагнетатель и всасывающий трубопровод заполняются водой из водопровода через кран 15. При этом воздух удаляется через краны 14 и 19, установленные в верхних точках бачка 11 и нагнетателя 1.

На рис. 2.22 приведена схема закрытой испытательной установки. Нагнетатель 1 подключен к герметичному гидробаку 17. На всасывающем трубопроводе нагнетателя установлен манометр 10 (для нормальных испытаний нагнетателя) и вакуумметр (для кавитационных испытаний нагнетателя).

На напорном трубопроводе размещены манометр 9, расходомер 5 с дифференциальным манометром и регулировочная задвижка 6.

Мощность нагнетателя определяется при помощи балансирного электродвигателя 2, частота вращения которого измеряется тахометром 12.

Вакуум-насос 16 в этой установке служит для создания различных разрежений.

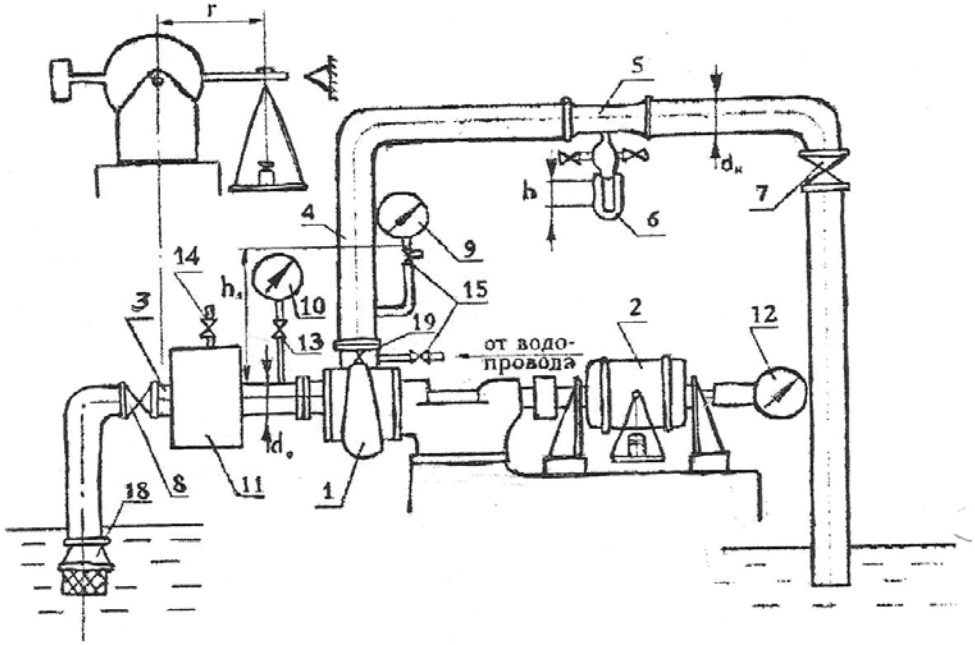


Рис. 2.21. Принципиальная схема экспериментальной установки открытого тина для испытания центробежного нагнетателя

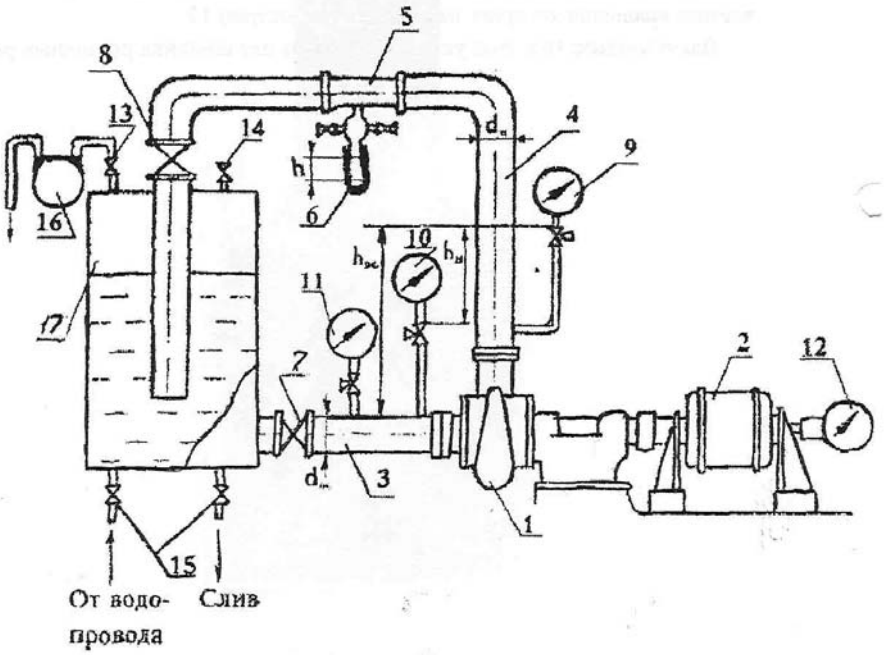


Рис. 2.22. Принципиальная схема экспериментальной установки закрытого типа для испытания центробежного нагнетателя

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Схему центробежного нагнетателя.
3. Вывод о преимуществах / недостатках конструкций центробежного насоса.

Лабораторная работа №2

“Испытание динамического (центробежного) нагнетателя”

Цель работы.

– испытание центробежного нагнетателя на установке открытого типа, оборудованной измерительной аппаратурой, предназначенной для определения основных параметров: производительности Q_H, напора нагнетателя H, мощности N, полезной мощности $N_П$, а также КПД η.

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, и обычно ее выражают в $м^3/с$ или $м^3/ч$. Производительность нагнетателя измеряется расходомером, устанавливаемым в напорной линии испытуемого нагнетателя.

Различают объемную и массовую подачу насоса. Первая выражается в кубических метрах в секунду, вторая — в килограммах в секунду.

Между объемной Q и массовой M подачами существует следующая зависимость

$$Q = M / \rho,$$

где ρ – плотность жидкости.

На практике объемную подачу выражает 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 $p_н$ и входном $p_в$ 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

$$p = p_H - p_B + \frac{v_H^2 - v_B^2}{2}\rho + \left(z_H - z_B\right)\rho g,$$

где $v_н$ и $v_в$ – средние скорости жидкости на выходе из насоса и на входе в него;

$z_н - z_в$ – разность высот между местами измерения давлений;

g – ускорение силы тяжести.

Прирост энергии подаваемой жидкости чаще всего выражают в линейных единицах, т. е. в единицах напора.

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

Напор измеряют высотой столба перекачиваемой жидкости.

Величина его определяется уравнением

$$H = E_H - E_B = \left(Z_H + \frac{P_H}{\gamma} + \frac{v_H^2}{2g}\right) - \left(Z_B + \frac{P_B}{\gamma} + \frac{v_B^2}{2g}\right), \qquad (2.69)$$

где E_H, P_H, $\frac{v_H^2}{2g}$ – соответственно удельная энергия, давление, отметка (ордината) и скоростной напор потока в нагнетательном трубопроводе, т. е. в сечении 2-2 (рис. 2.20), где подключен манометр;

E_B, P_B, $\frac{v_B^2}{2g}$ – то же во всасывающем трубопроводе в сечении 1-1, где подключен вакуумметр;

β – удельный вес жидкости;

g – ускорение силы тяжести (гравитационное ускорение).

Правая часть уравнения (2.69) является уравнением Бернулли для сечений 1-1 и 2-2 относительно произвольной плоскости сравнения 0-0. На практике чаще в качестве плоскости сравнения берется свободная поверхность жидкости 0-0 в питающем резервуаре, а вместо $Zн$ и $Zв$ – $h_н$ и $h_в$ – высоты нагнетания и всасывания.

Уравнение (2.69) после преобразования можно записать в виде

$$H = h_{вак} + h_{ман} + \Delta Z + \frac{v_H^2 - v_B^2}{2g}, \qquad (2.70)$$

где $h_{вак}$ – показание вакуумметра В;

$h_{ман}$ – показание манометра М;

ΔZ – вертикальное расстояние между точками подключения вакуумметра и манометра.

или

$$H = (Z_H - Z_B) + \frac{P_H - P_B}{\rho g} + \frac{v_H^2 - v_B^2}{2g}, \qquad (2.71)$$

Манометрическим напором называют сумму первых двух членов соотношения (2.71) или напор, который определяется по показаниям приборов у всасывающего и напорного патрубков

$$H_M = (Z_H - Z_B) + \frac{P_H - P_B}{\rho g}. \qquad (2.72)$$

Следовательно, напор нагнетателя

$$H = H_M + \frac{v_H^2 - v_B^2}{2g}, \qquad (2.73)$$

т. е. напор нагнетателя равен манометрическому напору плюс разность скоростных напоров в нагнетательном и всасывающем патрубках нагнетателя.

В действующих нагнетательных установках манометрический напор определяется соотношением

$$H_м = K_M M + K_B B + \Delta Z, \qquad (2.74)$$

где K_M и K_B – коэффициенты пересчета;

M и B – показания соответственно манометра и вакуумметра;

ΔZ – расстояние между напорами манометра и вакуумметра, м. ΔZ принимается со знаком “+”, если манометр расположен выше вакуумметра, и со знаком “–” – если он расположен ниже вакуумметра.

Если манометр и вакуумметр имеют шкалу, градуированную в кг/см^2, то $K_M = Kв = 10$; если вакуумметр градуирован в мм рт. ст., то $Kв = 0{,}0136$; если же манометр градирован в МПа, а вакуумметр в кПа, то $Kм = 100$, а $Kв = 0{,}1$.

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

$$H_M = K_M (M_1 - M_2) \qquad (2.75)$$

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

Разность скоростных напоров можно вычислить, пользуясь формулой

$$\frac{v_H^2 - v_B^2}{2g} = \frac{1}{2g} \cdot \left[\left(\frac{Q}{\pi \cdot \frac{d_H^2}{4}} \right)^2 - \left(\frac{Q}{\pi \cdot \frac{d_B^2}{4}} \right)^2 \right] = 0{,}0827 \cdot \left(\frac{1}{d_H^4} - \frac{1}{d_B^4} \right) \cdot Q^2 \qquad (2.76)$$

где Q – подача нагнетателя, м^3/с;

d_H и d_B – диаметры напорного и всасывающего трубопроводов, м.

Напор, сообщаемый жидкости вихревым насосом, равен

$$H = \frac{(\rho_H - \rho_B)}{\gamma}.$$

Различают полную и полезную мощность нагнетателей.

Полезная мощность нагнетателя $N_П$ – это мощность, сообщаемая нагнетателем подаваемой жидкости

$$N_П = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{102},\ \text{кВт};\ N_П = \frac{\gamma_{СИ} \cdot Q \cdot H}{1000},\ \text{кВт}, \qquad (2.77)$$

где J и $J_{СИ}$ – удельный вес жидкости соответственно в кгс/м^3 и Н/м^3;

Q – производительность нагнетателя, м^3/с:

H – напор, м.

Соотношения между единицами мощности следующие:

1 Вт = 1 Дж/с;

1 л. с. = 736 Вт = 0,736 кВт.

Полезная мощность вихревого насоса может быть вычислена по формуле

$$N_П = (\rho_П - \rho_B)\, Q.$$

Полная мощность или *мощность электропривода нагнетателя* N, кВт

$$N = U I \sqrt{3}, \qquad (2.78)$$

где U – напряжение, В;

I – ток, А.

КПД нагнетателя можно определить по формуле

$$\eta = \frac{N_П}{N}, \qquad (2.79)$$

где $N_П$ – полезная мощность нагнетателя;

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

Описание лабораторной установки

На рис. 2.23 представлена схема лабораторной установки для испытания центробежных нагнетателей, у которых ось нагнетания находится ниже уровня жидкости в приемном резервуаре.

В состав установки входят:

– испытуемые нагнетатели Н1 (центробежный) и Н2 (центробежный);

– бак для жидкости (воды);

– расходомеры Р1 и Р2, которые используются для измерения расхода жидкости;

– вентили В1 и В2;

– краны К1...К19;

– манометры М1...М11, используемые для измерения давления.

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* (пример на рис. 2.24). Установить теоретическим путем характер изменения этих величин с необходимой для практики точностью весьма сложно, так как многие факторы пока не поддаются точному определению. Необходимые зависимости получают опытным путем в результате испытаний насосов при постоянной частоте вращения и дросселировании потока на нагнетании.

При построении характеристики насоса подачу откладывают по оси абсцисс, а напор, потребляемую мощность $N_{аг}$ и КПД – на отдельных масштабных шкалах по оси ординат. Для построения характеристики H-Q принимают полный напор, который иногда называют дифференциальным или манометрическим.

Обычно кроме названных зависимостей на график наносят допустимый $\beta h_{доп}$ и критический $\beta h_{кр}$ кавитационные запасы, как функции подачи Q.

Характеристика дается заводом-изготовителем и является обязательной составной частью паспорта насоса, приводится в каталогах и прейскурантах. Характеристика центробежных насосов имеет большое практическое значение. Она позволяет подбирать насос для работы в заданных условиях, показывает возможные режимы его работы.

Нормальные испытания нагнетателя в лабораторных условиях проводят на 10 (16) режимах, начиная с максимальной подачи и кончая нулевой.

Порядок проведения работы для испытания центробежного нагнетателя

1. Вентили В1 и В2 открыть полностью. Открыть кран К19 (кран открыт, если рукоятка крана находиться параллельно оси крана). Остальные краны должны находиться в закрытом положении.

2. Включить электродвигатель испытуемого нагнетателя.

3. Дать поработать нагнетателю некоторое время на максимальной подаче с целью удаления из системы воздуха и прогрева подшипников.

4. Определить максимальную подачу нагнетателя по показаниям расходомера Р1.

5. Снять показания манометров М1 и М2.

6. Краном К19 установить меньшую подачу нагнетателя и вновь снять показания приборов.

7. Записать в протокол испытаний нагнетателя показания приборов.

8. Повторить пункты 5 и 6 до установления нулевой подачи (не забывайте, что длительная работа при нулевой подаче неблагоприятна для насоса).

9. Полностью открыв кран К19, дать поработать нагнетателю некоторое время на максимальной подаче.

10. Отключить электродвигатель, закрыть вентили В1 и В2 и кран К19.

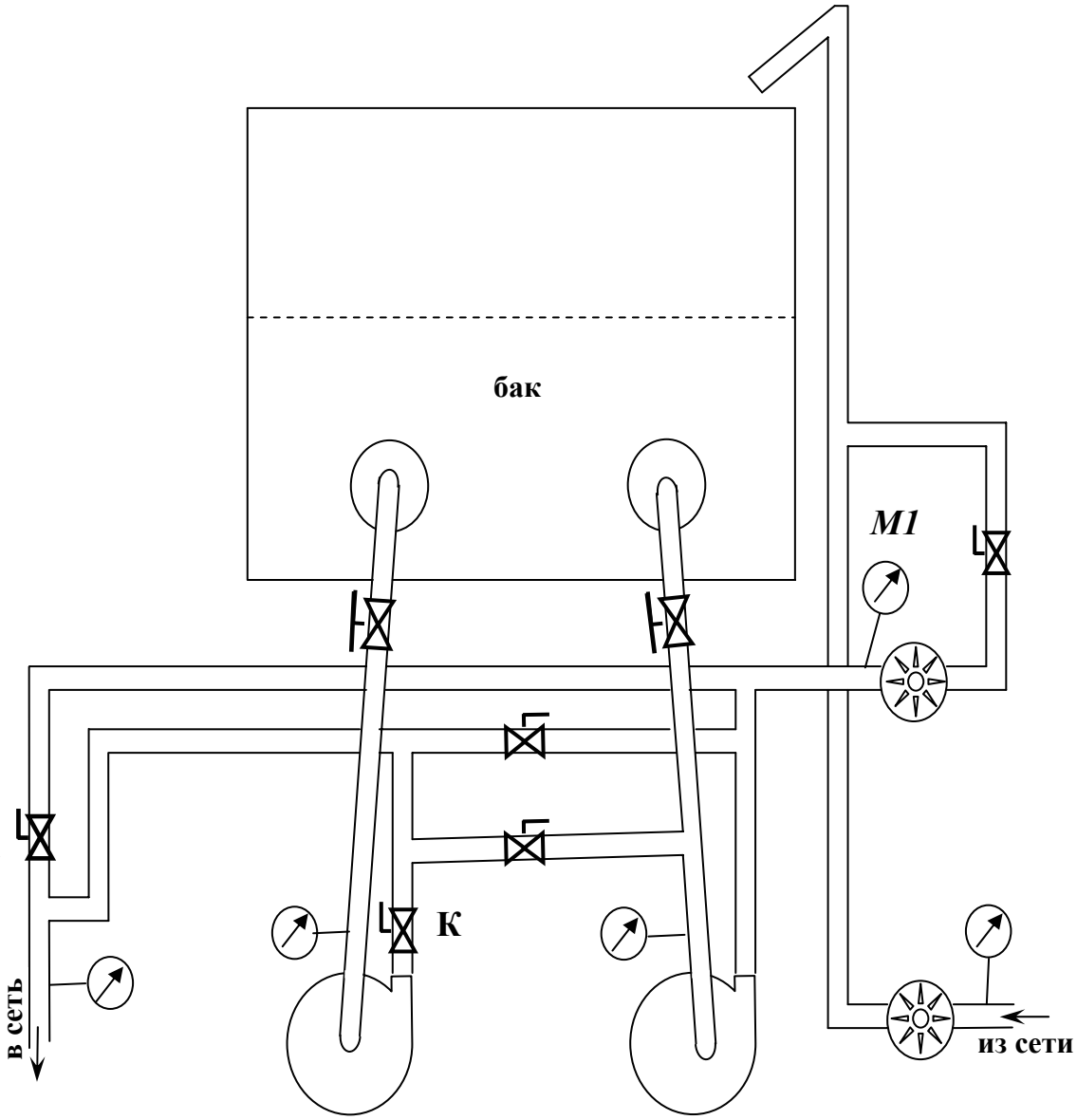


Рис. 2.23. Схема установки для испытаний нагнетателей

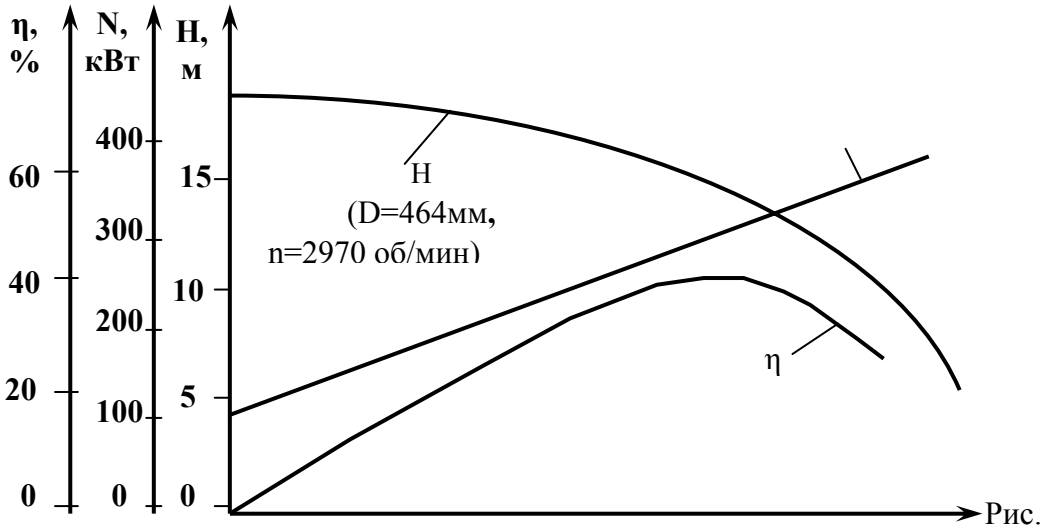


Рис. 2.24. Характеристика центробежного насоса

Обработка полученных экспериментальных данных.

1. Перевести показания всех приборов к одной системе измерения.

2. Используя расчетные формулы (2.73 – 2.79), определить H_M, H, Nn, КПД (β) испытуемого нагнетателя.

3. По расчетным данным построить на миллиметровой бумаге графические зависимости $H = f(Q)$, $Nn = f(Q)$, $\beta = f(Q)$.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

– номер и название работы;
– цель работы;
– основные расчетные формулы;
– протокол испытаний – пример расчета параметров;
– графики, построенные на миллиметровой бумаге;
– вывод о полученных результатах.

3.3. Задания для практических занятий

Теоретический материал

Условием надежной эксплуатации насосных агрегатов является отсутствие кавитации на различных режимах его работы. С этой целью нормальные условия работы насосного оборудования обеспечиваются созданием на входе в насос избытка удельной энергии жидкости над давлением насыщенных ее паров.

Явление кавитации заключается в образовании в жидкости парогазовых пузырьков в тех участках потока, где местное давление, понижаясь, достигает критического значения. В качестве критического давления, при котором возникает кавитация, обычно принимают давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости при данной температуре. Падение давления ниже давления, соответствующего температуре парообразования, приводит к различной степени перегрева жидкости в зависимости от ее температуры и физических свойств. Перегрев высвобождает необходимое для парообразования тепло.

Понижение местного давления ниже давления, соответствующего началу кавитации в проточной части центробежного насоса, может происходить в результате добавочных потерь на входном участке насоса, увеличения скорости жидкости вследствие увеличения числа оборотов, отрыва или сжатия потока.

Часть объема, подаваемого насосом, становится заполненной парами жидкости, в результате чего происходит падение напора, уменьшение расхода перекачиваемой жидкости, снижение КПД, увеличение вибраций и шума. Кроме того, при попадании образовавшейся при кавитации двухфазной жидкости в область повышенного давления происходит конденсация и заполнение парогазовых объемов жидкостью с большой скоростью, что приводит к явлению местного гидравлического удара.

Совокупность местных гидравлических ударов в момент завершения конденсации паровых объемов, находящихся на поверхности твердого тела, приводит к эрозионному разрушению металла.

Нормальные условия работы центробежных насосов могут быть обеспечены созданием на входе в насос избытка удельной энергии над давлением насыщенных паров подаваемой жидкости (подпорные насосы, использование особенностей рельефа местности, заглубление).

На действующем нефтепроводе бескавитационные условия работы насосов могут быть обеспечены применением предвключенных шнеков на входе в рабочее колесо, увеличением диаметра всасывающего трубопровода или подключением дополнительных параллельных всасывающих линий, ограничением минимального допустимого уровня перекачиваемой жидкости в резервуарах, снижением производительности насосной станции.

Определение минимального давления на входе в подпорные насосы и величины установок на входе магистральных центробежных насосов базируется на характеристиках насоса и свойствах перекачиваемой жидкости.

Для определения допустимого кавитационного запаса и значения минимального давления на входе в насос используем следующие выражения.

Минимальный напор $h_{вх\ min}$, гарантирующий бескавитационную работу и определяемый минимальным давлением $p_{вх\ min}$ в подпорный насос

$$h_{вх\min} = \frac{p_{вх\min}}{\rho g} = \left(\Delta h_{доп}\right)_н + h_s - \frac{\upsilon_{вх}^2}{2g}; \qquad (2.80)$$

где $(\Delta h_{доп})_н$ – допустимый кавитационный запас при работе на нефти;

h_s – напор, определяемый давлением насыщенных паров перекачиваемой нефти при соотношении паровой и жидкой фаз, близком к нулю;

$\nu_{вх}$ – скорость потока во входном патрубке насоса.

Допустимый кавитационный запас центробежных подпорных насосов при работе на нефти определяется по формуле

$$\left(\Delta h_{доп}\right)_н = \left(\Delta h_{доп}\right)_в - \alpha \cdot k_\delta \cdot \left(\Delta H_{кр} - \delta h_\nu\right) \qquad (2.81)$$

где $(\Delta h_{доп})_в$ – паспортное значение допустимого кавитационного запаса, полученное при перекачке холодной воды при заданном режиме, мм вод. ст. (табл. 2.7);

k_δ– коэффициент, определяемый геометрией рабочего колеса;

$\Delta H_{кр}$ – термодинамическая поправка, учитывающая влияние термодинамических свойств перекачиваемой нефти, м;

δh_ν– поправка на влияние вязкости жидкости, м.

Таблица 2.7

Параметры подпорных насосов

Марка насоса	Частота вращения n, об./мин	Относительная скорость $w_{мк}$, м/с	Диаметр входного патрубка $d_{вх}$, м	Кавитационный запас на воде $\Delta h_{доп}$, м	Вакуумметрическая высота всасывания $H_{вак}^{доп}$, м
НПВ 1250-60	1500	25.5	0.8	2.2	-
НПВ 2500-80	1500	29.8	0.8	3.2	-
НПВ 3600-80	1500	33.4	1.0	4.8	-
НПВ 5000-120	1500	36.9	1.0	5.0	-
НМП 2500-74	1000	28.8	0.9	3.0	-
НМП 3600-78	1000	28.8	0.9	3.0	-
НМП 500-115	1000	31.5	1.0	3.5	-
14НДсН	960	20.1	0.4	-	5.0
18НДсН	730	19.1	0.5	-	5.0
20НДсН	730	22.9	0.6	-	4.8
18”DVS-F	980	35.2	0.61	-	5.5
Вортингтон 26QL CM/2	980				

При наличии в паспорте на насос допустимой высоты всасывания $H_{вак}^{доп}$ вместо допустимого кавитационного запаса последний определяется по формуле

$$\left(\Delta h_{доп}\right)_в = \frac{p_\delta - p_s}{\rho g} + \frac{\vartheta_{вх}^2}{2g} - H_{вак}^{доп}, \qquad (2.82)$$

где p_δ– барометрическое давление;

p_s – давление насыщенных паров воды;

$\vartheta_{вх}$ – скорость потока на входе в насос в сечении, где замеряется давление.

Коэффициент кавитационного запаса α и коэффициент k_δ определяются в зависимости от критического кавитационного запаса и геометрии рабочего колеса (рис. 2.25, 2.26).

Напор h_s, определяемый истинным давлением насыщенных паров p_s, определяется по формуле

$$h_s = h_s^p \cdot \left[1{,}558 + 0{,}0063 \cdot \left(T - 273\right)\right], \qquad (2.83)$$

где T – максимальная температура перекачиваемой нефти,

К; h_s^p – напор, соответствующий давлению насыщенных паров $p_з^p$, определяемому при соотношении объемов пара и жидкости 4:1 и максимальной температуре перекачки, м.

Величина $p_з^p$ определяется по методике в соответствии с ГОСТ 1756-52.

Поправка на влияние вязкости жидкости

$$\delta h_\nu = \xi_{дн} \cdot \vartheta_{вх}^2 / 2g\,, \tag{2.84}$$

где $\xi_{дн}$ – коэффициент гидравлического сопротивления на входе в насос, находится по графику (рис. 2.27) в зависимости от характера течения жидкости (числа Рейнольдса)

$$\mathrm{Re} = \frac{1{,}27 \cdot Q}{\nu \cdot d_{вх}}, \tag{2.85}$$

где ν – вязкость жидкости;

$d_{вх}$ – диаметр входного патрубка насоса, м.

Для маловязких жидкостей с $Re \geq 4 \cdot 10^4$ вязкостная поправка близка к нулю и может не учитываться.

Термодинамическая поправка $\Delta H_{кр}$ определяется по формуле

$$\Delta H_{кр} = \frac{1}{\lg B}\left(\lg R_a + \lg \frac{1}{1 + K_T \Theta}\right), \tag{2.86}$$

где B – критерий тепловой кавитации определяется по формуле или из графика (рис. 2.28)

$$B = \left(\frac{29{,}5}{h_s}\right)^{1{,}9}; \tag{2.87}$$

R_a – критерий фазового перехода

$$R_a = B \cdot h_s; \tag{2.88}$$

K_T – коэффициент температурной неравновесности фазовых переходов (рис. 2.29);

Θ – критерий парообразования

$$\Theta = B \cdot W_{мк}^2 / g\,, \tag{2.89}$$

где $W_{мк}$ – скорость жидкости в межлопаточном канале насоса в области пониженного давления:

– для центробежных насосов

$$W_{мк} = \frac{\pi \cdot D_1 \cdot n}{60}; \tag{2.90}$$

D_1 – периферийный диаметр входной кромки центробежного колеса.

– для шнекоцентробежных насосов

$$W_{мк} = \frac{\pi \cdot D_ш \cdot n}{60}; \tag{2.91}$$

$D_ш$ – наружный диаметр шнека.

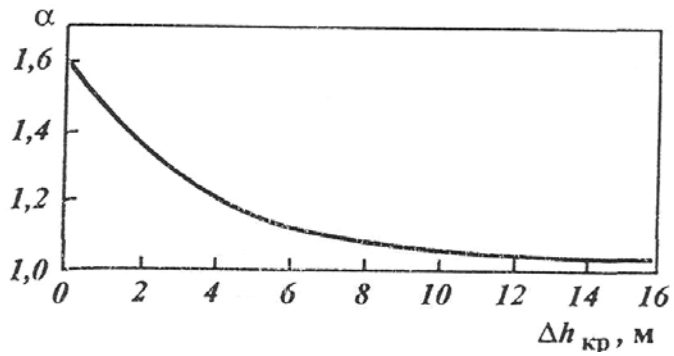


Рис. 2.25. Коэффициент кавитационного запаса α

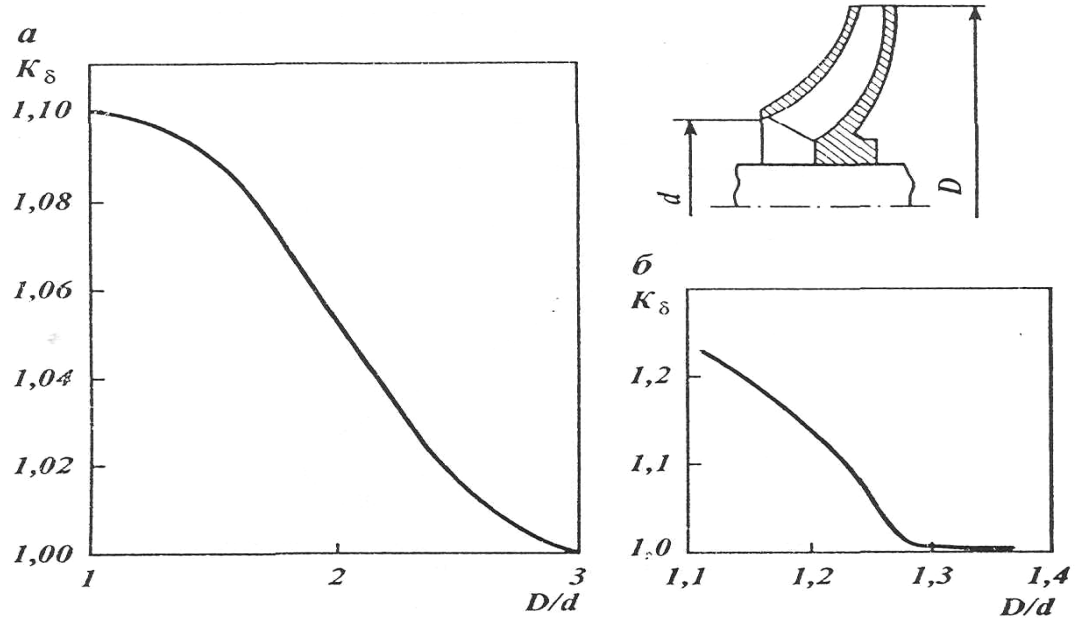


Рис. 2.26. Коэффициент, определяемый геометрией рабочего колеса

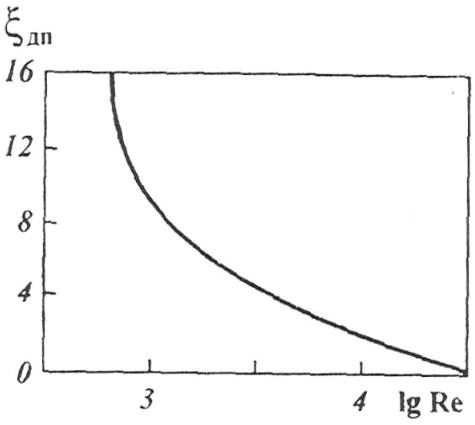


Рис. 2.27. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса

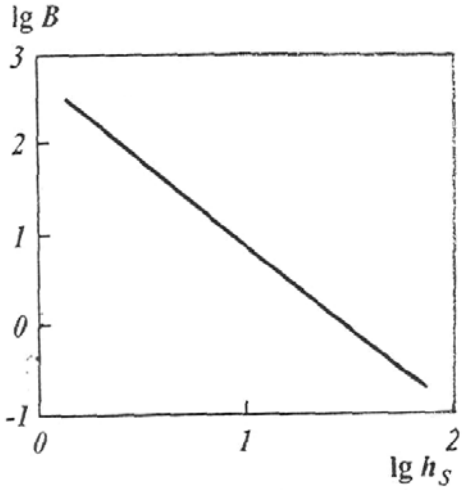


Рис. 2.28. Зависимость критерия тепловой кавитации от давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости

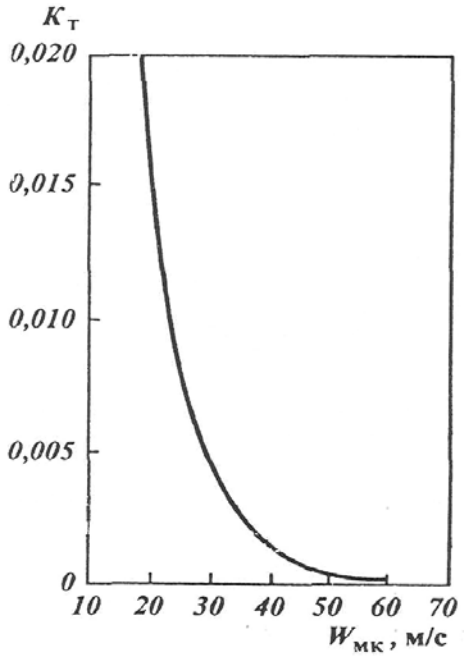


Рис. 2.29. Коэффициент температурной неравномерности

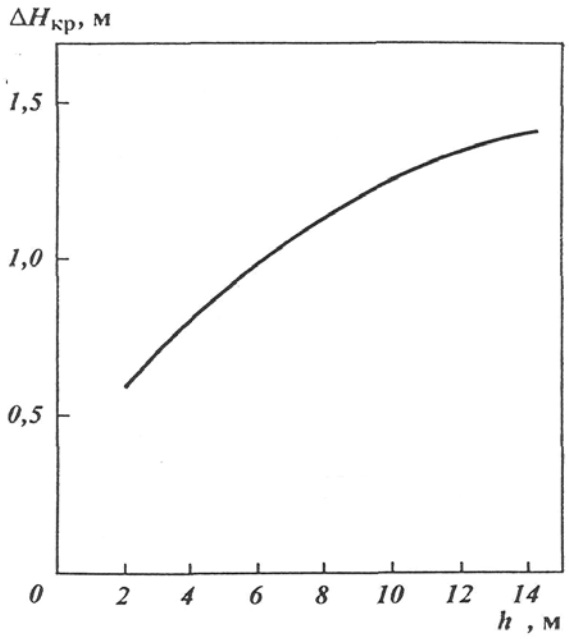


Рис. 2.30. Зависимость термодинамической поправки от давления насыщенных паров

Для каждого подпорного насоса известно значение $W_{мк}$ при номинальной подаче. Для центробежных насосов типа НДВ, НДсН, шнекоцентробежных типа НМП и других подобных насосов частота вращения которых не превышает 1000 об./мин для рабочего диапазона подач (0,8 – 1,2) $Q_{ном}$, термодинамическая поправка может быть определена по формуле или по рис. 2.30

$$\Delta H_{кр} = \frac{8,71}{B^{0,46} \cdot h_s^{0,41}} \qquad (2.91)$$

Пример № 1

Характеристика Q-H насоса НМ 1250 – 260 с диаметром рабочего колеса 440 мм имеет вид: $H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2$, а другой насос той же марки, но с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид

$$H = 374 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2.$$

Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных последовательно? Какую характеристику будет иметь система этих двух насосов, соединенных параллельно?

Решение:

Для последовательного соединения насосов

$$H = (331 + 374) - 2 \cdot 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2 = 705 - 0,902 \cdot 10^{-4} Q^2$$

Для параллельного соединения насосов

$$\sqrt{\frac{(331-H)}{0,451\cdot10^{-4}}}+\sqrt{\frac{(374-H)}{0,451\cdot10^{-4}}}=Q\Rightarrow\sqrt{331-H}+\sqrt{374-H}=6,71\cdot10^{-3}Q$$

где $H < 331$ м**,**

Если $H = 331$ то,

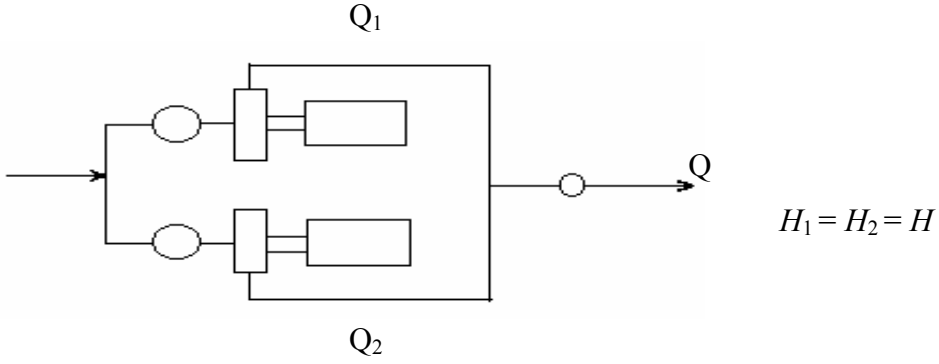
$$\sqrt{374-331}=6,71\cdot10^{-3}Q,$$

откуда находим, что Q = 977 м^3/ч.

Если H = 300 то,

$$\sqrt{374-300}+\sqrt{374-300}=6,71\cdot10^{-3}Q,$$

откуда находим, что Q = 2116 м^3/ч



Пример № 2

Характеристика Q-H насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид $H = 369,7 - 0,451\cdot10^{-4}\,Q^2$. Какую характеристику будет иметь тот же насос, если его рабочее колесо обточить до 440 мм?

Решение:

$$H=\left(\frac{440}{465}\right)^2\cdot369,7-0,451\cdot10^{-4}Q^2=331-0,451\cdot10^{-4}Q^2$$

Пример № 3

Характеристика Q-H насоса НМ 1250-260 диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид $H = 369,7 - 0,451\cdot10^{-4}\,Q^2$. На сколько миллиметров нужно обточить рабочее колесо насоса, чтобы при той же подаче насос развивал напор на 40 м меньше?

Решение:

$$369,7\left(\frac{D_1}{465}\right)^2=329,7.$$

Из уравнения находим, что $D_1 = 439$ мм, т. е. нужна обточка на 26 мм.

Пример № 4

Характеристика Q-H центробежного насоса имеет вид H = 331 – – 0,451·10^{-4} Q^2. Перекачка ведется с расходом Q = 1000 м^3/ч. Какой перепуск нефти через насос убрать, чтобы при той же подаче снизить дифференциальный напор насоса на 15 м?

Решение:

Определим дифференциальный напор, м, развиваемый насосом с исходной характеристикой

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} Q^2 = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} 1000^2 = 285,9;$$

$$331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \left(1000 + q_{П}\right)^2 = 286,9 - 15.$$

Находим, что $q_{П} = 154,4$ м^3/ч.

Задачи

1. Характеристика Q-H центробежного насоса НМ 360-460 имеет вид H = 540 – 0,617·10^{-3} Q^2. Какую характеристику будет иметь система двух таких насосов, соединенных последовательно?

2. Характеристика Q-H центробежного насоса НМ 360-460 имеет вид H = 540 – 0,617·10^{-3} Q^2. Какую характеристику будет иметь система двух таких насосов, соединенных параллельно?

3. Характеристика Q-H центробежного насоса с диаметром D_0 = 490 мм имеет вид H = 545,6 – 0,617·10^{-3}·Q^2. При расходе 350 м^3/ч насос развивает напор 470 м, что на 70 м больше, чем требуется для перекачки нефтепродукта по участку трубопровода. На сколько нужно обточить рабочее колесо насоса, чтобы при указанном расходе напор составлял 400 м?

4. Характеристика Q-H центробежного насоса при частоте вращения вала ротора n_0 = 2500 об./мин имеет вид H = 545,6 – 0,617·10^{-3}·Q^2. При расходе 350 м^3/ч насос развивает напор 470 м, что на 70 м больше, чем требуется для перекачки нефтепродукта по участку трубопровода. На сколько нужно изменить частоту вращения вала ротора насоса, чтобы при указанном расходе напор составлял 510 м?

5. Характеристика Q-H центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора n_0 = 3000 об./мин имеет вид H = 331 – 0,451·10^{-4}·Q^2. Какую характеристику будет иметь тот же насос, если частоту вращения вала его ротора снизить до 2800 об./мин?

6. Характеристика Q-H центробежного насоса НМ 1250-260 при частоте вращения вала ротора n_0=3000 об./мин имеет вид H=331-0,451·10^{-4}·Q^2. На сколько нужно увеличить число оборотов вала насоса, чтобы при той же подаче повысить развиваемый напор на 40 м?

7. Определить мощность на валу центробежного насоса НМ 3600-230 при перекачке нефти (ρ = 800 кг/м^3) с расходом Q = 1800 м^3/ч, если известны его напорная характеристика $H = 273 - 0{,}125 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$ и коэффициент полезного действия η = 0,83.

8. Напорная характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 имеет вид $H = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$. Определить потребляемую насосом мощность при перекачке дизельного топлива (ρ = 840 кг/м^3) с расходом Q = 900 м^3/ч , если коэффициенты полезного действия насоса и привода равны соответственно 0,82 и 0,95.

9. Два центробежных насоса серии НМ, один с характеристикой $H = 273 - 0{,}125 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$ и другой – с характеристикой $H = 251 - 0{,}812 \cdot 10^{-5} \cdot Q^2$, соединенные последовательно, перекачивают нефть с расходом Q = 1800 м^3/ч. При этом коэффициент полезного действия первого насоса η = 0,78, а второго – η = 0,83. Определить коэффициент полезного действия системы этих двух насосов.

10. Два центробежных насоса серии НМ, один с характеристикой $H = 245 - 0{,}16 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$ и другой – с характеристикой $H = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2$, соединенные параллельно, перекачивают нефть с расходом Q = 1800 м^3/ч. При этом коэффициент полезного действия первого насоса η = 0,72, а второго – η = 0,80. Определить коэффициент полезного действия системы этих двух насосов.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Почему насосы с напором 550 м и больше не допускают последовательной работы?

2. В каких случаях запрещается запускать насосные агрегаты?

3. В каких случаях должна быть осуществлена аварийная остановка насосного агрегата?

4. Перечислить основные параметры, которыми характеризуется работа центробежного агрегата.

5. Какие характеристики насосов называются стабильными, нестабильными?

6. Записать уравнение напорной характеристики центробежных насосов.

7. Построить характеристику совместной работы двух последовательно и параллельно обвязанных насосов.

8. В каких случаях необходимо пересчитывать характеристику насосов?

9. Какие существуют способы изменения характеристик центробежных насосов?

10. Дать описание основного элемента центробежного нагнетателя.

11. Конструкции нагнетателей. Маркировка нагнетателей.

12. Задача.

На оценку “хорошо”

1. Какие меры необходимо предпринять при монтаже насосных агрегатов?

2. В каких состояниях могут находиться подпорные и магистральные насосы?

3. В каких случаях обязательно определение и оценка допускаемого кавитационного запаса?

4. Что такое кавитация?

5. Записать уравнение для определения допустимой вакуумметрической высоты всасывания насоса.

6. Что такое поле Q-H насоса?

7. Записать уравнение совместной работы двух последовательно, параллельно работающих насосов.

8. Записать уравнение для определения Q, H, N при изменении диаметра рабочего колеса.

9. Каким образом определяется коэффициент пересчета K_Q, K_H, K_η?

10. Записать уравнение Эйлера для работы лопастного насоса.

11. Какие преимущества торцевых уплотнений по сравнению с сальниковыми?

12. Графически изобразить принципиальную схему нагнетателя.

13. Задача.

На оценку “отлично”

1. Какие существуют программы пуска насосного агрегата? Дать анализ каждой из программ.

2. Что является критерием удовлетворительной работы торцевых уплотнений?

3. Каким образом обеспечивается бескавитационная работа насосов при “постанционной” и “из насоса в насос” схемах перекачки нефти?

4. Как определяется допустимый кавитационный запас центробежных подпорных насосов при работе на нефти?

5. Почему параметры работы насосов получают из экспериментальных характеристик?

6. Записать уравнение для определения рабочей зоны характеристики Q-η.

7. Как можно определить величины коэффициентов a и b, K_1 и K_2 при наличии характеристик насоса Q-H, Q-η?

8. Записать уравнение для определения КПД насосной станции, имеющей n параллельно, последовательно работающих разнотипных насосов.

9. Провести анализ различных способов изменения насосных характеристик по их эффективности.

10. Записать уравнеие для определения H_H, Q_H, η_H при изменении вязкости жидкости в случае $Re < Re_П$.

11. Как влияет угол β_2 на напор нагнетателя?

12. Задача.

Модуль 3
РЕЗЕРВУАРЫ
Введение

Резервуары являются одними из важнейших сооружений нефтебаз и НПС и в основном предназначены для хранения нефти и нефтепродуктов.

Емкости для хранения нефти и нефтепродуктов могут быть подразделены по следующим признакам:

– по материалу, из которого они изготовлены: металлические, железобетонные, земляные, синтетические, ледогрунтовые и в горных выработках;

– по величине избыточного давления: резервуары низкого давления, в которых избыточное давление мало отличается от атмосферного ($p_и \le 0{,}02$ МПа), и резервуары высокого давления ($p_и \ge 0{,}02$ МПа);

– по технологическим операциям: резервуары для хранения маловязких и высоковязких нефти и нефтепродуктов, резервуары-отстойники, буферные резервуары и резервуары специальных конструкция для хранения нефти и нефтепродуктов с особыми свойствами;

– по конструкции: вертикальные цилиндрические с коническими и сферическими крышами и плоским или пространственным днищами, горизонтальные цилиндрические с плоским или пространственным днищами; каплевидные; шаровые; резервуары-цилиндроиды; прямоугольные; траншейные.

Резервуар называется подземным (заглубленным в грунт или обсыпанным грунтом), когда наивысший уровень нефтепродукта в нем находится не менее чем на 0,2 м ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (к подземным относятся также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допустимого наивысшего уровня нефтепродукта в резервуаре и шириной не менее 3 м).

Наземным называют резервуар, у которого днище находится на одном уровне или выше наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара).

Для изучения материала использовать основную (5) и дополнительную (10) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Эксплуатация резервуаров.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Оборудование резервуаров.	Изучение нового материала	Лекция	2
3. Системы защиты резервуаров и их обслуживание. Очистка резервуаров. Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний резервуаров.	Изучение нового материала	Самостоятельная подготовка	2
4. Подбор оборудования резервуаров. Изучение конструкции клапана на НДКМ.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
5. Резервуары.	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Резервуары”

2.1. Эксплуатация резервуаров

Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков

Эксплуатация резервуаров парков – это совокупность процессов по приему, хранению и сдаче нефти, испытанию и приемке резервуаров в эксплуатации, его техническому обслуживанию и ремонту.

Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков должна осуществляться в пределах каждого предприятия собственными силами и привлеченных организаций, имеющих лицензии на выполняемые работы.

Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков определяется каждым предприятием и отражается в положениях по организации эксплуатации резервуаров и резервуарных парков в целом по предприятию и его филиалам, нефтеперекачивающим и наливным станциям, морским и речным терминалам и нефтебазам.

Основными видами работ (операций) в процессе эксплуатации резервуаров и резервуарных парков являются:

– определение вместимости и градуировка резервуаров;

– оперативно-техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков (техническое использование резервуаров);

– техническое обслуживание и технический ремонт резервуарных парков и их отдельных резервуаров;

– техническое диагностирование резервуаров;

– капитальный ремонт резервуаров;

Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, обязан обеспечить:

– их надежную и безопасную работу;

– разработку и внедрение мероприятий по охране окружающей среды;

– организацию и своевременное проведение технической диагностики, технического обслуживания и ремонта;

– организацию обучения, инструктирование и периодическую проверку знаний подчиненного персонала;

– внедрение и освоение нового оборудования, осуществление автоматизации и телемеханизации резервуаров и резервуарных парков;

– наличие и своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря.

На каждом резервуаре должна быть четкая надпись “*Огнеопасно*”, а также указаны следующие сведения:

– порядковый номер резервуара;

– допустимый взлив;

– значение базовой высоты (высотного трафарета);

– указатели положения органов управления сифонным краном и хлопушей.

Технические характеристики резервуаров

Типы и основные габаритные размеры стальных резервуаров приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров

Тип резервуара	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса, т (min – max)
РВС-2000	11,92	15,18	44,25 – 48,56
РВСП-2000	11,92	15,18	55,51
РВС-2000	11,92	15,18	45,37 – 52,66
РВС-2000	11,92	15,18	45,28

Окончание табл. 3.1

РВСП-2000	11,92	15,18	47,11
РВС-3000	11,92	18,98	62,84-67,10
РВСП-3000	11,92	18,98	63,46
РВС-3000	11,92	18,98	58,12 – 69,29
РВС-30	11,92	18,98	64,21
РВСП-3000	11,92	18,98	67,03
РВС-5000	11,92	22,80	93,44 – 100,20
РВСП-5000			114,81
РВС-5000	11,92	22,79	93,62 – 106,24
РВС-5000	14,90	20,92	91,70
РВСП-5000	14,90	20,92	97,67
РВС-5000	14,90	20.92	97,91
РВСП-5000	14,90	20,92	108,42
РВС-10000	11,92	34,20	200,34 – 220,18
РВСП-10000	11,92	34,20	240,93
РВС-10000	11,92	34,20	181,36 – 211,97
РВС-10000	17,88	28,50	187,23 – 194,0
РВСП-10000	17,88	28,50	198,58
РВС-10000	11,94	34,20	211,60
РВСП-10000	11,94	34,20	
РВС-15000	11,92	39,90	268,52 – 295,92
РВСП-15000	11,92	39,90	
РВС-20000	11,92	45,60	353,87 – 390,77
РВСП-20000	11,92	45,60	423,97
РВС-20000	11,92	47,40	363,25 – 408,36
РВС-20000	17,90	39,90	368,78
РВСП-20000	17,90	39,90	446,97
РВС-20000	17,90	39,90	354,45
РВСП-20000	17,90	39,90	381,24
РВС-30000	17,90	45,60	486,90
РВСП-30000	17,90	45,60	584,10
РВС-30000	17,90	45,60	492,20
РВСП-30000	17,90	45,60	561,29
РВСПК-50000	17,90	60,70	798,30
РВСПК-100000	17,90	88,70	16200,00

Примечание. Принятые обозначения:

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

Типы основные габаритные размеры железобетонных резервуаров приведены в табл. 3.2. В ней приводится унифицированный ряд емкостей резервуаров из железобетонных конструкций для нефти, сооруженных в 1960 – 1974 гг., в т. ч. типовым проектам серий 7-02-295*…..7-02-315**

Таблица 3.2

Унифицированный ряд емкостей ЖБК

Емкость резервуара, м^3	Цилиндрические		Прямоугольные	
	диаметр, м	высота, м	в плане, м	высота, м
2 000**	24	4,8	18 х 24	4,8
3 000	30	4,8	24 х 30	4,8
5 000*	30	7,8 (8)	-	-
10 000*	42	7,8 (8)	48 х 48	4,8
20 000	54	9	-	-
30 000	66	9	-	-
40 000	78	9	-	-

Резервуарные парки НПС

Полезный объём резервуарных парков нефтепроводов определяется в соответствии с требованиями ВНТП 2-86.

Полезный суммарный объём резервуарных парков нефтепровода, по которому не предусматривается последовательная перекачка, приниматься не менее размеров, указанных в табл. 3.3 (в единицах расчетной суточной производительности)

Таблица 3.3

Полезный суммарный объем резервуарных парков нефтепроводов (в зависимости от протяженности нефтепровода)

Протяженность нефтепровода (участка), км.	Диаметр нефтепровода, мм			
	630 и менее	720, 820	1020	1220
до 200	1,5	2	2	2
свыше 200 – 400	2	2,5	2,5	2,5
свыше 400 – 600	2,5	2,5 / 3	2,5 / 3	2,5 / 3
свыше 600 – 800	3	3 / 3,5	3 / 4	3,5 / 4,5
свыше 800 – 1000	3 / 3,5	3 / 4	3,5 / 4,5	3,5 / 5

Примечание: 1. При протяженности нефтепровода свыше 1000 км к размеру емкости, приведенному в табл. 3.3, добавляться объем резервуарного парка участка, соответствующего длине остатка.

2. Емкость резервуарного парка конечного пункта, определяется проектом в предела указанной суммарной емкости парка.

Полезный (фактический) объем резервуарных парков определяется по табл. 3.4 с учетом коэффициента использования емкости, определяющим неиспользуемые зоны, технологический остаток.

Таблица 3.4

Зависимость коэффициента использования емкости от типа резервуара

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости.
Вертикальный металлический 5 – 10 тыс. м^3 без понтона	0.76
Вертикальный металлический 5 – 10 тыс. м^3 с понтоном	0,72
Вертикальный металлический 20 – 50 тыс. м^3 с понтоном	0,79
Вертикальный металлический 20 – 50 тыс. м^3 с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10 – 50 тыс. м^3	0,72

Суммарный полезный объем резервуарных парков нефтепровода ориентировочно распределяется следующим образом:

– головная нефтеперекачивающая станция нефтепровода, в случае перекачки одного сорта нефти должна располагать емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной производительности нефтепровода.

– на НПС с емкостью, расположенных на границах эксплуатационных участков, в пределах которых требуется обеспечение независимости работы насосного оборудования, должна быть предусмотрена емкость в размере 0,3 – 0,5 суточной производительности нефтепровода. Эта емкость должна быть увеличена до 1,0 – 1,5 в случае обеспечения необходимости выполнения приемо-сдаточных операций.

– на НПС с емкостью, расположенных на разветвлении магистральных нефтепроводов, а так же на местах их соединения, должна быть предусмотрена емкость в размере 1,0 – 1,5 суточной производительности трубопровода большей производительности. Допускается увеличение размеров емкости на этих станциях до пределов, требуемых по расчету при последовательной перекачке нефти.

– распределение объемов парков в пределах нефтепровода (участка) может корректироваться из условия обеспечения независимой работы отдельных эксплуатационных участков при техническом обслуживании НПС и нефтепровода, создания емкости на конечных пунктах, а так же с учетом максимального сокращения времени простоя нефтепровода.

При нескольких параллельных нефтепроводах суммарный полезный размер емкости должен определятся от суточной производительности каждого нефтепровода (табл. 3.3).

При последовательной перекачке нефти объем резервуарных парков каждой НПС с емкостью и конечного пункта определяется размерами накопления каждого сорта в соответствии с принятой в проекте цикличностью перекачки.

В целях защиты резервуаров от перелива, а технологических трубопроводов и арматуры от повышения давления в составе резервуарного парка выделяется не менее 2-х резервуаров, в которые должен предусматриваться сброс нефти по специальному трубопроводу от предохранительных устройств. Резервируемый объем выделенных резервуаров регламентируется правилами эксплуатации магистральных нефтепроводов и входит в объем резервуарного парка НПС с емкостью.

Для сокращения потерь нефти должны применятся, как правило, резервуары с плавающими крышами или с понтонами. Применение других типов резервуаров требует выполнения технико-экономического обоснования эффективности их использования.

Подогрев нефти, в случае необходимости, должен производится, как правило, с применением циркуляционных систем с подогревом в теплообменных аппаратах или печах.

При транспорте нефти, для которых требуется подогрев, необходимо рассматривать вопрос применения тепловой изоляции резервуаров и трубопроводов с целью уменьшения теплопотерь. Изоляция должна быть несгораемой, тип изоляции устанавливается проектом.

Оборудование резервуаров должно обеспечивать технические операции по их наполнению и опорожнению, защиту от повышения и понижения давления, защиту от распространения пожара, тушение пожара. При необходимости, на приемно-раздаточных патрубках должны предусматриваться компенсаторы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуары.

В резервуарах для нефти в целях предотвращения накопления на дне парафина и других отложений и их удаления должны устанавливаться, как правило, размывающие головки или винтовые мешалки.

Схемы технологических трубопроводов резервуарных парков должны обеспечивать опорожнение резервуаров с помощью подпорных насосов, а технологических трубопроводов с помощью зачистного насоса.

Планировка резервуарного парка, расстояние между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояние между группами должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03.

Внутри обвалования резервуарного парка не допускается размещение задвижек, за исключением коренных, устанавливаемых на приемораздаточных патрубках резервуара, а также задвижек систем пожаротушения.

Каждая группа наземных резервуаров должна быть ограждена замкнутым земляным обвалованием шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающей стеной из негорючих материалов, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объёма разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объёмом до 10000 м^3 и 1,5 м – для резервуаров объёмом 10000 м^3 и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или ограждающих стен следует принимать не менее 3 м для резервуаров объёмом до 10000 м^3 и 6 м – для резервуаров объёмом 10000 м^3 и более.

В пределах одной группы резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами следует отделять каждый резервуар объёмом 20000 м^3 и более или несколько однотипных резервуаров, суммарный объём которых равен или менее 20000 м^3.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

– 1,3 м – для резервуаров номинальным объёмом до 10000 м^3 и более;

– 0,8 м – для остальных резервуаров.

При размещении резервуарных парков на площадках, имеющих более высокие геодезические отметки по сравнению с отметками территории соседних населённых пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, а также при размещении резервуарного парка у берегов рек на расстоянии 200 м и менее от уреза воды (при максимальном уровне) должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, исключающие при аварии резервуаров возможность разлива нефти на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети или в водоем.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, должны быть предусмотрены заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов резервуарного парка не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары.

Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м с твердым покрытием.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, должны быть, как правило, сварные.

Обвалование резервуаров, нарушенное в связи с ремонтом или реконструкцией, по окончанию работ подлежит восстановлению.

В производственно-дождевую канализацию из резервуарного парка должны отводится:

– производственные сточные воды, образующиеся в период дождей и таяния снега;

– воды, охлаждающие резервуар при пожаре.

Не допускается сброс в производственно-дождевую канализацию донных отложений, образующихся при зачистке резервуаров. Они должны отводится в шламонакопители с помощью специальных откачивающих устройств.

Дождеприемные колодцы через выпуски с гидравлическими затворами должны быть подключены к сети производственно-дождевой канализации. Хлопуши дождеприемного колодца должны быть постоянно закрыты.

Колодцы канализационных сетей, расположенных в резервуарном парке, нумеруются в соответствии с технологической схемой.

Приемка резервуаров в эксплуатацию

Приемку резервуаров после сооружения, монтажа технологического оборудования, подводящих трубопроводов осуществляет рабочая комиссия, в состав которой входят представители заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций, генерального проектировщика, органов государственного санэпидемнадзора, органов государственного пожарного надзора, службы охраны окружающей среды, Госгортехнадзора, технической инспекции труда, профсоюзной организации заказчика или эксплуатационной организации, других заинтересованных органов надзора.

До начала испытаний резервуаров РВС генеральный подрядчик должен предъявить заказчику всю техническую документацию на резервуар и прочие документы, удостоверяющие качество металла и сварочных материалов; сертификаты, содержащие данные о сварочных работах и результаты проверки качества сварных соединений; акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству изолирующего слоя; результаты контроля сварных соединений смонтированного резервуара, предусмотренного СНиП 3.03.01.

Для резервуаров, покрытых с внутренней стороны защитным антикоррозионным покрытием, должны быть представлены технические характеристики нанесенного материала покрытия, карта-схема покрытия и результаты испытаний на адгезию.

Испытания конструкций резервуаров должны быть проведены в соответствии с требованиями СНиП 3.03.01 и ВСН 311 “Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от 100 до 50000 м^3”.

