

11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

11.1. Общая схема установки погружного центробежного электронасоса

Центробежные насосы для откачки жидкости из скважины принципиально не отличаются от обычных центробежных насосов, используемых для перекачки жидкостей на поверхности земли. Однако малые радиальные размеры, обусловленные диаметром обсадных колонн, в которые спускаются центробежные насосы, практически неограниченные осевые размеры, необходимость преодоления высоких напоров и работа насоса в погруженном состоянии привели к созданию центробежных насосных агрегатов специфического конструктивного исполнения. Внешне они ничем не отличаются от трубы, но внутренняя полость такой трубы содержит большое число сложных деталей, требующих совершенной технологии изготовления.

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) - это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. ПЦЭН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 - 300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясками электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой. Установка ПЦЭН (рис. 11.1) включает маслозаполненный электродвигатель ПЭД 1; звено гидрозащиты или протектор 2; приемную сетку насоса для забора жидкости 3; многоступенчатый центробежный насос ПЦЭН 4; НКТ 5; бронированный трехжильный электрокабель 6; пояски для крепления кабеля к НКТ 7; устьевую арматуру 8; барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля 9; трансформатор или автотрансформатор 10; станцию управления с автоматикой 11 и компенсатор 12.

Насос, протектор и электродвигатель являются отдельными узлами, соединяемыми болтовыми шпильками. Концы валов

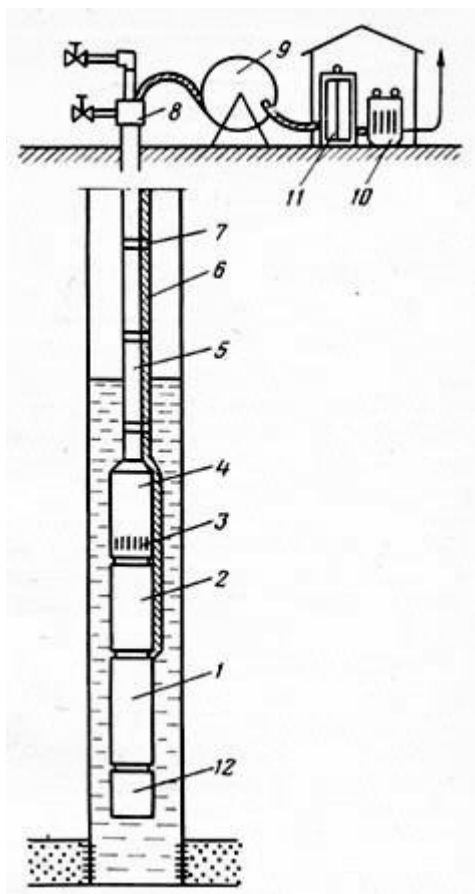


Рис. 11.1. Общая схема оборудования скважины установкой погружного центробежного насоса

имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки. При необходимости подъема жидкости с больших глубин секции ПЦЭН соединяются друг с другом так, что общее число ступеней достигает 400. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению. УПЦЭН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напору, так и по расходу, достаточно высоким к. п. д., возможностью откачки больших количеств жидкости и большим межремонтным периодом. Следует напомнить, что средняя по России подача по жидкости одной УПЦЭН составляет 114,7 т/сут, а УШСН - 14,1 т/сут.

Все насосы делятся на две основные группы; обычного и износостойкого исполнения. Подавляющая часть действующего фонда насосов (около 95 %) - обычного исполнения.

Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы в скважинах, в продукции которых имеется небольшое количество песка и других механических примесей (до 1 % по массе). По поперечным размерам все насосы делятся на 3 условные группы: 5; 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны, (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос.

Группа 5 имеет наружный диаметр корпуса 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа 6 - 114 мм. Частота вращения вала насосов соответствует частоте переменного тока в электросети. В России это частота - 50 Гц, что дает синхронную скорость (для двухполюсной машины) 3000 мин^{-1} . В шифре ПЦЭН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при

работе на оптимальном режиме. Например, ЭЦН5-40-950 означает центробежный электронасос группы 5

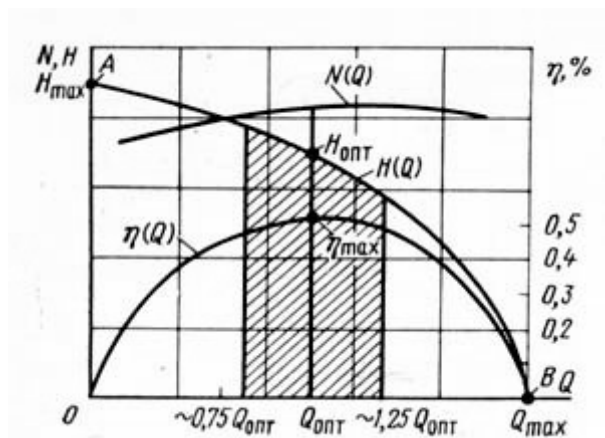


Рис. 11.2. Типичная характеристика погружного центробежного насоса

с подачей $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ (по воде) и напором 950 м. ЭЦН5А-360-600 означает насос группы 5А с подачей $360 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напором 600 м.

В шифре насосов износостойкого исполнения имеется буква И, означающая износостойкость. В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из полиамидной смолы (П-68). В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные резино-металлические центрирующие вал подшипники, в результате чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор.

Торцовые опоры рабочих колес не чугунные, а в виде запрессованных колец из закаленной стали 40Х. Вместо текстолитовых опорных шайб между рабочими колесами и направляющими аппаратами применяются шайбы из маслостойкой резины.

Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (к. п. д., подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 11.2).

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой выкидной задвижке (точка А: $Q = 0$; $H = H_{\text{max}}$) и без противодействия на выкиде (точка В: $Q = Q_{\text{max}}$; $H = 0$). Поскольку полезная работа насоса пропорциональна произведению подачи на напор, то для этих двух крайних режимов работы насоса полезная работа будет равна нулю, а следовательно, и к. п. д. будет равен нулю. При определенном соотношении (Q и H , обусловленном минимальными внутренними потерями насоса, к. п. д. достигает максимального значения, равного примерно 0,5 - 0,6. Обычно насосы с малой подачей и малым диаметром рабочих колес, а также с большим числом ступеней имеют пониженный к. п. д. Подача и напор, соответствующие максимальному к. п. д., называются оптимальным режимом работы насоса. Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту и другую сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать разумному снижению к. п. д. насоса

(на 3 - 5 %). Это обуславливает целую область возможных режимов работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью (см. рис. 11.2, штриховка).

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера ПЦЭН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Выпускаемые в настоящее время насосы рассчитаны на номинальные расходы от 40 (ЭЦН5-40-950) до 500 м³/сут (ЭЦН6-500-750) и напоры от 450 м (ЭЦН6-500-450) до 1500 м (ЭЦН6-100-1500). Кроме того, имеются насосы специального назначения, например для закачки воды в пласты. Эти насосы имеют подачу до 3000 м³/сут и напоры до 1200 м.

Напор, который может преодолеть насос, прямо пропорционален числу ступеней. Развиваемый одной ступенью при оптимальном режиме работы, он зависит, в частности, от размеров рабочего колеса, которые зависят в свою очередь от радиальных габаритов насоса. При внешнем диаметре корпуса насоса 92 мм средний напор, развиваемый одной ступенью (при работе на воде), равен 3,86 м при колебаниях от 3,69 до 4,2 м. При внешнем диаметре 114 мм средний напор 5,76 м при колебаниях от 5,03 до 6,84 м.

11.2. Погружной насосный агрегат

Насосный агрегат состоит из насоса (рис. 11.3, а), узла гидрозащиты (рис. 11.3, б), погружного электродвигателя ПЭД (рис. 11.3, в), компенсатора (рис. 11.3, г), присоединяемого к нижней части ПЭДа.

Насос состоит из следующих деталей: головки 1 с шаровым обратным клапаном для предупреждения слива жидкости из НКТ при остановках; верхней опорной пяты скольжения 2, воспринимающей частично осевую нагрузку из-за разности давлений на входе и выкиде насоса; верхнего подшипника скольжения 3, центрирующего верхний конец вала; корпуса насоса 4; направляющих аппаратов 5, которые опираются друг на друга и удерживаются от вращения общей стяжкой в корпусе 4; рабочих колес 6; вала насоса 7, имеющего продольную шпонку, на которой насаживаются рабочие колеса со скользящей посадкой. Вал проходит и через направляющий аппарат каждой ступени и центрируется в нем втулкой рабочего колеса, как в подшипнике; нижнего подшипника скольжения 8; основания 9, закрытого приемной сеткой и имеющего в верхней части круглые наклонные отверстия для подвода жидкости к нижнему рабочему колесу; концевому подшипнику скольжения 10. В насосах ранних конструкций, имеющих еще в эксплуатации, устройство нижней части иное. На всей длине основания 9 размещается сальник из свинцово-графитовых колец, разде-

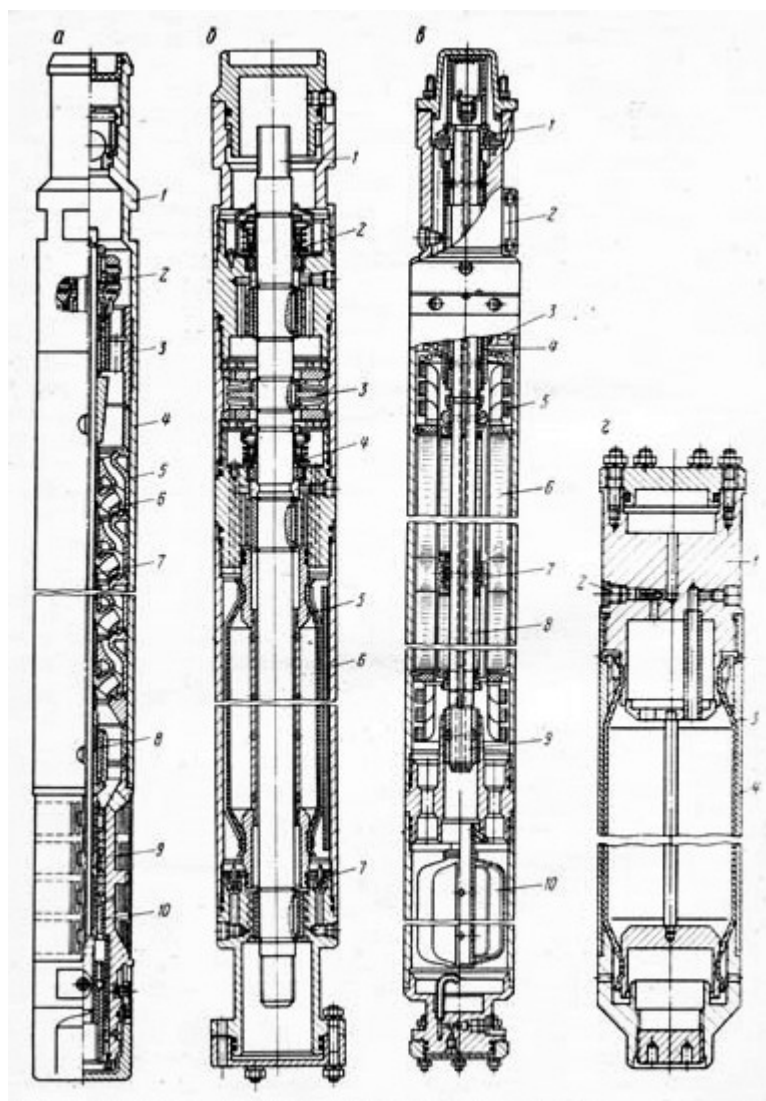


Рис 11.3. Устройство погружного центробежного агрегата
 а - центробежный насос; б - узел гидрозащиты; в - погружной электродвигатель; г - компенсатор

ляющий приемную часть насоса и внутренние полости двигателя и гидрозащиты. Ниже сальника смонтирован трехрядный радиально-упорный шариковый подшипник, смазываемый густым маслом, находящимся под избыточным, по отношению к внешнему, некоторым давлением (0,01 - 0,2 МПа).

