

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

Основы нефтегазового дела

Реферат на тему: Глубинно-насосная эксплуатация центробежными
электрическими насосами.

Выполнил студент группы:
НГДДСз-22-1 Бондарев В.А.
Номер зачетки:22150439
Проверил: Аверкина Е.В.

Иркутск 2023 г.

Наряду со штанговыми глубинными насосами для эксплуатации нефтяных скважин все большее применение находят бесштанговые, главным образом погружные электрические центробежные насосы. В 1970 г. этими насосами было оборудовано около 5000 скважин, добыча нефти из них составила 84 млн. т.

Для сравнения следует отметить, что в 1970 г. из 37 000 глубинно-насосных скважин было добыто 65 млн. т нефти. Средний дебит одной скважины, оборудованной электрическим центробежным насосом, составил около 120 т/сут, в то время как дебит глубиннонасосной скважины был равен 15 т/сут.

Следовательно, электрическими центробежными насосами эксплуатируются в основном высокодебитные скважины, в то время как штанговыми глубинными насосами эксплуатируются преимущественно малодебитные и среднедебитные скважины.

Характерным для установок погружных электронасосов является отсутствие промежуточного звена — колонны насосных штанг, благодаря чему повышается межремонтный период их работы, который по всему фонду скважин превышает 200 сут; во многих скважинах центробежные насосы работают без подъема 2—3 года.

Наземное оборудование погружных электронасосов отличается простотой и не требует монтажа фундаментов и других сооружений. Поэтому установка этих насосов на новых скважинах может осуществляться в короткий срок и в любое время года. Поскольку центробежный насос и его привод — электродвигатель — находятся в скважине, а не на поверхности земли, обслуживание скважин значительно упрощается и почти одинаково с обслуживанием фонтанных скважин.

Установка погружного центробежного электронасоса

Установка погружного центробежного электронасоса (рис. 122) состоит из следующих основных элементов: насосного агрегата (насос, электродвигатель, протектор); колонны подъемных труб; бронированного кабеля; устьевого арматуры; кабельного барабана с направляющим роликом; станции управления и автотрансформатора.

Насосный агрегат в собранном виде спускают в скважину на подъемных трубах. Все узлы агрегата (насос, электродвигатель, протектор) имеют самостоятельные валы на подшипниках. Валы соединяются друг с другом шлицевыми муфтами. Кроме того, корпуса насоса, протектора и электродвигателя соединены между собой фланцами.

В погружном электроцентробежном агрегате электродвигатель расположен непосредственно под насосом. Поэтому насос имеет боковой прием жидкости, которая поступает в него из кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и электродвигателем через фильтр-сетку.

Ток для питания электродвигателя подводится по специальному бронированному трехжильному круглому кабелю, который опускают вместе с

колонной насосных труб и прикрепляют к ним тонкими железными поясами. На участке немного выше насоса и на самом агрегате кабель имеет плоское сечение, что уменьшает габариты агрегата. Плоский кабель крепят к насосу и протектору также поясами.

Наземное оборудование скважин состоит из устьевого оборудования, ролика, подвешиваемого к вышке, барабана со стойками для кабеля,

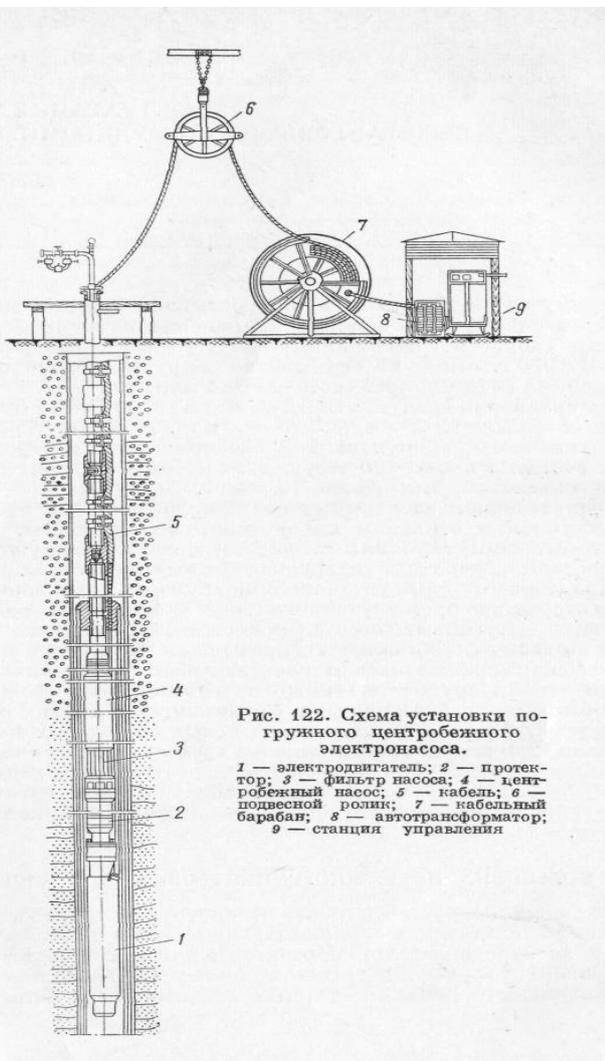
автоматической станции управления и автотрансформатора. Ролик предохраняет кабель от перегибов при спуско-подъемных операциях. Трансформатор предназначен для компенсации падения напряжения в кабеле, подводящем ток к погружному электродвигателю. Для защиты от пыли и снега автотрансформатор устанавливают в будке. При помощи станции управления осуществляют ручное управление автоматом и кнопками, автоматическое отключение агрегата при прекращении подачи жидкости, нулевую защиту и защиту от перегрузки, отключение агрегата при коротких замыканиях. Барабан служит для транспортировки кабеля, для облегчения разматывания и сматывания его при спуске и подъеме агрегата из скважины.

