

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современных условиях одной из актуальных проблем, стоящих перед нашей страной, является проектирование современного высокотехнологичного и энергоемкого оборудования для объектов транспорта и хранения нефти; модернизация использующегося основного и вспомогательного оборудования насосных станций, с целью улучшения его технологических качеств и повышения рентабельности предприятия.

Изучение такой комплексной дисциплины, как «Нефтегазовое оборудование» позволит готовить инженеров для последующей практической деятельности в области проектирования и эксплуатации насосных станций как важной составной части систем магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов. Изучение принципов функционирования насосов, систем сглаживания волн давления, камера приема и пуска средств очистки и диагностики, фильтров грязеуловителей, систем измерения количества и показателей качества нефтепродуктов и нефти, вспомогательного оборудования перекачивающих станций, правильный выбор оптимального режима работы насосов и перекачивающих станций в целом — вот основной перечень вопросов, которые рассматриваются в данном курсе.

Дисциплина «Нефтегазовое оборудование» позволяет подготовить специалиста способного осуществлять подбор нефтегазового оборудования и насосных станций для выполнения конкретных работ в соответствии с заданными критериями; знающего особенности технологического расчета и принцип функционирования насосно-силового оборудования, фильтров-грязеуловителей, систем сглаживания волн давления; владеющего знаниями по эксплуатации основного и вспомогательного оборудования НПС.

# 1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ НА НПС, НЕФТЕБАЗАХ

## Классификация нефтегазового оборудования. Термины

**Нефтегазовое оборудование** — группа промышленной продукции, которая предназначена для использования в нефтегазовом комплексе. К нефтегазовому оборудованию относится техника для бурения, геофизических и геологических работ, ремонта скважин, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья.

Нефтегазовое оборудование делят на виды по назначению:

- **буровое** используется для обустройства газо- и нефте скважин. Кроме буров, включает в себя большое количество вспомогательных и дополнительных механизмов. Очень разнообразно из-за большого числа способов бурения: ультразвукового, пневмоударного, шарошечного, шнекового и др.;
- **насосное** служит для поддержания требуемого давления в пласте, для работ по промывке и продавке скважин, кроме того, они широко используются для перекачки готового сырья по трубопроводам, шлангам, подачи нефтепродуктов в резервуары и слива оттуда. Оборудование для перекачки относится к одним из самых востребованных;
- **ремонтная оснастка** (вышки, подъемные установки и т. п.) обеспечивает обслуживание и обработку скважин;
- **нагревательное** нужно для подогрева нефтяной эмульсии. Это позволяет уменьшить вязкость жидкости, что значительно облегчает ее транспортировку по трубам;
- **факельное** используется при добыче и переработке углеводородного сырья, при которых происходят выбросы газа (аварийные, постоянные или периодические). При помощи сжигания устраняется опасность взрыва, неконтролируемого возгорания, резко снижается вредное воздействие на природу;
- **паросжигательное** применяют для нейтрализации вредных паров и газов, что объединяет их с факельной арматурой;
- **резервуарное** включает различные емкости для хранения, резервуарные механизмы, оснастку и арматуру;
- **морское оборудование для нефтегазовой отрасли** обеспечивает бурение, хранение, транспортировку углеводородного сырья в морских условиях. Относится к наиболее сложному по исполнению. Включает танкера, добывающие платформы, подводные и плавучие трубопроводы и др.;
- **устройства для первичной подготовки** дорабатывают для нормального использования сырью продукцию, служат для удаления из нее отдельных фракций. К аппаратуре относятся сепараторы, станции газораспределения, дезмульсаторы и другая техника;

- **нефтегазовая арматура** — многочисленный инвентарь для нормальной работы разработок, включающий в список запорные установки, агрегаты для фонтанирующих разработок, дроссели, краны, вентили, противовыбросовые превенторы и многое другое.

### **Оборудование нефтеперекачивающих станций, нефтебаз**

**НПС** или **нефтеперекачивающая станция** — это комплекс различного рода оборудования и сооружений, главным предназначением которого является создание (при помощи насосов) в нефтепроводе давления для перекачки нефти от нефтепромыслов или НПЗ до конечной точки.

Нефтепродуктоперекачивающая станция перекачивает готовый нефтепродукт с заводов до мест потребления. Ее состав и назначение такие же, как НПС.

