

Глава 6

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

6.1. Назначение и устройство электропогружных насосов

Для отбора из скважин больших количеств жидкости используют лопастный насос с рабочими колесами центробежного типа, обеспечивающий большой напор при заданных подачах жидкости и габаритах насоса. Наряду с этим, в нефтяных скважинах некоторых районов с вязкой нефтью необходима большая мощность привода относительно подачи. В общем случае эти установки носят название электропогружные электронасосы. В первом случае – это установки центробежных электронасосов (УЭЦН), во втором – установки погружных винтовых электронасосов (УЭВНТ).

Скважинные центробежные и винтовые насосы приводятся в действие погружными электродвигателями. Электроэнергия подводится к двигателю по специальному кабелю. Установки ЭЦН и ЭВН довольно просты в обслуживании, так как на поверхности имеются станция управления и трансформатор, не требующие постоянного ухода.

При больших подачах УЭЦН имеют достаточный КПД (до 0,35), позволяющий конкурировать этим установкам со штанговыми установками и газлифтом.

При этом способе эксплуатации борьба с отложениями парафина проводится достаточно эффективно с помощью автоматизированных проволочных скребков, а также путем нанесения покрытия внутри поверхности НКТ.

Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок и составляет до 600 сут.

Скважинный насос имеет 80–400 ступеней. Жидкость поступает через сетку в нижней части насоса. Погружной электродвигатель маслозаполненный, герметизированный. Во избе-

жание попадания в него пластовой жидкости устанавливается узел гидрозащиты. Электроэнергия с поверхности подается по круглому кабелю, а около насоса – по плоскому. При частоте тока 50 Гц частота вращения вала двигателя синхронная и составляет 3000 мин^{-1} и $2800\text{--}2950 \text{ мин}^{-1}$ (с учетом скольжения).

Трансформатор (автотрансформатор) используют для повышения напряжения тока от 380 (промышленная сеть) до 400–2000 В.

Станция управления имеет приборы, показывающие силу тока и напряжение, что позволяет отключать установку вручную или автоматически.

Колонна НКТ оборудуется обратным и сливным клапанами. Обратный клапан удерживает жидкость в НКТ при остановках насоса, что облегчает запуск установки, а сливной освобождает НКТ от жидкости перед подъемом агрегата при установленном обратном клапане.

Для повышения эффективности работы для вязких жидкостей (до $6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$) в диапазоне подач $16\text{--}200 \text{ м}^3/\text{сут}$ в ОКБ БН созданы скважинные винтовые насосы с погружным электродвигателем. Установка скважинного винтового насоса, подобно установке ЭЦН, имеет погружной электродвигатель с компенсатором и гидрозащитой, винтовой насос, кабель, обратный и сливной клапаны (встроенные в НКТ), оборудование устья, трансформатор и станцию управления. За исключением насоса, части установки идентичны.

Одновинтовой насос объемного типа имеет однозаходный винт с внутренним диаметром d , вращающийся в двухзаходной обойме (рис. 6.1). Длина шага нарезки винта t в 2 раза меньше длины шага обоймы T . Контактная линия на длине шага обоймы образует одну замкнутую полость, которая за один оборот винта перемещается на длину его шага к выкиду насоса. Крайнее положение оси отдельных сечений винта имеет отклонение от оси обоймы, равное $2e$. Объем одной замкнутой полости равен площади $4e$, умноженной на длину шага обоймы T (см. рис. 6.1). Частота вращения винта n определяет число этих полостей, перемещаемых к выкиду насоса в единицу времени.

Подача винтового насоса

$$Q = 4e\alpha Tn,$$

где α – коэффициент.

На длине обоймы и винта можно расположить три-четыре замкнутые области. Напоры, создаваемые насосами, составляют

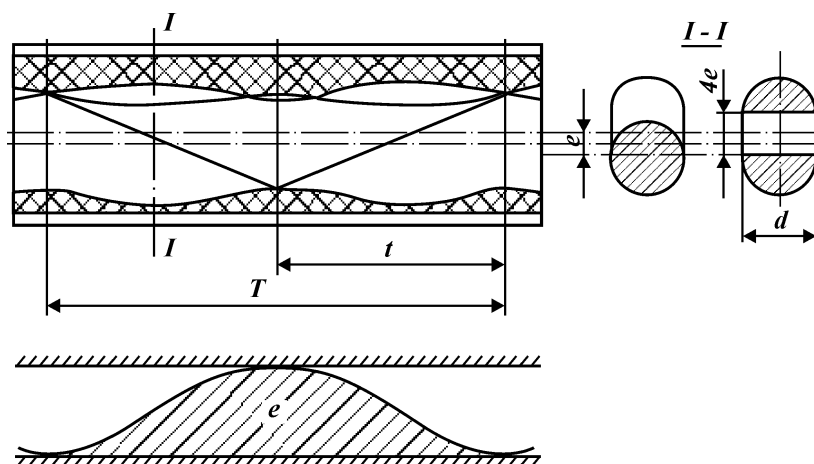


Рис. 6.1. Рабочие органы винтового насоса

200–1200 м. Допустимое количество свободного газа на приеме насоса почти достигает 50 %.

Шифр установок ЭВН аналогичен шифру установок ЭЦН.

Серийно выпускаются установки: УЭВНТ-5А-16-1200, УЭВНТ-5А-25-1000, УЭВНТ-5А-100-1000, УЭВНТ-200-900.

6.2. Область применения и характеристики погружных насосов

Область применения центробежных насосов в нефтедобыче довольно велика: по дебиту 40–1000 м³/сут; по напорам 740–1800 м (для отечественных насосов).

Наиболее эффективны эти насосы при работе в скважинах с большими дебитами. Очевидно, что по дебитам центробежные насосы превосходят СШН, а по энергоемкости они предпочтительнее газлифта.

Однако для УЭЦН существуют ограничения по условиям скважин, например высокий газовый фактор, большая вязкость, высокое содержание механических примесей и т.д.