В современных конструкциях ЭЦН в узле гидрозащиты не имеется избыточного давления, поэтому утечки жидкого трансформаторного масла, которым заполнен ПЭД, меньше, и необходимость в свинцово-графитовом сальнике отпала.

Полости двигателя и приемной части разделяет простым торцовым уплотнением, давления по обе стороны которого одинаковые. Длина корпуса насоса обычно не превышает 5,5 м. Когда же нужно число ступеней (в насосах, развивающих большие напоры) разместить в одном корпусе не удастся, их размещают в два или три отдельных корпуса, составляющих самостоятельные секции одного насоса, которые состыковываются вместе при спуске насоса в скважину

Узел гидрозащиты - самостоятельный узел, присоединяемый к ПЦЭН болтовым соединением (на рис 11.3 узел, как и сам ПЦЭН, показан с транспортировочными заглушками, герметизирующими торцы узлов)

Верхний конец вала 1 соединяется шлицевой муфтой с нижним концом вала насоса. Легкое торцевое уплотнение 2 разделяет верхнюю полость, в которой может быть скважинная жидкость, от полости ниже уплотнения, которая заполнена трансформаторным маслом, находящимся, как и скважинная жидкость, под давлением, равным давлению на глубине погружения насоса. Ниже торцевого уплотнения 2 располагается подшипник скользящего трения, а еще ниже - узел 3 - опорная пята, воспринимающая осевое усилие вала насоса. Опорная пята скольжения 3 работает в жидком трансформаторном масле.

Ниже размещается второе торцевое уплотнение 4 для более надежной герметизации двигателя. Оно конструктивно не отличается от первого. Под ним располагается резиновый мешок 5 в корпусе 6. Мешок герметично разделяет две полости: внутреннюю полость мешка, заполненного трансформаторным маслом, и полость между корпусом 6 и самим мешком, в которую имеет доступ внешняя скважинная жидкость через обратный клапан 7.

Скважинная жидкость через клапан 7 проникает в полость корпуса 6 и сжимает резиновый мешок с маслом до давления, равного внешнему. Жидкое масло по зазорам вдоль вала проникает к торцевым уплотнениям и вниз к ПЭДу.

Разработаны две конструкции устройств гидрозащиты. Гидрозащита ГД отличается от описанной гидрозащиты Г наличием на валу малой турбинки, создающей повышенное давление жидкого масла во внутренней полости резинового мешка 5.

Внешняя полость между корпусом 6 и мешком 5 заполняется густым маслом, питающим шариковый радиально-упорный подшипник ПЦЭН прежней конструкции. Таким образом, узел гидрозащиты ГД усовершенствованной конструкции пригоден для использования в комплекте с широко распространенными на промыслах ПЦЭН прежних типов. Ранее применялась гидрозащита, так называемый протектор поршневого типа, в которой избыточное давление на масло создавалось подпружиненным поршнем. Новые конструкции ГД и Г оказались более надежными и долговечными. Температурные изменения объема масла при его нагревании или охлаждении компенсируются с помощью присоединения к нижней части ПЭДа резинового мешка - компенсатора (рис. 11.3, г).

Для привода ПЦЭН служат специальные вертикальные асинхронные маслозаполненные двухполюсные электродвигатели (ПЭД). Электродвигатели насоса делятся на 3 группы: 5; 5А и 6.

Поскольку вдоль корпуса электродвигателя, в отличие от насоса, электрокабель не проходит, диаметральные размеры ПЭДов названных групп несколько больше, чем у насосов, а именно: группа 5 имеет максимальный диаметр 103 мм, группа 5А - 117 мм и группа 6 - 123 мм.

В маркировку ПЭД входит номинальная мощность (кВт) и диаметр; например, ПЭД65-117 означает: погружной электродвигатель мощностью 65 кВт с диаметром корпуса 117 мм, т. е. входящий в группу 5А.

Малые допустимые диаметры и большие мощности (до 125 кВт) вынуждают делать двигатели большой длины - до 8 м, а иногда и больше. Верхняя часть ПЭДа соединяется с нижней частью узла гидрозащиты с помощью болтовых шпилек. Валы стыкуются шлицевыми муфтами.

Верхний конец вала ПЭДа (рис. 11.3, в) подвешен на пяте скольжения 1, работающей в масле. Ниже размещается узел кабельного ввода 2. Обычно этот узел представляет собой штекерный кабельный разъем. Это одно из самых уязвимых мест в насосе, из-за нарушения изоляции которого установки выходят из строя и требуют подъема; 3 - выводные провода обмотки статора; 4 - верхний радиальный подшипник скользящего трения; 5 - разрез торцевых концов обмотки статора; 6 - секция статора, набранная из штампованных пластин трансформаторного железа с пазами для продергивания проводов статора. Секции статора разделены друг от друга немагнитными пакетами, в которых укрепляются радиальные подшипники 7 вала электродвигателя 8. Нижний конец вала 8 центрируется нижним радиальным подшипником скользящего трения 9. Ротор ПЭДа также состоит из секций, собранных на валу двигателя из штампованных пластин трансформаторного железа. В пазы ротора типа беличьего колеса вставлены алюминиевые стержни, закороченные токопроводящими кольцами, с обеих сторон секции. Между секциями вал двигателя центрируется в подшипниках 7. Через всю длину вала двигателя проходит отверстие диаметром 6 - 8 мм для прохождения масла из нижней полости в верхнюю. Вдоль всего статора также имеется паз, через который может циркулировать масло. Ротор вращается в жидком трансформаторном масле с высокими изолирующими свойствами. В нижней части ПЭДа имеется сетчатый масляный фильтр 10. Головка 1 компенсатора (см. рис. 11.3, г), присоединяется к нижнему концу ПЭДа; перепускной клапан 2 служит для заполнения системы маслом. Защитный кожух 4 в нижней части имеет отверстия для передачи внешнего давления жидкости на эластичный элемент 3. При охлаждении масла его объем уменьшается и скважинная жидкость через отверстия заходит в пространство между мешком 3 и кожухом 4. При нагревании мешок расширяется, и жидкость через те же отверстия выходит из кожуха.

ПЭДы, применяемые для эксплуатации нефтедобывающих скважин, имеют мощности обычно от 10 до 125 кВт.

Для поддержания пластового давления применяются специальные погружные насосные агрегаты, укомплектованные ПЭДами мощностью 500 кВт. Напряжение питающего тока в ПЭДах колеблется от 350 до 2000 В. При высоких напряжениях удается пропорционально уменьшить ток при передаче той же мощности, а это позволяет уменьшить сечение токопроводящих жил кабеля, а следовательно, поперечные габариты установки. Это особенно важно при больших мощностях электродвигателя. Скольжение ротора ПЭДа номинальное - от 4 до 8,5 %, к. п. д. - от 73 до 84 %, допустимые температуры окружающей среды - до 100 °С.

При работе ПЭДа выделяется много теплоты, поэтому для нормальной работы двигателя требуется охлаждение. Такое охлаждение создается за счет непрерывного протекания пластовой

жидкости по кольцевому зазору между корпусом электродвигателя и обсадной колонной. По этой причине отложения парафина в НКТ при работе насосов всегда значительно меньше, чем при других способах эксплуатации.

В производственных условиях случается временное обесточивание силовых линий из-за грозы, обрыва проводов, из-за их обледенения и пр. Это вызывает остановку УПЦЭН. При этом под влиянием стекающего из НКТ через насос столба жидкости вал насоса и статор начинают вращаться в обратном направлении. Если в этот момент подача электроэнергии будет восстановлена, то ПЭД начнет вращаться в прямом направлении, преодолевая силу инерции столба жидкости и вращающихся масс.

Пусковые токи при этом могут превысить допустимые пределы, и установка выйдет из строя. Чтобы этого не случилось, в выкидной части ПЦЭН устанавливается шаровой обратный клапан, препятствующий сливу жидкости из НКТ.

Обратный клапан обычно размещается в головке насоса. Наличие обратного клапана осложняет подъем НКТ при ремонтных работах, так как в этом случае трубы поднимают и развинчивают с жидкостью. Кроме того, это опасно в пожарном отношении. Для предотвращения таких явлений выше обратного клапана в специальной муфте делается сливной клапан. В принципе сливной клапан - это муфта, в боковую стенку которой вставлена горизонтально короткая бронзовая трубка, запаянная с внутреннего конца. Перед подъемом в НКТ бросается металлический короткий дротик. От удара дротика бронзовая трубка отламывается, в результате чего боковое отверстие в муфте открывается и жидкость из НКТ сливается.

Разработаны и другие приспособления для слива жидкости, устанавливаемые над обратным клапаном ПЦЭН. К ним относятся так называемые суфлеры, позволяющие измерять межтрубное давление на глубине спуска насоса скважинным манометром, спускаемым в НКТ, и устанавливающие сообщение межтрубного пространства с измерительной полостью манометра.

Следует заметить, что двигатели чувствительны к системе охлаждения, которая создается потоком жидкости между обсадной колонной и корпусом ПЭДа. Скорость этого потока и качество жидкости влияют на температурный режим ПЭДа. Известно, что вода имеет теплоемкость 4,1868 кДж/кг-°С, тогда как чистая нефть 1,675 кДж/кг-°С. Поэтому при откачке обводненной продукции скважины условия охлаждения ПЭДа лучше, чем при откачке чистой нефти, а его перегрев приводит к нарушению изоляции и выходу двигателя из строя. Поэтому изоляционные качества применяемых материалов влияют на длительность работы установки. Известно, что термостойкость некоторой изоляции, применяемой для обмоток двигателя, доведена уже до 180 °С, а рабочие температуры до 150 °С. Для контроля за температурой разработаны простые электрические температурные датчики, передающие на станцию управления информацию о температуре ПЭДа по силовому электрическому кабелю без применения дополнительной жилы. Аналогичные устройства имеются для передачи на поверхность постоянной информации о давлении на приеме насоса. При аварийных состояниях станция управления автоматически отключает ПЭД.

