

ББК 33.36
Н 58
УДК 621.6(031)

Авторы:

*Е. И. Бухаленко, В. В. Вершковой, Ш. Т. Джафаров, Э. С. Ибрагимов,
А. А. Каштанов, Н. Г. Курбанов, О. И. Эфендиев*

Предприятие-спонсор Главтюменнефтегаз

Нефтепромысловое оборудование: Справочник/Под ред.
Н 58 Е. И. Бухаленко.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра,
1990.— 559 с.: ил.

ISBN 5-247-01713-7

Приведены описание и технические характеристики оборудования, применяемого при эксплуатации скважин фонтанным и механизированными способами, и инструмента для освоения и ремонта скважин, интенсификации добычи, сбора и подготовки нефти, газа и воды, поддержания пластового давления, механизации трудоемких и тяжелых работ. Второе издание (1-е изд.—1983) дополнено описанием новых видов оборудования, предназначенного для всех перечисленных процессов.

Для специалистов, занятых освоением и ремонтом скважин, сбором, подготовкой нефти, газа и воды.

Н $\frac{2503010400-259}{043(01)-90}$ 294—90

ББК 33.36

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Бухаленко Егор Иванович
Вершковой Вячеслав Владимирович
Джафаров Шамиль Талыб Оглы и др.

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*
Редактор издательства *О. А. Лагешева*
Технические редакторы *Л. Г. Лаврентьева, Л. Я. Голова*
Корректор *Г. Л. Петушкова*

ИБ № 8409

Сдано в набор 12.01.90. Подписано в печать 14.08.90. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 2. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 35,0. Усл. кр.-отт. 35,0. Уч.-изд. л. 35,96. Тираж 8200 экз. Заказ 190/2513—Б. Цена 2 р. 10 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Государственного комитета СССР по печати, 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

ОБОРУДОВАНИЕ ОБВЯЗКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Предназначено для подвешивания обсадных колонн, герметизации и разобщения межколонных пространств, проведения ряда технологических операций, установки противовыбросового оборудования (в процессе бурения) и фонтанной арматуры (в процессе эксплуатации).

По условиям эксплуатации оборудование подразделяется на три группы: для умеренного макроклиматического района — 1) некоррозионной и 2) коррозионной сред; 3) для холодного макроклиматического района и некоррозионной среды.

В шифре колонных обвязок приняты следующие обозначения: О — обвязка, К — колонна, К или М — способ подвешивания колонн (соответственно на клиньях или на муфте), 1, 2, 3 и т. д. — число подвешиваемых колонн (без учета колонны кондуктора), первое число — рабочее давление, второе число — диаметр эксплуатационной колонны в мм, третье число — диаметр технической колонны, четвертое число — диаметр колонны кондуктора в мм, ХЛ — климатическое исполнение для холодного района, исполнение по коррозионной стойкости:

К2 — для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6 %;

К3 — для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 25 %;

К2И — для колонных обвязок, изготовленных из малолегированной и низкоуглеродистой стали с применением ингибитора в скважине.

Например, оборудование обвязки обсадных колонн с клиньювой подвеской двух колонн (без учета колонны кондуктора) диаметром 140 и 219 мм на рабочее давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6 %: ОКК2-350-140×219×426К2.

Различают следующие типы оборудования обвязки обсадных колонн:

ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб;

ОКК с клиньювой подвеской обсадных труб.

Конструкция оборудования позволяет восстанавливать нарушенную герметизацию межколонного кольцевого пространства путем нагнетания специальных паст или самотвердеющих пластиков.

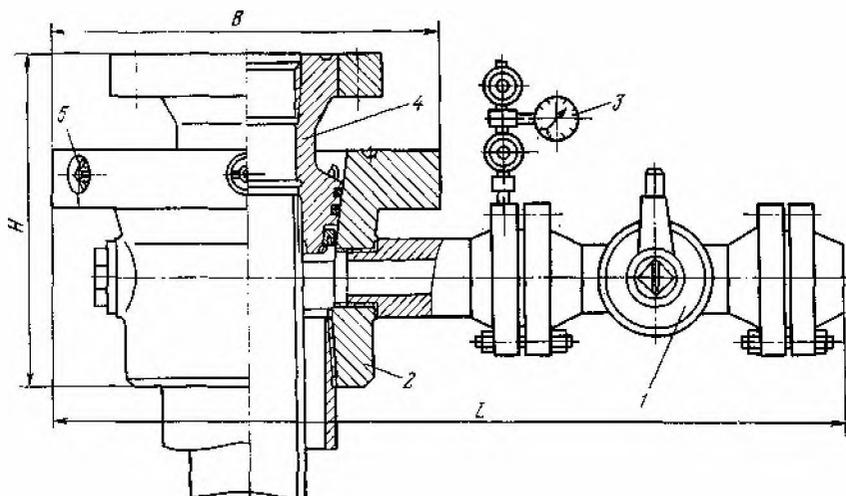


Рис. 1.1. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ, рассчитанное на давление 14 МПа:

1 — кран пробковый проходной типа КППС; 2 — корпус; 3 — манометр; 4 — муфтовая подвеска; 5 — стопорный винт

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ (рис. 1.1) рассчитано на давление 14 МПа. Оно состоит из корпуса, муфтовой подвески, стопорных винтов, пробкового крана и манометра.