Создание насосов и электродвигателей в модульном исполнении дает возможность точнее подбирать УЭЦН к характеристике скважины по дебитам и напорам.

Все эти факторы с учетом экономической целесообразности должны быть приняты во внимание при выборе способов эксплуатации скважин.

Установки погружных насосов спускаются в скважину на НКТ следующих диаметров: 60 мм при дебите жидкости $Q_{\text{ж}}$ до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$, 73 мм при $150 < Q_{\text{ж}} < 300 \text{ м}^3/\text{сут}$, 89 мм при $Q_{\text{ж}} > 300 \text{ м}^3/\text{сут}$. Расчетные характеристики ЭЦН приводятся для воды, а для конкретных жидкостей (нефти) уточняются с помощью коррелирующих коэффициентов.

Типичная расчетная характеристика УЭЦН приведена на рис. 6.2. Очевидно, что желательно подбирать насос по дебитам и напорам в области наибольшего КПД и минимальной потребной мощности. Параметры установок центробежных насосов приведены в табл. 6.1. Также имеются установки специального назначения: с буквой К – повышенной коррозионной стойкости; с буквой И – повышенной износостойкости.

Установки ЭЦНК могут работать с жидкостями, содержащими до $1,25 \text{ г/л}$ H_2S , тогда как обычные установки, – с жидкостями, содержащими до $0,01 \text{ г/л}$ H_2S .

Насосы обычного исполнения рекомендуются для скважин с содержанием в откачиваемой жидкости до $0,1 \text{ г/л}$ механических примесей; насосы повышенной износостойкости – для скважин с содержанием в откачиваемой жидкости свыше $0,1 \text{ г/л}$, но не более $0,5 \text{ г/л}$ механических примесей; насосы повышенной коррозионной стойкости – для скважин с содержанием сероводорода до $1,25 \text{ г/л}$ и водородным показателем pH 6,0–8,5.

Установки ЭЦНИ могут работать с жидкостями, содержащими до $0,5 \text{ г/л}$ механических примесей, тогда как обычные

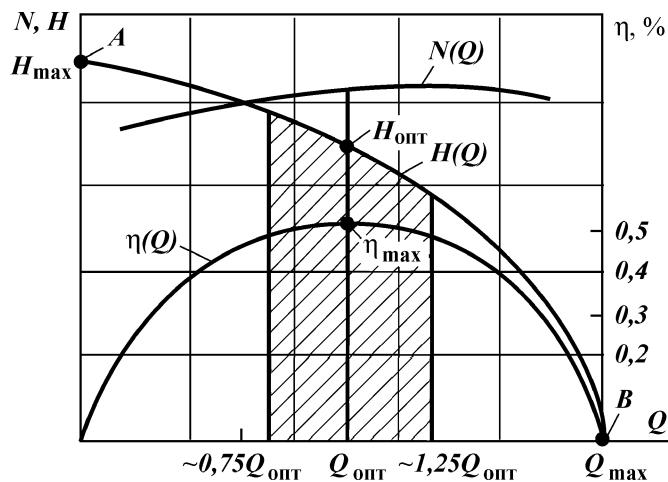


Рис. 6.2. Типичная расчетная характеристика погружного центробежного насоса

Таблица 6.1

Техническая характеристика погружных центробежных электронасосов

Установка	Подача номи- нальная, м ³ /сут	Напор, м	Рекомендуемая рабочая область	
			Подача, м ³ /сут	Напор, м
Группа 5				
У2ЭЦН5-40-1400	40	1400	25–70	1425–1015
УЭЦН5-80-1200	80	1205	60–115	1285–715
У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100–155	1330–870
У2ЭЦН5-200-800	200	795	145–250	960–545
УЭЦН5-80-1550	80	1600	60–115	1680–970
УЭЦН5-130-1400	130	1460	100–155	1700–1100
УЭЦН5-80-800	80	1780	60–115	1905–1030
УЭЦН5-40-1750	40	1800	25–70	1850–1340
Группа 5А				
УЭЦН5А-100-1350	100	1380	80–140	1520–1090
У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125–205	1225–710
УЭЦН5А-160-1400	160	1425	125–205	1560–1040
У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190–330	890–490
У1ЭЦН5А-250-1000	250	1000	190–330	1160–610
У1ЭЦН5А-250-1400	250	1400	190–330	1580–930
У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290–430	660–490
У2ЭЦН5А-360-700	360	700	290–430	810–550
У2ЭЦН5А-360-850	360	850	290–430	950–680
У2ЭЦН5А-360-1100	360	1120	290–430	1260–920
У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420–580	850–700
УЭЦН5А-160-1750	160	1755	125–205	1920–1290
Группа 6				
У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80–145	1610–1090
У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140–200	1715–1230
У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	90–340	1100–820
У2ЭЦН6-250-1400	250	1475	200–330	1590–1040
У2ЭЦН6-350-850	350	890	280–440	1035–560
УЭЦН6-500-750	500	785	350–680	930–490
УЭЦН6-100-1700	100	700	80–145	1820–1230
УЭЦН6-350-1100	350	1120	280–440	1280–700
УЭЦН6-250-1600	250	1580	200–330	1700–1075
Группа 6А				
У1ЭЦН6-500-1100	500	1090	350–680	1350–600
У1ЭЦН6-700-800	700	800	550–900	850–550

установки – с жидкостями, содержащими до 0,1 г/л механических примесей.

Для отбора агрессивных пластовых жидкостей или жидкостей со значительным содержанием механических примесей (песка) используются **диафрагменные скважинные насосные установки**. Они относятся к объемным плунжерным насосам с электроприводом. При этом жидкость, проходя через приемный и нагнетательный клапаны, не имеет контакта с другими

подвижными частями насоса и его привода, так как отделена от них резиновой диафрагмой. Погружной электродвигатель малой мощности (3–6 кВт) с частотой вращения вала 1350–1500 мин⁻¹ через эксцентриковый привод и поршень приводит в колебательное движение диафрагму. При давлении 10 МПа подача может составить 10 м³/сут. При отборе обводненной жидкости (до 90 %) с содержанием песка до 1,8 % (по массе) МРП работы насоса в 2–3 раза выше, чем для насосов ЭЦН и СШН.