11.3. Элементы электрооборудования установки

ПЭД питается электроэнергией по трехжильному кабелю, спускаемому в скважину параллельно с НКТ. Кабель крепится к внешней поверхности НКТ металлическими поясками по два на каждую трубу. Кабель работает в тяжелых условиях. Верхняя его часть находится в газовой среде, иногда под значительным давлением, нижняя - в нефти и подвергается еще большему давлению. При спуске и подъеме насоса, особенно в искривленных скважинах, кабель подвергается сильным механическим воздействиям (прижимы, трение, заклинивание между колонной и НКТ и т. д.). По кабелю передается электроэнергия при высоких напряжениях. Использование высоковольтных двигателей позволяет уменьшить ток и, следовательно, диаметр кабеля. Однако кабель для питания высоковольтного ПЭДа должен обладать и более надежной, а иногда и более толстой изоляцией. Все кабели, применяемые для УЩЭН, сверху покрыты эластичной стальной оцинкованной лентой для защиты от механических повреждений. Необходимость размещения кабеля по наружной поверхности ПЩЭН уменьшает габариты последнего. Поэтому вдоль насоса укладывается плоский кабель, имеющий толщину примерно в 2 раза меньше, чем диаметр круглого, при одинаковых сечениях токопроводящих жил.

Все кабели, применяемые для УЩЭН, делятся на круглые и плоские. Круглые кабели имеют резиновую (нефтестойкая резина) или полиэтиленовую изоляцию, что отображено в шифре: КРБК означает кабель резиновый бронированный круглый или КРБП - кабель резиновый бронированный плоский. При использовании полиэтиленовой изоляции в шифре вместо буквы Р пишется П: КПБК - для круглого кабеля и КПБП - для плоского.

Круглый кабель крепится к НКТ, а плоский - только к нижним трубам колонны НКТ и к насосу. Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается методом горячей вулканизации в специальных прессформах и при недоброкачественном выполнении такой ссростки может служить источником нарушения изоляции и отказов. В последнее время переходят только к плоским кабелям, идущим от ПЭДа вдоль колонны НКТ до станции управления. Однако изготовление таких кабелей сложнее, чем круглых (табл. 11.1).

Имеются еще некоторые разновидности кабелей с полиэтиленовой изоляцией, не упомянутые в таблице. Кабели с полиэтиленовой изоляцией на 26 - 35 % легче кабелей с резиновой изоляцией. Кабели с резиновой изоляцией предназначены для использования при номинальном напряжении электрического тока не более 1100 В, при температурах окружающей среды до 90 °С и давлении до 1 МПа. Кабели с полиэтиленовой изоляцией могут работать при напряжении до 2300 В, температуре до 120 °С и давлении до 2 МПа. Эти кабели обладают большей устойчивостью против воздействия газа и высокого давления.

Все кабели имеют броню из волнистой оцинкованной стальной ленты, что придает им нужную прочность.

Таблица 11.1

Характеристика кабелей, применяемых для УЩЭН

Кабель	Число жил и площадь сечения, мм ²	Наружный диаметр, мм	Наружные размеры плоской части, мм	Масса, кг/км
НРБ К	3 x 10	27,5	-	1280
	3 x 16	29,3	-	1650
	3 x 25	32,1	-	2140
	3 x 35	34,7	-	2680
КРБП	3 x 10	-	12,6 x 30,7	1050
	3 x 16	-	13,6 x 33,8	1250
	3 x 25	-	14,9 x 37,7	1600
КПБК	3 x 10	27,0	-	1016
	3 x 16	29,6	-	1269
	3 x 25	32,4	-	1622
	3 x 35	34,8	-	1961
КПБП	3 x 4	-	8,8 x 17,3	380
	3 x 6	-	9,5 x 18,4	466
	3 x 10	-	12,4 x 26,0	738
	3 x 16	-	13,6 x 29,6	958
	3 x 25	-	14,9 x 33,6	1282

Кабели обладают активным и реактивным сопротивлением. Активное сопротивление зависит от сечения кабеля и частично от температуры.

Сечение, мм 16 25 35

Активное сопротивление, Ом/км 1,32 0,84 0,6

Реактивное сопротивление зависит от $\cos \varphi$ и при его значении 0,86 - 0,9 (как это имеет место у ПЭДов) составляет примерно 0,1 Ом/км.

В кабеле происходит потеря электрической мощности, обычно от 3 до 15 % общих потерь в установке. Потеря мощности связана с потерей напряжения в кабеле. Эти потери напряжения, зависящие от тока, температуры кабеля, его сечения и пр., вычисляются по обычным формулам электротехники. Они составляют примерно от 25 до 125 В/км. Поэтому на устье скважины напряжение, подаваемое к кабелю, всегда должно быть выше на величину потерь по сравнению с номинальным напряжением ПЭДа. Возможности такого повышения напряжения предусмотрены в автотрансформаторах или трансформаторах, имеющих для этой цели в обмотках несколько дополнительных отводов.

Первичные обмотки трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов всегда рассчитаны на напряжение промышленной электросети, т. е. на 380 В, к которой они и подсоединяются через станции управления. Вторичные обмотки рассчитаны на рабочее напряжение соответствующего двигателя, с которым они связаны кабелем. Эти рабочие напряжения в различных ПЭДах изменяются от 350В (ПЭД10-103) до 2000 В (ПЭД65-117; ПЭД125-138). Для компенсации падения напряжения в кабеле от вторичной обмотки делается 6 отводов (в одном типе трансформатора 8 отводов), позволяющих регулировать напряжение на концах вторичной обмотки с помощью перестановки перемычек. Перестановка перемычки на одну ступень повышает напряжение на 30 - 60 В в зависимости от типа трансформатора.

Все трансформаторы и автотрансформаторы немаслозаполненные с воздушным охлаждением закрыты металлическим кожухом и предназначены для установки в укрытом месте. Они комплектуются с подземной установкой, поэтому их параметры соответствуют данному ПЭДу.

В последнее время трансформаторы находят более широкое распространение, так как это позволяет непрерывно контролировать сопротивление вторичной обмотки трансформатора, кабеля и статорной обмотки ПЭДа. При уменьшении сопротивления изоляции до установленной величины (30 кОм) установка автоматически отключается.

При автотрансформаторах, имеющих прямую электрическую связь между первичной и вторичной обмотками, такого контроля изоляции осуществлять нельзя.

Трансформаторы и автотрансформаторы имеют к. п. д. около 98 - 98,5 %. Масса их в зависимости от мощности колеблется от 280 до 1240 кг, габариты от 1060 x 420 x 800 до 1550 x 690 x 1200 мм.

Работа УПЦЭН управляется станцией управления ПГХ5071 или ПГХ5072. Причем станция управления ПГХ5071 применяется при автотрансформаторном питании ПЭДа, а ПГХ5072 - при трансформаторном. Станции ПГХ5071 обеспечивают мгновенное отключение установки при замыкании токоведущих элементов на землю. Обе станции управления обеспечивают следующие возможности контроля и управления работой УПЦЭН.

1. Ручное и автоматическое (дистанционное) включение и отключение установки.
2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.
3. Автоматическую работу установки на периодическом режиме (откачка, накопление) по установленной программе с суммарным временем 24 ч.
4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.
5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40% , превышающих нормальный рабочий ток.
6. Кратковременное отключение на время до 20 с при перегрузках ПЭДа на 20 % от номинала.
7. Кратковременное (20 с) отключение при срыве подачи жидкости в насос.

Двери шкафа станции управления имеют механическую блокировку с блоком рубильников. Имеется тенденция к переходу на бесконтактные, герметически закрытые станции управления с полупроводниковыми элементами, которые, как показал опыт их эксплуатации, более надежны, не подвержены воздействию пыли, влаги и осадков.

Станции управления предназначены для установки в помещениях сарайного типа или под навесом (в южных районах) при температуре окружающей среды от - 35 до +40 °С.

Масса станции около 160 кг. Габариты 1300 x 850 x 400 мм. В комплект поставки УПЦЭН входит барабан с кабелем, длина которого определяется заказчиком.

Во время эксплуатации скважины по технологическим причинам глубину подвески насоса приходится изменять. Чтобы не рубить и не наращивать кабель при таких изменениях подвески, длина кабеля берется по максимальной глубине подвески данного насоса и при меньших глубинах его излишек оставляется на барабане. Этот же барабан используется для намотки кабеля при подъеме ПЦЭН из скважин.

При постоянстве глубины подвески и стабильных условиях работы насоса конец кабеля заправляется в соединительную коробку, и необходимость в барабане отпадает. В таких случаях при ремонтах используют специальный барабан на транспортной тележке или на металлических санях с механическим приводом для постоянного и равномерного подтягивания извлекаемого из скважины кабеля и намотки его на барабан. При спуске насоса с такого барабана равномерно подается кабель. Барабан приводится в движение электроприводом с реверсом и фрикционом для предупреждения опасных натяжений. На нефтедобывающих предприятиях с большим числом УЭЦН используют специальный транспортировочный агрегат АТЭ-6 на базе грузового вездехода КаАЗ-255Б для перевозки кабельного барабана и другого электрооборудования, в том числе трансформатора, насоса, двигателя и узла гидрозащиты.

Для погрузки и разгрузки барабана агрегат снабжен откидными направлениями для накатывания барабана на платформу и лебедкой с тяговым усилием на канате 70 кН. На платформе имеется также гидрокран грузоподъемностью 7,5 кН при вылете стрелы 2,5 м. Кабель спущенного насосного агрегата пропускают через сальниковые уплотнения устья и герметизируют в нем с помощью специального разъемного герметизирующего фланца в устьевой крестовине.

Типичная арматура устья скважины, оборудованной для эксплуатации ПЦЭН (рис. 11.4), состоит из крестовины 1, которая навинчивается на обсадную колонну.

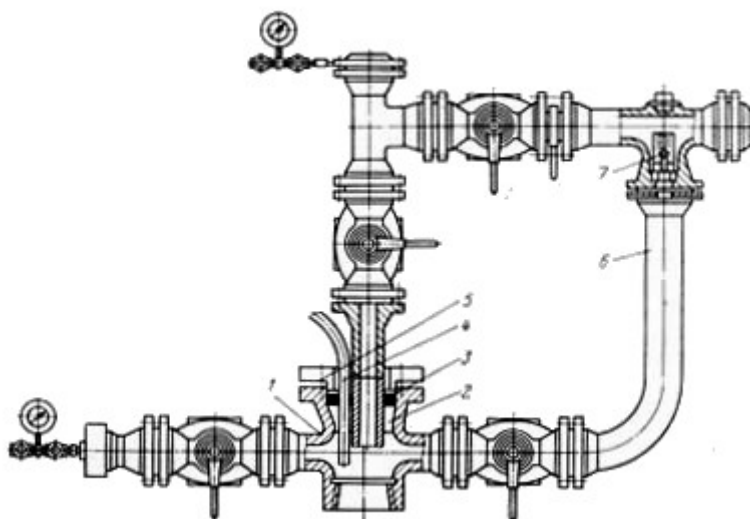


Рис. 11.4. Арматура устья скважины, оборудованной ПЦЭН

В крестовине имеется разъемный вкладыш 2, воспринимающий нагрузку от НКТ. На вкладыш накладывается уплотнение из нефтестойкой резины 3, которое прижимается разъемным фланцем 5. Фланец 5 прижимается болтами к фланцу крестовины и герметизирует вывод кабеля 4.

Арматура предусматривает отвод затрубного газа через трубу 6 и обратный клапан 7. Арматура собирается из унифицированных узлов и запорных кранов. Она сравнительно просто перестраивается для оборудования устья при эксплуатации штанговыми насосами.