До начала испытаний резервуаров ЖБР генеральный подрядчик (строительно-монтажная организация) представляет заказчику документацию в соответствии со СНиП 3.03.01: сертификат, технические паспорта на качество бетона, класс арматуры, железобетонных элементов конструкций; результаты контроля качества антикоррозийных покрытий сварных соединений, закладных и соединительных деталей; акты на скрытые работы при устройстве грунтового основания с отражением сведений об устройстве водоотвода, бетонной подготовки, слоя скольжения, гидроизоляции днища, днища и фундамента стен с указанием об отсутствии дефектов (трещин, раковин, обнаженной арматуры и т. д.); акты на скрытые работы при монтаже сборных элементов, акты замоноличивания стыков между железобетонными элементами, навивке кольцевой арматуры, торкретных работах; акты на монтаж и испытания технологического оборудования.

При пропитке или покраске готовой конструкции защитными составами или нанесении облицовочных покрытий заказчику должны быть представлены технические характеристики нанесенного материала покрытия, карта-схема покрытия.

Антикоррозионная защита должна соответствовать СНиП 2.03.11.

Испытания и приемка в эксплуатацию ЖБР должны быть выполнены в соответствии со СНиП 3.03.01. и СН 383 “Указания по производству и приемке работ при сооружении железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов”.

Документация, оформляемая при приемке резервуаров и резервуарных парков в эксплуатацию.

На законченный строительством РВС должна быть передана в эксплуатирующую организацию следующая техническая документация:

– проектно-сметная документация на резервуар с внесенными в процессе строительства изменениями (исполнительная документация);

– паспорт резервуара;

– заводские сертификаты на изготовление стальных конструкций;

– документы, удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, применяемых при монтаже;

– заключение по контролю сварных соединений стенки физическим методом со схемами расположения мест контроля;

– копии удостоверений о классификации сварщиков, выполнявших сварку, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков;

– акт на скрытые работы по устройству изолирующего слоя под резервуар;

– акт на приёмку основания резервуара под монтаж (ВСН 311);

– акт на испытание сварных соединений днища резервуара (ВСН 311);

– акт на испытание сварных соединений стенки резервуара;

– акт на испытание резервуара наливом воды (ВСН 311);

– акт на испытание сварных соединений кровли резервуара на герметичность (ВСН 311)

– акт на испытание резервуарного оборудования;

– журнал сварочных работ (СНиП 3.03.01);

– акт испытания задвижек резервуара;

– заключение на просвечивание швов гамма-лучами, (только для резервуаров вместимостью 2000 $м^3$ и более, изготовленных из отдельных листов);

– документы о согласовании отступлений от проекта при строительстве;

– ведомость расхода металла при строительстве резервуара (необходимо заполнять только для резервуаров, изготовленных из отдельных листов);

– акт на испытание герметичности сварного соединения стенки с днищем (ВСН 311);

– акт на просвечивание вертикальных монтажных стыков стенки резервуара (ВСН 311);

– градуировочная таблица;

– схема и акт испытания заземления резервуаров;

– схема нивелирования основания резервуаров;

– акт рабочей комиссии о приёмке законченного строительством резервуара в соответствии со СНиП 3.01.04 и “Временным положением о приемке законченных строительством объектов” Для резервуаров РВС с понтоном или плавающей крышей должны быть также приложены:

– акт испытания сварных соединений центральной части понтона или плавающей крыши на герметичность;

– акт заводских испытаний коробов понтона или плавающей крыши на герметичность и акт испытаний после монтажа;

– акт проверки заземления понтона или плавающей крыши;

– документы, удостоверяющие качество материалов, использованных для уплотняющего затвора;

– ведомость отклонений от вертикали патрубков, направляющих и наружного борта понтона или плавающей крыши;

Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен предприятием, эксплуатирующем резервуар, и подписан главным инженером. В этом случае паспорт составляется на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара, а при необходимости – на основании обследования и дефектоскопии.

При приемке железобетонных резервуаров в эксплуатацию после окончания строительства передаваемая заказчику исполнительная документация на строительство резервуара должна содержать:

– комплект рабочих чертежей резервуара, его оборудования и защитных устройств;

– акт на скрытые работы по устройству основания резервуара и изоляции днища;

– акт приемки основания резервуара и его нивелировки;

– акты на арматурные и бетонные работы, монтаж и замоноличивание стыков железобетонных конструкций;

– акт на навивку предварительно напряженной кольцевой арматуры в цилиндрических резервуарах;

– акт на торкретирование наружных и внутренних поверхностей резервуара;

– акт на устройство гидроизоляции;

– документы о согласовании отступлений от проекта (в т.ч. журнал производства работ);

– справка лаборатории о примерном содержании бетона в цементе трехкальциевого алюмината и четырехкальциевого алюмфорита, введении в бетон специальных добавок, если они требуются по условиям агрессивности грунта;

– журналы производства всех видов работ, а в случае выполнения работ в зимнее время – листы, отражающие значения температуры электроподогрева бетона и тепловой обработки торкретного покрытия;

– сертификаты технического паспорта, удостоверяющие качество сборных железобетонных конструкций, марку бетона, класс арматуры;

– акты напряжения арматуры;

– журнал производства сварочных работ;

– акты проведения геодезических работ;

– акты монтажа и испытания технологического оборудования;

– акт проверки заземляющих устройств;

– акт замера сопротивлению растекания тока;

– акт готовности резервуара к испытаниям;

– акты испытаний резервуара на прочность, герметичность и на газонепроницаемость покрытия;

– акты приемки резервуара в эксплуатацию в соответствии со СНиП 3.01.04. и “Временным положением о приемке законченных строительством объектов”.

– градуировочная таблица;

– журнал производства строительных и монтажных работ с указанием атмосферных условий в период строительства резервуара;

– паспорт резервуара.

Все акты должны быть оформлены в соответствии со:

– СНиП 3.03.01 “ Несущие и ограждающие конструкции”;

– СНиП 3.03.01 “Организация строительного производства”;

– СНиП 3.03.03 “Геодезические работы в строительстве”;

– СНиП 3.02.01 “Земляные сооружения основания и фундаменты”;

– СНиП 2.01.04 “Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов”.

После завершения строительства резервуар должен подвергаться следующим видам испытаний:

– испытание на прочность стенки и основания;

– испытание на герметичность стенки, кровли и днища;

– испытание на герметичность плавающей крыши и понтона.

Эксплуатационная документация резервуаров

На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должна иметься следующая эксплуатационная документация:

– паспорт резервуара с актами на замену оборудования;

– исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;

– схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, проводимой в процессе эксплуатации;

– градуировочная таблица на резервуар;

– технологическая карта эксплуатации резервуара;

– журнал текущего обслуживания;

– журнал эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества;

– схема молниезащиты и защиты от статического электричества

Технологическая карта

До заполнения резервуаров и подключения их технологический процесс транспортировки нефти должна быть составлена технологическая карта эксплуатации резервуаров.

Технологическая карта эксплуатации резервуаров составляется на основе:

– требований нормативных и руководящих документов;

– данных о характеристиках резервуаров и их оборудования;

– технологического состояния резервуаров;

– схем перекачки нефти, высотных отметок резервуаров и откачивающих агрегатов;

– свойств нефти;

– диаметра и протяженности трубопроводов технологической обвязки на участке “резервуары – насосная”;

– производительности трубопровода и количества резервуаров, подключенных к данному трубопроводу;

– температуры воздуха и т. д.

Технологическая карта эксплуатации резервуаров должна отражать наиболее вероятные условия его работы обеспечивать эксплуатационный персонал всех уровней информацией для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки.

Технологическая карта эксплуатации резервуаров утверждается главным инженером предприятия и пересматривается по мере необходимости.

Технологические карты хранятся в отделах предприятий, их филиалах, которые участвуют в эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, на перекачивающих и наливных пунктах морских и речных терминалов и нефтебаз.

Технологические карты должны находится в диспетчерских пунктах предприятий, филиалов и в операторных перекачивающих и наливных станций, морских и речных терминалов, нефтебаз.

Заполнение резервуаров и их оперативное обслуживание осуществляются диспетчерскими службами предприятий, филиалов и операторами перекачивающих станций, наливных пунктов и нефтебаз. Оперативное обслуживание заключается в обеспечении режима работы резервуаров в пределах параметров, установленных технологическими картами эксплуатации резервуаров, с отражением в диспетчерских листах уровней нефти в резервуарах с заданной периодичностью.

Режим эксплуатации резервуаров

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляться должны в пределах параметров, установленных технологической картой (картами).

При заполнении резервуара после окончания строительства или после его капитального ремонта скорость движения нефти в приемораздаточном патрубке не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном или плавающей крышей – до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и емкости резервуара.

Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемораздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально допустимой величины, представленной в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Максимально допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности

Диаметр приемораздаточного патрубка, мм	Максимально допустимая скорость, м/с
200	10,9
300	10,3
500	9,4
600	9,1
700	8,8

Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси.

При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности.

Пропускную способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями следует принимать по пропускной способности огневых предохранителей соответствующего диаметра.

При необходимости увеличения подачи или откачки нефти из резервуаров следует привести пропускную способность дыхательной арматуры в соответствие с новыми условиями.

Заполнение резервуара с плавающей крышей и резервуара с понтоном условно делится на два периода: *первый период* – от начала заполнения до всплытия плавающей крыши (понтона); *второй период* – от момента всплытия плавающей крыши (понтона) до максимальной рабочей высоты налива.

Скорость подъема плавающей крыши или понтона в резервуаре с момента до окончания заполнения не должна превышать величины, указанной в проекте.

Опорожнение резервуаров с плавающей крышей или понтоном условно делится на два периода:

– *первый период* – от начала опорожнения до посадки плавающей крыши (понтона) на опоры. Опорожнение резервуара может происходить со скоростью опускания плавающей крыши (понтона), предусмотренной проектом.

– *второй период* – от посадки плавающей крыши или понтона на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре. Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать суммарной пропускной способности огневых предохранителей во избежание смятия днища плавающей крыши или понтона.

Эксплуатации резервуаров в номинальном режиме соответствуют второй период заполнения и первый период опорожнения.

При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

В резервуарах со стационарной крышей должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте или по результатам технической диагностики):

– во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод. ст.), вакуум – не более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);

– предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3 кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. ст.).

– на резервуарах с понтоном (плавающей крышей) при огневых предохранителях и вентиляционных патрубках давлении и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм. вод. ст.).

Максимально допустимый уровень нефти при заполнении резервуара устанавливается с учетом высоты монтажа пенокамеры, а в резервуарах с понтоном – пенокамеры и понтона, а также запаса емкости на возможное объемное расширение нефти и прием ее в течении времени передачи соответствующих распоряжений и отключения резервуара.

Для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки, максимально допустимый уровень нефти устанавливается по результатам технического диагностирования состояния резервуара.

Минимально допустимым уровнем нефти в резервуаре является минимальный уровень, при котором предотвращаются кавитация в системе "резервуар – насос" и воронкообразование в резервуаре.

Расчетный минимально допустимый уровень должен быть выше минимально допустимого уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени передачи соответствующих распоряжений по остановке агрегатов и отключения резервуаров.

Минимально допустимый уровень нефти в резервуаре с понтоном (плавающей крышей) устанавливаются исходя из условий нахождения понтона (плавающей крыши) на плаву.

В резервуарах, работающих в режиме "подключенных", устанавливается технологический уровень.

При создании запаса нефти для обеспечения независимой работы НПС в течении заданного времени в части резервуаров парка остальная часть может откачиваться до минимально допустимого уровня.

Максимальные рабочие уровни в резервуарах, работающих в режиме "подключенных", определяются исходя из условия обеспечения запаса свободной их емкости для сброса и приема нефти в течение 2-х часов работы нефтепровода с максимальной производительностью.

При невозможности создания запаса емкости для 2-ух часового приема нефти определяют возможный объем резервирования на данной НПС и время, необходимое для заполнения этой резервной емкости принимаемой нефтью.

При резервировании *"свободной емкости"* только в части резервуаров парка остальные резервуары могут заполнятся до максимально допустимого уровня.

2.2. Оборудование резервуаров

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах, представлен в таблице 3.6.

Выбор конкретного оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией.

При капитальном ремонте:

– хлопуши исключаются, вместо них устанавливаются приемораздаточные устройства;

– демонтируются трубные стационарные системы размыва с последующей установкой винтовых устройств;

– при оборудовании резервуаров понтонами, плавающими крышами дыхательная арматура заменяется на вентиляционные патрубки;

– плавающие крыши и понтоны оборудуются опорными стойками регулируемой высоты с установкой на них дополнительных патрубков в эксплуатационном положении.

Таблица 3.6

Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБК
Дыхательный клапан	+			+
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемораздаточное устройство				+
Приемораздаточный патрубок*	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	-
Система подслойного пенотушения	+	+	+	+
Компрессирующая система приемораздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			+	
Система орошения резервуара	+	+	+	-
Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+

Примечание. * – Приемораздаточный патрубок с хлопушей на РВС следует заменить приемораздаточным устройством с поворотной заслонкой

Дыхательная арматура должна включать дыхательный и предохранительный клапаны, вентиляционные патрубки.

Суммарная пропускная способность дыхательных клапанов определяется в зависимости от максимальной подачи нефти при заполнении (или опорожнении) резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Суммарная предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном резервуаре, должна быть не меньше, чем пропускная способность дыхательных клапанов.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на 5 – 10 % по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан должен быть залит незамерзающей слабоиспаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор.

Дыхательные и предохранительные клапана типа НКДМ, КПГ, СМДК, КПР следует заменить на универсальные клапаны типа КДС.

Замена предохранительных клапанов КПГ и КПР проводится только с одновременной заменой дыхательных клапанов.

Универсальные клапаны КДС, КДС-2 работают как в режиме дыхательного, так и предохранительного клапана.

Огневые предохранители (огнепреградители) устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами. При температуре наружного воздуха ниже 0 ^{0}С в осенне-зимний период огневые предохранители необходимо демонтировать.

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимой нефти:

– на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти ниже 26,6 кПа (200 мм. рт. ст.) должны быть установлены дыхательные вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями;

– на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти свыше 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены дыхательные и предохранительные клапаны с огневыми предохранителями.

– на резервуарах с плавающей крышей (или понтоном) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляется согласно ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350).

На приемораздаточном патрубке резервуаров должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

Резервуар должен быть оборудован отсекающими коренными задвижками.

Резервуар должен быть оборудован средствами отбора проб. Для отвода ливневых вод с плавающей крыши применяется водоспуск.

Для предотвращения образования донных отложений и их размыва должна быть предусмотрена система размыва или другое специальное оборудование, имеющее необходимые разрешительные документы на их применение.

В состав оборудования резервуара входят замерный, световой люки, люк-лаз и другие люки для установки оборудования (количество люков и их типы устанавливаются проектом).

Резервуары оснащаются сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти, и устройствами измерения уровня нефти.

2.3. Оборудование стальных резервуаров

Для правильной и безопасной эксплуатации стальные наземные резервуары должны иметь следующее оборудование (рис. 3.1.)

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. В настоящее время резервуары оснащают дистанционными уровнемерами типа УДУ и пробоотборником типа ПСР.

Указатели уровня. На рис. 3.2. представлена схема работы указателя уровня УДУ-5. Указатель уровня состоит из трех узлов:

– показывающего прибора с отсчитывающим механизмом, пружинным двигателем постоянного момента и механизма проверки зацепления мерной ленты, смонтированными в едином корпусе;

– гидрозатвора с угловыми роликами и защитными трубами;

– поплавка с направляющими тягами и натяжным устройством.

Работает указатель следующим образом. 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.

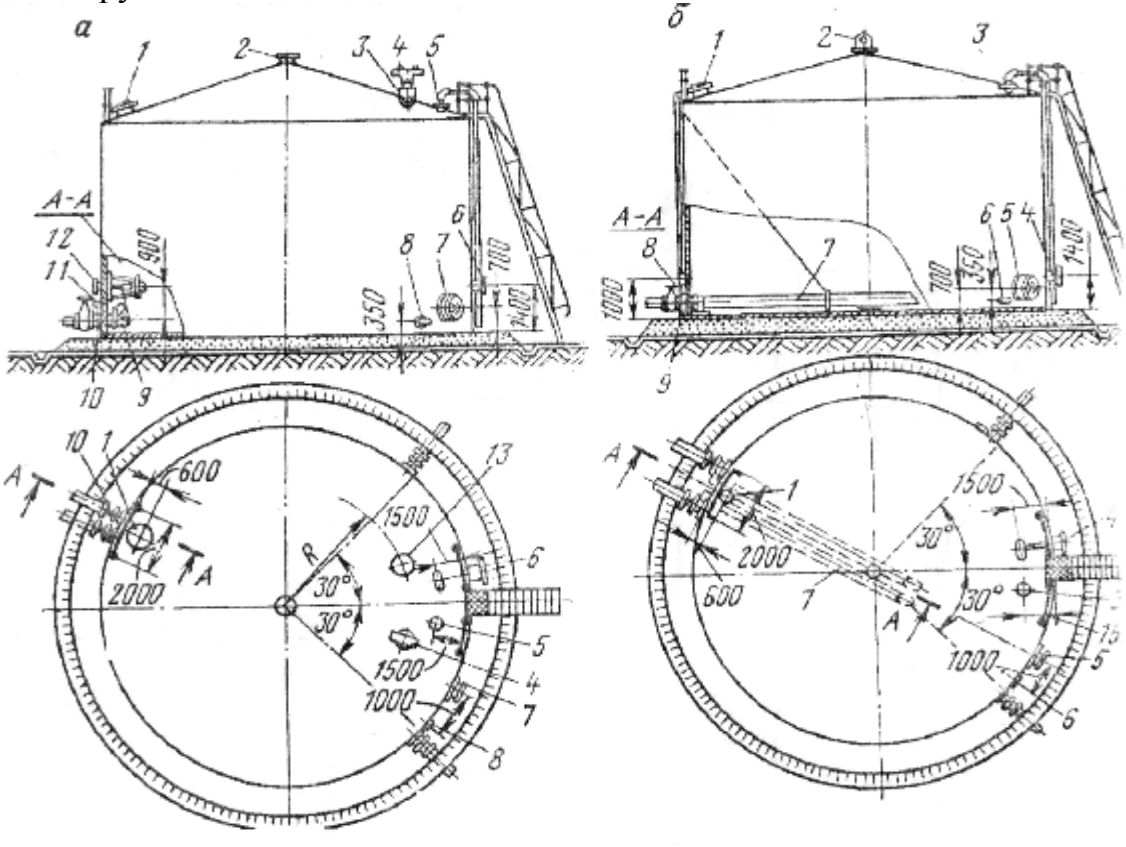


Рис. 3.1. Схема расположения оборудования на вертикальном стальном резервуаре

На рис. 3.1. показаны: а) для хранения маловязких нефтепродуктов: 1 – верхний световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – огневой предохранитель; 4 – основной механический дыхательный клапан; 5 – замерный люк; 6 – уровнемер; 7 – нижний люк-лаз; 8 – водоспускной кран; 9 – хлопушка; 10 – грузовой патрубок; II – перепускное устройство; 12 – подъемник хлопушки; 13 – предохранительный гидравлический дыхательный клапан; б) для хранения высоковязких нефтепродуктов: 1 – верхний световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – замерный люк; 4 – уровнемер; 5 – нижний люк-лаз; 6 – водоспускной кран; 7 – шарнирная подъемная труба; 8 – перепускное устройство; 9 – грузовой патрубок.

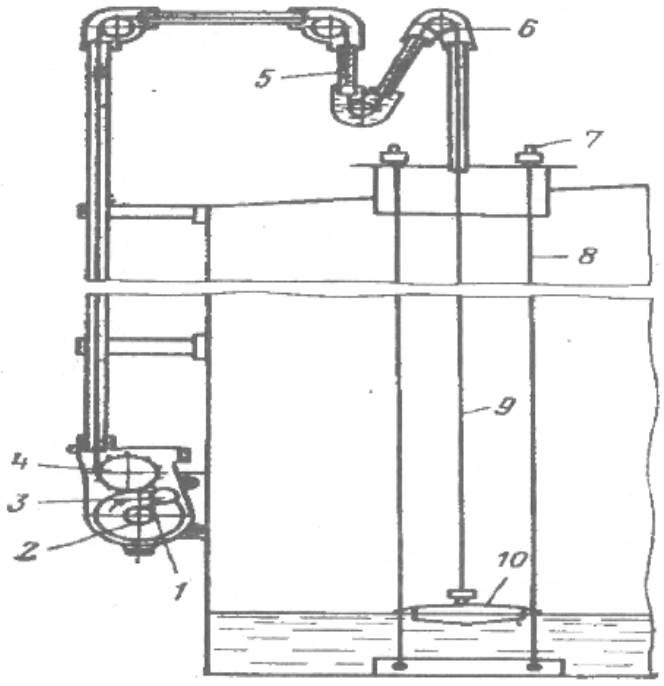


Рис. 3.2. Указатель уровня УДУ-5

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. Принцип его действия заключается в том, что стальная закаленная лента 1, навитая специальным способом, одним концом прикреплена к барабану 2, другим свободно охватывает ось барабана 3, создавая постоянный момент в направлении, показанном стрелкой. Когда поплавок находится в верхнем положении, мерная лента смотана на барабан 2, а лента пружинного механизма на барабан 3. При понижении уровня жидкости вес поплавка преодолевает момент трения в системе и момент, создаваемый пружинным механизмом. Поплавок начинает перемещаться

вниз, мерная лента вращает барабан 2 и перематывает пружинную ленту двигателя постоянного момента с барабана 3 на барабан 2, накапливая тем самым энергию. При повышении уровня жидкости вес поплавка компенсируется выталкивающей силой жидкости, пружинный механизм преодолевает момент трения в системе и сматывает освободившуюся мерную ленту на барабан 2 за счет энергии, накопленной при понижении уровня.

На вертикальном наземном резервуаре (рис. 3.3, *а*) показывающий прибор 2 указателя уровня (УДУ-5М, УДУ-5П, УДУ-5К) крепят к уголку 1, приваренному к резервуару. Защитные трубы 3 крепят хомутами к кронштейну 4. Вводной патрубок 5 вваривают в крышку люка, к ней же крепят натяжные устройства, а натяжные струны – к уголку на дне резервуара. На (рис. 3.3, *б*) показан монтаж показывающего прибора и защитных труб на металлической конструкции 7. Кроме того, возможен вариант, когда вместо уголка 6 используют груз 8.

На заглубленном резервуаре (рис. 3.3, *в*) показывающий прибор У.У (УДУ-5А, УДУ-5АП, УДУ-5АК) крепят к кронштейну 9. установленному на крышке люка.

На резервуаре с плавающей крышей (рис. 3.3, *г*) показывающий прибор У.У (УДУ-5Б, УДУ-5БП, УДУ-5БК) устанавливают, так же как и на вертикальном наземном резервуаре. В плавающую крышу вваривают люк 11 с патрубком 12 . Натяжные устройства устанавливают на люке. Направляющие струны прикрепляют к уголку 13, приваренному к патрубку. Мерная лента проходит поплавку через алюминиевую втулку 10, вмонтированную в люк.

На резервуаре с дышащей крышей (рис. 3.3, д) показывающий прибор У.У (УДУ-5Г, УДУ-5ГП, УДУ-5ГК) устанавливают на кронштейне 9. Мерная лента в защитной трубе 3 проходит внутрь резервуара. К верхнему угловому ролику 14 прикрепляют кронштейн 15, на котором устанавливают натяжные устройства.

На резервуаре (рис. 3.3, *е*) , рассчитанному на давление до 3000 мм вод. ст., при монтаже прибораУ.У (УДУ-5Д, УДУ-5ДП, УДУ-5ДК) устанавливают увеличенный гидрозатвор.

При ремонте на резервуаре газовое пространство резервуара перекрывается специальной задвижкой 16, установленной на вводном патрубке 5.

В указателе положения плавающей крыши (УДУ-5В, УДУ-5ВП, УДУ-5ВК) (рис. 3.3, ж), мерную ленту прикрепляют непосредственно к плавающей крыше. Натяжного устройства нет. Плавающая крыша – поплавок.

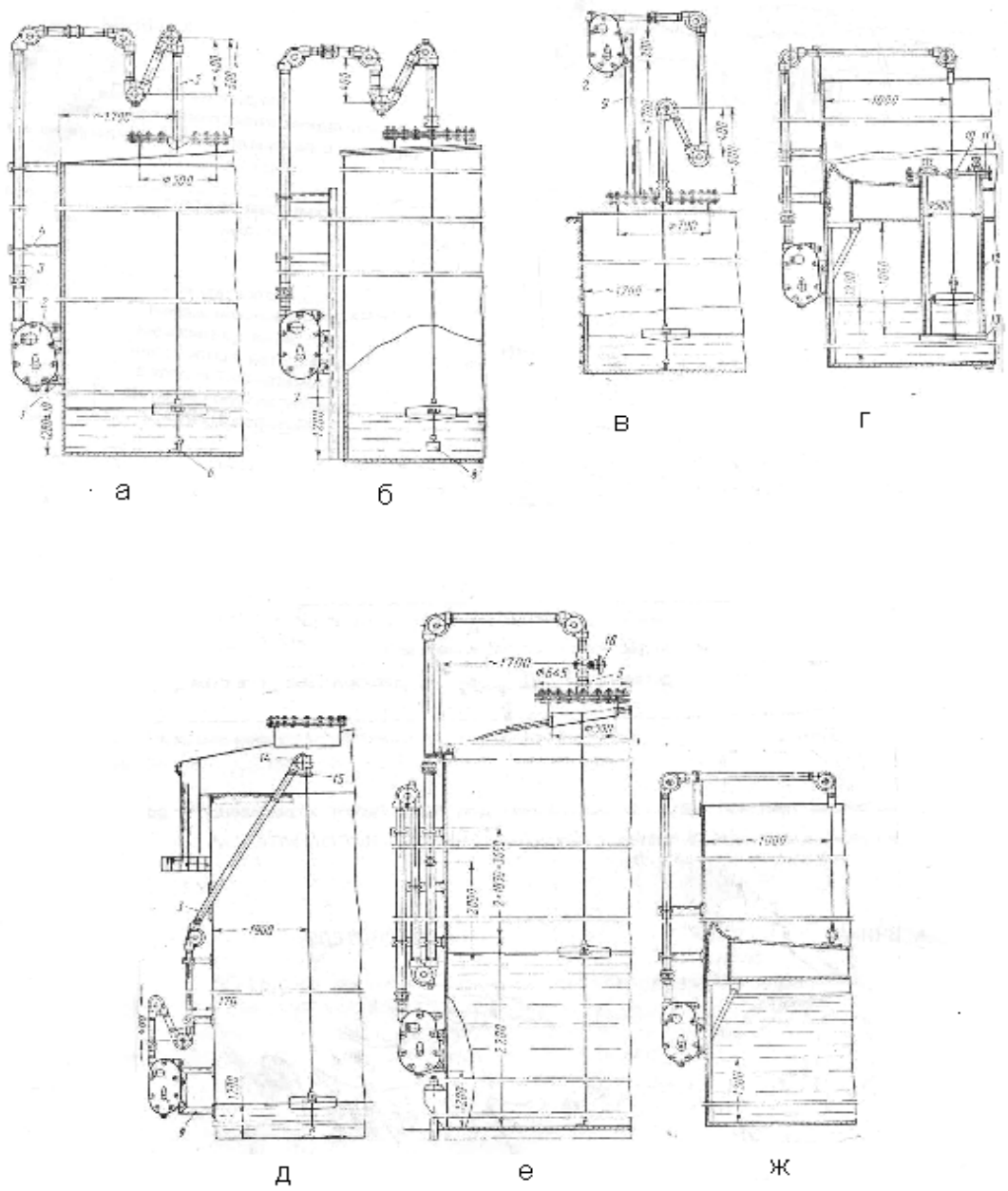


Рис. 3.3. Установки указателей уровня на резервуарах различных типов

Разработаны различные модификации УДУ:

– для вертикальных наземных резервуаров УДУ-5М,
– для заглубленных резервуаров УДУ-5А,
– для резервуаров с плавающей крышей УДУ-5Б,
– для резервуаров высокого давления (до 0,03 МПа) УДУ-5Д.

В настоящее время промышленность выпускает уровнемеры УДУ-10 нескольких модификаций, позволяющие вести оперативный контроль и товарные операции по отпуску и приему нефтепродуктов в резервуары различных конструкций. Принцип работы уровнемера УДУ-10 такой же, как у УДУ-5.

В конструкции указателей уровня предусмотрена возможность подсоединения к ним потенциометрических и кодоимпульсных датчиков для передачи показаний в диспетчерский пункт.

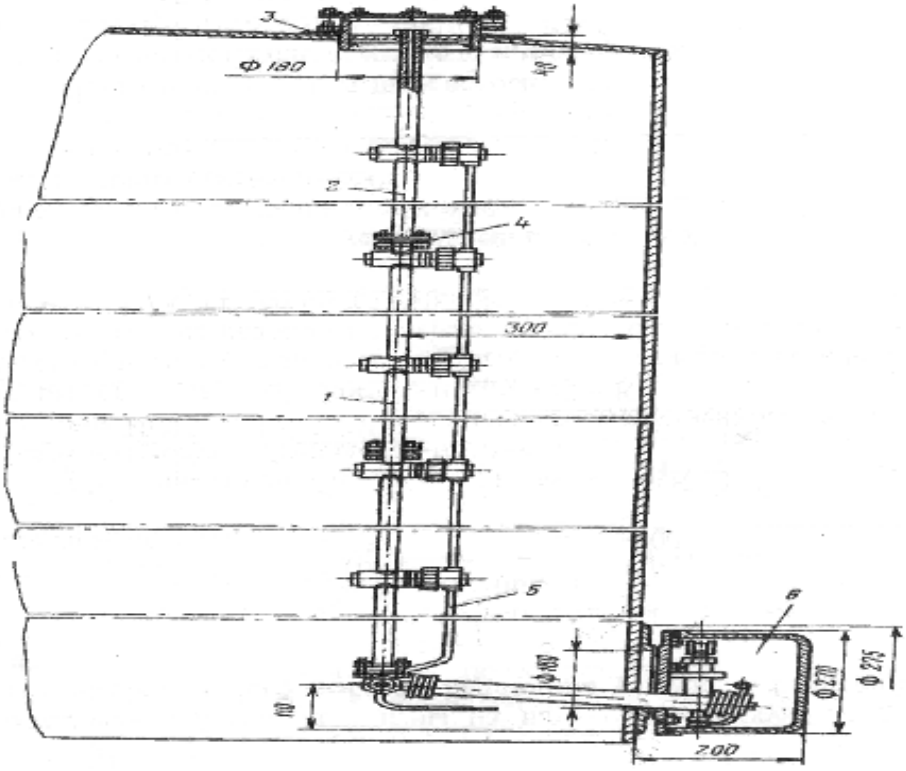


Рис. 3.4. Пробоотборник типа ПСР

Пробоотборник типа ПСР позволяет автоматически отбирать из резервуара пробу, соответствующую составу нефтепродукта в резервуаре. Это достигается путем выделения в резервуаре столбика нефтепродукта по всей высоте налива. Пробоотборник ПСР-4 (рис. 3.4) состоит из трех основных узлов: верхнего люка 3, пробоотборной колонны и панели управления отбором и сливом пробы 6. Пробоотборная колонна состоит из концевой трубы 2 с одним клапаном и двух клапанных секций 1, соединенных между собой фланцами 4. Воздушные полости клапанных секций связаны между собой и насосом панели управления воздушной трубой 5.

Для получения пробы в воздушной трубе 5 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.

После взятия пробы давление в воздушной системе снижается, и клапаны открываются, подготавливая пробоотборник к следующему отбору проб.

Наряду с пробоотборником ПСР-4, предназначенным для отбора средних проб нефтепродуктов с вязкостью до 1200 $м^2/с$ при 50 $^0С$ из наземных вертикальных резервуаров на нефтебазах применяют: ПСР-5 – для отбора средних проб маловязких нефтепродуктов из заглубленных резервуаров, ПСР-6 – для отбора средних проб вязких нефтепродуктов из заглубленных резервуаров и ПСР-7 – для отбора средних проб нефтепродуктов из резервуаров с понтонами.

Принцип работы ПСР всех типов одинаков. Они различаются только конструкциями.

Пеногенератор представляет собой генератор высоко-кратной пены (ГВП) в комплекте с пенокамерой. 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. Во избежание попадания посторонних предметов и искр внутрь резервуара поперечное сечение вентиляционных патрубков затягивают медной сеткой. Диаметр вентиляционного патрубка обычно принимают равным диаметру приемораздаточного 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.

Подъемную трубу устанавливают на приемной трубе резервуара, предназначенного для хранения, подогрева и отстоя нефтепродуктов. 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.

Поднимать трубу можно до определенной высоты, в пределах которой она может опускаться под собственным весом. При углах подъема больше 70 – 75° возможно заклинивание поворотного шарнира, поэтому длина подъемной трубы l_t принимается равной

$$l_t = L - h_i / \sin 70^o, \qquad (3.1.)$$

где L – высота резервуара;

h_i – расстояние от дна резервуара до поворотного шарнира трубы.

Для уменьшения входной скорости нефтепродукта конец подъемной трубы срезается под углом 30°.

Водоспускное устройство, устанавливаемое на первом поясе резервуара, предназначено для периодического спуска подтоварной воды (рис. 3.5). Подтоварная вода накапливается на дне, осаждаясь из обводненной нефти. Одним из способов предохранения утечки через неплотности днища является хранение нефтепродуктов на водяной подушке, нормальная высота которой 3 – 5 см. Водоспускное устройство может поворачиваться, что позволяет полностью вытеснять нефтепродуктом воду из устройства. Этим предотвращается возможность замерзания воды при отрицательных температурах воздуха.

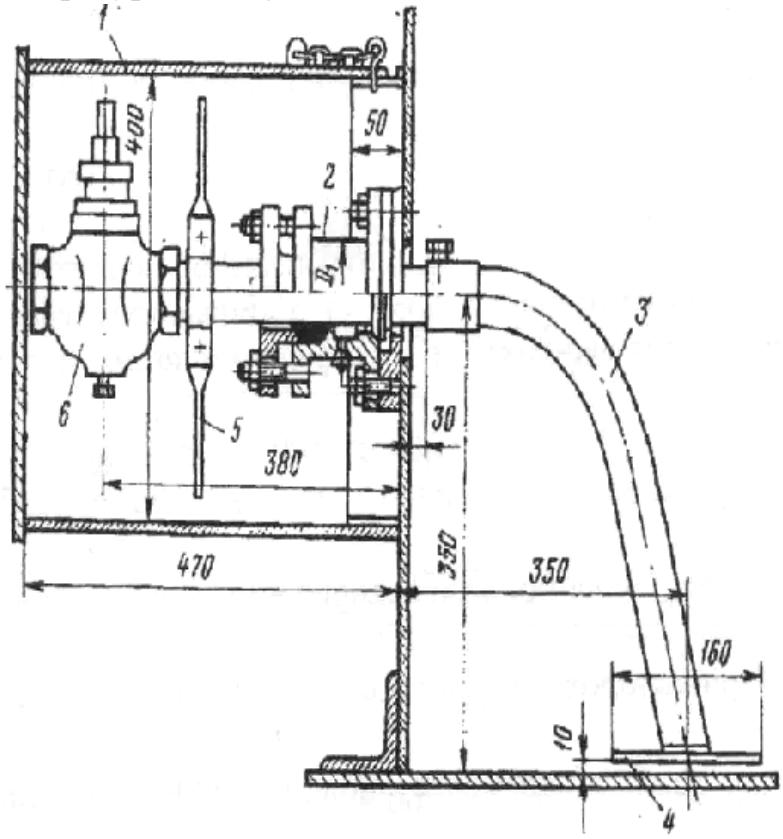


Рис. 3.5. Водоспускное устройство

1 – защитный чехол; 2 – сальниковое уплотнение; 3 – патрубок; 4 – защитная диафрагма; 5 – поворотная ручка; 6 – пробковый кран.

Хлопушка предотвращает утечку нефтепродукта из резервуара в случае повреждения приемораздаточных трубопроводов и задвижек. На рис. 3.6 показана управляемая хлопушка, которую обычно устанавливают на приемной трубе. Если в резервуаре имеются две специализированные приемораздаточные трубы, то на нагнетательной трубе можно установить хлопушку без управления. Для обеспечения открывания хлопушки устраивают перепуск, позволяющий выравнивать давление до и после хлопушки.

Для резервуаров с понтонами и плавающими крышами используют хлопушки с управлением, встроенным в приемораздаточный патрубок.

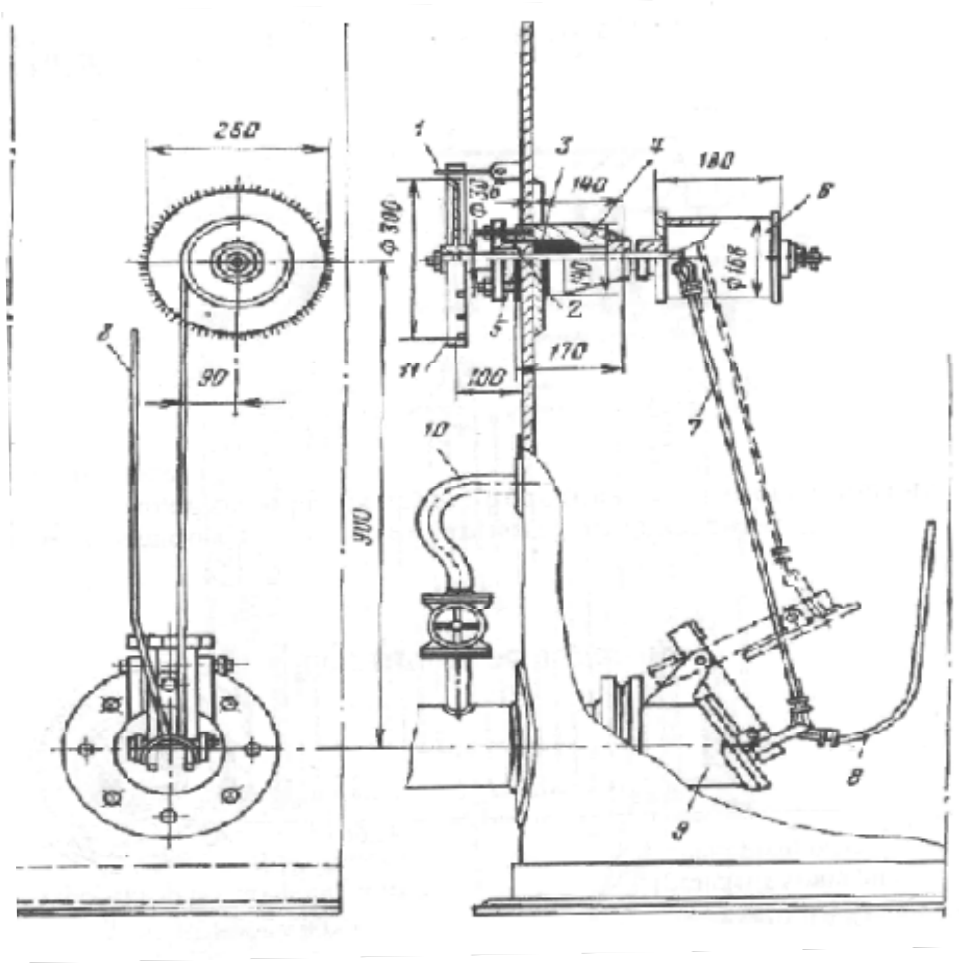


Рис 3.6. Хлопушка

1 – стопор хлопушки; 2 – втулка сальника; 3 – сальниковая набивка; 4 – корпус сальника; 5 – вал подъемника; 6 – барабан; 7 – трос подъемника; 8 – запасной трос к крышке светового люка; 9 – хлопушка; 10 – перепускное устройство; 11 – штурвал.

Огневые предохранители, препятствующие проникновению внутрь резервуара огня и искр через дыхательные клапаны, устанавливают под дыхательными клапанами. Принцип действия их основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода.

На рис. 3.7 изображен стандартный огневой предохранитель с круглой кассетой, состоящей из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих несколько параллельных каналов. Эти заградители пламени обладают малым гидравлическим сопротивлением и наиболее устойчивы против обледенения. Сопротивление огневых предохранителей определяют по заводским характеристикам.

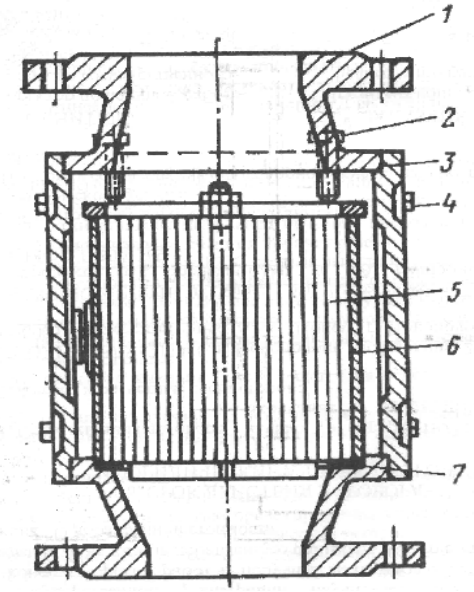


Рис. 3.7. Огневой предохранитель
1 – фланец; 2 – прижимной болт; 3 – корпус; 4 – крепежный болт; 5 – кассета; 6 – кожух; 7 – уплотняющая прокладка

Предохранительные клапаны резервуаров. 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, дублирующий работу дыхательного клапана.

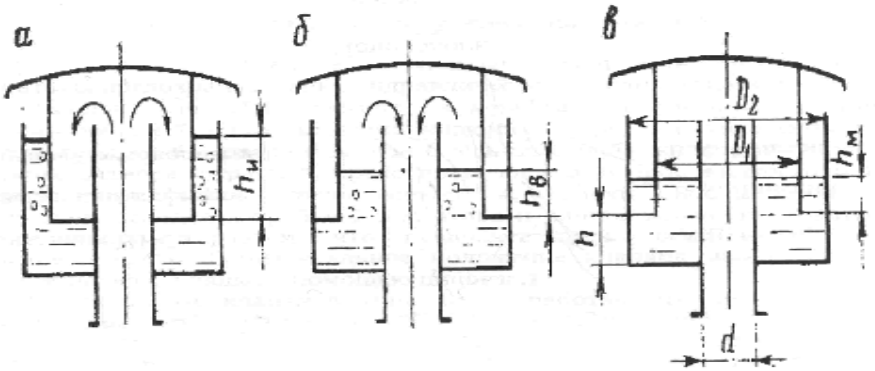


Рис. 3.8. Схема работы предохранительного гидравлического клапана
а – при избыточном давлении в резервуаре; б – при вакуумном давлении в резервуаре; в – при давлении в резервуаре, равном атмосферному.

Расчет гидравлического клапана (рис. 3.8) ведется на основе следующих положений:

1. При работе на избыточное давление клапан должен создать гидравлический затвор высотой $h_a = p_u / pg$, а при работе на вакуум – затвор высотой $h_B = p_h / pg$.

2. Площади поперечных сечений газоходов, заполненных жидкостью (F_1 и F_2), должны быть больше площади поперечного сечения штуцера f. Это требование объясняется необходимостью предотвращения уноса жидкости из клапана при прохождении газов через гидравлический затвор.

Глубину погружения внутреннего цилиндра h_i находят из условия, что объем жидкости в неработающем клапане над его нижним срезом должен создать гидравлические затворы на избыточное давление $h_И$ и на вакуум h_B.

$$h = h_И h_h / h_B + h_И \qquad (3.2)$$

При высоких скоростях газов в кольцевых газоходах клапана жидкость уносится в виде капель, захватываемых газами, вследствие чего клапан начинает работать при пониженных h_B и $h_И$. Для предупреждения этого в верхней части корпуса клапана ставят каплеуловитель.

Устройство и принцип действия предохранительных клапанов КПС-100

Широко применяют гидравлические предохранительные клапаны типа КПС для резервуаров на давление до 1960 Па (рис. 3.9). Основным элементом таких клапанов является гидравлический затвор, образованный залитой на дно корпуса 3 незамерзающей или слабо испаряющейся жидкостью (трансформаторным маслом) и колпаком 4.

При повышении давления внутри резервуара жидкость гидравлического затвора вытесняется из внутреннего кольцевого пространства во внешнее до тех пор, пока уровень не понизится до нижнего зубчатого обреза колпака. После этого газовоздушная смесь будет прорываться (барботировать) в атмосферу. При вакууме в резервуаре жидкость гидравлического затвора вытесняется во внутреннее кольцевое пространство. Для уменьшения уноса жидкости с проходящими газами к крышке 7 и трубке 5 крепят отбойные козырьки.

Воронка 8 служит для залива рабочей жидкости, а сливная трубка 2 – для ограничения нижнего уровня жидкости при заливе. Контролируют уровень жидкости щупом 9, а сливают её через отверстие, перекрываемое пробкой 1. Клапан устанавливают на фланец огневого предохранителя и с помощью растяжек 6 дополнительно крепят к корпусу резервуара.

Чтобы гидравлический клапан не работал вместе с механическим, его устанавливают на повышенные (5 – 10 %) давления в вакуум. Гидравлические клапаны следует устанавливать по уровню строго горизонтально, иначе они будут работать с пониженным вакуумом и давлением вследствие стока жидкости на одну сторону клапана.

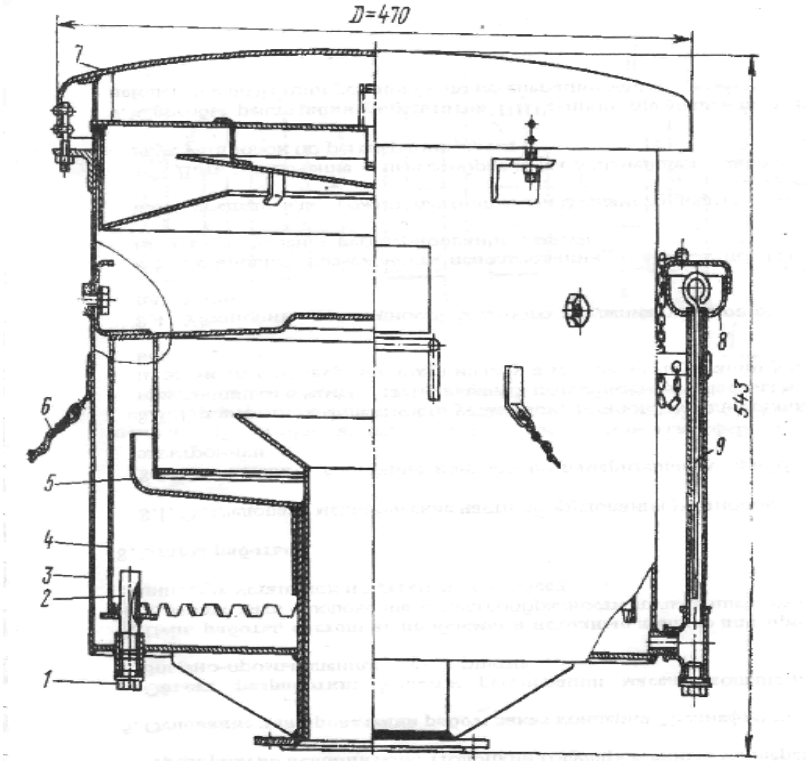


Рис. 3.9. Предохранительный (гидравлический) клапан КПС-100

КПГ

Клапан типа КПГ, состоит из корпуса 8 с соединительными фланцами, чашки 7 для размещения жидкости гидравлического затвора, верхнего корпуса 6 с патрубком для создания столба жидкости гидравлического затвора, экрана 5, предотвращающего выброс жидкости при работе клапана огневого предохранителя 4, крышки 3 для защиты от атмосферных осадков и трубки 2 для слива и налива жидкости. Клапан имеет шарнирный разъем, что позволяет легко осматривать его внутреннюю часть. Горизонтальное положение клапана выверяют по зеркалу жидкости в чашке с помощью шпилек 1.

В отличие от клапанов типа КПС, работающих по принципу барботажа, работа клапанов типа КПГ основана на принципе выброса жидкости гидравлического затвора. Это позволило увеличить их пропускную способность без значительного увеличения габаритных размеров, массы и объема жидкости гидравлического затвора.

При повышении давления в резервуаре и в полости *а* жидкость из чашки вытесняется в патрубок и при достижении предельно допустимого значения давления жидкость выбрасывается на экран, отражаясь от которого скапливается в кольцевой полости *б*. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка в чашку и при срабатывании выбрасывается на стенки корпуса, по которым стекает в кольцевую полость *в*. Для обеспечения полного выброса жидкости в момент срабатывания на вакуум в чашке имеется цилиндрическая перегородка с отверстиями, разделяющими ее на две сообщающиеся полости. Площадь кольцевого зазора *г* между патрубками и перегородкой не превышает двух площадей патрубка, что облегчает выброс жидкости из этого зазора на крышку чашки и затем на стенки корпуса клапана. В освобожденный кольцевой зазор из сообщающейся полости чашки перетекает остаток жидкости и по мере поступления выбрасывается из затвора, не создавая заметного превышения вакуума. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры и используется для повторной заливки. После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой через свободные газоходы, и клапан типа КПГ работает как "сухой", обеспечивая более высокую пропускную способность по сравнению с типовым клапаном.

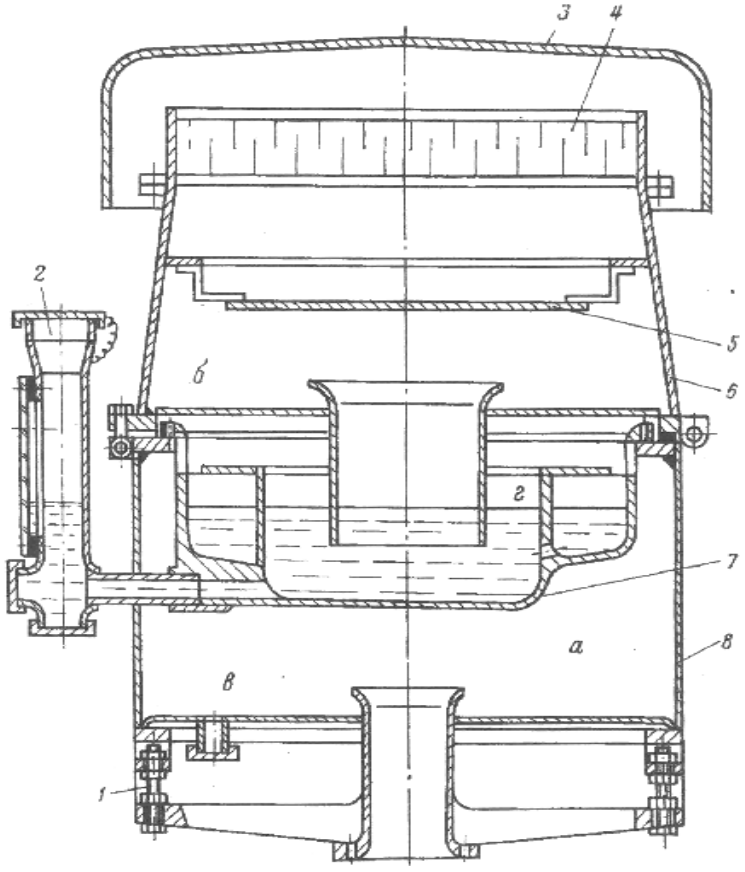


Рис. 3.10. Предохранительный (гидравлический) клапан КПГ

Устройство и принцип действия дыхательных клапанов

Дыхательные клапаны устанавливают на крыше резервуара у замерной площадки для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении легковоспламеняющихся нефтепродуктов и для предотвращения разрушения резервуара. Дыхательный клапан работает при повышении давления в резервуаре или вакууме выше расчетного. В первом случае он выпускает в атмосферу образовавшуюся в резервуаре паровоздушную смесь и таким путем доводит давление в резервуаре до расчетного значения, а во втором случае, наоборот, при образовании разрежения впускает в резервуар атмосферный воздух и тем самым поддерживает расчетный вакуум. На случай выхода из строя дыхательного клапана предусмотрен предохранительный клапан, который срабатывает при повышении расчетного давления и вакуума на 5 – 10 %.

Подбор дыхательных клапанов для стальных резервуаров

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

Максимальный расход газов, проходящих через клапан, определяется при заполнении резервуара как сумма расходов, состоящая из

$$Q_з = q_з + q_{m1} + q_{m2} + q_r \qquad (3.3)$$

где $Q_з$ – максимальный расход газов;

$q_з$ – максимальный расход нефтепродуктов при заполнении резервуара;

q_{m1} – максимальный расход газа вследствие нагрева газового пространства от внешней среды

$$q_{m1} = \beta\, \Delta T\, V_r \qquad (3.4)$$

где β – коэффициент объемного расширения газа ($\beta = 1/273$ К$^{-1}$);

ΔT – скорость нагревания газового пространства резервуара (ΔT = = 0,0013 К/с);

V_r – максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара). Подставив значения ΔT и β в уравнение (3.3) получим

$$q_{m1} = 4{,}76\ 10^{-6} V_{r,}$$

q_{m2} – расход газа вследствие нагрева газового пространства при закачке более нагретого нефтепродукта

$$q_{m2} = \beta\, [\alpha F\, (T_н - T_r) / c \cdot RT_r / p], \qquad (3.5)$$

где α – коэффициент теплообмена;

F – площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре;

$T_н$ и T_r – соответственно температуре нефтепродукта, закачиваемого в резервуар, и температура газового пространства;

c – теплоемкость;

R – удельная газовая постоянная;

p – давление в газовом пространстве резервуара;

$q_г$ – объем выделяющихся из нефти газов, определяемый по газовому фактору.

При выкачке нефтепродукта из резервуара расход поступающего через клапан атмосферного воздуха (в м^3/с) будет:

$$Q_B = q_B + q_{T,}$$

где q_B – производительность выкачки нефтепродукта из резервуара;

q_T – дополнительный расход из-за возможного охлаждения газового пространства резервуара и частичной конденсации паров.

Величину q_T определяют по формуле (3.3). Наиболее интенсивно резервуар охлаждается во время ливня, поэтому для практических расчетов скорость охлаждения следует принимать $\Delta T \sim 8 - 10^{-3}$ К/с. Подставив значение р и ΔT в (3.3), получим

$$q_m = 2{,}9 \cdot 10^{-5} \cdot V_г \qquad (3.6)$$

По большему значению Qs или Qa подбирают по каталогу клапан необходимого размера. Если требуемая пропускная способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбирают несколько клапанов меньшего размера.

КД-2

На рис. 3.11 дана конструкция механического дыхательного клапана КД-2 для вертикальных цилиндрических резервуаров, рассчитанных на давление 2000 Па, вакуум 250 Па и пропускную способность до 900 м^3/ч воздуха. Обтекаемое очертание внутренних поверхностей корпуса 1 позволяет сократить гидравлические потери за счет более плавного изменения направления проходящего потока и уменьшения завихрения. Направляющие стержни 2 (по четыре на каждый клапан) предназначены для устранения перекоса тарелок клапанов.

В нижней части корпуса предусмотрен фланец 9, с помощью которого клапан крепится на огневом предохранителе, установленном на штуцере резервуара. Корпус клапана сварной из алюминия, что исключает возможность образования воспламеняющихся соединений металла, а следовательно, и самовозгорание. Внутри корпуса клапана на одной вертикальной оси размещены нижняя тарелка давления 8 и верхняя тарелка вакуума 3, лежащие на седлах 5 и 7. Алюминиевые седла выполнены съемными. Откидная крышка 4, расположенная над тарелками клапана, обеспечивает свободный доступ к ним для осмотра, проверки и чистки.

Вертикальное перемещение тарелок обеспечивается направляющей 6. Сообщение клапана с атмосферой осуществляется через сетку 10. Крепление крышки с корпусом клапана производится посредством рычага 11, шарнирно связанного с крышкой и корпусом, откидным болтом 13 и маховиком 12. Тарелки клапана покрыты маслобензостойкой и морозоустойчивой резиновой прокладкой 14. Благодаря выступу на поверхности алюминиевого седла возрастает удельное давление уплотнения и повышается герметичность клапана. Такое уплотнение затвора обладает еще и повышенной надежностью против примерзания. Это достигается применением фторопластовой оболочки 15 и фторопластовой трубки 16. Диски клапанных тарелок в нижней части имеют выступающий буртик, препятствующий стеканию конденсата на уплотнительную поверхность затвора

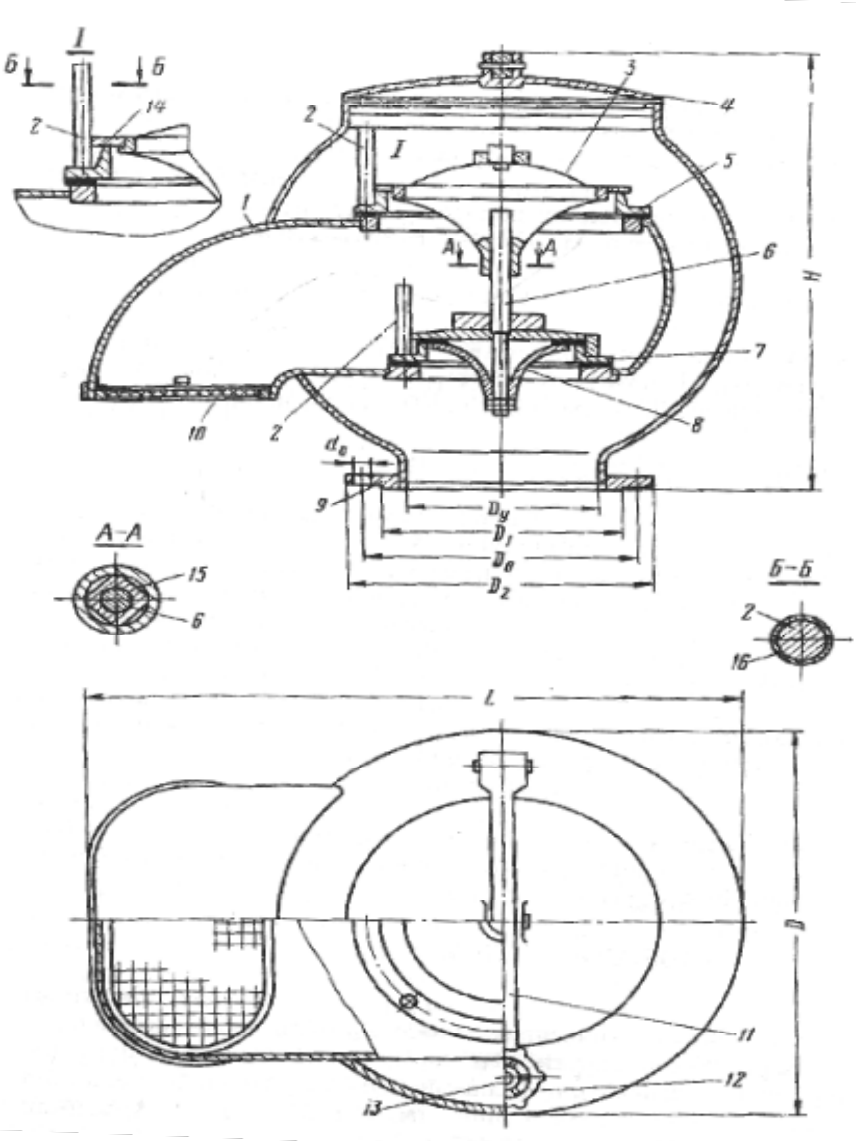


Рис. 3.11. Дыхательный клапан для "атмосферных" резервуаров КД-2 (механический)

НДКМ

Клапан типа НДКМ (рис. 3.12) состоит из соединительного патрубка 1 с седлом 2, тарелки 3 с мембраной 4, зажатой между фланцами нижнего корпуса 5 и верхнего корпуса 6, верхней мембраны 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камеры под крышкой с атмосферой посредством трубки 12. Диски 9 и тарелки 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера сообщается через импульсную трубку 15 с газовым пространством резервуара.

Гибкая уплотняющая поверхность тарелки 3 выполнена из фторопластовой пленки. Для устранения колебаний затвора установлена пружина 13. В нижнем корпусе размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Корпус клапана алюминиевый сварной. Мембрана изготовлена из бензостойкой прорезиненной ткани. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается за счет покрытия соприкасающихся поверхностей пленкой из фторопласта.

Клапан рассчитан на давление 2000 Па и вакуум 400 Па (для железобетонных резервуаров допускается вакуум 1000 Па).