#### *Основное и вспомогательное оборудование НПС*

В состав нефтеперекачивающей станции входит различное оборудование, которое условно делят на две группы: основное и вспомогательное.

1. Основное или технологическое оборудование НПС:

- резервуарный парк (РП);
- узел фильтров-грязеуловителей;
- магистральная насосная (МНС);
- подпорная насосная;
- система сглаживания волн давления (или ССВД, которая ставится только на НПС);
- технологические нефтепроводы и запорно-регулирующая арматура;
- регуляторы давления;
- КПП СОД (камеры пуска и приема средств очистки и диагностики).

2. Подсобно-хозяйственное или вспомогательное оборудование НПС:

- система водоснабжения;
- узел связи;
- административно-хозяйственные здания;
- системы отвода стоков (бытовых и промышленных);
- ремонтные и механические мастерские;
- пожарное депо;
- понижающая трансформаторная;
- котельная;
- склады;
- гаражи и т. д.

**Нефтебаза** — это комплекс сложных многофункциональных инженерно-технических объектов с различными сооружениями и конструкциями для решения производственно-хозяйственных задач. Объекты предназначены для создания необходимых условий приема и отпуска нефтепродуктов (далее НП), сбора, отгрузки и регенерации отработанных масел. Цель комплекса объек-

тов — бесперебойное, эффективное и надежное снабжение потребителей нефтью и НП.

### *Основные сооружения и объекты нефтебаз*

На площади стандартной нефтебазы расположение сооружений и объектов должно быть тщательно спланированным и рациональным. Следование данному принципу необходимо, так как от оптимального размещения конструкций нефтебазы во многом зависят эффективность процессов, бесперебойность проведения операций, соблюдение санитарно-гигиенических и противопожарных норм и требований. В конечном счете рациональность расположения определяет экономическую выгоду всего комплекса объектов. Наиболее целесообразным считается размещение объектов нефтебазы по их технологической или функциональной принадлежности. Основываясь на этих факторах, следует объединять сооружения и распределять их по зонам. Существует 7 таких зон.

1. Зона железнодорожного приема и отпуска. Состоит из железнодорожных сливно-наливных устройств, насосных и компрессорных станций, хранилищ жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочных площадок, лабораторий, технологических трубопроводов различного назначения, операторных помещений и других объектов, связанных с проводимыми операциями.

2. Зона водного приема и отпуска. Включает в себя морские или речные пирсы и причалы, насосные станции, технологические трубопроводы, операторные, манифольды и другие сооружения, которые осуществляют сливно-наливные операции в транспортные емкости.

3. Зона резервуарного хранения. Состоит из резервуаров, технологических трубопроводов, газосборников, газовых обвязок, насосных, операторных, манифольдов и прочего.

4. Зона розничного отпуска. Формируется из автоэстакад, устройств для налива НП в автоцистерны, разливочных, хранилищ для нефтепродуктов в таре, цехов затаривания НП, цехов регенерации отработанных масел, маслосветильных установок, насосных, оперативных площадок чистой и грязной тары, автовесов, погрузочных площадок, лабораторий.

5. Зона очистных сооружений. Состоит из буферных резервуаров, песколовок, нефтеловушек, флотаров, фильтров, биофильтров, хлораторных, азонарных, прудов-отстойников, прудов-испарителей, шламонакопителей (иловых площадок).

6. Зона подсобных зданий и сооружений. В ней находятся ремонтно-механические мастерские, малярные цеха, пропарочные установки, цеха по ремонту оборудования, распределительные пункты, котельные, электростанции и трансформаторные подстанции, склады для тары и материалов.

7. Административно-хозяйственная зона. Предполагает наличие объектов противопожарной службы, административных зданий, столовых, проходных, гаражей, объектов охраны и прочие административные помещения.

## **Контрольные вопросы и задания**

1. Дать определение терминам «насосное оборудование», «резервуарное, нефтегазовое оборудование», «нефтебаза».
2. Дать классификацию нефтегазового оборудования по назначению.
3. Как можно условно разделить оборудование на НПС, нефтебазах по степени технологической принадлежности?
4. Какое оборудование является вспомогательным на НПС?
5. Перечислить основное оборудование нефтебаз с привязкой к зоне функциональной принадлежности.