11.4. Установка ПЦЭН специального назначения

Погружные центробежные насосы применяются не только для эксплуатации добывающих скважин. Они находят применение.

1. В водозаборных и артезианских скважинах для снабжения технической водой систем ППД и для бытовых целей. Обычно это насосы с большими подачами, но с малыми напорами.

2. В системах ППД при использовании пластовых высоконапорных вод (альб-сеноманские пластовые воды в Тюменской области) при оборудовании водозаборных скважин с непосредственной закачкой воды в соседние нагнетательные скважины (подземные кустовые насосные станции). Для этих целей используются насосы с внешним диаметром 375 мм, подачей до 3000 м³/сут и напором до 2000 м.

3. Для внутрипластовых систем поддержания пластового давления при закачке воды из нижнего водоносного пласта в верхний нефтяной или из верхнего водоносного в нижний нефтяной через одну скважину. Для этой цели используются так называемые перевернутые насосные установки, у которых в верхней части двигатель, затем гидрозащита и в самом низу сам центробежный насос. Такая компоновка приводит к значительным конструктивным изменениям, но оказывается необходимой по технологическим причинам.

4. Специальные компоновки насоса в корпусах и с каналами перетока для одновременной, но раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной. Такие конструкции по существу являются приспособлениями известных элементов стандартной установки погружного насоса для работы в скважине в сочетании с другим оборудованием (газлифт, ШСН, фонтан, ПЦЭН и т. д.).

5. Специальные установки погружных центробежных насосов на кабель-канате. Стремление увеличить радиальные габариты ЭЦЭН и улучшить его технические характеристики, а также стремление упростить спуско-подъемные работы при замене ЭЦЭН привели к созданию установок, спускаемых в скважину на специальном кабель-канате. Кабель-канат выдерживает нагрузку 100 кН. Он имеет сплошную двухслойную (крест накрест) наружную оплетку из прочных стальных проволок, обвитых вокруг электрического трехжильного кабеля, с помощью которого осуществляется питание ПЭДа.

Область применения ПЦЭН на кабель-канате как по напорам, так и по подаче шире, чем насосов, спускаемых на трубах, так как увеличение за счет устранения бокового кабеля радиальных габаритов двигателя и насоса при тех же размерах колонн, позволяют существенно улучшить технические характеристики агрегатов. Вместе с тем использование ПЦЭН на кабель-канате по схеме беструбной эксплуатации вызывает и некоторые трудности, связанные с отложениями парафина на стенках обсадной колонны.

К преимуществам этих насосов, имеющих шифр ЭЦНБ, что означает беструбный (Б) (например, ЭЦНБ5-160-1100; ЭЦНБ5А-250-1050; ЭЦНБ6-250-800 и др.) следует отнести следующие.

1. Более полное использование поперечного сечения обсадной колонны.
 2. Практически полное исключение гидравлических потерь напора на трение в подъемных трубах из-за их отсутствия.
 3. Увеличенный диаметр насоса и электродвигателя позволяет повысить напор, подачу и к. п. д. агрегата.
 4. Возможность полной механизации и удешевления работ по подземному ремонту скважин при смене насоса.
 5. Снижение металлоемкости установки и стоимости оборудования из-за исключения НКТ, благодаря чему масса оборудования, спускаемого в скважину, уменьшается с 14 - 18 до 6 - 6,5 т.
 6. Снижение вероятности повреждения кабеля при спуско-подъемных операциях.
- Наряду с этим необходимо отметить и недостатки беструбных установок ПЦЭН.

1. Более тяжелые условия работы оборудования, находящегося под давлением выкида насоса.
2. Кабель-канат по всей длине находится в жидкости, откачиваемой из скважины.
3. Узел гидрозащиты, ПЭД и кабель-канат подвержены не давлению приема, как в обычных установках, а давлению выкида насоса, которое значительно превышает давление приема.
4. Поскольку подъем жидкости на поверхность происходит по обсадной колонне, то при отложении парафина на стенках колонны и на кабеле возникают трудности с ликвидацией этих отложений.

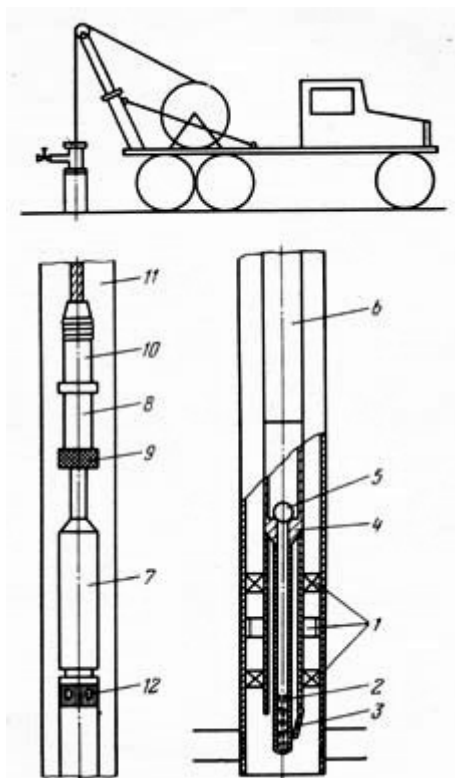


Рис. 11..5. Установка погружного центробежного насоса на кабель-канате:

1 - шлипсовый пакер; 2 - приемная сетка; 3 - клапан; 4 - посадочные кольца; 5 - обратный клапан, 6 - насос; 7 - ПЭД; 8 - штекер; 9 - гайка; 10 - кабель; 11 - оплетка кабеля; 12 - отверстие

Несмотря на это установки на кабель-канате применяются и существует несколько типоразмеров таких насосов (рис. 11.5).

На расчетную глубину предварительно спускается и закрепляется на внутренних стенках колонны шлипсовый пакер 1, воспринимающий вес столба жидкостей над ним и вес погружного агрегата. Насосный агрегат в сборе на кабель-канате опускается в скважину, сажается на пакер и уплотняется в нем. Одновременно патрубок с приемной сеткой 2 проходит через пакер и открывает обратный клапан 3 тарельчатого типа, имеющийся в нижней части пакера.

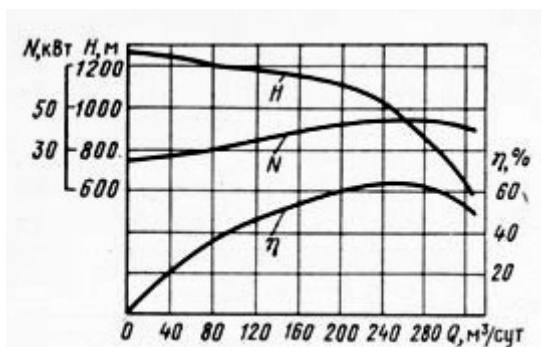


Рис. 11.6. Рабочие характеристики погружного центробежного насоса ЭЦНБ5А 250-1050, спускаемого на кабеле канате: H - напорная характеристика; N - потребляемая мощность; η - коэффициент полезного действия

При посадке агрегата на пакер герметизация достигается за счет касания посадочных колец 4. Выше посадочных колец, в верхней части всасывающего патрубка находится обратный клапан 5. Над клапаном размещается насос 6, затем узел гидрозащиты и ПЭД 7. В верхней части двигателя имеется специальный трехполюсный коаксиальный штекер 8, на который плотно насаживается и закрепляется накидной гайкой 9 присоединительный наконечник кабеля 10. В наконечнике заправлены грузонесущая проволочная оплетка кабеля 11 и электрические жилы, подсоединенные к контактным кольцам стыковочного штекерного устройства.

Жидкость, подаваемая ПЦЭН, выбрасывается через отверстия 12 в межтрубное пространство, частично охлаждая ПЭД.

На устье скважины кабель-канат герметизируется в устьевом сальнике арматуры и конец его присоединяется через обычную станцию управления к трансформатору.

Спускают и поднимают установку с помощью кабельного барабана, расположенного на шасси специально оборудованного тяжелого автомобиля-вездехода (агрегат АПБЭ-1,2 / 8А).

Время спуска установки на глубину 1000 м - 30 мин, подъема - 45 мин.

При подъеме насосного агрегата из скважины всасывающий патрубок выходит из пакера и дает возможность захлопнуться тарельчатому клапану. Это позволяет в фонтанных и

полуфонтанных скважинах спускать и поднимать насосный агрегат без предварительного глушения скважины.

Число ступеней в насосах 123 (УЭЦНБ5А-250-1050), 95 (УЭЦНБ6-250-800) и 165 (УЭЦНБ5-160-1100).

Таким образом, за счет увеличения диаметра рабочих колес напор, развиваемый одной ступенью, составляет 8,54; 8,42 и 6,7 м. Это почти в два раза больше, чем у насосов обычной компоновки. Мощности двигателей 46 кВт. Максимальный к. п. д. насосов - 0,65.

В качестве примера на рис. 11.6 приведены рабочие характеристики насоса УЭЦНБ5А-250-1050. Для этого насоса рекомендуется рабочая область: подача $Q = 180 - 300 \text{ м}^3/\text{сут}$, напор $H = 1150 - 780 \text{ м}$. Масса насоса в сборе (без кабеля) 860 кг.

11.5. Определение глубины подвески ПЦЭН

Глубина подвески насоса определяется:

- 1) глубиной динамического уровня жидкости в скважине H_d при отборе заданного количества жидкости;
- 2) глубиной погружения ПЦЭН под динамический уровень H_d , минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;
- 3) противодавлением на устье скважины P_y , которое необходимо преодолеть;
- 4) потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока $h_{тр}$;
- 5) работой выделяющегося из жидкости газа H_g , уменьшающего необходимый суммарный напор. Таким образом, можно записать

$$L = H_d + H_n + \frac{P_y}{\rho \cdot g} + h_{тр} - H_g \quad (11.1)$$

По существу все слагаемые в (11.1) зависят от отбора жидкости из скважины.

Глубина динамического уровня определяется из уравнения притока или по индикаторной кривой.

Если уравнение притока известно

$$Q = K \cdot (P_{пл} - P_c)^n,$$

то, решая его относительно давления на забое P_c и приведя это давление в столб жидкости получим

$$P_c = P_{пл} - \left(\frac{Q}{K} \right)^{1/n} \quad (11.2)$$

$$h = \frac{P_n - \left(\frac{Q}{K} \right)^{1/n}}{\rho_{ср} \cdot g} \quad (XI.3)$$

или

$$P_c = \rho_{cp} \cdot g \cdot h = P_{пл} - \left(\frac{Q}{K}\right)^{1/n},$$

откуда

$$h = \frac{P_{пл} - \left(\frac{Q}{K}\right)^{1/n}}{\rho_{cp} \cdot g}, \quad (11.3)$$

где ρ_{cp} - средняя плотность столба жидкости в скважине от забоя до уровня; h - высота столба жидкости от забоя до динамического уровня по вертикали.

Вычитая h из глубины скважины (до середины интервала перфорации) H_c , получим глубину динамического уровня H_d от устья

$$H_d = H_c - h. \quad (11.4)$$

Если скважины наклонны и φ_1 - средний угол наклона относительно вертикали на участке от забоя до уровня, а φ_2 - средний угол наклона относительно вертикали на участке от уровня до устья, то необходимо внести поправки на кривизну скважины.