Обвязка эксплуатационной колонны осуществляется с помощью муфтовой подвески.

Техническая характеристика оборудования типа ОКМ приведена ниже.

Оборудование обвязки	ОК1-140-140×219 ОКМ1-140-146×219 ОКМ1-140-140×245 ОКМ-140-146×245 ОКМ1-140-186×245
Запорное устройство	Кран пробковый со смазкой КППС-65×140
Габаритные размеры, мм:	
длина	1050
ширина	510
высота	450
Масса, кг:	
в собранном виде	320—345
полного комплекта	355—380

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной,

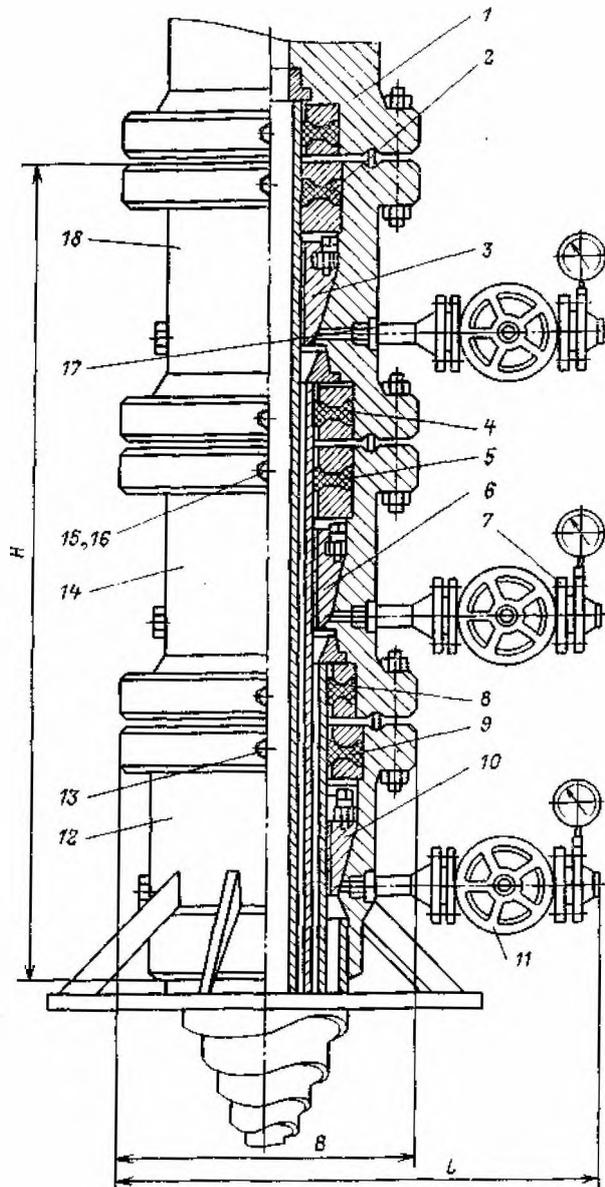


Рис. 1.2. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК, рассчитанное на рабочие давления 21 и 35 МПа:

1 — крестовина; 2, 4, 5, 8 и 9 — пакеры; 3, 6 и 10 — подвески; 7 — манифольд нижней промежуточной (средней) колонной головки; 11 — манифольд нижней колонной головки; 12 — нижняя колцевая головка; 13, 15 и 16 — нагнетательные клапаны; 14 — промежуточная (средняя) колонная головка; 17 — манифольд промежуточной (верхней) колонной головки; 18 — промежуточная (верхняя) колонная головка

а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц — колонных головок. Нижняя колонная головка (ГНК),

Таблица 1.1

Оборудование обвязки	Рабочее давление, МПа	Диаметр обвязываемых обсадных колонн, мм					Длина, мм	Масса, кг
		1-я колонна	2-я колонна	3-я колонна	4-я колонна	5-я колонна		
ОКК1	21	140, 146, 168, 178, 219	219, 245, 273, 324	—	—	—	1020—1365	465—530
ОКК2	21	140, 146, 168, 178	219, 245	299, 324	—	—	1065—1365	935—1585
ОКК1	35	140, 146, 168	219, 245, 273	—	—	—	1340	575—585
ОКК2	35	140, 146, 168, 178	219, 245, 273, 299	299, 324, 377, 426	—	—	1365—1450	1650—1925
ОКК3	35	140, 146, 168	219, 245	299, 273, 324	351, 377, 426	—	1450	3300
ОКК2	70	168, 178	245	324	—	—	1190	1750
ОКК3	70	168	245	324	426	—	1190	2700
ОКК4	70	140, 168	219, 245, 273	299, 324, 340	426, 508	630, 720	1380—1190	6150—7820

Примечания: 1. Оборудование обвязки обсадных колонн, рассчитанное на 21, 25 и 70 МПа, изготавливают в исполнении К2 и К2И. 2. Нумерация обсадных колонн принята от центра скважины.

присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору), выпускается в трех исполнениях:

исполнение 1 — присоединение к обсадной колонне с помощью внутренней резьбы на корпусе головки;

исполнение 2 — присоединение к обсадной колонне с помощью наружной резьбы;

исполнение 3 — присоединение к обсадной колонне посредством сварки.

Колонные головки устанавливают на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины.

Оборудование типа ОКК (рис. 1.2) состоит из нижней, промежуточной — первой, второй и третьей (верхней) колонн.

Обвязка обсадных колонн осуществляется с помощью клиньевых подвесок и пакеров.

Клиньевая подвеска состоит из корпуса и клиньев, которые в сборе устанавливают в конической расточке крестовины.

Для определения технологических операций каждая из колонных головок оснащена манифольдами. С целью контроля давления в затрубном пространстве предусмотрены вентили, краны и манометры.

Техническая характеристика оборудования типа ОКК приведена в табл. 1.1.

ФОНТАННАЯ АРМАТУРА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Эта арматура предназначена для герметизации устья скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации, а также для проведения различных технологических операций в умеренном и холодном макроклиматических районах для сред, содержащих CO_2 , H_2S и CO_2 и пластовую воду. Собирается по схемам тройникового и крестового типов (рис. 1.3, схемы 1—6) согласно ГОСТ 13846—84.

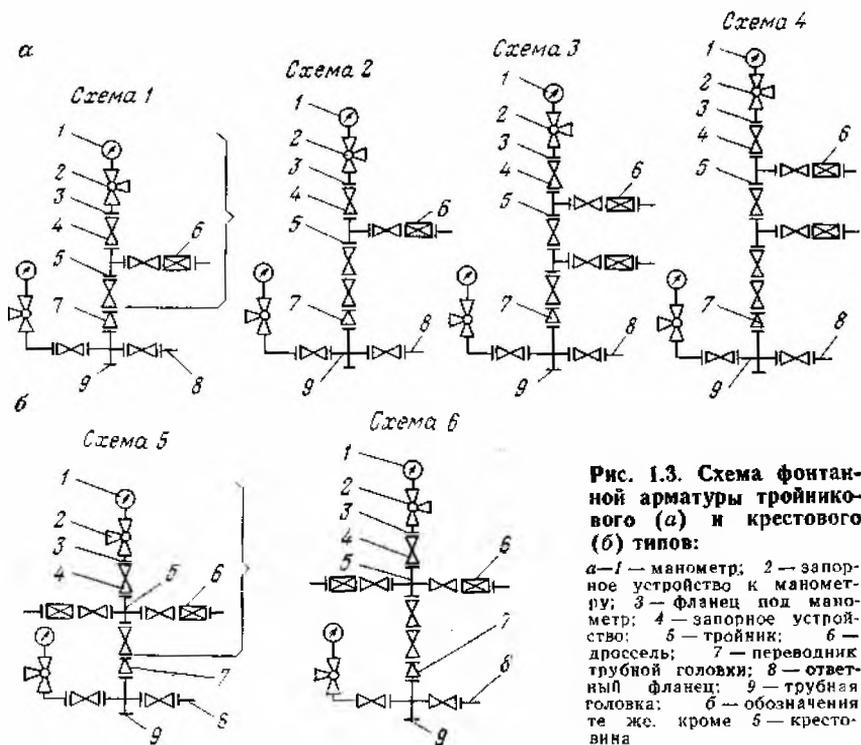
По заказу потребителя арматуру можно поставлять в следующем комплекте:

станция управления СУАП;

дублирующие запорные устройства на боковых отводах елки и трубной головки;

дополнительная трубная головка с запорным устройством на боковом отводе, обеспечивающая эксплуатацию скважин двухрядной концентричной подвеской подъемных труб;

специальный переводник трубной головки, обеспечивающий спуск в скважину электрического кабеля для питания электроэнергией скважинного центробежного электронасоса (ЭЦН).



Кроме того арматуру можно изготавливать:
 для скважин, оборудованных скважинными управляемыми устройствами;

по схемам, обеспечивающим возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им, а также нагнетания ингибиторов.