Оборудование устья скважины при эксплуатации погружным центробежным электронасосом состоит из тройника и задвижки, установленной на выкидной линии.

Насосные трубы подвешивают на фланце обсадной колонны при помощи специальной планшайбы.

Работа установки происходит следующим образом. Электроток из промышленной сети через трансформатор и станцию управления поступает по кабелю и электродвигателю и приводит его в действие; электродвигатель вращает вал насоса и приводит таким образом в действие центробежный насос.

Во время работы агрегата происходит всасывание жидкости центробежным насосом через фильтр, установленный на приеме насоса, и нагнетание ее по насосным трубам на поверхность. Чтобы жидкость при остановке агрегата не сливалась из колонны труб в скважину, в трубах над насосом смонтирован обратный клапан. Кроме того, над насосом устанавливают спускной клапан, через который жидкость сливается из колонны труб перед подъемом агрегата из скважины.



ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

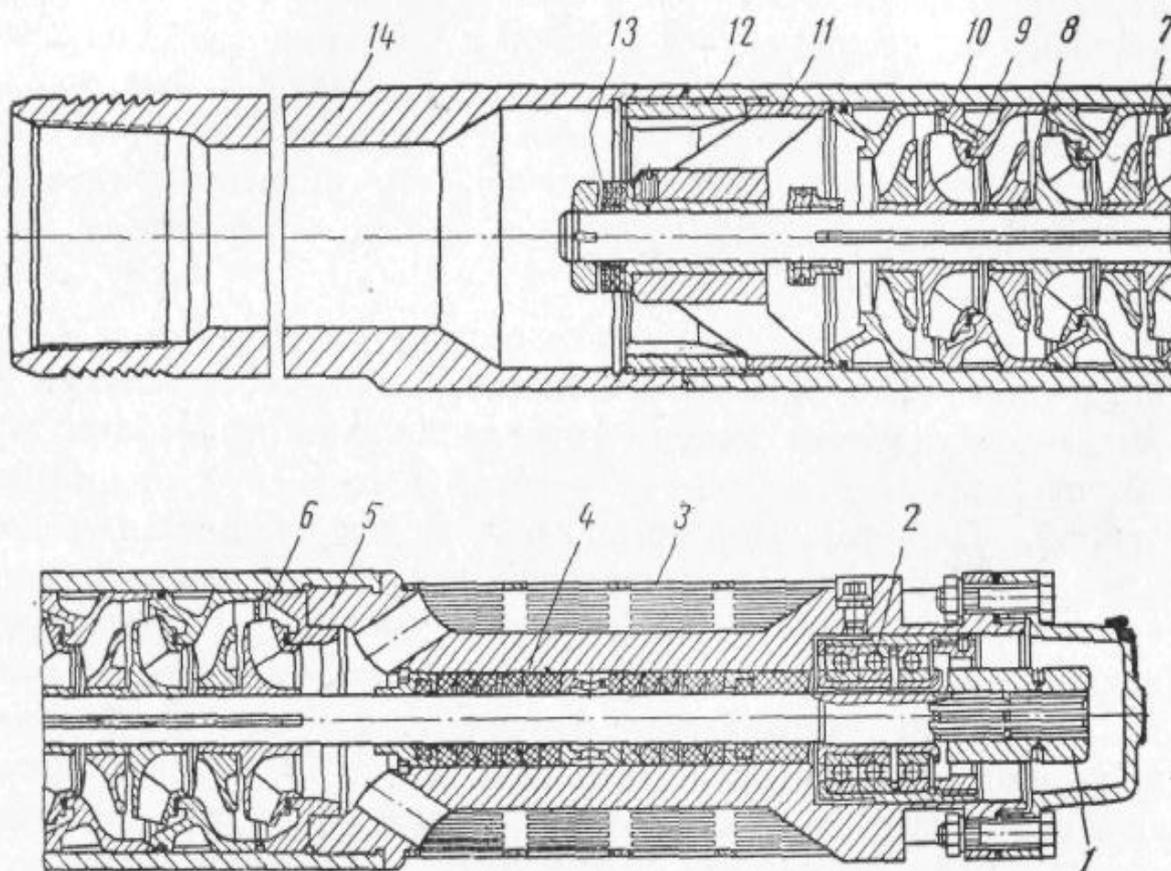


Рис. 123. Погружной центробежный электронасос.