С учетом кривизны искомое H_d будет равно

$$H_d = \left(H_c - \frac{h}{\cos\varphi_1} \right) \cdot \cos\varphi_2. \quad (11.5)$$

Здесь H_c - глубина скважины, измеренная вдоль ее оси.

Величина $H_{пг}$ - погружение под динамический уровень, при наличии газа определяется сложно. Об этом будет сказано несколько дальше. Как правило, $H_{пг}$ принимается таким, чтобы на приеме ПЦЭН обеспечить за счет давления столба жидкости газосодержание β потока, не превышающее 0,15 - 0,25. В большинстве случаев это соответствует 150 - 300 м.

Величина $P_y/\rho g$ есть устьевое давление, выраженное в метрах столба жидкости плотностью ρ . Если продукция скважины обводнена и n - доля воды в единице объема продукции скважины, то плотность жидкости определяется как средневзвешенная

$$\rho = \rho_n \cdot \frac{Q_n}{Q} + \rho_v \cdot \frac{Q_v}{Q} = \rho_n \cdot (1 - n) + \rho_v \cdot n. \quad (11.6)$$

Здесь ρ_n , ρ_v - плотности нефти и воды.

Величина P_y зависит от системы нефтегазосбора, удаленности данной скважины от сепарационных пунктов и в некоторых случаях может составлять значительную величину.

Величина $h_{тр}$ рассчитывается по обычной формуле трубной гидравлики

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L \cdot C^2}{2 \cdot g \cdot d}, \quad (11.7)$$

где C - линейная скорость потока, м/с,

$$C = \frac{Q_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}} + Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{в}}}{86400 \cdot f}. \quad (11.8)$$

Здесь $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{в}}$ - дебит товарной нефти и воды, м³/сут; $b_{\text{н}}$ и $b_{\text{в}}$ - объемные коэффициенты нефти и воды для средних термодинамических условий, существующих в НКТ; f - площадь сечения нкт.

Как правило, $h_{\text{тр}}$ - малая величина и составляет примерно 20 - 40 м.

Величину H_{Γ} можно определить достаточно точно. Однако такой расчет сложный и, как правило, проводится на ЭВМ.

Приведем упрощенный расчет процесса движения ГЖС в НКТ. На выкиде насоса жидкость содержит в себе растворенный газ. При снижении давления газ выделяется и способствует подъему жидкости, снижая тем самым необходимый напор на величину H_{Γ} . По этой причине в уравнение (11.1) H_{Γ} входит с отрицательным знаком.

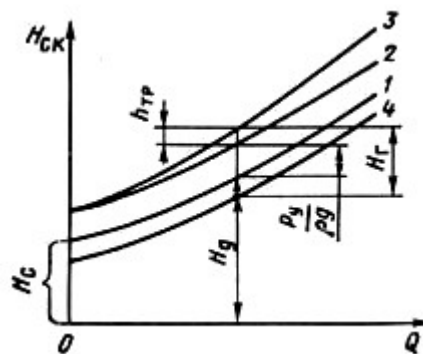


Рис. 11.7. Напорные характеристики скважины:

- 1 - глубина (от устья) динамического уровня, 2 - необходимый напор с учетом давления на устье, 3 - необходимый напор с учетом сил трения, 4 - результирующий напор с учетом «газлифтного эффекта»

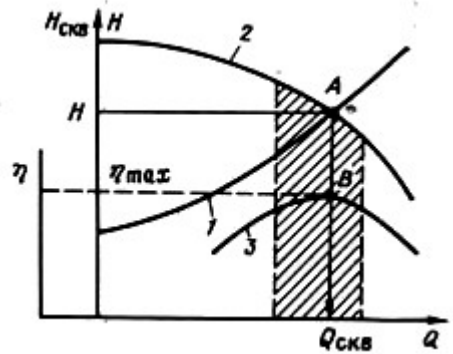


Рис. 11.8. Согласование напорной характеристики скважины (1) с $H(Q)$, характеристикой ПЦЭН (2), 3 - линия к. п. д.

Величину H_{Γ} можно приближенно определить по формуле, следующей из термодинамики идеальных газов, подобно тому, как это может быть сделано при учете работы газа в НКТ в скважине, оборудованной ШСН.

Однако, при работе ПЦЭН для учета большей производительности по сравнению с ШСН и меньших потерь скольжения можно рекомендовать более высокие значения коэффициента полезного действия для оценки эффективности работы газа.

при добыче чистой нефти $\eta = 0,8$;

при обводненной нефти $0,2 < n < 0,5$ $\eta = 0,65$;

при сильно обводненной нефти $0,5 < n < 0,9$ $\eta = 0,5$;

При наличии фактических замеров давления на выкиде ЭЦН величина η может быть уточнена.

Для согласования $H(Q)$ характеристики ЭЦН с условиями скважины строится так называемая напорная характеристика скважины (рис. 11.7)

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{P_{\text{у}}}{\rho \cdot g} + h_{\text{тр}} - H_{\Gamma} \quad (11.9)$$

в зависимости от ее дебита.

На рис. 11.7 показаны кривые изменения слагаемых в уравнении (11.9) от дебита скважины и определяющих результирующую напорную характеристику скважины $H_{\text{скв}}(2)$.

Линия 1 - зависимость $H_{\text{д}}(2)$, определяемая по формуле (11.5) и (11.3) и строится по точкам для различных произвольно выбранных Q . Очевидно, при $Q = 0$ $H_{\text{д}} = H_{\text{ст}}$, т. е. динамический уровень совпадает со статическим.

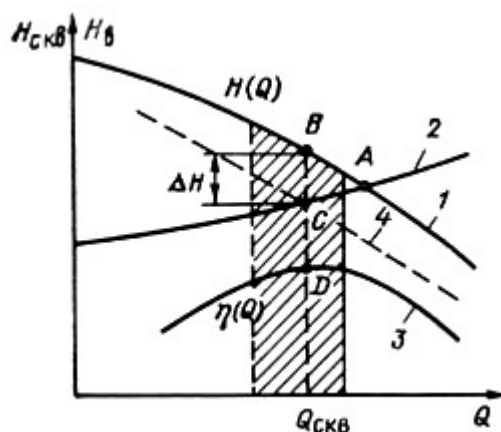


Рис. 11.9. Согласование напорной характеристики скважины и ПЦЭН путем снятия ступеней

Прибавляя к H_d величину буферного давления, выраженного в м столба жидкости ($P_y/\rho g$), получим линию 2 - зависимость этих двух слагаемых от дебита скважины. Вычисляя по формуле (11.7) для разных Q величину $h_{тр}$ и прибавляя вычисленные $h_{тр}$ к ординатам линии 2 получим линию 3 - зависимость первых трех слагаемых в (11.9) от дебита скважины. Вычисляя по формуле величину H_r и вычитая ее значение от ординат линии 3, получим результирующую линию 4, называемую напорной характеристикой скважины.

На напорную характеристику скважины накладывается $H(Q)$ - характеристика насоса для отыскания точки их пересечения, определяющей такой дебит скважины, который будет равен подаче ПЦЭН при совместной работе насоса и скважины (рис. 11.8).

Точка А - пересечение характеристик скважины (рис. 11.8, кривая 1) и ПЦЭН (рис. 11.8, кривая 2). Абсцисса точки А дает дебит скважины при совместной работе скважины и насоса, а ордината - напор H , развиваемый насосом.

Для эффективной и экономичной работы необходимо подобрать ПЦЭН с такими характеристиками, чтобы точка пересечения характеристик совпала бы с максимальным к. п. д. (рис. 11.8, кривая 3) (точка В) или, по крайней мере, лежала бы в области рекомендованных режимов работы данного насоса (см. рис. 11.8, штриховка).

В некоторых случаях для согласования характеристики скважины и ПЦЭН повышают противодавление на устье скважины с помощью штуцера или снимают лишние рабочие ступени в насосе и заменяют их направляющими вкладышами (рис. 11.9).

Как видим, точка А пересечения характеристик получилась в этом случае за пределами заштрихованной области. Желая обеспечить работу насоса на режиме η_{max} (точка Д), находим подачу насоса (дебит скважины) $Q_{скв}$, соответствующую этому режиму. Напор, развиваемый насосом при подаче $Q_{скв}$ на режиме η_{max} , определяется точкой В. В действительности при этих условиях работы необходимый напор определится точкой С.

Разница $BC = \Delta H$ есть избыточный напор. В этом случае можно повысить давление на устье скважины на $\Delta P = \Delta H \cdot \rho \cdot g$ установкой штуцера или снять часть рабочих ступеней насоса и заменить их вкладышами. Число снимаемых ступеней насоса определяется из простого соотношения

$$\Delta Z = Z \cdot \frac{\Delta H}{H_0} \quad (11.10)$$

Здесь Z_0 - общее число ступеней в насосе; H_0 - напор, развиваемый насосом при полном числе ступеней.

С энергетической точки зрения штудирование на устье для согласования характеристик невыгодно, так как приводит к пропорциональному снижению к. п. д. установки. Снятие ступеней позволяет сохранить к. п. д. на прежнем уровне или даже несколько повысить его. Однако разобрать насос и заменить рабочие ступени вкладышами можно лишь в специализированных цехах.

При описанном выше согласовании характеристик скважины насоса необходимо, чтобы $H(Q)$ характеристика ПЦЭН соответствовала действительной характеристике при его работе на скважинной жидкости определенной вязкости и при определенном газосодержании на приеме. Паспортная характеристика $H(Q)$ определяется при работе насоса на воде и, как правило, является завышенной. Поэтому важно иметь действительную характеристику ПЦЭН, прежде чем согласовывать ее с характеристикой скважины. Наиболее надежный метод получения действительной характеристики насоса - это его стендовые испытания на скважинной жидкости при заданном проценте обводненности.

11.6. Определение глубины подвески ПЦЭН с помощью кривых распределения давления

Глубина подвески насоса и условия работы ЭЦЭН как на приеме, так и на его выкиде довольно просто определяется с помощью кривых распределения давления вдоль ствола скважины и НКТ. Предполагается, что методы построения кривых распределения давления $P(x)$ уже известны из общей теории движения газожидкостных смесей в НКТ.

Если дебит задан, то из формулы (11.2) (или по индикаторной линии) определяется забойное давление P_c , соответствующее этому дебиту. От точки $P = P_c$ строится график распределения давления (по шагам) $P(x)$ по схеме «снизу вверх». Кривая $P(x)$ строится для заданного дебита Q , газового фактора Γ_0 и прочих данных, таких как плотность жидкости, газа, растворимость газа, температура, вязкость жидкости и др., учитывая при этом, что от забоя газожидкостная смесь движется по всему сечению обсадной колонны.

На рис. 11.10 показана линия распределения давления $P(x)$ (линия 7), построенная снизу вверх от точки с координатами P_c, H .