Кроме скважинных бесштанговых установок с электроприводом, имеется ряд установок с гидроприводом. К ним относятся лопастные турбонасосы, струйные насосы, гидропоршневые и гидроштанговые насосы. Во всех этих случаях к гидравлическому двигателю с поверхности подается под давлением рабочая жидкость. На поверхности располагаются силовой насос, подающий рабочую жидкость, и система подготовки рабочей жидкости.

Более известна **гидропоршневая насосная установка** (ГПНУ) с золотниковым распределением. Она состоит из погружного гидропоршневого агрегата, двух концентрически спущенных колонн НКТ, силового насосного агрегата, емкости, оборудования устья и трубопроводов. Золотник гидравлического двигателя направляет рабочую жидкость попеременно в полости цилиндра двигателя, расположенные под и над его поршнем. Поршень двигателя передает возвратно-поступательное движение через шток плунжеру насоса. Эффект применения этих насосных установок состоит в отсутствии штанг и кабеля, что существенно для наклонно направленных скважин, а также в отсутствии спуска-подъема НКТ, так как глубинный агрегат может быть сбрасываемого типа.

Поднимают агрегат давлением рабочей жидкости из кольцевого пространства.

Первые серийные установки УГН-100-200-18 обеспечивают куст скважин с подачей 100 м³/сут. Развиваемое давление плунжерного насоса на поверхности 18 МПа. Планируется создание установок с подачей 25, 40, 160, 250 м³/сут.

Опытные образцы **турбонасосов** представляют собой лопастную турбину, вал которой соединен с валом центробежного насоса. Центробежный насос подает из скважины жидкость, состоящую из рабочей жидкости и добытой жидкости.

Струйный насос работает на принципе инъекции добываемой жидкости с помощью нагнетаемой рабочей жидкости. Может использоваться в сильнообводненных скважинах (с дебитом до 1500 т/сут).

Гидроштанговые установки имеют в скважине поршневой двигатель без золотникового распределителя и соединенный с ним поршневой насос (штанговый). Рабочая жидкость (возможно, вода) не смешивается с добытой. Погружной агрегат собирается из двух штанговых насосов. Такая установка будет эффективна в разведочных скважинах труднодоступных районов.

6.3. Установки погружных центробежных насосов

В установку ЭЦН (рис. 6.3) входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет электродвигатель с гидрозащитой 1 и насос 2; кабельная линия 3, спускаемая в скважину на подъемных насосно-компрессорных трубах 4; оборудование устья 6 типа ОУЭН 140-65 или фонтанная арматура АФК1Э-65×14; станция управления 7 и трансформатор 8, которые устанавливаются на расстоянии 20–30 м от устья скважины. По кабельной линии подводят электроэнергию к двигателю. К насосу и насосно-компрессорным трубам кабель крепят металлическими поясами 5. Над насосом устанавливают обратный и сливной клапаны. Откачиваемая жидкость из скважины поступает на поверхность по колонне НКТ.

Погружной электронасос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и протектора имеет на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами.

В зависимости от поперечного размера погружного электронасосного агрегата установки подразделяются на три условные группы: 5, 5А и 6 (табл. 6.2).

Рассмотрим обозначение установки на примере 1У9ЭЦН5А-250-1400:

1 – порядковый номер модификации установки; У – установка; 9 – порядковый номер модификации насоса; Э – привод от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; 5А – группа насоса; 250 – подача, м³/сут; 1400 – напор, м.

Погружной насос (рис. 6.4) секционный, многоступенчатый с малым диаметром рабочих ступеней – рабочих колес и направляющих аппаратов. Применяемые в нефтяной промышленности погружные насосы имеют от 145 до 400 ступеней. Насос состоит из одной или нескольких секций, соединенных между собой при помощи фланцев. Секция имеет длину до 5,5 м. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней и