Насос (рис. 123). Наружный диаметр погружного насоса определяется условием его свободного размещения в обсадной колонне в сборе с плоским кабелем и принят равным 92 мм для обсадной колонны диаметром 146 мм (5") и 114 мм для колонны диаметром 168 мм (6").

Корпус многоступенчатого погружного электронасоса представляет собой стальную трубу, точно обработанную по внутренней поверхности и имеющую с обоих концов резьбу.

С нижней стороны в корпус завинчивается основание насоса 5, по окружности которого закреплена приемная сетка 3, не допускающая попадания в полость насоса механических частиц, а с верхней стороны — ниппельная гайка 12. Непосредственно к основанию насоса прилегает специальная втулка 6, а за ней укладываются направляющие аппараты 10 в сборе с рабочими колесами 8. Над последним верхним направляющим аппаратом монтируется верхний подшипник 11. Все эти детали при монтаже зажимаются между основанием насоса и ниппельной гайкой и таким образом удерживаются в неподвижном состоянии.

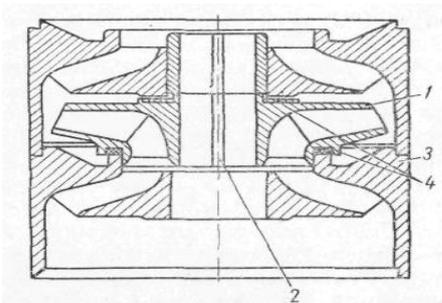


Рис. 124. Схема одной ступени насоса.

Рабочие колеса связаны с валом насоса призматической шпонкой и могут смещаться вдоль вала; при работе каждое колесо опирается на торцовый выступ расположенного под ним направляющего аппарата. Благодаря такой посадке осевые нагрузки от колес передаются непосредственно на направляющие аппараты и через них на основание насоса.

Между колесами и направляющими аппаратами с целью уменьшения трения устанавливаются текстолитовые шайбы 9, запрессованные в кольцевой паз на нижнем торце колеса, и шайбы 7, надетые на его втулку сверху.

Осевое усилие, возникающее вследствие давления жидкости на верхний торец вала, воспринимается сдвоенным радиально-упорным подшипником 2, а случайные осевые нагрузки, направленные вверх, воспринимаются третьим радиально-упорным подшипником.

Верхняя опорная пята скольжения 13, состоящая из набора текстолитовых и бронзовых шайб, имеет вспомогательное значение, воспринимая часть осевой нагрузки и предотвращая продольный изгиб вала.

Опорная пята, так же как и опорные поверхности рабочих колес, смазывается жидкостью, откачиваемой насосом из скважины. Радиально-упорные подшипники смазываются специальной густой смазкой, поступающей из протектора. Утечка этой смазки через зазоры вдоль вала предотвращается сальником 4, который состоит из набора свинцово-графитных колец и резиновых шайб.

Корпус насоса соединяется с колонной подъемных труб при помощи ловильной головки 14, которая навинчивается на выступающую часть ниппельной гайки 12. Головка имеет внутреннюю резьбу, соответствующую резьбе насосно-компрессорных труб, и специальные наружные проточки для выполнения ловильных работ.

На нижний конец вала надета шлицевая муфта 1 для соединения с валом протектора.

На рис. 124 показана схема одной ступени насоса. Лопатки 1, которые составляют ротор насоса, опираются на элементы статора 3 насоса через текстолитовые кольца 4. Поэтому осевые нагрузки, которые развиваются на валу двигателя, передаются корпусу насоса.

Лопатки посредством шпонки укрепляются на валу 2, а элементы, которые составляют статор, закреплены в корпусе насоса затяжной гайкой.

Лопатки могут быть изготовлены из бронзы, чугуна, пластических материалов, а элементы, составляющие статор, делаются из чугуна.

Принцип работы центробежного насоса заключается в том, что при увеличении напора жидкости, протекающей через него, происходит при вращении рабочих колес, которые являются основным органом насоса.

Во время работы насоса жидкость, поступающая через всасывающие отверстия к центральной открытой части рабочего колеса, попадает на его

лопатки и увлекается ими в полость насоса, где приобретает вращательное движение.

Под влиянием центробежной силы и от воздействия лопаток частицы жидкости с большой скоростью отбрасываются к периферии вращающегося колеса и затем наружу. Выбрасываемая из колеса жидкость обладает большой скоростью и, следовательно, значительной кинетической энергией — энергией движения. Для преобразования этой энергии в энергию давления служат специальные направляющие устройства, которые состоят из системы фигурных лопаток, охватывающих рабочее колесо. Жидкость, протекая между этими лопатками, плавно изменяет направление движения, постепенно теряет скорость и отводится в следующую ступень.

Рабочие колеса погружных насосов имеют небольшой диаметр и вследствие этого напор жидкости, создаваемый одной ступенью, не превышает 3,5—5,5 м водяного столба. Поэтому для обеспечения напора в 800—1000 м в корпусе насоса монтируют по 150—200 ступеней, а в тех случаях, когда необходимо иметь больший напор, применяют двухсекционные насосы.