## 2. ОБОРУДОВАНИЕ ГОЛОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕПРОВОДОВ

### Общая технологическая схема системы сбора и подготовки нефти

После того как нефть подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Подготовка нефти необходима для снижения объема и повышения качества сырой нефти, для защиты трубопроводов и оборудования, а также для предупреждения потери легких углеводородов в месте добычи нефти перед ее дальнейшей транспортировкой.

Система сбора и подготовки продукции (см. рис. 2.1) представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Зависит от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, рельефа местности и природных условий. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом). Основным оборудованием системы сбора являются: выкидные линии и коллекторы, автоматизированные групповые замерные установки, путевые подогреватели, дожимные насосные станции.

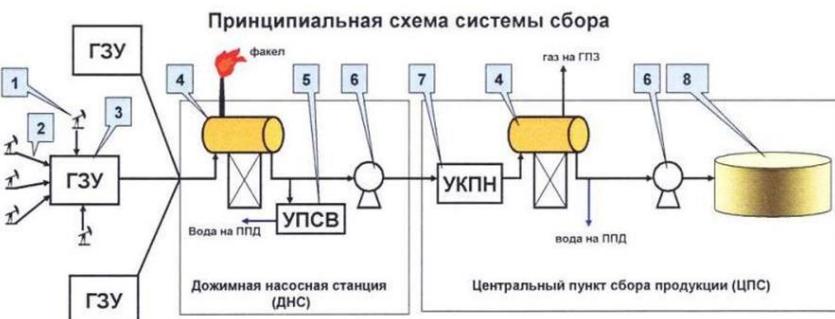


Рис. 2.1

Принципиальная схема системы сбора нефти

На первой стадии сбора и подготовки скважинная жидкость по выкидной линии попадает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), где определяется количество добываемой из скважин жидкости и производится частичное отделение попутного газа и воды от нефти. Далее нефть посредством дожимной насосной станции (ДНС) через сборные коллекторы направляется на центральный пункт сбора (ЦПС). Основное назначение дожимной насосной станции — обеспечить дополнительный напор для перекачки нефти на ЦПС с отдаленных месторождений. Часто ДНС объединяют с установкой предварительного сброса воды (УПСВ), на которой производится частичная сепарация нефти, газа, воды и дальнейшая перекачка их раздельными трубопроводами. «Пункт сбора» — понятие довольно приблизительное. Это

может быть что угодно: от очень простой станции сбора до сложного центра комплексной подготовки, где добытые флюиды проходят подготовку и разделяются на газ, газоконденсатные жидкости, воду и стабилизированную нефть. Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но иногда целесообразно один ЦПС использовать для нескольких месторождений с размещением его на более крупном из них. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где жидкость, добываемая из скважин, проходит частичную сепарацию и обработку. Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС. Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк, включающий резервуары различной вместимости: от 1000 до 50 000 м<sup>3</sup>.

### Оборудование системы сбора и подготовки нефти: АГЗУ, ДНС, трубопроводы, арматура

#### Устройство и принцип работы АГЗУ

Оборудование групповой установки рассчитывается на подключение и сбор продукции с 8–12, а иногда и более скважин. Продукция, поступающая со скважины, замеряется периодически для каждой скважины. Схема измерения дебита скважины на групповой установке показана на рисунке 2.2.