Конструкция клапана предусматривает возможность широкого регулирования пределов его срабатывания. Срабатывание при вакууме регулируется изменением веса тарелки 3 при помощи сменных грузов (на рисунке не показаны), а срабатывание клапана при его работе на давление – изменением числа регулировочных грузов 10.

Клапан работает следующим образом. При образовании вакуума в резервуаре в межмембранной камере клапана (под диском 9) также создается вакуум. Когда вес узла тарелки 3 будет меньше усилий, которые под действием атмосферного давления давят на нижнюю поверхность мембраны 4 и на выступающую на седло поверхность тарелки, последняя поднимается, в результате чего газовое пространство сообщается с атмосферой. С увеличением расхода воздуха через клапан тарелка перемещается вверх без существенного увеличения вакуума в резервуаре. Если в резервуаре создается избыточное давление, то оно передается в мембранную камеру и прижимает тарелку к седлу с мембраной. Одновременно избыточное давление действует на верхнюю мембрану с грузом, и при некотором дополнительном давлении, определяемом весом грузов и дисков, мембрана с дисками перемещается вверх, натягивая цепочки. При достижении расчетного давления усилие от воздействия давления на мембрану 8 уравновесится суммарным усилием от воздействия давления на мембрану 4 и весом тарелки 3, дисков 9 и грузов 10, а при дальнейшем увеличении давления тарелка приподнимается.

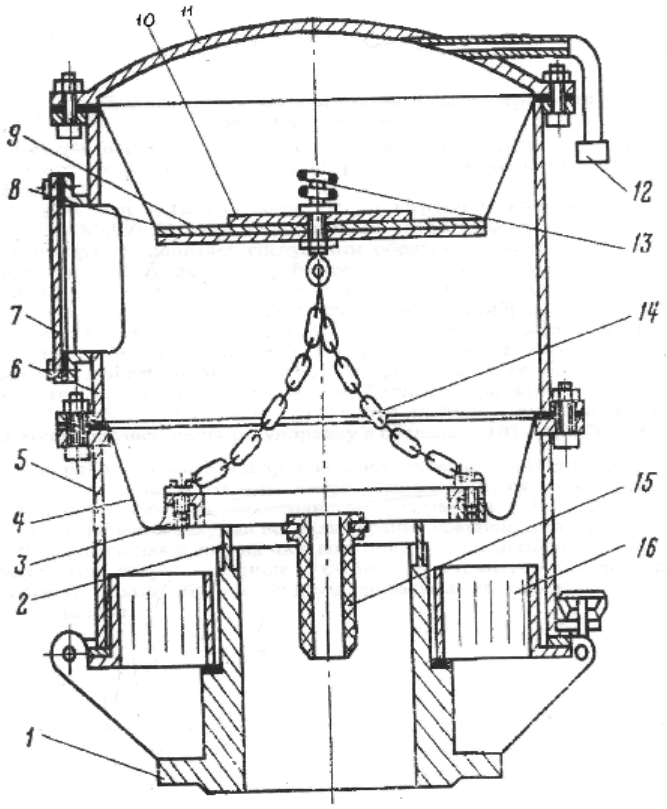


Рис. 3.12. Непромерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ

ДКМ-150

Дыхательный клапан резервуаров высокого давления представляет собой более сложную конструкцию по сравнению с клапанами типов КД и НДКМ.

На рис. 3.13 представлена одна из конструкций клапана высокого давления ДКМ-150. Клапан мембранный с управляющим устройством – командоаппаратом работает следующим образом. Давление из газового пространства резервуара передается через командоаппарат в камеру под мембраной. Когда давление в резервуаре достигнет расчетной величины, на которую отрегулирован командоаппарат, мембрана с шариком перемещается вверх. В результате этого надмембранная камера сообщается с атмосферой, избыточное давление в ней падает, после этого тарелка под давлением, действующим снизу, открывается, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой. Давление срабатывания клапана определяется предварительным натяжением пружины командоаппарата, что позволяет осуществлять регулировку в пределах (0,01 – 0,007 МПа).

При работе на вакуум шарик командоаппарата находится в нижнем положении. В надмембранной камере устанавливается вакуум, равный разрежению в газовом пространстве резервуара.

При достижении расчетного значения вакуума вес узла тарелки уравновешивается усилием от атмосферного давления на нижнюю поверхность мембраны, и тарелка перемещается вверх, соединяя газовое пространство резервуара с атмосферой. Таким образом, вакуум срабатывания определяется весом тарелки клапана.

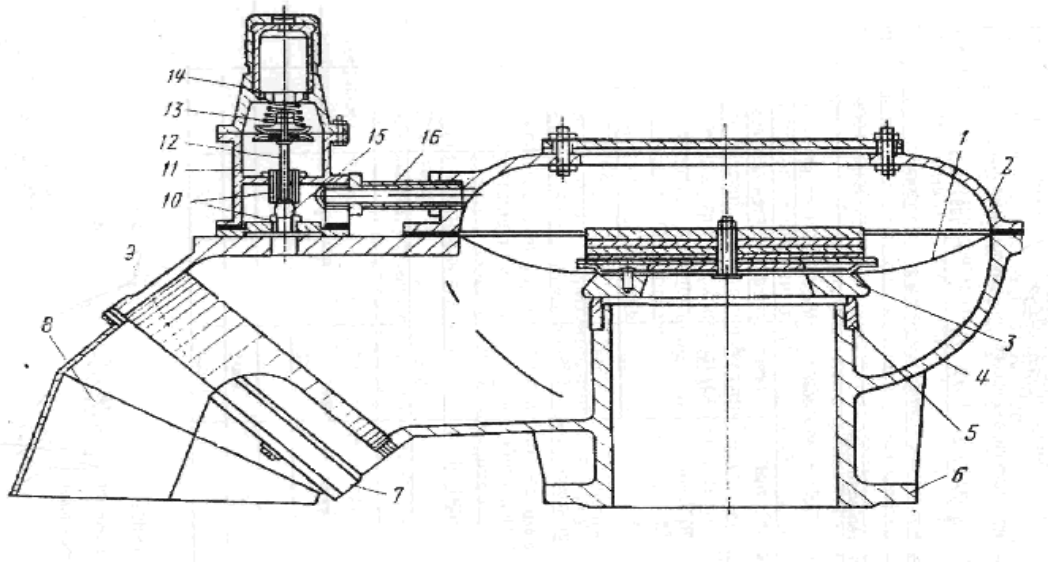


Рис. 3.13. Клапан ДКМ-150 для резервуаров высокого давления
1 – мембрана; 2 – крышка; 3 – тарелка; 4 – корпус; 5 – седло клапана; б – присоединительный патрубок; 7 – защитный кожух; 8 – патрубок; 9 – огневой предохранитель; 10 – седла; командоаппарат; 12 – шток; 13 – пружина; 14 – корпус командоаппарата; 15 – шарик; 16 – соединяющая трубка

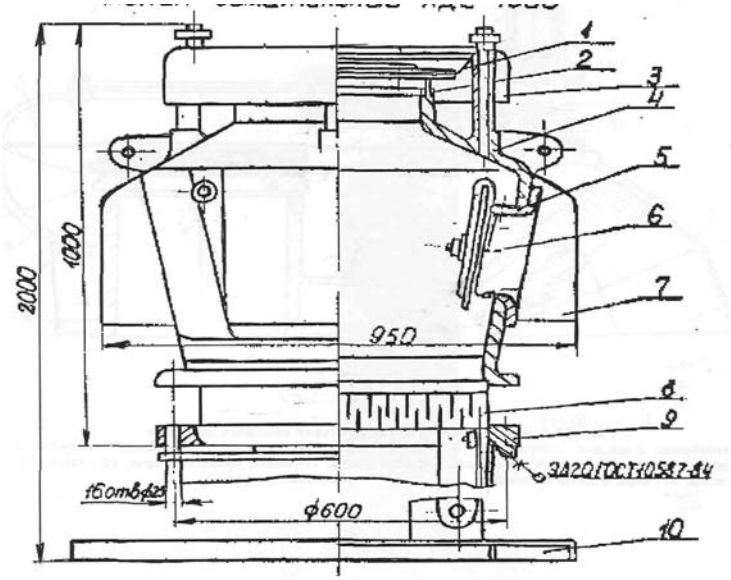


Рис. 3.14. Дыхательный клапан КДС-1500
1 – тарелка давления; 2 – седла давления; 3 – крышка; 4 – корпус; 5 – седло вакуума; 6 – тарелка вакуума; 7 – кожух; 8 – кассета огневого предохранителя; 9 – фланец крепежный; 10 – диск-отражатель.

2.4. Системы защиты резервуаров и их обслуживание

Молниезащита

Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти должны быть защищены от прямых ударов молний, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, выполненными в соответствии с требованиями действующей НТД.

Устройства молниезащиты должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью. При этом оформляется и передается заказчику исполнительная документация.

Для резервуарных парков при общей вместимости группы резервуаров более 100 тыс. $м^3$ защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами.

В качестве защиты резервуаров от прямых ударов молнии необходимо применять искусственные заземлители, проложенные в земле и размещенные не реже чем через 50 м по периметру основания резервуара, к которым должен быть присоединен корпус резервуара (число присоединенных – не менее двух в диаметрально противоположных точках).

На резервуарах РВСП и РВСПК для защиты от электростатической индукции необходимо устанавливать не менее двух гибких стальных перемычек между плавающей крышей или понтоном и корпусом резервуара.

Зашита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям.

Ввод линий электропередачи, сетей сигнализации должен осуществляться только кабелями длиной не менее 50 м с металлической броней или оболочкой или кабелями, проложенными в металлических трубках и коробах.

Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 $мм^2$ и длинной не менее 200 мм и защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 $мм^2$.

Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполнятся сваркой или болтовыми соединениями с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом.

При наличии стержневых и тросовых молниеотводов каждый токоотвод присоединяется к искусственному заземлителю, состоящему из 3-х и более вертикальных электродов длинной не менее 3 м, объединенных горизонтальным электродом, при расстоянии между вертикальными электродами не менее 5 м. Токоотводы и заземлители выбираются в соответствии с требованиями действующей НТД.

При эксплуатации устройств молниезащиты должен осуществляться систематический контроль за их техническим состоянием. В график планово-предупредительных работ должно входить техническое обслуживание этих устройств. В случае выявления механических повреждений и износа устройств молниезащиты следует производить текущий или капитальный ремонт.

Проверка состояния устройств молниезащиты должна проводится 1 раз в год перед началом грозового сезона.

Проверке подлежат целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей молниеприемников, токоотводов и контактов между ними, а также значение сопротивления току промышленной частоты заземлителей отдельно стоящих молниеотводов. Это значение не должно превышать результаты соответствующих замеров на стадии приемки более чем в пять раз. При превышении сопротивления заземлений более чем пять раз по сравнению с замерами в период приемки заземление подлежит ревизии (и ремонту, при необходимости).

Цель ревизии состоит в следующем:

– выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;

– проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);

– определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозионной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией.

На основании ревизий определяется необходимый объем ремонтных работ по системе молниезащиты, которые должны быть закончены к началу грозового периода года. Мелкие текущие ремонты устройств молниезащиты можно проводить во время грозового периода года, капитальные ремонты – только в негрозовой период.

Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов необходимо заносить в журнал эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества.

Лица, проводящие ревизию молниезащиты, должны составлять акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов. Ответственность за исправное состояние молниезащиты несет служба главного энергетика.

Система защиты резервуаров о коррозии

Способы защиты от коррозии резервуаров для нефти следует принимать по СНиП 2.03.11 в зависимости от степени агрессивного воздействия среды на конструкции, в том числе внутренних поверхностей конструкций резервуаров для нефти – с учетом требований ГОСТ 1510.

Методы защиты резервуаров от коррозии определяются проектом на антикоррозионную защиту.

Антикоррозионная защита осуществляется следующим образом:

– наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудования, установленного на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений – защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;

– наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения – защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты – СКЗ и протекторами);

– внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарная обвязка системы размыва донных осадков – лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;

– внутренняя поверхность РВС (крыша, верхние пояса корпуса) – лакокрасочными и комбинированными покрытиями;

– поверхность ЖБР – применением оклеечных материалов, пропиткой или покраской конструкции, использованием герметиков;

– арматура, приемораздаточные патрубки, донные клапаны, световые и лазовые люки и другое металлическое оборудование ЖБР – применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных по металлизационному слою) покрытий, средств электрохимзашиты.

Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже электрохимической защиты, должны соответствовать спецификации проекта ЭХЗ, государственным стандартам или техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта.

Средства и установки электрохимзащиты должны быть поставлены комплектно в соответствии со спецификацией, указанной в проекте, и сопровождены документами, удостоверяющими соответствие указанных средств и установок их техническим условиям.

При пуске и опробировании средств и установок электрохимической защиты следует руководствоваться государственными стандартами, строительными нормами и правилами, нормативно-техническими документами по защите подземных сооружений от коррозии, а также требованиями технического проекта и рабочих чертежей на ЭХЗ.

Части установок ЭХЗ, которые размещены под землей, разрешается засыпать грунтом только после того, как они освидетельствованы, получено письменное согласие на их засыпку от представителя заказчика и оформлен двусторонний акт на скрытые работы.

Качество изоляции контактных соединений протекторных установок перед засыпкой грунтом должно быть проверено искровым дефектоскопом напряжением 20 кВ.

На внутренней поверхности резервуаров с помощью металлизации с последующим нанесением изоляционного материала установка протекторов может исключаться.

Техническое обслуживание и ремонт установок катодной защиты проводятся в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов. Контроль за работой установок катодной защиты проводится в соответствии с ГОСТ Р 51164.

Техническое обслуживание протекторной защиты должно включать:

– контроль эффективности протекторной защиты;
– замену изношенных протекторов.

Контроль работы протекторной защиты наружной поверхности днища резервуара от почвенной коррозии необходимо проводить с помощью следующих электрических измерений:

– распределения потенциала *“резервуар-грунт”*;
– омического сопротивления цепи протекторных установок;
– силы тока протекторных установок.

Контроль работы протекторов, устанавливаемых на внутренней поверхности резервуара, заключается в периодических измерениях силы тока контрольных протекторов.

Эффективность протекторной защиты проверяется измерением разности потенциалов *“резервуар-электролит”* и силы тока в цепи *“протектор-резервуар”*. Разность потенциалов *“резервуар-электролит”* (днище – подтоварная вода) следует измерять предназначенными для подобных измерений приборами с помощью специального медносульфатного электрода сравнения.

Замену изношенных протекторов необходимо производить в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, утвержденным главным инженером предприятия и составленным с учетом срока службы протекторов и данных об их эксплуатации.

Для защиты от коррозии внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров могут быть использованы покрытия, имеющие сертификаты и разрешительные документы.

Запрещается допуск подрядчиков производства работ, не имеющих лицензий на данный вид деятельности.

Периодический визуальный контроль состояния наружного антикоррозийного покрытия производится 1 раз в год (ГОСТ 1510).

Контроль состояния внутренней поверхности РВС осуществляется при проведении полного обследования в сроки согласно РД 08-95-95.

Качество лакокрасочного покрытия определяется проверкой адгезии (адгезия не менее 2 баллов – ГОСТ 15140) и замером толщины покрытия.

Дефекты покрытия, обнаруженные при периодических осмотрах, подлежат устранению.

Очистка резервуаров

Резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т. е. очистку необходимо проводить для:

– обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;

– освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;

– полного обследования и производства ремонта.

На очистку резервуара составляется проект производства работ, который должен содержать следующие разделы:

– подготовка резервуара к проведению работ;

– проведение очистки;

– безопасность проведения работ;

– пожарная безопасность;

– схема размещения оборудования, используемого при очистке.

Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается пожарной охраной объекта.

Перед выполнением работ внутри резервуара все связанные с ним трубопроводы должны быть отключены закрытием задвижек и установкой заглушек с хвостовиком. Место и время установки заглушек должны быть записаны в вахтовом журнале. Для проведения работ по очистке оформляется акт и наряд-допуск на проведение газоопасных (ремонтных) работ.

Периодически повторяющиеся газоопасные работы, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводится без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией перед их началом в журнале.

Технологический процесс очистки резервуара может включать следующие операции:

– откачку нефти и размыв донных отложений системами в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;

– откачку до минимально возможного уровня;

– подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продута и откачку его в соответствии с ППР;

– дегазацию резервуаров до значений ПДВК при соблюдении предельного уровня загазованности каре резервуара не более 20 % НКПР;

– очистку резервуара в соответствии с ППР;

– дегазацию резервуара до значений ПДК;

– контроль качества очистки;

– утилизацию осадка.

Дегазация резервуара может осуществляться с помощью принудительной вентиляции, пропарки или другими способами.

Резервуары следует пропаривать при открытых люках. При пропарке резервуара внутри него должна поддерживаться температура не ниже 78 ^{0}С.

При пропаривании резервуара с металлическим понтоном верхнюю (над понтоном) и нижнюю (под понтоном) части резервуара следует пропаривать самостоятельно. Резервуары с понтоном из синтетического материала не пропаривают. При использовании пара для размягчения осадка и флегматизации газового пространства следует закрыть люки и следить за работой дыхательной арматуры.

Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме не более 2 г/м^3 должна производится только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДВК (2,1 г/м^3)

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

Применяемое при очистке оборудование должно отвечать следующим требованиям:

– обеспечивать взрывозащещенность и искробезопасность;

– обеспечивать выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса;

– быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами.

Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу (металл, бетон, лакокрасочное покрытие) и иметь гигиенический сертификат. Химические реагенты различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о его применимости на объектах транспорта нефти.

В процессе очистки резервуаров проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве.

Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию на предприятиях, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпидемнадзора и органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

Качество очистки резервуара контролируется:

– измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300 мг/м^3);

– визуально;

– измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДНП не более 0,2 кг/м^2 для работы без доступа людей в резервуар и не более 0,1 кг/м^2 с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ.

Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

Для приведения резервуаров в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти:

– не более 0,3 г/м^3 при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств;

– не более 2,0 г/м^3 при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы.

Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 часа, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения ремонтных (огневых) работ, а при обнаружении в воздухе паров нефти, концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов загазованности, а при концентрации 20 % от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

Очистку и размывку внутренних стен резервуара рабочие должны выполнять в средствах индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗ ОД), спецодежде и спецобуви. Обувь рабочих не должна иметь стальных накладок и гвоздей. Поверх спецодежды следует надевать спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленными к нему двумя прочными сигнальными веревками, свободные концы которых должны выходить наружу через ближайший нижний люк и находится в руках у наблюдающего.

У люка резервуара должны находится не менее двух человек, готовых в случае необходимости оказать помощь работающим в резервуаре. Для ЖБР на каждого работающего в резервуаре должно быть два наблюдающих. Они также должны быть в спецодежде и спецобуви и иметь при себе СИЗ ОД.

При применении шлангового противогаза рабочие, находящиеся снаружи резервуара, должны следить за тем, чтобы приемный шланг не имел изгибов и располагался в зоне чистого воздуха. Для этого конец шланга необходимо закрепить на заранее выбранном месте.

Продолжительность пребывания в шланговом противогазе не должна превышать 30 минут, а последующий отдых на чистом воздухе должен быть не менее 15 минут.

При работе внутри резервуара двух человек и более воздухозаборные шланги и спасательные веревки должны находится в диаметрально противоположных люках. При этом необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов.

Недалеко от очищаемого резервуара следует держать питьевую воду в плотно закрытом сосуде и аптечку с необходимыми медикаментами.

Во время грозы приближаться к молниеотводам и резервуарам ближе, чем на 4 м запрещается.

Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний резервуаров

Вертикальные стальные резервуары.

При подготовке резервуара к испытанию проверяются его геометрическая форма и размеры, а также положение в плане и по высоте всех конструктивных элементов резервуара в объеме, предусмотренном в СНиП 3.03.01. выполняется нивелирование днища РВС с построением плана днища в горизонталях с целью определения соответствия уклона днища проектному и выявления деформируемых участков (хлопунов и вмятин). Отклонение не должно превышать величин, приведенных в СНиП 3.03.01.

Перед испытанием резервуара с плавающей крышей или понтоном при положении крыши (понтона) на опорных стойках или кронштейнах проводят дополнительно следующие замеры:

a) фактического периметра плавающей крыши или понтона;

b) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтона;

c) отклонений от вертикали наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона;

d) отклонений от горизонтали верхней кромки наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона.

Указанные отклонения не должны превышать допустимых величин, приведенных в СНиП 3.03.01.

Контроль герметичности монтажных швов днища, плавающей крыши и ее коробов проводится вакуум-камерой путем смачивания контролируемого участка шва мыльным раствором, а при отрицательной температуре воздуха – раствором лакричного корня с хлористым натрием или кальцием. Разрежение в камере должно быть не менее 0,08 МПа. Появление пузырей указывает на наличие неплотностей.

Герметичность сварного соединения днища с корпусом резервуара проверяют вакуум-камерой.

Контролю просвечиванием подвергают все вертикальные стыковые соединения первого пояса и 50 % стыковых соединений второго и третьего поясов резервуаров на участках длинной 200 – 250 мм, преимущественно в местах пересечения этих соединений с горизонталями, а также все стыковые соединения в местах примыкания стенки к окрайкам днища.

Гидравлическое испытание проводится для окончательной проверки прочности конструкций основания, прочности и плотности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций, работоспособности сис-

темы “резервуар – технологическая обвязка” с компенсирующими устройствами, а также с целью консолидации (уплотнения) грунтов естественного и искусственного оснований в период производства испытательных работ.

Для обеспечения аварийного слива воды во время гидравлического испытания, в случае образования течи в днище или стенке резервуара, узел оперативного переключения задвижек системы трубопроводов для заполнения и опорожнения резервуара водой следует располагать за пределами обвалования.

Подготовка резервуара к испытанию завершается комиссионной проверкой его внутреннего пространства, закрытием люков и составлением акта готовности резервуара к гидравлическим испытаниям.

Испытание резервуара проводится наливом воды (гидравлическое испытание).

Гидравлические испытания проводят при положительной температуре окружающего воздуха. При проведении гидравлических испытаний при отрицательной температуре разрабатываются мероприятия, которые обеспечивают положительную температуру воды в резервуаре и исключают примерзание затвора к стенке резервуара, обмерзание понтона, плавающей крыши и стенки резервуара, замерзание воды в арматуре.

Резервуар, должен быть залит водой до отметки определенной программой испытаний. Он испытывается на гидравлическое давление с выдержкой под нагрузкой (без избыточного давления):

– до 20 тыс. $м^3$ вкл. – 24ч;
– свыше 20 тыс. $м^3$ – 72ч.

Испытание резервуара на прочность и устойчивость проводят при полном его заливе водой, избыточном давлении в газовом пространстве на 15 %, а в вакууме на 60 % больше проектной величины, если в проекте на резервуар и в проекте производства по его монтажу нет других указаний, а продолжительность нагрузки – 30 мин.

Стационарная крыша резервуара испытывается на герметичность при полностью заполненном водой резервуаре давлением, превышающем проектное на 10 %. В процессе испытания герметичность сварных соединений проверяют путем нанесения мыльного или другого индикаторного раствора.

Давление в газовом пространстве при всех видах испытаний создается либо непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, либо нагнетанием сжатого воздуха.

Контроль движения в резервуаре осуществляется U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности определенные программой испытаний.

При обнаружении течи из-под края днища, появлении мокрых пятен на поверхности отмостки, испытания необходимо прекратить, слить воду из резервуара. Установить причину течи и устранить дефект. При обнаружении трещин в швах поясов стенки испытание должно быть прекращено. Уровень воды необходимо понизить на один пояс и устранить дефект. Эти участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами.

Гидравлические испытания резервуара с плавающей крышей или понтоном проводят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши и вокруг направляющих. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и катучей лестницы, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов и отсеков между коробами, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов, а также измеряют глубину погружения плавающей крыши через замерный люк и в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного борта понтонного кольца. Погружение плавающей крыши должно быть равно проектному с отклонением не более чем на 10 %.

Испытания системы водоспуска плавающей крыши проводятся дважды.

При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) испытание проводится путем заполнения дренажной системы водой и создания давления в ней 0,25 МПа. При этом сальниковые шарниры и клапан ливнеприемника или замещающее его запорное устройство должны быть герметичны. Второй раз система водоспуска испытывается в процессе испытания корпуса резервуара наливом воды. Для этого задвижка на выходе системы водоспуска должна быть постоянно открыта. Отсутствие воды в задвижке будет свидетельствовать о герметичности системы водоспуска.

При опорожнении резервуара после гидравлического испытания производят зачистку неровностей швов внутренней поверхности стенки резервуара, замеряют зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши и стенкой резервуара, между направляющими трубами и патрубками в крыше. После проведения гидравлических испытаний не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей и конструкций, проведение других сварочных работ на резервуаре.

После гидравлического испытания и опорожнения резервуара необходимо проверить состояние внутреннего антикоррозионного покрытия визуальным осмотром и выборочным контролем соединения днища и первого пояса при помощи искровых дефектоскопов. Контролю приборами подлежат 5 % соединений днища и первого пояса стенки резервуара.

Поврежденные участки защитного покрытия подлежат ремонту. Результаты проверки качества внутреннего антикоррозионного покрытия оформляются актом.

Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям проекта.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если:

– в процессе испытания на поверхности стенки или по краям днища не появится течь, и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;

– осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превысит допустимых пределов, указанных в СНиП 3.03.01.

– плавающая крыша (понтон) плавно поднимется и опустится без рывков и заеданий, погружение плавающей крыши (понтона) не превысит более чем на 10 %.

Примечание. Увеличение погружения плавающей крыши в воду при испытании свидетельствует о том, что вес крыши больше проектного или сила трения между затвором и стенкой резервуара или между направляющей и патрубком чрезмерно велика, что может быть вызвано неправильной формой стенки резервуара или самой плавающей крыши, неправильным монтажом направляющих и затвора.

Результаты гидравлического испытания оформляются актом.

Мелкие дефекты (свищи, отпотины), обнаруженные при испытании, подлежат устранению после опорожнения резервуара. Приемка резервуаров оформляется актом.

Для обеспечения эксплуатационной надежности резервуаров рекомендуется выполнять соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов и деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания, до и после него.

Геодезический контроль за деформацией оснований и фундаментов в процессе гидравлического испытания выполняет генподрядная организация с участием представителя заказчика или эксплуатирующей организации.

Геодезическому контролю подлежат:

– окрайка днища;

– фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точкам окраек днища;

– днище резервуара после его опорожнения;

– фундаменты опорных конструкций запорной арматуры приемо-раздаточных технологических трубопроводов;

– фундамент шахтной лестницы;

– трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков).

Периодичность контрольных съемок деформаций окрайки днища, фундаментного кольца и фундаментов опорных конструкций запорной арматуры – не реже 1 раза в сутки, остальных элементов – до заполнения и после слива воды из резервуара.

Резервуары, построенные на свайном основании, необходимо проинивелировать по окрайкам днища дважды – до и после испытания.

Точки нивелирования окраек днища и фундаментного кольца рекомендуется совмещать с вертикальными швами первого пояса стенки резервуара. Швы первого пояса стенки должны быть промаркированы несмываемой краской в направлении нарастания нумерации по часовой стрелке с исчислением от 1-ой главной оси резервуара. Количество точек нивелирования определяется в зависимости от емкости резервуара:

РВС 5 000 – 12 точек.

РВС 10 000 – 16 точек.

РВС 20 000 – 24 точек.

РВС 50 000 – 35 или 36 точек (в зависимости от длины листов стенки)

Измерения вертикальных перемещений оснований резервуаров проводятся по III классу. Для проведения наблюдений используются оптические нивелиры типа НГ, НВ, НС и гидростатические шланговые нивелиры типа НШТ. Для контроля за осадкой резервуаров в период гидравлического испытания рекомендуется использовать также систему гидродинамического нивелирования СГДН – 10Д, которая предназначена для дистанционных измерений превышения отметок между контрольными точками при регулярных наблюдениях.

Железобетонные резервуары.

Проверка прочности конструкций, равномерности осадки, а также степени проницаемости стенок и днища резервуара проводится путем залива его водой при температуре окружающего воздуха плюс 5 ^{0}С и выше.

Испытания проводятся после окончания всех строительно-монтажных работ, кроме оклеечной изоляции и обсыпки, выполняемых после испытания.

После внешнего и внутреннего визуальных осмотров составляется акт о готовности резервуара к испытаниям, который подписывается представителями заказчика и генподрядчика (строительно-монтажной организации).

До начала испытания на резервуаре необходимо смонтировать временную систему слива воды, состоящую из трубопровода и центробежного насоса.

Перед испытаниями должны быть определены отметки следующих точек на покрытии резервуар: в центре, над колонами и через каждые 12 – 15 м по краю покрытия над стенкой для ведения контроля за осадкой резервуара в процессе наполнения его водой.

Перед заполнением необходимо провести осмотр всех конструкций снаружи и изнутри резервуара.

При гидравлических испытаниях резервуарные задвижки должны быть плотно закрыты.

Резервуар следует заполнять водой в два этапа. На первом этапе для проверки прочности и плотности днища резервуар заполнить водой на высоту 1м и выдержать под нагрузкой в течение трех суток. На втором этапе для проверки прочности резервуара в целом и определения степени проницаемости стенок и днища резервуар залить водой до проектной отметки. Продолжительность заполнения резервуара не должна превышать 5 суток.

Оценку проницаемости корпуса и днища вести по величине потерь воды, рассчитываемой по изменению уровня воды в резервуаре в процессе испытания. Замер уровня при определении потерь воды проводить с помощью поплавков не менее чем в двух точках зеркала воды.

В процессе заполнения и испытания резервуара необходимо через 8 – 12 часов контролировать осадку резервуара по ранее отнивелированным точкам покрытия. При этом разность осадок не должна превышать следующих величин:

– в цилиндрических резервуарах между центром и точками покрытия над стеной – 0,0006 R (R – радиус цилиндрического резервуара, м), но не более 25 мм;

– между смежными колонами – 0,0008 L, но не более 5 мм (L – расстояние между смежными колонами, м).

В случае если разность осадок превышает указанные, необходимо прервать испытания и начать аварийный слив воды. Аварийный слив необходимо произвести и при появлении следующих дефектов: трещин в стеновых панелях, стыках стеновых панелей или покрытий резервуара; течи в корпусе резервуара или шве сопряжения днища со стенкой, грозящих затоплением котлована; интенсивного выхода воды у основания резервуара.

Дефекты в виде трещин ликвидируют путем вырубки части бетона и заделки дефектного места шприц-бетоном (в опалубке).

Резервуар считается выдержавшим испытание, если потеря воды на каждый 1м^2 его смоченной поверхности за третьи сутки после заполнения до проектной отметки не превышает 3 дм^3, за шестые сутки – 1,5 дм^3, за девятые сутки – 1 дм^3, за пятнадцатые сутки – 0,7 дм^3. При гидроиспытании не должно быть течи в контрольном колодце дренажной канализации.

На наружных поверхностях залитого резервуара допускается только потемнение отдельных мест; при наличии струйных утечек и подтеков воды на стене, даже если количественно потери воды не превышают норму, резервуар считается не выдержавшим испытание.

Испытание покрытия на газонепроницаемость поводится после завершения следующих операций:

– гидравлического испытания резервуара;

– монтажа технологического оборудования и люков на кровле резервуара с использованием герметичных прокладок;

– заполнения резервуара водой до проектной отметки;

– заполнения покрытия (у резервуаров с водяным экраном) водой до проектной отметки не менее чем за сутки о начала испытаний, при этом не должно быть видимых течей через покрытие.

На время испытания покрытия отключают дыхательные клапаны, но отставляют для работы гидравлические клапаны.

При оснащении резервуаров дыхательными клапанами типа КДС – 1000, 1500, 3000 для создания герметичности *“пригружается”* тарелка давления.

Испытание покрытия резервуара на газонепроницаемость проводится путем создания с помощью компрессора или вентилятора избыточного давления до 1765 Па.

Давление в резервуаре измеряют U-образным водяным манометром, подсоединяемым к установленному на крыше светового люка штуцеру с запорным устройством.

После закачки воздуха в газовое пространство резервуара до давления 180 мм вод. ст. проверяют герметичность сварных и фланцевых соединений оборудования и люков, расположенных на покрытии.

Покрытие резервуара считается герметичным, если в течение одного часа давление в газовом пространстве понизится не более чем на 50 % от первоначального.

Если потери воды и давления превышают нормы, то необходимо обнаружить и устранить вызывающие их дефекты, и повторно испытать резервуар.

По результатам испытаний резервуара составляются акты.

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекций.

Лекция 1

– организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков;
– резервуарные парки НПС;
– приемка резервуаров в эксплуатацию;
– технологическая карта;
– режим эксплуатации резервуаров.

Лекция 2

– оборудование резервуаров;
– оборудование стальных резервуаров;
– расчет гидравлического клапана;
– устройство и принцип действия предохранительных клапанов;
– подбор дыхательных клапанов для стальных резервуаров;
– устройство и принцип действия дыхательных клапанов.

Лекция 3

– молниезащита;
– система защиты резервуаров от коррозии;
– очистка резервуара;
– комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний резервуаров.

3.2. Задания для практических занятий

Потери нефтепродукта от “большого дыхания”

“*Большие дыхания*” – потери нефтепродукта и нефти от испарения при заполнении резервуара.

Потери нефтепродукта от “большого дыхания” рассчитываются по формуле В.И. Черникина:

$$G_{б.д.} = \left[V_н - V_г \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{у.зак}} \right) \right] \cdot \frac{P_{у.зак}}{P_2} \rho_у \qquad (3.7)$$

где $V_н$ – объем закачиваемого в резервуар нефтепродукта;

$V_г$ – объем газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта;

P_2 – абсолютное давление ГП в конце закачки

$$P_2 = P_а + P_{КД};$$

P_1 – абсолютное давление ГП в начале закачки:

$P_1 = P_а - P_{КД}$ – если закачка начинается ночью;

$P_1 = P_а$ – если днем;

$P_а$ – атмосферное давление;

$P_{КВ}$, $P_{КД}$ –установки клапанов соответственно вакуума и давления;

$\rho_у$ – плотность паров нефтепродукта

$$\rho_у = \frac{P_Г M_у}{\overline{R} T_Г}, \qquad (3.8)$$

где $P_Г$, $T_Г$ – абсолютное давление и температура в ГП;

$\overline{R}$ – универсальная газовая постоянная, $\overline{R} = 8314$ Дж/(кмоль·К);

$M_у$ – молярная масса паров нефтепродуктов, кг/кмоль:

– для бензинов

$$M_у = 60{,}9 - 0{,}306 T_{НК} + 0{,}001 T^2_{НК} \qquad (3.9)$$

– для нефти

$$M_у = 0{,}0043\ (T_{НК} - 61)^{1{,}7} \qquad (3.10)$$

$T_{НК}$ – температура начала кипения нефтепродукта (нефти), К;

$P_{у.зак}$ – среднее расчетное парциальное давление паров нефтепродукта в процессе заполнения резервуара

$$P_{у.зак} = C_{зак.ср} \cdot P_2; \qquad (3.11)$$

$C_{зак.ср}$ – средняя концентрация углеводородов в ПВС, вытесняемой из резервуара при его заполнении.

Величина $C_{зак.ср}$ определяется с учетом донасыщения ГП в ходе операций, предшествующих заполнению. Независимо от вида технологической операции (опорожнение, простой или заполнение резервуара) концентрация углеводородов в его ГП находится методом последовательных приближений по следующему алгоритму:

1) задают среднюю (за операцию) концентрацию $C_{ср}$ углеводородов в ГП;

2) вычисляют кинематическую вязкость паровоздушной смеси ν и коэффициент диффузии паров нефтепродукта D_M при этой концентрации и средней температуре процесса T;

3) вычисляют полный поток массы J и общую массу Δm_y испаряющегося нефтепродукта;

4) находят массовую $\overline{C}$ и объемную C концентрации углеводородов в ГП к концу рассматриваемой технологической операции, а затем и расчетное значение средней объемной концентрации углеводородов в ГП в течение данной операции $C_{ср.расч}$

Необходимо добиться равенства величин $C_{ср}$ и $C_{ср.расч}$.

Основные параметры паровоздушной смеси и паров нефтепродукта вычисляются по формулам:

– молярная масса ПВС (кг/кмоль)

$$M_{ПВС} = M_y \cdot C_{ср} + M_в \cdot (1 - C_{ср}); \quad (3.12)$$

– плотность ПВС (кг/м^3) – по формуле (3.8), в которую вместо M_y надо подставить $M_{ПВС}$, или как аддивную величину

$$\rho_{ПВС} = \rho_y \cdot C_{ср} + \rho_в \cdot \left(1 - C_{ср}\right);$$

– кинематическая вязкость ПВС (м^2/с)

$$\nu_{ПВС} = \frac{10^{-6}}{\dfrac{1}{0{,}1 \cdot T - 14{,}1} + \dfrac{C_{ср}}{0{,}0225T - 3{,}61}}; \quad (3.13)$$

– коэффициент диффузии паров (м^2/ч)

$$D_M = a_м + в_м \cdot T; \quad (3.14)$$

– концентрация насыщенных паров (доли)

$$C_S = P_S \big/ P_Г; \quad (3.15)$$

где $M_В$ – молярная масса воздуха, $M_в = 29$ кг/кмоль;

$a_м$, $в_м$ – эмпирические коэффициенты (табл. 3.7)

Таблица 3.7

Значения коэффициентов $a_м$, $в_м$

Углеводородная жидкость	$a_м$, м^2/ч	$b_м$, м^2/(ч·град)
Авиационные бензины	–0,0965	0,000435
Автомобильные бензины	–0,1170	0,000503
Нефти Башкирии	–0,0587	0,000251
Нефть арланская	–0,0476	0,000200
Нефти Западной Сибири	–0,0111	0,000139
Нефти Татарии	–0,0171	0,000139

P_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при рассматриваемых температуре и соотношении фаз

$$P_s = 1.22 \cdot P_R \cdot e^{-b(311-T)} \cdot F(V_п / V_ж) \quad (3.16)$$

P_R – давление насыщенных паров нефтепродукта по Рейду (T_R = 311 К; соотношение паровой и жидкой фаз = 4);

b_s – эмпирический коэффициент (табл. 3.8);

F ($V_п$ / $V_ж$) – поправка, учитывающая влияние соотношение фаз на давление насыщения (табл. 3.8)

Таблица 3.8

Рекомендуемые величины b_s и F ($V_п$ / $V_ж$)

Углеводородная жидкость	b_s, 1/К	Выражение для расчета F ($V_п$ / $V_ж$)	
		при ($V_п$ / $V_ж$) ≤ 4	при ($V_п$ / $V_ж$) > 4
Авиационный бензин	0,0325	$1{,}38 - 0{,}25\,(V_п / V_ж)^{0{,}3}$	$0{,}81 + 0{,}486\,(V_п / V_ж)^{-0{,}68}$
Автомобильный бензин	0,0340	$1{,}41 - 0{,}25\,(V_п / V_ж)^{0{,}37}$	$1{,}15 - 0{,}063\,(V_п / V_ж)^{0{,}629}$
Нефть	0,0250	$1{,}70 - 0{,}35\,(V_п / V_ж)^{0{,}5}$	$1{,}70 - 0{,}35\,(V_п / V_ж)^{0{,}5}$

Давление насыщенных паров по Рейду для автобензинов не должно превышать:

– для Б-95/130 – 45 400 Па;

– для Б-91/115 и Б-92 – 48 000 Па;

– для летних автобензинов А-72, А-76, Аи-91, Аи-93 максимально возможная величина P_R – 6 700 Па;

– для зимних – не более 93 300 Па;

– летние автобензины А-80 и Аи -92 имеют $P_R \le 80\,000$ Па;

– нефтей $P_R \le 66\,700$ Па.

При отсутствии данных о величине P_R рекомендуется принимать величину 1,22 P_R равной:

– для автобензинов – 57 000 Па, для авиабензинов – 65 000 Па,

– для нефтей – 25 000…45 000 Па (обратно пропорционально их плотности).

Интенсивность процесса испарения нефтепродуктов в резервуарах характеризуется величиной полного потока массы испаряющегося вещества J, которое показывает, сколько килограммов нефтепродукта испаряется с единицы его поверхности в единицу времени. Этот процесс пока изучен только для автобензинов.

Для расчета величины J используются следующие критериальные уравнения, справедливые для резервуаров типа РВС:

– при неподвижном хранении бензина

$$Kt_{пр} = 2{,}17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0{,}403} \cdot Sc^{0.0932}; \qquad (3.17)$$

– при опорожнении резервуаров

$$Kt_{от} = Kt_{пр} \cdot \left(1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot Sc^{0.197} \cdot \mathrm{Re}_{ср}^{0,569}\right); \qquad (3.18)$$

– при заполнении резервуаров

$$Kt_{зак} = Kt_{пр} \cdot \left[1 + 1,34 \cdot Sc^{1.327} \cdot Dp^{-0.655.} \cdot \left(Fr \cdot \mathrm{Re}\right)^{0.087}\right], \qquad (3.19)$$

где Kt – безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения бензинов

$$Kt = \frac{J}{\rho_{пвс} \cdot D_{м}} \cdot \sqrt{\frac{\nu_{пвс}^2 \cdot M_{пвс} \cdot T_{б}}{g \cdot M_{у} \cdot T_{в}}}; \qquad (3.20)$$

$T_в$, $T_б$ – абсолютные температуры соответственно воздуха и бензина;

$\Delta\pi$ – модуль движущей силы процесса испарения

$$\Delta\pi = \frac{C_s - C_{ср}}{1 - C_s}; \qquad (3.21)$$

где Sc – число Шмидта;

Re – среднее число Рейнольдса, характеризующее скорость омывания поверхности бензина воздухом при опорожнении резервуаров;

$Fe{\cdot}Re$ – параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания бензина в резервуаре при его заполнении.

Величины Sc, $\mathrm{Re}_{ср}$ и $Fe{\cdot}Re$ рассчитываются по следующим зависимостям

$$Sc = \frac{\nu_{пвс}}{D_{м}}; \mathrm{Re}_{ср} = 0,788 \cdot \frac{U d_{э}}{\nu_{пвс}} \sqrt{N_{к}}; Fr \cdot \mathrm{Re} = \frac{W_x^3}{g \nu_{пвс}}, \qquad (3.22)$$

где U – средняя скорость струи воздуха у поверхности откачиваемого нефтепродукта

$$U \approx 14.4 \cdot U_0 / \left(3.56 + \frac{H_r}{r}\right); \qquad (3.23)$$

где U_0 – начальная скорость струи воздуха у поверхности откачиваемого нефтепродукта

$$U_0 = Q_{от} / \left(\pi r^2 \cdot N_{к}\right); \qquad (3.24)$$

r – радиус монтажного патрубка;

$Q_{от}$ – расход откачки нефтепродукта;

$N_к$ – число дыхательных клапанов, установленных на резервуаре;

$d_э$ – диаметр круга, эквивалентного площади поверхности бензина, омываемого струей воздуха при входе в резервуар

$$d_{э} = 0.44 \cdot H_r \sqrt{N_k}; \qquad (3.25)$$

$H_г$ – средняя высота ГП за время опорожнения;

W_x – характерная скорость перемешивания нефтепродукта в резервуаре при закачке бензина

$$W_x = \frac{W_{зак}}{1 + \frac{\pi D_p^2 \cdot H_б}{4V_{зак}}}, \tag{3.26}$$

$W_{зак}$ – скорость бензина кинематической вязкостью ν в приемном патрубке резервуара;

$V_{зак}$ – часовой объем закачки бензина в резервуар;

D_p, $H_б$ – соответственно диаметр резервуара и средний уровень бензина в нем в процессе заполнения.

Массовая концентрация углеводородов $\overline{C}$ в ГП резервуара к моменту окончания различных технологических операций вычисляется по формулам

– при неподвижном хранении нефтепродукта (простое резервуара)

$$\overline{C_{хр}} = \frac{m_{уо} + \Delta m_{у.пр}}{m_{пвс_0} + \Delta m_{у.пр}}; \tag{3.27}$$

– при опорожнении резервуара

$$\overline{C_{от}} = \frac{m_{уо} + \Delta m_{у.от}}{m_{пвс_0} + \Delta m_{у.от} + \Delta m_{в}}; \tag{3.28}$$

– при заполнении резервуара

$$\overline{C_{зак}} = \frac{m_{уо} + \Delta m_{у.зак} - \Delta m_{пвс} \cdot \overline{C_{ср.зак}}}{m_{пвс_0} + \Delta m_{у.зак} - \Delta m_{пвс}}, \tag{3.29}$$

где $m_{уо}$, $m_{пвс0}$ – масса соответственно углеводородов и ПВС в ГП резервуара в начале технологической операции;

$\Delta m_у$ – масса углеводородов, испарившихся в газовое пространство за время технологической операции τ

$$\Delta m_у = J \cdot F_p \cdot \tau; \tag{3.30}$$

Fp – площадь “зеркала” бензина в резервуаре;

$\Delta m_в$ – масса подсасываемого в резервуар воздуха

$$\Delta m_в \cong \rho_в \cdot Q_{от} \cdot \tau_{от}; \tag{3.31}$$

$\Delta m_{пвс}$ – масса ПВС, вытесненной из ГП резервуара при его заполнении

$$m_{пвс} \cong \rho_{пвс} \cdot V_н; \tag{3.32}$$

$\overline{C}_{ср.зак}$ – средняя массовая концентрация углеводородов в ГП в процессе заполнения резервуара.

Для пересчета объемной концентрации углеводородов в массовую и наоборот, следует пользоваться формулами

$$\overline{C} = C \cdot \frac{M_y}{M_{пвс}};\ C = \overline{C} \cdot \frac{M_{пвс}}{M_y} \qquad (3.32а)$$

или, с учетом формулы (3.12)

$$\overline{C} = \frac{C \cdot \overline{M}}{1 + C \cdot \left(M - 1\right)}; C = \frac{\overline{C}}{\overline{M} - \overline{C} \cdot \left(\overline{M} - 1\right)}, \qquad (3.33)$$

где $\overline{M}$ – отношение молярной массы паров нефтепродукта к молярной массе воздуха,

$$\overline{M} = M_y / M_в$$

Для приближенной оценки потерь от “больших дыханий” можно воспользоваться методикой НИИ Транснефть. Она достаточно точна, но позволяет обойтись без итераций.

В этом случае среднее расчетное парциальное давление паров нефтепродукта в процессе заполнения резервуара находится по формуле

$$P_y = P_{sз} \cdot \frac{\Delta C}{C_s}, \qquad (3.34)$$

где $P_{sз}$ – давление насыщенных паров нефтепродукта при условиях заполнения;

$\Delta C/Cs$ – средняя относительная концентрация углеводородов в газовом пространстве резервуара при его заполнении

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{Г1}}{H_{Г2}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s}; \qquad (3.35)$$

$H_{Г1}$, $H_{Г2}$ – высота газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки нефтепродукта;

$\Delta C_1/C_s$ – прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара при его заполнении за время выкачки $\tau_{от}$ нефтепродукта;

$\Delta C_2/C_s$ – за то же время простоя $с_{пр}$.

Высота газового пространства резервуара с высотами стенки $H_р$ и конуса крыши $H_к$ при уровне заполнения $H_ж$ составляет

$$H_г = H_р - H_ж + \frac{H_к}{3} \qquad (3.35а)$$

Величина $\Delta C_1/Cs$ зависит от типа резервуара, количества дыхательных клапанов N_k, скорости подсасываемого воздуха в них U_0 и продолжительности откачки $\tau_{от}$ и рассчитывается

$$\frac{\Delta C}{C_s} \approx \psi_{c1} \cdot U_0 \cdot \tau_{от} \qquad (3.36)$$

где τ_{c1} – коэффициент пропорциональности (табл. 3.9).

Прирост средней относительной концентрации в ГП за время простоя $\tau_{пр}$ описывается выражением

$$\frac{\Delta C_2}{C_s} \approx \psi_{c2} \cdot \tau_{пр}^{\beta\psi} \qquad (3.37)$$

где ψ_{c2}, $\beta\psi$ – постоянные коэффициенты, величина которых зависит от состояния облачности:

- при пасмурной погоде – $\psi_{c2} = 5{,}4\ 10^{-4}$; $\beta\psi = 1{,}305$;
- при солнечной погоде – $\psi_{c2} = 2{,}61\ 10^{-3}$; $\beta\psi = 1{,}462$.

Расчеты показывают, что потери от “больших дыханий” обратно пропорциональны расходу закачки.

Сведения о величине расчетной производительности заполнения-опорожнения резервуаров, диаметре и числе приемораздаточных устройств приведены в табл. 3.10.

Тип и количество дыхательных клапанов выбираются в соответствии с их характеристиками (табл. 3.11) и минимально необходимой пропускной способностью Q_0 (м^3/ч), равной

$$Q = \begin{cases} 2.71 \cdot Q + 0.026 V_p & при Q \geq 0.114 V_p \\ Q + 0.22 \cdot V_p & при \quad Q < 0.114 V_p \end{cases} \qquad (3.38)$$

где Q – максимальная производительность закачки-выкачки, м^3/ч;

Vp – геометрический объем резервуара.

Таблица 3.9

Величина σ_{c1}

Тип резервуара	Дыхательные клапаны		ψ_{c1}, с/(м·ч)
	тип	количество	
РВС 100	КД-100	1	0,1380
РВС 200	КД-100	1	0,0682
РВС 300	КД-100	1	0,0500
РВС 400	КД-100	1	0,0382
РВС 700	КД-150	1	0,0414
РВС 1000	КД-150	1	0,0321

Окончание табл. 3.9

РВС 2000	КД-200	1	0,0300
	КД-250	2	0,0520
	КД-250	3	0,0715
	КД-250	4	0,0880
	КД-200	1	0,0220
	КД-250	2	0,0360
	КД-250	3	0,0500
	КД-250	4	0,0600
	НДКМ-150	1	0,0125
	НДКМ-200	1	0,0134
	НДКМ-200	2	0,0222
	НДКМ-250	1	0,0136
	НДКМ-350	1	0,0171
РВС 5000	КД-200	1	0,0155
	КД-250	2	0,0275
	КД-250	3	0,0360
	КД-250	4	0,0410
	НДКМ-150	1	0,0077
	НДКМ-150	2	0,0132
	НДКМ-200	1	0,0089
	НДКМ-200	2	0,0152
	НДКМ-250	1	0,0104
РВС 10000	НДКМ-250	2	0,0171
	НДКМ-350	1	0,0143
	КД-250	2	0,0145
	НДКМ-200	1	0,0045
	НДКМ-200	2	0,0095
	НДКМ-250	1	0,0320
	НДКМ-250	2	0,0090
РВС 20000	НДКМ-350	1	0,0059
	НДКМ-350	2	0,0120
	НДКМ-200	2	0,0048
	НДКМ-250	2	0,0060
	НДКМ-350	1	0,0040
	НДКМ-350	2	0,0071

Таблица 3.10

Рекомендуемые величины производительности закачки-выкачки

Номинальный объем резервуара, $м^3$	Приемораздаточные устройства		Максимальная производительность закачки-выкачки, $м^3/ч$
	условный диаметр, мм	число	
1 000	150	1	100
	200	1	200
	250	1	300
2 000	200	1	200
	250	1	250
	300	1	300

Окончание табл. 3.10

3 000	250	1	250
	300	1	300
	350	1	400
5 000	350	1	700
	400	1	870
	500	1	1300
10 000	400	2	1700
	500	2	2600
20 000	700	2	4600
40 000	800	2	8500

Таблица 3.11

Сведения о дыхательных клапанах резервуаров

Тип	Ду, мм	Пропускная способность (не менее), $м^3/ч$	Условия срабатывания	
			Избыточное давление, Па	Вакуум, Па
КД-50	50	15	-	-
КД-100	100	50	-	-
КД-150	150	100	-	-
КД250	250	300	-	-
КДС-1000	350	1000	2000	250
КДС-1500	500	1500	2000	250
КДС-3000	500	3000	2000	250
КДС2-1500	150	450	2000	250
	200	750	2000	250
	250	1000	2000	250
	350	1300	2000	250
	500	1500	2000	250
КДС2-3000	250	1100	2000	250
	350	2400	2000	250
	500	3000	2000	250
НДКМ-100	100	200	1600	160
НДКМ-150	150	500	1600	160
НДКМ-200	200	900	1600	160
НДКМ-250	250	1500	1600	200
НДКМ-350	350	3000	2000	200
СДКМ-50	50	25	2000	250
СДКМ-100	100	25	2000	250
СДКМ-150	150	142	2000	250
СДКМ-200	200	250	2000	250
СДКМ-250	250	300	2000	250
СДКМ-350	350	420	1900	250

Потери от “малого дыхания”

“Малые дыхания” – потери нефтепродукта и нефти при неподвижном хранении.

Потери нефтепродуктов от “малого дыхания” определяются по формуле Н.Н. Костантинова

$$G_{мд} = \sigma \cdot V_г \cdot \ln\left[\frac{\left(P_a - P_{кв} - P_{\min}\right)T_{\max}}{\left(P_a + P_{кв} - P_{\max}\right)T_{\min}}\right], \qquad (3.39)$$

где σ – среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, вытесняемой из резервуара

$$\sigma = \frac{\left(P_{\max} + P_{\min}\right)M_y}{\overline{R}\left(T_{г\max} + T_{г\min}\right)}, \qquad (3.40)$$

$V_г$ – объем ГП резервуара;

P_{min}, P_{max} – соответственно минимальное и максимальное парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток;

$T_{гmin}$, $T_{гmax}$ – минимальная и максимальная температуры ГП резервуара в течение суток.

Расчет величин $T_{гmin}$, $T_{гmax}$ выполняется по формулам

$$T_{г\min} = T_{n.ср} + \theta_{г\min}; \quad T_{г\max} = T_{n.ср} + \theta_{г\max}, \qquad (3.41)$$

где $T_{n.ср}$ – средняя температура нефтепродукта в резервуаре, которую с достаточной точностью можно принимать равной средней температуре воздуха;

$\theta_{гmin}$, $\theta_{гmax}$ – избыточные температуры ГП, отсчитываемые от средней температуры нефтепродукта

$$\theta_{г\min} = \frac{\theta_{ст\min}}{1 + \frac{F_н}{F_г}\frac{\alpha'_n}{\alpha'_г}}; \quad \theta_{г\max} = \frac{\theta_{ст\max}}{1 + \frac{F_н \alpha_n m_0 \lambda_н}{F_г \alpha_г \left(\alpha + m_0 \lambda\right)}}, \qquad (3.42)$$

где $\theta_{стmin}$, $\theta_{стmax}$ – минимальная и максимальная температуры стенки резервуара, отчитываемые от средней температуры нефтепродукта;

F – площадь поверхности, ограничивающей ГП резервуара (часть боковой стенки и крыши);

$\alpha'_г$, α'_n – коэффициенты теплоотдачи в ночное время соответственно от стенки резервуара к ПВС и от ПВС к поверхности нефтепродукта;

$\alpha_г$, α_n – то же для дневного времени;

m_0 –расчетный параметр

$$m_o = \sqrt{\frac{\pi}{2a\tau_{дн}}}, \qquad (3.43)$$

a – коэффициент температуропроводности нефтепродукта

$$a = \frac{\lambda}{c_p \rho}, \tag{3.44}$$

λ, c_p, ρ – соответственно коэффициент теплопроводности, теплоемкость и плотность нефтепродукта при температуре $T_{n.cp}$;

$\tau_{дн}$ – продолжительность дня.

Максимальную и минимальную избыточные температуры стенки резервуара определяют по формулам

$$\theta_{cm\min} = \frac{\alpha'_b \theta_{b\min}}{\alpha'_b + \alpha'_{cm.n}} + \alpha'_p \frac{F_н}{F_г}; \qquad \theta_{cm\max} = \frac{g + \alpha_b \theta_{b\max}}{\alpha_b + \alpha_{cm.n} + \alpha_p \frac{F_н}{F_г}}, \tag{3.45}$$

где α'_b, α_b – коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости в атмосферу соответственно в ночное и дневное время; их вычисляют как сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией α_{bk} (α'_{bk}) и излучением $\alpha_{bл}$ ($\alpha'_{bл}$);

q – количество тепла, получаемого в полдень за счет солнечной радиации и отнесенного к 1м^2 стенки, ограничивающей ГП резервуара;

$\alpha'_{cm.n}$, $\alpha_{cm.n}$ – приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к нефтепродукту соответственно в ночное и дневное время.

$$\alpha'_{cm.n} = \frac{\alpha'_n \frac{F_н}{F_г}}{1 + \frac{F_н \alpha'_n}{F_г \alpha'_г}}; \qquad \alpha_{cm.n} = \frac{\alpha_n}{\frac{\alpha_n}{\alpha_г} + \frac{\alpha_n + m_o \lambda_н}{m_o \lambda_н \frac{F_н}{F_г}}}, \tag{3.46}$$

α'_p, α_p – коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефтепродукту соответственно в ночное и дневное время.

Количество тепла, получаемого 1 м^2 стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации

$$q = \varepsilon_c \frac{F_0}{F_г} i_0, \tag{3.47}$$

где ε_c – степень черноты внешней поверхности резервуара:

– для окрашенного белой краской $\varepsilon_c = 0{,}16$;

– новой алюминиевой краской $\varepsilon_c = 0{,}33$;

– алюминиевой краской, подвергшейся воздействию атмосферы, $\varepsilon_c = 0{,}65$;

– для неокрашенного стального резервуара $\varepsilon_c = 0{,}9$;

F_o – площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень; для резервуаров типа РВС

$$F_o = F_b \sin(\psi - \varphi) + F_н \cos(\psi - \varphi), \tag{3.48}$$

F_b, $F_н$ – площади проекций поверхности стенок и кровли, ограничивающих ГП резервуара, соответственно на вертикальную и горизонтальные плоскости;

ψ – географическая широта места установки резервуара;

φ – расчетное склонение Солнца в рассматриваемый период;

i_o – интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень (Вт/м^2)

$$i_o = \frac{1357 K_o}{1 + \dfrac{1-\gamma}{\gamma \cos(\psi - \varphi)}}, \qquad (3.49)$$

K_o – коэффициент, учитывающий состояние облачности:

– при безоблачном небе $K_o = 1$;

– при облачности 50% $К_о$=0,7…0,8;

– при сплошной облачности $К_о$=0,5…0,6;

γ – коэффициент прозрачности атмосферы, γ = 0,7…0,8.

При усредненных расчетах за длительные периоды времени следует руководствоваться данными о числе дней с разной облачностью.

Расчетное склонение Солнца φ (в градусах) находится по одной из формул

$$\varphi = \begin{cases} -23,0 + 2,56 \cdot 10^{-2} \left(N_Д - 1 \right)^{1,.55} & \text{при } N_Д \le 90 \\ -55,6 + 0,92 N_Д - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot N_Д^2 & \text{при } 90 \le N_Д \le 273 \\ -23,0 + 1,39 \cdot 10^{-3} \left(365 - N_Д \right)^{2,12} & \text{при } 273 \le N_Д \le 365 \end{cases}, \qquad (3.50)$$

где $N_Д$ – количество суток до рассматриваемого дня, включая его, с начала года.

При выборе коэффициентов теплоотдачи $\alpha'_р$, $\alpha_р$, $\alpha_г$, $\alpha'_г$, $\alpha_р$, $\alpha'_р$ можно воспользоваться рекомендациями Н.Н. Константинова:

$$\alpha_n = \alpha'_n = 5,3 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град});$$

$$\alpha_г = 2,33 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град});$$

$$\alpha_{bk} = 2,44 \text{ Вт/(м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град}),$$

а остальные коэффициенты могут быть рассчитаны по формулам вида

$$\alpha_i = a_{\alpha 0} + a_{\alpha 1} q + a_{\alpha 2} q^2; \qquad (3.51)$$

$$\alpha_j = b_{\alpha 0} + b_{\alpha 1} T_{bcp}, \qquad (3.52)$$

где $a_{\alpha 0} \ldots a_{\alpha 2}$, $b_{\alpha 0}$, $b_{\alpha 1}$ – эмпирические коэффициенты, принимаемые по табл. 3.12.