Часть погружных центробежных электронасосов выпускается в износоустойчивом исполнении; они предназначены для эксплуатации скважин с содержанием механических частиц (песка) в откачиваемой жидкости от 1 до 10 г на литр.

Отличительными конструктивными особенностями таких насосов являются:

а) выполнение опорных торцовых поверхностей рабочих колес и направляющих аппаратов, а также других трущихся поверхностей (кроме сальникового узла) из износоустойчивой нефтестойкой резины;

б) применение промежуточных износостойких подшипников, облицованных резиной;

в) защищенность вала насоса по всей длине от непосредственного соприкосновения с пластовой жидкостью; на участке между сальником и первым рабочим колесом, а также между рабочими колесами и промежуточными подшипниками вал защищен бронзовыми втулками;

г) изготовление рабочих колес из бронзы.

Износоустойчивыми являются также насосы с капроновыми рабочими колесами и направляющими аппаратами.

Погружной электродвигатель (ПЭД). Погружной центробежный насос приводится в действие трехфазным электродвигателем переменного тока с короткозамкнутым ротором, рассчитанным на питание от сети промышленной частоты. Погружные электродвигатели предназначены для работы в скважинах с температурой откачиваемой жидкости до 70—95° С.

Скорость вращения ротора погружных электродвигателей составляет около 3000 об/мин.

Своеобразные условия работы погружного двигателя определяют его конструктивное исполнение и значительное отличие от обычных электродвигателей. Поперечные размеры двигателя ограничены размерами

обсадной колонны, и поэтому с целью обеспечения необходимой мощности их выполняют значительной длины. Например, двигатель мощностью 46 кВт имеет длину 6,8 м.

Во избежание проникновения в полость электродвигателя жидкой грязи, заполняющей скважину, его делают герметичным и заполняют маловязким трансформаторным маслом, которое благодаря действию механизма протектора находится под давлением, превышающим давление окружающей среды.

Устройство погружного двигателя показано на рис. 125.

Ротор двигателя состоит из отдельных секций 1, собранных на валу 2. Между секциями установлены промежуточные опорные подшипники качения или скольжения 3, которые предотвращают изгиб вала от одностороннего магнитного притяжения между статором и ротором и от действия неуравновешенных центробежных сил. Осевые нагрузки (в основном вес ротора) воспринимаются верхним радиально-упорным подшипником 8.

Каждая секция ротора представляет собой набор пластин-дисков, отштампованных из специальной электротехнической стали. В закрытых пазах секций размещается обмотка ротора (беличье колесо). Крутящий момент роторных секций передается на вал двигателя при помощи шпонок.

Статор двигателя состоит из магнитных 4 и немагнитных 5 пакетов, собранных в общем корпусе 6. Магнитные пакеты в собранном двигателе располагаются напротив секций ротора, а немагнитные — напротив промежуточных подшипников. Все пакеты статора связаны с корпусом шпоночным соединением, при помощи которого реактивный крутящий момент статора передается на корпус.

Обмотка статора 7 — общая для всех секций и выполнена из медных изолированных стержней, уложенных в пазах статора. Изоляция обмотки делается из стеклоткани, пропитанной специальным лаком, и является термо- и маслостойкой.

Концы обмотки, изготовленные из гибких проводников, присоединены к штепсельной розетке, которая монтируется в косом срезе верхней головки двигателя.

Во время работы двигателя происходит постоянная циркуляция масла, заполняющего его полость. Для этой цели у вала двигателя сделано центральное сверление на всю длину, а в пакетах статора имеются специальные продольные пазы. Масло из внутренней полости вала откачивается специальной турбинкой, установленной на валу непосредственно под самым верхним промежуточным подшипником, и подается в верхнюю часть двигателя, откуда по пазам в статоре и по зазору между ротором и статором направляется к нижней части двигателя.

В полость вала масло поступает через тканевый фильтр. Осаждение механических частиц из масла происходит в нижней части корпуса, а также в камере в верхней его части.

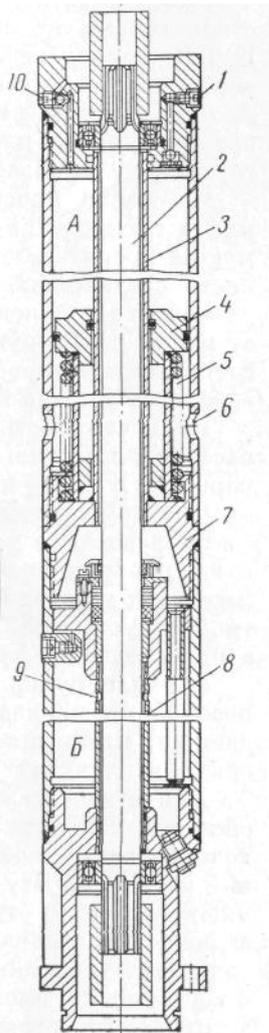


Рис. 126. Протектор.
 1 — обратный клапан;
 2 — вал протектора; 3 —
 верхний патрубок; 4 —
 поршень; 5 — пружина;
 6 — отверстие в корпусе;
 7 — разделительный
 nipple; 8 — кожух; 9 —
 отверстие; 10 — пере-
 пускной клапан.