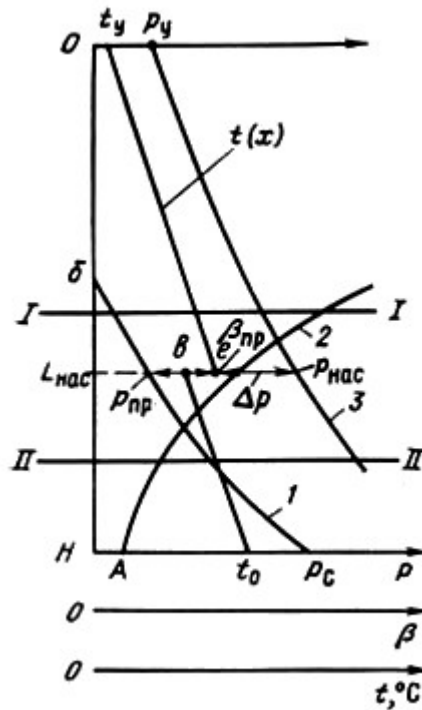


Рис. 11.10. Определение глубины подвески ПЦЭН и условий его работы с помощью построения кривых распределения давления: 1 - $P(x)$ - построенная от точки P_c ; 2 - $\beta(x)$ - кривая распределения газосодержания; 3 - $P(x)$, построенная от точки P_y ; ΔP - перепад давлений, развиваемый ПЦЭН

В процессе вычисления по шагам значений P и x в качестве промежуточной величины для каждого шага получают значения расходной газонасыщенности β . По этим данным, начиная с забоя, можно построить новую кривую $\beta(x)$ (рис. 11.10, кривая 2). При забойном давлении, превышающем давление насыщения $P_c > P_{нас}$, линия $\beta(x)$ будет иметь своим началом точку, лежащую на оси ординат выше забоя, т. е. на той глубине, где давление в стволе скважины будет равно или меньше $P_{нас}$.

При $P_c < P_{нас}$ свободный газ будет присутствовать на забое и поэтому функция $\beta(x)$ при $x = H$ уже будет иметь некоторое положительное значение. Абсцисса точки A будет соответствовать начальной газонасыщенности β на забое ($x = H$).

При уменьшении x β будет возрастать в результате уменьшения давления.

Построение кривой $P(x)$ должно быть продолжено до пересечения этой линии 1 с осью ординат (точка б).

Выполнив описанные построения, т. е. построив линии 1 и 2 от забоя скважины, приступают к построению кривой распределения давления $P(x)$ в НКТ от устья скважины, начиная от точки $x = 0$ $P = P_y$, по схеме «сверху вниз» по шагам по любой методике и в частности по методике, описанной в общей теории движения газожидкостных смесей в трубах (глава 7). Вычисление

производится для заданного дебита Q , того же газового фактора Γ_0 и других данных, необходимых для расчета.

Однако в этом случае кривая $P(x)$ рассчитывается для движения ГЖС по НКТ, а не по обсадной колонне, как в предыдущем случае.

На рис. 11.10 функция $P(x)$ для НКТ, построенная сверху вниз, показана линией 3. Линия 3 должна быть продолжена вниз либо до забоя, либо до таких значений x , при которых газонасыщенность β становится достаточно малой (4 - 5%) или даже равной нулю.

Поле, лежащее между линиями 1 и 3 и ограниченное горизонтальными линиями I - I и II - II, определяет область возможных условий работы ПЦЭН и глубины его подвески. Расстояние по горизонтали между линиями 1 и 3 в определенном масштабе определяет перепад давлений ΔP , который должен сообщить потоку насос, чтобы скважина работала с заданным дебитом Q , забойным давлением P_c и устьевым давлением P_y .

Кривые на рис. XI. 10 могут быть дополнены кривыми распределения температур $t(x)$ от забоя до глубины подвески насоса и от устья также до насоса с учетом скачка температуры (расстояние в e) на глубине подвески ПЦЭН, происходящего от тепловой энергии, выделяемой двигателем и насосом. Этот температурный скачок можно определить, приравняв потери механической энергии в насосе и электродвигателе к приращению тепловой энергии потока. Полагая, что переход механической энергии в тепловую совершается без потерь в окружающую среду, можно определить приращение температуры жидкости в насосном агрегате.

$$\Delta t = \frac{H}{c} \cdot \left(\frac{1}{\eta_n \eta_d} - 1 \right) \quad (11.11)$$

Здесь c - удельная массовая теплоемкость жидкости, Дж/кг-°С; η_n и η_d - к. п. д. насоса и двигателя соответственно.

Тогда температура жидкости, покидающей насос, будет равна

$$t = t_{np} + \Delta t,$$

где t_{np} - температура жидкости на приеме насоса.

При отклонении режима работы ПЦЭН от оптимального к. п. д. будет уменьшаться и нагрев жидкости будет увеличиваться.

Для того чтобы выбрать типоразмер ПЦЭН, необходимо знать дебит и напор.

При построении кривых $P(x)$ (см. рис. 11.10) дебит должен быть задан. Перепад давлений на выкиде и приеме насоса при любой глубине его спуска определяется как расстояние по горизонтали от линии 1 до линии 3. Этот перепад давлений необходимо перевести в напор, зная среднюю плотность жидкости $\bar{\rho}$ в насосе. Тогда напор будет

$$H = \frac{\Delta P}{\bar{\rho} \cdot g} \quad (11.12)$$

Плотность жидкости ρ при обводненной продукции скважины определяется как средневзвешенная [формула (11.6)] с учетом плотностей нефти и воды при термодинамических условиях насоса.

По данным испытаний ПЦЭН при работе на газированной жидкости установлено, что при газосодержании на приеме насоса $0 < \beta_{\text{пр}} < 5 - 7\%$ напорная характеристика практически не изменяется. При $\beta_{\text{пр}} > 5 - 7\%$ напорные характеристики ухудшаются и в расчетный напор необходимо вносить поправки. При $\beta_{\text{пр}}$, достигающих до 25 - 30%, происходит срыв подачи насоса. Вспомогательная кривая $\beta(x)$ (см. рис. 11.10, линия 2) позволяет сразу определять газосодержание на приеме насоса при различной глубине его спуска.

Определенные по графикам подача и необходимый напор должны соответствовать выбранному типоразмеру ПЦЭН при работе его на оптимальном или рекомендованных режимах.

12. ГИДРОПОРШНЕВЫЕ НАСОСЫ

12.1. Принцип действия гидропоршневого насоса

Гидропоршневые насосы (ГПН) состоят из двух основных частей: гидравлического поршневого двигателя объемного типа D (рис. 12.1) и соединенного с двигателем общим штоком поршневого насоса двухстороннего действия Н. Важным элементом ГПН, управляющим его работой, является золотниковое устройство 3. По принципу действия оно аналогично действию четырехходового крана. Внутренняя часть золотника с каналами может поворачиваться на 90° и занимать два положения (рис. 12.1, сплошные и пунктирные линии). Такие переключения (повороты) осуществляются автоматически от штока двигателя.

Рабочая жидкость нагнетается с поверхности силовым насосом по трубопроводу 1 (НКТ) и при положении золотника, показанном на рисунке, попадает в верхнюю полость цилиндра двигателя D. Одновременно нижняя полость цилиндра двигателя D с помощью золотника сообщается с выкидной линией 2 (кольцевое пространство).

Под действием давления рабочей жидкости поршень 3 двигателя совершает ход вниз. Жидкость из-под поршня выходит через золотник в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство). В конце хода вниз четырехходовой кран (золотник) автоматически поворачивается на 90° , а его каналы занимают положение, показанное на рис. 12.1 пунктиром. Рабочая жидкость из трубопровода 1 (НКТ) благодаря новому положению золотника получает доступ в нижнюю полость цилиндра двигателя D, а отработанная жидкость из верхней полости цилиндра попадает в выкидную линию 2. Под действием давления рабочей жидкости, поступающей в нижнюю полость, поршень 3 совершает ход вверх. В конце хода вверх золотник, связанный со штоком двигателя, снова поворачивается на 90° в обратную сторону, а его каналы снова занимают первоначальное положение. Это обеспечивает поступление рабочей жидкости в верхнюю полость двигателя и ход вниз. Скорость перемещения поршня двигателя и число его ходов, очевидно, будет зависеть от скорости закачки рабочей жидкости. При малой скорости закачки число ходов поршня двигателя будет малым и наоборот. Однако число ходов не может увеличиваться беспрестанно. Инерция поршневой группы агрегата, золотника и жидкости в каналах будет лимитировать число ходов, которое обычно не превышает 100.

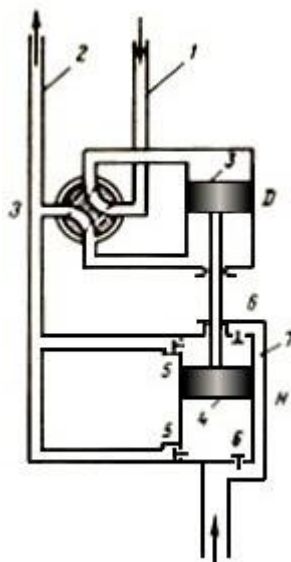


Рис. 12.1. Принципиальная схема гидропоршневого насоса двойного действия с золотником, схематично показанного в виде двухходового крана

Жестко со штоком двигателя связан поршень (плунжер) 4 скважинного насоса Н, который также совершает возвратно-поступательное движение. Цилиндр насоса имеет с обеих сторон по одному нагнетательному 5 и всасывающему 6 клапану. При ходе поршня 4 вниз пластовая жидкость под действием давления на глубине погружения насоса будет поступать в верхнюю полость цилиндра насоса, проходя по обводному каналу 7 и через верхний всасывающий клапан 6. Пластовая жидкость из нижней полости цилиндра при ходе поршня 4 вниз будет вытесняться через нижний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство), смешиваясь там с отработанной рабочей жидкостью. При ходе поршня 4 вверх в полости под поршнем будет происходить всасывание пластовой жидкости через нижний всасывающий клапан 6, а в полости над поршнем нагнетание пластовой жидкости через верхний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2, т. е. в кольцевое пространство.

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, сидящей на штоке двигателя, которая может перемещаться в своем цилиндре с подводными и отводящими каналами. В верхней и нижней частях штока двигателя имеются короткие пазы - каналы, через которые рабочая жидкость попадает в цилиндр золотника и смещает фасонную втулку для сообщения полостей цилиндра двигателя с трубопроводами 1 и 2. Благодаря двойному действию подача насоса почти в 2 раза больше подачи обычного плунжерного насоса одинарного действия при прочих равных условиях (диаметр, ход, габарит).

Существуют ГПН одинарного действия или так называемого дифференциального типа, в которых подача насосом пластовой жидкости происходит только при ходе вверх (рис. 12.2). Рабочая жидкость подается по каналу 6 в пространство под поршень двигателя и далее через специальный канал 7 в поршне, перекрываемый управляющим клапаном 5, попадает в полость над поршнем 4 (рис. 12.2, а).