В шифре фонтанной арматуры приняты следующие обозначения: АФ — арматура фонтанная; конструктивное исполнение по схемам ГОСТ 13846—84; а — двухрядная концентричная подвеска подъемных труб; К — подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки (на муфтовой подвеске буква не пишется); Э — для эксплуатации скважин с погружными центробежными электронасосами; В — способ управления задвижками (дистанционный и автоматический); первое число — диаметр условного прохода по стволу и боковым струнам в мм; второе число — рабочее давление; ХЛ — климатическое исполнение для холодного района; исполнение по коррозионной стойкости: К1 — для сред, содержащих CO_2 до 6%; К2 — для сред, содержащих CO_2 до 6%; К3 — то же, H_2S и CO_2 до

25 %; К2И — для фонтанной арматуры, изготовленной из малолегированной и низкоуглеродистой стали, с применением ингибитора в скважине.

Например, арматура фонтанная с подвеской подъемных труб на резьбе переводника трубной головки, по схеме 6 ГОСТ 13846—84, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом 100 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа для некоррозионной среды и холодной климатической зоны — АФК6В-100×21ХЛ; арматура фонтанная с двухрядной концентричной подвеской подъемных труб на муфте для скважины, содержащей в продукции до 25 % H_2S и CO_2 — АФ6аВ-80/65×70КЗ (80 — проход по стволу, 65 — по боковым струнам в мм).

Арматура включает трубную головку, фонтанную елку, запорные устройства с ручным и пневматическим управлением, регулирующие устройства (дроссели).

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов насосно-компрессорных труб, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин.

Колонны подъемных труб подвешивают на резьбе и на муфтовой подвеске.

Подвешивание колонн на резьбе осуществляется: при однорядном лифте — на резьбе стволовой катушки; при двухрядном лифте: внутренняя колонна — на резьбе стволовой катушки; наружная — на резьбе тройника (крестовины) трубной головки.

Подвешивание колонн на муфтовой подвеске осуществляется: при однорядном лифте — на муфте в крестовине трубной головки; при двухрядном лифте: внутренняя — на муфте в тройнике трубной головки, наружная — на муфте в крестовине.

Елка предназначена для направления продукции скважины в выкидную линию регулирования режима эксплуатации, для установки специальных устройств при спуске скважинных приборов или скребков для очистки труб от парафина, замера давления и температуры среды, а также для проведения некоторых технологических операций.

Боковые струны арматуры оканчиваются ответными фланцами для приварки к линиям манифольда. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и в ствол елки.

В качестве запорных устройств фонтанной арматуры применяют проходные пробковые краны и прямоточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки. Для регулирования режима эксплуатации на боковых струнах елки установлены регулируемые или нерегулируемые дроссели со сменной втулкой из износостойкого материала. Основные

Таблица 1.2

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105, 140
65	50, 65	50, 65	
80	50, 65, 80	65	14, 21, 35, 70, 105
100	65, 80, 100		21, 35, 70
150	100		21

параметры фонтанной арматуры по ГОСТ 13846—84 приведены в табл. 1.2.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 14 МПа, (табл. 1.3) изготавливают по схемам 1, 3 и 5 ГОСТ 13846—84. В качестве запорного устройства арматуры применяется проходной пробковый кран типа КППС, герметизируемый уплотнительной смазкой ЛЗ-162, а регулирующего устройства — быстросменный дроссель.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 21 и 35 МПа, изготавливают с прямоочными задвижками типа ЗМС1 и принудительной подачей смазки, с условным проходом 65 мм — по схемам 1—6, с условным проходом 80 мм — по схе-

Таблица 1.3

Фонтанная арматура с проходными пробковыми кранами	Габаритные размеры, мм		Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина L	высота H	
АФК1-65×14	1710	1750	660
АФК1-65×14	1300	1755	660
АФК1Э-65×14	1350	1765	625
АФК1Э-65×14	945	1810	625
АФК3-65×14	1710	2445	870
АФК3-65×14	1300	2465	870
АФК5-65×14	1720	1770	762
АФК5-65×14	1300	1755	762

Примечание. Ширина B для всей арматуры составляет 430 мм.

Таблица 1.4

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина	ширина	высота	
АФК1-65×21	1360	790	1560	807
АФК2-65×21	1360	790	1920	880
АФК3-65×21	1360	790	2050	1023
АФК3а-65×21	1360	790	2545	1287
АФК1-65×35	1350	760	1875	1060
АФК3-65×35	1350	760	2585	1322
АФК3а-65×35	1350	760	3135	1670
АФК6-80/65×35ХЛ	2510	885	2620	1810
АФ6В-80/65×35К2	2315	1180	2755	2537
АФК6-100×21ХЛ	3570	1120	3120	2926
АФК6В-100×21К2И	3570	1120	3120	2926
АФК6-100×35ХЛ	3540	1130	2945	3645
АФК6-100×35К1	3540	1130	2945	3645
АФК6В-100×35К2	3540	1400	2945	4955
АФК6В-100×35К2И	3540	1400	2945	4955
АФК6-150/100×21ХЛ	3650	1485	2900	3555

мам 1, 5 и 6, с условным проходом 100 и 150 мм — по схеме 6 ГОСТ 13846—84 (табл. 1.4).