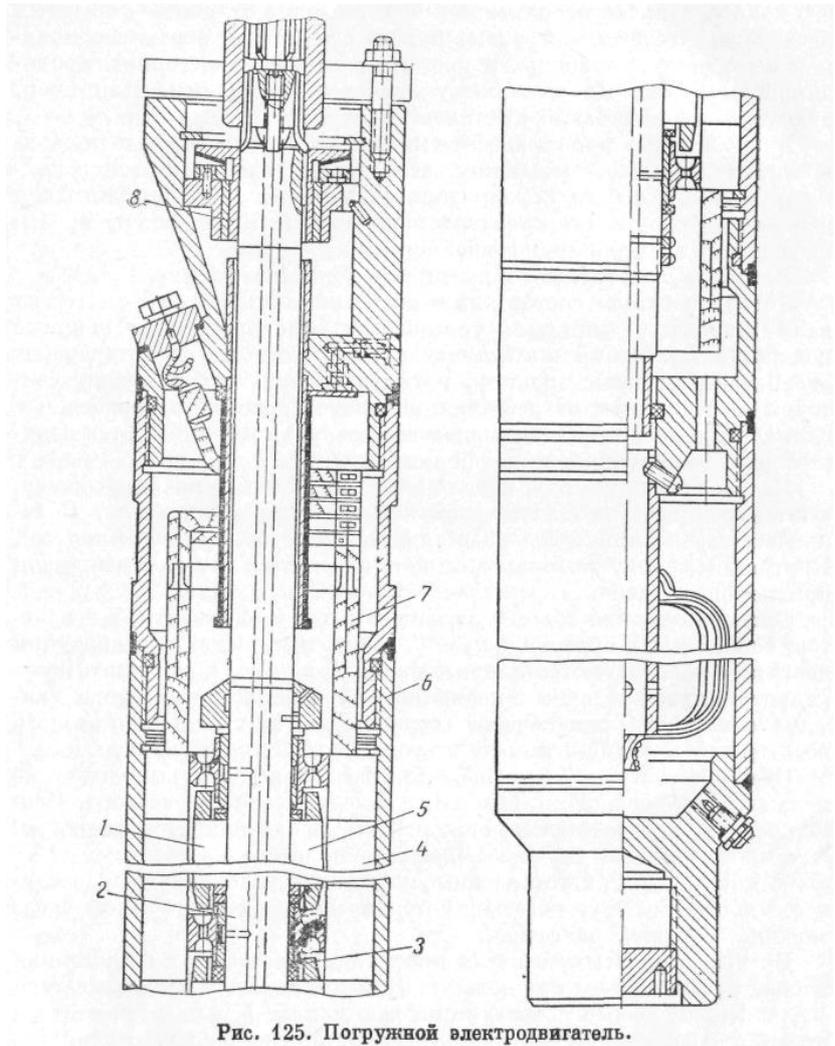


Рис. 125. Погружной электродвигатель.

Погружные электродвигатели имеют максимальные внешние диаметры 103 и 123 мм, что позволяет спускать их в скважины с эксплуатационными колоннами диаметром соответственно 146 и 168 мм (5 и 6").

Мощности выпускаемых двигателей равны 10, 17, 28, 35, 46, 55, 75 и 100 кВт.

Протектор. Для защиты электродвигателя от попадания в него откачиваемой из скважины жидкости служит специальное предохранительное устройство, называемое протектором (рис. 126). Принцип этой защиты состоит в том, что протектор создает в полости двигателя, заполненной специальным жидким маслом, давление, которое является избыточным над давлением окружающей среды при любом его значении. Кроме того, протектор снабжает упорные подшипники насоса специальной густой смазкой.

Корпус протектора состоит из двух камер *A* и *B*, разделенных nippleм 7.

Нижняя камера *B* заполняется маловязким маслом и сообщается с полостью электродвигателя через отверстие 9 и зазоры между валом 2 протектора и его кожухом 8. Запас масла в этой камере служит для компенсации утечек масла из полости электродвигателя.

Верхняя камера *A* имеет запас густой смазки для подшипников насоса и специальное устройство, при помощи которого в протекторе поддерживается избыточное давление. Смазка помещается в верхней части камеры.

Избыточное давление в камере, равное 150— 200 кПа, создается при помощи пружины *5*, которая действует на поршень *4* снизу. Когда насосный агрегат находится в скважине, давление окружающей жидкости передается на поршень через отверстия *б* в корпус протектора, и таким образом избыточное давление, создаваемое пружиной и поршнем, остается неизменным.

Заполнение протектора густой смазкой осуществляется через обратный клапан *1*, расположенный в головке (на рисунке изображен с правой стороны головки). Нагнетаемая под давлением смазка продвигает поршень вниз и сжимает пружину *5*.

Сообщение полости верхней камеры с другими узлами насосного агрегата осуществляется следующим образом.