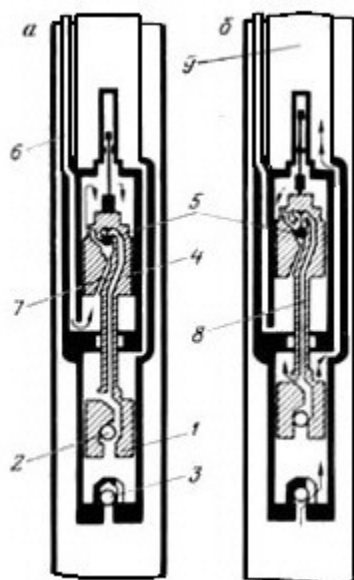


Рис. 12.2. Принципиальная схема ГПН дифференциального типа (одинарного действия): а - ход вниз, б - ход вверх

Поскольку верхняя площадь поршня 4 больше нижней на величину площади штока, то сила, действующая сверху, будет больше, чем снизу, поэтому поршень 4 двигателя переместится вниз. Вместе с ним получит перемещение вниз плунжер 1 в насосном цилиндре. Нагнетательный клапан 2 в плунжере откроется. При крайнем нижнем положении поршня двигателя управляющий клапан 5 перекроется, и канал 7 закроется (рис. 12.2,б).

Верхняя полость двигателя через канал 8 и внутреннее сверление в теле штока получит сообщение с пространством над плунжером насоса и по обводному каналу с насосными трубами 9. Давление под поршнем двигателя будет нарастать, пока поршень не сделает ход вверх. При ходе вверх всасывающий клапан 3 откроется и цилиндр насоса будет заполняться пластовой жидкостью. В крайнем верхнем положении управляющий клапан механического действия снова откроет канал 7 и закроет канал 8. Произойдет ход вниз.

Работа ГПН одинарного действия сопровождается сильной пульсацией давления рабочей жидкости на поверхности. Замеряя давление рабочей жидкости с помощью самопишущего манометра, можно получить динамограмму работы ГПН. Насос подобного типа американской фирмы «Коуб» носит название «Гидролифта». Он имеет номинальный размер от 50 до 137 мм, ход 1,53 м и производительность, как сообщается в печати, от 24 до 2400 м³/сут.

Нагнетательным каналом для подачи рабочей жидкости к ГПН служит обычно колонна НКТ, на конце которых размещается агрегат ГПН. Каналом для возвращения на поверхность отработанной рабочей жидкости, а также для подачи на поверхность пластовой жидкости, откачиваемой насосом, служит кольцевое пространство между первым и вторым рядом НКТ. Таким образом, для обеспечения работы ГПН необходимо два канала, а следовательно, два ряда труб. Однако существуют схемы и с одним рядом труб. В этих схемах вторым каналом для возврата жидкостей на поверхность является кольцевое пространство между НКТ и обсадной

колонной. При работе по такой схеме на глубине подвески насоса устанавливается пакер, герметизирующий кольцевое пространство, и весь пластовый газ вынужден проходить вместе с жидкостью через насос.

Применение различных сепарационных устройств в виде газовых якорей становится бесполезным. Это приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса.

Существуют трехканальные системы, при которых рабочая жидкость подается по внутреннему малому диаметру НКТ, а возвращается на поверхность по кольцевому промежутку между первым и вторым рядом НКТ без смешивания ее с пластовой жидкостью. Пластовая жидкость поступает на поверхность по третьему каналу, между вторым и третьим рядами НКТ. Как видно, при работе по такой схеме нужны три ряда НКТ. В крайнем случае третьим каналом для подачи пластовой жидкости на поверхность может служить кольцевое пространство между вторым - наружным рядом НКТ и обсадной колонной.

Трехканальная схема имеет преимущество перед двухканальной, так как отпадает необходимость отделения рабочей жидкости от пластовой, ее подготовка и регенерация для повторного использования. При трехканальной схеме сепарационные устройства и подготовка рабочей жидкости на поверхности сильно упрощаются.

Большим недостатком трехканальных или, как их называют, закрытых систем является большая металлоемкость установки, а следовательно, высокая стоимость оборудования скважины.

Спуск и установка ГПН в скважине может осуществляться двумя путями: спуск и подвеска ГПН на НКТ и спуск ГПН и посадка его на рабочее место проталкиванием нагнетаемой жидкостью через НКТ (так называемые свободные ГПН).

На рис. 12.3, а и б показаны возможные схемы установки ГПН в скважине. На НКТ малого диаметра (второй ряд труб) 1 подвешивается ГПН 4, который нижней своей частью, имеющей уплотнительный элемент 7, садится в посадочный конус 5, привинченный к низу первого ряда НКТ 2 большего диаметра (рис. 12.3, а).

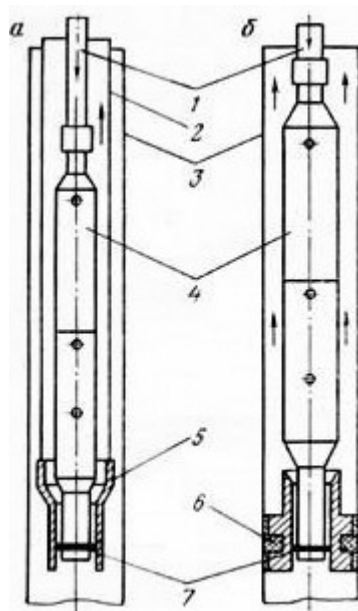


Рис. 12.3. Схема оборудования скважины гидропоршневым насосом:

а - при двухрядном подъемнике, б - при однорядном подъемнике

Сначала спускается НКТ большего диаметра (первый ряд труб), а затем на НКТ меньшего диаметра спускается ГПН. Рабочая жидкость нагнетается по НКТ малого диаметра. Отработанная жидкость вместе с пластовой поднимается по кольцевому пространству. На рис. 12.3, б показана однотрубная система. В скважину предварительно спускается и закрепляется на штипсах пакер б с посадочным конусом для ГПН, для герметизации кольцевого пространства. После установки пакера НКТ извлекаются и на них спускается ГПН с посадкой на пакер. Рабочая жидкость нагнетается по НКТ. Отработанная и пластовая жидкости возвращаются по кольцевому пространству. Для ремонта ГПН при его спуске на НКТ необходимо извлекать всю колонну труб из скважины. Эти операции трудоемки и связаны с работой на скважине бригады подземного ремонта. В связи с этим были разработаны и в настоящее время наиболее распространены свободные ГПН (рис.12.4). На устье скважины устанавливается четырехходовой кран - переключатель высокого давления, позволяющий нагнетание жидкости в НКТ и выход жидкости из кольцевого пространства и нагнетание жидкости в кольцевое пространство и выход из НКТ.

При оборудовании скважины свободным ГПН в нижней части НКТ обязательно устанавливается обратный клапан. После заполнения НКТ нефтью, удерживаемой обратным клапаном, сбрасывается ГПН, который потоком жидкости, нагнетаемой в НКТ, проталкивается вниз. При этом четырехходовой кран устанавливается в положение «спуск - работа». В нижней части второго ряда НКТ имеется специальный стакан с необходимыми каналами и уплотнительными кольцами для посадки в него ГПН.

На корпусе ГПН имеются уплотнительные резиновые кольца и отверстия для перетоков жидкости, а в верхней части ГПН - эластичный резиновый поршень-манжет диаметром, равным внутреннему диаметру НКТ. Кроме того, имеется коническая ловительная головка. Давлением рабочей жидкости, нагнетаемой в НКТ, ГПН садится в стакан. Приемная часть ГПН внизу корпуса проходит через уплотнитель в стакан с

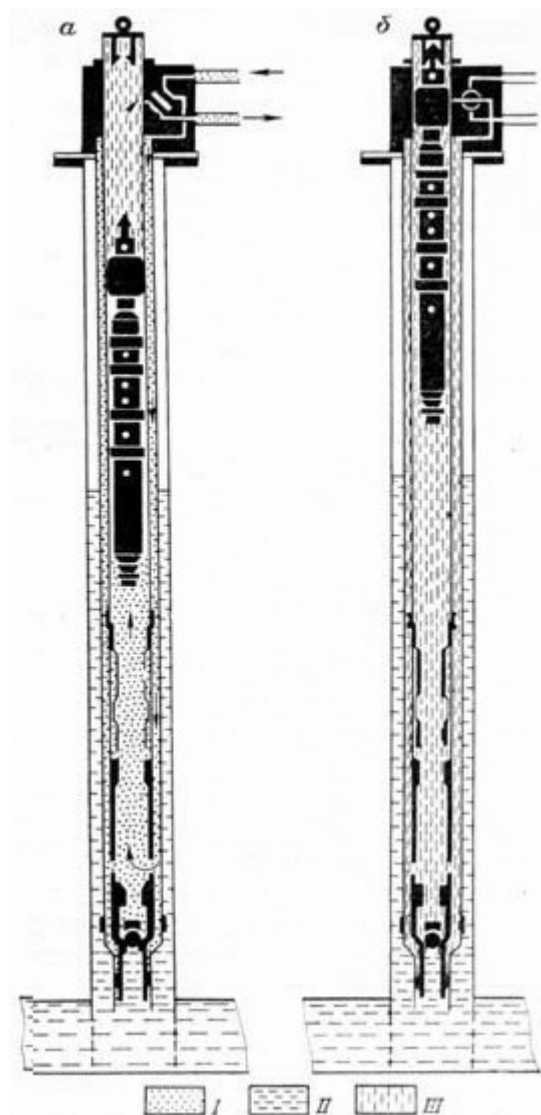


Рис. 12.4. Схема подъема из скважины свободного ГПН: а - подъем насоса, б - захват устьевым ловителем.

Жидкость под действием: I - рабочего давления, II - забойного давления, III - избыточного гидростатического давления

обратным клапаном. После посадки ГПН на место давление рабочей жидкости возрастает, и насос начинает работать. Для подъема насоса из скважины четырехходовой кран устанавливается в положение «подъем». Рабочая жидкость от силового агрегата начинает поступать в кольцевое пространство между НКТ и создает давление под уплотнительными кольцами насоса. При определенном давлении ГПН выходит из посадочного стакана, проталкивается вверх по НКТ (рис. 12.4, а). При захвате насоса ловителем (рис. 12.4, б) одновременно выключается привод силового насоса, после чего устье скважины может быть открыто и насос извлечен на мостки. Скорость спуска и подъема свободного ГПН определяется расходом рабочей жидкости, состоянием уплотнительной манжеты и вообще спуск происходит при малых давлениях. Выпрессовка насоса из его посадочного стакана осуществляется при значительных давлениях. Спуск и подъем свободного ГПН с глубины примерно 2000 м могут быть осуществлены одним человеком за 2 - 2,5 ч. Поднятый насос извлекается из скважины вместе с ловителем с помощью ручной лебедки и

небольших талей. Это является большим преимуществом свободных ГПН. Однако наружный диаметр корпуса свободного ГПН должен быть всегда меньше внутреннего диаметра НКТ, поэтому свободные ГПН имеют всегда меньшую подачу, чем насосы, спускаемые на трубах, при прочих равных условиях.

На поверхности у устья скважины устанавливается силовой насос, нагнетающий рабочую жидкость в НКТ для привода ГПН. Причем имеются индивидуальные системы, когда на каждой скважине установлен силовой насос и групповые, когда один, более мощный силовой насос предназначен для нескольких скважин, оборудованных ГПН. Обычно в качестве силовых используются трехплунжерные вертикальные и горизонтальные насосы высокого давления различной мощности с приводом от электродвигателя или газового двигателя внутреннего сгорания. Плунжерные насосы снабжаются гильзами и плунжерами разного диаметра. Это позволяет в достаточно широком диапазоне ступенчато регулировать подачу рабочей жидкости и ее давление в пределах установленной мощности.