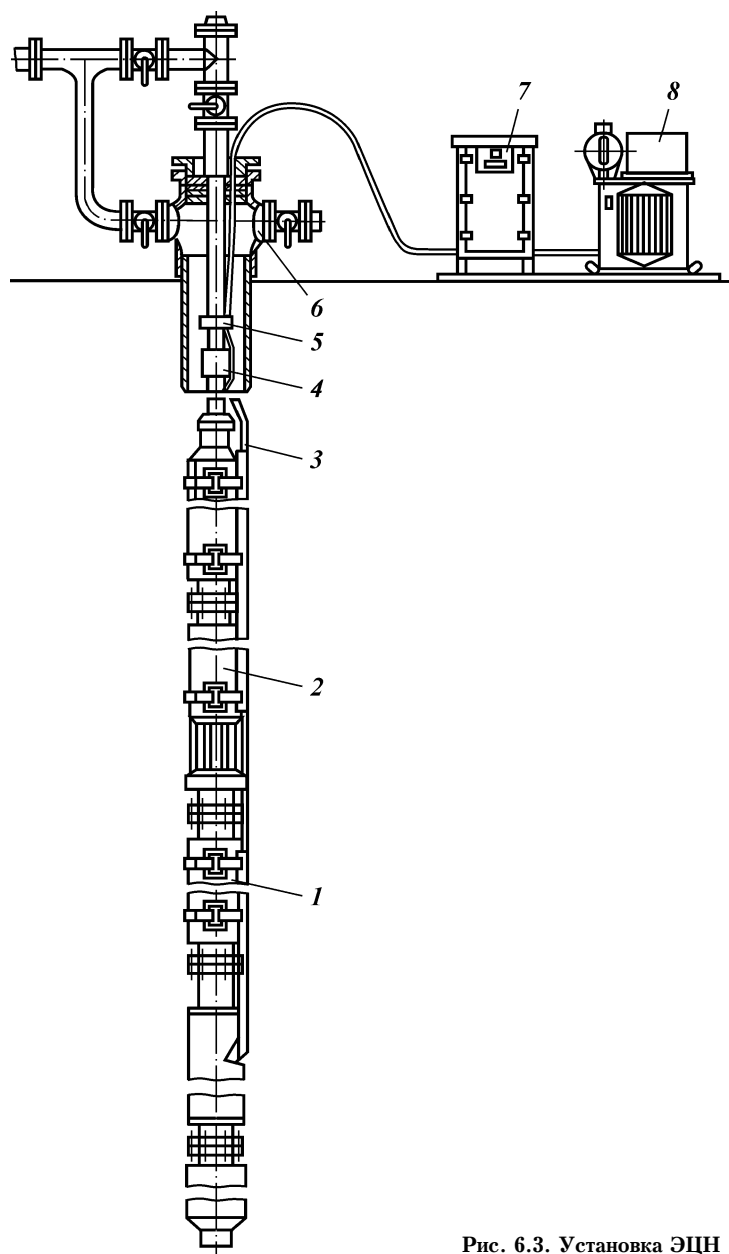


Рис. 6.3. Установка ЭЦН

Таблица 6.2

Показатель	Группа установки		
	5	5А	6
Поперечный размер установки, мм	116	124	137
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	121,7	130	144,3

секций, которое зависит от параметров насоса – подачи и напора. В корпус насоса вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные рабочие колеса и направляющие аппараты. Рабочие колеса устанавливаются на валу на продольной призматической шпонке по ходовой посадке и могут перемещаться в осевом направлении. Направляющие аппараты зажаты в корпусе между основанием и верхней гайкой.

Снизу в корпусе крепится основание насоса с приемными отверстиями и фильтросеткой, через которые жидкость из скважины поступает к первой ступени насоса. В верхней части насоса находится ловильная головка с установленным в ней обратным клапаном, к которой крепятся насосно-компрессорные трубы.

Центробежный насос приводится во вращение специальным маслозаполненным погружным асинхронным трехфазным электродвигателем переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД.

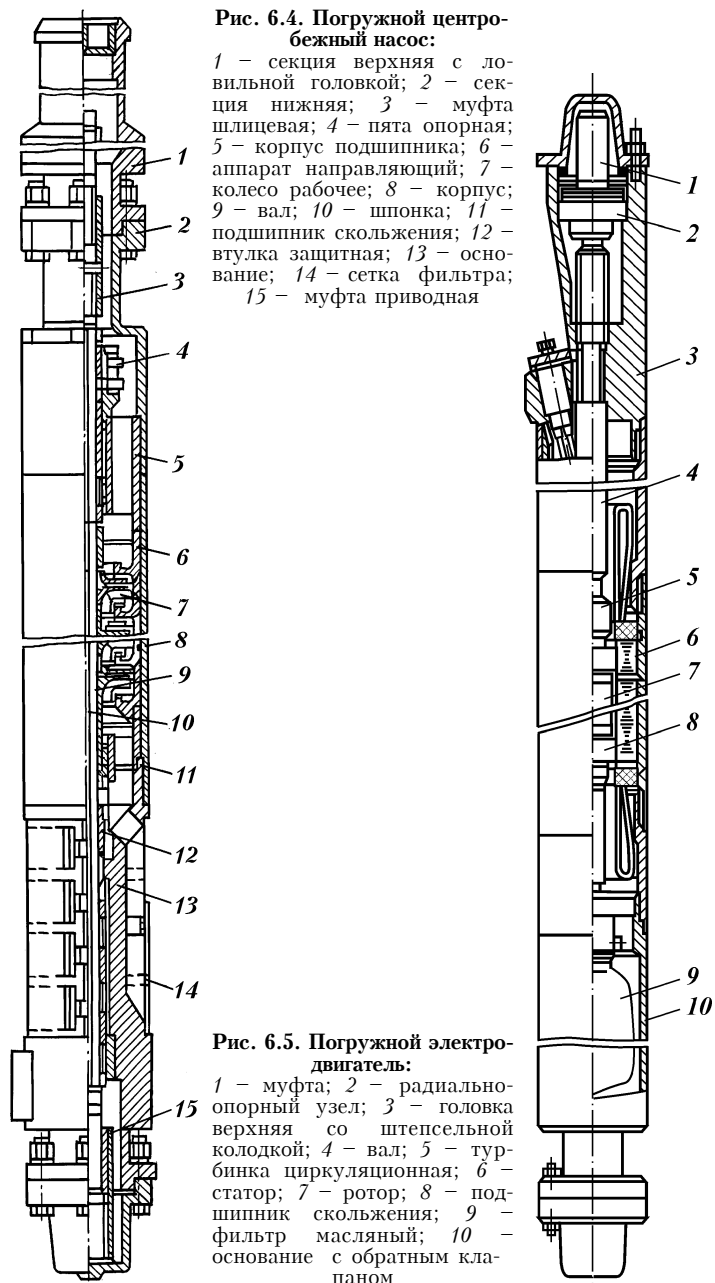
Двигатель (рис. 6.5) состоит из статора, ротора, вала головки и основания. Корпус статора изготавливается из стальной трубы с резьбой на концах для подсоединения головки и основания двигателя.

Двигатель заполняется специальным маловязким маслом для охлаждения и смазки (с высокой электрической прочностью).

Статор собирается из активных и немагнитных шихтованных жестей с пазами, в которых располагается обмотка. Фазы обмотки соединены в звезду. Выводные концы обмотки статора соединяются с кабелем через специальную изоляционную штепсельную муфту кабельного ввода.

Короткозамкнутый многосекционный ротор двигателя набран из магнитных сердечников, чередующихся с подшипниками скольжения. По оси вала выполнен канал для обеспечения циркуляции масла в полости двигателя. В пазы сердечников уложены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамыкающими кольцами.