При наличии в скважине управляемого клапана-отсекателя в трубной головке фонтанной арматуры имеется отверстие, через которое пропускается трубка гидропривода. Запорным устройством в арматуре служат прямоточная задвижка типа ЗМС1 с однопластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу» и принудительной подачей смазки и типа ЗМС — с двухсторонней принудительной подачей смазки. Арматура в зависимости от типа комплектуется задвижками с ручным и пневматическим управлением.

Регулирующим устройством арматуры служит угловой регулируемый дроссель.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 70 МПа, изготавливают с прямоточными задвижками с автоматической

Таблица 1.5

Фонтанная арматура	Запорное устройство	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
		длина L	ши- рина B	вы- сота H	
АФ6М-50×70	Прямоточные за- движки типа ЗМАД, ЗМАДП и ЗМ	2500	890	2950	2200
АФ6аВ-80/50×70		3040	1280	4410	4600
АФ6А-80/50×70К2		3275	1280	3700	4100

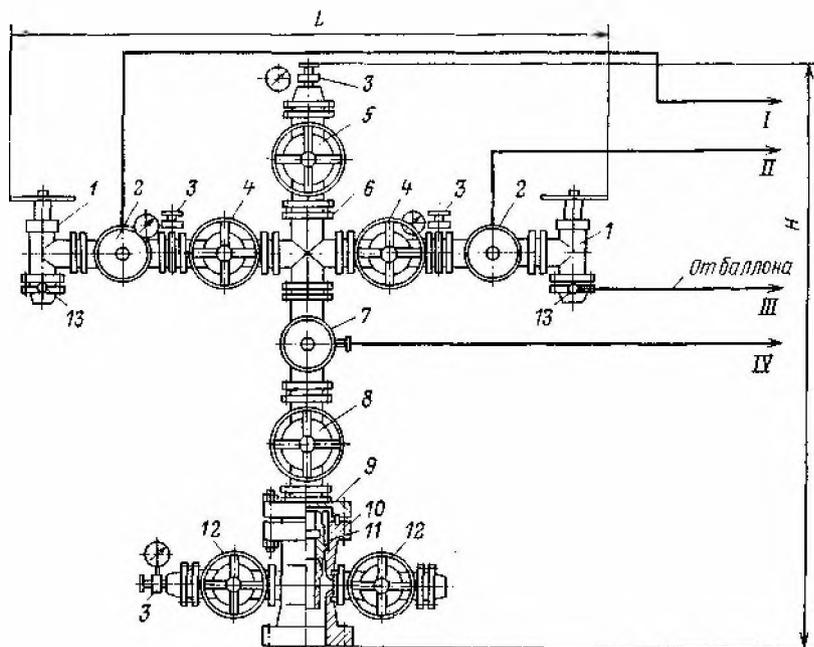


Рис. 1.4. Фонтанная арматура АФав-80/50×700К2:

1 — дроссель регулируемый; 2 — задвижка с автоматическим управлением ЗМАДП; 3 — вентиль; 4, 5, 8 и 12 — задвижки с ручным управлением ЗМАД; 6 и 10 — крестовины; 7 — задвижка с дистанционным управлением ЗМАДП; 9 — фланец переводной; 11 — подвеска; 13 — распределитель; I, II, III и IV — импульсные трубки к станции управления

подачей смазки (рис. 1.4) по схеме 6 ГОСТ 13846—84. Запорное устройство — прямоточная задвижка типа ЗМАД и ЗМАДП с двухпластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу», с автоматической подачей смазки в затвор, и типа ЗМС, ЗМСП с однопластинчатым шибером, с двухсторонней принудительной подачей смазки. Арматура в зависимости от типа комплектуется задвижками с ручным и пневматическим управлением.

Задвижки с дистанционным и автоматическим управлением пневмоприводные (типа ЗМАДП) имеют дублирующее ручное управление. Регулирующим устройством арматуры служит угловой регулируемый дроссель (табл. 1.5).

ЗАПОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Запорные устройства, предназначенные для перекрытия проходных отверстий в фонтанной арматуре и устьевом оборудовании, делятся на:

проходные пробковые краны типа КППС с уплотнительной смазкой;

прямоточные задвижки с однопластинчатым (типа ЗМС1) и двухпластинчатым (типа ЗМАД) шиберным затворами с принудительной или автоматической подачей смазки, ручным или пневматическим управлением.

В условном обозначении пробкового крана указывается: КППС — кран пробковый проходной со смазкой; первое число — условный проход в мм; второе число — рабочее давление; ХЛ — климатическое исполнение для холодной зоны. Например, кран пробковый проходной, со смазкой, с условным проходом 65 мм, рассчитанный на рабочее давление 14 МПа, для холодного макроклиматического района обозначается КППС-65×140ХЛ.