Таблица 3.12

Величины эмпирических коэффициентов в формулах 3.50, 3.51

Коэффициент теплоотдачи, Вт/(м^2·К)	Коэффициенты				
	$a_{\alpha 0}$	$10^3 \cdot a_{\alpha 1}$	$10^6 \cdot a_{\alpha 2}$	$b_{\alpha 0}$	$10^2 \cdot b_{\alpha 1}$
$\alpha_р$	3,05	9,01	–7,65	-	-
$\alpha'_р$	-	-	-	–9,19	4,59
$\alpha_{bл}$	2,70	8,07	–6,09	-	-
$\alpha'_{bл}$	-	-	-	–3,90	3,78
$\alpha_{bк}$	2,60	15,28	–16,54	-	-
$\alpha_г$	1,68	3,59	–2,96	-	-

Минимальное парциальное давление углеводородов в ГП резервуара P_{min} определяется по формуле 3.16 при $T_г = T_{гmin}$. Максимальная же величина парциального давления P_{max} находится как

$$P_{\max} = C^*_{хр} \cdot \left(P_а + P_{кд} \right) \tag{3.53}$$

где $C_{хр}$ – объемная концентрация углеводородов в ГП к концу периода роста парциального давления (см. потери от “больших дыханий”)

Ориентировочно величину P_{max} можно рассчитать по формуле

$$P_{\max} = P_{\min} + \frac{\partial P}{\partial \tau}\tau, \tag{3.54}$$

где $\frac{\partial P}{\partial \tau}\tau$ – почасовой рост парциального давления в ГП, Па/ч

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} \approx 17,25 \frac{\overline{R}\theta^{1,25}}{M_у D_р \left(T_{п.ср} H_г \right)^{0,25}}, \tag{3.55}$$

θ – температурный напор, К

$$\theta = 5,5 + \frac{29,1\left\{\cos\left(\psi - \varphi\right) - 0,333\ln\left[3\cos\left(\psi - \varphi\right) + 1\right] - 0,0008\right\}}{1,49 + \left(\psi - \varphi\right)}, \tag{3.56}$$

τ – продолжительность роста парциального давления в ГП, ч

$$\tau = 0,5\tau_{дн} + 3; \tag{3.57}$$

$\tau_{дн}$ – продолжительность дня в часах

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15}\arccos\left(-tg\varphi \cdot tg\psi\right). \tag{3.58}$$

Потери от “обратного выдоха” и от вентиляции газового пространства

Потери от “обратного выдоха” возникают вследствие донасыщения ГП после опорожнения резервуара. Их величина находится

$$G_{о.в.} = \frac{\left(P_a + P_{кд}\right)V_г}{RT_{п.ср}}\left(\ln\frac{1-C^*_{от}}{1-C^*_{пр}} + C^*_{от} - C^*_{пр}\right), \qquad (3.59)$$

где $V_г$ – объем ГП резервуара;

$C^*_{от}, C_{пр}{}^*$ – объемная концентрация паров нефтепродукта в ГП к моменту окончания соответственно опорожнения резервуара и простоя.

Величина $C_{пр}$ не может превышать C_{snp}.

Потери от вентиляции ГП обусловлены наличием в кровле или верхней части стенки резервуара двух или нескольких отверстий, расположенных на разных уровнях. При этом вследствие разности плотностей воздуха и паровоздушной смеси образуется газовый сифон с расходом

$$Q_{вент} = \mu^n_p f_p \sqrt{\frac{2ghc\left(\rho_y - \rho_в\right)}{\rho_в + c\left(\rho_y - \rho_в\right)}}, \qquad (3.60)$$

где μ^n_p – коэффициент расхода при истечении ПВС;

f_p – площадь отверстия, расположенного ниже;

h – расстояние между отверстиями по вертикали;

c – средняя концентрация углеводородов в ГП.

Потери нефтепродукта от вентиляции ГП в течение времени $\tau_{вент}$

$$G_{вент} = cp_y Q_{вент}\tau_{вент}. \qquad (3.61)$$

Задания

1. Устройство и принцип действия предохранительного клапана КПС-100 (рис. 3.9).

2. Устройство и принцип действия предохранительного клапана КПГ (рис. 3.10).

3. Устройство и принцип действия дыхательного клапана КД-2 (рис. 3.11).

4. Устройство и принцип действия дыхательного клапана НДКМ (рис. 3.12).

5. Устройство и принцип действия дыхательного клапана ДКМ-150 (рис. 3.13).

6. Устройство и принцип действия дыхательного клапана КДС-1500 (рис. 3.14)

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Основные операции при эксплуатации резервуаров.
2. В соответствии с требованиями какого документа определяется полезный объем резервуарных парков НПС?
3. Коэффициент использования емкости резервуаров?
4. Какова должна быть скорость нефти до затопления струи?
5. Оборудование резервуара типа РВС?
6. Назначение, устройство и принцип действия указателей уровня.
7. Устройство и принцип действия клапана КД?
8. Какие существуют молниеприемники?
9. Как часто необходимо очищать резервуары от нефти, нефтепродуктов?

На оценку “хорошо”

1. Какие надписи и сведения должны быть на резервуарах?
2. Каким образом определяется полезный суммарный объем резервуарных парков ГНПС, НПС?
3. Какова должна быть высота обвалования?
4. С какой целью составляется технологическая карта?
5. Какова должна быть скорость движения плавающей крыши при заполнении и эксплуатации резервуаров РВСПК?
6. Оборудование устанавливается резервуаров РВСПК?
7. Назначение, устройство и принцип действия огневых предохранителей.
8. Назначение, устройство и принцип действия клапанов КПГ, НДКМ.
9. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если …

На оценку “отлично”

1. Функции должно выполнять оборудование резервуаров?
2. Проанализировать работу резервуаров РВС, РВСП, РВСПК по экологической безопасности.
3. От чего зависит максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуаров?
4. Какие значения давления и вакуума должны поддерживаться в резервуарах РВС?
5. Записать уравнение для подбора дыхательных клапанов.
6. Провести анализ дыхательных клапанов КД-2, ДКМ, НДКМ, КДС по эффективности эксплуатации.

Модуль 4

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Введение

В состав линейной части магистральных нефтепроводов входят:

1) собственно трубопровод с отводами и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных и диагностических устройств, узлами подключения нефтеперекачивающих станций;

2) наземные линейные сооружения, включающие:

а) установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

б) линии и сооружения технологической связи, средства и сооружения телемеханики и КИП;

в) здания и сооружения линейной службы эксплуатации (АВП, вертолетные площадки);

г) постоянные дороги, расположенные вдоль трассы трубопроводов и подъезды к ним, переезды через трубопроводы;

д) линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры;

е) устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимзащиты;

ё) защитные противопожарные, охранные, противооползневые, противоэрозионные и другие защитные сооружения нефтепроводов;

ж) опознавательные и сигнальные знаки места нахождения трубопроводов и кабелей технологической связи, информационные знаки при пересечении трубопроводами и кабелями технологической связи внутренних судоходных путей;

з) постоянные реперы.

На всем протяжении трассы нефтепровода для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов и кабелей технологической связи (при любом виде их прокладки) в соответствии с действующими Правилами охраны магистральных трубопроводов устанавливают охранную зону:

1) вдоль трасс магистральных нефтепроводов – в виде участка земли, ограниченную условными линиями, проходящими в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны;

2) вдоль трасс многониточных нефтепроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

3) вдоль подводных переходов нефтепроводов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны;

4) вокруг емкостей для хранения и дренажа нефти, земляных амбаров для аварийного выпуска продукции – в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территории указанных объектов на 50 м во все стороны;

5) вокруг технологических установок подготовки продукции к транспорту, головных и промежуточных перекачивающих и наливных насосных станций, резервуарных парков, узлов измерения продукции, наливных и сливных эстакад, пунктов подогрева нефти – в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территории указанных объектов на 100 м во все стороны;

6) вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, аммиак, нестабильный бензин и конденсат – в виде участка, ограниченного условными линиями, проходящими в 100 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Для изучения материала использовать основную (1, 2, 3) и дополнительную (12, 14, 16) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Определение потерь напора в трубопроводе. Коэффициент гидравлического сопротивления. Упрощенная формула Л.С. Лейбензона. Гидравлический уклон в магистралях и на участках с лупингами и вставками.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Эквивалентные нефтепроводы. Определение рабочих режимов насосов при работе на трубопровод.	Изучение нового материала	Лекция	2
3. Определение рабочей точки центробежного насоса.	Изучение нового материала	Лабораторная работа	2
4. Линейная часть магистральных нефтепроводов.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
5. Линейная часть магистральных нефтепроводов.	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Линейная часть магистральных нефтепроводов”

2.1. Определение потерь напора в трубопроводе

Целью проектного гидравлического расчета нефтепровода является определение потерь энергии (давления, напора) при реализации проектного режима перекачивания нефти и определения необходимого количества насосных станций.

$$h_l = \lambda \frac{LW^2}{D2g}, \tag{4.1}$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L, D – длинна и внутренний диаметр трубопровода соответственно;

W – средняя скорость движения жидкости в трубопроводе.

Поскольку

$$W = \frac{4Q}{\pi D^2}, \tag{4.2}$$

то формулу (4.1) можно представить в таком виде

$$h_l = \lambda \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^5} L. \tag{4.3}$$

В трубопроводах часть напора, созданного насосами НС, теряется в местных сопротивлениях. Для одиночного местного сопротивления потеря напора может быть определена по следующей формуле

$$h_{мс} = \xi \frac{W^2}{2g}, \tag{4.4}$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления, который зависит от его конструктивных особенностей и режима движения жидкости.

Особенностью определения потерь напора в местных сопротивлениях магистральных нефтепроводов является то, что они не определяются формулой (4.4), а принимаются равными от 1 до 2 % от потерь напора на трение

$$h_{мс} = (0{,}01 - 0{,}02) h_l. \tag{4.5}$$

При перекачке нефти по трубопроводам необходимо также учитывать рельеф местности.

Таким образом, напор, созданный насосами НС, расходуется на компенсацию потерь напора на трение h_l, потерь напора в местных сопротивлениях $h_{мс}$, и на компенсацию потерь энергии при изменении положения жидкости при движении по рельефному трубопроводу (на компенсацию

напора столба жидкости, который соответствует разнице геодезических отметок конца и начала трубопровода Δz) и на создание избыточного напора в конце трубопровода $h_к$, который необходим для преодоления давления столба жидкости в резервуарах и компенсации потерь напора в коммуникациях конечного пункта

$$H_{сет} = h_l + h_{мс} + \Delta z + h_к \tag{4.6}$$

Из выражения (4.5)

$$H_{сет} = (1{,}01 - 1{,}02)\, h_l + \Delta z + h_к, \tag{4.7}$$

или

$$H_{сет} = \left(1{,}01 - 1{,}02\right)\lambda \frac{LW^2}{D2g} + \Delta z + h_k\,. \tag{4.8}$$

2.2. Коэффициент гидравлического сопротивления

Значение коэффициента гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости, который характеризуется числом Рейнольдса и состоянием внутренней поверхности труб, которая, в свою очередь, характеризуется гидравлической шероховатостью:

$$\lambda = f(\mathrm{Re},\, \varepsilon)$$

где Re – число Рейнольдса,

ε – относительная шероховатость внутренней поверхности труб

$$\mathrm{Re} = \frac{WD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu}; \tag{4.9}$$

$$\varepsilon = \frac{2k_e}{D}, \tag{4.10}$$

k_e – абсолютная эквивалентная шероховатость труб, для новых стальных труб $k_e = 0{,}1 - 0{,}2$ мм.

Рассмотрим ряд чисел Рейнольдса, от которого зависит режим движения жидкости и зона гидравлического трения при турбулентном режиме (табл. 4.1).

Для ламинарного режима ($Re < Re_{кр} = 2320$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от числа Рейнольдса и определяется формулой Стокса

$$\lambda = 64/\mathrm{Re} \tag{4.11}$$

При турбулентном режиме выделяют три зоны гидравлического трения:

1) Зона гидравлически гладких труб ($\mathrm{Re}_{кр} < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_1$, где Re_1 – первое переходное число Рейнольдса)

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{59{,}5}{\varepsilon^{8/7}} = 59{,}5\left[\frac{D}{2k_e}\right]^{8/7}. \tag{4.12}$$

Таблица 4.1

Выбор формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
	Зона гидравлически гладких труб (зона Блазеуса)	Зона смешанного трения (переходная зона)	Зона гидравлически шероховатых труб (квадратичная зона)
$\lambda = f(\mathrm{Re})$	$\lambda = f(\mathrm{Re})$	$\lambda = f(\mathrm{Re}, \Delta)$	$\lambda = f(\Delta)$
$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}$	$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0,25}}$ $\lambda = \frac{1}{(1{,}8\lg \mathrm{Re} - 1{,}5)^2}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\lg\left[\frac{\varepsilon}{7{,}4} + \frac{2{,}51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}\right]$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1{,}8\left[\frac{7}{\mathrm{Re}} + \frac{\varepsilon}{20}\right]$ $\lambda = 0{,}11\left[\frac{68}{\mathrm{Re}} + \frac{k_e}{D}\right]^{0,25}$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\lg\left[\frac{\varepsilon}{7{,}4} + \left(\frac{6{,}81}{\mathrm{Re}}\right)^{0,9}\right]$	$\lambda = 0{,}11\left[\frac{k_e}{D}\right]^{0,25}$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1{,}74 - 2\lg\varepsilon$

В зоне турбулентного режима коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от числа Рейнольдса и может быть найден при помощи формулы Блазеуса, при выполнении следующих условий

$$\mathrm{Re}_1 < 10^5 b \text{ и } \mathrm{Re}_{кр} < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_1 \text{ или } \mathrm{Re}_1 > 10^5 \text{ и } \mathrm{Re}_{кр} < \mathrm{Re} < 10^5$$

$$\lambda = 0{,}3164 / \mathrm{Re}^{0,25} \qquad (4.13)$$

или при помощи формулы Корнакова, при выполнении следующих условий

$$\mathrm{Re}_1 > 10^5 \text{ и } 10^5 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_1$$

$$\lambda = \frac{1}{\left(1{,}8\lg \mathrm{Re} 1{,}5\right)^2}. \qquad (4.14)$$

Из-за широкого применения формулы Блазеуса для определения коэффициента гидравлического сопротивления, зону гидравлически гладких труб называют зоной Блазеуса.

2) Зона смешанного закона трения или переходная зона от гладкостенного трения до зоны гидравлически шероховатых труб

$$\mathrm{Re}_1 < \mathrm{Re} < \mathrm{Re}_2,$$

где Re_2 – второе переходное число Рейнольдса

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon} \approx 19 \mathrm{Re}_1. \qquad (4.15)$$

В этой зоне коэффициент гидравлического сопротивления завісіт от числа Рейнольдса и шероховатости труб. Для другого определения предложены десятки имперических формул. В советской практике для расчета трубопроводов широко использовалась формула Кольбрука и Уайта

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -21g\left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}\right]. \qquad (4.16)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления с помощью этой формулы определяется методом последовательных приближений. Другие формулы, которые обеспечивают практически такую же точность, для этой зоны приведены в табл. 2.1.

3) Зона гидравлически шероховатых труб или квадратичная зона ($\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_2$). В этой зоне коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от шероховатости труб и может, найден с помощью формул:

– Шифренсона

$$\lambda = 0,11\left(\frac{k_e}{D}\right)^{0,25}; \qquad (4.17)$$

– Никурадзе

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,74 - 21g\varepsilon. \qquad (4.18)$$

Ламинарный режим при перекачке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам встречается очень редко. При таком режиме может происходить перекачка только высоковязкой нефти и нефтепродуктов (парафинистой нефти, мазута)

Турбулентный режим в зоне гидравлически гладких труб встречается при перекачке нефти средней вязкости а, также при перекачке различных светлых нефтепродуктов. Смешанный закон встречается при перекачке маловязкой нефти и светлых продуктов малой вязкости (бензин, газ, дизельное топливо).

Квадратичный закон трения при перекачке нефти и нефтепродуктов практически не встречается, но встречается при течении воды в водопроводных трубах.

Определение коэффициента гидравлического сопротивления согласно с нормами технологического проектирования

Проектные организации при гидравлическом расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов пользуются упрощенными методиками.

В зависимости от числа Рейнольдса коэффициент гидравлического сопротивления определяют таким образом:

– при $\mathrm{Re} < 2000$ с помощью формулы Стокса (4.11);

– при 200 < Re < 2800 при помощи формулы

$$\lambda = \left(0{,}16\,\mathrm{Re} - 13\right)\ 10^{-4}; \qquad (4.19)$$

– при 2800 < Re < Re_1 с помощью формулы Блазеуса (4.13)

– при Re_1 < Re < Re_2 при помощи формулы

$$\lambda = B + \frac{1{,}7}{\mathrm{Re}^{0,5}}. \qquad (4.20)$$

Формулы для определения коэффициента гидравлического сопротивления согласно с государственными нормами проектирования нефтепроводов и нефтепродуктопроводов приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Выбор формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления при проектных расчетах трубопровода

Ламинарный режим	Переход от ламинарного режима к турбулентному	Турбулентный режим	
		Зона гидравлически гладких труб	Зона смешанного трения
$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}$	$\lambda = (0{,}3164 - 13)10^{-4}$	$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0,25}}$	$\lambda = B + \frac{17}{\mathrm{Re}^{0,5}}$

Граничные значения переходных чисел Рейнольдса Re_1, Re_2 и коэффициента *B* приведены в табл. 4.3. Переходные числа Рейнольдса, которые приведены в табл. 4.3, определены при таких величинах шероховатости труб:

– для труб диаметром до 37 мм включительно, принята средняя абсолютная шероховатость k_e = 0,125 мм;

– для труб большого диаметра k_e = 0,100 мм.

Таблица 4.3

Значения переходных чисел Рейнольдса Re_1,Re_2 и коэффициента B

Диаметр (внешний)	$Re_1\ 10^{-3}$	$Re_2\ 10^{-3}$	$B\ 10^4$
108	6	400	180
159	10	700	164
219	13	1000	157
273	16	1200	151
325	18	1600	147
377	28	1800	143
426	56	2500	134
530	73	3200	130
630	90	3900	126
720	100	4500	124
820	110	5000	123
920	115	5500	122
1020	120	6000	121
1220	125	6800	120

2.3. Упрощенная формула Л.С. Лейбензона

Ряд формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления в трубопроводах при различных режимах движения жидкости можно описать упрощенной математической моделью Лейбензона

$$\lambda = \frac{A}{\mathrm{Re}^m}, \tag{4.21}$$

где A и m – коэффициенты модели, которые зависят от режима движения жидкости в трубопроводе.

Учитывая, что

$$\mathrm{Re} = \frac{4Q}{\pi D v};$$

$$\lambda = A\left[\frac{\pi D v}{4Q}\right]^m. \tag{4.22}$$

Подставив выражение (4.22) и формулу для скорости (4.2) в уравнение Дарси-Вейсбаха (4.1), получим упрощенную формулу Лейбензона для определения потерь напора на трение в трубопроводе

$$h_\tau = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} L, \tag{4.23}$$

где β – постоянный для определенного режима движения или зоны турбулентного режима комплекс величин

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}. \tag{4.24}$$

Рассмотрим, чему равны значения коэффициентов m и β при разных режимах и в разных зонах трения:

– для ламинарного режима течения

$m = 1$

$$\beta = \frac{8 \cdot 64}{4\pi g} = \frac{128}{\pi g} = 4{,}15, \ (\mathrm{c}^2/\mathrm{M}^5);$$

– для турбулентного режима в зоне Блазеуса

$m = 0{,}25$

$$\beta = \frac{8 \cdot 0{,}3164}{4^{0,25} \pi^{1,75} g} = \frac{0{,}241}{g} = 0{,}0246, \ (\mathrm{c}^2/\mathrm{M}^5);$$

– для турбулентного режима в квадратичной зоне

$m = 0$

$$\beta = \frac{8\pi}{4^0 \pi^2 g} = 0{,}0862\lambda, \ (\mathrm{c}^2/\mathrm{M}^5).$$

Формула Лейбензона имеет недостаток: она не может быть усреднено записана при турбулентном режиме в зоне смешанного трения, поскольку показчик режима движения m в этой зоне – переменная величина. Это существенный недостаток, так как зона смешанного трения охватывает широкий интервал чисел Рейнольдса, при которых часто осуществляется перекачка маловязкой нефти и светлых нефтепродуктов. Однако погрешность в точности расчетов с помощью упрощенной формулы может быть устранена таким образом.

Обозначим на графике $\lg \lambda = f(\lg \mathrm{Re})$ (рис. 4.1) цифрой 1 точку на прямой Блазеуса, где $\mathrm{Re} = \mathrm{Re}_1$, и цифрой 2 точку на прямой Шифренсона, где $\mathrm{Re} = \mathrm{Re}_2$ (границы зоны смешанного трения).

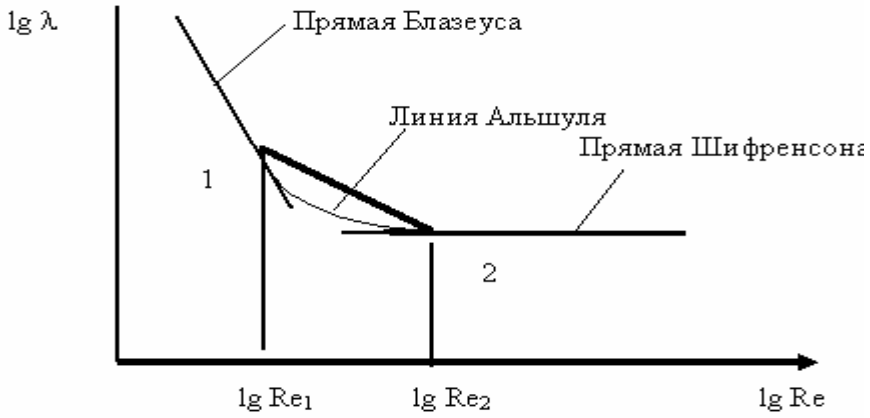


Рис. 4.1. График зависимости $\lg \lambda = f(\lg \mathrm{Re})$

Подставив первое переходное число Рейнольдса Re_1 в формулу Блазеуса, а второе переходное число Рейнольдса Re_2 в формулу Шифренсона, найдем $\lg \lambda_1$ и $\lg \lambda_2$ – ординаты точек 1 и 2. Теперь проведем через точки 1 и 2 прямую. Тогда уравнение принимает вид

$$\lg \lambda = 0{,}127 \lg\left(\frac{k_e}{D}\right) - 0{,}627 - 0{,}123 \lg \mathrm{Re}\,. \qquad (4.25)$$

Если принять

$$A = 10^{0{,}127 \lg(k_e / D) - 0{,}627}, \qquad (4.26)$$

тогда

$$\lambda = \frac{A}{\mathrm{Re}^{0{,}123}}. \qquad (4.27)$$

Очевидно, замена кривой $\lg \lambda = f(\lg \mathrm{Re})$ на прямую 1-2, равносильна замене формулы Альтшуля формулой (4.27) с $m = 0{,}123$, а коэффициент β будет зависеть от k_e/D и определятся формулой

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g} = 0{,}0802 \cdot 10^{0{,}127 \lg(k_e / D) - 0{,}627}. \qquad (4.28)$$

2.4. Гидравлический уклон в магистралях и на участках с лупингами и вставками

Гидравлическим уклоном i называются потери напора на трение, отнесенные к единице длинны трубопровода, другими словами, это тангенс угла наклона линии падения напора.

Исходя из формулы Дарси-Вейсбаха,

$$i = \lambda \frac{1}{D} \frac{W^2}{2g}, \tag{4.29}$$

а из формулы Лейбензона

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} \tag{4.30}$$

Лупингом называется участок трубопровода, который прокладывается параллельно основной магистрали с целью уменьшения гидравлического сопротивления, что приводит к увеличению пропускной способности нефтепровода. Схема трубопровода с лупингом изображена на рис. 4.2.

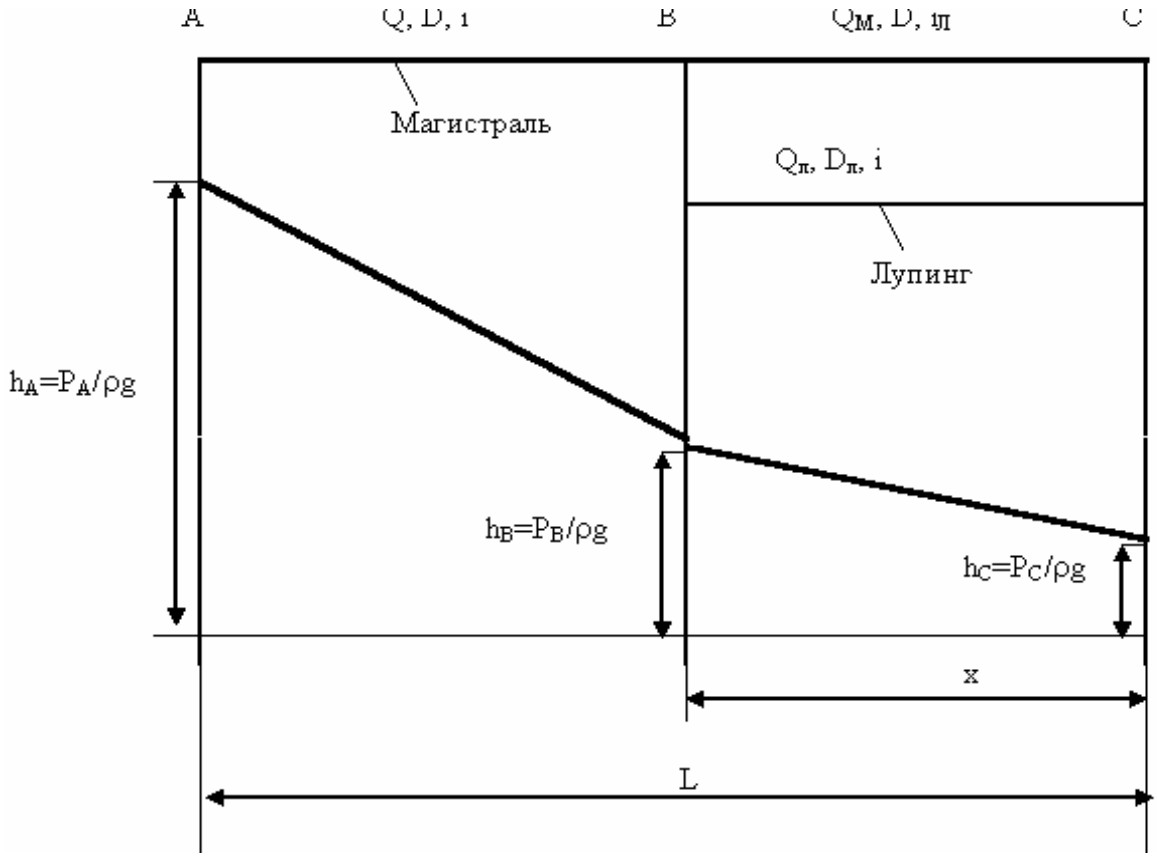


Рис. 4.2. Гидравлический уклон магистрали на лупингах

Найдем соотношение между гидравлическим уклоном лупинга $i_л$ и магистрали i, учитывая, что режим движения на обоих участках одинаковый.

Для магистрали на участке АВ (однониткового участка)

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}}. \tag{4.31}$$

Для участка ВС (двойного участка)

$$i_Л = \beta \frac{Q_M^{2-m} v^m}{D^{5-m}}. \tag{4.32}$$

Суммарный объем жидкости на двойном участке

$$Q = Q_M + Q_Л \tag{4.33}$$

где Q_M,$Q_Л$ – объем жидкости в магистрали и лупинге соответственно.

Разделим выражение (4.31) на (4.32) и с учетом (4.33) получим

$$\frac{i}{i_Л} = \left(\frac{Q}{Q_M} \right)^{2-m} = \left(1 + \frac{Q_Л}{Q_M} \right)^{2-m}. \tag{4.34}$$

Распределение потерь на двойном участке зависит от соотношения диаметров магистрали и лупинга

$$i_Л = \beta \frac{Q_Л^{2-m} v^m}{D_Л^{5-m}} = \beta \frac{Q_M^{2-m} v^m}{D^{5-m}}, \tag{4.35}$$

получим

$$\frac{Q_Л}{Q_M} = \left(\frac{D_Л}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}. \tag{4.36}$$

Выражение (4.34) с учетом (4.36) будет иметь вид

$$\frac{i}{i_Л} = \left[1 + \left(\frac{D_Л}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}. \tag{4.37}$$

Обозначим комплекс величин, которые зависят от соотношения диаметров участков и режима движения,

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_Л}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}}. \tag{4.38}$$

Подставив (4.38) в уравнение (4.37), получим

$$i_Л = i \cdot \omega. \tag{4.39}$$

Когда диаметр лупинга равен диаметру магистрали, $D_Л = D$, тогда

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}}. \tag{4.40}$$

Выражение (4.40) принимает значение

– при ламинарном режиме

$m = 1$, $\omega = 0{,}5$;

– при турбулентном режиме в зоне Блазуса

$m = 0{,}25$, $\omega = 0{,}297$;

– при турбулентном режиме в зоне смешанного трения

$m = 0{,}123$, $\omega = 0{,}272$;

– при турбулентном режиме в квадратичной зоне

$m = 0$, $\omega = 0{,}25$.

Анализируя приведенное выше, видим, что на участке трубопровода с лупингом гидравлический уклон меньше, чем на основной магистрали.

Для построения линии гидравлического уклона в характерных точках трубопровода (точки подключения лупингов, изменения диаметра) откладываем вверх от условной горизонтали напоры (рис. 4.2) .

$$h_A = \frac{P_A}{\rho g};\ h_B = \frac{P_B}{\rho g};\ h_C = \frac{P_C}{\rho g}, \tag{4.41}$$

где P_A, P_B, P_C – давление в точках A, B, C.

Концы полученных отрезков h_A, h_B, h_C соединяем прямой линией.

Вставками называются участки трубопроводов другого диаметра, соединенные сваркой в одну нитку с основной магистралью. Схема трубопровода с вставкой большего диаметра изображена на рис. 4.3.

Найдем соотношения гидравлическими уклонами вставки i_B и магистрали i при одинаковых режимах движения в них:

– для основной магистрали (участок АВ)

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}}; \tag{4.42}$$

– для участка с вставкой ВС

$$i_B = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D_B{}^{5-m}}. \tag{4.43}$$

Разделив (4.43) на (4.42) получим

$$\frac{i_в}{i} = \left(\frac{D}{D_в} \right)^{5-m} = \Omega, \tag{4.44}$$

или

$$i_B = \Omega i. \tag{4.45}$$

Если диаметр вставки больше чем диаметр магистрали $D_B > D$, то параметр $\Omega < 1$ и гидравлический наклон на участке вставки меньше чем гидравлический наклон магистрали $i_B < i$; при использовании вставки меньшего диаметра $D_B < D$ параметр $\Omega > 1$ и гидравлический уклон системы возрастает $i_B > i$. Линия гидравлического уклона для трубопровода с вставкой изображена на рис. 4.3.

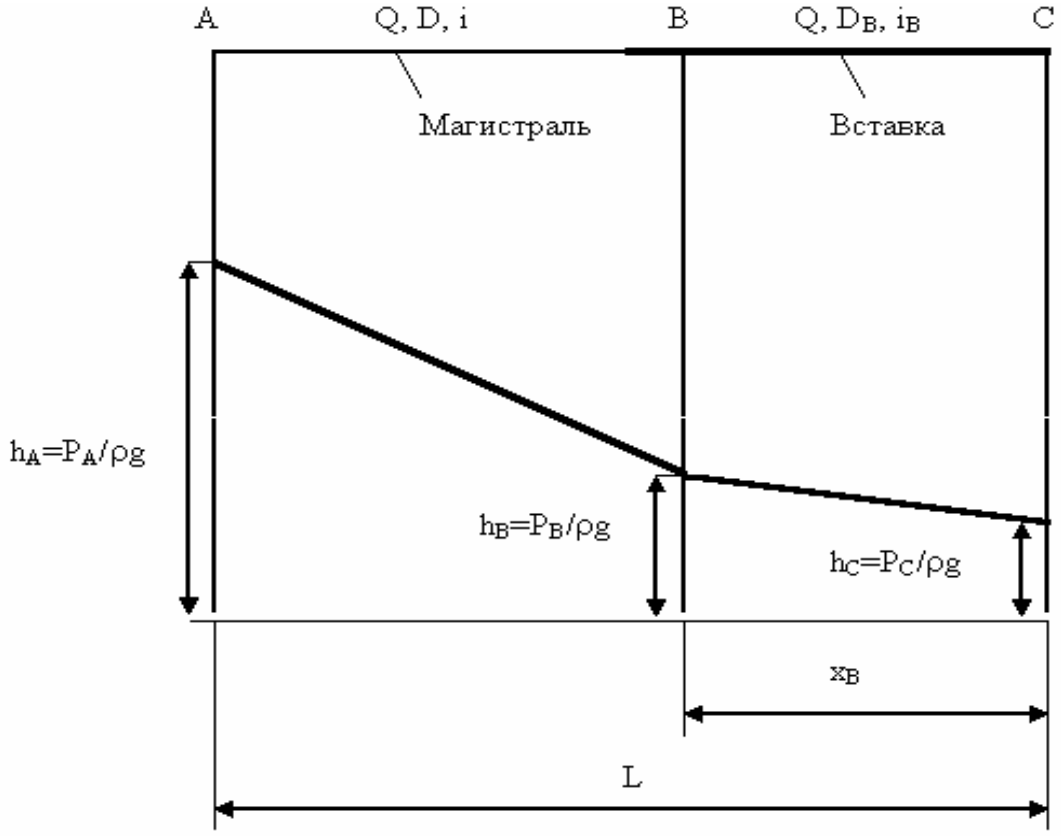


Рис. 4.3. Гидравлический уклон магистрали и вставки

Общее гидравлическое сопротивление трубопровода сложной структуры определяется этим способом. Потери напора на трение для трубопровода с лупингами слаживаются на одно- и двунитковых участках

$$h_l = h_{AB} + h_{BC} = i\left(L - x\right) + i_Л x = i\left(L - x\right) + i\omega x,$$

или

$$h_l = i\left[L - x\left(1 - \omega\right)\right], \tag{4.46}$$

где L – длинна трубопровода;

x – длина лупинга.

Аналогично для трубопровода с вставкой

$$h_l = i\left[L - x_B\left(1 - \Omega\right)\right], \tag{4.47}$$

где x_B – длина вставки.

2.5. Эквивалентные нефтепроводы

Современные нефтепроводные системы имеют сложную структуру, так как включают в себя участки параллельно работающих ниток или участки со сменным внешним диаметром или разной толщиной стенки труб.

Для упрощения расчетов трубопроводов со сложной структурой его заменяют эквивалентным нефтепроводом постоянного диаметра по длине, который имеет такую же пропускную способность, как и сложный нефтепровод с лупингами и вставками разного диаметра.

Нефтепровод переменного диаметра

Рассмотрим сложный нефтепровод, который имеет участки с различными диаметрами. Необходимо определить размер эквивалентного ему нефтепровода (рис. 4.4).

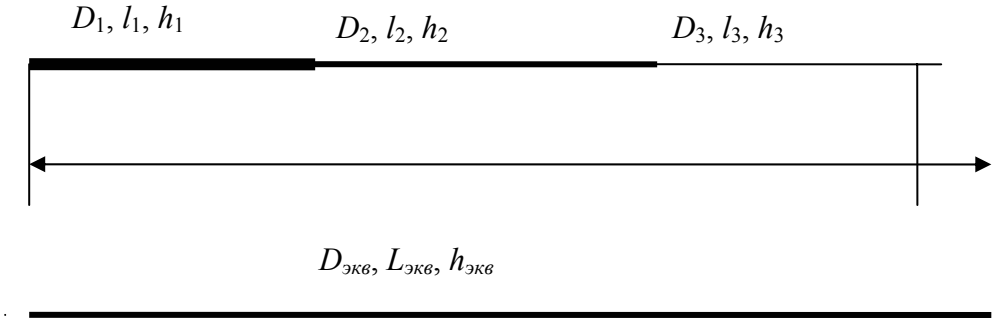


Рис. 4.4. Расчетная схема нефтепровода переменного диаметра

Объем нефти в сложном и эквивалентном трубопроводе одинаковы и равны Q.

Потери напора на трение и в местных сопротивлениях на первом участке длинною l_1 и диаметром D_1 (потери напора в местных сопротивлениях принимаем равными 2 % от потерь напора на трение) равны

$$h_1 = 1,02\beta \frac{l_1}{D_1^{5-m}} Q^{2-m} \nu^m . \qquad (4.48)$$

Аналогично определяются потери напора для второго и третьего участка

$$h_2 = 1,02\beta \frac{l_2}{D_2^{5-m}} Q^{2-m} \nu^m ; \qquad (4.49)$$

$$h_3 = 1,02\beta \frac{l_3}{D_3^{5-m}} Q^{2-m} \nu^m . \qquad (4.50)$$

Суммарные потери напора в сложном трубопроводе

$$H = h_1 + h_2 + h_3, \tag{4.51}$$

или

$$H = 1{,}02\beta Q^{2-m} \nu^m \left[\frac{l_1}{D_1^{5-m}} + \frac{l_2}{D_2^{5-m}} + \frac{l_3}{D_3^{5-m}} \right]. \tag{4.52}$$

Для эквивалентного простого нефтепровода потери напора выражаются через эквивалентную длину $L_{экв}$ и эквивалентный внутренний диаметр $D_{экв}$

$$H = 1{,}02\beta Q^{2-m} \nu^m \frac{L_{экв}}{D_{экв}^{5-m}}. \tag{4.53}$$

Левые части уравнений (4.52) и (4.53) равны, поэтому после некоторых математических преобразований получаем

$$\frac{L_{экв}}{D_{экв}^{5-m}} = \left[\frac{l_1}{D_1^{5-m}} + \frac{l_2}{D_2^{5-m}} + \frac{l_3}{D_3^{5-m}} \right]. \tag{4.54}$$

Для некоторого числа n последовательно соединенных участков нефтепровода с разными диаметрами

$$\frac{L_{экв}}{D_{экв}^{5-m}} = \sum_{i=l}^{i=n} \frac{l_1}{D_1^{5-m}}. \tag{4.55}$$

При практических расчетах принимают

$$L_{экв} = \sum_{i=l}^{i=n} l_1, \tag{4.56}$$

и получают выражение для эквивалентного диаметра трубопровода $D_{экв}$

Параллельные нефтепроводы

Суммарный объем нефти для системы параллельных нефтепроводов (рис. 4.5)

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3, \tag{4.57}$$

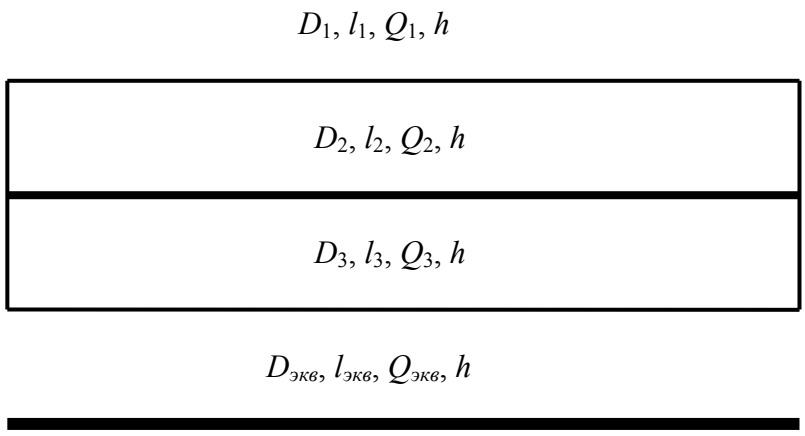


Рис. 4.5. Расчетная схема параллельно соединенных нефтепроводов

Для параллельно работающих трубопроводов потери давления одинаковы для каждой нитки. Применим упрощенную формулу Лейбензона для потерь напора на трение относительно объемной потери жидкости в каждой параллельной нитке трубопровода

$$Q_1 = \left(\frac{hD_1^{5-m}}{1,02\beta\nu^m l_1} \right)^{\frac{1}{2-m}}; \tag{4.58}$$

$$Q_2 = \left(\frac{hD_2^{5-m}}{1,02\beta\nu^m l_2} \right)^{\frac{1}{2-m}}; \tag{4.59}$$

$$Q_3 = \left(\frac{hD_3^{5-m}}{1,02\beta\nu^m l_3} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \tag{4.60}$$

Для эквивалентного нефтепровода аналогичное выражение имеет вид

$$Q = \left(\frac{hD_{экв}^{5-m}}{1,02\beta\nu^m l_{экв}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \tag{4.61}$$

После подстановки (4.58) – (4.60) в выражение (4.57) и некоторых математических действий получим

$$\left(\frac{D_{экв}^{5-m}}{L_{экв}} \right)^{\frac{1}{2-m}} = \left(\frac{D_1^{5-m}}{L_1} \right)^{\frac{1}{2-m}} + \left(\frac{D_2^{5-m}}{L_2} \right)^{\frac{1}{2-m}} + \left(\frac{D_3^{5-m}}{L_3} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \tag{4.62}$$

или для *n* параллельных ниток расчетная формула приобретает вид

$$\left(\frac{D_{экв}^{5-m}}{L_{экв}} \right)^{\frac{1}{2-m}} = \sum_{i=1}^{i=n} \left(\frac{D_i^{5-m}}{l_i} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \tag{4.63}$$

Если длина каждой параллельной нитки одинакова

$$l_1 = l_2 = l_3 = ... = l_n = l_{экв}, \tag{4.64}$$

тогда получаем следующую формулу для определения эквивалентного диаметра

$$D_{экв}^{5-m} = \sum_{i=1}^{i=n} D_i^{\frac{5-m}{2-m}}. \tag{4.65}$$

2.6. Определение рабочих режимов насосов при работе на трубопровод

Режим работы центробежного насоса всегда следует рассматривать в связи с гидравлической характеристикой трубопровода. Наиболее целесообразно определять режимы работы насоса графически – путем построения

на одном чертеже и в одинаковом масштабе кривой QH насоса и кривой, характеризующей гидравлический режим (гидравлическая характеристика) трубопровода. Рабочий режим определяет точка пересечения обеих кривых.

Гидравлическая характеристика трубопровода представляет собой графическое изображение зависимости полного напора h, необходимого для перекачки жидкости по трубопроводу, от расхода Q.

Полный напор складывается из геодезической высоты $h_г$, напора $h_п$, необходимого для преодоления гидравлических потерь, и напора $h_и$, определяющего избыточное давление в концевом сечении трубопровода

$$h = h_г + h_п + h_и.$$

Потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в трубопроводе зависят от расхода, а сумма $h_г + h_и$ определяет статический напор, который не зависит от расхода и может быть положительным (рис. 4.6, *а*), отрицательным (рис. 4.6, *б*) или равным нулю (рис. 4.6, *в*)

$$h = h_{ст} + f Q^{2-m}, \qquad (4.66)$$

где $$f = \beta \frac{V^m L}{D^{5-m}}; \beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}.$$

Значения m, A, β указаны в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Значения *m*, *A*, β

Режим течения	*m*	A	β
Ламинарный	1	64	128/π g
Турбулентный в зоне Блазиуса	0,25	0,3164	0,242/g
Турбулентный в переходной зоне	0,123	-	$0{,}0802\ 10^{(0{,}127\lg Dэ/k - 0{,}627)}$
Турбулентный в зоне квадратичного закона трения	0	1	$8\lambda/(\pi^2 g)$

Для горизонтального трубопровода ($h_{ст} = 0$, $h_и$ – мало) гидравлическая характеристика представляет собой кривую, вершина которой проходит через начало координат (рис. 4.6, *г*, кривая 3). Рабочий режим насоса определяется пересечением кривой 3 с кривой QH (точка A_3). Если кроме сопротивления трубопровода насос должен преодолеть высоту подъема $h_{г1}$, то гидравлическую характеристику трубопровода можно построить путем сложения статического напора $h_{ст1}$ с напорами, характеризующимися ординатами кривой 3 (кривая 1).

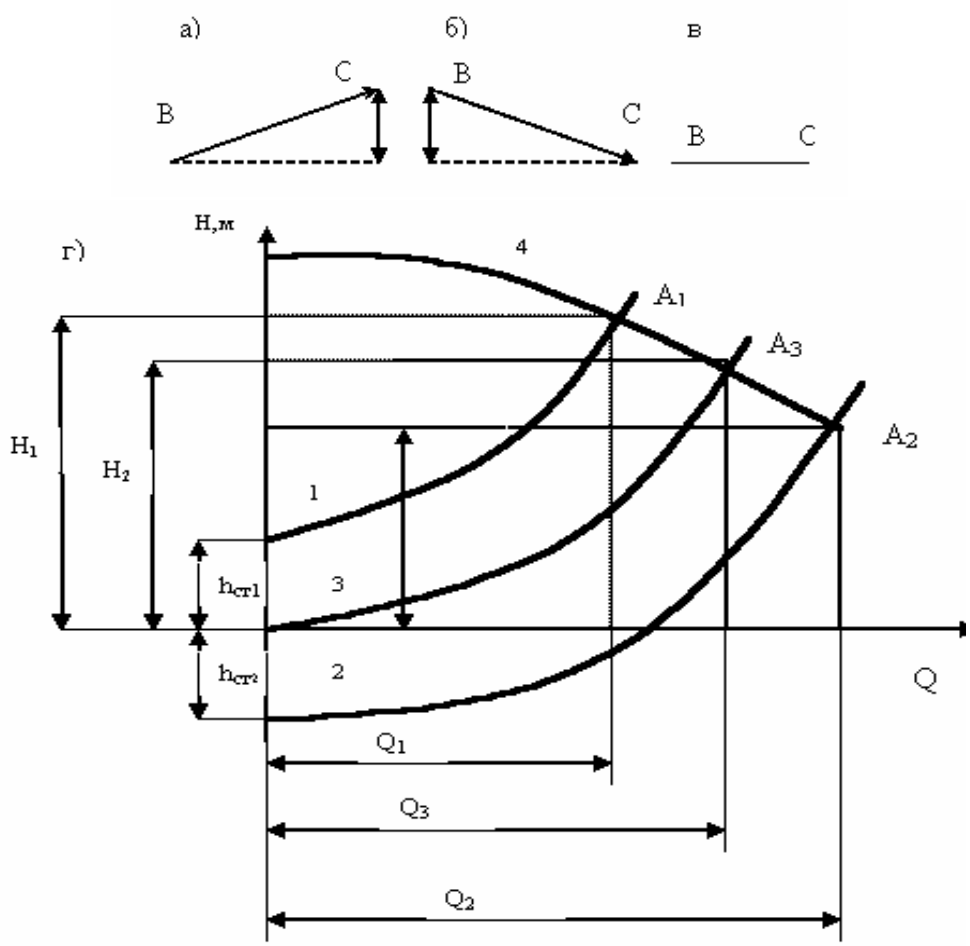


Рис. 4.6. Совмещенные характеристики трубопровода и центробежного насоса:
1 – характеристика трубопровода с подъемом на высоту $h_{г1}$ (а); 2 – характеристика трубопровода с уклоном на величину $h_{г2}$ (б); 3 – характеристика горизонтального трубопровода (в); 4 – характеристика центробежного насоса.

Если пункт С расположен ниже насосной станции, то полный напор насоса, необходимый для перемещения жидкости по трубопроводу, уменьшается на разность отметок указанных точек, т. е. при определенных расходах жидкость может перемещаться самотеком. Гидравлическую характеристику трубопровода строят путем вычитания из ординат кривой 3 величины $h_{ст2}$ (кривая 2). В свою очередь $h_{ст2} = h_{г2} – h_{и}$. В обоих случаях режим работы насоса определяют точки пересечения кривых 1 и 2 с кривой QH (точки A_1 и A_2).

Причинами изменения режима работы насоса могут быть смена перекачиваемой жидкости, влияние сезонных колебаний температуры жидкости, различная технология перекачки.

Пусть жидкость перекачивается по горизонтальному трубопроводу и кривая 1 (рис. 4.7) – гидравлическая характеристика этого трубопровода, подсчитанная по средней годовой температуре на глубине его заложения.

Характеристика насоса, соответствующая этой вязкости жидкости, – кривая 2. Точка А определяет режим работы насоса на данный трубопровод (H_A, Q_A) при вязкости перекачиваемой жидкости, подсчитанной по средней годовой температуре на глубине заложения трубопровода. В зимний период вязкость жидкости больше, поэтому рабочая точка переместится в положение A_1 (пересечение гидравлических характеристик трубопровода – кривая 1' и насоса – кривая 2'). В летний период вязкость жидкости меньше и рабочая точка переместится в положение A_2 (пересечение гидравлических характеристик трубопровода – кривая 1" и насоса – кривая 2"). Очевидно, правильно подобранным для данного трубопровода следует считать такой насос, у которого максимальные значения КПД (кривая 3) лежат в диапазоне расходов от Q_{A1} до Q_{A2}. Эта зона называется рабочей.

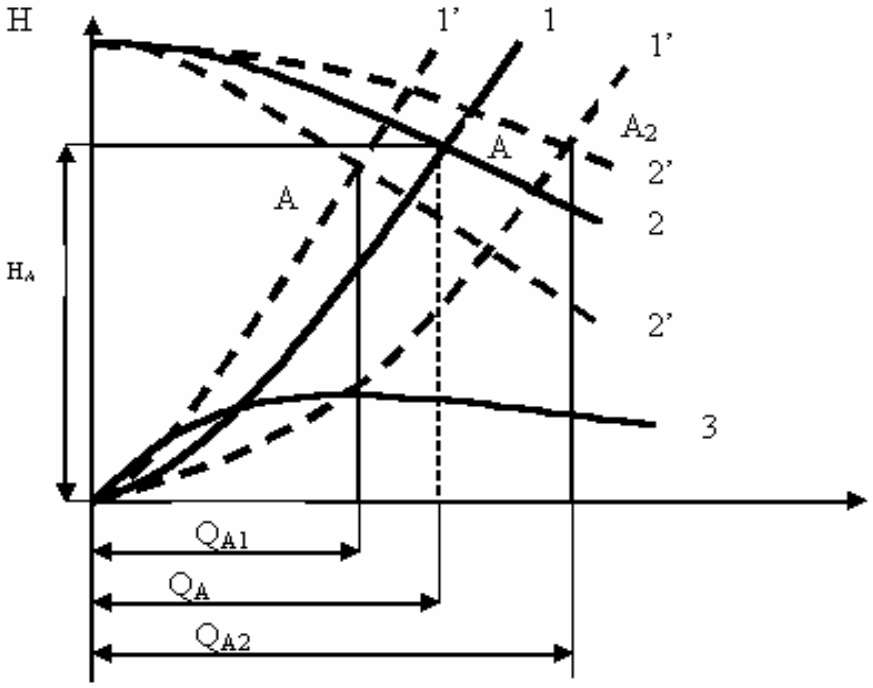


Рис. 4.7. Режим работы трубопровода при изменении температуры перекачиваемой жидкости

Указанный метод определения рабочей точки достаточно прост, если рассматривается работа только одного насоса на один трубопровод постоянного диаметра. На практике для получения большого напора или расхода применяют несколько насосов. Трубопровод может состоять из нескольких участков различного диаметра, расположенных в местах с разными геодезическими отметками, или по пути следования потока осуществляется частичный сброс на эстакаду и т. п. В этих случаях построение гидравлической характеристики трубопровода, определение режима работы станции и каждого насоса в отдельности становятся более сложными.

Рассмотрим несколько случаев.

1) Трубопровод состоит из двух последовательно соединенных участков с диаметрами d_1 и d_2 (рис. 4.8, *а*). Жидкость перекачивается из пункта B в пункт D, разница отметок составляет $h_г$. Характеристика первого участка трубопровода – кривая 1, второго – кривая 2 (рис. 4.8, *б*). Суммарную гидравлическую характеристику трубопровода BD (кривая 3) получаем сложением кривых 1 и 2 и статического напора $h_{ст}$ при одних и тех же подачах. Рабочая точка A определяется по пересечению кривых hQ и HQ (кривых 3 и 4).

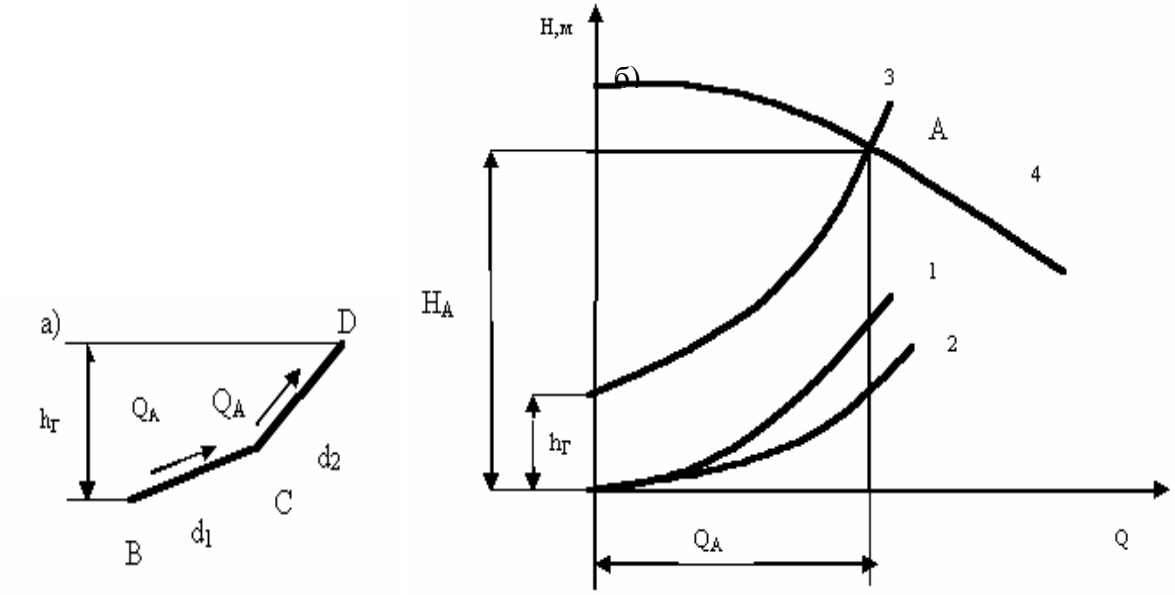


Рис. 4.8. Совмещенные характеристики центробежного насоса и трубопровода, имеющего последовательно соединенные участки разного диаметра:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

2) Трубопровод (рис. 4.9, *а*) состоит из двух параллельных участков BC и BD (разной длины и разных диаметров). Пункты C и D расположены на том же уровне, что и пункт B, где установлен насос. На рис. 4.9, *б* кривая 1 – характеристика участка BC, кривая 2 – характеристика участка BD. Суммарную гидравлическую характеристику трубопровода (кривая 3) получаем сложением расходов обеих характеристик для одних и тех же напоров. Например, при напоре h_1 отрезки kl и km – расходы в соответствующих ветвях. Суммарный расход при этом напоре $kn = kl + km$. И так для всего диапазона напоров. Рабочая точка A определяется по пересечению результирующей кривой 3 с кривой 4 характеристики насоса. Расход в трубопроводах при режиме A определяется по пересечению кривой напора H_A с кривыми соответствующих характеристик участков трубопроводов. Подача Q_A равна сумме расходов Q_1 и Q_2 участков трубопровода BC и BD.

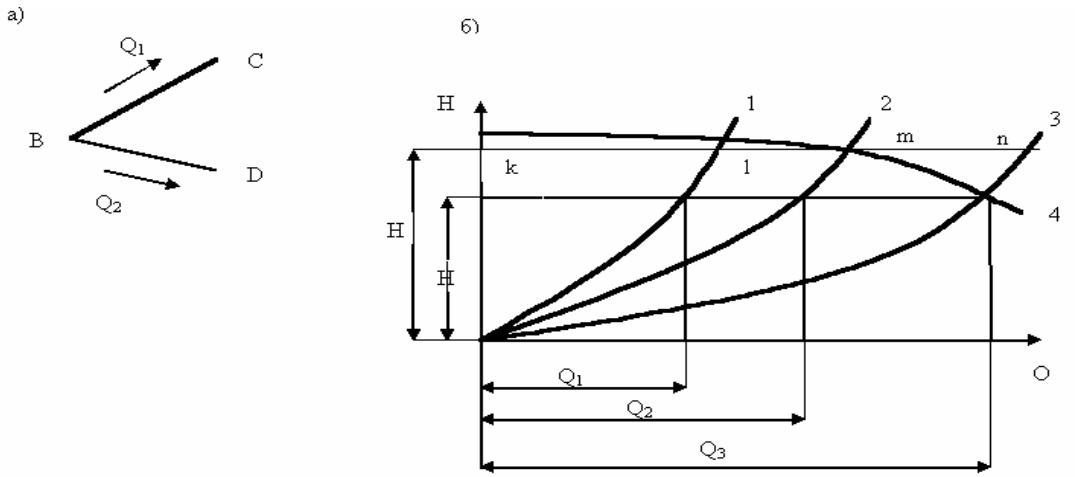


Рис. 4.9. Совмещенные характеристики центробежного насоса и трубопровода, имеющего параллельные участки разного диаметра и длины:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

3) Трубопровод (рис. 4.10, *а*) имеет конечные пункты С и D, расположенные выше пункта В соответственно на $h_{г1}$ и $h_{г2}$.

Порядок определения суммарной гидравлической характеристики трубопровода и рабочей точки остается таким же, как в случае 2.

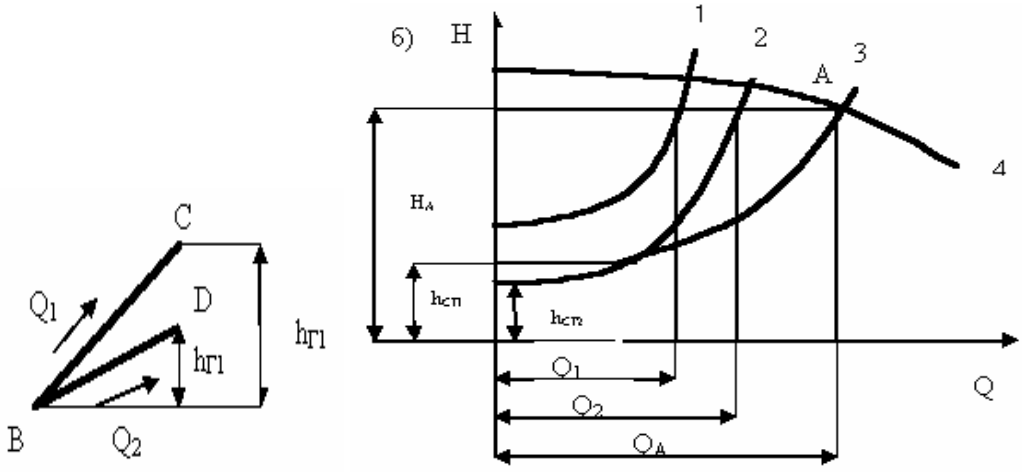


Рис 4.10. График рабочего режима с учетом нивелирных отметок:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

4) Трубопровод (рис. 4.11, *а*) на некотором расстоянии от начального пункта В имеет пункт сброса С с постоянным расходом Q_1. Для определения рабочего режима насоса необходимо построить гидравлическую характеристику участка трубопровода ВС (кривая 1, рис. 4.11, *б*) для всего диапазона расходов и гидравлическую характеристику участка CD (кривая 2). При сложении ординат кривых 1 и 2, поскольку участки ВС и CD представляют последовательное соединение, для одних и тех же значений расхода получаем гидравлическую характеристику трубопровода BD без сброса в

пункте С (кривая 3). Точка А' определяет режим работы насоса на трубопровод BD без сброса. Затем строят характеристику для участка CD (кривая 2') так, чтобы нулевая точка была смещена от начала координат на величину сброса Q_1. Это количество жидкости подается через участок трубопровода BC, так как $Q = Q_1 + Q_2$, но не проходит через участок CD.

Результирующая характеристика (кривая 3') трубопровода BD при действующем сбросе получается при сложении ординат кривых 1 и 2' для одних и тех же значений расходов. Рабочая точка А определяется по пересечению кривых hQ и HQ. По графику можно легко найти количество жидкости Q_2, поступающей в пункт D. Если сброс прекратить, то режим работы насоса переместится в точку А', так как сопротивление возрастет, а подача насоса упадет с Q до Q'.