Электродвигатель секционного исполнения состоит из двух



секций – верхней и нижней, каждая из которых имеет те же основные узлы, что и односекционный двигатель, но конструктивно эти узлы выполнены различно. Механические соединения корпусов секций – фланцевые. Валы соединяются с помощью шлицевой муфты. Электрические соединения осуществляют специальной муфтой, состоящей из полумуфт. При стыковке секций происходит их автоматическое соединение.

Частота вращения двигателей всех типоразмеров одинакова и равна 3000 мин⁻¹ при частоте тока 50 Гц. Двигатель рассчитан на работу при температуре окружающей среды, не превышающей 90 °С.

Гидрозащита (табл. 6.3) предотвращает попадание пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя и состоит из протектора и компенсатора.

Протектор имеет две камеры, заполненные рабочей жидкостью электродвигателя. Камеры разделены эластичным элементом – резиновой диафрагмой с торцевыми уплотнениями. Вал протектора вращается в трех подшипниках и опирается на гидродинамическую пятю, которая воспринимает осевые нагрузки. Выравнивание давления в протекторе с давлением в скважине происходит через обратный клапан, расположенный в нижней части протектора.

Компенсатор состоит из камеры, образуемой эластичным элементом – резиновой диафрагмой, заполненной рабочей жидкостью электродвигателя. Полость за диафрагмой сообщается со скважиной отверстиями.

Кабельная линия, обеспечивающая подвод электроэнергии к электродвигателю погружного центробежного электронасоса, состоит из основного питающего кабеля, сращенного с ним плоского кабеля и муфты кабельного ввода для соединения с электродвигателем. В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить кабель КПКБ (в качестве основного),

Таблица 6.3
Техническая характеристика гидрозащиты

Показатель	1Г51	1Г62
Рабочий объем жидкого масла, дм ³ :		
протектора	2,8	4,0
компенсатора	4,5	7,0
Мощность передаваемая, кВт, не более	100	180
Диаметр, мм:		
протектора	92	114
компенсатора	103	123

Таблица 6.4

Техническая характеристика кабеля КПКБ и КППП

Показатель	КПКБ	КППП
Число жил/площадь сечения, мм	3×3,5	3×50
Наружный диаметр, мм:		
максимальный	35,6	44
номинальный	13,73	15,25
Номинальная строительная длина, м	1000–1300	800–1000

плоский кабель КППП и муфта кабельного ввода круглого или плоского типа.

Кабель КПКБ (табл. 6.4) состоит из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой, а также из подушки и брони.

Кабель КППП состоит из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, а также из общей шланговой оболочки из полиэтилена высокой плотности, подушки и брони.

Условия работы для кабелей КПКБ и КППП: допустимое давление пластовой жидкости 19,6 МПа; газовый фактор 180 м³/т; температура воздуха от –60 до 45 °С, температура пластовой жидкости 90 °С в статическом положении.

Станция управления С5803 предназначена для управления УЭЦН мощностью до 100 кВт, а комплектное устройство КУПНА – для установок с электродвигателем мощностью ввода более 100 кВт.

Станция управления ШГС5803 располагается в металлическом шкафу одностороннего обслуживания с отсеком высокого напряжения.

Техническая характеристика ШГС5803-49APУ1

Напряжение, В:	
в сети.....	380
главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора).....	2300
цепи управления	380
Ток главной цепи управления, А:	
на входе автотрансформатора или трансформатора.....	250
на выходе автотрансформатора или трансформатора.....	74

Комплектное устройство КУПНА80-29А2У1 выполнено в

металлических шкафах защищенной конструкции двухстороннего обслуживания.

Техническая характеристика КУПНА80-29АУ1

Щит управления	ШЭС5003-29А2
Ток силовой цепи, А	100
Напряжение, В:	
силовой цепи	3000
цепей управления	220

У трансформаторов предусмотрено масляное охлаждение. Они предназначены для работы на открытом воздухе. На высокой стороне обмоток трансформаторов выполняется по пять-десять ответвлений (отпаяк) для оптимального напряжения на электродвигатель в зависимости от длины кабеля, загрузки электродвигателя и напряжения в сети.

Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток высокого (ВН) и низкого (НН) напряжения, бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоосушителем.

Бак трансформатора заполняется трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение не ниже 40 кВ. На крышке бака смонтированы: привод переключателя ответвлений обмоток ВН (один или два); ртутный термометр для измерения температуры верхних слоев масла; объемные вводы ВН и НН, допускающие замену изоляторов без подъема извлекающей части; расширитель с маслоуказателем и воздухоосушителем.

Воздухоосушитель с масляным затвором предназначен для удаления влаги и осушки воздуха.

Установка погружного винтового электронасоса состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля круглого и плоского с муфтой кабельного ввода, станции управления и трансформатора.

Винтовые электронасосы предназначены для подъема из скважины жидкости с концентрацией механических примесей не более 0,6 г/л (сероводорода не более 0,01 г/л) с объемным содержанием свободного газа на приеме насоса не более 50 %, а воды не более 99 % и вязкостью не более $6 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

Погружные винтовые насосы однотипны и выполнены по одной конструктивной схеме. Они имеют два рабочих органа: геликоидальные роторы с правым и левым направлениями спиралей. По принципу действия они относятся к объемным, а по способу сообщения энергии жидкости – к ротационным. Насосы отличаются один от другого только размерами рабочих органов, а все остальные узлы и детали взаимозаменяемы и унифицированы.

Каждый рабочий орган насоса состоит из резинометаллической, двухзаходной обоймы и однозаходного винта. Шаг обоймы в 2 раза больше, чем шаг винта.

Винты вращаются вокруг своей оси, кроме того, оси винтов совершают планетарное движение в обратном направлении. Для насосов с подачей 100 и 200 м³/сут винты выполняются из титанового сплава, а для остальных – из легированной стали. Рабочая поверхность винтов покрыта слоем хрома.

Жидкость перекачивается насосом без пульсации, что предотвращает образование стойкой эмульсии из нефти с водой. В насос жидкость поступает одновременно в левый и правый органы через приемные сетки – фильтры. В камере между винтами потоки соединяются, и по кольцевому каналу между корпусом насоса и верхней обоймой жидкость через предохранительный клапан поступает в напорную линию.