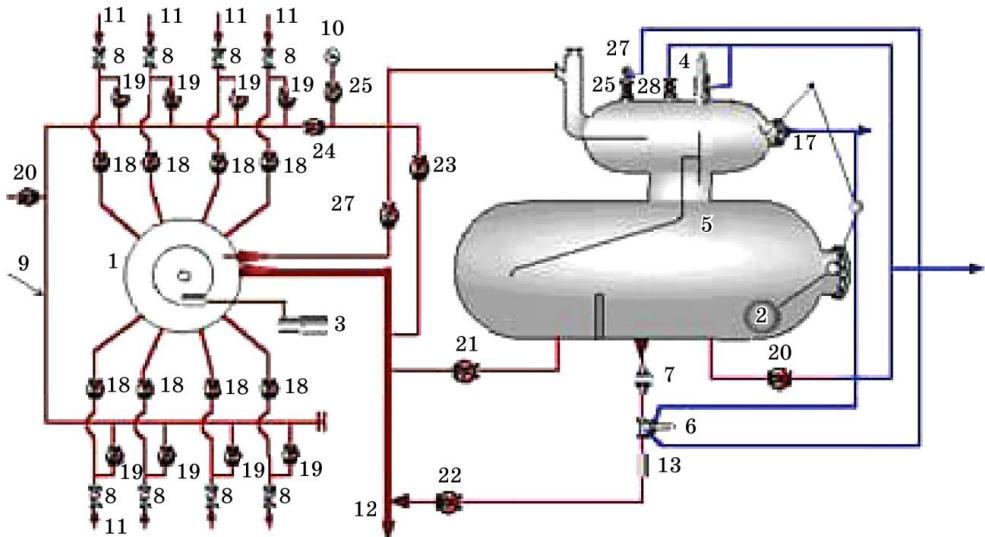


Рис. 2.2  
Принципиальная схема АГЗУ

Продукция скважин по сборным коллекторам (11) через обратные клапана (8) и линии задвижек (18) поступает в переключатель (1) ПСМ (переключатель скважин многоходовой). При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется через задвижку (27) в сепаратор (5), а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод (12) через задвижку (23). В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой за-

слонке (17) поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. С помощью регулятора расхода (6) и заслонки (17), соединенной с поплавковым уровнемером (2), обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через турбинный счетчик жидкости ТОР с постоянными скоростями, что обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями. Регулятор расхода РР соединен двумя импульсными трубками с сосудом и линией после заслонки (17). При перепаде давления РР обеспечивает выход жидкости из сосуда (5) через счетчик ТОР в общий трубопровод. Для предотвращения превышения давления в сосуде (5) на нем установлен предохранительный клапан СППК (4). СППК срабатывает при давлении в сосуде выше допустимого, и жидкость из сосуда (5) поступает в дренажную линию. Он тарируется не реже чем 1 раз в год.

Счетчик ТОР выдает на блок управления и индикации (БУИ) или пункт контроля и управления импульсы, которые регистрируются электромагнитными счетчиками. Счетчик имеет шкалу и механический интегратор, где суммируется результат измерения. Управление переключателем скважин осуществляется БУИ по установленной программе или по системе телемеханики через КП. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода (3), и в системе гидравлического управления ГП повышается давление. Привод переключателя ПСМ, под воздействием давления гидропривода ГП, перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина. Длительность измерения определяется установкой реле времени в режиме местной автоматики. Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании, по периметру рамы, крепятся панели укрытия. Внутренняя полость панелей заполняется теплоизоляционным материалом и обшивается металлическими листами.

### **Дожимные насосные станции (ДНС)**

Дожимные насосные станции (ДНС) применяются в тех случаях, если на месторождениях (группе месторождений) пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до установок предварительного сброса воды (УПСВ) или цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН). Обычно ДНС применяются на отдаленных месторождениях. Дожимные насосные станции выпускаются в блочном исполнении двух типов:

1) ДНС на базе сепарационных установок с насосной откачкой блочной насосной (БН). Разработано 12 типоразмеров блоков: от БН-500-9 до БН-2000-26. Шифр блока: БН — блочная насосная; 500—2000 — подача насоса по жидкости в  $\text{м}^3/\text{сут}$ ; 9—26 — давление нагнетания в МПа. Станция состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа. Технологический блок включает технологическую емкость и гидроциклоны, один из которых резервный;

2) ДНС-7000, ДНС-14000, ДНС-20000, где число указывает на подачу насосных агрегатов в  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Давление нагнетания насосов 1,9—2,8 МПа. Технологическая единица состоит из блока буферной емкости (где осуществляется сепарация газа) и блока насоса 8НД-9×3. В указанных ДНС имеются соответ-

ственno две, три, четыре технологические единицы, причем в каждой станции одна технологическая единица резервная. Помимо этого, ДНС включает: блоки сбора и откачки утечек нефти, низковольтной аппаратуры и КИПиА, а также распределительное устройство и свечу аварийного сброса газа.

Дожимная насосная станция состоит из следующих блоков:

- буферной емкости;
- сбора и откачки утечек нефти;
- насосного блока;
- свечи аварийного сброса газа.

Все блоки ДНС унифицированы. В качестве буферной емкости применяются горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС) объемом 50 м<sup>3</sup> и более. ДНС имеет резервную буферную емкость и насосный агрегат.