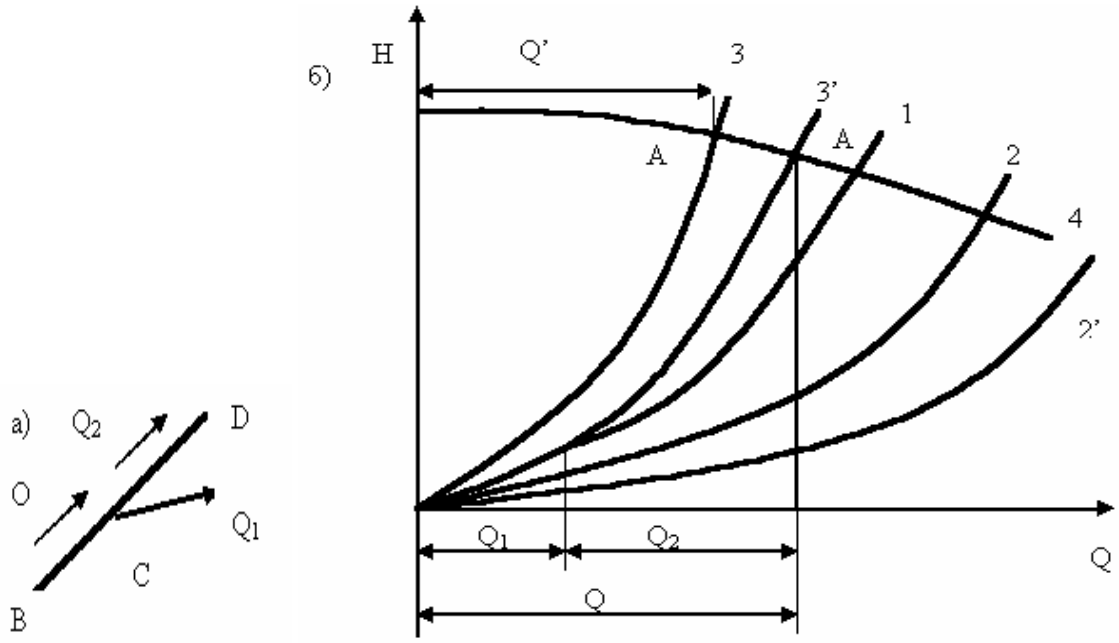


Рис. 4 11. График рабочего режима центробежного насоса
при наличии сброса части жидкости:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

5) Трубопровод (рис. 4.12, *а*) на некотором расстоянии от начального пункта В имеет пункт С с постоянной подкачкой Q_n. Рабочий режим системы определяется следующим образом. Строится гидравлическая характеристика участка BC (кривая 5, рис. 4.11, б) для всего диапазона расходов и гидравлическая характеристика участка CD (кривая 6). Затем кривую 6 необходимо сместить влево на величину постоянной подкачки Q_n – получится кривая 4, которая характеризует режим работы участка CD во всем диапазоне расходов с постоянной подкачкой Q_n.

Складывая ординаты кривых 4 и 5 (соединение участков ВС и BD при включенном пункте подкачки С – последовательное), получим кривую 2, которая пересекает кривую 1 в точке А, определяющую режим работы системы при включенном пункте подкачки С. Насос создает напор H_A при подаче Q_A. В пункт D поступает количество жидкости $Q = Q_A + Q_n$. При отключении пункта подкачки режим системы определяет точка Б (результат пересечения кривой 1 с кривой 3, которая получается сложением ординат кривых 5 и 6, характеризующих режим работы отрезков трубопровода ВС и CD без подкачки). Из рисунка видно, что Q всегда будет меньше $Q_б + Q_n$, и следует подчеркнуть, что эффективность использования подкачки будет тем меньше, чем больше крутизна характеристики участка CD.

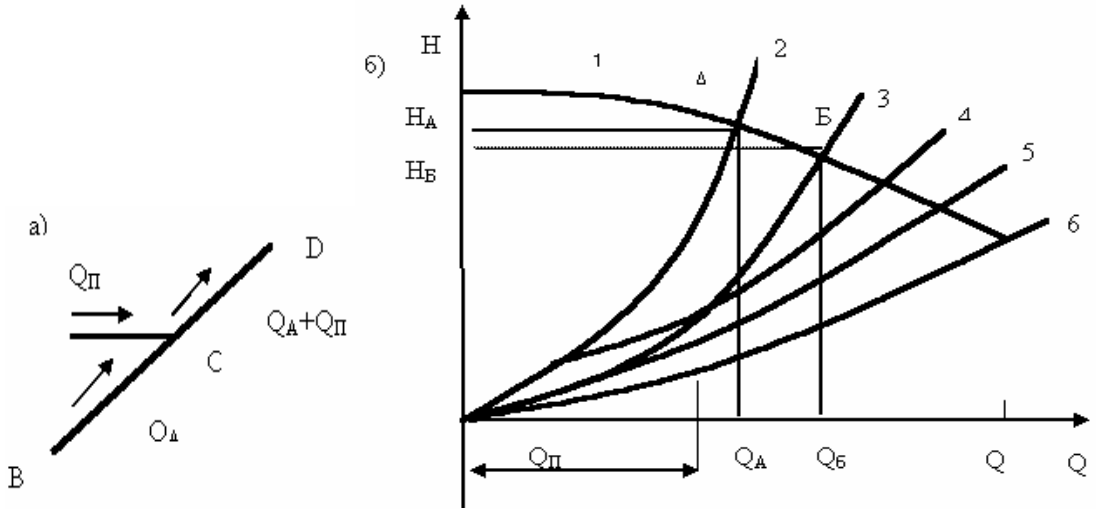


Рис. 4.12. График рабочего режима центробежного насоса при наличии подкачки с постоянным расходом $Q_П$:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

6) Сложный трубопровод (рис. 4.13, *а*), состоящий из параллельных участков ВС и ЕС и последовательно присоединенного к ним участка CD. В пунктах В и С установлены одинаковые насосы № 1 и № 2 с напорной характеристикой, определяемой кривой 1 (рис. 4.13, *б*). Суммарная напорная характеристика параллельно работающих одинаковых насосов – кривая 2. Гидравлические характеристики участков ВС, ЕС и CD представлены кривыми 3, 4 и 7; суммарная гидравлическая характеристика параллельных участков ВС и ЕС – кривой 6, а всей параллельно-последовательной системы – кривой 5. Точка А пересечения суммарных кривых 2 и 5 определяет режим работы системы. Каждый из насосов создает напор H_A, а расход $Q_Б$, причем $Q_A = 2\ Q_Б$. При расходе $Q_Б$ на участке ВС требуется напор $H_{Б1}$, а на участке ЕС – $H_{Б2}$. Отрезки $H_A H_{Б1}$ и $HH_{Б2}$ характеризуют влияние сопротивления участка CD на соответствующий насос.

Режим работы системы при отключении какого-либо насоса определяется точкой пересечения кривой 1 с соответствующей суммарной кривой, найденной сложением ординат кривых 3 и 7 или 4 и 7.

С увеличением крутизны кривой 7 снижается эффективность работы насоса. Особенно внимательно следует проверять режим работы такой сложной системы при использовании разных насосов. На рис. 4.7 кривые 1 и 1' определяют напорные характеристики разных центробежных насосов № 1 и № 2 (см. рис. 4.13, *а*). Остальное построение аналогично рассмотренному на (рис. 4.13, *б*). Режим системы определяет точка А. Насос № 1 работает в режиме, определяемом точкой $Б_1$, а № 2 – точкой $Б_2$. Подача насосов соответственно $Q_{Б1}$ и $Q_{Б2}$, а напор, создаваемый ими, – H_A, причем $Q_A = Q_{Б1} + Q_{Б2}$. При указанных подачах на участке ВС требуется напор h_1, а на участке ЕС – $h_2 > H_A$. Последнее противоречит физическому смыслу, следовательно, насос № 2 необходимо поставить в пункте В, а насос № 1 – в пункте Е. Тогда на участке ВС при расходе $Q_{Б1}$, потребный напор будет h_1', а на участке ЕС при расходе $Q_{Б2}$ – h_2'. Здесь следует подчеркнуть, что насос с меньшей напорной характеристикой следует ставить на участке с большей крутизной гидравлической характеристики, а насос с большей напорной характеристикой, наоборот, на участке с меньшей крутизной гидравлической характеристики. Отрезки H_Ah_1' и H_Ah_2' характеризуют влияние сопротивления участка CD на соответствующий насос. С увеличением крутизны кривой 7, т. е. с увеличением сопротивления в трубопроводе на участке CD, эффективность работы насосов будет еще ниже.

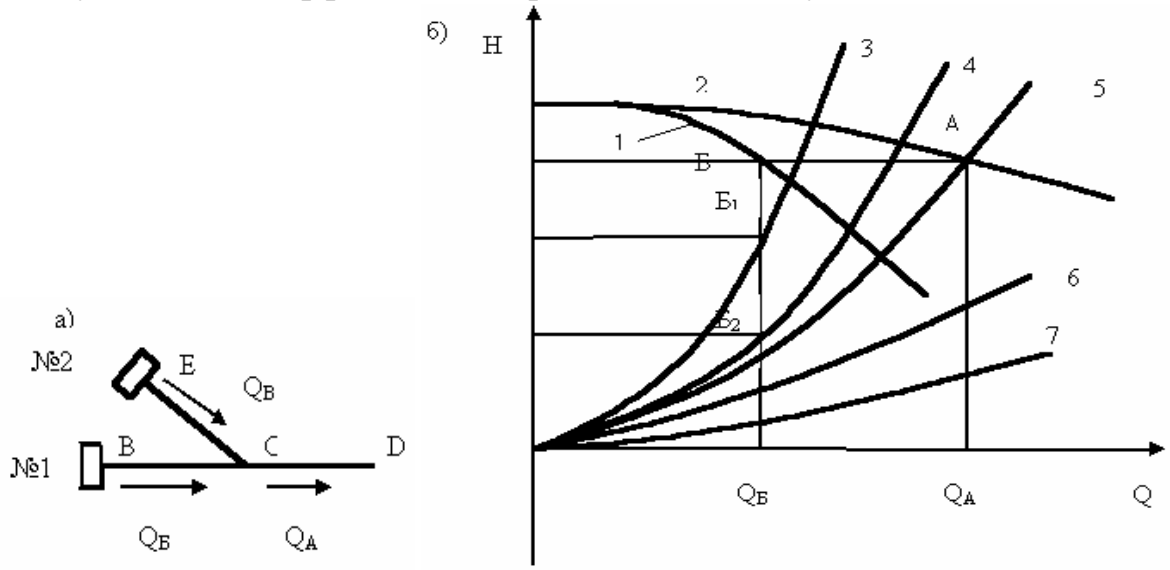


Рис. 4.13. График рабочего режима одинаковых центробежных насосов при работе на трубопровод, имеющий параллельно-последовательно соединенные участки разного диаметра и длинны:
а – схема трубопровода; б – графическое определение рабочей точки.

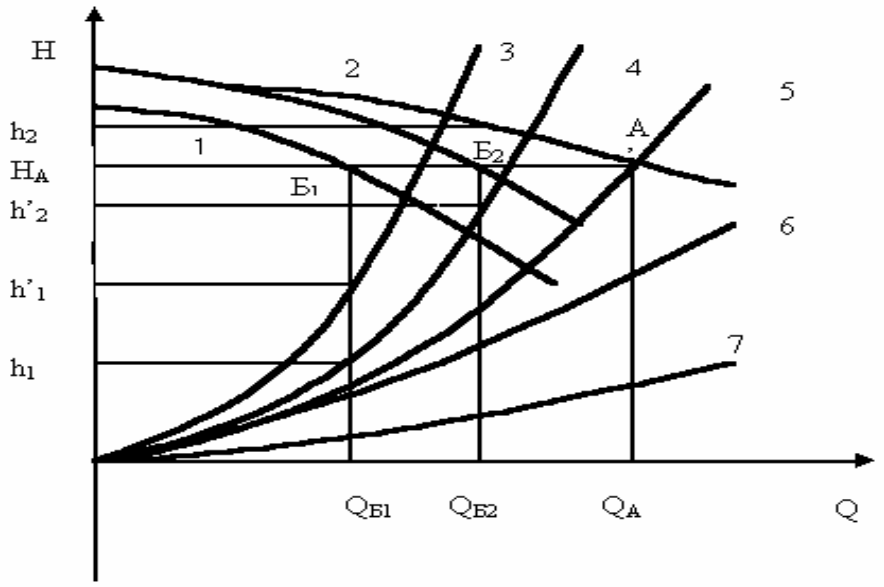


Рис. 4.14. График рабочего режима разных центробежных насосов при работе на трубопровод, имеющий параллельно-последовательно соединенные участки разного диаметра и длинны

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекций

Лекция 1

1. Определение потерь напора в трубопроводе.
2. Коэффициент гидравлического сопротивления.
3. Упрощенная формула Л.С. Лейбензона.
4. Гидравлический уклон в магистралях и на участках с лупингами и вставками.

Лекция 2

1. Эквивалентные нефтепроводы:
   – нефтепроводы переменного диаметра;
   – параллельные нефтепроводы.
2. Определение режимов работы насосов при работе на трубопровод:
   – определение режима работы насосов при $h_{ст} = 0$, $h_{ст} > 0$, $h_{ст} < 0$;
   – определение режима работы насосов при изменении температуры перекачиваемой жидкости;
   – определение режимов работы насосов при работе на сложный трубопровод;
   – определение режима работы насосов при сбросах и подкачках;
   – определение режима работы насосов при параллельном соединении;
   – определение режима работы насосов при последовательном соединении.

3.2. Задание для лабораторной работы

Лабораторная работа №3
“Определение рабочей точки центробежного насоса”

Цель работы.

Научиться определять режим работы нагнетателя, построить совмещенную характеристику нагнетателя при работе в системе.

Общие сведения.

Работа нагнетателя всегда рассматривается в связи с гидравлической характеристикой сети.

Под “сетью” понимается трубопровод (или трубопроводы), на преодоление сопротивления в которых приходиться затрачивать энергию (напор), создаваемую нагнетателем. Наиболее простой пример сети – трубопровод длиной L (см. рис. 4.15).

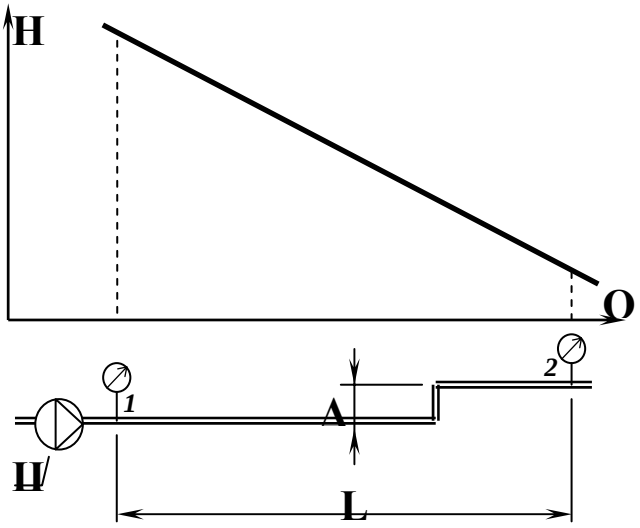


Рис. 4.15. Простейшая схема сети

Напор жидкости создается нагнетателем Ц. На преодоление сопротивления трубопровода потребуется энергия Н (Н – полная энергия). Её можно вычислить по формуле 4.67.

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} + \Delta Z \qquad (4.67)$$

где P_1 – давление жидкости в точке 1, Па;

P_2 – давление жидкости в точке 2, Па;

ρ – плотность жидкости, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

υ_1 – средняя скорость жидкости в точке 1, м/с;

υ_2 – средняя скорость жидкости в точке 2, м/с;

ΔZ – изменение положения (уровня) жидкости, м.

Зная величину сопротивления трубопровода при различных расходах жидкости Q, можно построить гидравлическую характеристику сопротивления трубопровода (рис. 4.16) в координатах H – Q.

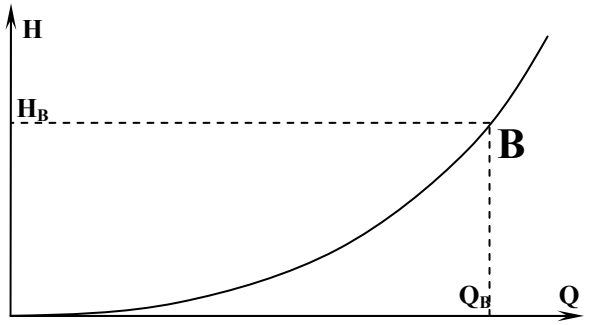


Рис. 4.16. Гидравлическая характеристика сети

Из рисунка видно, что для некоторого режима работы трубопровода с расходом Q_B, приходиться затрачивать напор H_B на преодоление сопротивления сети.

Режим работы нагнетателя на данный трубопровод (сеть) определяется графическим путём построения в одних координатах характеристик нагнетателя и трубопровода (сети). Точка пересечения этих характеристик является рабочей точкой нагнетателя (рис. 4.17).

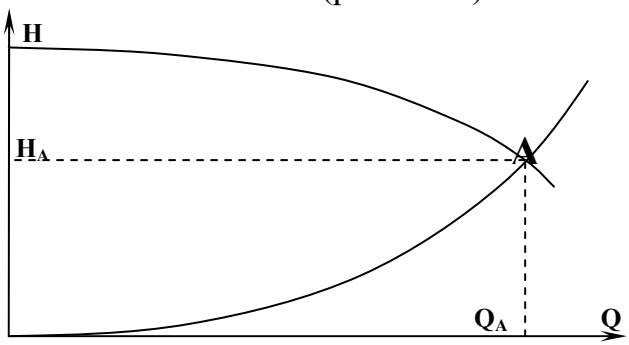


Рис. 4.17. Определение рабочей точки

Уравнение (4.67) имеет несколько частных случаев:

а). Трубопровод горизонтален – начало и конец трубопровода имеют одинаковое высотное положение, $\Delta Z = 0$. Тогда

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g}. \qquad (4.68)$$

б). Диаметры трубопровода в начальной и конечной точке одинаковы, т.е. одинаковы и значения скоростей, $v_1 = v_2$. Тогда

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} + \Delta Z. \qquad (4.69)$$

Для определения "совместимости" данного нагнетателя и данного трубопровода целесообразно в этих же координатах построить характеристику КПД (рис. 4.18).

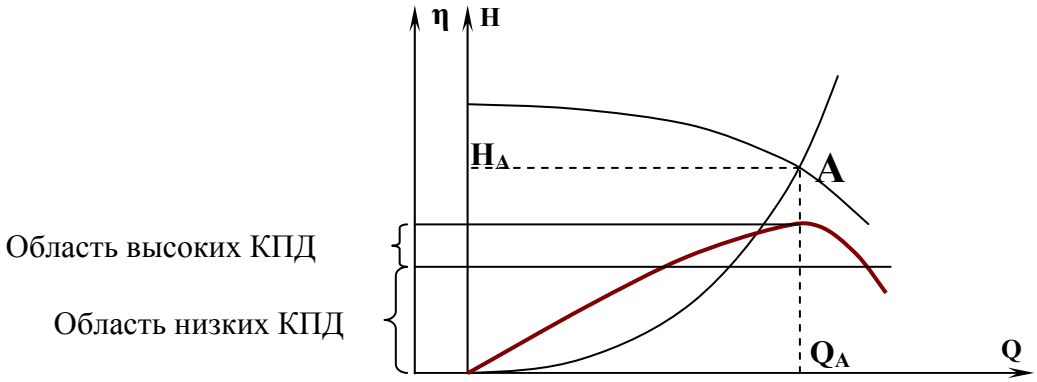


Рис. 4.18. Работа нагнетателя в сети

Желательно, чтобы рабочая точка (по подаче) располагалась в области высоких КПД. Если рабочая точка лежит в области низких КПД, то следует подобрать нагнетатель с другими характеристиками. Деление кривой КПД на области носит условный характер, приемлемость работы насоса с таким КПД определяется экономическим расчётом.

Описание лабораторного стенда для снятия характеристики сети и определения рабочей точки центробежного насоса

Определение основных параметров насоса и сети при их совместной работе и построение рабочей (режимной) точки производится на лабораторном стенде, изображенном в лабораторной работе №2 на рис. 2.23.

Роль сети выполняет трубопровод ограниченный манометрами M_5 и M_{11}.

В выполняемой работе жидкость подается через вентиль В1 во всасывающий патрубок центробежного насоса. Путём закрытия крана К19 и открытия крана К2 жидкость подается в сеть (на участке “сеть” все краны должны быть открыты). Кран К2 используется для изменения подачи в системе, которая определяется с помощью расходомера Р2 и секундомера.

По разности показаний манометров M_5 и M_{11} определяются потери напора в сети.

Порядок проведения испытаний

1. Проверить достаточность уровней воды в баке, в приемном и напорном резервуарах.

2. Открыть вентиль В1. Закрыть кран К19 и открыть кран К2.

3. Нажатием кнопки “*Пуск*” на приборном щите запустить насос.

4. Произвести замер показаний расходомера 1 и манометров M_5 и M_{11}.

5. Изменяя степень закрытия крана К2 от максимальной подачи до 0, снять 4 – 5 показаний расходомера Р2 и манометров M_5 и M_{11}. Занести их показания в таблицу.

№ опыта	$P_{вх.\ сеть}$, МПа	$P_{вых.\ сети}$, МПа	V, л	t, с	Q, $м^3/с$	$H_{сети}$, м

6. Выключить насос. Перекрыть все вентили и краны.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Перевести показания манометров в паскали (систему СИ).

2. Определить потери напора на преодоление сопротивления сети по формуле 4.67.

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} + \Delta Z .$$

3. Определить расход жидкости в сети как $Q = V/t$, (м^3/с)

4. На миллиметровой бумаге в координатах H – Q построить график сети $H_{сети} = f(Q)$.

5. На полученные графики в одном и том же масштабе наложить полученные в ходе лабораторной работы № 2 графики $H_H = f(Q)$ и $\eta_н = f(Q)$.

6. С помощью графиков $H_{сети} = f(Q)$, $H_H = f(Q)$, $\eta_н = f(Q)$ определить рабочие параметры системы H_A, Q_A, η_A.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

– номер лабораторной работы, её название;

– цель работы;

– основные расчетные формулы;

– протокол испытаний – пример расчета параметров;

– графики напорной (Q-$H_{насоса}$) и энергетической (Q-η) характеристик центробежного нагнетателя;

– график характеристики сети (Q-$H_{сети}$).

3.3 Задания для практических занятий

Примеры решения задач.

1. Расход перекачки дизельного топлива ($\rho_д$ = 840 кг/м^3; $\nu_д$ = 11 сСт) в нефтепродуктопроводе (∅ = 530 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,3 мм) равен 950 м^3/ч. Рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_д$.

Решение:

Скорость течения дизельного топлива, м/с

$$\upsilon = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 950}{3.14 \cdot 0.514^2 \cdot 3600} = 1.27 .$$

Число Рейнольдса вычисляется по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{\upsilon \cdot d}{\nu} = \frac{1.27 \cdot 0.514}{11 \cdot 10^{-6}} = 59344 ,$$

что означает турбулентный режим течения в зоне гидравлически гладких труб. Воспользовавшись формулой Блазеуса, получаем

$$\lambda_{Д} = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}} = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{59644}} = 0.0203.$$

Выполняется ограничение по числу Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = 59344 \le {27}\Big/{\varepsilon^{1.14}} = {27}\Big/{(0.3/514)^{1.14}} = 131203.$$

2. Определить гидравлический уклон участка нефтепродуктопровода (D = 377 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,2 мм), перекачивающего дизельное топливо ($\nu_{д}$ = 11 сСт) с расходом 500 м^3/ч. Как изменится гидравлический уклон, если с тем же расходом по участку будут перекачивать бензин ($\nu_{б}$=0,6 сСт)?

Решение:

Скорость течения дизельного топлива

$$\upsilon = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 500}{3.14 \cdot 0.361^2 \cdot 3600} = 1.358 м/с.$$

Число Рейнольдса вычисляется по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{\upsilon \cdot d}{\nu} = \frac{1.358 \cdot 0.361}{11 \cdot 10^{-6}} = 44567.$$

Воспользовавшись формулой Альтшуля, получаем

$$\lambda = 0{,}11 \cdot \left(\varepsilon + {68}\Big/{\mathrm{Re}}\right)^{0.25} = 0.11 \cdot \left({0.2}\Big/{361} + {68}\Big/{44567}\right)^{0.25} = 0.0235.$$

Гидравлический уклон равен

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\upsilon^2}{2g} = 0.0235 \cdot \frac{1}{0.361} \cdot \frac{1.358^2}{2 \cdot 9.81} = 0.00612.$$

Если бы по нефтепродуктопроводу перекачивали бензин, то число Рейнольдса было бы равно

$$\mathrm{Re} = \frac{\upsilon \cdot d}{\nu} = \frac{1.27 \cdot 0.514}{0{,}6 \cdot 10^{-6}} = 817000,$$

то коэффициент гидравлического сопротивления равен

$$\lambda = 0{,}11 \cdot \left(\varepsilon + {68}\Big/{\mathrm{Re}}\right)^{0.25} = 0.11 \cdot \left({0.2}\Big/{361} + {68}\Big/{817000}\right)^{0.25} = 0.01745,$$

а гидравлический уклон

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\upsilon^2}{2g} = 0.01745 \cdot \frac{1}{0.361} \cdot \frac{1.358^2}{2 \cdot 9.81} = 0.00454.$$

Задачи

1. Расход перекачки бензина ($\rho_б$ = 750 кг/м^3; $\nu_б$ = 0,6 сСт) в нефтепродуктопроводе ($\varnothing$ = 530 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,3 мм) равен 1110 м^3/ч. Рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_д$.

2. Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу диаметром 361 мм (Δ = 0,15 мм) и протяженностью 125 км дизельного топлива ($\rho_д$ = 840 кг/м^3; $\nu_д$ = 9 сСт) с расходом 400 м^3/ч.

3. Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу диаметром 361 мм (Δ = 0,15 мм) и протяженностью 125 км бензина ($\rho_б$ = 740 кг/м^3; $\nu_б$ = 0,6 сСт) с расходом 400 м^3/ч.

4. Каковы потери напора и давление в начале участка трубопровода, необходимое для перекачки бензина ($\rho_б$ = 750 кг/м^3; $\nu_б$ = 0,6 сСт) по участку нефтепродуктопровода (L = 110 км; D = 377 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,25 мм) с расходом 500 м^3/ч, если высотные отметки начала и конца этого участка равны 100 и 25 м, соответственно, а давление в конце участка – 0,5 МПа? Принять, что потери напора на преодоление местных сопротивлений составляют 2 % от потерь напора на трение.

5. Определить гидравлический уклон участка нефтепродуктопровода (D = 377 мм; δ = 8 мм; Δ = 0,2 мм), перекачивающего дизельное топливо ($\nu_д$ = 9 сСт) с расходом 650 м^3/ч. Как изменится гидравлический уклон, если с тем же расходом по участку будут перекачивать бензин ($\nu_б$ = 1 сСт)?

6. По нефтепродуктопроводу, состоящему из двух последовательно соединенных участков (L_1 = 110 км; D_1 = 377 мм; δ_1 = 6 мм; Δ_1 = 0,2 мм; L_2 = 100 км; D_2 = 530 мм; δ_2 = 8 мм; Δ_2 = 0,25 мм) перекачивают дизельное топливо ($\rho_д$ = 840 кг/м^3; $\nu_д$ = 9 сСт) с расходом 500 м^3/ч. С помощью эквивалентного диаметра и эквивалентной длины определить потери напора на трение в нефтепродуктопроводе.

7. По нефтепродуктопроводу, состоящему из двух параллельных участков одинаковой длины(D_1 = 377 мм; δ_1 = 6 мм; Δ_1 = 0,2 мм; D_2 = 530 мм; δ_2 = 8 мм; Δ_2 = 0,25 мм, L = 100 км) перекачивают бензин ($\rho_б$ = 750 кг/м^3; $\nu_б$ = 0,6 сСт) с расходом 500 м^3/ч. С помощью эквивалентного диаметра определить потери напора на трение в нефтепродуктопроводе.

8. Определить рабочую точку совместной работы сети и насосной станции, если известно, что насосная станция оборудована двумя последовательно соединенными насосами НМ 1250 – 260 (напорная характеристика имеет вид $H = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$) и перекачивает нефть ($\rho_н$ = 870 кг/м^3; $\nu_н$ = 5 сСт) с расходом 1000 м^3/ч, а участок нефтепровода имеет длину 100 км, диаметр 530 мм (δ = 8 мм; Δ = 0,25 мм), разность геодезических высот начального и конечного пункта составляет 30 м.

9. Определить рабочую точку совместной работы сети и насосной станции, если известно, что насосная станция оборудована двумя параллельно работающими насосами НМ 1250 – 260 (напорная характеристика имеет вид $H = 295 - 0{,}363 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2$) и перекачивает нефть ($\rho_н = 870$ кг/м^3; $\nu_н = 5$ сСт) с расходом 1000 м^3/ч, а участок нефтепровода имеет длину 100 км, диаметр 530 мм ($\delta = 8$ мм; $\Delta = 0{,}25$ мм), разность геодезических высот начального и конечного пункта составляет 30 м.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку "удовлетворительно"

1. Какова цель гидравлического расчета трубопровода?
2. Какова особенность определения потерь напора в местных сопротивлениях линейной части магистральных нефтепроводов?
3. Записать уравнение для определения потерь напора в сети.
4. От чего зависит коэффициент гидравлического соп-ротивления?
5. Записать формулу Л.С. Лейбензона для определения потерь напора на трение в трубопроводе?
6. Что такое гидравлический уклон?
7. Что такое эквивалентные трубопроводы?
8. Каким образом определяются режимы работы насосов?

На оценку "хорошо"

1. Записать уравнения для определения потерь напора в сети. Провести анализ уравнения.
2. Объяснить, почему коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, в других случаях – от шероховатости трубы?
3. Записать формулу для определения коэффициента гидравлического сопротивления в соответствии с нормами технологического проектирования.
4. Графически решить задачу по определению режима работы насосов при $h_{ст} = 0$, $h_{ст} > 0$ и $h_{ст} < 0$.
5. Записать формулу Л.С. Лейбензона для определения потерь напора на трение в трубопроводе и значения коэффициен-тов m и β для различных режимов течения.

На оценку "отлично"

1. Записать уравнения для определения потерь напора в сети. Провести анализ уравнений.
2. Провести анализ упрощенной формулы Л.С. Лейбензона для определения потерь напора на трение в трубопроводе.
3. Как определяется гидравлический уклон в магистралях и на участках с лупингами и вставками?

Модуль 5

ОЧИСТКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Введение

Организация и проведение работ *по очистке* направлены на поддержание *высокой пропускной способности* нефтепроводов и снижение затрат на перекачку.

Все технические мероприятия по подготовке и проведению очистки должны осуществляться с соблюдением действующих правил технической эксплуатации, техники безопасности и пожарной безопасности на магистральных нефтепроводах.

Организация и проведение очистки магистрального нефтепровода включает:

1. оценку состояния его полости и определение необходимости.
2. определение вида отложений и факторов, влияющих на их образование для выбора средств и технологии очистки;
3. выбор периодичности очистки участков;
4. производство работ по очистке;
5. оценку и регистрацию результатов очистки

Для изучения материала использовать основную (3) и дополнительную (7, 13, 15) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Оценка состояния полости магистрального нефтепровода. Виды отложений. Средства и способы удаления отложений из магистрального нефтепровода. Периодичность очистки магистрального нефтепровода. Производство работ по очистке нефтепровода.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Очистные устройства. Сигнализаторы прохождения очистных устройств.	Изучение нового материала	Лекция	2
3. Очистка магистральных нефтепроводов.	Предварительный контроль	Практическое занятие	2
4. Подбор основного оборудования насосных станций.	Зачет	Курсовой проект	2

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Очистка магистральных нефтепроводов”

2.1. Оценка состояния полости магистрального нефтепровода

В процессе эксплуатации в полости трубопровода накапливаются различные отложения, которые приводят к снижению его пропускной способности и увеличения затрат на перекачку.

При достижении количества отложений определенной величины необходимо проводить очистку нефтепровода.

С целью определения пропускной способности и количества отложений проводится оценка состояния полости нефтепровода.

Состояние полости нефтепровода оценивается сравнением эффективного диаметра с эквивалентным.

Эквивалентный диаметр – это внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений.

Эквивалентный диаметр определяется по фактической раскладке труб:

– для однониточного участка нефтепровода

$$D_{экв} = \left(\frac{L}{\sum_{I=1}^{n} \frac{L_I}{D_I^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}}, \qquad (5.1)$$

где L – общая длинна нефтепровода, м;

L_I – ссуммарная длинна труб на участке с внутренним диаметром D_I, м.

– для многониточного участка нефтепровода

$$D_{экв} = \left(\sum_{I=1}^{n} D_{эI}^{\frac{1,75}{4,75}} \right), \qquad (5.2)$$

где $D_{эI}$ – эквивалентный диаметр I-ой нитки;

n – число параллельных ниток.

Для рассматриваемого участка нефтепровода, имеющего лупинги или многониточные переходы, первоначально рассчитываются эквивалентные диаметры этих отрезков участка, по формуле (5.1), а затем по формуле (5.2) определяется эквивалентный диаметр всего участка.

Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учи-

тывает влияние различных отложений на его гидравлическую характеристику. Эффективный диаметр рассчитывается по фактическим параметрам перекачки для участков нефтепровода между НПС

$$D_{эф} = \left(\frac{0,0251 \cdot Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25} \cdot L}{H - h - \Delta Z} \right)^{\frac{1}{4,75}}, \qquad (5.3)$$

где L – длина участка нефтепровода, м;

Q – объемный расход, м^3/с;

ν – коэффициент кинематической вязкости при расчетной температуре на участке, м^2/с;

H – напор в начале участка, м;

h – напор в конце участка, м;

ΔZ – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м.

Значения объемного расхода в напора определяются на основе диспетчерских данных как среднеарифметические величины за промежутки времени (от 8 до 24 часов), в течение которых режим работы нефтепровода существенно не меняется.

Вязкость и удельный вес перекачиваемой нефти определяются анализом проб товарной нефти, отобранных непосредственно из нефтепровода.

Расчетная температура нефти на участке определяется по формуле

$$t_{ср} = \frac{1}{3} t_H + \frac{2}{3} t_K, \qquad (5.4)$$

где t_H и t_K – температура нефти в начале и конце участка нефтепровода.

Замер температуры производится при помощи датчиков, врезанных в нефтепровод перед насосом или термометром в струе нефти из отпускного крана камер пуска и приема очистного устройства или в обвязке насоса. При последнем способе замера температура струи нефти повышается, поэтому замеренное значение необходимо уменьшить на величину

$$\Delta t = 0,005 \cdot H, \qquad (5.5)$$

где Н – напор в месте замера, м вод. ст.

Эффективные диаметры рассчитываются для 3 – 5 промежутков времени, по которым находится среднеарифметическое значение.

При уменьшении эффективного диаметра по сравнению с эквивалентным более чем на 1 %, то есть при

$$\Delta H = \left(1 - \frac{D_{эф}}{D_{экв}} \right) \cdot 100\% \geq 1\%, \qquad (5.6)$$

требуется проведение очистки нефтепровода.

Степень снижения пропускной способности нефтепровода определяется по формуле

$$\Delta Q = \left[\left(1 - \frac{D_{эф}}{D_{экв}} \right)^{\frac{4,75}{1,75}} \right] \cdot 100\% . \qquad (5.7)$$

Степень увеличения затрат электроэнергии на перекачку заданного объема нефти определяется выражением

$$\Delta N = \left[\left(\frac{D_{экв}}{D_{эф}} \right)^{4,75} - 1 \right] \cdot 100\% . \qquad (5.8)$$

2.2. Виды отложений

В полости магистральных нефтепроводов могут быть:

1. Посторонние предметы, попавшие при строительстве, например, грунт, камни и др.;
2. Скопления воды;
3. Скопления газа;
4. Отложения парафина.

Посторонние предметы остаются в полости нефтепровода при некачественной его очистке в процессе строительства и сдачи в эксплуатацию.

Скопления воды и газа имеют место в полости нефтепровода из-за неполного удаления их в процессе испытания и пуска нефтепровода в эксплуатацию.

Образование скопления воды происходит также за счет выделения ее из транспортируемой нефти. Скопление воды образуется при скоростях потока нефти ниже критической, которая определяется по формуле

$$v_{ср} = k \sqrt{\frac{2g\pi \left(\frac{\rho_B}{\rho_H} - 1 \right) \cdot \sin\alpha}{\lambda}} , \qquad (5.9)$$

где q – ускорение силы тяжести, м/с^2;

D –внутренний диаметр нефтепровода, м;

α – угол наклона к горизонту восходящего участка трубопровода, град;

$\rho_{В,}$ $\rho_Н$ – плотность воды и нефти, кг/м^3;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt{Dv}} ; \qquad (5.10)$$

k – Безразмерный коэффициент.

$$k = 0{,}1\frac{\left(v_H\right)^{0{,}363}}{\left(\sin\alpha\right)^{0{,}332}\left(v_E\right)^{0{,}363}}, \qquad (5.11)$$

где $v_н$, $v_в$ – коэффициенты кинематической вязкости нефти и воды, м^2/с.

Для реальных магистральных нефтепроводов критическая скорость находится в интервале 0,8 – 1,0 м/с.

При выделении из транспортируемой нефти растворенных газов может происходить образование скоплений. Средняя скорость перекачки нефти, при которой полный вынос газов, определяется из выражения

$$v_{кр} = k\sqrt{\frac{2qD\sin\alpha}{\lambda}}; \qquad (5.12)$$

$$k = 0{,}225\left(\sin\alpha\right)^{-0{,}36}\frac{v_H^{0{,}39}}{v_Г^{0{,}33}},$$

где $v_Г$ – коэффициент кинематической вязкости газа, м^2/с

Парафиновые отложения представляют собой многокомпонентную углеводородную смесь, находящуюся в твердой фазе.

В зависимости от состава и содержания твердых углеводородов прочность отложений существенно отличается.

Образование отложений является результатом двух процессов: закрепления частиц на стенках труб и отрыва их потоком жидкости. В зависимости от интенсивности этих процессов может иметь место парафинизация, размыв или состояние динамического равновесия. В свою очередь, величина интенсивности парафинизации зависит от:

– физико-химических свойств нефти;
– температуры потока;
– гидродинамических условий перекачки.

Парафиновые отложения по длине нефтепровода распределяются неравномерно. Максимальное количество отложений обычно наблюдается на участках, где температура потока нефти находится в пределах 20 – 28 ^{0}С.

2.3. Способы и средства удаления отложений из магистрального трубопровода

Удаление посторонних предметов, оставшихся в полости после строительства, производится калибровочными аппаратами или очистными устройствами, снабженными в передней части жесткими калибрующими дисками.

Удаление скоплений воды и газа из нефтепровода осуществляется:

– через дренажные устройства;
– потоком перекачиваемой нефти;
– механическими средствами.

Дренажное устройство устанавливается на нефтепроводе в местах регулярного скопления воды и газа. При этом необходимо иметь в виду, что наибольшее количество воды скапливается в нижней части восходящего участка, а газа – в его верхней части. Вода дренируется преимущественно во время остановок нефтепровода.

Вода через дренажные устройства спускается в специальные пруды-отстойники, нефть из которых закачивается обратно в магистральный нефтепровод. Газ через дренажные устройства выпускается в атмосферу.

Для нефтепроводов, проходящих по сильно пересеченной местности, этот способ малоэффективен.

При наличии условий вынос скоплений воды и газа из нефтепровода может быть осуществлен увеличением скорости перекачки выше "*выносной*".

Для удаления воды из параллельных ниток необходимо проводить регулярную промывку их потоком нефти поочередным закрытием задвижек на каждой из ниток.

Эффективным способом удаления скоплений воды и газа из полости магистральных нефтепроводов является их вытеснение с помощью разделителей различного типа и очистных устройств.

Разделители и очистные устройства при движении должны достаточно плотно перекрывать сечение нефтепровода на всем протяжении очищаемого участка.

Удаление парафиновых отложений производится с помощью механических средств очистки.

В качестве средств удаления парафиновых отложений используются:

– эластичные разделители различной конструкции (сферические, цилиндрические и манжетные);
– скребки-разделители, имеющие очистные элементы;
– щеточно-скребковые устройства.

Применение этих средств в каждом конкретном случае определяется в зависимости от конструкции нефтепровода и физико-механических свойств парафиновых отложений.

Применение химических, физических или иных способов удаления парафинистых отложений, воды газа из магистрального нефтепровода должно согласовываться с ВНИИСПТнефть, как главной научно-исследовательской организацией по данному вопросу.

2.4. Периодичность очистки магистрального нефтепровода

Периодическая очистка магистральных нефтепроводов производится с целью поддержания пропускной способности и снижения затрат на перекачку.

Очередная очистка нефтепровода производится при снижении его пропускной способности не более чем на 3 %.

Снижение пропускной способности нефтепроводов определяется расчетом по фактическим данным его работы.

Периодичность очистки нефтепроводов определяется отдельно для каждого его участка между перекачивающими станциями.

2.5. Производство работ по очистке нефтепровода

Требования к нефтепроводу:

Для запуска и приема очистного устройства нефтепровод оборудуется на головной насосной станции камерой пуска, на промежуточных – камерами приема, пуска или пропуска, на конечном пункте – камерой приема очистного устройства.

Лупинги и вторые нитки переходов протяженностью более чем 3 км. Также оборудуются камерами пуска и приема очистных сооружений.

Расстояние между камерами пуска и приема очистного сооружения не должно превышать 300 км.

Для контроля движения очистных устройств устанавливаются сигнализаторы их прохождения:

– на камерах пуска и приема очистных устройств;

– на магистрали после приемной и выкидной линии промежуточных станций, не оборудованных камерами;

– на крупных водных переходах и на сложных участках трассы.

На камерах приема и пуска очистных устройств и линейной части трубопровода должны быть установлены манометры.

Резервуары НПС и конечного пункта нефтепровода должны быть оборудованы средствами размыва и предотвращения осадка, например, системой размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка.

Линейные задвижки должны быть равнопроходного сечения с нефтепроводом и быть исправными.

Подготовка нефтепровода к проведению очистки

Перед организацией регулярной очистки нефтепровода производится предварительная очистка с целью удаления посторонних предметов из его полости и выявления дефектов при монтаже.

Предварительная очистка проводится с обязательной остановкой промежуточных насосных станций в период пропуска или приема очистного устройства.

При наличии большого количества отложений в трубопроводе для предварительной очистки применяются очистные устройства с перетеканием жидкости через уплотнительные элементы во избежание возможностей его закупорки. Например, СМР, ГРВС и полиэтиленовый манжетный разделитель.

После предварительной очистки и устранения обнаруженных дефектов трубопровод должен обеспечивать беспрепятственный пропуск очистных устройств.

Предварительная очистка нефтепровода оформляется соответствующим актом, и результаты ее заносятся в паспорт и журнал нефтепровода.

По результатам предварительной очистки оценивается возможность пропуска по трубопроводу различных очистных устройств, эффективность очистки, определяется характер отложений и выбирается очистное устройство для периодической очистки. Выбранное устройство должно обеспечивать полное удаление отложений из трубопровода.

При первой очистке, а также при значительных перерывах в очистке, до запуска очистного устройства проверяется исправность, легкость открытия и закрытия и полное открытие линейных задвижек, а также камер пуска, приема и пропуска очистных устройств. Все неисправности должны быть устранены.

Организация очистки

График очистки трубопроводов по участкам составляется районным нефтепроводным управлением, утверждается УМН и передается всем НПС. Контроль за выполнением графика осуществляется отделом эксплуатации УМН.

Ответственными за организацию и проведение работ по запуску, контролю движения и приему очистных устройств, а также за регистрацию и достоверность результатов очистки являются работники РНУ, назначенные по приказу райуправления.

Производственные инструкции по очистке обслуживаемых нефтепроводов должны быть разработаны в РНУ и утверждены УМН. В конструкциях определяется порядок и последовательность работ по пуску, контролю прохождения и приему очистных устройств, а также ответственные лица за выполнение конкретных работ.

Пропуск очистных устройств допускается при рабочих скоростях потока выше 0,3 м/с. Наилучшие условия очистки наблюдаются при скоростях до 2 м/с. Переключения технологических линий при запуске, приеме и пропуске очистных устройств выполняется операторами НПС по указанию диспетчера районного управления.

Диспетчер районного управления не менее, за сутки, телефонограммой извещает диспетчера УМН и руководство станций очищаемого участка трубопровода об очередном пропуске очистного устройства.

Перед запуском очистного устройства необходимо:

1. Проверить готовность очистного устройства к пропуску в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.
2. Проверить исправность всех узлов и устройств камеры пуска очистного устройства, положение задвижек и сигнализатора.
3. Проверить готовность участка нефтепровода к пропуску очистного устройства.
4. Подготовить аварийную бригаду к срочному выезду для устранения возможных аварийных ситуаций.
5. Дать телефонограмму о готовности к пропуску очистного устройства.

Запуск очистного устройства

Для запуска очистного устройства необходимо:

1. Освободить камеру от нефти.
2. Открыть концевой затвор.
3. Заложить очистное устройство в камеру.
4. Закрыть концевой затвор.
5. Медленно заполнить камеру нефтью, одновременно выпуская воздух через спускной кран.
6. Закрыть задвижку, через которую велось заполнение камеры.

После получения указания произвести запуск очистного устройства: открыть задвижку 1, затем задвижку 2 и прикрыть задвижку 3. После срабатывания сигнализатора открыть задвижку 3 и закрыть задвижки 1 и 2.

Схемы камер пуска, приема и пропуска очистного устройства

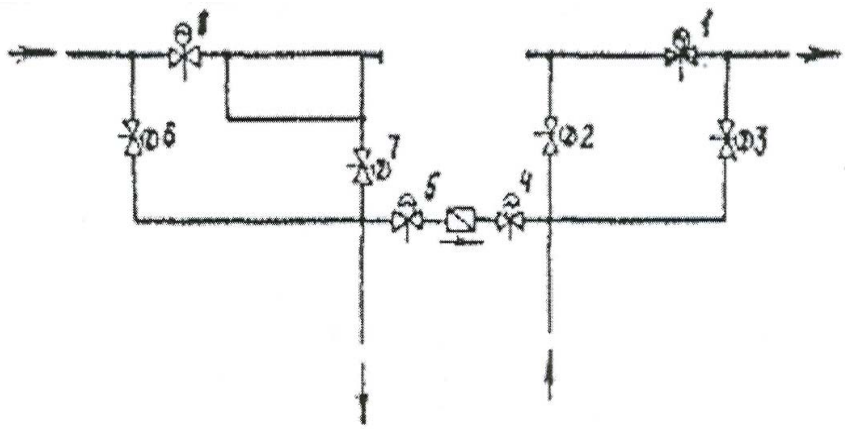


Рис. 5.1. Принципиальная схема узла приема и пуска очистного устройства

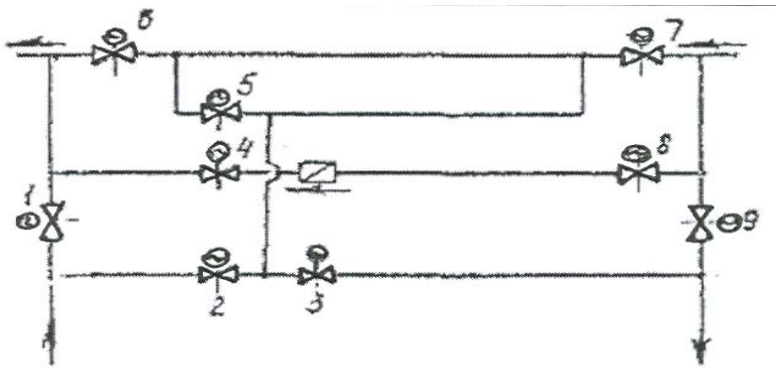


Рис. 5.2. Принципиальная схема узла пропуска очистного устройств

Пропуск очистного устройства мимо промежуточных насосных станций

Промежуточные станции на период пропуска очистного устройства, как правило, останавливаются во избежание попадания удаляемых отложений в технологические трубопроводы и насосы. Станция останавливается не менее чем за 2 часа до расчетного времени подхода очистного устройства. При этом открывают задвижки 6, 7 и закрывают задвижки 1, 5, 8, 9. Станцию включают в работу после прохождения очистного устройства мимо НПС. Для этого открывают задвижки 1, 5, 8, 9 и закрывают задвижки 6, 7.

Пропуск очистного устройства возможен без остановки НПС, если удаляемые отложения не создают угрозы для нормальной эксплуатации технологического оборудования. При этом не менее чем через 2 часа до рассматриваемого времени прохождения очистного устройства к камере пуска необходимо:

- открыть задвижки 1, 3, 5, 7;
- закрыть задвижки 2, 6, 8.

После того как скребок пройдет задвижку 7 открыть задвижку 9 и закрыть задвижки 3, 5, 7. Затем необходимо вначале открыть задвижку 6, а потом 2 и закрыть задвижку 1. После срабатывания сигнализаторов открыть задвижку 1, закрыть задвижки 2, 6.

Прием очистного устройства

При получении сообщения о запуске очистного устройства проверить исправность всех узлов и устройств камеры приема и заполнить ее нефтью.

Не менее чем за два часа расчетного времени подхода очистного устройства к конечному пункту участка камеру подключить к магистрали: открыть задвижки 7, 8 и закрыть задвижку 6. После того, как очистное устройство войдет в камеру, открыть задвижку 6 и отключить камеру от магистрали, закрыв задвижки 7, 8.

Для извлечения очистного устройства из камеры:

- освободить камеру от нефти;
- открыть концевой затвор;
- извлечь очистное устройство;
- закрыть концевой затвор.

Прием очистного устройства в камеру осуществляют, как правило, на пониженных режимах перекачки.

Контроль движения очистного устройства

Оператор головной станции участка районный диспетчер РНУ непрерывно контролируют движение очистного устройства и постоянно следят за давлением в начале и конце участка по самопишущим манометрам.

Местонахождение очистного устройства на данный момент времени и его нерасчетная скорость движения определяется, исходя из объема нефти, закачанной в трубопровод с момента запуска очистного устройства по калибровочной таблице нефтепровода.

Фактическая скорость движения очистного устройства определяется по времени его прохождения контрольных точек, где установлены сигнализаторы (или контрольные посты АВС)

Особо тщательный контроль движения очистного устройства организуется при предварительной очистке нефтепровода, так как не исключена возможность его остановки из-за заклинивания посторонними предметами. Для этого организуется специальная группа сопровождения.

Время остановки очистного устройства определяется по диаграмме записи самопишущих манометров, установленных в начале и конце участка. Скачок давления на диаграмме соответствует времени остановки очистного устройства.

По времени определяется ориентировочное местоположение очистного устройства.

Точное место остановки очистного устройства определяется по характерному шуму перетока нефти через очистное устройство или другими методами (например, применение радиоактивных изотопов).

Регистрация и оценка результатов очистки

Результаты очистки нефтепровода заносятся ответственным лицом в журнал.

Результаты очистки оцениваются путем сравнения эффективных диаметров очищенного участка нефтепровода до и после пропуска очистного устройства.

Качество очистки определяется сравнением эффективного диаметра с эквивалентным. Разница диаметров выше 1 % требует применения более эффективного очистного устройства и проведения повторной очистки.

Степень увеличения пропускной способности нефтепровода в результате произведенной очистки определяется по формуле

$$\Delta Q = \left[\left(\frac{D_{эф2}}{D_{эф1}} \right)^{\frac{0,75}{1,75}} - 1 \right] \cdot 100\%, \qquad (5.13)$$

где $D_{эф1}$ – эффективный диаметр до очистки;

$D_{эф2}$ – эффективный диаметр после очистки.

Степень снижения затрат электроэнергии на перекачку заданного объема нефти в результате произведенной очистки определяется выражением

$$\Delta N = \left[1 - \left(\frac{D_{эф2}}{D_{эф1}} \right)^{\frac{0,75}{1,75}} \right] \cdot 100\%. \qquad (5.14)$$

При отличии эффективного диаметра до и после очистки более чем на 1 % межочистной период необходимо сократить.

2.6. Очистные устройства

Устройства, применяемые для очистки магистральных нефтепроводов, по принципу удаления отложения в области применения можно подразделить на две группы:

1. Устройства первой группы вытесняют отложения из трубопровода в процессе движения с помощью уплотнительных элементов. Уплотнительные элементы перекрывают сечения трубопровода, обеспечивая вынос отложений из полости и перепад давлений, необходимый для движения устройства. Полный контакт уплотнительных элементов со стенками трубопровода достигается за счет их упругой деформации и воздействия потока. Прижимаясь к стенкам трубопровода, уплотнительные элементы сдвигают, разрушают и выносят часть рыхлых пристенных отложений. К первой группе можно отнести разделители РШ, РМ-ПС, ОПР-М, с полиэтиленовыми манжетами и ГРВС. Они используются для удаления скопления воды, газов посторонних предметов и рыхлых парафинистых отложений.

2. Отличительной особенностью устройств второй группы является то, что они разрушают и полностью удаляют отложения со стенок труб. Для этого кроме уплотнительных элементов они снабжены специальными очистными элементами. В качестве очистных используются такие элементы (ножи, щетки и т. д.), которые способны полностью очистить стенки труб от твердых парафинистых и других отложений. Прижатие очистных элементов к стенкам трубопровода, компенсация их износа осуществляется при помощи пружин. Благодаря наличию очистных и уплотнительных элементов, устройства второй группы в процессе движения полностью удаляют в трубопроводе все виды отложений. Поэтому универсальны в применении и обеспечивают высокое качество очистки.

К этой группе относятся скребки различных конструкций. Наибольшее использование в практике трубопроводного транспорта получили щеточные скребки ШС, ЩСР, ЩСН.

Шаровые резиновые разделители РШ

Разделители РШ представляют собой полый толстостенный шар 1, изготовленный из бензомаслостойкой резины. В оболочку разделителя запрессована металлическая или пластмассовая обойма 2, служащая для установки обратного клапана, который предназначен для заполнения внутренней полости разделителя рабочей жидкостью.

Особенностью РШ является эластичность, которая позволяет ему легко преодолевать всевозможные препятствия в трубопроводе: крутые повороты, задвижки с меньшим проходным сечением, суженные участки трубопровода и т. д.

Наличие только одной контактной поверхности не всегда обеспечивает достаточного плотного перекрытия сечения трубопровода.

Эффективность очистки зависит от ширины контактного кольца, которая определяется избыточным объемом рабочей жидкости, закачанной в разделитель.

Таблица 5.1

Техническая характеристика разделителей РШ

Показатели	Типоразмеры						
	РШ-250	РШ-300	РШ-350	РШ-500	РШ-700	РШ-800	РШ-1000
Первоначальный диаметр разделителя, мм	249	297	351	458	69	790	985
Максимальный диаметр разделителя, мм	285	340	400	540	780	880	1000

Окончание табл. 5.1.

Максимальная ширина контактного кольца, образуемого со стенкой трубопровода, мм	80	90	100	120	150	230	80
Допустимое избыточное давление внутри разделителя после первого заполнения, кг/см^2	3	3	3	3	3	3	3
Вес незаполненного разделителя в сборе с обратным клапаном, кг	7,40	14,2	24,4	60,5	130	205	4

Рабочая жидкость: летом – вода, зимой – антифриз.

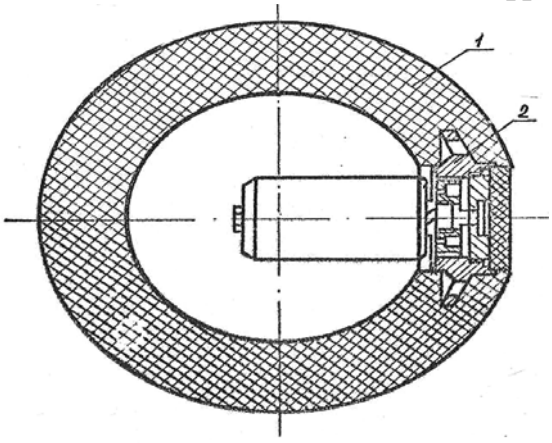


Рис. 5.3. Шаровой резиновый разделитель РШ

Очистные поршни разделители ОПР-М

Поршень состоит из свободно расположенных на полом металлическом корпусе 1 кольцевых уплотнительных элементов 2, например, авиационных или автомобильных покрышек.

Таблица 5.2

Техническая характеристика ОПР-М

Типоразмер	Диаметр D, мм	Длинна L, мм	Масса, кг
ОПР-М-300	325	500	25
ОПР-М-500	570	785	60
ОПР-М-700	770	1130	105
ОПР-М-800	840	1254	179
ОПР-М-1000	1050	1470	281
ОПР-М-1400	1450	1950	639

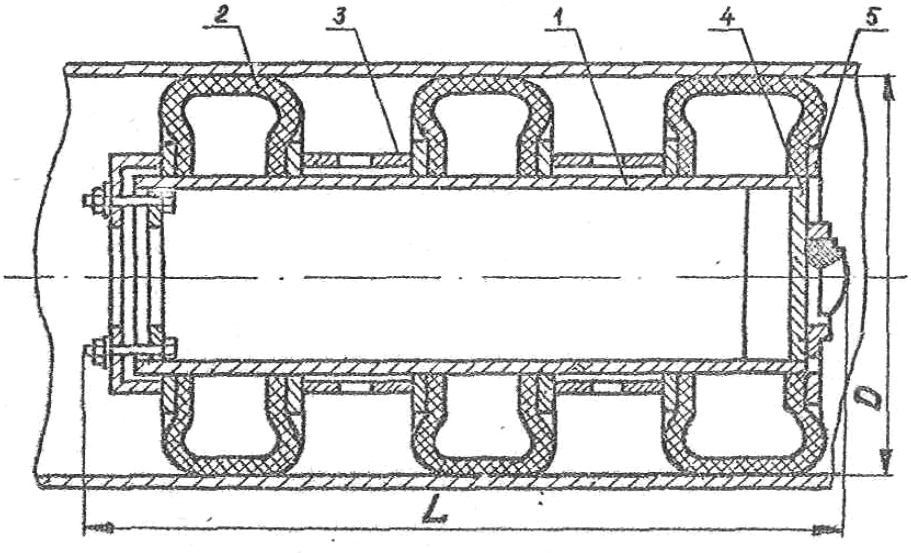


Рис. 5.4. Очистной поршень разделить ОПР-М

Разделители манжетные РМ-ПС

Разделитель РМ-ПС, предназначен для очистки трубопроводов переменного диаметра или имеющих сужения.

Разделитель состоит из металлического корпуса 1, на котором крепятся резиновые манжеты 2 при помощи втулок 3.

Таблица 5.3

Техническая характеристика разделителей РМ-ПС

Типоразмер	Условный диаметр очищаемого трубопровода, мм		Диаметр разделителя, мм			Длина L, мм	Масса, кг
	max	min	До заправки в трубопровод.	После заправки в трубопровод			
				max	min		
РМ-ПС 700/500	700	500	770	700	500	1119	165
РМ-ПС 800/700	800	700	865	800	700	1157	220
РМ-ПС 100/800	1000	800	1050	1000	800	1240	355
РМ-ПС 1200/1000	1200	1000	1260	1300	1000	1560	522
РМ-ПС 1400/1200	1400	1200	1450	1400	1200	1722	763

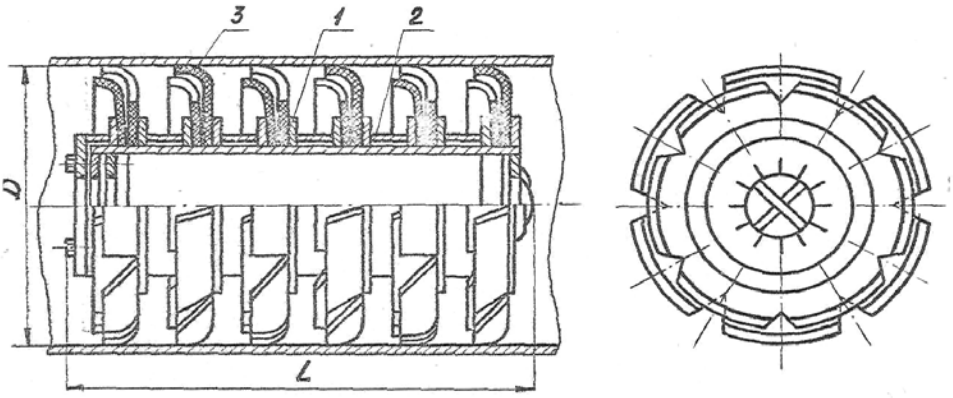


Рис. 5.5. Разделитель манжетный РМ-ПС

Разделители с полиэтиленовыми манжетами

Разделитель состоит из полого металлического корпуса 1 и укрепленных на нем трех полиэтиленовых манжет. Разделители отличаются небольшим весом и жесткостью манжет.