В условном обозначении задвижки указывается: ЗМ — задвижка с уплотнением шибера «металл по металлу»; С или А — с уплотнительной смазкой и подачей ее принудительно или автоматическим способом; I или Д — модификация задвижки (одно- или двухшиберная); Б — исполнение корпуса задвижки бесфланцевое (при фланцевом буква не пишется); П — пневматическое управление; первое число — диаметр условного прохода в мм; второе число — рабочее давление; исполнение по коррозионной стойкости аналогично фонтанной арматуре. Например, задвижка с уплотнением «металл по металлу», с автоматической подачей смазки, с двухпластинчатым шибером, условным проходом 50 мм, рассчитанная на рабочее давление 70 МПа, для содержания H_2S и CO_2 до 6% обозначается ЗМАД-50×700К2.

Краны пробковые, рассчитанные на давление 14 МПа, состоят из корпуса, каналы которого перекрываются конусной пробкой при ее повороте рукояткой на 90°. Зазор между пробкой и корпусом регулируется винтом. Кран работает только со смазкой. Смазка герметизирует затвор крана и резьбу шпинделя, облегчает поворот пробки и предотвращает коррозию деталей. Смазка подается через канал в шпинделе с помощью нажимного болта через обратный клапан в полость корпуса.

Кран (табл. 1.6) оснащен специальным устройством для отжатия пробки при ее заклинивании в корпусе.

Прямоточные задвижки типа ЗМС1 (см. табл. 1.6) с принудительной подачей смазки с ручным управлением (рис. 1.5, а) с условным проходом 65, 80, 100 и 150 мм, рассчитанные на рабочее давление 21 и 35 МПа, состоят из корпуса, седла входного, шпинделя, маховика, гайки ходовой, крышки подшипников, гайки нажимной, кольца нажимного, манжет, крышки, пружин тарельчатых, клапана нагнетательного, седла выходного, шибера. Герметичность затвора обеспечивается созданием необходимого удельного давления на уплотняющих поверхностях

Таблица 1.6

Запорное устройство	Управление	Габаритные размеры, мм			Масса в собранном виде, кг
		Длина L	ширина B	высота H	
КППС-65×14	Ручное	350	205	420	53
КППС-65×14ХЛ	То же	350	205	420	53
ЗМ-65×21	»	350	320	650	64
ЗМС-65×35	»	350	320	630	88
ЗМС1-65×350	»	350	320	630	88
ЗМС-80×35	»	470	360	885	130
ЗМС1-65×35К2	»	390	320	715	127
ЗМС1-65П×35К2	Пневматическое	390	400	1150	237
ЗМС1-80×35К2	Ручное	470	360	915	160
ЗМС1-80П×35К2	Пневматическое	470	400	1180	265
ЗМС1-100×21	Ручное	510	450	1120	218
ЗМС1-100×21К2И	То же	510	450	1120	218
ЗМС1-100П×21К2И	Пневматическое	510	450	1400	390
ЗМС-100×35	Ручное	550	450	1130	287
ЗМС-100×35К1	То же	550	450	1130	287
ЗМС1-100×35К2	»	550	450	1130	300
ЗМС1-100П×35К2	Пневматическое	550	450	1400	406
ЗМСБ-150×21	Ручное	350	450	1485	353
ЗМАД-50×70	То же	500	355	980	196
ЗМАДП-50×70	Пневматическое	500	355	1065	243
ЗМАД-80×70	Ручное	650	500	1117	328
ЗМАДП-80×70	Пневматическое	650	500	1280	436
ЗМАД-50×70К2	Ручное	500	355	980	196
ЗМАДП-50×70К2	Пневматическое	500	355	1065	243
ЗМАД-80×70К2	Ручное	650	500	1130	328
ЗМАДП-80×70К2	Пневматическое	650	500	1280	436
ЗМ-50×70	Ручное	500	355	890	156
ЗМАДП-50×70	Пневматическое	500	355	1065	203

шибера и седел. Предварительное удельное давление создается тарельчатыми пружинами. Герметичности затвора способствует уплотнительная смазка ЛЗ-162 или «Арматол-238», которая подается через нагнетательный клапан. Герметичность между корпусом и крышкой обеспечивается установкой металлической прокладки и затяжкой шпилек гайками. Соосность проходных отверстий шибера и корпуса регулируется регулировочными гайками.

Для облегчения управления задвижкой опоры ходовой гайки выполнены на опорных шарикоподшипниках, а задвижки с условным проходом 80, 100 и 150 мм имеют уравнивающий шток.

Резьбы шпинделя и ходовой гайки вынесены из зоны контакта со средой, что улучшает условия работы.