Подвижные детали насоса – два рабочих винта и приводной вал – соединены в гибкую систему при помощи двух эксцентриковых муфт. Неподвижные части рабочих органов – обоймы вместе с основанием и корпусом – образуют жесткую систему – трубчатый корпус насоса. Гибкая внутренняя связь подвижных частей рабочих органов позволяет винтам самоуставливаться в обоймах.

При перекачке жидкостей с повышенной вязкостью снижаются перетоки через уплотнительную контактную линию между винтом и обоймой. Поэтому характеристика винтового насоса при перекачке вязких жидкостей лучше, чем при перекачке воды.

Приводом винтовых насосов служит погружной электродвигатель (ПЭД) (табл. 6.5) – трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, маслозаполненный. Исполнение двигателя вертикальное, со свободным концом вала,

Т а б л и ц а 6.5

Техническая характеристика ПЭД

Показатель	ПЭД5,5-123/485	ПЭД22-123/485	ПЭД32-123/485
Мощность номинальная, кВт	5,5	22	32
Напряжение линейное, В	360	700	1000
Ток номинальный, А	15,7	32	33
Частота тока, Гц	50	50	50
Частота вращения (синхронная), мин ⁻¹	1500	1500	1500
Скольжение, %	6	7,5	7,5
Скорость охлаждающей жидкости, м/с	0,1	0,4	0,9

направленным вверх. Режим работы продолжительный. КПД 77 %. Коэффициент мощности ($M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$) без учета падения напряжения в кабеле 2. Температура окружающей среды при минимальной мощности 50 °С.

Основные узлы электродвигателя – статор, ротор, приводная головка, верхняя и нижняя опоры радиальных подшипников скольжения и основание с фильтром. Статор представляет собой стальной цилиндрический тонкостенный корпус, в котором расположен магнитопровод, состоящий из магнитных и немагнитных пакетов. В последних расположены промежуточные опоры ротора. Ротор электродвигателя многоопорный. Он состоит из пустотелого вала и группы сердечников, между которыми размещены промежуточные радиальные опоры (подшипники скольжения). В головке электродвигателя установлены колодка кабельного ввода, упорный подшипник, воспринимающий массу подвешенного на нем ротора, и концевая радиальная опора вала.

Электродвигатель герметизируется с помощью гидрозащиты, предохраняющей его внутреннюю полость от попадания пластовой жидкости, а также компенсирующей температурные изменения объема и расхода масла.

Гидрозащита выравнивает давление внутри электродвигателя с давлением в скважине на уровне его подвески.

Гидрозащита с избыточным давлением (ГД) и без избыточного давления (Г) состоит из двух узлов: протектора, защищающего полость электродвигателя от попадания пластовой жидкости, и компенсатора для пополнения запаса жидкого масла вследствие утечек через торцевые уплотнители и температурных изменений объема масла в системе электродвигатель – гидрозащита. Протектор гидрозащиты устанавливают между маслом и электродвигателем, компенсатор подсоединяют к нижней части электродвигателя.

Кабельные линии, кабели, трансформаторы и станции управления для погружных винтовых электронасосов идентичны для установок погружных центробежных электронасосов.

Кабельный барабан предназначен для транспортировки кабеля от завода до потребителя, а также для спуска кабеля в скважину и его подъема.

Широко распространены механизированные кабельные барабаны со специальным устройством для правильной укладки кабеля при его наматывании.

Кабельный ролик применяется при спускоподъемных операциях на скважине. Он подвешивается в удобном месте на поясе вышки или мачты на высоте 4–5 м от скважины. Диа-

метр ролика, равный 810 мм, определен из условий возможного изгиба кабеля. Кабель любого диаметра свободно, без заеданий проходит по ручью ролика при ширине его 50 мм.

Пьедестал предотвращает повреждения кабеля при трении его об угол обсадной колонны при спускоподъемных операциях. Пьедестал своим нижним фланцем крепится к колонному фланцу, а верхний фланец служит для установки на него трубного элеватора. В корпусе пьедестала сделан боковой вырез, в нижней части которого установлен ролик. Кабель, проходя через прорезь подставки, ложится на ролик, не касаясь края обсадной колонны и внутреннего края фланца. Грузоподъемность пьедестала ПМ25 25 т, габариты 395×260×190 мм, масса 23,5 кг.

Хомут-элеватор используется при монтаже погружного агрегата для подвешивания в скважине закрепленного в нем электродвигателя. Хомут-элеватор (ХМ5-1 и ХМ6-1,5 грузоподъемностью 10 и 15 кН) одновременно выполняет роль элеватора.

Насос для заправки электродвигателя жидким маслом включают после соединения двигателя с протектором. Подача насоса 1,5 л/мин, максимальное давление 3 МПа. Насос также применяют для опрессовки электродвигателя, проверки герметичности кабельного ввода и других работ при ремонте электродвигателя.

Кабель, подводящий электроэнергию к электродвигателям, при спуске в скважину крепится к НКТ при помощи стальных поясов.

Для работы с ЭЦН и ЭВН используется оборудование устья типа ОУЭН (рис. 6.6). Основой его является уплотнение, герметизирующее место вывода труб и кабеля. Все основные узлы оборудования устья унифицированы с узлами фонтанной арматуры и устья штанговых скважинных насосных установок.

В комплект оборудования устья входит колено с обратным клапаном для соединения затрубного пространства с выкидом из НКТ. Оборудование устья типа ОЭУН рассчитано на рабочее давление 14–21 МПа (устьевой сальник), условный проход запорных органов 65 мм.

Аналогичное оборудование устья имеется на базе фонтанной арматуры АФК1Э-65×140, а также ОУЭ-65/50×140 – для районов с умеренным климатом и ОУЭ-65/50×140×Л – для районов с холодным климатом.