**Технологические схемы ДНС буферной емкости предназначены:**

- для приема нефти в целях обеспечения равномерного поступления нефти к приему перекачивающих насосов;
- сепарации нефти от газа;
- поддержания постоянного подпора порядка 0,3–0,6 МПа на приеме насосов.

## Трубопроводы

К основным характеристикам системы сбора относят давление и способ транспортировки продукции. Для промысловых коммуникаций используют трубопроводы из бесшовных горячекатанных труб.

Приведем классификацию трубопроводов на промысле:

1) по виду перекачиваемого продукта — нефте-, газо-, нефтегазо-, водо- и паропроводы, а также канализационные трубы; по назначению — самотечные, напорные и смешанные; по рабочему давлению — низкого (до 0,6 МПа), среднего (до 1,6 МПа) и высокого (свыше 1,6 МПа) давления;

2) по способу прокладки — подземные, надземные и подводные; по функции — выкидные (от устьев скважин до групповой установки), сборные коллекторы (принимающие продукцию от нескольких трубопроводов) и товарные (транспортирующие товарную продукцию);

3) по способу изготовления — сварные и сборные; по форме расположения — линейные (сборный коллектор представляет собой одну линию), кольцевые (сборный коллектор представляет собой замкнутую кольцевую линию) и лучевые (сборные коллекторы сходятся лучами к одному пункту).

На месторождениях наиболее распространены трубопроводы диаметром от 75 до 350 мм.

## Арматура

Трубопроводная арматура разделяется на три группы: запорная, регулирующая, предохранительная (см. табл. 2.1).

**Классификация арматуры**

Таблица 2.1

	<b>Запорная</b>	<b>Регулирующая</b>	<b>Предохранительная</b>
Назначение	Разобщение участков трубопроводов и отключение от трубопроводов разных технологических установок	Поддержание пластового давления в трубопроводе до регулятора или после него	Предохранение трубопроводов или аппаратов от разрыва при повышении давления
Где	В начале и конце каждого трубопровода, а также в местах соединения со сборными коллекторами	На газопроводах для обеспечения постоянного давления на приеме компрессоров или в конечных точках газопроводов	На патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию
Пример	Задвижки; краны; вентили; обратные клапаны	Регуляторы давления; регулирующий клапан; запорно-регулирующий клапан; смесительные клапаны; регулятор уровня	Предохранительные клапаны; импульсно-предохранительные устройства; мембранные предохранительные устройства; перепускные клапаны

**Контрольные вопросы и задания**

1. Описать технологическую схему сбора и подготовки нефти.
2. Привести классификацию ДНС.
3. Описать принцип работы АЗГУ.
4. Привести назначение и пример трубопроводной арматуры.
5. Для чего необходим счетчик ТОР?
6. Объяснить конструктивные особенности разных типов запорной арматуры.

### 3. НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Насос и приводной двигатель, соединенные между собой, контрольно-измерительные приборы и аппаратура автоматического регулирования в совокупности представляют собой **насосный агрегат**. Насосный агрегат и комплексующее оборудование с подводящим и напорным трубопроводами и арматурой называется **насосной установкой**.

#### Общие сведения о насосах. Классификация

**Насос** — машина, предназначенная для преобразования механической энергии привода в гидравлическую энергию потока перекачиваемой жидкой среды с целью ее подъема и перемещения (см. рис. 3.1).

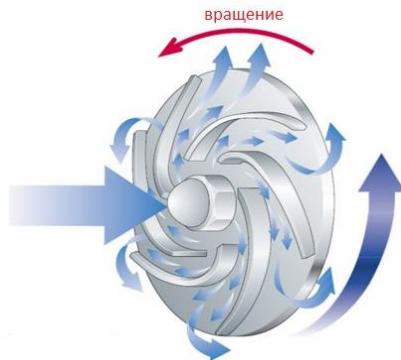


Рис. 3.1

Принцип работы рабочего колеса центробежного насоса

Для перекачки нефти и нефтепродуктов используют поршневые и центробежные насосы. **Центробежные насосы** — это насосы динамические лопастные, в которых жидкость перемещается за счет энергии, передаваемой ей при обтекании лопастей рабочего колеса. В центробежных насосах поток жидкости в области лопастного колеса имеет радиальное направление и перемещается главным образом под действием центробежных сил. **Поршневые насосы** — это насосы объемные, самовсасывающие, возвратно-поступательные, в которых жидкость перемещается под действием поршня или диафрагмы.