К числу поверхностных сооружений относятся сепарационные устройства и установка по очистке от песка и воды рабочей жидкости, так как для работы такого сложного агрегата с обилием точно пригнанных поверхностей и узких каналов требуется очень чистая рабочая жидкость. Это сильно удорожает и осложняет технику и практику эксплуатации скважин с помощью ГПН.

12.2. Подача ГПН и рабочее давление

Рассмотрим работу ГПН двойного действия, так как такие агрегаты являются наиболее современными. Обозначим: F_H - площадь поршня насоса, откачивающего пластовую жидкость; f - площадь сечения штока; S - ход поршня; n - число двойных ходов в минуту.

Подача насоса при ходе вниз

$$q_1 = F_H \cdot S ,$$

при ходе вверх

$$q_2 = (F_H - f) \cdot S .$$

Подача за один двойной ход

$$q = q_1 + q_2 = (2 \cdot F_H - f) \cdot S .$$

Подача за n ходов будет в n раз больше, а в сутки в $24 \times 60 = 1440$ раз больше. Таким образом, теоретическая подача насоса в сутки будет равна

$$Q_T = 1440 \cdot (2 \cdot F_H - f) \cdot S \cdot n , \tag{12.1}$$

Вводя коэффициент подачи α , учитывающий различные потери (утечки через неплотности, незаполнение цилиндра из-за влияния газа, усадку нефти и др.), можно определить фактическую подачу ГПН двойного действия

$$Q_\phi = 1440 \cdot \alpha \cdot (2 \cdot F_H - f) \cdot S \cdot n . \tag{12.2}$$

По аналогии с (12.2) можно определить расход рабочей жидкости гидравлического двигателя двойного действия ГПН

$$Q_p = 1440 \cdot \alpha_3 \cdot (2 \cdot F_d - f) \cdot S \cdot n \quad (12.3)$$

где F_d - площадь поршня двигателя; α_3 - коэффициент, учитывающий утечки рабочей жидкости в зазоре между цилиндром и поршнем, в клапанах, протечки жидкости в золотниковом устройстве и в муфтовых соединениях НКТ.

Силовой насос на поверхности должен обеспечить подачу Q_p . Если силовой насос будет иметь подачу меньшую, то в соответствии с ней изменится и число ходов ГПН.

Поэтому, регулируя подачу силового насоса на поверхности, можно изменить число ходов ГПН, а следовательно, и подачу всей установки. Изменение подачи силового насоса возможно только заменой плунжеров и втулок насоса, а также путем сбрасывания части рабочей жидкости из нагнетательного трубопровода назад в приемную часть насоса, т. е. дросселированием жидкости. Однако такой метод регулировки снижает к. п. д. установки.

Рабочее давление, развиваемое силовым насосом, обычно велико и составляет 10,0 МПа и более. Это давление определяется соотношением площадей поршней в двигателе ГПН и самом насосе, а также гидравлическими сопротивлениями в колонне НКТ и кольцевом пространстве. Определим рабочее давление силового насоса на устье скважины для ГПН двойного действия (рис. 12.5).

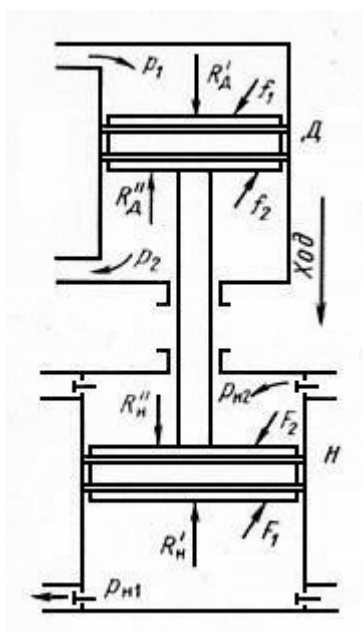


Рис. 12.5. Схема распределения давлений и действия сил в ГПН при ходе вниз

Сила R_d , действующая сверху на поршень гидравлического двигателя, при его ходе вниз должна уравниваться силой R_n , действующей на поршень насоса снизу, и силами трения g , возникающими в сальниках и на уплотнительных поверхностях при движении всей поршневой системы:

$$R_d = R_n + r \quad (12.4)$$

Но сила R_d - равнодействующая от силы R'_d , действующей на поршень сверху, и силы R''_d , действующей на поршень снизу в цилиндре двигателя ГПН, так что

$$R_d = R'_d + R''_d \quad (12.5)$$

Обозначим: f_1 - верхняя площадь поршня двигателя; f_2 - нижняя площадь поршня двигателя, равная верхней за вычетом площади сечения штока; P_1 - давление рабочей жидкости в полости над поршнем; P_2 - давление отработанной жидкости в полости под поршнем.

Тогда

$$R'_d = f_1 \cdot P_1, \quad (12.6)$$

$$R''_d = f_2 \cdot P_2, \quad (12.7)$$

Давление рабочей жидкости в цилиндре двигателя P_1 (см. рис. 12.5) складывается из давления нагнетания рабочей жидкости на устье P_n , гидростатического давления столба рабочей жидкости в колонне НКТ от устья до глубины подвески ГПН $P'_г$, потерь давления на трение жидкости в НКТ P_t и потерь давления на трение рабочей жидкости в подводящих каналах и золотниковом устройстве двигателя n . Потери на трение P_t и n , очевидно, надо взять со знаком минус. Итак,

$$P_1 = P_n + P'_г - P_t - n \quad (12.8)$$

Давление отработанной жидкости под поршнем двигателя сложится из давления в выкидной линии на устье скважины P_y , гидростатического давления столба жидкости в кольцевом пространстве $P''_г$, которая может иметь плотность, отличную от плотности рабочей жидкости, и поэтому, вообще говоря $P'_г \neq P''_г$, потерь на трение P_k в кольцевом пространстве при движении по нему смеси из пластовой и отработанной жидкости и потерь на трении n в отводных каналах и золотнике двигателя, которые должны быть взяты со знаком плюс. Таким образом,

$$P_2 = P_y + P''_г + P_k + n \quad (12.9)$$

Рассмотрим теперь силы и давления, возникающие над и под поршнем насосного цилиндра также при ходе поршня вниз.

Сила R'_n равна алгебраической сумме сил, действующих на поршень снизу и сверху, т. е.

$$R_n = R'_n - R''_n, \quad (12.10)$$

где R'_n - сила, действующая на нижнюю поверхность поршня; R''_n - сила, действующая на верхнюю поверхность поршня. Но

$$R'_H = F_1 \cdot P_{H1}, \quad (12.11)$$

где F_1 - нижняя площадь поршня насоса со стороны нагнетания жидкости при ходе вниз; P_{H1} - давление на выкиде насоса, действующее на нижнюю поверхность поршня при его ходе вниз.

Аналогично определится и сила R''_H , действующая на верхнюю поверхность поршня насоса со стороны всасывания. Верхняя площадь поршня меньше нижней на величину сечения штока. Обозначим ее F_2 . Тогда

$$R''_H = F_2 \cdot P_{H2}, \quad (12.12)$$

где P_{H2} - давление над поршнем насоса при всасывании.

Давление нагнетания

$$P_{H1} = P_y + P''_r + P_k + m, \quad (12.13)$$

где P_y , P''_r и P_k - прежние, а m - потеря давления на трение в клапанах и отводных каналах насоса при нагнетании.

Давление на стороне всасывания равно

$$P_{H2} = P_{пр} - m, \quad (12.14)$$

где $P_{пр}$ - давление на приеме насоса, т. е. на глубине погружения.

Подставляя (12.14) в (12.12) и (12.13) в (12.11) и далее все в (12.10), получим

$$R_H = F_1 \cdot (P_y + P''_r + P_k + m) - F_2 \cdot (P_{пр} - m). \quad (12.15)$$

Подставляя (12.8) в (12.6) и (12.9) в (12.7) и далее все в (12.5), получим

$$R_d = f_1 \cdot (P_H + P'_r - P_t - n) - f_2 \cdot (P_y + P''_r + P_k + n). \quad (12.16)$$

Далее (12.15) и (12.16) подставим в (12.4) и получим

$$\begin{aligned} & f_1 \cdot (P_H + P'_r - P_t - n) - f_2 \cdot (P_y + P''_r + P_k + n) = \\ & = F_1 \cdot (P_y + P''_r + P_k + m) - F_2 \cdot (P_{пр} - m) + r \end{aligned} \quad (12.17)$$

Решая (12.17) относительно искомого P_H , получим

$$\begin{aligned} P_H = & \frac{F_1}{f_1} \cdot (P_y + P''_r + P_k + m) + \frac{f_2}{f_1} \cdot (P_y + P''_r + P_k + n) - \\ & - \frac{F_2}{f_1} \cdot (P_{пр} - m) + \frac{r}{f_1} - P'_r + P_t + n \end{aligned} \quad (12.18)$$

Потери давления на трение рабочей жидкости в каналах двигателя n и потери давления на трение пластовой жидкости в каналах насоса m , вообще говоря, малы и можно считать $n = m$. Тогда из (12.18) получим давление нагнетания насоса при ходе поршневой группы вниз

$$P_H = \frac{(F_1 + f_2)}{f_1} \cdot (P_y + P_r'' + P_k + m) - \frac{F_2}{f_1} \cdot (P_{пр} - m) + \frac{r}{f_1} - P_r' + P_T + n$$

(12.19)

Рассуждая аналогично, можно легко получить формулу для давления нагнетания силового насоса P_H при ходе поршневой группы ГПН вверх. Для этого необходимо учесть, что при ходе вверх давление P_1 будет действовать на нижнюю поверхность f_2 поршня двигателя, а давление на выкиде P_2 - на верхнюю поверхность f_1 .

В цилиндре насоса давление нагнетания P_{H1} будет действовать на верхнюю поверхность поршня насоса F_2 , а давление всасывания P_{H2} - на нижнюю поверхность f_1 .

С учетом сказанного формула для давления нагнетания силового насоса P_H при ходе вверх будет иметь следующий вид:

$$P_H = \frac{(F_2 + f_1)}{f_2} \cdot (P_y + P_r'' + P_k + m) - \frac{F_1}{f_2} \cdot (P_{пр} - m) + \frac{r}{f_2} - P_r' + P_T + n$$

(12.20)

Как видим, формула (12.20) аналогична формуле (12.19), но величины площадей F_1 и F_2 , а также f_1 и f_2 меняются местами.

Гидропоршневые насосы - сложные установки. Они требуют размещения на поверхности у скважины силовых насосов трансформатора, станций управления и защиты. Кроме того, сложны сепарационные и очистные сооружения для подготовки рабочей жидкости. Это является одной из причин, сдерживающих их широкое распространение. Однако с помощью ГПН легко осуществляется эксплуатация наклонных скважин, в которых работа штанговых насосов иногда оказывается совершенно невозможной. В настоящее время на отечественных промыслах эксплуатируется несколько установок ГПН в порядке накопления опыта работы с ними и выяснения возможности их эксплуатации на промыслах Сибири и Севера.