Манжеты недостаточно пластичны и износостойки, что приводит по мере их износа к нарушению плотного контакта со стенками трубы.

Другим недостатком является хрупкость манжет, обусловленная изменением физико-механических свойств полиэтилена в условиях минусовых температур или при длительном хранении.

Таблица 5.4

Техническая характеристика полиэтиленовых манжетных разделителей

Показатели	Условный диаметр, мм		
	800	1000	1200
Допустимый радиус изгиба трубопровода не менее, м	35	50	60
Габаритные размеры:			
Диаметр D, мм	600	1000	1200
Длина L, мм	1550	1840	2100
Масса, кг	180	348	580

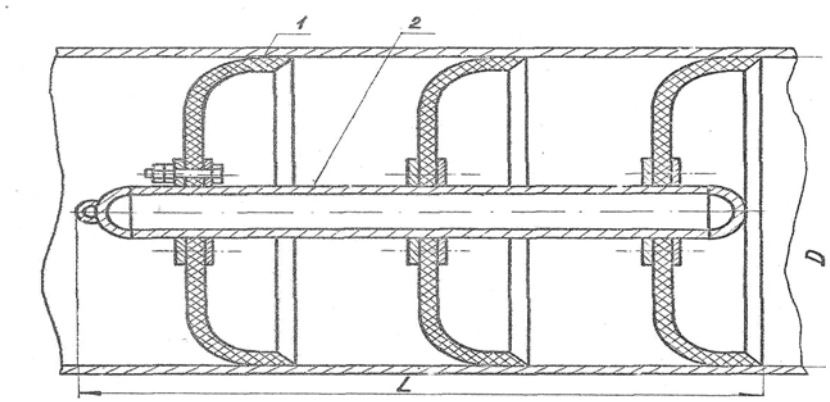


Рис. 5.6. Разделитель с полиэтиленовыми манжетами

Скребки ГРВС

Гибкие размывающие вращающиеся скребки (ГРВС) разработаны и изготавливаются управлением магистральных нефтепроводов “Дружба” для трубопроводов диаметром от 500 до 1200 мм. Скребок состоит из эластичных уплотнительных манжет 1, гибкого стержня 2 с натяжным устройством и распорных втулок 3. манжеты имеют отверстия, направленные под углом к продольной оси трубопровода. Струи перекачиваемой жидкости, выходящие из отверстий манжет, производят размыв и перемешивание рыхлых отложений, а также сообщают некоторый вращающий момент скребку в целом.

За счет гибкого стержня и эластичных манжет устройства способно перемещаться в трубопроводах, имеющих практически любой радиус кривизны.

Техническая характеристика скребков ГРВС

D – внутренний диаметр трубопровода.

Длина распорных втулок – 0,5 D.

Число манжет – 4 – 5 шт.

Сечение отверстий – 400 мм.

Количество отверстий – 6 – 8 шт.

Угол наклона отверстий – 45^0 – 60^0.

Расстояние от края манжет до отверстий – 30 – 60 мм.

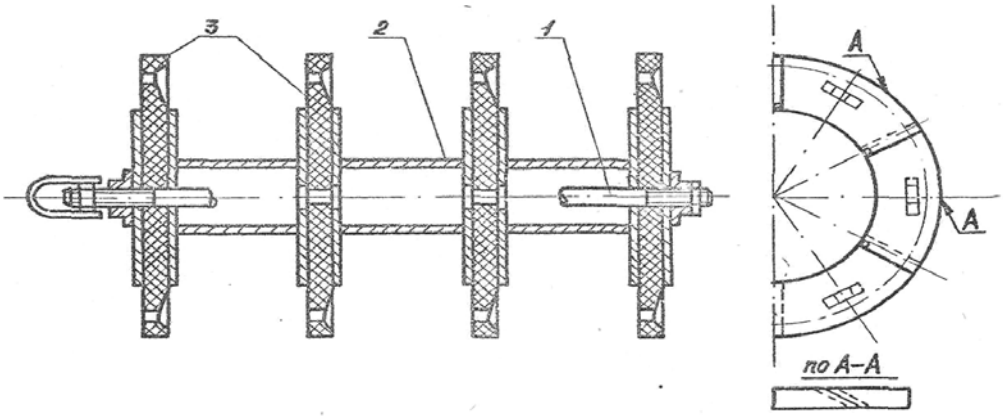


Рис. 5.7. Гибкий размывающий вращающийся скребок ГРВС

Скребки ЩС

Щеточный скребок состоит из центрального вала 1, на котором установлены уплотнительные манжеты 2, пружины 3, подвижные муфты 4 со щеткодержателями 5 и щетками 6.

Очистка стенок трубопровода осуществляется двумя рядами щеток из проволочного ворса. С целью перекрытия всего периметра трубы задний ряд щеток смещен относительно переднего.

Необходимая сила прижатия щеток к очищаемой поверхности создается пружинами. Конструкция узла прижатия щеток и коническая форма манжет обеспечивают прохождение сужений и компенсацию износа в процессе очистки.

Таблица 5.5

Техническая характеристика скребков ЩС

Показатели	ЩС-300	ЩС-350	ЩС-500
Диаметр очищаемого трубопровода, мм	325	377	530
Допускаемое местное сужение трубопровода, мм, не менее	260	290	400
Допустимый радиус изгиба трубопровода, м, не менее	1,5	1,5	1,5
Допустимый угол между слоями труб косых стыков, гр., не менее	165	165	160
Габаритные размеры.			
Длина, мм	1055	1075	1500
Диаметр, мм	300	400	600
Масса, кг	90	95	170

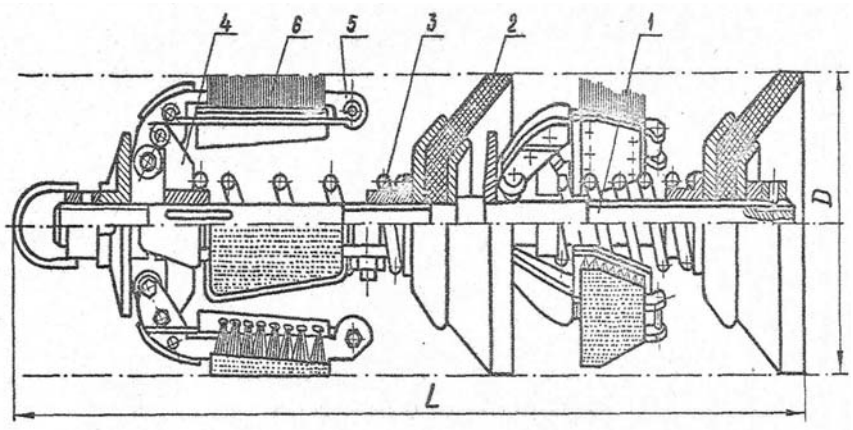


Рис. 5.8. Скребок ЩС

Скребки ЩПС

Щеточный скребок переменного диаметра (ЩПС) состоит из полого цилиндрического корпуса 1, двух рядов щеток 2,закрепленных на корпусе рычагами 3 и 4, стаканов 5, 6, пружин 7, регулировочного стрежня 8, манжет 9 щитка 10. Щитки прижимаются к стенкам трубопровода с помощью пружин.

Рычаги вместе с основанием щетки и корпусом образуют шарнирный параллелограмм. Такая система обеспечивает большее перемещение щеток и постоянную параллельность стенкам трубопровода. Поэтому скребки ЩСП могут успешно применятся для очистки трубопроводов как постоянного, так и переменного диаметра, а также трубопроводов, имеющих значительные сужения (неравнопроходную линейную арматуру) и крутые повороты.

Многолетний опыт эксплуатации показала надежность этих скребков в работе и обеспечение высокого качества очистки.

Таблица 5.6

Техническая характеристика скребков ЩСП

Показатели	Типоразмеры				
	200 – 250	250 – 300	350 – 500	500 – 700	700 – 800
Максимальный внутренний диаметр очищаемого трубопровода D_1, мм	270	375	525	715	810
Минимальный внутренний диаметр очищаемого трубопровода D_2, мм	200	250	350	500	700
Допустимые радиусы изгиба					
При минимальном диаметре м, не менее	2	3	5	6	8
При максимальном диаметре м, не менее	2	2	3	3	5
Допустимый угол между боями труб косых стыков					
При минимальном диаметре, гр., не менее	170	170	172	170	170
При максимальном диаметре, гр., не менее	135	135	130	125	125
Допустимое местное сужение трубопровода, мм, не менее	180	230	330	4701	640
Габаритные размеры					
Диаметр, мм	275	380	540	740	840
Длина, мм	800	920	1270	1800	1800
Масса, кг	50	55	110	270	300

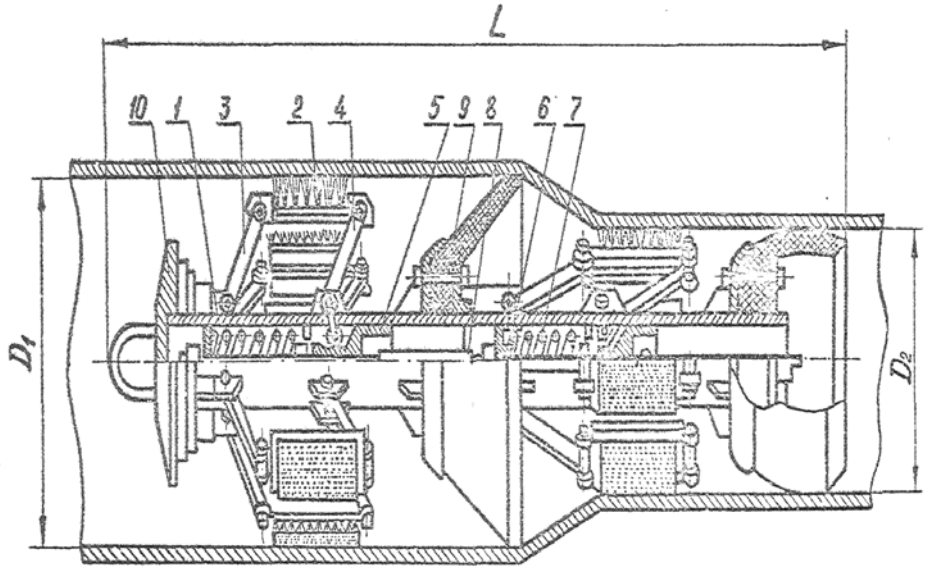


Рис. 5.9. Скребок ЩСП

Скребки СМР

Скребок многоцелевой рессорный состоит из корпуса 1, манжет 2, рессор 3, щеткодержателей 4, щеток 5 и щитка 6.

Рессоры служат для крепления щеткодержателей со щетками к корпусу, одновременно обеспечивая их радиальное перемещение и прижатие к стенкам трубопровода. Это значительно упрощает конструкцию и снижает вес скребков, что имеет большое значение для очистных устройств большого диаметра.

Но рессоры создают небольшое радиальное перемещение щитков. Поэтому скребки СМР могу применяться для очистки трубопроводов, сваренных из труб одного диаметра, не имеющих значительных сужений и крутых поворотов.

Таблица 5.7

Техническая характеристика скребков СМР

Показатели	Типоразмеры		
	820	1020	1220
Номинальный диаметр очищаемого трубопровода, мм	820	1020	1220
Допустимое местное сужение трубопровода, мм, не менее	750	950	1150
Допустимый радиус изгиба трубопровода, м, не менее	5	5	10
Допустимый угол между осями труб косых стыков, гр., не менее	165	155	165
Габаритные размеры			
Диаметр, мм	825	1030	1235
Длина. мм	1400	1520	1780
Масса, кг	350	450	600

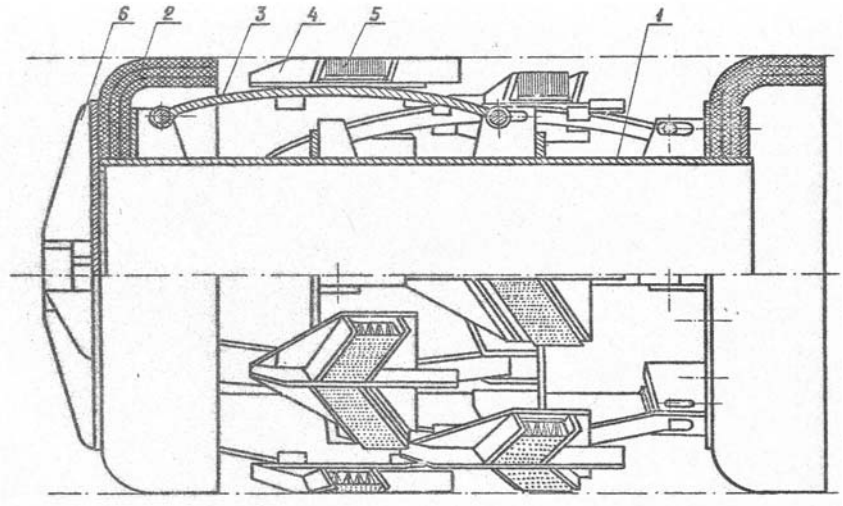


Рис. 5.10. Скребок СМР

2.7. Сигнализаторы прохождения очистного устройства

Для сигнализации прохождения очистного устройства по трубопроводу разработана серия механических сигнализаторов типа СКР. Механические сигнализаторы разработаны в следующих модификациях:

Шифр модели	Наличие удлинителя	Наличие дистанционной сигнализации	Наличие сумматора
СКР 2	–	–	–
СКР 3	+	–	–
СКР 4	–	+	–
СКР 5	+	+	–
СКР 6-0	–	–	+
СКР 6-1	+	–	+
СКР 6-2	–	+	+
СКР 6-3	+	+	+

Разовой конструкцией всех приборов служит местный сигнализатор СКР-2 (рис. 5.11).

Принцип действия сигнализаторов СКР основывается на механическом воздействии движущегося очистного устройства на рычаг, выступающий во внутрь трубопровода. Благодаря движению рычага поворачивается показывающий колпачок относительно стрелки. В модели сигнализатора с удлинителем корпус удлинен, благодаря чему показывающую часть или сигнализирующее устройство прибора можно вынести на поверхность земли при заглубленном трубопроводе. Наличие сумматора обеспечивает отсчет количества проходящих по трубопроводу очистных устройств.

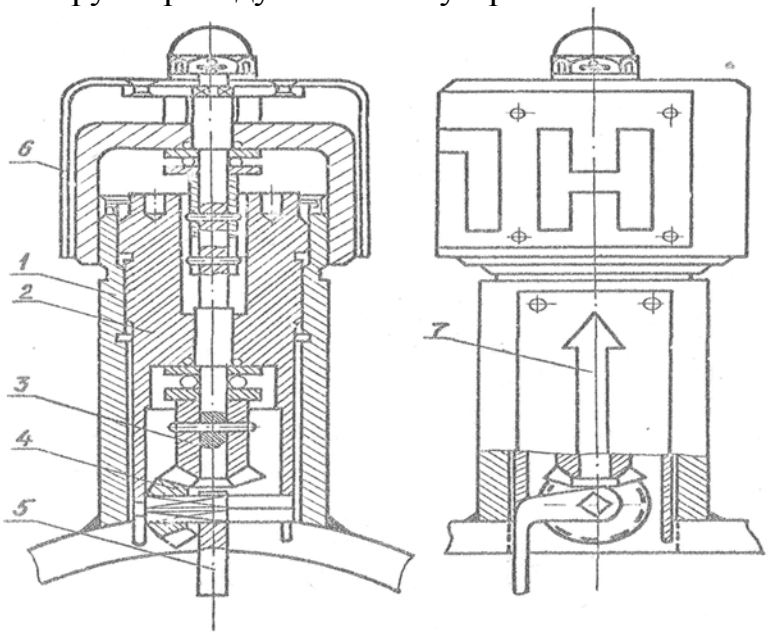


Рис. 5.11. Сигнализатор прохождения скребка СКР-2

1 – корпус; 2 – механизм поворота; 3 – 4 – шестерни конические; 5 – рычаг механизма поворота; 6 – кожух; 7 – стрелки.

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекций

Лекция 1

1. Оценка состояния внутренней полости магистрального нефтепровода..
2. Виды отложений.
3. Способы и средства удаления отложений из магистрального трубопровода.
4. Периодичность очистки магистрального нефтепровода.
5. Производство работ по очистке нефтепровода.

- подготовка нефтепровода к проведению очистки;
- организация очистки;
- запуск очистного устройства;
- пропуск очистного устройства мимо промежуточных насосных станций;
- прием очистного устройства;
- контроль движения очистного устройства;
- регистрация и оценка результатов очистки.

Лекция 2

1. Очистные устройства:

- шаровые резиновые разделители РШ;
- очистные поршни разделители ОПР-М;
- разделители манжетные РМ-ПС;
- разделители с полиэтиленовыми манжетами;
- скребки ГРВС;
- скребки ЩС;
- скребки ЩПС;
- скребки СМР;
- схемы пуска, приема и пропуска очистного устройства.

2. Сигнализаторы прохождения очистного устройства.

3.2. Задания для практических занятий

Оценка состояния полости нефтепровода

Оценка состояния полости действующего нефтепровода производится с целью определения фактической пропускной способности, наличия ее снижения и для принятия решения о необходимости проведения очистки трубопровода.

Состояние полости трубопровода рекомендуется оценивать путем проведения контрольной очистки, в результате которой пропускная способность нефтепровода должна быть полностью восстановлена.

Контрольная очистка проводится в следующих случаях:

– перед введением в практику эксплуатации трубопровода регулярной очистки, которая может быть совмещена с предварительной очисткой; если очистка ранее не проводилась;

– при изменении основных технологических параметров нефтепровода (рабочих давлений, свойств перекачиваемой жидкости и т. п.). При этом контрольную очистку рекомендуется проводить в период с относительно постоянной температурой окружающего воздуха и грунта на глубине заложения нефтепровода, например, август, сентябрь или январь, февраль.

Контрольная очистка проводится последовательно по участкам между камерами пуска и приема скребка, начиная с головной НПС. За один прием без перерыва очищается весь эксплуатационный участок. При контрольной очистке применяются наиболее эффективные щеточные скребки с компенсацией износа и обеспечивающие практически полный вынос всех отложений из трубопровода. При этом организуется особо тщательный контроль и регистрация технологических параметров перекачки в течение трех суток до пропуска и трех суток после пропуска очистных устройств.

При этом режимы работы нефтепровода по возможности поддерживаются неизменными, перемычки между параллельными нефтепроводами закрываются, а сбросы и подкачки – прекращаются. Если режим работы значительно изменялся (имелись сбросы-подкачки), то контрольный период после пропуска очистных устройств увеличивается до пяти суток. Фактическая производительность перекачки определяется по показаниям счетчиков коммерческих или оперативных узлов учета через каждые два часа. Давления измеряются каждые два часа с помощью образцовых манометров класса точности не ниже 0,6, установленных в начале и в конце линейных участков между НПС. Температура измеряется с равными интервалами времени не реже трех раз в сутки с помощью датчиков, врезанных в нефтепровод. Для определения вязкости и плотности нефти организуется отбор проб товарной нефти, отобранных непосредственно из нефтепровода.

Периодичность очистки рекомендуется определять по формуле

$$\tau_ц = 0,03 \cdot Q_0 / a , \qquad (5.15)$$

где
$$a = \frac{\sum_{i=1}^{N}\tau_i \sum_{i=1}^{N} Q_{ni} - N\sum_{i=1}^{N}\tau_i \cdot Q_{ni}}{N\sum_{i=1}^{N}\tau_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{N}\tau_i\right)^2}; \quad (5.16)$$

Q_0 – пропускная способность в момент времени $\tau = 0$, м^3/ч, или теоретическая пропускная способность;

a – интенсивность снижения пропускной способности за единицу времени, м^3/ч^2.

$$Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^{N}\tau_i^2 \sum_{i=1}^{N} Q_{ni} - \sum_{i=1}^{N}\tau_i \sum_{i=}^{N} \tau_i \cdot Q_{ni}}{N\sum_{i=1}^{N}\tau_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{N}\tau_i\right)^2}, \quad (5.17)$$

где N – количество выбранных промежутков времени (выборки).

Процесс очистки производят, если

$$Q_n / Q_0 \geq 0{,}03; \quad (5.18)$$

$$Q_n = Q_0 - a\tau. \quad (5.19)$$

Если $Q_n / Q_0 > 0{,}01$, то процесс очистки повторяется либо рекомендуется сменить очистное устройство.

Q_n – пропускная способность на момент времени τ после контрольной очистки, м^3/ч.

Как правило, пропускную способность трубопровода оценивают по участкам между НПС

$$Q_{nj} = Q\left(\frac{\nu}{\nu_б}\right)^{0{,}143} \cdot \left(\frac{H_p - h_p - \Delta z}{H - h - \Delta z}\right)^{0{,}571}, \quad (5.20)$$

где Q_{nj} – пропускная способность участка, м^3/ч;

Q – фактическая средняя производительность перекачки за выбранный промежуток времени, м^3/ч;

ν – средняя вязкость, определенная по результатам анализов всех проб, отобранных в течение суток, приведенная к средней расчетной температуре нефти на участке, м^2/с;

$\nu_б$ – базовая вязкость нефти, м^2/с;

$H_p = \frac{P_{нр}}{\rho g}$ – допустимый максимальный рабочий напор в начале участка, м;

$P_{нр}$ – допустимое максимальное рабочее давление в начале участка, Па;

g – ускорение силы тяжести, м^2/с;

ρ – плотность нефти при средней расчетной температуре нефти на участке (усредненное по всем пробам за сутки), кг/м^3;

$h_p = \frac{P_{кр}}{\rho g}$ – допустимый минимальный напор в конце участка, м;

$P_{кр}$ – допустимое минимальное рабочее давление в конце участка, Па;

$H = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{ni}}{N\rho g}$ – фактический средний напор в начале участка за выбранный промежуток времени, м;

P_{ni} – фактическое давление в начале участка в i-м замере, Па;

$h = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{ki}}{N\rho g}$ – фактический средний напор в конце участка за выбранный промежуток времени, м;

$P_{кi}$ – фактическое давление в конце участка в i-м замере, Па;

Δz – разность геодезических отметок конца и начала участка, м;

N – число замеров.

Средняя расчетная температура нефти на участке в общем виде определяется по формуле Шухова, однако для практических целей можно использовать формулу

$$t_{ср} = \frac{1}{3}t_н + \frac{2}{3}t_к \qquad (5.21)$$

где $t_н$ и $t_к$ – ссреднесуточная температура нефти в потоке в начале и конце участка.

В качестве базовой вязкости нефти может быть принято среднеарифметическое значение вязкости при средней расчетной температуре нефти на участке, найденное по всем пробам, отобранным в период контрольной очистки.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Какие мероприятия входят в состав работ по организации и проведению очистки внутренней полости магистрального нефтепровода?

2. Какие виды отложений могут быть по внутренней полости магистрального нефтепровода?

3. Устройство скребка ГРВС.

4. Устройство сигнализатора прохождения СКР-2.

На оценку “хорошо”

1. Записать формулу для определения эквивалентного диаметра для однониточного участка нефтепровода.

2. Способы и средства удаления отложений из магистрального трубопровода.

3. Организация очистки внутренней полости магистрального нефтепровода.

4. Контроль движения очистного устройства.

5. Устройство скребка ЩС.

6. Устройство сигнализатора прохождения скребка СКР-4.

На оценку “отлично”

1. С какой целью и каким образом производится оценка состояния полости магистрального трубопровода?

Модуль 6
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И УСТРОЙСТВ

Введение

К технологическим трубопроводам и устройствам относятся находящиеся в пределах объекта трубопроводы, по которым транспортируют различные вещества, в том числе сырье, полуфабрикаты, промежуточные и конечные продукты, отходы производства, необходимые для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Условия изготовления и монтажа технологических трубопроводов определяются: разветвленной сетью большой протяженности и различием конфигурации обвязки технологического оборудования; разнообразием применяемых материалов, типов труб, их диаметров и толщины стенок; характером и степенью агрессивности транспортируемых веществ и окружающей среды; различием способов прокладки (в траншеях, без траншей, каналах, тоннелях, на стойках, двух- и многоярусных эстакадах, на технологическом оборудовании, а также на разных высотах и часто в условиях, неудобных для производства работ); количеством разъемных и неразъемных соединений, деталей трубопроводов, арматуры, компенсаторов, контрольно-измерительных приборов и опорных конструкций.

Для изучения материала использовать основную (1, 3, 5) и дополнительную (11) литературу.

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Технологические трубопроводы. Контроль работоспособности технологических устройств. Нормативы технического обслуживания. Установки пожаротушения. Емкости вспомогательных систем	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Способы регулирования режима работы нагнетателей. Дросселирование.	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	2
3. Подбор нефтеловушки. Расчет системы маслоохлаждения насосного цеха.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
4. Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
5. Подбор основного оборудования насосных станций.	Зачет	Курсовой проект	2

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю «Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств»

2.1. Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы предназначены для внутриплощадочных операций с поступающей, хранящейся и откачиваемой нефтью.

В состав технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

В период эксплуатации обслуживающий персонал осуществляет постоянное наблюдение за состоянием наружной поверхности участков трубопроводов, проложенных открытым способом, фланцевых соединений (включая крепеж), арматуры, отводов, тройников и других деталей, антикоррозионной защиты и изоляции, сварных швов дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т. д.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, проводится без снятия изоляции, за исключением тех случаев, когда состояние стенок или сварных швов указывает на наличие дефекта.

Результаты осмотров фиксируются в вахтенном журнале не реже одного раза в месяц.

Трубопроводы, подверженные вибрации, а также опоры и эстакады для этих трубопроводов подлежат обследованию не реже одного раза в шесть месяцев. Проверяют состояние опор, креплений, уровень вибрации. Значение максимально допустимой амплитуды вибрации (виброперемещение) технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте не более 40 Гц.

Два раза в год при подготовке оборудования НПС к эксплуатации в осенне-зимний и весенне-летний периоды необходимо осуществлять осмотр и техническое обслуживание технологических трубопроводов и устройств. При этом контролируется состояние изоляции и, при необходимости, осуществляется мелкий ее ремонт.

Проверяется исправность опор, креплений; герметичность мест соединений; наличие ограждений и необходимых табличек и надписей; состояние колодцев, хлопушек. Контролируется просадка фундаментов под опоры и устройства, величина просадки или сдвига грунта под трубопроводами, арматурой, емкостями и другими устройствами.

Осуществляется визуальный осмотр мест прокладки подземных трубопроводов и расположения устройства для обнаружения всевозможных утечек нефти, масел, топлива, воды.

По результатам осмотров и технического обслуживания корректируются планы или осуществляются неотложные ремонтные работы.

Периодически, но не реже одного раза в четыре года, проводится ревизия технологических трубопроводов и оборудования.

При ревизии выполняются работы, предусмотренные техническим обслуживанием, а также осуществляется проверка эффективности электрохимической защиты, герметичности вводов трубопроводов в помещения, выборочно контролируются толщины стенок трубопроводов и патрубков оборудования, в том числе подземных, путем частичного вскрытия небольших участков трубопроводов.

При обнаружении просадки грунта, смещения трубопроводов и оборудования относительно начального положения контролируется величина напряженно-деформированного состояния материала патрубков насосов, арматуры и другого оборудования.

По результатам выполненных работ уточняются границы дефектных участков трубопроводов и анализируются фактические нагрузки на патрубки.

При необходимости выполняют дополнительные замеры с применением других методов неразрушающего контроля: магнитопорошкового, ультразвукового, акустико-эмиссионного.

По результатам ревизии составляется акт, утверждаемый главным инженером НУ (ЛПДС) и содержащий перечень работ по устранению замеченных дефектов.

Полное техническое обследование технологических трубопроводов с целью определения возможности, условий и срока их дальнейшей эксплуатации осуществляется через 20 лет после ввода в эксплуатацию НПС. Срок каждого последующего обследования определяется по результатам предыдущего, но не реже чем через каждые восемь лет.

Обследование технического состояния технологических трубопроводов осуществляются также в случае, если трубопроводы были нагружены давлением, величина которого превышала допустимое значение, и если технологическое состояние трубопроводов не обеспечивает требуемых показателей надежности и безопасности при эксплуатации.

Для оценки надежности проводятся гидравлические испытания технологических трубопроводов. Трубопроводы и оборудование испытывается давлением на прочность и плотность материала и сварных швов.

Давление и режим испытаний устанавливаются в зависимости от срока и параметров эксплуатации трубопровода согласно документам, регламентирующим проведение испытаний на действующем трубопроводе.

2.2. Контроль работоспособности технологических устройств

Контроль работоспособности состояния технологических устройств осуществляется дежурным персоналом и специалистами при обходе территории и объектов НПС.

Контроль работоспособности оборудования и надежности срабатывания автоматических регуляторов осуществляется оператором по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Если значения контролируемых параметров работы технологических устройств изменяются в допустимых пределах, то техническое обслуживание и ремонт указанных устройств выполняются с периодичностью и в объеме, которые представлены в табл. 6.2.

При обнаружении неисправностей оборудование должно быть выведено в ремонт согласно технической документации.

2.3. Блок регуляторов давления

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При техническом обслуживании осуществляется:

– внешний осмотр блока регуляторов давления;

– контроль за отсутствием утечек;

– контроль за наличием смазки;

– проверка и подтяжка контактных соединений;

– проверка фукционирования системы обогрева блока;

– контроль точности и синхронности срабатывания заслонок с аппаратурой, задающей режим ее работы.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся операции:

– технологическое обслуживание;

– проверка состояния и очистка поверхности подводящих трубопроводов, задвижек;

– разборка, осмотр и очистка поверхности регулирующих заслонок;

– осмотр воздухосборников и очистка их от загрязнений и коррозии;

– замена сальниковой набивки на каждой стороне вала;

– покрытие оголенных поверхностей антикоррозионным лаком и окраска;

– ремонт и замена, при необходимости, регулирующих заслонок, подшипников, пневмолиний, ограждающих устройств;

– чистка и ремонт шкафа управления;

– чистка фильтрующих элементов,

– виброобследование вентиляторов.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят работы текущего ремонта, а также:

– опорожнение трубопровода от нефти;

– вскрытие регулирующих заслонок;

– дефектация всех узлов и деталей и замена изношенных элементов;

– очистка прилегающей к заслонке внутренней полости труб от отложений парафина и грязи;

– ремонт и окраска, при необходимости, площадок обслуживания, приточных и вытяжных вентиляторов, воздуховодов;

– ревизия технического состояния и проверка работоспособности привода заслонок.

2.4. Система сглаживания волн давления типа АРКРН-1000 или УСВД 1220Р

Контроль работоспособности системы сглаживания волн давления

Оценка работоспособности системы сглаживания волн давления (СГВД) осуществляется согласно инструкциям заводов-изготовителей, кроме того, проводится контроль уровня жидкости в разделительной емкости, а также контроль исправности клапанов сброса нефти и подпорного устройства, обеспечивающего прижатие втулок клапанов в закрытом положении.

Если режим работы нефтепровода и другие условия транспорта нефти не изменяются, а уровень нефти в емкости сброса и гашения ударной волны (манифольде) повышается, то необходимо проверить работоспособность клапана сброса нефти. Причиной неисправности клапана могут быть:

– разрыв камеры (втулки) клапана;

– разрыв диафрагмы аккумулятора;

– уменьшение объема разделительной жидкости;

– чрезмерный приток воздуха (газа) в аккумуляторе.

Признаками неработоспособности СГВД являются:

– уменьшение объема воздуха в системе из-за порыва диафрагм разделительного сосуда и негерметичности воздушных линий и арматуры;

– протечка воздуха через контрольные отверстия;

– отсутствие гарантированного прижатия диафрагм клапанов подпорным устройством;

– засорение фильтров перепускных клапанов;

– отказы в работе насоса системы заправки разделительной жидкостью и компрессора заполнения воздушной полости приемного блока;

– по результатам контроля работоспособного состояния система сглаживания волн давления выводится в ремонт (текущий или капитальный).

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО входят осмотр установки для проверки возможных утечек жидкости, воздуха (газа) и уровня жидкости в разделительном блоке; устранение обнаруженных при осмотре дефектов, не требующих переключения технологических установок; контроль герметичности дросселирующего клапана.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте системы сглаживания волн давления проводятся все операции ТО, а также устраняются все течи в технологических узлах, емкостях, задвижках, воздухопроводах.

Проводится ремонт или замена неисправных клапанов, пузыря аккумулятора, вентилей; ремонт насоса (компрессора); промывка огневых предохранителей; очистка отстойника разделительной емкости от механических примесей.

Типовой объем работ при капитальном ремонте.

При капитальном ремонте осуществляются все операции текущего ремонта, а также проводятся обследование состояния емкостей сброса и гашения ударной волны, клапанов сброса нефти; обследование и чистка аккумуляторов, разделительного бака, дросселирующего и шарового клапанов, шаровых вентилей, клапана переключения; ремонт насоса разделительной системы; замена, в случае необходимости, игольчатых вентилей и обратных клапанов; замена огневых предохранителей; чистка наружных поверхностей с последующей окраской; проверка срабатывания устройств гашения при имитации внезапного отключения магистральных насосных агрегатов.

2.5. Фильтры-грязеуловители

Контроль работоспособности фильтров-грязеуловителей

Система фильтров-грязеуловителей должна иметь в резерве не менее одного исправного фильтра.

Работоспособное состояние системы фильтров характеризуется перепадом давления на фильтре и уровнем вибрации.

При очистке магистрального трубопровода, а также после его ремонта и пропуска диагностических устройств осуществляется непрерывный контроль работоспособности фильтров.

Увеличение перепада давления на фильтре до величины не более 0,5 МПа или уменьшение перепада давления до величины не менее 0,03 МПа свидетельствует о засорении или повреждении фильтрующего элемента. Перепад давления определяется по показаниям манометров, установленных на входе и выходе каждого фильтра. Перепад давления измеряется манометрами класса точности не ниже 1,5 с пределом измерений от 0 до 4,0 МПа.

По результатам диагностического контроля фильтры-грязеуловители выводят в текущий или капитальный ремонт.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО входят проверка и устранение утечек нефти во фланцевых и резьбовых соединениях, проверка перепада давления в каждом фильтре.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте проводятся проверка герметичности трубопроводов, задвижек, осмотр и очистка фильтров от парафина, грязи и балласта; ремонт или замена дефектных фильтрующих элементов; устранение подтеков нефти на узлах и обтяжка фланцевых соединений; чистка дренажных линий; проверка показаний манометров, проверка технического состояния предохранительного клапана и патрубка-воздушника.

При проведении текущего ремонта осуществляется проверка работоспособности и испытание грузоподъемного устройства.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте выполняются замена фильтрующих элементов на новые; замена или восстановление задвижек; заварка дефектов корпуса; замена или ремонт ограждающих устройств; восстановление площадок обслуживания; нанесение антикоррозионных покрытий и покраска корпуса фильтра, наземных трубопроводов, ограждающих устройств и площадок обслуживания, восстановление теплоизоляции.

После проведения капитального ремонта, связанного с заваркой дефектов корпуса, фильтр испытывается на прочность и плотность водой давлением 1,33 PN

2.6. Предохранительные клапаны

Контроль работоспособности предохранительных клапанов

Оценка работоспособности состояния предохранительных клапанов осуществляется дежурным и инженерно-техническим персоналом при оперативном контроле; ревизии при эксплуатации, проведении технического обслуживания и текущего ремонта; проверке на специальном стенде.

Признаками неработоспособности клапана и необходимости выполнения ремонтных работ являются:

– негерметичность;

– утечка среды – пропуск среды через затвор клапана при давлении более низком, чем установочное давление;

– пульсация – быстрое и частое открытие и закрытие клапана;

– вибрация;

– отсутствие срабатывания при заданном установочном давлении.

Неработоспособный клапан заменяется новым, отрегулированным на стенде на установочное давление.

Регулировка предохранительных клапанов на давление начала открытия – установочное давление производится на специальном стенде.

Таблица 6.1

Установочное давление предохранительных клапанов

Рабочее давление $P_{р}$, МПа	Клапан	Установочное давление, МПа	
		При наличии двух систем клапанов (рабочий, контрольный)	При одной системе клапанов (только рабочий)
$P_Р \le 0,3$	Рабочий Контрольный	$P_Р + 0,05$ $P_Р + 0,03$	$P_Р + 0,03$
$0,3 \le P_Р \le 6,0$	Рабочий Контрольный	$1,15P_Р$ $1,08P_Р$	$1,10P_Р$
$P_З \ge 6,0$	Рабочий Контрольный	$1,10P_Р$ $1,05P_Р$	$1.05P_З$

Установочное давление определяется исходя из рабочего давления, при котором разрешена эксплуатация трубопровода. При рабочем давлении предохранительный клапан закрыт и обеспечивает класс герметичности, указанный в соответствующей документации на предохранительный клапан.

Если установочное давление предохранительного клапана не оговорено другими нормативно-техническими документами, то его значение принимается по табл. 6.1.

Ревизия и переиспытание клапанов

Ревизия предохранительных клапанов включает в себя разборку клапана, очистку и дефектовку деталей, испытания корпуса на прочность, испытания соединений клапанов на плотность, испытания соединений клапана на плотность, проверку герметичности затвора, испытание пружины, регулировку установочного давления.

Предохранительные клапаны, демонтированные для ревизии, должны быть пропарены и промыты.

При испытании клапанов проводятся ревизия и полный цикл испытаний, оговоренных в нормативно-технической документации на объект или клапан.

Ревизия предохранительных клапанов проводится через 6 мес., переиспытания на стенде – через 12 мес.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО предохранительных клапанов входят внешний осмотр; очистка от загрязнений наружных поверхностей; контроль герметичности, пульсации и вибрации.

Типовой объем работ при текущем ремонте

Время проведения текущего ремонта предохранительных клапанов должно совмещаться с их ревизией.

При текущем ремонте предохранительных клапанов производят все работы технического обслуживания, устранение неисправностей, выявленных при ревизии, а также проверка давления срабатывания клапана (установочного давления) и контроль пружины и уплотнительных поверхностей сопла золотника.

Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте проводятся все работы текущего ремонта, а также полная разборка, дефектовка и восстановление изношенных деталей; замена крепежных деталей с неисправной резьбой; притирка уплотнительных поверхностей золотника и сопла; контроль и испытания пружины; сборка, регулировка, переиспытание на стенде и покраска клапанов.

После ремонта при рабочем давлении проводится контроль герметичности затвора клапана, соединений сопла с корпусом.

Капитальный ремонт предохранительных клапанов рекомендуется совмещать с их переиспытанием.

2.7. Система откачки утечек

В систему откачки утечек входят запорная арматура, емкость утечек, насосы и технологические трубопроводы. Объемы работ по видам ремонтов всех узлов, кроме трубопроводов, представлены в соответствующих разделах РД.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При техническом обслуживании трубопроводы системы откачки утечек очищаются от отложений парафина и грязи, проверяется работоспособность обратных клапанов.

При нарушении герметичности проводятся демонтаж обратных клапанов, разборка и дефектация деталей, сборка и проверка их работоспособности.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При капитальном ремонте проводятся все работы, предусмотренные при техническом обслуживании, а также для трубопроводов системы откачки утечек предусматриваются вскрытие и замена поврежденных и подвергшихся коррозии участков трубопровода, нанесение изоляции на вскрытые и замененные участки. После проведения работ проверяются герметичность и прочность системы давлением 1,25 P_P в течение 15 мин.

2.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта

Для оборудования технологических систем и трубопроводной арматуры вспомогательных систем НПС ремонтный цикл должен устанавливаться исходя из технического состояния подлежащего ремонту оборудования и систем. Так как капитальный ремонт трубопроводной арматуры, блоков регуляторов давления, узла фильтров-грязеуловителей и системы сглаживания волн давления, как правило, проводится при остановке НПС после согласования с диспетчером и руководством предприятия, его рекомендуется совмещать с капитальным ремонтом технологической обвязки НПС или линейного участка магистрального нефтепровода.

Периодичность технического обслуживания и ремонта и нормы трудоемкости их выполнения приведены соответственно в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Периодичность технического обслуживания, ремонта и диагностического контроля технологических устройств

Устройства	Периодичность			
	ТО, мес.	Т, мес.	К, г	Плановый диагностический контроль
Система сглаживания волн давления	1	36	6	Через 1 мес. При обязательном контроле уровня жидкости 1 раз в сутки

Окончание табл. 6.2.

Фильтры-грязеуловители	1	36	6	Через 1 мес. При обязательном контроле перепада давления 1 раз в сутки и непрерывном контроле во время очистки магистрального нефтепровода, пропуска диагностических приборов и т. д.
Блок регуляторов давления	1	36	6	Через 1 мес.
Трубопроводы системы откачки утечек	6		6	Через 6 мес.
Предохранительные клапаны	1	6 – ревизия; 12 – переиспытание	6	Через 1 мес.

Примечание. Обратные клапаны системы откачки утечек подвергаются техническому обслуживанию и ремонту 1 раз в 2 года или по состоянию герметичности.

2.9. Установки пожаротушения

Эксплуатация, техническое обслуживание стационарных установок пожаротушения осуществляются в соответствии с “Базовыми правилами пожарной безопасности для объектов различного назначения и форм собственности”, “Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов”, ГОСТ Р 50800, инструкцией по эксплуатации и техническому обслуживанию стационарных систем автоматического пенного пожаротушения.

Ответственность за проведение технического обслуживания установок пожаротушения возлагается на старшего инженера НПС и ответственных за пожаробезопасность объектов. Регламентные работы по техническому обслуживанию, ремонту и введению эксплуатационной и ремонтной документации осуществляет эксплуатационно-ремонтный персонал. Работы должны проводиться в соответствии с годовым планом-графиком, который может корректироваться в зависимости от результатов контрольных проверок и испытаний систем.

Контрольные проверки и испытания

При эксплуатации стационарных установок пожаротушения необходимо контролировать сохранность запаса огнегасительного вещества; исправность насосов и компрессоров установок пожаротушения; исправность приводов; давление в напорном трубопроводе питательной сети;

правильное положение запорной арматуры; состояние пеногенераторов и оросителей, датчиков автоматического и дистанционного пусков, сети распределительных трубопроводов.

Ежедневно должно проверятся давление в системе автоматических установок пожаротушения. Падение давления не должно превышать 0,02 МПа за сутки.

Не реже одного раза в 10 дней проверяются насосные агрегаты путем пуска на номинальную мощность.

На установках пенного пожаротушения необходимо 1 раз в полгода проверять качество пенообразующих средств. Должен быть в наличии двукратный запас пенообразователя.

Баллоны и емкости установок, масса огнегасительного вещества и давление в которых ниже расчетных значений на 10 % и более, подлежат дозарядке и перезарядке.

Через каждые 6 месяцев проверяют температуру их срабатывания, давление во внутренних пожарных кранах.

Не реже одного раза в год необходимо:

– проводить цикл испытаний всей системы автоматической установки пожаротушения;

– при подготовке к зимнему периоду сухотрубы к резервуарам и насосным станциям продувать воздухом через дренажные линии.

Не реже одного раза в три года проводятся гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов системы пенного пожаротушения на прочность и пневматические испытания – на герметичность.

Не реже одного раза в 5 лет проводятся сплошная промывка, продувка и очистка от грязи и ржавчины аппаратов и трубопроводов.

Результаты проверок и испытаний оформляются актами.

Техническое обслуживание

Техническое обслуживание систем пожаротушения осуществляется не реже одного раза в месяц, при этом проверяются состояние системы пожаротушения; наличие необходимого запаса воды и системы ее подогрева; отсутствие утечек в пожарной емкости; наличие расчетного количества углекислотных баллонов в помещениях. Также проверяются сети разводящих труб с целью выявления следов коррозии, замерзания, устранения прогибов; состояние окраски, фасонных деталей, подвесок.

2.10. Емкости вспомогательных систем

Обслуживание емкостей вспомогательных систем осуществляется согласно графику проведения ремонта и технического обслуживания указанных систем.

При техническом обслуживании проводятся проверка герметичности разъемных соединений и целостности основного металла корпуса; подтяжка резьбовых соединений; проверка сальниковых уплотнений и замена прокладок при обнаружении течи; составление дефектной ведомости.

При текущем ремонте выполняются ремонт покрытия и корпуса с применением клеевых соединений или сварки; ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны емкости; отсоединение технологических трубопроводов от осадков нефтепродуктов, отложений парафина, коррозионных отложений; дегазация емкости при необходимости проведения сварочных работ; окраска емкости; ремонт протекторной защиты днищ емкости, при необходимости; проверка и ремонт поручней, стоек, лестниц.

При капитальном ремонте выполняются все операции текущего ремонта, а также замена отдельных участков корпуса, днища и кровли емкости; демонтаж, ремонт и монтаж оборудования емкости.

Помимо периодических ремонтных работ, установленных для вспомогательных систем, необходимо 1 раз в месяц проводить осмотр емкостей.

При осмотре обращают внимание на следующие признаки нарушения прочности и изменения формы емкостей; появление вмятин вследствие образования в емкости недопустимого вакуума или по иным причинам; образование трещин по сварным швам кровли, корпуса, окрайков днища и по прилегающим участкам основного металла; неравномерная осадка емкостей; коррозионный износ и, как следствие, уменьшение толщины листов, утечки нефти; герметичность соединений трубопроводной обвязки емкостей; целостность и отсутствие деформаций элементов крепления к емкостям насосов, клапанов, арматуры и т. д.

С целью оценки технического состояния надземных емкостей через каждые два года проводится их частичная дефектоскопия без вывода емкостей из эксплуатации. При этом выполняются следующие работы: ознакомление с технической документацией; внешний осмотр емкости; измерение толщины стенок корпуса толщиномерами, позволяющими измерять толщину в интервале 0,2 – 50,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от –10 до +40 ^{0}C; проверка состояния основания и отмостки; составление технического заключения по результатам контроля.

3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля

3.1. Материалы к лекциям

План лекций.

1. Технологические трубопроводы.
2. Контроль работоспособности технологических устройств.

3. Блок регуляторов давления.
   – типовой объем по техническому обслуживанию.
   – типовой объем работ при текущем ремонте.
   – типовой объем работ при капитальном ремонте.
4. Система сглаживания волн давления.
   – контроль работоспособности системы сглаживания волн давления.
   – типовой объем работ по техническому обслуживанию.
   – типовой объем работ при текущем ремонте.
   – типовой объем работ при капитальном ремонте.
5. Фильтры-грязеуловители.
   – контроль работоспособности фильтров-грязеуловителей.
   – типовой объем работ по техническому обслуживанию.
   – типовой объем работ при текущем ремонте.
   – типовой объем работ при капитальном ремонте.
6. Предохранительные клапаны.
   – контроль работоспособности предохранительных клапанов.
   – ревизия и переиспытание клапанов.
   – типовой объем работ по техническому обслуживанию.
   – типовой объем работ при текущем ремонте.
   – типовой объем работ при капитальном ремонте.
7. Система откачки утечек.
   – типовой объем работ по техническому обслуживанию.
   – типовой объем работ при капитальном ремонте.
8. Нормативы технического обслуживания и ремонта.
9. Установки пожаротушения.
   – контрольные проверки и испытания.
   – техническое обслуживание.
10. Емкости вспомогательных систем.

3.2. Задания для лабораторных работ

Лабораторная работа №4

«Способы регулирования режима работы нагнетателей. Дросселирование»

Цель работы.

– изучение способов регулирования нагнетателей.

– построение совмещенной характеристики нагнетателя и трубопровода при дросселировании.

Основные сведения.

При совместной работе нагнетателя и сети очень часто требуется создавать такие значения расхода и напора, которые не располагаются на характеристике подобранного насоса или существующего трубопровода.

Например, требуется обеспечить расход в сети 1 м^3/с с напором 50 м (рис. 6.1). Как видно на рисунке, данная точка не удовлетворяет ни характеристике насоса, ни характеристике сети. В таких случаях нужно изменить либо характеристику насоса, либо характеристику сети, либо обе характеристики.

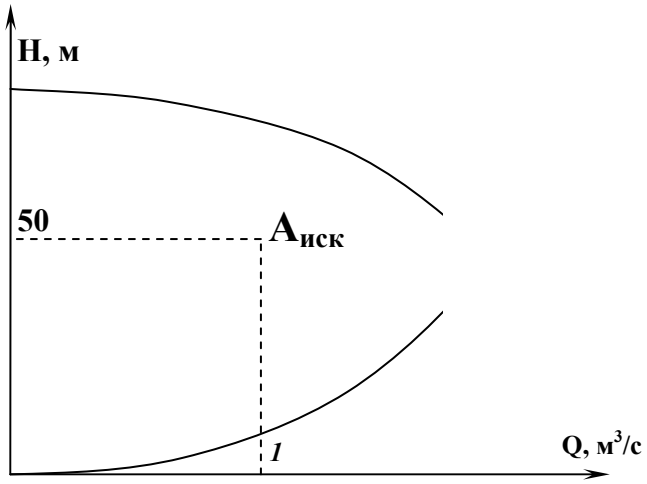


Рис. 6.1. Несовпадение искомой точки с характеристиками

Изменение характеристики насоса

Изменить характеристику насоса можно путём изменения наружного диаметра рабочего колеса (обточкой/заменой рабочих колес) либо изменением частоты вращения вала нагнетателя.

Крупногабаритные насосы высокой производительности (такие как нагнетатели нефтеперекачивающих станций), поступая на производство имеют в своем комплекте несколько запасных (дополнительных) рабочих колёс с различным наружным диаметром.

Рабочее колесо с максимальным (номинальным) диаметром имеет наименьшие зазоры между корпусом насоса и рабочим колесом, вследствие чего способно создать больший напор и подачу для данного насоса (рис. 6.2).

Уменьшая диаметр рабочего колеса, можно добиться искомых значений напора. Наружный диаметр можно найти из уравнений

$$\frac{Q}{Q'}=\frac{Д}{Д'};\qquad \frac{H}{H'}=\left(\frac{Д}{Д'}\right)^2;\qquad \frac{N}{N'}=\left(\frac{Д}{Д'}\right)^3 \tag{6.1}$$

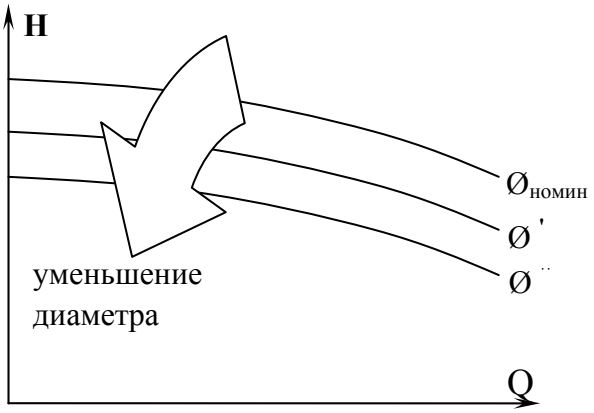


Рис. 6.2. Изменение диаметра/обточка колес

Изменение частоты вращения рабочего колеса также дает изменение характеристик нагнетателя (рис. 6.3).

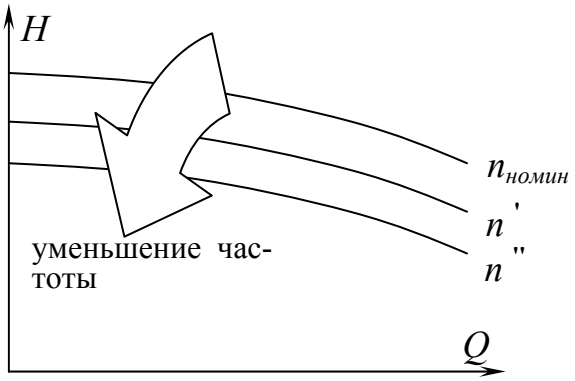


Рис. 6.3. Изменение частоты вращения

С уменьшением частоты вращения вала уменьшаются напор и подача, развиваемые насосом.

Перерасчет на требуемую частоту вращения можно осуществить по формулам

$$\frac{Q}{Q'}=\frac{n}{n'};\qquad \frac{H}{H'}=\left(\frac{n}{n'}\right)^2;\qquad \frac{N}{N'}=\left(\frac{n}{n'}\right)^3 \tag{6.2}$$

Таким образом, возвращаясь к задаче на рис. 6.1, можно изменить характеристику нагнетателя таким образом, что она пройдет через искомую точку $A_{иск}$ (рис. 6.4).

Теперь насос дает требуемый напор, однако расход жидкости не удовлетворяет условиям задачи. Рассмотрим другой способ регулирования режима работы системы.

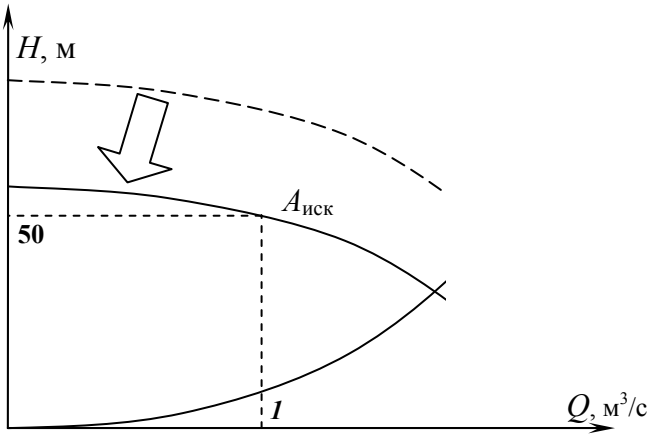


Рис. 6.4. Изменение характеристики насоса

Изменение характеристики трубопровода

Характеристика трубопровода (сети) – семейство величин напора, при соответствующих значениях расхода Q показывающее энергию, необходимую для преодоления сопротивления рассматриваемого трубопровода. Изменив сопротивление, получим изменение характеристики сети.

Изменить сопротивление можно изменением вязкости перекачиваемой жидкости (сменой температуры или использованием разжижающих присадок).

Снижение вязкости перекачиваемого продукта (рис. 6.5) приводит к уменьшению сопротивления трения жидкости о стенки трубопровода и уменьшению трения между слоями жидкости.

Следующим способом изменения характеристики сети является изменение геометрических характеристик трубопровода (рис. 6.6). Увеличение диаметра, снижение длины трубопровода либо уменьшение шероховатости внутренних стенок ведут к уменьшению сопротивления трубопровода.

Данный способ возможно использовать лишь на этапе проектирования.

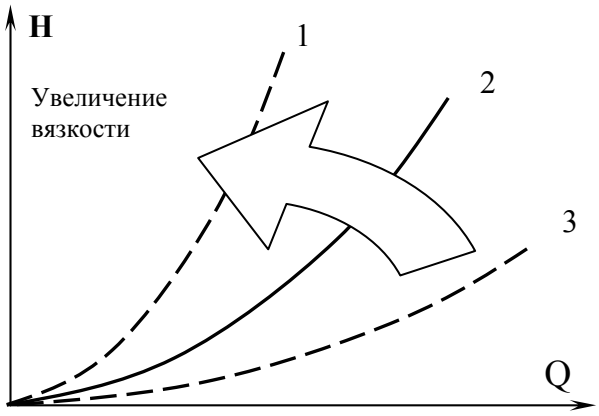


Рис. 6.5. Изменение вязкости

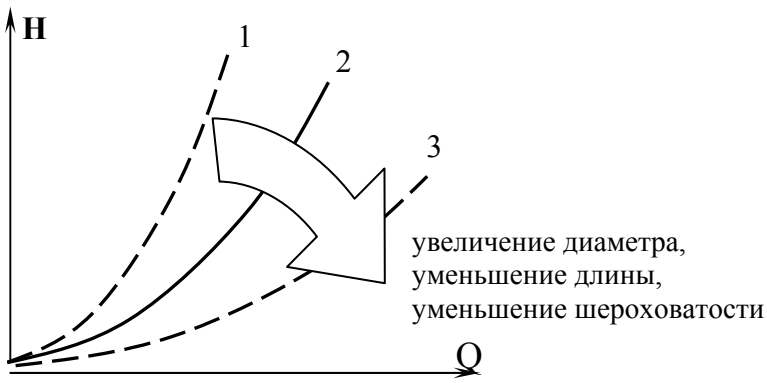


Рис. 6.6. Изменение геометрических характеристик

Изменить режим работы сети в процессе эксплуатации можно дросселированием либо байпасированием.

Дросселирование обычно производиться сразу за нагнетателем, в напорном патрубке (рис. 6.7). При этом можно получить любой режим работы (точки Б, В). В трубопроводе режим работы будет характеризоваться соответствующими точками К или М (в зависимости от степени прикрытия регулирующего вентиля/крана). Потери напора на вентиле при дросселировании: отрезки БК и ВМ.

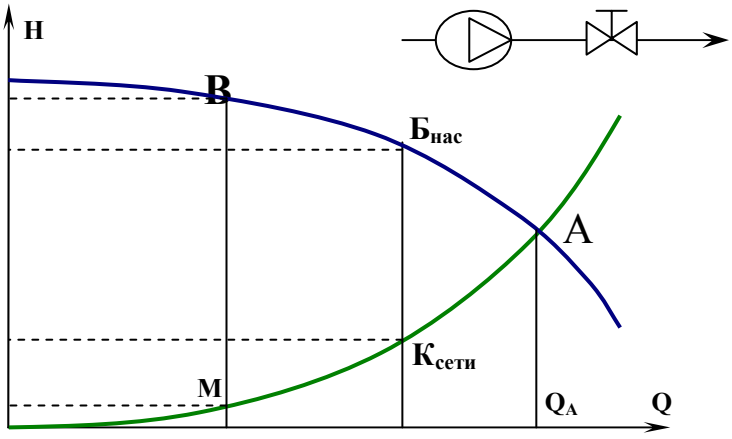


Рис. 6.7. Дросселирование

Байпасирование заключается в перепуске части жидкости по обводной линии (рис. 6.8). Это приводит к снижению сопротивления перед насосом и режим его работы перемещается из точки А в точку В. При этом насос подает расход Q_B и создает напор H_B. Пересечение горизонтали, проходящей через точку В, с характеристикой сети определит режим работы трубопровода ($H_Б$;$Q_Б$). Количество жидкости, перепускаемой по обводной линии определиться как

$$\Delta Q = Q_B - Q_Б. \qquad (6.3)$$

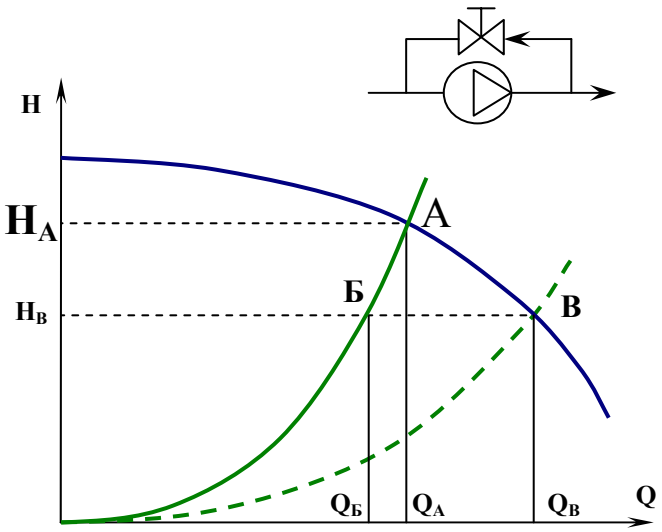


Рис. 6.8. Байпасирование

Теперь, в рассматриваемом выше примере можно любым из приведенных способов изменить характеристику сети (рис. 6.9) и получить искомый режим работы данного нагнетателя в системе с данным трубопроводом.