После сборки всей установки открывается перепускной клапан *10* и смазка из верхней камеры протектора через этот клапан поступает в камеру радиально-упорных подшипников насоса и заполняет ее. Давление из этой камеры передается на жидкое масло в нижней камере и, следовательно, на внутреннюю полость электродвигателя через зазор между валом протектора и патрубком *3*.

Кабель. Питание электроэнергией погружного двигателя осуществляется по трехжильному кабелю двух типов. Круглый кабель КРБК (кабель резиновый, бронированный, круглый) от наземного оборудования спускается в скважину до глубины несколько выше насоса, а дальше идет плоский кабель КРБП (кабель резиновый, бронированный, плоский), который соединяется с круглым кабелем горячей вулканизацией.

На конце плоского кабеля имеется герметичная штепсельная муфта с наконечниками из бериллиевой бронзы. Корпус кабельной муфты крепится к головке двигателя двумя болтами, а герметичность соединения создается свинцовой прокладкой.

Сечение токоподводящих жил кабеля выбирается в зависимости от мощности погружного двигателя и глубины его спуска одного из следующих размеров: 10, 16, 25, 35 и 50 мм². Наружный диаметр кабеля от 12,2 до 40 мм.

На поверхности кабель намотан на барабан, располагаемый на расстоянии нескольких метров от скважины. Сматываемый с катушки барабана кабель проходит через направляющий ролик, подвешенный на пружинном амортизаторе у устья скважины.

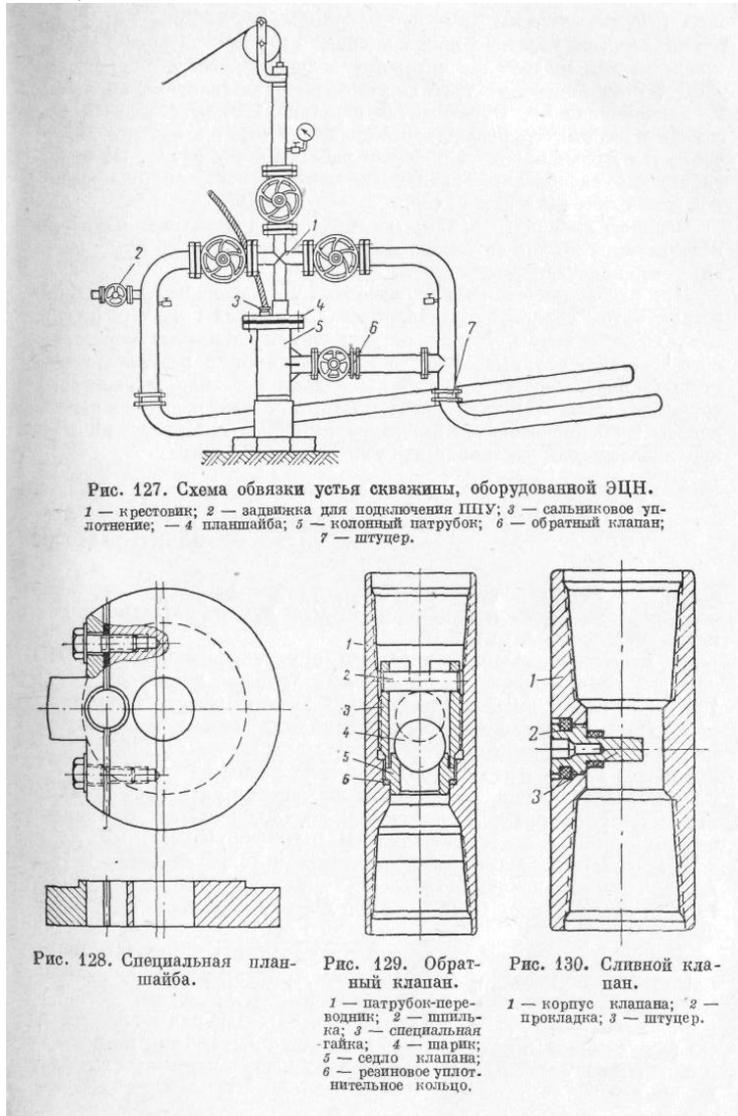
Оборудование устья и колонны подъемных труб. Обычно устьевую арматуру для скважин, оборудованных погружными электронасосами, изготавливают в промысловых мастерских. Крестовина или тройник устьевой арматуры на нижнем конце имеет трубную резьбу, а на остальных фланцы для присоединения задвижек.

Верхняя буферная задвижка монтируется в тех случаях, когда необходимо производить очистку труб от парафина. Боковые задвижки,

предназначенные для направления газонефтяного потока, обвязываются так же, как и на фонтанных скважинах (рис. 127).

Для отвода газа из затрубного пространства в верхнюю муфту обсадной колонны завинчивается колонный патрубок с боковым отводом и задвижкой, которая соединяется с одной из выкидных линий катушкой. Эту задвижку открывают периодически или же оставляют постоянно открытой. В последнем случае в обвязке затрубной задвижки устанавливается обратный клапан, не допускающий перетока нефти из выкидной линии обратно в скважину. На скважинах с фонтанными проявлениями желательнее иметь на арматуре и на затрубном пространстве стальные задвижки, поэтому при изготовлении устьевого арматуры часто используют фланцевые задвижки от стандартных фонтанных арматур.