Для механизированной погрузки, перевозки и разгрузки установок ЭЦН и ЭВН используется агрегат АТЭ-6, смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б. Погружной насос, электродвигатель и протектор укладываются на платформе.

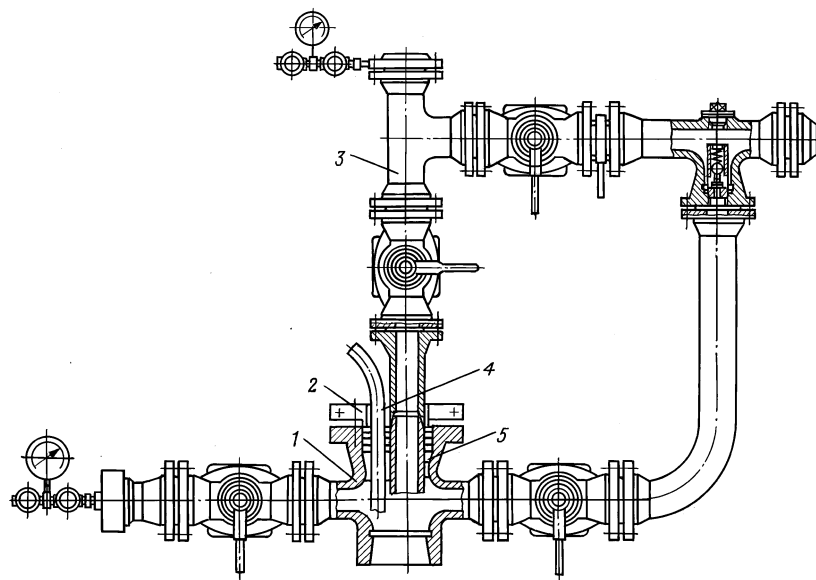


Рис. 6.6. Оборудование устья ОУЭН140-65:

1 – крестовик; 2 – разрезной фланец; 3 – тройник; 4 – кабель; 5 – съемный конус

Также устанавливают автотрансформатор и станцию управления. Барабан с кабелем грузят с помощью лебедки, остальное оборудование – своим гидравлическим краном грузоподъемностью 750 кг.

Имеются также установки для транспортировки и механизированной намотки кабеля на базе прицепа МАЗ-8925-ЦПК-2000ПМ и саях УПК-2000С.

Для механизированной перемотки кабелей КПБК и КПБП используются двухбарабанные кабеленаматыватели; на прицепе – К2БП-У1 и на саях – К2БС-У1. Транспортируются они автомобилем МАЗ-500А и трактором Т-150.

6.4. Эксплуатация скважин погружными электронасосами

В нее входят монтаж, обслуживание и ремонт установок погружных центробежных электронасосов.

Перед монтажом УЭЦН необходимо подготовить скважину для ее эксплуатации. Для этого ее промывают, т.е. очищают

забой от песчаной пробки и возможных посторонних предметов. Затем в обсадную колонну от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100–150 м, спускают и поднимают специальный шаблон, диаметр которого несколько больше максимального диаметра погружного агрегата. При этом тщательно центрируют вышку или мачту относительно устья скважины.

Перед монтажом установки подводят линию электропередач напряжением 380 В от силового трансформатора до скважины.

На базе предприятия предварительно осматривают и проверяют все оборудование УЭЦН в соответствии с инструкцией по эксплуатации. В насосе – свободное вращение вала от руки при помощи шлицевого ключа: при крутящем моменте не более 6 Н·м вал должен вращаться без заеданий. В электродвигателе – сопротивление изоляции обмотки статора при температуре 20 ± 5 °С мегомметром на 500 или 1000 В: сопротивление должно превышать 100 МОм. Проверяют пробивное напряжение трансформаторного масла, которым заполняется двигатель: оно должно быть ≥ 20 кВ, а также герметичность двигателя и вращение вала. Вал должен вращаться свободно без заеданий при приложении крутящего момента $\leq 0,1$ Н·м.

В кабеле сопротивление изоляции между жилами и каждой из жил и броней при температуре 20 °С должно превышать 100 МОм/км. Герметичность кабельной муфты проверяют опрессовкой трансформаторным маслом при температуре 90–100 °С и давлении 1,0 МПа в течение 30 мин. Утечка масла не допускается.

По окончании подготовительных работ все секции насоса, гидрозащиту, двигатель и муфту кабельного ввода закрывают защитными крышками с уплотнительными кольцами.

Станцию управления испытывают на холостом ходу с проверкой электрического соединения аппаратов и их работоспособности.

Сопротивление изоляции обмоток трансформатора и автотрансформатора, а также изоляции между обмотками трансформатора должно быть не менее 10 МОм.

Для спускоподъемных работ применяется механизированный кабельный барабан, который устанавливается не ближе 15–17 м от устья скважины в поле зрения машиниста. Ось барабана должна быть перпендикулярна к линии, соединяющей центры барабана и устья скважины. Кабель, идущий в скважину, должен спускаться с верхней части барабана.

Погружное оборудование монтируют на устье скважины непосредственно перед его спуском. Сборка агрегата проводится

при соблюдении максимальной чистоты. При атмосферных осадках проводить монтаж агрегата запрещается. Порядок монтажа определяется инструкцией завода-изготовителя.

Кабель крепят к трубам стальными поясами на расстоянии 200–250 мм от верхнего и нижнего торцов муфты. После спуска двух-трех труб устанавливают обратный клапан.

При свинчивании НКТ необходимо следить, чтобы подвешенная к скважине колонна не проворачивалась. Кабель, закрученный вокруг труб, увеличит общий диаметральный размер погружной части установки и при спуске может получить механическое повреждение.

Скорость спуска (подъема) агрегата не должна превышать 0,25 м/с. А в процессе его спуска необходимо периодически (через каждые 300 м) замерять сопротивление изоляции и следить за его изменением. При резком снижении сопротивления изоляции спуск агрегата необходимо прекратить. Минимальное допустимое сопротивление изоляции всей установки после спуска агрегата в скважину 100 МОм.