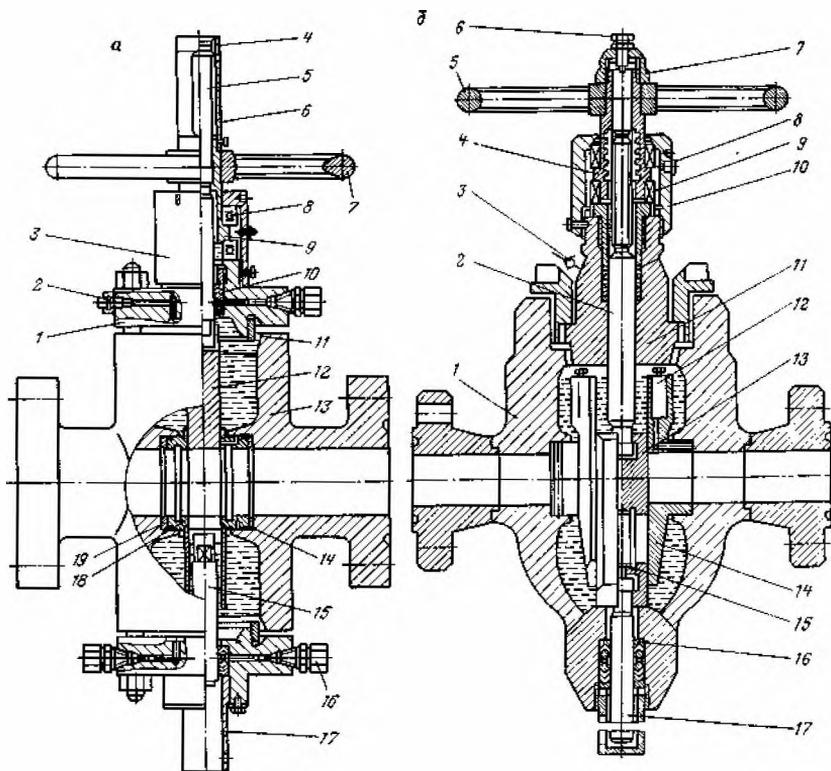


Рис. 1.5. Прямоточные задвижки типов ЗМС1 (а) и ЗМАД (б) с ручным управлением:

а—1 — крышка; 2 — разрядная пробка; 3 — крышка подшипника; 4 — регулировочная шайба; 5 — шпindel; 6 — верхний кожух; 7 — маховик; 8 — упорный шарикоподшипник; 9 — ходовая гайка; 10 — узел сальника; 11 — прокладка; 12 — шибер; 13 — корпус; 14 — выходное седло; 15 — шток; 16 — нагнетательный клапан; 17 — нижний кожух; 18 — входное седло; 19 — тарельчатая пружина;
 б—1 — корпус; 2 — шпindel; 3 — обратный клапан для смазки узла сальника; 4 — ходовая гайка; 5 — маховик; 6 — винт; 7 — кожух; 8 — масленка; 9 — упорный шариковый подшипник; 10 — крышка подшипников; 11 — корпус сальника; 12 — поршень; 13 — пласка; 14 — направляющие щеки; 15 — фторопластовая втулка; 16 — манжеты; 17 — уравновешивающий шток

Уплотнениями шпинделя и штока служат манжеты из материала АНГ. Для повышения герметизирующей способности предусмотрена подача уплотнительной смазки в узел сальника через нагнетательный клапан.

В настоящее время вместо задвижек типа ЗМС1 (см. рис. 1.5, а) выпускаются модернизированные задвижки типа ЗМ и ЗМС.

Прямоточная задвижка типа ЗМАД, рассчитанная на давление 70 МПа, с автоматической подачей смазки и ручным управлением (рис. 1.5, б) состоит из корпуса, двух седел (щеки),

шибера, выполненного в виде двух плашек, шпинделя, уравнивающего штока, корпуса сальника, ходовой гайки с трапецеидальной резьбой, упорных подшипников, крышки подшипника, маховика, кожуха.

Соосность отверстий плашек и прохода задвижки регулируется винтом. Для подачи смазки в узел подшипника предусматривается масленка.

Уплотнение шпинделя и уравнивающего штока осуществляется сальником, представляющим собой набор манжет шевронного типа из материала АНГ. Для повышения герметизирующей способности сальника предусматривается подача уплотнительной смазки через обратный клапан.

Предварительные удельные давления на уплотнительных поверхностях плашек и шек создаются с помощью шести цилиндрических пружин, устанавливаемых между плашками.

Особенность задвижки — наличие системы автоматической подачи смазки в затвор, состоящий из полости, поршеньков и системы каналов, которые связывают полость с кольцевой канавкой на уплотнительной поверхности щеки и обратными клапанами, расположенными снаружи корпуса и предназначенными для периодического (через каждые 10—15 циклов работы задвижки) нагнетания смазки в полость. Рабочее давление среды внутри корпуса через поршеньек передается на смазку, которая заполняет канавку.

Задвижка типа ЗМАДП (см. табл. 1.6) с пневмоприводом отличается от задвижки с ручным управлением наличием приводной части.