Выбор насосного агрегата определяется технико-экономическими показателями с учетом условий его эксплуатации. Как поршневым, так и центробежным насосам свойственны определенные преимущества и недостатки.

К преимуществам центробежных насосов относятся:

- относительно небольшие габаритные размеры насоса при больших подачах и высоких напорах;
- меньшая относительная стоимость по сравнению с поршневыми, простота ремонта и эксплуатации;
- простота непосредственного присоединения вала насоса к быстроходному приводу;

- возможность широкой регулировки режима работы без остановки агрегата;
- возможность последовательной работы с другими центробежными насосами при недостаточно высоком напоре;
- высокий КПД при перекачке маловязких нефтей;
- возможность перекачки нефтей, содержащих механические примеси;
- сравнительная простота автоматизации насосных станций с центробежными насосами.

К недостаткам центробежных насосов относятся:

- быстрое уменьшение подачи, напора и всасывающей способности при увеличении вязкости жидкости;
- обязательная заливка перед пуском и постоянный подпор при нормальной эксплуатации во избежание явления кавитации;
- сравнительно небольшой КПД при малых подачах;
- относительно малый интервал эффективной работы насоса.

Поршневые насосы обладают следующими преимуществами:

- высокий КПД, существенно не меняющийся от изменения вязкости жидкости;
- практическая независимость напора насоса от подачи.

Недостатки поршневых насосов при их использовании на магистральном нефтепроводе:

- большие габаритные размеры при больших подачах;
- ограниченная возможность регулирования режима без остановки;
- сравнительно высокая стоимость насосов и насосных станций;
- сложность эксплуатации, необходимость большого числа квалифицированного обслуживающего персонала;
- необходимость установки компенсаторов пульсаций для уменьшения пульсаций жидкости, например, в виде воздушных колпаков, что приводит к необходимости содержать компрессорное хозяйство;
- невозможность перекачки нефти, загрязненной даже незначительными твердыми включениями, так как это приводит к порче клапанов и их сёдел, поверхности цилиндров и плунжеров;
- сложность схем автоматизации насосных станций с поршневыми насосами.

Требования к насосным агрегатам, устанавливающимся на МН: сравнительно высокие напоры, большие подачи, экономичность работы, долговременность и надежность нормальной непрерывной работы, компактность, простота конструкции и технического обслуживания.

В связи с этим широкое применение при магистральном транспорте нефти и нефтепродуктов получили центробежные насосы. Поршневые насосы конкурентоспособны лишь при перекачке высоковязких жидкостей.

### **Классификация центробежных насосов**

Центробежные насосы могут быть подразделены (как и насосы других типов) по конструктивным признакам:

1) по расположению оси вала в пространстве они делятся на горизонтальные (см. рис. 3.2) и вертикальные (см. рис. 3.3). Основная масса центробежных насосов

имеет горизонтальный вал. Насосы с вертикальными валами в основном предназначены для работы с особо вредными выделяющими газ жидкостями, так как обеспечивают надежную герметичность; применяются они также при перекачке очень вязких продуктов, для которых необходимо свести к минимуму сопротивления на всасывающей линии. Насосы вертикального исполнения отличаются от горизонтальных незначительными размерами площади для установки, поэтому их целесообразно использовать на насосных станциях с заглубленным машинным залом;

2) по способу подвода жидкости к колесу — с односторонним и двусторонним всасыванием (см. рис. 3.4);

3) по расположению рабочих органов и конструкции опор (подшипников) — консольные (см. рис. 3.2); моноблочные; с выносными и внутренними опорами (см. рис. 3.2). У консольных насосов рабочее колесо закреплено на конце вала, как на консоли;

4) по числу ступеней (рабочих колес) — одно-, двух- и многоступенчатые (см. рис. 3.2, 3.5). Одноступенчатые насосы могут развивать напор до 40–50 м. Дальнейшее повышение напора за счет увеличения числа оборотов ограничивается прочностью колеса. Для получения более высоких напоров применяются многоступенчатые насосы, имеющие два или более (до 10) рабочих колес, расположенных в корпусе таким образом, что жидкость последовательно поступают от одного колеса к другому;