Монтаж заканчивают установкой оборудования устья скважины, которое обеспечивает подключение трубопровода для отбора газа из затрубного пространства; установкой на выходном трубопроводе манометра, задвижки и крана для отбора проб жидкости; уплотнением кабеля в проходном отверстии устьевого головки (при газовых проявлениях); замером динамического уровня.

В процессе эксплуатации погружные электронасосы требуют постоянного ухода за ними. Устройство станции управления позволяет контролировать его работу на заданном режиме.

Наблюдение за работой погружного агрегата состоит в следующем:

1. Замер подачи насоса не реже 1 раза в неделю.
2. Замер напряжения и силы тока электродвигателя при спуске установки, а также еженедельно.
3. Подбор ответвлений трансформатора (автотрансформатора) для установки минимального тока, потребляемого двигателем.
4. Подъем агрегата при снижении сопротивления изоляции до 0,05 МОм и ниже.
5. Подъем агрегата при отключении устройства контроля за изоляцией (УКИ) после предварительного замера мегомметром сопротивления изоляции системы кабель – двигатель.
6. Повторный спуск при отключении установки только после измерения сопротивления изоляции системы кабель – двигатель.

7. Периодическая очистка аппаратуры станции управления от пыли и грязи, подтягивание ослабевших и зачистка подгоревших контактов, проверка затяжки болтов на вводе, выводе и перемычках трансформатора или автотрансформатора (обесточенных).

8. Устранение всех других неисправностей аппаратуры согласно инструкции по эксплуатации.

В процессе эксплуатации при включении установки в работу после двух пусков необходима проверка сопротивления изоляции системы кабель – двигатель.

При невозможности ликвидировать неполадки установки в процессе эксплуатации необходимо поднять погружной агрегат в соответствии с инструкцией по ее демонтажу.

При подъеме труб кабель освобождают от поясов, не допуская их падения в скважину, с одновременным наматыванием его на барабан. При этом кабель должен наматываться равномерно и не касаться земли. Запрещается сматывать кабель на землю. Не допускаются резкие перегибы кабеля и удары по броне. Кабель из скважины должен поступать на верхнюю часть барабана.

После подъема агрегата снимают защитные кожухи плоского кабеля. Под головкой нижней секции насоса устанавливают хомут, агрегат спускают до посадки хомута на фланец обсадной колонны. При этом верхняя секция насоса отсоединяется от нижней.

Агрегат разбирают, и одновременно проверяют герметичность двигателя и гидрозащиты, а также работоспособность сальника насоса.

Конструкция погружного агрегата позволяет проводить его ремонт по узлам, т.е. отдельно электродвигатель, насос и гидрозащиту.

Ремонтные мастерские с учетом технологии ремонта погружного агрегата и кабеля должны иметь следующие цеха: по ремонту насоса с участками разборки, мойки, дефектовки деталей, сборки и испытания; по ремонту гидрозащиты с участками разборки, мойки, сборки, заправки маслом и испытания; по ремонту электродвигателей с участками разборки, сборки, обмотки, сушки и испытания электродвигателей; по ремонту кабеля; литейный с участками чугуна, термической обработки; изготовления пластмассовых деталей (при ремонте насосов ЭЦНИ); механический и склад.

Технология ремонта должна предусматривать полное восстановление первоначального значения параметров погружного агрегата.

Технология ремонта предусматривает следующие работы.

По насосу: очистку наружной поверхности от грязи, нефти, парафина и т.д.; разборку насоса на специальном стеллаже с применением механического ключа для развинчивания корпуса и лебедки с целью извлечения пакета; разборку пакета и отдельных узлов; мойку разобранных деталей; дефектовку разобранных деталей и подшипников; замену комплекта деталей, подшипников и узлов насоса вместо забракованных; сборку, смазку и регулировку насоса; испытание насоса в соответствии с техническими условиями (ТУ); проверку крепления насоса и его герметичность; установку упаковочных крышек.

По электродвигателю: очистку наружной поверхности электродвигателя от грязи, нефти, парафина и т.д.; разборку электродвигателя на специальном стеллаже; мойку и дефектовку деталей; разборку ротора и отдельных узлов электродвигателя; ремонт ротора; разборку статора; ремонт статора; пропиточно-сушильный процесс; сборку электродвигателя; испытание электродвигателя.

По гидрозащите: очистку наружной поверхности протектора и конденсатора от грязи, нефти, парафина и т.д.; разборку протектора и компенсатора на стенде; мойку и дефектовку деталей; сборку и испытание протектора и компенсатора.

Капитальный ремонт установок должен производиться в соответствии с техническими условиями.

Ремонт насоса, двигателя и гидрозащиты должен завершаться испытанием их в сборке на стенде.

6.5. Техника безопасности при монтаже и эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных и винтовых насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах, Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций.

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил.

1. Проверку надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуше-

ствлять только при выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

2. Корпуса трансформатора (автотрансформатора) и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

3. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

4. Установка включается нажатием на кнопки "Пуск" и "Стоп" или поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, персоналом, имеющим квалификации группы I и прошедшим специальный инструктаж.

5. Работы по монтажу, проверке, регулировке, снятию на ремонт и установке измерительных приборов и релейных аппаратов на станциях управления, а также переключение ответвлений в трансформаторах (автотрансформаторах) необходимо проводить только при выключенной установке, выключенном блоке рубильник – предохранитель, со снятыми предохранителями, двумя лицами с квалификацией одного из них не ниже группы III.

6. Кабель со станций управления до устья скважины прокладывается на специальных опорах на расстоянии не менее 400 мм от поверхности земли.

7. Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

8. Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

9. Менять блок рубильник – предохранитель и ремонтировать его непосредственно на станции управления только при отключенном напряжении сети 380 В от станции управления (отключение осуществляется персоналом с квалификацией не ниже группы III на трансформаторной 6/0,4 кВ).

10. При соединении узлов погружного агрегата запрещается держать руками шлицевую муфту.