Насосные трубы с агрегатом, прикрепленным к нижнему концу колонны этих труб, подвешивают на фланце обсадной колонны посредством специальной планшайбы.



Планшайба, представленная на рис. 128, состоит из основной части, представляющей неполный круг, и дополнительной — сегмента, крепящегося к первой двумя шпильками. Зазор между этими двумя частями уплотнен прокладкой. В середине разреза имеется отверстие для пропуска в скважину силового кабеля.

В колонне насосных труб над насосом устанавливают обратный и сливной клапаны. Обратный клапан (рис. 129) используется для залива насосных труб жидкостью перед пуском насоса, что облегчает пуск насоса и контроль за его работой после пуска. Во время работы насоса обратный клапан находится в открытом положении под действием давления снизу.

Сливной клапан (рис. 130) монтируют над обратным клапаном и пользуются им для спуска жидкости из насосных труб перед подъемом их из скважины.

При необходимости поднять насосный агрегат из скважины в насосные трубы сбрасывают металлический стержень. Этот стержень, проходя через трубы, ударяет по удлиненному концу штуцера сливного клапана, отламывает его в месте надреза, в результате чего открывается отверстие для стока жидкости из колонны насосных труб. Это облегчает труд работающих, так как развинчивание и подъем труб производятся без разлива жидкости. Сломанный штуцер впоследствии реставрируют или заменяют новым.

Преимущества и недостатки ЭЦН [1]

Широкое применение в нашей стране получили погружные установки центробежных электронасосов. Средний дебит нефтяной скважины, оборудованной такой установкой, составляет 120-140 тонн/сутки, в то время как дебит скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, всего 15 тонн/сутки. Большое преимущество этих установок - простота обслуживания, большой межремонтный период работы - 1 год. Нередки случаи, когда на отдельных месторождениях установки работают более 2-3 лет без подъема.

Преимущества электроцентробежных насосов

Скважины, оборудованные установками погружных центробежных электронасосов, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубиннонасосными установками.

Здесь на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громадные металлоемкие станки - качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки.

Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период года, даже в самые суровые зимние месяцы, без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтажа тяжелого оборудования. При эксплуатации скважин ЭЦН устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Для установок ЭЦН характерно отсутствие промежуточного звена насосных штанг, благодаря чему повышается межремонтный период работы скважин.

Расширяется область применения насосной добычи из глубоких скважин и форсированного отбора жидкости из сильно обводненных скважин, а также наклонно-направленных скважин.

Недостатки электроцентробежных насосов

К недостаткам бесштанговых насосных установок можно отнести: сложный ремонт скважины при падении труб, иногда не приводящий к результату; сложное оборудование, требующее электрика высокой квалификации.

На больших оборотах нефть смешивается с водой, приходится тратить большое количество энергии, чтобы отделить нефть от воды. ЭЦН могут применяться также для межпластовой закачки воды и для поддержания пластовых давлений в нефтяных залежах.

Не рекомендуется применять погружные электроцентробежные насосы в скважинах:

- а) в жидкостях которых содержится значительное количество песка, вызывающего быстрый износ рабочих деталей насоса;
- б) с большим количеством газа, снижающего производительность насоса.

Содержание свободного газа у первой ступени насоса не должно превышать 2% от объема перекачиваемой жидкости.

Повышение содержания свободного газа приводит к снижению напора, подачи, коэффициента полезного действия, а работа насоса становится неустойчивой.

Конструктивные особенности насоса и принцип действия

Центробежная помпа имеет вид агрегата, оснащённого лопастями, с помощью которого происходит непрерывный перенос жидкости по трубам за счёт центробежной силы. Вращение лопастей способствует выталкиванию жидкости из периферической области, после чего она под напором перемещается в направленную зону. Зачастую эта простая конструкция состоит из 2 основных деталей: приводного двигателя и гидравлической части.

Всё построено на действии центробежной силы, которая при вращении колеса в заполненном воздухом устройстве начинает направлять водные массы в нужном направлении, выталкивая их лопастями. В результате этого создаётся избыточное давление, которое помогает протолкнуть рабочее тело в напорный или разделительный трубопровод. Дальше дело уже за трубопроводной арматурой, которая обеспечит непрерывный поток жидкости в трубах и гарантирует её поступление в точку назначения.

Центробежные модели для добычи из скважин имеют два типа исполнения и подходят как для промышленных целей, так и для бытового использования. Важно знать, что с этой же целью часто используют винтовой или вихревой насос.

Виды и особенности

Изделия классифицируются по нескольким признакам:

- по количеству ступеней (одноступенчатые и многоступенчатые);
- по способу отвода (с или без направляющего аппарата);
- по типу привода (оснащённые одно- или двухсторонним приводом);
- по параметрам напора потока (с низким, средним или высоким напором);
- по виду среды (кислотные, водяные, землесосные, фекальные и другие);
- по способу расположения вала (с горизонтальным или вертикальным размещением);
- по цели назначения (шахтные, глубинные, общепромышленные и прочие).