5) по способу разъема корпуса — с торцевым (см. рис. 3.2), осевым (горизонтальным) разъемами (см. рис. 3.5) и секционные. Осевой разъем корпуса лучше удовлетворяет требованиям строительно-эксплуатационной практики, так как обеспечивает уменьшение размеров машинного зала станций и позволяет выполнять разборку центробежного насоса без отсоединения его от всасывающего трубопровода;

6) по расположению входа в насос — с боковым, осевым и двусторонним входом;

7) по конструкции рабочего колеса: насосы с открытым рабочим колесом, состоящим только из втулки с лопатками; с закрытым колесом, у которого лопатки с боков ограничены дисками; с полузакрытым колесом, имеющим диск со стороны, противоположной входу жидкости в колесо.

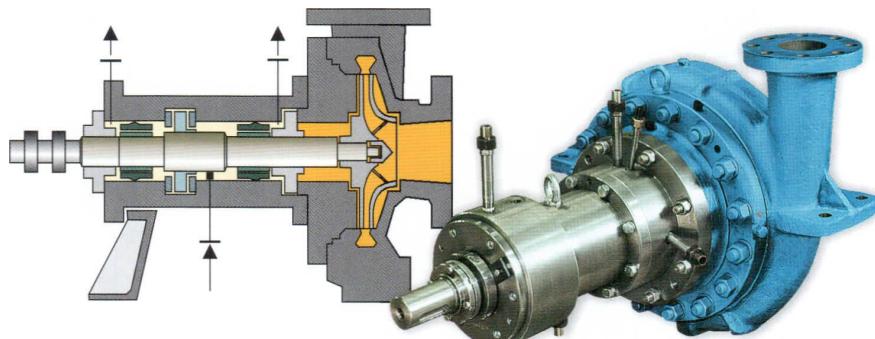
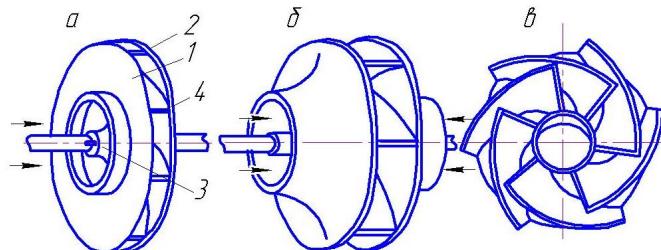


Рис. 3.2

Центробежный насос консольный горизонтальный с внутренними опорами

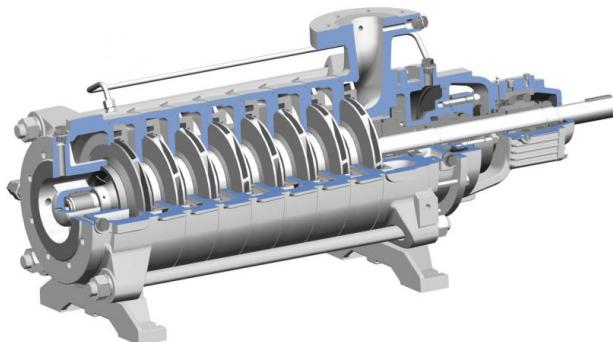


**Рис. 3.3**  
Центробежный насос вертикальный НПВ3600\_90М



**Рис. 3.4**  
Типы рабочих колес:

*а* — закрытое с односторонним входом жидкости; *б* — закрытое, двухстороннего всасывания; *в* — полуоткрытое. 1 — передний диск; 2 — нижний диск; 3 — опорная шайба; 4 — лопасти.



**Рис. 3.5**  
Многосекционный центробежный насос

Помимо классификации центробежных насосов по конструктивному принципу существуют различные варианты обозначений насосов непосредственно изготовителями насосного оборудования. Для унификации их обозначения в заказной, проектной, эксплуатационной и т. д. документации используют стандарт API-610 (ГОСТ 32601-2013). Краткая классификация насосов по данному стандарту представлена в таблице 3.1.

Конец ознакомительного фрагмента.  
Приобрести книгу можно  
в интернет-магазине  
«Электронный универс»  
[e-Univers.ru](http://e-Univers.ru)