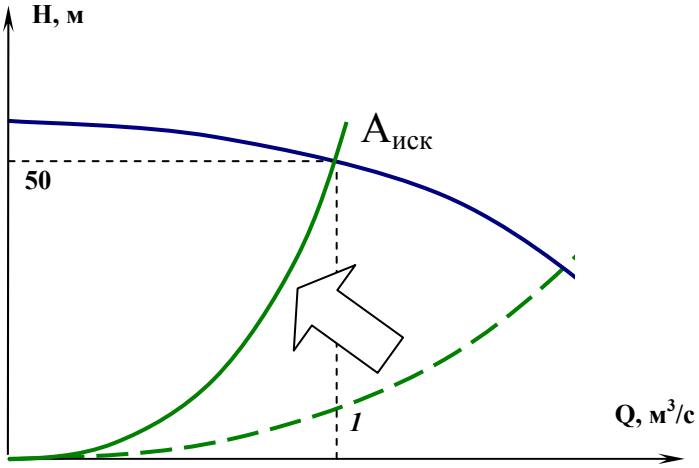


Рис. 6.9. Изменение характеристики сети

Описание лабораторного стенда для снятия характеристики сети и определения рабочей точки вихревого насоса

Определение основных параметров насоса и сети при их совместной работе и построение рабочей (режимной) точки производится на лабораторном стенде, изображенном на рис. 2.23 (см. лабораторную работу № 2).

Насос Н-1 имеет установленные манометры на всасывающем и напорном патрубках. Кран К2 используется для изменения подачи в системе, которая определяется с помощью расходомера Р2 и секундомера. Кран К9 служит устройством для изменения характеристики сети, т.е. дросселирования. Кран К1 можно использовать для байпасирования нагнетателя Н-1.

Порядок проведения испытаний

1. Проверить достаточность уровней воды в баке.

2. Для запуска насоса Н-1 открыть вентиль В1 и кран К2, остальные закрыть.

3. Нажатием кнопки "*Пуск*" на приборном щите запустить насос.

4. Частично прикрыть кран К9, создав дросселирование в сети.

5. Произвести замер показаний расходомера Р2 и манометров М5 и М11.

6. Изменяя степень открытия крана К2 от максимального до 0, снимать показания расходомера Р2 и манометров М5 и М11. Занести их показания в таблицу.

№ опыта	$P_{вх.\ сеть}$, МПа	$P_{вых.\ сети}$, МПа	V, м^3	t, с	Q, м^3/с	$H_{сети}$, м
1…4						

7. После выполнения замеров всех точек, привести систему в исходное состояние, полностью открыв краны К2 и К9.

8. Частично открыть кран К1, создав байпасирование насоса Н-1.

9. Определить значение давления на входе в сеть Р5 по показаниям манометра М5.

8. Выключить насос, перекрыть все краны и вентили.

Обработка полученных экспериментальных данных

1. Перевести показания манометров в паскали (систему СИ).

2. Определить потери напора на преодоление сопротивления сети по формуле 6.4

$$H = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\upsilon_1^2 - \upsilon_2^2}{2g} + \Delta Z\,. \qquad (6.4)$$

3. Определить расход жидкости в сети как

$$Q = V / t.\ (\text{м}^3/\text{с})$$

4. На миллиметровой бумаге в координатах Н-Q построить графики сети при дросселировании $H_{сетиДр} = f(Q_Д)$.

5. На полученные графики в одном и том же масштабе наложить графики центробежного насоса $H_{нас} = f(Q)$, $\eta_{нас} = f(Q)$, полученные при испытании нагнетателей в лабораторной работе № 2 и график сети $H_{сети} = f(Q)$, полученный в лабораторной работе № 3.

6. Определить напор и расход, теряемые при дросселировании. По формуле

$$N = \frac{\gamma \cdot Q_{A1} \cdot h_Д}{1000 \cdot \eta_1} \qquad (6.5)$$

определить мощность, теряемую при дросселировании.

7. Вычислить значение напора $H_{байп}$, подаваемого насосом в сеть при байпасировании по формуле

$$H_{байп} = \frac{P_5}{\rho g}. \qquad (6.6)$$

8. С помощью графиков $H_{нас} = f(Q)$, $H_{сети} = f(Q)$ и значения $H_{байп}$ определить количество жидкости, перепускаемой по байпасной линии.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

- номер лабораторной работы, её название;
- цель работы;
- основные расчетные формулы,
- протокол испытаний – пример расчета параметров;
- графики напорной $H_{насоса}$-Q и энергетической η-Q характеристик центробежного нагнетателя;
- график характеристики сети $H_{сети}$-Q, характеристики сети при дросселировании $H_{сетиДр}$-Q.

3.3. Задания для практических занятий

Подбор нефтеловушки

Подобрать нефтеловушку для отделения нефтяных частиц диаметром $d_н = 76 \cdot 10^{-6}$ м при среднем расходе нефтесодержащих вод $Q_{ср} = 3000$ м^3/сут и их температуре $T_в = 283$ К. Плотность нефтяных частиц ρ = 840 кг/м^3.

Решение:

1. Определить расчетный часовой расход нефтесодержащих вод, м^3/ч

$$Q_P = \frac{Q_{CP} \cdot k_{час}}{24},$$

где $k_{час} = 1{,}3$ – часовой коэффициент неравномерности поступления нефтесодержащих вод.

$$Q_P = \frac{3000 \cdot 1{,}3}{24} = 162{,}5.$$

2. Из табл. 6.3 предварительно принять к сооружению нефтеловушку по типовому проекту 902-2-161, для которой $L_{нф} = 30$ м, $B_{нф} = 3$ м, $h_п = 2$ м, $N_н = 2$.

Таблица 6.3

Основные параметры типовых горизонтальных нефтеловушек

Пропускная способность, м^3/ч	Число секций	Глубина проточной части, м	Размеры одной секции, м			Номер типового проекта
			ширина	длина	высота	
18	1	1,20	2	12	2,4 и 3,6	902-2-157
36	2	1,20	2	12	2,4 и 3,6	902-2-158

Окончание табл. 6.3

72	2	1,25	3	18	2,4 и 3,6	902-2-159
108	2	1,50	3	24	2,4 и 3,6	902-2-160
162	2	2,00	3	30	2,4 и 3,6	902-2-161
396	2	2,00	6	36	2,4	902-2-3
594	3	2,00	6	36	2,4	902-2-17
792	4	2,00	6	36	2,4	902-2-18

3. Средняя скорость потока в нефтеловушке, м/с

$$w = \frac{Q_P}{N_н \cdot h_п \cdot B_{нф}};$$

$$w = \frac{162,5}{3600 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 3} = 3,76 \cdot 10^{-3}.$$

4. Гидравлический радиус нефтеловушки, м

$$r = \frac{h_п \cdot B_{нф}}{2\left(h_п + B_{нф}\right)};$$

$$r = \frac{2 \cdot 3}{2\left(2+3\right)} = 0,6.$$

5. Кинематическая вязкость воды при температуре 283 К, м^2/с

$$\gamma = 1,308 \cdot 10^{-3} / 999,7 = 1,308 \cdot 10^{-6}.$$

6. Число Рейнольдса для нефтеловушки

$$\mathrm{Re} = \frac{\vartheta d}{\nu_p} = \frac{4 \cdot 0,6 \cdot 3,76 \cdot 10^{-3}}{1,308 \cdot 10^{-6}} = 6899.$$

7. Так как режим течения турбулентный, то коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается как

$$\lambda = \frac{0,3164}{\mathrm{Re}^{0.25}};$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{6899^{0.25}} = 0,0347.$$

8. Удерживающая скорость потока, м/с, определяется по формуле

$$w^* = w\sqrt{\frac{\lambda}{8}};$$

$$w^* = 3,76 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{0,0347}{8}} = 2,48 \cdot 10^{-4}.$$

9. Гидравлическая крупность частиц u_0, м/с, диаметром $d_н$ определяется по формуле Стокса

$$u_0 = \frac{g \cdot d_н^2 \cdot (\rho_в - \rho)}{18 \cdot \mu_в},$$

где $\rho_в, \mu_в$ – соответственно плотность и динамическая вязкость воды при температуре $T_в$ (табл. 6.4).

Таблица 6.4

Зависимость динамической вязкости и плотности воды от температуры

Т,К	273	275	278	283	288	293	298	303
$\mu_в \cdot 10^3$,Па·с	1,792	1,673	1,519	1,308	1,140	1,005	0,894	0,801
$\rho_в$, кг/м^3	999,8	999,9	1000,0	999,7	999,0	998,2	997,1	995,7

$$u_0 = \frac{9{,}81 \cdot \left(76 \cdot 10^{-6}\right) \cdot (999{,}7 - 840)}{18 \cdot 1{,}308 \cdot 10^{-3}} = 3{,}86 \cdot 10^{-4}.$$

10. Расчетная длина нефтеловушки $L_н$, м, рассчитывается по формуле

$$L_н = \frac{h_n \cdot w}{k_н \cdot (u_0 - w^*)},$$

где $k_н = 0{,}5$ – коэффициент использования объема нефтеловушки, учитывающий наличие зон циркуляции и мертвых зон, которые практически не участвуют в процессе очистки.

$$L_н = \frac{2 \cdot 3{,}76 \cdot 10^{-3}}{0{,}5 \cdot \left(3{,}86 \cdot 10^{-4} - 2{,}48 \cdot 10^{-4}\right)} = 109{,}0$$

11. Так как расчетная длина значительно превышает фактическую для выбранного типового проекта нефтеловушки, необходимо повторить расчет для другого типоразмера. Приняв типоразмер 902-2-3 повторяем вычисления:

$$w = \frac{162{,}5}{3600 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 6} = 1.88 \cdot 10^{-3};$$

$$r = \frac{2 \cdot 6}{2(2+6)} = 0{,}75;$$

$$\mathrm{Re} = \frac{4 \cdot 0{,}75 \cdot 1{,}88 \cdot 10^{-3}}{1{,}308 \cdot 10^{-6}} = 4312;$$

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{4312^{0.25}} = 0{,}0391;$$

$$w^* = 1{,}88 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{0{,}0391}{8}} = 1{,}31 \cdot 10^{-4};$$

$$L_н = \frac{2 \cdot 1{,}88 \cdot 10^{-3}}{0{,}5 \cdot \left(3{,}86 \cdot 10^{-4} - 1{,}31 \cdot 10^{-4}\right)} = 24{,}5;$$

Поскольку расчетная длина нефтеловушки типоразмера 902-2-3 меньше фактической, то выбор сделан верно.

Расчет системы маслоснабжения насосных агрегатов и маслоохлаждения

Подобрать насос для системы смазки трех работающих агрегатов насосов типа НМ 2500-230 с электродвигателями СТДП 200-2. Мощность на валу двигателя $N_{дв}$ = 2000 кВт, КПД подшипников $\eta_{дв}$ = 0,99. Для смазки используется масло плотностью ρ_{293} = 875 кг/м^3. Температура масла на входе в подшипник $T_{м1}$ = 293 К, а на выходе из него $T_{м2}$ = 323 К. Масло охлаждается в калорифере, где используется воздух с температурой 293 К на входе и 303 К на выходе.

Решение:

1. Подача масла к насосным агрегатам обеспечивает не только смазку подшипников но и их охлаждение. Энтальпию масла $i_м$ при заданной температуре T, кДж/кг, определяют по формуле

$$i = \frac{0{,}0536}{\sqrt{\rho_{293}}}\left(T - 273\right)\left(T + 722\right).$$

Рассчитывается энтальпия масла до и после подшипников

$$i_{м1} = \frac{0{,}0536}{\sqrt{875}} \cdot \left(293 - 273\right) \cdot \left(293 + 722\right) = 36{,}8;$$

$$i_{м2} = \frac{0{,}0536}{\sqrt{875}} \cdot \left(323 - 273\right) \cdot \left(323 + 722\right) = 97{,}4.$$

2. Необходимый массовый расход масла $G_м$, кг/с определяется как

$$G_м = n_A \cdot N_{дв}\left(\frac{1 - \eta_{дв}}{i_{м2} - i_{м1}}\right),$$

где n_A – число работающих агрегатов;

$N_{дв}$, $\eta_{дв}$ – соответственно мощность на валу двигателя и его КПД

$$G_м = 3 \cdot 2000 \cdot \left(\frac{1 - 0{,}99}{97{,}4 - 36{,}8}\right) = 1{,}036.$$

3. Необходимый объемный расход масла $Q_М$, м^2/ч при этом равен

$$Q_м = \frac{G_м}{\rho_м};$$

$$Q_м = \frac{1,036}{875} = 0,00118 м^3/с = 4,25.$$

4. Давление маслонасоса не должно превышать 0,3 МПа, а объем маслобака – 250 л. По известному расходу масла и с учетом допустимого давления в маслосистеме подбираем насос марки ШФ-8-25А [4] с характеристиками: Q = 5,8 м^3/ч, давление нагнетания 0,25 МПа; мощностью 1,0 кВт. К установке принимаем 2 насоса, один из которых – резервный.

5. Массовый расход масла, кг/с, в системе при этом равен

$$G^*_м = \frac{875 \cdot 5,8}{3600} = 1,41.$$

6. Количество тепла, кВт, которое необходимо отводить от масла рассчитывается по формуле

$$Q_T = G^*_м \cdot (i_{м2} - i_{м1});$$

$$Q_T = 1,41 \cdot (97,4 - 36,8) = 85,5.$$

7. Плотность воздуха, кг/м^3 используемого для охлаждения определяется как

$$\rho_в = \frac{PM}{\overline{R}T},$$

где M – молярная масса воздуха, M = 29 кг/кмоль;

$\overline{R}$ = 8314 Дж/(кмоль К) – универсальная газовая постоянная.

$$\rho_в = \frac{101325 \cdot 29}{8314 \cdot 298} = 1,19.$$

8. Расход воздуха на охлаждение, м^3/с

$$Q_в = \frac{Q_T}{C_{рв} \cdot \rho_в \cdot (T_{вк} - T_{вн})},$$

где $C_{рв}$, $\rho_в$ – соответственно массовая теплоемкость и плотность воздуха, для практических расчетов $C_{рв}$ = 1005 Дж/кг К;

$T_{вн.}$,$T_{вк}$ – температура воздуха перед калорифером и после него.

$$Q_в = \frac{85,5 \cdot 10^3}{1005 \cdot 1,19 \cdot (303 - 293)} = 7,15.$$

9. Весовую скорость воздуха в калорифере рекомендуется принимать $5 < \omega_K < 10$ кг/м^{2}с. Полагая $\omega_K = 6$ кг/(м^2·с), определить необходимую площадь живого сечения калорифера $f_в$, м^2, по формуле

$$f_в = \frac{Q_в \cdot \rho_в}{\omega_к};$$

$$f_в = \frac{7{,}15 \cdot 1{,}19}{6} = 1{,}42.$$

10. По табл. 6.5. определяем, что необходимо три калорифера типа КФС-9, у каждого из которых поверхность нагрева $F_к = 41{,}6$ м^2, живое сечение по воздуху $f_в = 0{,}486$ м^2 и по теплоносителю $f_м = 0{,}0107$ м^2, внутренний диаметр трубок $d_м = 0{,}02$ м, а их длина $l_м = 1$ м.

Таблица 6.5

Характеристика калориферов КФС

Модель калорифера	Поверхность нагрева, м^2	Живое сечение, м^2		Размеры трубок для теплоносителя, м		Масса, кг
		по воздуху	по теплоносителю	длина	ширина	
КФС-2	9,9	0,115	0,0046	0,56	0,02	57
КФС-3	13,2	0,154	0,0061	0,56	0,02	71,2
КФС-4	16,2	0,195	0,0061	0,71	0,02	80,8
КФС-5	20	0,244	0,0076	0,71	0,02	100,4
КФС-6	26,3	0,295	0,0076	0,86	0,02	118,6
КФС-7	30,4	0,354	0,0092	0,86	0,02	143,3
КФС-8	35,7	0,416	0,0092	1,01	0,02	164,4
КФС-9	41,6	0,486	0,0107	1,01	0,02	190
КФС-10	47,8	0,588	0,0107	1,16	0,02	215
КФС-11	54,6	0,638	0,0122	1,16	0,02	244,5

11. При этом фактическая весовая скорость в калорифере, кг/м^{2}с, равна

$$w_{в.факт} = w_в \cdot \frac{f_в}{n_к \cdot f_в^1},$$

где $n_к$ – выбранное число калориферов;

$f^1_в$ – площадь живого сечения по воздуху одного калорифера

$$w_{в.факт} = 6 \cdot \frac{1{,}42}{3 \cdot 0{,}486} = 5{,}84.$$

12. Линейная скорость масла в калорифере, м/с, определяется по формуле

$$\upsilon_м = \frac{G'_м}{n_к \cdot \rho_м \cdot f_м};\ \upsilon_м = \frac{1{,}41}{3 \cdot 875 \cdot 0{,}0107} = 0{,}0753.$$

13.Число Рейнольдса при течении масла в калорифере

$$\mathrm{Re}_{м} = \frac{\upsilon d}{\nu} = \frac{0,0753 \cdot 0,02}{21 \cdot 10^{-6}} = 71,7 .$$

Так как Re < 2320, то режим течения ламинарный. В зависимости от режима течения вычисляется полный коэффициент теплопередачи от масла в воздух.

14. Коэффициент теплопроводности масла $\lambda_{н}$, Вт/м гр., изменяется в пределах 0,1…0,16 Вт/(м К). При расчетах часто пользуются средним значением $\lambda_{н}$ = 0,13 Вт/(м К). При проведении более точных расчетов применяют формулу Крего-Смита, справедливую для температур 273 – 473 К

$$\lambda_{н} = \frac{156,6}{\rho_{293}}\left(1 - 0,00047 \cdot T\right);\ \lambda_{н} = \frac{156,6}{875}\left(1 - 0,00047 \cdot 298\right) = 0,154 .$$

15. Теплоемкость масла $C_{р}$, Дж/кг гр. изменяется в пределах 1600…2500 Дж/(кг К). При расчетах часто пользуются средним значением $C_{р}$ = 2100 Дж/(кг К). При проведении уточненных расчетов используют формулу Крего, справедливую для температур 273 – 673 К

$$C_{рм} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}}\left(762 + 3,39 \cdot T\right);\ C_{рм} = \frac{31,56}{\sqrt{875}}\left(762 + 3,39 \cdot 298\right) = 1891 .$$

16. Число Пекле при течении масла в трубках калорифера определяется по формуле

$$Pe = \frac{\upsilon_{м} \cdot C_{рм} \cdot \rho_{м} \cdot d_{м}}{\lambda_{м}};\ Pe = \frac{0,0753 \cdot 1891 \cdot 875 \cdot 0,02}{0,154} = 16181 .$$

17. Полный коэффициент теплопередачи в калорифере, Вт/м^2 гр., равен

– если режим течения ламинарный

$$K = 1,61 \cdot \frac{\lambda_{м}}{d_{м}} \sqrt[3]{Pe_{м} \cdot \frac{d_{м}}{l_{м}}};$$

– если режим течения турбулентный

$$K = \begin{cases} 15,2 \cdot w_{в.факт}^{0,331} \cdot \upsilon_{м}^{0,166} & при \quad 0,03 < \upsilon_{м} \le 0,25 м/с \\ 12,9 \cdot w_{в.факт}^{0.393} \cdot \upsilon_{м}^{0,106} & при \quad 0,25 < \upsilon_{м} \le 1,0 м/с \end{cases};$$

$$K = 1,61 \cdot \frac{0,154}{0,02} \sqrt[3]{\frac{16181 \cdot 0,02}{1,01}} = 85,0 .$$

18. Поскольку средняя температура воздуха $T_{в.ср}$ = 298 К, то фактическая теплоотдача, Вт, в обоих калориферах равна

$$Q_{т.факт} = K \cdot n_к \cdot F_к \cdot \left(T_{м.ср} - T_{в.ср}\right);$$

$$Q_{т.факт} = 85 \cdot 3 \cdot 41{,}6 \cdot \left(308 - 298\right) = 106080.$$

Таким образом, необходимый отбор тепла от масла обеспечивается.

19. В соответствии с необходимой производительностью по воздуху выбираем центробежный вентилятор типа Ц 4-70 № 10 (табл. 6.6).

Таблица 6.6

Центробежные вентиляторы типа Ц 4-70

№	Полное давление, Па	Производительность, тыс. м^3/ч	Электродвигатель			Габаритные размеры			Вес, кг
			Тип	Мощность, кВт	Скорость вращения, об./мин	Длина	Ширина	Высота	
2,5	950…600 260…170	0,85…2,1 0,46…1,1	АОЛ22-2 АОЛ21-4	0,60 0,27	2800 1400	451	450	475	24,2 22
3	1250…850 280…160	1,5…3,5 0,75…1,7	А31-2 А31-4	1 0,6	2830 1410	540	528	578	42
4	500…320 220…120	1,7…4 1,1…2,8	АО31-4 АО41-6	0,6 1	1420 930	718	683	723 748	70 80
5	850…480 360…200	3,4…8 2,2…5,2	АО31-4 АО41-6	1,7 1	1420 930	892	850	933	121
6	1050…680 500…300	6,1…13 4…9	АО51-4 АО42-6	4,5 1,7	1440 930	1068	1013	1111 1066	213 178
7	1600…850 750…420	8,5…20 6,5…15	АО62-6 АО51-6	7 2,8	980 950	1248	1200	1309 1279	366 281
8	1000…650	9…21	А61-6	7	970	1455	1188	1408	420
10	950…480	15…38	АО73-6	20	980	1810	1300	1743	610

Задачи

1. Подобрать нефтеловушку для отделения нефтяных частиц диаметром $d_н = 5 \cdot 10^{-6}$ м при среднем расходе нефтесодержащих вод $Q_{ср} = 2000$ м^3/сут и их температуре $T_в = 278$ К. Плотность нефтяных частиц $\rho = 840$ кг/м^3.

2. Подобрать нефтеловушку для отделения нефтяных частиц диаметром $d_н = 6 \cdot 10^{-6}$ м при среднем расходе нефтесодержащих вод $Q_{ср} = 1000$ м^3/сут и их температуре $T_в = 280$ К. Плотность нефтяных частиц $\rho = 840$ кг/м^3.

3. Подобрать насос для системы смазки трех работающих агрегатов насосов типа НМ1250-260 с электродвигателями СТДП 200-2. Мощность на валу двигателя $N_{дв} = 2000$ кВт, КПД подшипников $\eta_{дв} = 0{,}98$. Для смазки используется масло плотностью $\rho_{293} = 870$ кг/м^3. Температура масла на входе в подшипник $T_{м1} = 293$ К, а на выходе из него $T_{м2} = 323$ К. Масла охлаждается в калорифере, где используется воздух с температурой на входе 288 К и 299 К на выходе.

4. Подобрать насос для системы смазки трех работающих агрегатов насосов типа НМ1250-260 с электродвигателями СТДП 200-2. Мощность на валу двигателя $N_{дв} = 1800$ кВт, КПД подшипников $\eta_{дв} = 0{,}98$. Для смазки используется масло плотностью $\rho_{293} = 880$ кг/м^3. Температура масла на входе в подшипник $T_{м1} = 293$ К, а на выходе из него $T_{м2} = 323$ К. Масла охлаждается в калорифере, где используется воздух с температурой на входе 290 К и 300 К на выходе.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Технологические трубопроводы.
2. Блок регуляторов давления.

На оценку “хорошо”

1. Система сглаживания волн давления.
2. Фильтры-грязеуловители.
3. Предохранительные клапаны.

На оценку “отлично”

1. Нормативы технического обслуживания и ремонта.
2. Установки пожаротушения.
3. Емкости вспомогательных систем.

Модуль 7

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИСАДКИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМОВ ПЕРЕКАЧКИ

Введение

Одним из эффективных способов увеличения производительности трубопроводов является введение в турбулентный поток перекачиваемой жидкости специальных *высокомолекулярных присадок*, снижающих гидравлическое сопротивление.

Первые сообщения о значительном снижении турбулентного сопротивления при введении в поток весьма малых добавок некоторых полимеров относиться к концу 40-х годов. Это явление получило название эффекта Томса.

Эффект снижения сопротивления начинает проявляться в очень слабых растворах – при массовых долях полимера $C = 10^{-6} – 10^{-5}$. С ростом концентрации эффект Томса усиливается и снижение сопротивления достигает своего максимума при некоторой оптимальной концентрации. Максимальное снижение сопротивления достигает 60 – 80 %.

Полимерные добавки практически не влияют на величину критического числа Рейнольдса, при котором происходит переход к турбулентному режиму течения.

В присутствии полимерных молекул отмечается расширение диапазона чисел Рейнольдса (Re), в котором шероховатая поверхность является гидравлически гладкой. В переходном режиме относительное снижение трения добавками выше, чем на гладкой поверхности. Полимерные молекулы “затягивают” выход в режим с полным проявлением шероховатости, в котором добавки уже не влияют на сопротивление.

Несмотря на интенсивные исследования снижения гидравлического сопротивления в присутствии полимерных добавок, до сих пор отсутствует достаточно полная теория этого явления. Такое положение объясняется сложностью проблемы, лежащей на стыке трех наук: физической химии полимеров, реологии и гидродинамики, а также недостатком прямых экспериментальных данных. Это привело к тому, что для объяснения сущности эффекта предложено около 30 гипотез. Их можно разделить на три класса в зависимости от подхода к решению проблемы.

Одна из первых теорий базируется на адсорбции полимера. Согласно ей, гидравлически активной является та часть полимера, которая адсорбируется на стенке трубопровода. Однако опыты с вращающимися дисками

из различных материалов показали, что толщина адсорбционной пленки мала, так как молекулы полимера лежат в плоской конфигурации на поверхности. Это позволяет сделать вывод, что адсорбированные молекулы не могут активно взаимодействовать с потоком. Однако, эта теория из-за своей простоты продолжает привлекать к себе внимание.

Следующая группа гипотез получила название "*структурные теории*". Здесь рассматриваются взаимодействия потока с отдельными микроскопическими частицами. Гипотезы этого класса делятся на две группы:

– эффект снижения определяется частицами с линейными размерами порядка 10^{-3} мм, т. е. отдельными макромолекулами;

– активными являются ассоциаты частиц, имеющие линейные размеры 0,1 – 1 мм.

При этом крупные частицы или просто гасят высокочастотные пульсации и вихри или же ослабляют зарождающиеся возмущения в пристенной области. Существенное взаимодействие происходит при равенстве линейных масштабов (по порядку величины) ассоциатов и диссипативного пульсационного движения в жидкости.

Механизм, базирующийся на реологии вязкоупругих сред, основан на том, что растворы полимеров, обладающие способностью снижать сопротивление, являются неньютоновскими жидкостями, проявляющими вязкоупругие свойства.

Положительный эффект в этом случае объясняется, в отличие от структурной теории, не подавлением турбулентности в вязкоупругой жидкости, а просто замедлением образования турбулентного потока.

К недостаткам этой теории нужно отнести то, что влияние вязкоупругих свойств очевидно в концентрированных растворах. В разбавленных растворах с вязкостью, близкой к вязкости растворителя, не наблюдается никакого заметного вязкоупругого эффекта, кроме эффекта снижения трения.

В последнее время предложена гипотеза с флуктуационным слоем. Сущность в том, что при течении жидкости с присадкой вязкоупругие "капли" полимера, имеющие размеры на 3 – 4 порядка больше чем молекулы растворителя, смещаются к стенке гидродинамически активного полимера. В отличие от адсорбционного, флуктуационный слой является составной частью движущегося объема жидкости.

При образовании флуктуационного слоя концентрация полимера в объеме текущей жидкости уменьшается. В то же время происходит ее увеличение в пристенной зоне, которое в этой части потока приводит к тому, что здесь у жидкости начинают проявляться характерные вязкоупругие свойства, с которыми связывается гашение турбулентности.

В покоящемся растворе молекулы полимера представляют собой свернутые клубки. В пристенной области турбулентного потока полимерные молекулы подвергаются действию случайных комбинаций завихренности и скорости деформаций.

Спокойное течение прерывается интенсивными выбросами заторможенной у стенки жидкости во внешнюю область пограничного слоя. Турбулентные выбросы представляют собой затопленные струи, вдоль осей которых реализуется течение с растяжением. При достижении определенных скоростей растяжения в струйных выбросах молекулярные клубки разворачиваются. Разворачиваясь, молекулы присадки поглощают часть энергии выбросов, а развернувшись, снижают их длину и уменьшают возможность возникновения новых возмущений.

Модель с флуктуационным слоем позволяет объяснить многие имеющиеся опытные факты. Так, экстремальный характер концентрационной зависимости снижения сопротивления объясняется тем, что этот слой имеет определенные размеры и при его заполнении наблюдается максимальный эффект.

Эта теоретическая модель позволяет также объяснить многие имеющиеся опытные факты. Так, экстремальный характер концентрационной зависимости снижения сопротивления объясняется тем, что этот слой имеет определенные размеры и при его заполнении наблюдается максимальный эффект.

Эта теоретическая модель позволяет также объяснить влияние молекулярной массы полимера на эффективность присадки. Полимер должен иметь определенные минимальные размеры, иначе не будет проявляться радиальная дисперсия и формироваться флуктуационный слой. Поэтому с увеличением размеров полимерной молекулы повышается эффективность присадки. Однако этот процесс имеет ограничения. Как только размеры макромолекул превысят некоторые оптимальные, они начинают ощущать объемные затруднения из-за перекрывания их сфер влияния и заметного улучшения условий формирования флуктуационного слоя не наблюдается.

Таким образом, полимерные добавки воздействуют на турбулентность главным образом в пристенной области, а точнее, в ее переходной зоне. Эта зона находится между турбулентным ядром и ламинарным подслоем. Для нее одинаково важны и молекулярная вязкость и турбулентность. Присутствие макромолекул приводит к гашению высокочастотных пульсаций, уменьшает коэффициент турбулентной вязкости и способствует росту толщины вязкого подслоя.

При длительном пребывании полимерных молекул в потоке и больших напряжениях сдвига, как правило, отмечается постепенное уменьшение эффекта снижения сопротивления из-за механической деструкции, т. е. разрывов валентных связей основной молекулярной цепи и связанного с этим уменьшения молекулярной массы без изменения химического состава полимера.

Для изучения материала использовать основную (1, 2, 3, 4, 5) и дополнительную (6, 9, 10, 11, 12, 16) литературу

1. Схема изучения материала

Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1. Факторы, влияющие на эффект снижения гидравлического сопротивления при применении присадок. Расчет оптимальных концентраций для увеличения объема перекачки по трубопроводам.	Изучение нового материала	Лекция	2
2. Последовательная работа нагнетателей.	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	2
3. Параллельная работа нагнетателей.	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	2
4. Определение параметров перекачки при применении противотурбулентной присадки.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
5. Определение необходимой концентрации присадок.	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
6. Применение присадки для увеличения объемов перекачки.	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
7. Подбор основного оборудования насосных станций.	Зачет	Курсовой проект	2

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Применение присадки для увеличения объемов перекачки ”

2.1. Факторы, влияющие на эффект снижения гидравлического сопротивления при применении противотурбулентных присадок

Для снижения гидравлического сопротивления углеводородных жидкостей используют высокомолекулярные вещества, обладающие специфическими свойствами.

Противотурбулентные присадки не должны менять физико-химические характеристики нефти и нефтепродуктов, не должны содержать поверхностно-активных веществ (ПАВ) и поэтому адсорбироваться на поверхности трубопроводов и другого оборудования и оказывать негативное влияние на работу автомобильных двигателей и печей. Они должны применяться совместно с ингибиторами коррозии и парафинообразования, депрессорными и антистатическими присадками, а также противоокислителями.

Способностью снижать сопротивление течению обладают многие высокомолекулярные вещества, которые условно разделяют на три класса:

а) синтетические или природные карбоцепные полимеры;

б) координационные полимеры;

в) высокомолекулярные нефтяные остатки.

На величину снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока, деструкцию присадки и её технико-экономические показатели влияют следующие факторы:

1. Химическая природа присадки.

2. Молекулярные характеристики полимера (структура, молекулярная масса, молекулярно-массовое распределение (ММР)).

3. Эксплуатационные характеристики присадки (концентрация, устойчивость к деструкции, растворимость, невосприимчивость к воздействию внешних факторов, т. е. температуре, давлению, свету).

4. Гидродинамические параметры потока (режим течения, диаметр трубопровода, вязкость жидкости, температура).

5. Конструкция трубопровода (наличие лупингов, вставок, местных сопротивлений).

Рассмотрим подробней механизм влияния некоторых названных факторов на эффективность противотурбулентных присадок.

Имеющийся опыт применения высокомолекулярных соединений для снижения гидравлического сопротивления показывает, что используемые в промышленности присадки изготавливаются на базе карбоцепных полимеров, основная цепь которых состоит только из атомов углерода.

Они образуются при гомо- или сополимеризации олефинов и имеют общую структуру:

$$(-CH_2 - \underset{\displaystyle R_1}{\overset{\displaystyle R}{C}} -)n,$$

где n – число звеньев в цепи (степень полимеризации).

В зависимости от природы заместителей R и R_1 полиолефины разделяются на три группы:

1. $R = R_1 = H$ или $R = H$, где R_1 – алкил линейного строения. Это полиэтилен, полипропилен, полибутен и полиизобутилен.

2. $R = H$, где R_1 – алкил разветвленного строения. Это поли-4-метилен, поли-3-метилбутен.

3. $R = H$, R_1 – циклический углеводородный радикал.

Наибольшей эффективностью и стойкостью к деструкции обладают высшие α-олефины, содержащие разветвленные или циклические заместители.

ММР оказывает влияние на устойчивость полимера к деструкции. Эффективность полимера определяется в основном наиболее высокомолекулярной фракцией.

Поэтому в случае использования полимера с широким ММР содержание самых больших макромолекул невелико, они быстро деструктируют и образец теряет эффективность. При одинаковой скорости деструкции в случае узкого ММР продолжительность действия образца значительно дольше. Следовательно, для достижения наибольшей эффективности присадок (минимальная деструкция, максимальное снижение сопротивления) необходимо применять образцы полимеров с высокой молекулярной массой и узким ММР.

Присадки эффективны только в турбулентном потоке, то есть при числах Рейнольдса, которые больше критического.

Влияние вязкости нефтяной системы вызвано тем, что от нее зависит режим течения. С увеличением вязкости система просто не переходит из ламинарного в турбулентный режим. Присадки, снижающие сопротивление, можно применять для углеводородных жидкостей, имеющих вязкость не более $(15 – 20)\cdot 10^{-6}$ м^2/с.

Температура перекачиваемой жидкости оказывает сложное воздействие не эффект снижения сопротивления. С увеличением температуры уменьшается вязкость жидкости и увеличивается эффективность присадок.

Кроме того, повышение температуры улучшает растворимость присадок в потоке жидкости, что также является положительным фактом.

При температуре же выше 60 – 70 °С иногда наблюдается снижение эффективности присадок из-за ухудшения качества жидкости как растворителя, что приводит к уменьшению размеров полимерных клубков.

На показатели эффективности противотурбулентных присадок оказывает влияние их товарная форма. Учитывая, что процесс растворения высокомолекулярных соединений длителен, а при его интенсификации возможна деструкция полимера, необходимо сначала приготовить концентрат присадки. Обычно это гель с содержанием полимера от 5 до 25 %, который при введении в перекачиваемую жидкость довольно быстро и полностью растворяется. Очень важным является выбор растворителя для приготовления концентрата присадки с точки зрения физической химии полимеров, так как специальный растворитель позволяет получить наиболее концентрированный гель с минимальными временными и энергетическими затратами.

При оценке эксплуатационных качеств, кроме механической деструкции, необходимо учитывать тот факт, что в некоторых полимерных растворах разрушение макромолекул происходит и при отсутствии сдвиговых напряжений, например, при длительном хранении раствора, действий бактерий, света и т. д.

2.2. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения объема перекачки по трубопроводам

За счет гашения пристеночной турбулентности происходит снижение гидравлического сопротивления потоку жидкости в трубопроводе и, как следствие, либо увеличение производительности перекачки (при сохранении перепада давлений), либо снижение давления на перекачивающих станциях (при сохранении производительности перекачки). Эффект снижения гидравлического сопротивления, а, следовательно, и расхода электроэнергии может составлять от 20 до 60 %.

Наиболее известными из зарубежных антитурбулентных присадок к нефтепродуктам являются присадки “CDR” американской фирмы Dupon-Conoco и “NECCAD-547” финской фирмы Neste. Обе присадки, созданные на углеводородной основе, прошли промышленные испытания на отечественных трубопроводах. Для дизельных топлив, главным образом, рекомендуется присадка “NECCAD-547”.

Все антитурбулентные присадки снижают значение коэффициента гидравлического сопротивления, λ. Применение присадок особенно эффективно в тех случаях, когда перекачка ведется в области гидравлически гладких труб, то есть при таких режимах, в которых шероховатость внутренней полости трубопровода практически не сказывается на значениях коэффициента λ.

Расчет эффективности присадки предварительно производится с учётом зависимости, полученной в результате перекачек при поддержании давлений. Эффективность присадки φ можно найти по формуле

$$\varphi = (1 - (\lambda_1 / \lambda_o)) \cdot 100\ \% = (1 - (Q_0^2 / Q_1^2)) \cdot 100\ \% \qquad (7.1)$$

где Q_1, Q_0 – расходы при перекачке с присадкой и без нее соответственно, м^3/ч.

Результаты расчетов, выполненные по вышеприведенной формуле, заносим в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Увеличение расхода, %	Эффективность присадки φ, %
15	
20	
23	
25	
29	
48	

2.3. Определение параметров перекачки при применении противотурбулентной присадки

Определяем параметры перекачки при применении противотурбулентной присадки “NECCAD-547” с эффективностью φ эквивалентной увеличению расхода на 48 % (в случае поддержания давлений).

Скорость перекачки определяется по формуле (7.2)

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot Q_1}{\pi \cdot D^2} \qquad (7.2)$$

где Q_1 – расход при перекачке с применением присадки, м^3/ч;

$\pi = 3{,}14 = \text{const}$;

Коэффициент гидравлического сопротивления при перекачке с присадкой найдем из формулы (7.1) по известной величине ее эффективности φ, которая обеспечивает увеличение расхода на 48 %

$$\lambda_1 = (1 - (\varphi / 100)) \cdot \lambda_o, \qquad (7.3)$$

где φ – эффективность применения присадки;

λ_o – коэффициент гидравлического сопротивления при определенном расходе Q_0, м^3/ч, до ввода присадки.

Гидравлический уклон трубопровода с использованием присадки рассчитывается по формуле (7.4)

$$i_1 = \frac{\lambda_1 \cdot \omega_1^2}{D \cdot 2 \cdot g}, \qquad (7.4)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при расходе Q_1, м^3/ч и с применением присадки эффективностью φ;

$g = 9{,}81$ м/с^2 – ускорение свободного падения;

ω_1 – скорость движения жидкости по МНП, при расходе Q_1, м^3/ч;

D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Общие потери напора H_{cm1} рассчитываются по формуле (7.5)

$$H_{cm1} = 1{,}02 \cdot i_1 \cdot L \pm \Delta Z + H_S \qquad (7.5)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления;

i_1 – гидравлический уклон;

L – протяжённость продуктопровода, км;

Z – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, м;

H_s – передаваемый напор на конечный пункт, м.

Характеристику сети трубопровода при вводе присадки строим по данным таблицы.

Q, м^3/ч						
H, м						

Совмещенную характеристику режима работы насосных станций и трубопровода при вводе присадки изображаем графически.

2.4. Определение необходимой концентрации присадки

Гидравлическая эффективность присадки рассчитывается по формуле

$$\varphi = 1 - (A + 1)^{-0,2} \qquad (7.6)$$

В данной формуле выражена зависимость безразмерного комплекса A от гидравлической эффективности присадки. Коэффициент A, входящий в формулу, отражает условия взаимодействия турбулентного потока со стенкой трубы Эта зависимость определена экспериментальным путём. Она показывает, что коэффициент λ_1 зависит не только от концентрации присадки C, но и от относительной шероховатости труб ε.

По графику для расчётной эффективности присадки φ определяем безразмерный комплекс A. Численно безразмерный комплекс A рассчитывается по формуле

$$A = 4340 \cdot C^{1,13} \cdot \varepsilon^{-0,74}, \qquad (7.7)$$

где ε – среднее значение относительной шероховатости для эксплуатируемых длительное время трубопроводов.

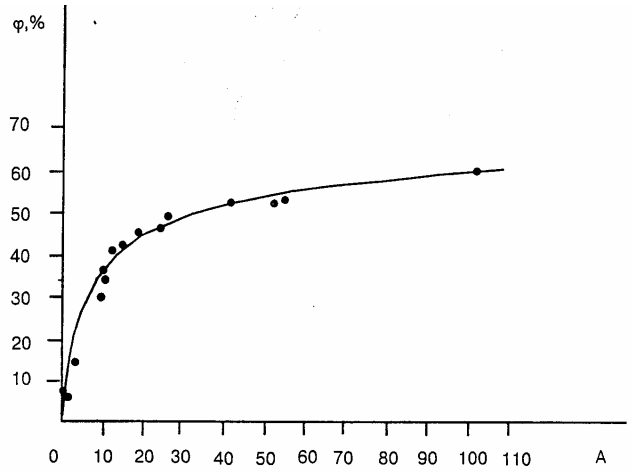


Рис. Зависимость гидравлической эффективности присадки φ от безразмерно комплекса А

Следовательно, необходимая концентрация присадки, г/т определяется из формулы (7.7) следующим образом

$$C = \sqrt[1,13]{\frac{A}{4340 \times \varepsilon^{-0,74}}} \qquad (7.8)$$

Например, для работы продуктопровода с пропускной способностью 8 млн т/год необходимо специальным оборудованием ввести в трубопровод 1960 т противотурбулентной присадки.

Для решения оптимизационной задачи используется метод прямого перебора всех возможных вариантов. В качестве переменных величин могут быть использованы:

– концентрация присадки;
– расстояние между станциями;
– режим перекачки;
– число ПНС;
– схемы перекачки, и т. д.

Вывод

Эффективность использования противотурбулентных присадок на МНП определяется не только степенью снижения коэффициента гидравлического сопротивления, но и всем комплексом параметров, относящихся к структуре самого трубопровода: характеристиками перекачивающих станций, профилем и протяженностью отдельных участков, предельными значениями систем защиты перекачивающих станций от максимальных давлений и минимальных подпоров и т. д., а также стоимостью присадки. Трубопровод, на котором имеется один или несколько "*лимитирующих*" участков, требует дифференцированного подхода к определению необходимых концентраций противотурбулентной присадки.

3. Материалы, использованные в процессе обучения

3.1. Материалы к лекциям

План лекций.

1. Факторы, влияющие на эффект снижения гидравлического сопротивления при применении противотурбулентных присадок.

2. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения объема перекачки по трубопроводам.

3.2 Задания для лабораторных занятий

Лабораторная работа №5
“Последовательная работа нагнетателей”

Цель работы.

– изучение совместной последовательной работы нагнетателей.

Общие сведения.

Довольно часто возникает ситуация, когда напора, развиваемого одним нагнетателем недостаточно для реализации искомых целей. Например, требуется обеспечить расход в сети 1 м^3/с с напором 50 м (рис. 7.1). Как видно на рисунке, данная точка не удовлетворяет характеристике насоса, т. к. насос при таком расходе способен создать лишь напор H_H.

Геометрический смысл уравнения Бернулли для насоса, создаваемого напор представлен на рис. 7.2. Никакое регулирование самой характеристики (кроме увеличения частоты вращения рабочего колеса) не приведёт к желаемому результату, а увеличить частоту вращения рабочего колеса сложно по техническим причинам.

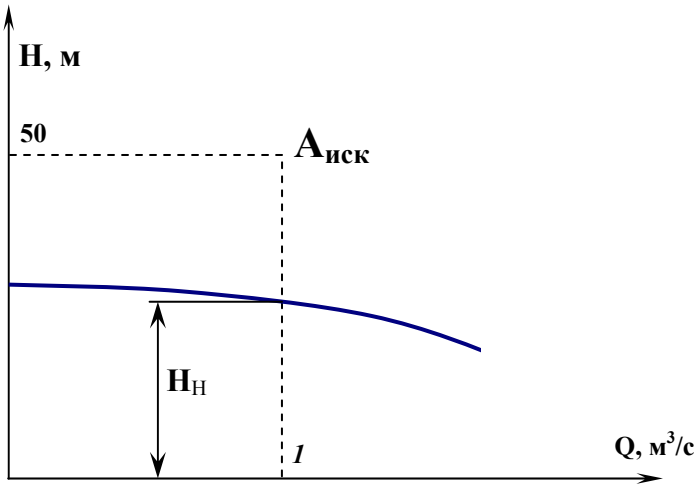


Рис. 7.1. Несовпадение искомой точки
с характеристиками

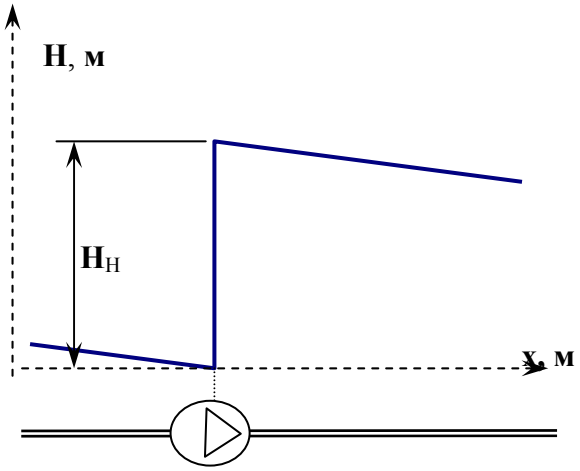


Рис. 7.2. Геометрический смысл уравнения Бернулли
для насоса, создающего напор

Увеличить напор можно при последовательном соединении нагнетателей.

Жидкость, выбрасываемую напорным патрубком одного насоса, подают во всасывающий патрубок другого (рис 7.3).

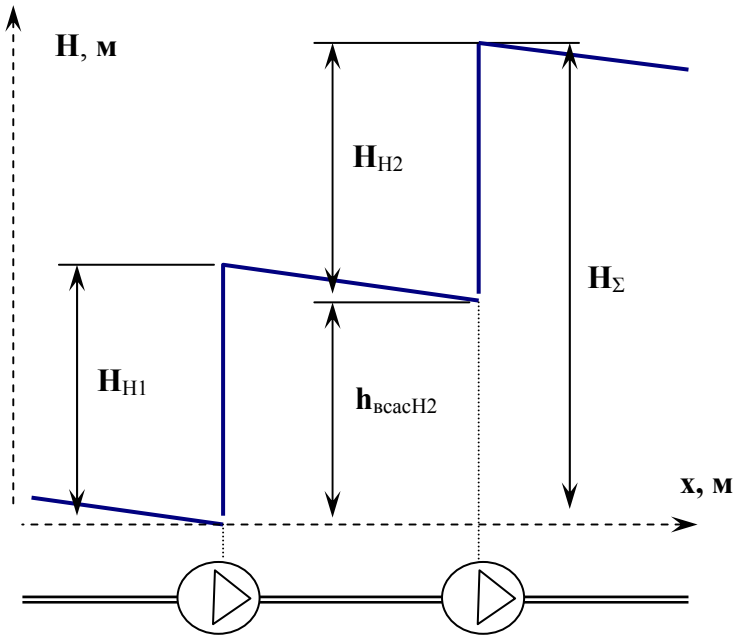


Рис. 7.3. Геометрический смысл уравнения Бернулли
для двух последовательно соединенных насосов

При этом во второй насос жидкость приходит уже с некоторым напором $h_{всасН2}$. Второй нагнетатель добавляет свой напор $H_{Н2}$ и на выходе из второго насоса образуется напор H_{Σ}, являющийся результатом суммарной работы двух нагнетателей.

В такой обвязке первый насос называется подпорным.

На графиках в системе H-Q получение характеристики суммарной последовательной работы нагнетателей производиться при построении в одинаковом масштабе напорных характеристик обоих насосов (на рис. 7.4 приведен пример для нагнетателей с различными характеристиками).

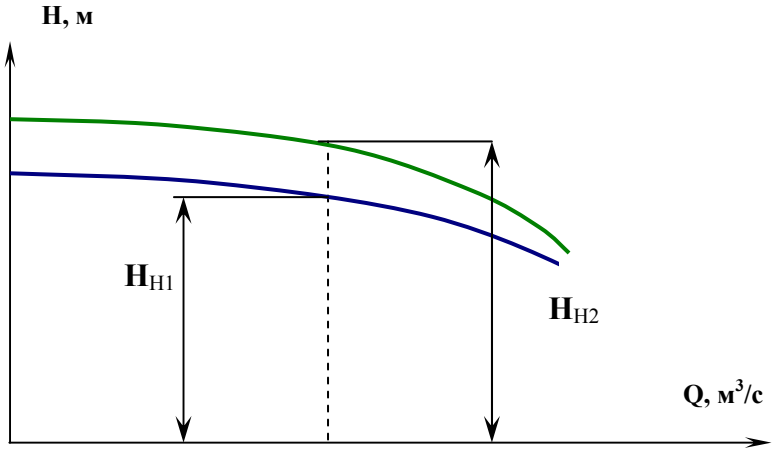


Рис. 7.4. Характеристики насосов

Затем производиться суммирование напоров при каждом конкретном значении расхода (рис. 7.5).

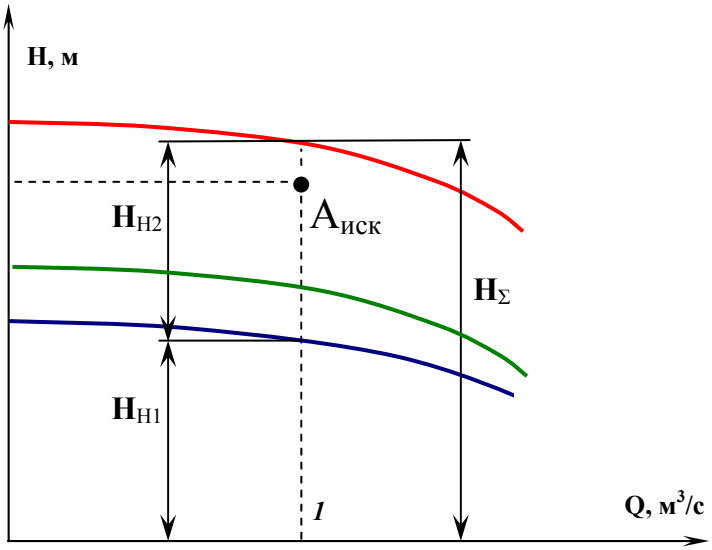


Рис. 7.5. Получение суммарной характеристики

Дальнейшее регулирование суммарной характеристики нагнетателей производиться уже известными методами: дросселированием, байпасированием, обточкой рабочих колес.

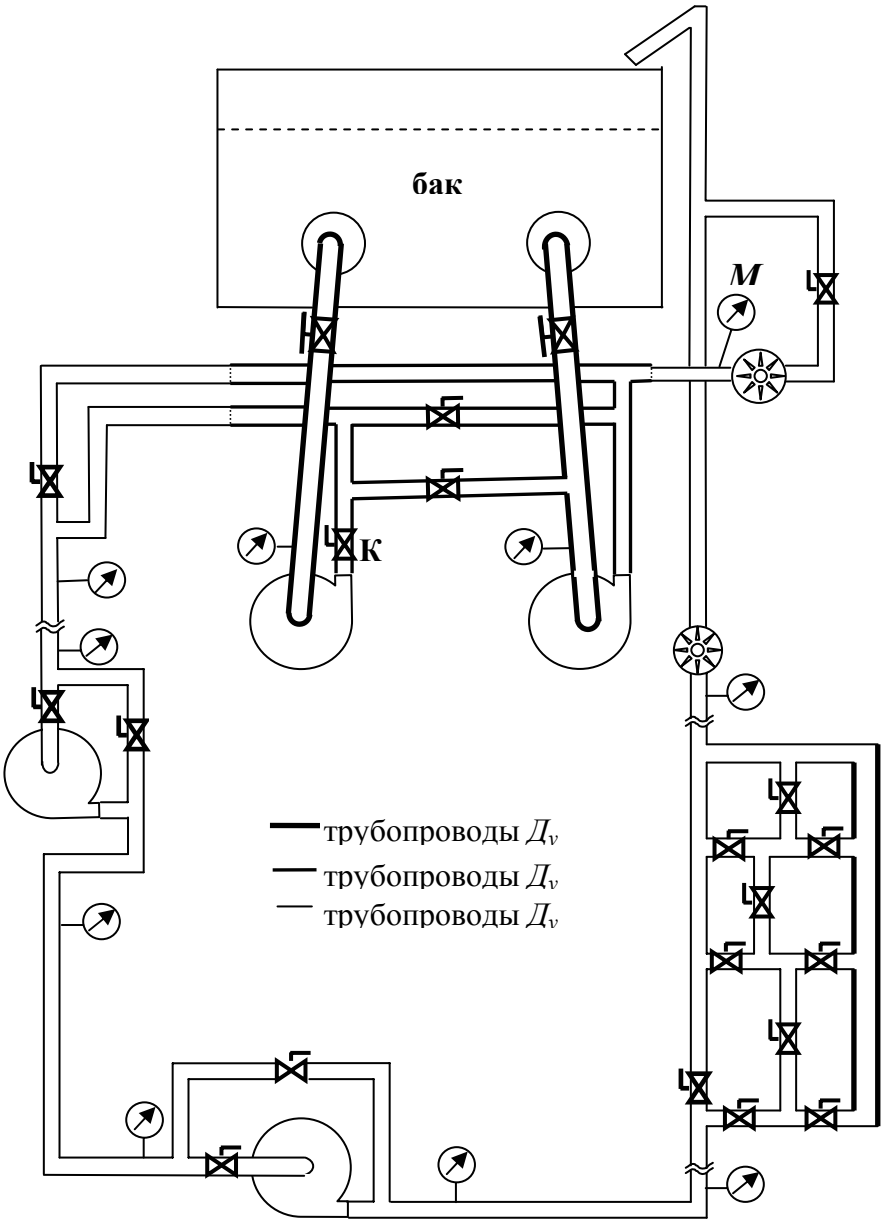


Рис. 7.6. Полная схема установки

Описание лабораторного стенда

Определение суммарной характеристики при их совместной последовательной работе и построение рабочей (режимной) точки производится на лабораторном стенде, изображенном на рис. 7.6.

Насосы Н-1 и Н-3 имеют установленные манометры на всасывающих и напорных патрубках. Кран К8 используется для изменения подачи в системе, которая определяется с помощью расходомера Р2 и секундомера. Порядок следования жидкости следующий: из бака через вентиль В1 подаётся в насос Н-1, далее через кран К4 подается в насос Н-3 (кран К6 нужно закрыть), далее по трубопроводу через разветвленный участок (ограниченный манометрами М10 и М11) и расходомер Р2 возвращается в бак.

Порядок проведения испытаний.

1. Проверить достаточность уровней воды в баке.

2. Открыть вентиль В1 и краны К2, К5, К8, К9, К12, К14, К17. Остальные закрыть.

3. Нажатием кнопки "*Пуск*" на приборном щите запустить насос Н-1.

4. Выждав 20 – 30 с, запустить насос Н-3.

5. Произвести замер показаний расходомера Р2 и манометров М7, М10 и М11.

6. Изменяя степень открытия крана К8 от максимального до 0, снимать показания расходомера Р2 и манометров М7, М10 и М11. Занести их показания в таблицу.

7. Выключить насосы, перекрыть все краны и вентили.

№ опыта	P_{Σ}, МПа	$P_{вх.\ сеть}$, МПа	$P_{вых.\ сеть}$, МПа	V, $м^3$	t, с	Q, $м^3/с$	H_{Σ}, м	$H_{сети}$, м
1…5								

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

– номер лабораторной работы, её название;

– цель работы;

– основные расчетные формулы;

– протокол испытаний – пример расчета параметров;

– график суммарной напорной характеристики H_{Σ}-Q центробежных нагнетателей;

– график характеристики сети $H_{сети}$-Q.

Лабораторная работа №6

"Параллельная работа нагнетателей"

Цель работы.

–изучение совместной работы параллельно подключенных нагнетателей.

Основные сведения.

Довольно часто возникает ситуация, когда подачи, развиваемой одним нагнетателем недостаточно для реализации искомых целей. Например, требуется обеспечить расход в сети 3 $м^3/с$ с напором 20 м (рис. 7.7). Как видно на рисунке, данная точка не удовлетворяет характеристике насоса, т. к. насос при таком напоре способен создать лишь расход $Q_н$.

Для обеспечения большей подачи используют параллельное соединение нагнетателей (рис. 7.8)

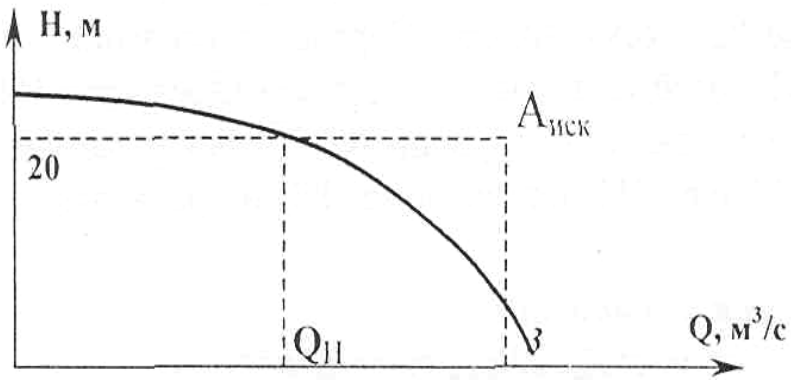


Рис. 7.7. Несовпадение искомой точки с характеристиками

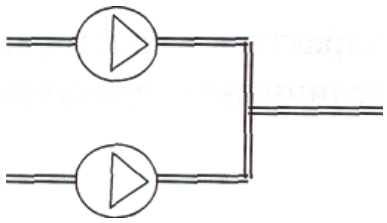


Рис. 7.8. Параллельная обвязка насосов

Обязательным условием параллельного соединения является равенство напоров, развиваемых нагнетателями, т. е. $H_1 = H_2$. В случае, если напор одного насоса окажется больше напора другого (при высоком сопротивлении последующего участка сети либо при работе насосов на приоткрытую задвижку), возможно возникновение эффекта придавливания одного потока жидкости другим.

На графиках в системе H-Q получение суммарной характеристики параллельной работы нагнетателей производится при построении в одинаковом масштабе напорных характеристик обоих насосов (на рис. 7.9 приведен пример для нагнетателей с одинаковыми характеристиками) и суммировании создаваемых расходов при каждом конкретном значении напора.

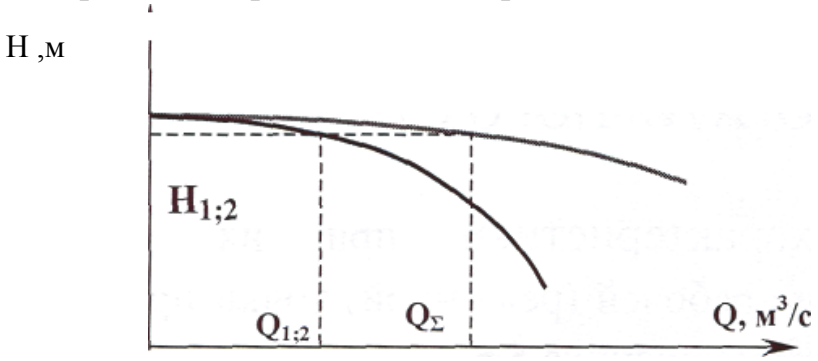


Рис. 7.9. Построение суммарной характеристики параллельно обвязанных насосов

Для нагнетателей с различными характеристиками суммирование производится аналогичным образом, однако суммарная характеристика на отрезке АВ будет совпадать с характеристикой насоса, создающего больший напор (рис. 7.10).