В зависимости от способа установки приспособления делят на:

1. Поверхностные: функционируют без погружения в среду и подходят для добычи воды из колодцев или иных источников, для организации оросительной системы, а также осушения подвалов или других помещений. Эти модификации компактные, недорогие, простые в монтаже и не требуют большого пространства для установки.

2. Погружные: опускаются на дно и крепятся к водонапорной системе специальной муфтой, после чего соединяются электрическим кабелем, который питает двигатель. Простая установка и лёгкий демонтаж позволяют устанавливать агрегат в углублениях любого типа. Изделия высокоэффективны на большой глубине, бесшумны и имеют постоянное охлаждение, что продлевает срок службы. Незначительным недостатком данной модели считается чувствительность к песчаной массе, которая может содержаться в перекачиваемой среде.

Кабельный ввод



Сальник Кабельного Ввода



Технические характеристики насосов ЭЦН

Основные требования технических условий на электроприводные центробежные насосы для добычи нефти приведены в табл.2. Параметры центробежных насосов ЭЦН некоторых типоразмеров электроприводных центробежных насосов, изготавливаемых российскими фирмами по техническим условиям, приведены в таблице 2, параметры насосов ЭЦН в таблице 3 и в таблице 4. Технические характеристики насосов ЭЦН обычного, коррозионностойкого, теплостойкого и коррозионно-теплостойкого исполнений одинаковы. Характеристики ЭЦН представлены при испытаниях на воде плотностью 1000 кг/м³. Более подробная информация по характеристикам центробежных насосов для добычи нефти собрана в

Таблица 1. Основные требования технических условий на насосы

	ТУ 26-06-1485-96	ТУ 3665-020-00220440-94	ТУ 3631-025-21945400-97	ТУ 3665-026-00220440-96	ТУ 3631-00217930-004-96	ТУ 3665-004-00217780-98
1	2	3	4	5	6	7
1. Тип насосов	ЭЦНМ, ЭЦНМК, ЭЦНМТ, ЭЦНМКТ	ЭЦНМ4	ЭЦНА, ЭЦНАК	2ЭЦНМ	ЛЭЦНМ, ЛЭЦНМК	ЭЦНД
2. Группы по диаметру корпуса	5, 5А, 6	4	5, 5А, 6	4, 5, 5А	5, 5А, 6	5
3. Наружный диаметр насосов	92, 103, 114	86	92, 103, 114	86, 92, 103	92, 103, 114	92
4. По характеристике пластовой жидкости						

4.1. Максимальная весовая концен- трация твердых частиц	0,01% (0,1 г/л)	0,01% (0,1 г/л)	0,01% (0,1 г/л)	0,05% (0,5 г/л)	0,01% (0,1 г/л)	0,02% (0,2 г/л)
4.2. Максимальная концентрация сероводорода	Для насосов ЭЦНМ, ЭЦНМТ - 0,001% (0,01г/л); для насосов ЭЦНМК, ЭЦНМКТ - 0,125%(1,25г/л)	0,001% (0,01 г/л)	Для насосов ЭЦНА-0,001% (0,01 г/л); для насосов ЭЦНАК- 0,125% (1,25 г/л)	0,002% (0,02 г/л) С валом из сплава Н65Д29ЮТ- ИЩ (К- монель) - до 1,25 г/л	Для насосов ЛЭЦНМ - 0,001% (0,01 г/л); для насосов ЛЭЦНМК - 0,125% (1,25 г/л)	0,001% (0,01 г/л)
4.3. Температура откачиваемой жидкости, не более	Для насосов ЭЦНМ, ЭЦНМК - 90 °С; для насосов ЭЦНМТ, ЭЦНМКТ - 140 °С	90 °С	90 °С	100 °С	90 °С	100 °С

<p>5. Допустимые производственные отклонения напора в рабочей части характеристики в % от значения напора на номинальном режиме</p>	<p>Плюс 10 Минус 5</p>	<p>Плюс 10 Минус 6</p>	<p>Плюс 10 Минус 5</p>	<p>2ЭЦНМ5, 2ЭЦНМ5А - плюс 10, минус 5; 2ЭЦНМ4 - плюс 10, минус 5</p>	<p>Плюс 10 Минус 5</p>	<p>Плюс 10 Минус 5</p>
<p>6. Допустимые производственные отклонения КПД в % (абсолютных для насосов)</p>	<p>ЭЦНМ, ЭЦНМТ - минус 2; ЭЦНМК, ЭЦНМКТ - минус 4; типоразмеры ЭЦНМ5 -125, ЭЦНМК5-125 - минус 6</p>	<p>Минус 3</p>	<p>Минус 2</p>	<p>2ЭЦНМ5, 2ЭЦНМ5А - минус 3 2ЭЦНМ4 - минус 3</p>	<p>ЛЭЦНМ - минус 2; ЛЭЦНМК - минус 4</p>	<p>Минус 3</p>