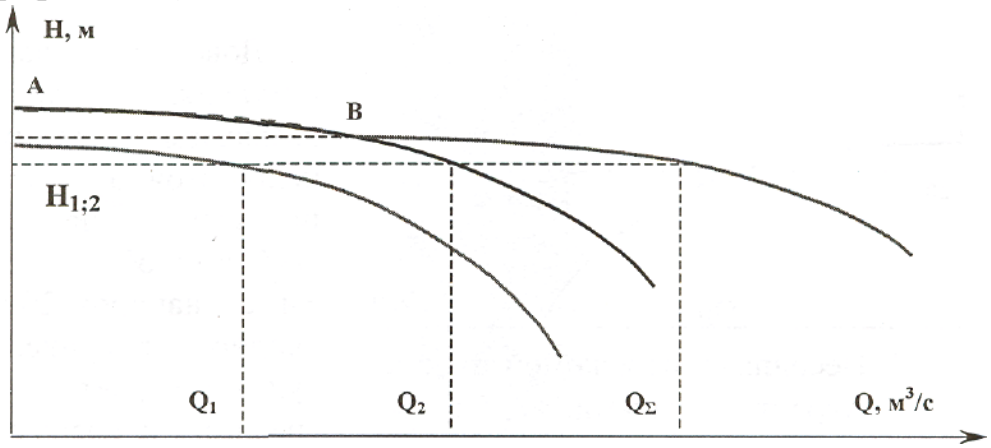


Рис. 7.10. Построение суммарной характеристики параллельно обвязанных насосов с различными характеристиками

Дальнейшее регулирование суммарной характеристики нагнетателей производится уже известными методами: дросселированием, байпасированием, обточкой рабочих колес и т. д.

Описание лабораторного стенда

Определение суммарной характеристики при их совместной последовательной работе и построение рабочей (режимной) точки производится на лабораторном стенде, изображенном на рис. 7.6.

Насосы Н1 и Н2 имеют установленные манометры на всасывающих и напорных патрубках. Кран К6 используется для изменения подачи в системе, которая определяется с помощью расходомера Р2 и секундомера.

Порядок следования жидкости следующий: из бака через вентиль В1 подается в насос Н1, далее через кран К4 на манометр М5 (параллельно: из бака через вентиль В2 в насос Н2, далее через кран К4 на манометр М5). Манометр М5 можно считать точкой встречи потоков жидкости. После манометра М5 жидкость движется через краны К6, К8 и К11 и через расходомер Р2 возвращается в бак.

Порядок проведения испытаний

1. Проверить достаточность уровней воды в баке.
2. Открыть вентили В1 и В2, краны К3, К4, К6, К8, К11. Остальные закрыть.
3. Нажатием кнопки “*Пуск*” на приборном щите запустить насос Н1, запустить насос Н2.
4. Выждав 20 – 30 секунд, произвести замер показаний расходомера Р2 и манометров М5, М7 и М11.

5. Изменяя степень открытия крана К6 от максимального до 0, снимать показания расходомера Р2 и манометров М5, М7 и М11. Занести их показания в таблицу.

6. Выключить насосы, перекрыть все краны и вентили.

№ опыта	$P_{\sum}$, МПа	$P_{вх.сеть}$, МПа	$P_{вых.сеть}$, МПа	V, $м^3$	t, с	Q, $м^3/с$	$H_{\sum}$, м	$H_{сети}$, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1…5								

Примечание: значение столбцы 2 записывается по показаниям манометра М5; манометры М7 и М11 показывают давления соответственно а начале и в конце сети.

Оформление отчета

Отчет должен содержать:

– номер лабораторной работы, ее название;
– цель работы;
– основные расчетные формулы;
– протокол испытаний – пример расчета параметров;
– график напорной характеристики $H_{\sum}$-Q параллельной работы центробежных нагнетателей;
– график характеристики сети $H_{сети}$-Q.

3.3. Задания для практических занятий

Задачи

1. Определить необходимую концентрацию противо-турбулентной присадки для увеличения объема перекачки нефти по трубопроводу с 4 млн т/год до 5,5 млн т/год, если известно что диаметр трубы равен 720 мм и она эксплуатируется 25 лет.

2. Определить потери напора в трубопроводе диаметрам 530 мм при увеличении объема перекачки нефти за счет введения присадки с 2 млн т/год до 3 млн т/год, если известно, что протяженность нефтепровода равна 150 км, разность геодезических отметок конца и начала трубопровода равна 35 м и необходимый напор на конечном участке равен 5 м.

3. Определить расход в трубопроводе диаметром 720 мм после введение противотурбулентной присадки концентрацией 4 г/т, если известно что первоначальный расход в трубопроводе равен 5 млн т/год и труба эксплуатируется 30 лет.

4. Определить потери напора в трубопроводе диаметром 1040 мм после введения противотурбулентной присадки концентрацией 4 г/т. Расход нефти до введения присадки составлял 5,2 млн т/год, протяженность нефтепровода 180 км, разность геодезических отметок равна 30 м, необходимый напор на конечном участке составляет 3,5 м.

3.4. Задания для курсового проекта

При выполнении курсового проекта студенты должны овладеть расчетами, необходимыми для анализа центробежных насосов в системе способами регулирования производительности, разобраться в работе вспомогательных систем при эксплуатации нагнетателей.

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4. На всех листах должны быть оставлены поля шириной 30 мм слева, 15 мм сверху, 10 мм справа и снизу. Титульный лист расчетно-пояснительной записки оформляется указанному образцу. На втором листе должно быть выписано задание в соответствии с вариантом.

Все расчеты должны выполняться в пояснительной записке и сопровождаться пояснительным текстом, а там где необходимо – анализом.

Все схемы и графическая часть должны быть изображены четко и в крупном масштабе.

Там, где на одном графике наносится несколько характеристик, следует наносить их различным цветом.

Графическая часть проекта выполняется на листе ватмана формата А0, на котором должен быть следующий материал:

– технологическая схема насосной станции;
– схема перекачки нефти (для ПНС);
– схема обвязки резервуаров;
– график совмещенной работы трубопровода и насосной станции;
– план насосного цеха.

Теоретическая часть должна состоять из следующих разделов:

I. Назначение станции.

II. Описание технологической схемы НС (схема перекачки, схемы обвязки резервуаров)

III. Подбор основного и вспомогательного оборудования НС.

IV. Описание конструкции нагнетателя

V. Вспомогательные системы насосных станций.

В разделе должны быть описаны следующие вспомогательные системы:

– система разгрузки торцовых уплотнений;
– система сбора утечек;
– централизованная система смазки и охлаждения подшипников;
– система регулирования давления.

VI. Используемая литература.

Таблица 7.2

Задание к выполнению курсового проекта по вариантам

Вариант	Назначение станции	G, т/год	L, км	$Hг$, м	$t_{1м}$, ^{0}C	$t_{2м}$, ^{0}C	$t_{1в}$, ^{0}C	$t_{2в}$, ^{0}C	Δ, мм
1	Г	$32\cdot10^6$	120	100	25	65	15	25	0,2
2	$П_{НН}$	$22\cdot10^6$	100	80	27	67	16	27	0,3
3	Г	$14\cdot10^6$	100	-80	30	70	20	30	0,4
4	$П_{ПР}$	$10\cdot10^6$	120	70	27	67	18	28	0,4
5	Г	$6,8\cdot10^6$	100	60	25	67	17	27	0,3
6	$П_{НН}$	$12\cdot10^6$	120	50	27	70	15	26	0,2
7	Г	$14\cdot10^6$	130	-40	25	67	20	30	0,4
8	$П_{ПР}$	$13\cdot10^6$	140	30	25	70	18	29	0,3
9	$П_{НН}$	$2\cdot10^6$	150	-20	27	67	17	28	0,2
10	Г	$1,5\cdot10^6$	100	100	30	65	18	28	0,4
11	Г	$8,5\cdot10^6$	120	90	25	67	19	30	0,3
12	$П_{НН}$	$0,7\cdot10^6$	140	80	30	67	19	29	0,2
13	$П_{ПР}$	$1,3\cdot10^6$	120	-70	25	70	15	28	0,4
14	$П_{НН}$	$1,8\cdot10^6$	100	60	27	67	16	26	0,3
15	$П_{ПР}$	$2,5\cdot10^6$	100	-50	26	66	18	28	0, 2
16	Г	$8,5\cdot10^6$	100	40	25	75	19	30	0,4
17	$П_{НН}$	$3,5\cdot10^6$	120	50	27	60	20	30	0,3
18	Г	$6,8\cdot10^6$	140	-60	26	62	20	32	0,2
19	$П_{ПР}$	$4,6\cdot10^6$	120	70	28	63	15	27	0,4
20	Г	$7\cdot10^6$	100	85	29	64	16	26	0,3
21	$П_{ПР}$	$10\cdot10^6$	120	-90	30	65	20	30	0,2
22	$П_{НН}$	$3,2\cdot10^6$	100	95	33	65	18	28	0,4
23	$П_{ПР}$	$1,6\cdot10^6$	120	40	20	60	19	29	0,3
24	$П_{НН}$	$2,3\cdot10^6$	100	75	22	65	20	30	0,2
25	Г	$3,2\cdot10^6$	120	65	25	60	19	30	0,4
26	$П_{ПР}$	$10\cdot10^6$	140	-50	28	62	15	27	0,3
27	$П_{НН}$	$4,6\cdot10^6$	120	40	29	63	15	25	0,2
28	$П_{ПР}$	$3,5\cdot10^6$	100	30	30	65	18	28	0,4
29	Г	$2\cdot10^6$	100	-20	33	67	19	29	0,3
30	$П_{НН}$	$8\cdot10^6$	110	35	27	70	20	30	0,2

$$\nu_H = 0,8\cdot10^{-4} \quad м^2/с$$

$$\rho_H = 0,880 \quad т/м^3$$

$$\rho_м = 0,875 \quad т/м^3$$

Обозначения

Г – головная насосная станция

П – промежуточная насосная станция

нн – из насоса в насос

пр – с подключенным резервуаром

G – массовая подача

L – длина трубопровода

Нг – геодезическая высота

$t_{1м}$, $t_{2м}$ – температура масла на входе и выходе подшипника

$t_{1в}$, $t_{2в}$ – температура воздуха на входе и выходе охладителя

Δ – абсолютная шероховатость трубы

ρ – плотность нефти

ν – коэффициент кинетической вязкости нефти

Q – объемная подача

Подбор основного оборудования НС

1. Подобрать марку основных насосов и подпорных насосов (прил. 1, 2), которая определяется величиной

$$Q = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot \rho}, \quad м^3/с$$

При этом количество параллельно работающих агрегатов должно быть не менее двух (количество резервных агрегатов – на 2 работающих – 1 резервный). Эксплуатация одного насоса неудобна с точки зрения регулирования режима работы станции. Для обеспечения надежности работы по кавитационным условиям необходимо устанавливать на всасывающем трубопроводе магистральных насосов – подпорные.

2. По рекомендуемым оптимальным параметрам подачи и рабочему давлению из табл. 7.3 выбрать диаметр трубопровода.

Таблица 7.3

Оптимальные параметры нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Подача, млн т/год
Наружный	Условный			
219	200	4, 5, 6, 7	9,0 – 10,0	0,7 – 0,9
273	250	4, 5, 6, 7, 8	7,8 – 8,5	1,3 – 1,6
325	300	4, 5, 6, 7, 8	6,5 – 7,5	1,8 – 2,3
377	350	4, 5, 6, 7, 8, 9	5,5 – 6,5	2,5 – 3,2
426	400	4, 5, 6, 7, 8, 9	5,5 – 6,5	3,5 – 4,8
530	500	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	5,5 – 6,5	6,8 – 8,5
630	600	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	5,2 – 6,2	10 – 12
720	700	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14	5,0 – 6,0	14 – 18
820	800	7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,8 – 5,8	22 – 26
920	900	8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,6 – 5,6	32 – 36
1020	1000	9, 10, 11, 12, 14, 16, 18	4,6 – 5,6	42 – 50
1220	1200	11, 12, 14, 16, 18, 20	4,4 – 5,4	70 – 78

3. Из каталога или графика выбрать основные технические параметры насосов и занести их в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Технические параметры насоса

Q, м^3/ч							
H, м							
N, кВт							
η							

где N – мощность насоса

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta \cdot 3600}$$

Основные технические параметры можно определить с помощью безразмерной характеристики насосов типа НМ, НДвН, НДсН (табл. 7.5), которая будет давать удовлетворительное решение при отклонении рабочего режима от номинального не более чем на 25 %. При большем отклонении надо пользоваться размерными характеристиками насосов из каталогов.

Таблица 7.5

Универсальная безразмерная характеристика насосов типа НМ, НДвН, НДсН

Q, м^3/ч	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,1
H, м	1,24	1,22	1,2	1,17	1,1	1	0,86
N, кВт	0,484	0,52	0,645	0,79	0,87	1	1,08
η	0	0,463	0,732	0,915	1	1	0,976

4. Полученную характеристику пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт или на нефть. Для этого в начале необходимо определить число Рейнольдса.

а) Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкие нефтепродукты по методу М.О. Айзенштейна.

При постоянной частоте вращения вала насоса кривая HQ снижается так, что n_S на режиме максимального КПД остается постоянным, а при $Q = 0$, H (напор) остается приблизительно одинаковым

$$\frac{\sqrt{Q_B}}{H_B^{3/4}} = \frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}} \quad n_s = n \cdot 3.65 \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

где Q_B и Q_H – подача для воды и нефти.

Следовательно,

$$\frac{Q_B}{Q_H} = \left(\frac{H_B}{H_H} \right)^{3/2},$$

где H_B и H_H – напор для воды и нефти.

Для вычислений, относящихся к режиму максимального КПД при перекачке вязкого нефтепродукта, необходим только опытный поправочный коэффициент для подачи и напора. На практике подачу, напор, КПД и допустимый кавитационный режим расчета насоса при работе на вязких жидкостях определяют с помощью поправочных коэффициентов $K_Q, K_H, K_\eta, K_{\Delta h}$

$$Q_H = K_Q \cdot Q_B; H_H = K_H \cdot H_B; \eta_H = K_\eta \cdot \eta_B; \Delta h_{д.н} = K_{\Delta h} \cdot \Delta h_{д.в}$$

Поправочные коэффициенты $K_Q, K_H, K_\eta, K_{\Delta h}$ можно принять постоянными в диапазоне Q=(0,8…1,1)$Q_{опт}$.

где $Q_{опт}$ – оптимальная подача насоса.

Значения поправочных коэффициентов определяют по графику (рис. 7.11) в зависимости от числа Re.

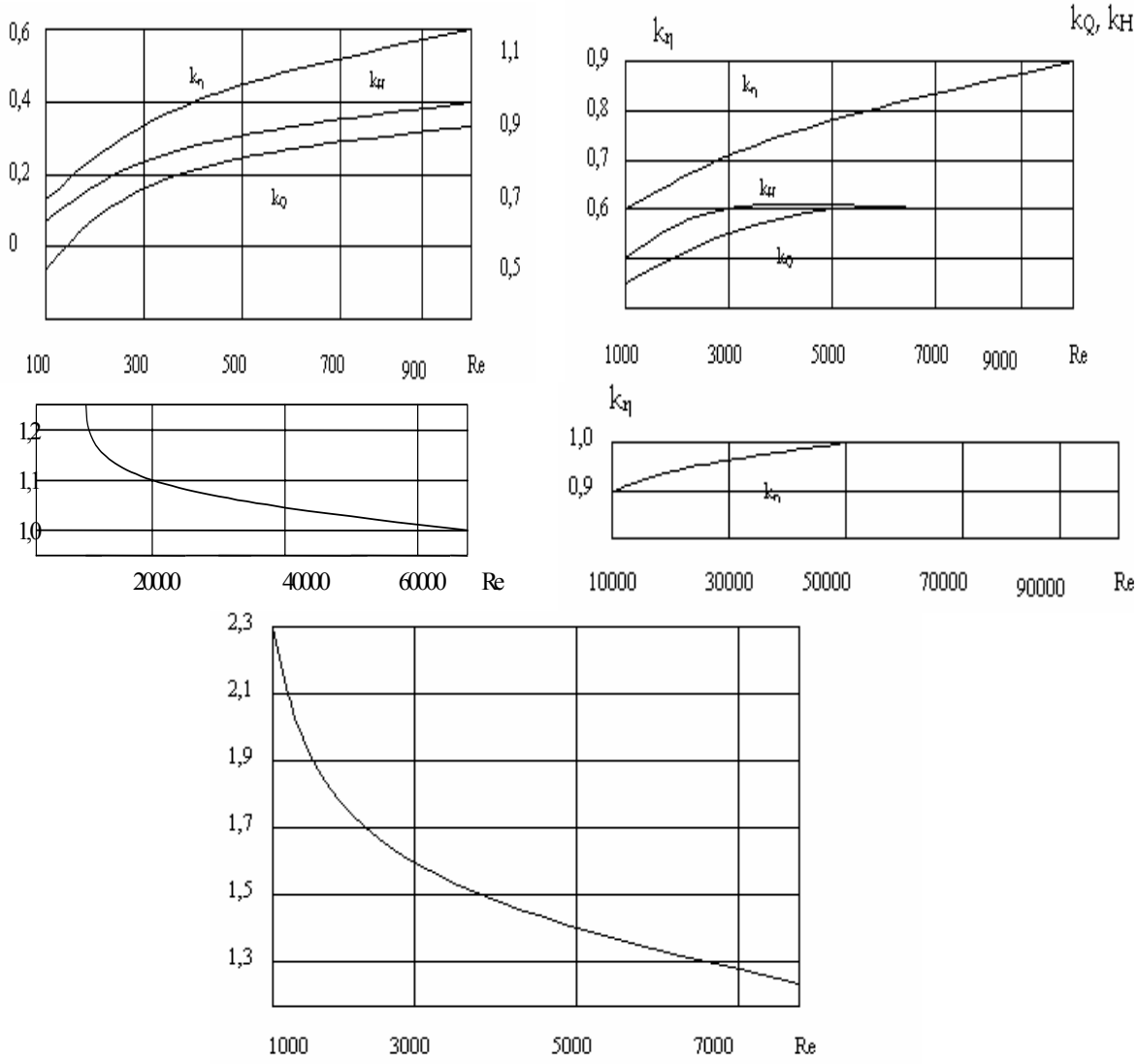


Рис. 7.11. Зависимость поправочных коэффициентов от Re

$$\mathrm{Re} = \frac{Q_{опт}}{D_{экв} \cdot \nu_в},$$

где ν_t – коэффициент кинематической вязкости при температуре перекачиваемой жидкости;

$D_{экв} = 2\sqrt{D_H \cdot b} \cdot \varphi$ – эквивалентный диаметр рабочего колеса;

b – ширина лопатки рабочего колеса на наружном диаметре;

$\varphi = 0,9...0,95$ – коэффициент сжатия сечения каналов лопатки на выходе.

Число Re может быть определено по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{\sqrt[3]{Q_r^2 n}}{\nu_t},$$

а поправочные коэффициенты с использованием графика (рис. 7.11).

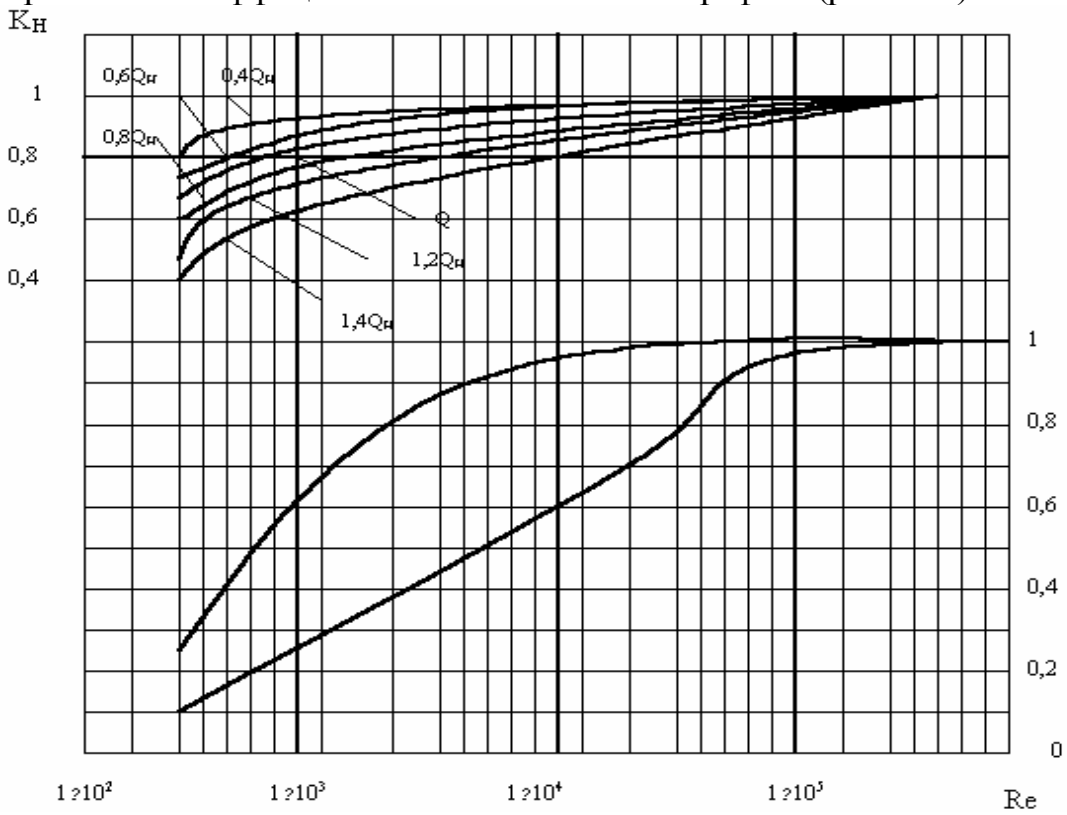


Рис. 7.12. Графические зависимости коэффициентов пересчета подачи K_Q, КПД и напора – K_H в функции от числа Рейнольдса Re.

Из графиков видно, что при Re > $7 \cdot 10^3$ коэффициенты $K_{Q,} K_H$ мало отличаются от 1, т. е. увеличение гидравлических потерь при пересчете с воды на нефть незначительно.

Коэффициент K_η при Re > $7 \cdot 10^3$ существенно отличается от 1, что объясняется увеличением потерь на дисковое трение, и только при Re > $5 \cdot 10^4$ K_η – соответствует 1.

б) Определение числа Re для потока перекачиваемой жидкости по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{n \cdot D_0^2}{\nu_t}$$

где n – частота вращения ротора насоса, об./мин;

D_0 – наружный диаметр рабочего колеса, м;

v_t – коэффициент кинематической вязкости, м^3/с.

в) Определение переходного числа Re_n, в зависимости от n_S

$$n_S = 3{,}65n\frac{\sqrt{Q_H}}{H_H^{3/4}},$$

где n – скорость оборотов вала насоса, об./мин;

$Q_н$ – номинальная подача насоса, м^3/с;

$H_н$ – номинальный напор насоса, м.

Для насосов с двухсторонним подводом жидкости для расчета Q принимают наполовину ниже подачи насоса

$$\mathrm{Re}_П = 3{,}16 \cdot 10^5 \cdot n_S^{-0{,}305}$$

из которой затем находится критическое значение коэффициента вязкости.

$$\nu_П = \frac{n \cdot D^2}{\mathrm{Re}_П} = \frac{n \cdot D^2}{3{,}16 \cdot 10^5} n_S^{0{,}305}$$

$$\nu_\eta = \frac{n \cdot D^2}{\mathrm{Re}_\eta}$$

Если число Re для насоса меньше $\mathrm{Re}_П$ ($\mathrm{Re} < \mathrm{Re}_П$) то пересчету подлежат как напорная, так и энергетическая характеристики насоса

$$H_H = H_B\left(1 - \alpha_П \lg\frac{\mathrm{Re}_h}{\mathrm{Re}}\right)$$

$$Q_H = Q_B\left(\frac{H_H}{H_B}\right)^{1{,}5}$$

$$\eta_H = \eta\left(1 - \alpha_\eta \lg\frac{\mathrm{Re}_\eta}{\mathrm{Re}}\right)$$

где $\alpha_П$ – коэффициент математической модели для пересчета напорной характеристики насоса ($\alpha_П = 0{,}128$);

α_η – коэффициент математической модели для пересчета КПД.

Значения Re_H, Re_η, α_η определяют по графику (рис. 7.13) в зависимости от n_s.

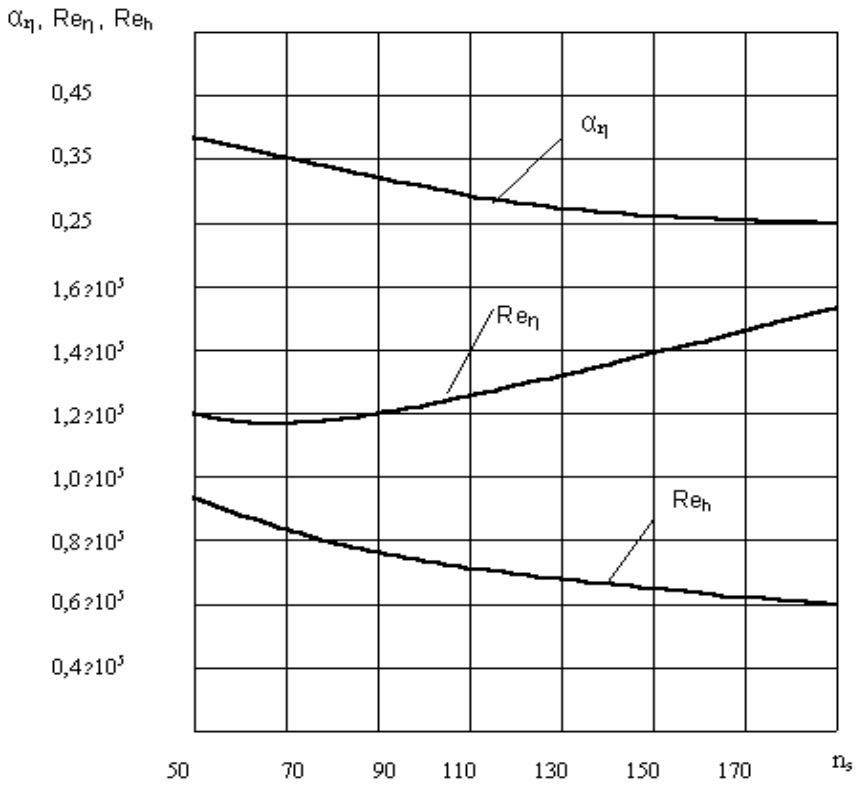


Рис. 7.13. Коэффициенты для перерасчета характеристик нефтяных насосов

Значения основных параметров насоса заносятся в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Характеристика насоса на нефти

Q, м^3/ч							
H, м							
N, кВт							
η							

Так же пересчитать характеристику подпорного насоса с воды на нефть и представить результаты в табличном виде.

5. Подсчитать потери напора по длине магистрали

$$H_{сети} = h_l + h_{мс} + \Delta z + h_к = (1,01-1,02)h_l + \Delta z + h_к .$$

Потери напора на трение рассчитываются как

$$h_l = \lambda \frac{L\upsilon^2}{D2g},$$

где υ – средняя скорость движения жидкости в трубопроводе

$\upsilon = \dfrac{4Q}{\pi D^2}$.

Тогда $$H_{сети} = (1,01-1,02)\lambda \frac{8Q^2 L}{\pi^2 D^5 g} + \Delta z + h_к .$$

Значение коэффициента гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости, который характеризуется числом Рейнольдса и состоянием внутренней поверхности труб (табл. 7.7)

Таблица 7.7

Выбор формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
	Зона гидравлически гладких труб (зона Блазеуса)	Зона смешанного трения (переходная зона)	Зона гидравлически шероховатых труб (квадратичная зона)
$\lambda = f(\mathrm{Re})$	$\lambda = f(\mathrm{Re})$	$\lambda = f(\mathrm{Re},\Delta)$	$\lambda = f(\Delta)$
$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}$	$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0,25}}$ $\lambda = \frac{1}{(1{,}8\lg \mathrm{Re} - 1{,}5)^2}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\lg\left[\frac{\varepsilon}{7{,}4} + \frac{2{,}51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}\right]$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1{,}8\left[\frac{7}{\mathrm{Re}} + \frac{\varepsilon}{20}\right]$ $\lambda = 0{,}11\left[\frac{68}{\mathrm{Re}} + \frac{k_e}{D}\right]^{0,25}$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2\lg\left[\frac{\varepsilon}{7{,}4} + \left(\frac{6{,}81}{\mathrm{Re}}\right)^{0,9}\right]$	$\lambda = 0{,}11\left[\frac{k_e}{D}\right]^{0,25}$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1{,}74 - 2\lg\varepsilon$

Характеристику трубопровода представляют также в табличном виде (табл. 7.8)

Таблица 7.8

Характеристика сети

Q, м^3/ч					
$H_{сети}$, м					

6. Определить число агрегатов, работающих последовательно

$$Z = \frac{H_{сети}}{H_н}$$

где $H_н$ – напор, развиваемый одним насосом.

Если число агрегатов окажется слишком велико, необходимо увеличить диаметр трубопровода и повторить все расчеты.

7. Определить графически рабочий режим НПС. Для этого характеристики выбранного насоса представить графически в выбранном масштабе. После чего построить напорную характеристику $H_н$-Q параллельно работающих агрегатов, а затем – последовательно работающих насосов.

В таком же масштабе построить характеристику маги-страли и нанести ее на график. Точка пересечения напорной характеристики параллельно работающих насосов и характеристики магистрали для заданной подачи, переносится параллельно оси ординат на график последовательной работы нагнетателей.

Эта точка определит рабочий режим станции.

8. Определить мощность электродвигателя для привода насоса

$$N = (1{,}05 - 1{,}15)\frac{QH\rho g}{\eta}$$

где η – полный КПД установки.

Подобрать тип и марку электродвигателя.

9. Определить объем резервуарного парка в соответствии с ВНТП 2-86, РД 153-39,4-113-01 “Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов” и модулем 3 “Резервуары” учебно-методического комплекса по дисциплине “Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов”. Подобрать количество и емкость резервуаров в резервуарном парке.

10. Для всех резервуаров резервуарного парка произвести выбор оборудования в соответствии с РД 153-39, 4-113-01 “Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов” и модулем 3 “Резервуары” учебно-методического комплекса по дисциплине “Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов”.

Подбор вспомогательного оборудования

1. Подобрать насос для системы смазки насосов в соответствии с РД 153-39, 4-113-01 “Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов” и модулем 6 “Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств” учебно-методического комплекса по дисциплине “Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов”.

2. Выполнить расчет охлаждения масла и подобрать типоразмер калорифера в соответствии с модулем 6 “Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств” учебно-методического комплекса по дисциплине “Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов”.

3. Произвести подбор нефтеловушки для очистки нефтесодержащих вод в соответствии с модулем 6 “Техническое обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств” учебно-методического комплекса по дисциплине “Машины и оборудование газонефтепродуктопроводов”.

Выбор типа задвижек

При выборе конструктивного типа задвижек следует учиты-вать: рабочую среду (жидкость, газ, эмульсии и др.), ее химический состав (агрессивность, наличие абразивных включений и т. д.), давление и температуру рабочей среды, обоснованные требования к герметичности затвора, диаметр трубопровода.

Произвести выбор типа задвижек в соответствии с РД 153-39, 4-113-01 “Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов”.

4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения

На оценку “удовлетворительно”

1. Каков механизм действия противотурбулентной присадки?
2. Задача.

На оценку “хорошо”

1. Провести расчет оптимальных концентраций противотурбулентных присадок.
2. Задача.

На оценку “отлично”

1. Определить параметры перекачки при применении противотурбулентной присадки.
2. Задача.

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

“Аварийная утечка” в резервуарном парке – неконтролируемый выход (истечение) нефти объемом менее 10 м^3 на территории резервуарного парка без признаков событий указанных выше, но требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

“Опасные условия эксплуатации” – обстоятельства, выявленные при эксплуатации резервуарного парка или при проведении обследований резервуаров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварии или аварийной утечки.

Абсолютная скорость с – это скорость движения потока относительно неподвижного корпуса нагнетателя.

Аварии, сопровождающиеся утечкой нефти (АСУН) – внезапный разлив или истечение нефти в результате полного или частичного разрушения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождающееся загрязнением водных объектов и (или) земли.

Авария в резервуарном парке – внезапный выход (истечение) нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

– травматизм со смертельным исходом или потерей трудоспособности пострадавших;

– воспламенение нефти или взрыв ее паров и газов;

– загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища и др.;

– утечка нефти свыше 10 м^3.

Авария на МН – авария на объекте МН – внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

– смертельный травматизм;

– травмирование с потерей трудоспособности;

– воспламенение опасной жидкости или взрыв ее паров;

– загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища и др. сверх пределов установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменения окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно берега;

– объем утечки составил 10 м^3 и более.

Базовые значения – рабочие параметры насосного агрегата, определяемые после монтажа и пуска в эксплуатацию нового насосного агрегата или насосного агрегата после ремонта.

Внутритрубная диагностика – комплекс работ, охватывающий получение информации о дефектах и особенностях трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных снарядов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, определение на основе этой информации наличия и характера дефектов, определение безопасных режимов эксплуатации трубопровода или необходимости его ремонта с точной локализацией мест проведения.

Внутритрубный инспекционный снаряд – устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода и сварных швов и их местоположения.

Воздушный переход магистрального нефтепровода – участок надземного нефтепровода, проложенного на специальных опорах при переходе через естественную или искусственную преграды.

Вставки – участки трубопроводов другого диаметра, соеди-ненные сваркой в одну нитку с основной магистралью.

Гидравлический уклон – потери напора на трение, отнесенные к единице длинны трубопровода, другими словами, это тангенс угла наклона линии падения напора.

Допустимая вакуумметрическая высота всасывания – это максимальное превышение оси насоса над уровнем жидкости в резервуаре, при котором насос не будет нормально функционировать.

Допустимый кавитационный запас – приведенный к оси насоса минимальный избыток удельной энергии жидкости на входе в насос над упругостью паров жидкости при температуре перекачки, которая обеспечивает работу насоса без изменения основных технических параметров.

Загрязнение природных объектов – изменение состава природных объектов и их свойств под воздействием природных и техногенных факторов, вследствие чего они становятся непригодными для потребления.

Инцидент на МН – отказ или повреждение оборудования, технических средств, применяемых на объектах ПТН не приведшие к серьезным последствиям.

Кавитация – процесс образования пустот с дальнейшей конденсацией пара и исчезновением пустот в зоне повышенного давления.

Камеры пуска-приема очистных и диагностических устройств – устройства с технологической обвязкой нефтепроводов и запорной арматурой для пуска и приема технических устройств в потоке нефти.

Капитальный ремонт (оборудования) – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением любых частей включая базовые.

Капитальный ремонт резервуаров – комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуаров и оборудования с выводом резервуаров из эксплуатации и зачисткой.

Категорирование отрезков трассы – присвоение отрезкам трассы категории в соответствии с видом природных объектов, находящихся на прилегающей местности и ее характеристиками, обуславливающими возможности распространения или естественной локализации разлившейся нефти.

Контроль по техническому процессу – проверка соответствия характеристик, режимов и других показателей технологического процесса установленным требованиям (нормативам).

Контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Коэффициент быстроходности насоса – это частота оборотов модели, которая геометрически подобна насосу и создает напор 1 м при подаче 0,075 $м^3/с$.

Коэффициент полезного действия насоса (КПД) – это отношение полезной мощности насоса к мощности на валу насоса.

Линейная часть магистрального нефтепровода – совокупность участков трубопровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-раздаточными пунктами и сооружениями, входящими в состав нефтепровода**.**

К сооружениям линейной части магистрального нефтепровода относятся: собственно трубопровод, переходы через естественные и искусственные препятствия, линии электропередач и технологической связи, электроустановки на трассе, установки электрохимической защиты от коррозии, устройства энергосбережения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты, лупин-

ги, узлы приема и пуска очистных и диагностических устройств, вертолетные площадки, опознавательные и сигнальные знаки, площадки для локализации и сбора нефти, противопожарные средства, противоэрозионные защитные сооружения, вдольтрассовые проезды и переезды через нефтепровод и подъезды к ним, постоянные дороги.

Локализация нефти – ограничение перемещения нефти по поверхности земли или водного объекта и удержание ее на рубеже, где было остановлено ее перемещение.

Лупинг – участок трубопровода, который прокладывается параллельно основной магистрали с целью уменьшения гидравлического сопротивления, что приводит к увеличению пропускной способности нефтепровода.

Магистральный нефтепровод –единый имущественный комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных и ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, предназначенных для транспортировки нефти от пунктов ее приемки до пунктов сдачи потребителям или для перевалки на другой вид транспорта.

Максимально допустимый уровень нефти – предельный уровень заполнения резервуара нефтью.

Максимальный рабочий уровень нефти – уровень ниже максимального на величину, позволяющую вести прием нефти из нефтепровода в течении установленного времени

Минимально допустимый напор – минимальное значение избыточного напора жидкости на входе в насос, который обеспечивает его нормальное функционирование (работу без кавитации).

Минимально допустимый уровень нефти – предельный минимальный уровень нефти в резервуаре, уменьшение которого приведет к нарушению технологического процесса перекачки и налива.

Мощность насосного агрегата – это мощность, которую потребляет насосный агрегат.

Насосная – сооружение нефтеперекачивающей станции, в котором устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждения, подачи топлива, контроля и защиты) оборудование.

Неопасный дефект – дефект, не требующий изменения режима эксплуатации или проведения ремонта магистрального нефтепровода. Прочность трубы соответствует нормативной.

Нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по одному магистральному нефтепроводу.

Объект магистрального нефтепровода – технологический комплекс (часть магистрального трубопровода), включающий трубопроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию.

Опасное вещество – вещество, которое вследствие своих физических, химических, биологических или токсикологических свойств определяет собой опасность для жизни и здоровья людей.

Опасный дефект – дефект, требующий изменения режима эксплуатации или проведения ремонта. Прочность трубы ниже нормативной.

Опасный производственный объект – магистральный нефтепровод с его объектами в границах эксплуатации ПТН, предназначенный для приема, хранения и перекачки нефти.

Особо опасное производство – участок, установка, цех, хранилище, склад, станция или другое производство, на котором, единовременно используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют взрыво- или пожароопасные химические вещества в количестве, равном или превышающем определенное пороговое значение.

Относительная скорость w – это скорость движения потока относительно вращающегося рабочего колеса.

Охрана окружающей среды – спланированная целенаправленная деятельность, включающая в себя комплекс взаимоувязанных организационно-управленческих, инженерно-технических, финансово-экономических и нормативно-правовых мероприятий, направленных на минимизацию последствий техногенного характера.

Охрана труда – система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособность человека в процессе труда.

Охранная зона магистрального трубопровода (нефтепровода) – территория с особыми условиями землепользования, прилегающая к трубопроводным объектам, устанавливаемая с целью обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводных объектов.

Оценка риска – процесс определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды. Оценка риска включает в себя анализ частоты аварий, анализ их последствий.

Очистной скребок – внутритрубный снаряд, предназначенный для очистки внутренней полости и стенок трубопровода от отложений, загрязнений и посторонних предметов.

Перекачка – процесс перемещения жидкости по трубопроводу с помощью насосных установок.

План ликвидации загрязнений ПО – процесс оперативного и организованного принятия мер по частичному или полному восстановлению природных объектов службами эксплуатации и (или) привлеченными организациями.

Подача – количество жидкости, которое подается насосом в напорный патрубок за единицу времени.

Подводный переход магистрального нефтепровода – уча-сток нефтепровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень более 25 м.

Подземный переход магистрального нефтепровода – уча-сток подземного нефтепровода при переходе через естественную или искусственную преграды.

Полезная мощность насоса – мощность, передаваемая транспортируемой жидкости.

Приемлемый риск – риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений.

Приемо-сдаточный пункт нефти – пункт по количественному и качественному учету товарной нефти.

Природные объекты – климатические ресурсы, атмосфера (включая озоновый слой), земля (ее недра и почва), воды, растительный и животный мир в их видовом разнообразии и во всех сферах обитания и произрастания, типичные и редкие ландшафты и др. как компоненты экологических систем и биосфера.

Предприятие транспорта нефти (ПТН) – юридическое лицо, предприятие, эксплуатирующее МН или его участок.

Пункт подогрева нефти магистрального нефтепровода – комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающие подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу с целью снижения вязкости.

Работоспособное состояние – состояние объекта, при кото-ром значение всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и конструкторской документации.

Резервуар – емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

Резервуарный парк – группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения, откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами – при подземных резервуарах (СНиП 2.11.03).

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков включает использование по назначению, техническое обслуживание, диагностирование, текущий и капитальный ремонт.

Ремонт (оборудования) – комплекс операций по восстановлению исправности работоспособности и эксплуатационного ресурса оборудования и сооружений магистрального нефтепровода.

Ремонт по техническому состоянию – ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием оборудования и сооружений.

Риск или степень риска – вероятность нежелательного происшествия с определенными последствиями, происходящего в определенный период или в определенных обстоятельствах. Может быть выражен как частотой, так и вероятностью, в зависимости от обстоятельств.

Средний ремонт (оборудования) – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатурой и контролем технического состояния составных частей, выполняемый в объеме, установленном нормативно-технической документацией.

Стационарные пункты удержания нефти – комплекс сооружений, располагаемый на берегу водотока, оборудованный техническими средствами для локализации, сбора, хранения, и утилизации разлившейся нефти и предназначенный для предотвращения растекания нефти по водотоку.

Сценарий возможных АСУН – описание развития возможных аварий, выполненное на основании прогнозируемого количества разлившейся нефти и учета геоландшафтных характеристик местности.

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений состоящий в замене и (или) восстановления отдельных частей.

Текущий ремонт резервуаров – комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуаров.

Техническая диагностика – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта.

Техническое диагностирование (обследование) – комплекс работ по определению технического состояния резервуара.

Техническое использование резервуаров по назначению – комплекс мероприятий по контролю и поддержанию работы магистрального нефтепровода, а так же по обеспечению измерения количества нефти.

Техническое обслуживание магистрального нефтепровода – комплекс операций по поддержанию работоспособности исправности и сохранности объектов магистрального нефтепровода.

Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков – работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

Техническое состояние – состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями его параметров, установленных технической документацией на объект.

Технологический уровень нефти – уровень, позволяющий вести закачку нефти из резервуара без изменения режима перекачки до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для выяснения причин и ликвидации простоев, связанных с отказом технологического оборудования, средств КИП и А на приемном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на необходимый режим перекачки.

Трасса трубопровода – линия (на карте или условная на местности), обозначающая местоположение и направление трубопровода.

Характеристика насоса – графическая зависимость основных технических показателей (напора, мощности, КПД, допустимой высоты всасывания) от подачи при постоянных значениях частоты вращения рабочего колеса, вязкости и плотности жидкости на входе в насос.

Чрезвычайная техногенная ситуация – обстановка на производственном объекте или определенной территории, сложившаяся в результате возникновения аварии, катастрофы, которые повлекли или могут повлечь за собой человеческие жертвы, вред здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Эквивалентный диаметр – это внутренний диаметр простого однониточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений.

Эксплуатация магистрального нефтепровода – совокупность процессов приемки, сдачи и технического обслуживания, диагностики и ремонта объектов магистрального нефтепровода.

Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияние различных отложений на его гидравлическую характеристику.

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция
ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция
МН – магистральный нефтепровод
НПС – нефтеперекачивающая станция
НТД – нормативно-техническая документация
ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция
ПТН – предприятие по транспорту нефти
РНУ – ремонтно-наладочное управление
РП – резервуарный парк
УМН – управление магистральным нефтепроводом
У.У – указатель уровня

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Насос												Электродвигатель		
	Номинальный режим					Параметры насоса			Коэф.		n_s	Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допустимый кавитационный запас, м	К.п.д., %	b_2	$Д_{вх}$	$Д_2$	a, м	$b \cdot 10^6, ч^2/м^5$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НМ 125*-550	125	550	2980	4,0	72	16	198	266	623,2	5120	60	1950	ВАО2-450LA-2У2		2835
НМ 125-550	125	550	2980	4,0	72	16	198	240	504,7	4760	72	1950	ВАО2-450LA-2У2		2835
НМ 125-550*	125	550	3000	4,0	72	16	200	260*	639,4	6461	64	1950	2АРМП1-400/6000У4 2АЗМП1-400/6000У4	400	2230 2230
НМ 180-500	180	500	2980	4,0	74	16	198	270	645,9	4400	77	1950	ВАО2-450LB-2У2		3255
НМ 180-500	180	500	2980	4,0	74	16	198	243	518,3	4460	99	1950	ВАО2-450LB-2У2		3255
НМ 180-500*	180	500	3000	4,0	72	16	200	272*	631,1	4104	73	1950	2АРМП1-400/6000У4 2АЗМП1-400/6000У4	400	2230 2230
НМ 250-475	250	475	2980	4,5	77	16	246	305	553,4	1320	80	3100	2АЗМВ1-500/6000У5		4190
НМ 250-475	250	475	2980	4,5	77	16	246	274,5	464,5	1570	97	3100	2АЗМВ1-500/6000У5		4190
НМ 250-475*	250	475	2980	4,0	75	16	250	300*	526,1	982	88	3100	2АРМП1-500/6000У4 2АЗМП1-500/6000У4	500	2350 2390
НМ 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	300	535,8	420	79	3200	2АЗМВ1-500/6000У5		4100
НМ 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	290	501,0	670	86	3200	2АЗМВ1-500/6000У5		4100
НМ 360-460	360	460	2980	4,5	80	16	246	240	438,5	630	95	3200	2АЗМВ1-500/6000У5		4100
НМ 360-460*	360	460	3000	4,5	78	24	300	300*	557,7	659	80	3200	2АРМП1-630/6000У4 2АЗМП1-630/6000У4	630	4190 4190
НМ 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	300	350,2	210	128	2800	2АЗМВ1-500/6000У5		4740
НМ 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	285	318	230	143	2800	2АЗМВ1-500/6000У5		4740
НМ 500-300	500	300	2980	4,5	80	24	284	270	277,7	150	154	2800	2АЗМВ1-500/6000У5		4740
НМ 500-300*	500	300	3000	4,5	80	28	300	300*	407,2	427	123	2800	2АРМП1-00/6000У4 2АЗМП1-500/6000У4	500	2350 2350
НМ 710-280	710	280	2980	6,0	80	28	284	312	309,8	96	161	2920	2АЗМВ1-800/6000У5		7005
НМ 710-280	710	280	2980	6,0	80	28	284	285	305,5	180	207	2920	2АЗМВ1-800/6000У5		7005
НМ 710-208*	710	258	3000	6,0	80	28	300	315*	393,4	226	151	2920	2АРМП1-500/6000У4 2АЗМП1-500/6000У4	800	3370 3470
НМ 1250-260* 1	1250	260	3000	20	80	26	353	440*	318,8	38,7	73	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	7030
НМ 1250-260* 0,7	1250	256	3000	20	80	26	353	418*	283,0	35,4	59	2800	СТДП1250-2 УХЛ 4	1250	7030

Продолжение прил. 1

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НМ 1250-260	0,7	1250	185	3000	20	80		353	418	216,4	40,9	62	2800	СТДП1250-2 УХЛ4	1250	7030
	1	1250	251	3000	20	80		353	460	316,8	41,9	71	2800	СТДП1250-2 УХЛ4 СТДП1600-2 УХЛ4	1250 1600	
		1250	235	3000	20	80		353	418	289,8	34,8	77	2800			
		1250	202	3000	20	80		353	395	271,0	43,9	89	2800			
	1,25	1250	266	3000	20	80		353	450	327,4	25,0	79	2800			
НМ 1800-240*	1	1800	241	3000	25	83		512	440*	298,7	17,8	90	3500	СТДП1600-2 УХЛ4	1600	7630
НМ 2500-230*	1	2500	228	3000	32	86	36,2	512	430*	287,9	9,47	109	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
	0,7	2500	225	3000	32	86	38	512	405*	246,8	7,18	95	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
	0,5	2500	222,5	3000	32	86	26	512	425*	248,0	16,3	79	3920	СТДП2000-2 УХЛ4	2000	8030
НМ 2500-230	0,5	2500	220	3000	32	86		512	425	246,7	16,8	77	3920			
	0,7	2500	225	3000	32	86		512	405	248,7	7,61	93	3920			
	1	2500	232,5	3000	32	86		512	440	281,5	7,84	109	3920	СТДП2000-2 УХЛ4 СТДП2500-2 УХЛ4	2000 2500	
		2500	205	3000	32	86		512	405	258,8	8,59	117	3920			
		2500	184	3000	32	86		512	385	235,9	8,32	129	3920			
	1,25	2500	225	3000	32	86		512	450	371,0	14,9	123	3920			
НМ 3600-230*	1	3600	230	3000	40	87	41	512	450*	325,6	7,36	127	4490	СТДП2500-2 УХЛ4	2500	11150
	0,7	3600	224	3000	40	87	43	512	450*	269,6	7,24	104	4490	СТДП2500-2 УХЛ4	2500	
	0,5	3600	230	3000	40	87	29	512	450*	272,8	13,1	93	4490	СТДП2500-2 УХЛ4	2500	
НМ 3600-230	0,5	3600	226	3000	38	87		512	450	279	16,3	93	4490			
	0,7	3600	227	3000	38	87		512	430	270,3	6,7	109	4490			
	1	3600	209	3000	38	87		512	460	307,3	7,57	131	4490	СТДП2500-2 УХЛ4 СТДП3150-2 УХЛ4	2500 3150	
		3600	185	3000	38	87		512	425	276,8	7,1	143	4490			
		3600	156	3000	38	87		512	415	246,3	6,92	154	4490			
	1,25	3600	209	3000	38	87		512	470	319,1	5,43	147	4490			
НМ 5000-210*	1	5000	157	3000	42	88	70	610	450*	227,9	2,81	165	4600	СТДП3150-2 УХЛ4	3150	12350
	0,7	5000	219	3000	42	88	72	610	470*	284,5	5,31	134	4600	СТДП3150-2 УХЛ4	3150	
	0,5	5000	97	3000	42	88	70	610	430*	133,9	5,85	117	4600	СТДП3150-2 УХЛ4	3150	
НМ 7000-210*	1	7000	207	3000	52	89	61	610	475*	300,1	1,89	196	6125	СТДП5000-2 УХЛ4	5000	14750
	0,7	7000	208	3000	52	89	49	610	475*	283,1	3,11	168	6125	СТДП5000-2 УХЛ4	5000	
	0,5	7000	203	3000	52	89	52	610	467*	243,7	3,29	138	6125	СТДП5000-2 УХЛ4	5000	
НМ 7000-210	0,5	7000	207	3000	52	89		610	450	232,9	2,13	138	6125			14750
	0,7	7000	214	3000	52	89		610	475	281,8	2,84	165	6125			
	1	7000	205	3000	52	89		610	475	296,6	1,87	196	6125	СТДП4000-2 УХЛ4 СТДП5000-2 УХЛ4 СТДП6300-2 УХЛ4	4000 5000 6300	
		7000	175	3000	52	89		610	450	270,7	1,95	211	6125			
		7000	164	3000	52	89		610	430	238,4	1,51	265	6125			
	1,25	7000	214	3000	52	89		610	490	323,6	1,43	219	6125			

Окончание прил. 1

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НМ 10000-210*	1,25	10000	212	3000	65	89		610	530*	377,6	1,06	193	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	21600
	1	10000	208	3000	65	89	66	610	495*	297,4	0,89	234	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
	0,7	10000	202	3000	65	89	57	610	505*	321,2	2,44	203	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
	0,5	10000	217	3000	65	89	58	610	475*	267,8	2,03	165	9795	СТДП6300-2 УХЛ4	6300	
НМ 10000-210	0,5	10000	208	3000	65	89		990	465	251,3	1,72	165	9795	СТДП5000-2 УХЛ4 СТДП6300-2 БУХЛ4 СТДП8000-2 БУХЛ4	5000 6300 8000	21600
	0,7	10000	202	3000	65	89		990	496	304	2,08	196	9795			
	1	10000	206	3000	65	89		990	500	291,8	0,86	234	9795			
		10000	195	3000	65	89		990	480	279,9	0,85	249	9795			
		10000	180	3000	65	89		990	465	263,1	0,83	263	9795			
	1,25	10000	215	3000	65	89		990	530	360,5	0,93	262	9795			
		10000	192	3000	65	89		990	520	346,8	0,99	282	9795			
		10000	186	3000	65	89		990	515	339,8	0,98	294	9795			

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Технические характеристики подпорных насосов серии НДвН и НДсН

Типоразмер насоса		Насос											
		Номинальный режим					Параметры насоса, мм			Коэффициенты		n_s	Масса, кг
		Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допустимый кавитационный запас, м	К.п.д., %	b_2	Двх	$Д_2$	a, м	$b \cdot 10^6, ч^2/м^5$		
8НДвН	1	500	28	960	4,5	79	14,0		470	31,6	0,733	65	765
12НДсН	1	800	28	960	4,0	86	5,0		460	33,4	8,58	100	1592
	2	800	28	960	4,0	86	7,0		430	29,4	9,47	105	1592
	3	800	28	960	4,0	86	9,0		400	24,1	9,84	120	1592
14НДсН	1	1100	30	960	5,0	88			480	39,0	6,19	107	
	2	1100	30	960	5,0	88			540	48,7	5,26	83	

ЛИТЕРАТУРА

Основная

1. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра; 2001.

2. Лурье М.В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ГАНГ, 1995.

3. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.Н., Гильметдинов Р.Ф. Машины и оборудование газонефтепроводов. – Уфа: Монография, 2002.

4. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учебник для ВУЗов. В 2 т. Т. 1 – М.: ООО "Недра – Бизнесцентр", 2002.

5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учеб. пособие для вузов. – Уфа: ООО "Дизайн Полиграф Сервис", 2002.

Дополнительная

6. Будаунічыя нормы РБ. Склады нафты і нафтаправодаў. БНБ 3.02.01-98 – Мн., 1998.

7. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.

8. Коршак А.А., Бяхтерева Э.С. Определение необходимой концентрации противотурбулентных присадок при увеличении производительности нефте- и нефтепродуктопроводов. Материалы международной научно-технической конференции "Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра" / сб. науч. тр. – Уфа: Монография, 2002.

9. Лурье М.В., Прохоров А.А. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.

10. Правила технической эксплуатации резервуаров НПС и нефтебаз: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации.

11. Правила технической эксплуатации магистральных трубопроводов: РД 153-39.4-041-99: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации.

12. РД 153-39,4-113-01 "Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов"

13. РД-39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.

14. СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы"

15. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

16. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80 – М.: 1997

СОДЕРЖАНИЕ

Модуль 0 “Общие сведения о дисциплине “машины и оборудование газонефтепроводов”” 3
Модуль 1 “Насосные станции” 4
Введение.....4
1. Схема изучения материала 6
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Насосные станции”.....6
2.1. Классификация нефтеперекачивающих станций и характеристика основных объектов 6
2.2. Размещение промежуточных насосных станций 8
2.3. Генеральный план нефтеперекачивающих станций 10
2.4. Технологические схемы нефтеперекачивающих станций 13
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля.....19
3.1. Материалы к лекциям 19
3.2. Задания для практических занятий.....19
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения.....20
Модуль 2 “Насосы” 21
Введение.....21
1. Схема изучения материала 22
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Насосы”.....23
2.1. Общие сведения о насосах 23
2.2. Основные параметры работы центробежных насосов 28
2.3. Характеристика лопастного насоса 34
2.4. Совместная работа центробежных насосов.....41
2.5. Изменение насосных характеристик 44
2.6. Пересчет характеристик центробежных насосов при изменении вязкости перекачиваемой жидкости 47
2.7. Кинематика потока в рабочем колесе нагнетателя 53
2.8. Уравнение Эйлера для работы лопастного колеса.....54
2.9. Влияние угла (β_2) выхода потока на напор нагнетателя 57
2.10. Контроль работоспособности насосных агрегатов 60
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля 62
3.1. Материалы к лекциям 62
3.2. Задания для лабораторных работ 63
Лабораторная работа №1 “Изучение конструкции динамического (центробежного) насоса”.....63
Лабораторная работа №2 “Испытание динамического (центробежного) нагнетателя” 71
3.3. Задания для практических занятий 78
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения.....86
Модуль 3 “Резервуары” 88
Введение.....88
1. Схема изучения материала 89
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Резервуары”.....89
2.1. Эксплуатация резервуаров 89
2.2. Оборудование резервуаров.....104
2.3. Оборудование стальных резервуаров.....107
2.4. Системы защиты резервуаров и их обслуживание 125
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля.....140
3.1. Материалы к лекциям 140
3.2. Задания для практически занятий.....140
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения.....155
Модуль 4 “Линейная часть магистральных нефтепроводов” 156
Введение.....156
1. Схема изучения материала 157

2. Основы научно-теоретических знаний по модулю
“Линейная часть магистральных нефтепроводов” 158
2.1. Определение потерь напора в трубопроводе 158
2.2. Коэффициент гидравлического сопротивления 159
2.3. Упрощенная формула Л.С. Лейбензона 163
2.4. Гидравлический уклон в магистралях и на участках с лупингами и вставками 165
2.5. Эквивалентные нефтепроводы 167
2.6. Определение рабочих режимов насосов при работе на трубопровод 171
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля 180
3.1 Материалы к лекциям 180
3.2. Задание для лабораторной работы 181
Лабораторная работа №3 “Определение рабочей точки центробежного насоса” 181
3.3. Задания для практических занятий 184
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения 187
Модуль 5 “Очистка магистральных нефтепроводов” 188
Введение 188
1. Схема изучения материала 188
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Очистка магистральных нефтепроводов” 189
2.1. Оценка состояния полости магистрального нефтепровода 199
2.2. Виды отложений 191
2.3. Способы и средства удаления отложений из магистрального трубопровода 192
2.4. Периодичность очистки магистрального нефтепровода 194
2.5. Производство работ по очистке нефтепровода 194
2.6 Очистные устройства 199
2.7. Сигнализаторы прохождения очистного устройства 208
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля 209
3.1. Материалы к лекциям 209
3.2. Задания для практических занятий 209
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения 212
Модуль 6 “Техническое обслуживание и ремонт
технологических трубопроводов и устройств” 214
Введение 214
1. Схема изучения материала 214
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю “Техническое
обслуживание и ремонт технологических трубопроводов и устройств” 215
2.1. Технологические трубопроводы 215
2.2. Контроль работоспособности технологических устройств 217
2.3. Блок регуляторов давления 217
2.4. Система сглаживания волн давления типа АРКРН-1000 или УСВД 1220Р 218
2.5. Фильтры-грязеуловители 220
2.6. Предохранительные клапаны 221
2.7. Система откачки утечек 222
2.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта 223
2.9. Установки пожаротушения 224
2.10. Емкости вспомогательных систем 225
3. Материалы, использованные в процессе обучения и контроля 226
3.1. Материалы к лекциям 226
3.2. Задания для лабораторных работ 227
Лабораторная работа № 4
“Способы регулирования режима работы нагнетателей. Дросселирование” 227
3.3. Задания для практических занятий 234
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения 242
Модуль 7 “Применение присадки для увеличения объемов перекачки” 243
Введение 243

1. Схема изучения материала 246
2. Основы научно-теоретических знаний по модулю
“Применение присадки для увеличения объемов перекачки” 247
2.1. Факторы, влияющие на эффект снижения гидравлического сопротивления
при применении противотурбулентных присадок 247
2.2. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных
присадок для увеличения объема перекачки по трубопроводам....249
2.3. Определение параметров перекачки при применении
противотурбулентной присадки 250
2.4. Определение необходимой концентрации присадки....251
3. Материалы, использованные в процессе обучения....253
3.1. Материалы к лекциям 253
3.2. Задания для лабораторных занятий 253
Лабораторная работа №5 “Последовательная работа нагнетателей”....253
Лабораторная работа №6 “Параллельная работа нагнетателей” 257
3.3. Задания для практических занятий....260
3.4. Задания для курсового проекта....261
4. Тесты и задания для контроля за результатами обучения....271
Термины, определения и используемые сокращения 272
Приложения 281
Литература 285

Учебное издание

Составители
КОВАЛЕНКО Павел Васильевич
РЯБЫШ Надежда Михайловна

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Учебно-методический комплекс

для студентов специальности 1-70 05 01
“Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ”

В двух частях

ЧАСТЬ 1

2-е издание, переработанное

Редактор Ю.В. Мацук

Подписано в печать 06.04.05. Формат 60x84 1/16. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная.
Отпечатано на ризографе. Усл. печ. л. 16,7. Уч. -изд. л. 15,2. Тираж 50. Заказ

Издатель и полиграфическое исполнение
Учреждение образования “Полоцкий государственный университет”

ЛИ 02330/0133020 от 30.04.04 ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04
211440, г. Новополоцк, ул. Блохина, 29