Приводная часть состоит из пневмоцилиндра и дублирующего ручного управления, служащего для управления задвижкой в случае отказа пневмосистемы.

РЕГУЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Эти устройства предназначены для регулирования режима работы нефтяных и газовых скважин, осуществляемого дросселированием потока рабочей среды путем изменения площади кольцевого прохода.

В условном обозначении регулируемого дросселя указывается: ДР — дроссель регулируемый; первое число — диаметр условного прохода в мм; второе число — рабочее давление; исполнение по коррозионной стойкости по аналогии с фонтанной арматурой и задвижкой. Например, дроссель регулируемый с условным проходом 65 мм, рассчитанный на рабочее давление 35 МПа, для сред, содержащих до 6% CO_2 , обозначается ДР-65×350К1.

Регулируемый дроссель (рис. 1.6, а), рассчитанный на давление 35 МПа, состоит из корпуса, в котором происходит по-

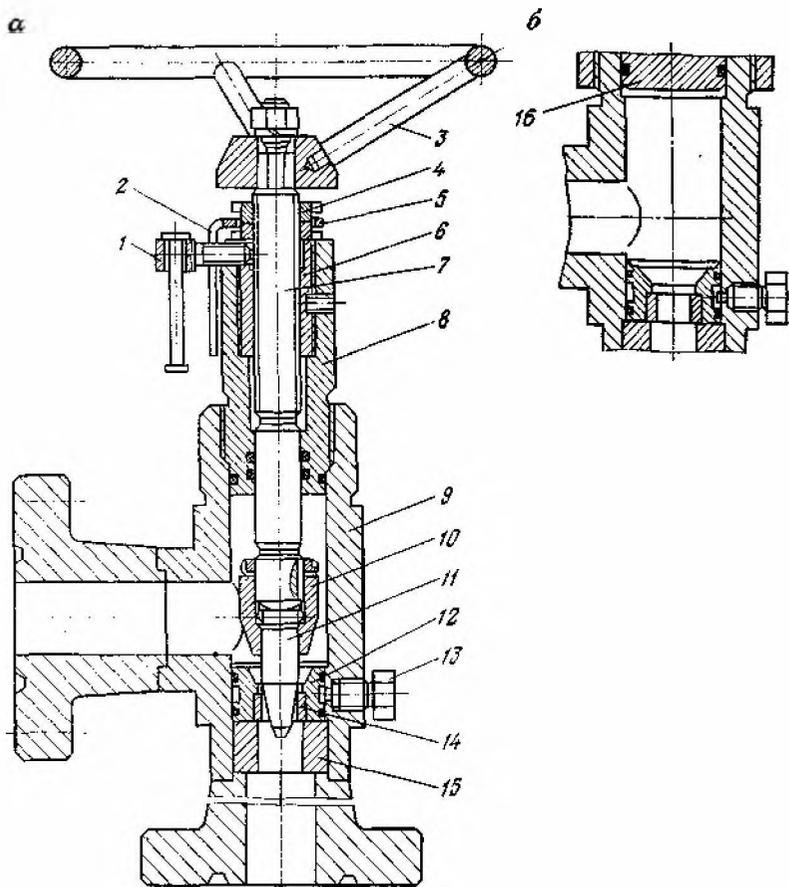


Рис. 1.6. Регулируемый (а) и нерегулируемый (б) дроссели:

1 — стопор; 2 — стопорная шайба; 3 — маховик; 4 — упорная гайка; 5 — указатель; 6 — резьбовая втулка; 7 — шпindel; 8 — крышка; 9 — корпус; 10 — гайка; 11 — наконечник; 12 — корпус насадки; 13 — пробки; 14 — насадка; 15 — втулка; 16 — заглушка

ворот струи под прямым углом, втулки с корпусом насадки. Во втулку вставляется сменная насадка.

Детали дросселя уплотняются с помощью резиновых колец. Положение шпинделя фиксируется стопорной шайбой.

Поступательное перемещение наконечника, укрепленного на конце шпинделя с помощью гайки, осуществляется вращением маховика. Степень открытия-закрытия дросселя определяется по указателю с делениями, показывающими диаметр цилиндрического отверстия в миллиметрах, эквивалентный соответствующей площади кольцевого сечения. В качестве насадки постоянного сечения предусматривается нерегулируемый дроссель. Для

этого сборка, состоящая из шпинделя, насадки, гайки и других деталей, заменяется заглушкой (рис. 1.6, б).

Для извлечения корпуса насадки и насадки в комплекте инструмента и принадлежностей предусматривается съемник. Техническая характеристика регулируемого дросселя приведена ниже.

Диаметр условного прохода, мм	65
Рабочее давление, МПа	35
Габаритные размеры, мм	343×320×605
Масса полного комплекта, кг	58

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ СУАП-2

Эта станция предназначена для дистанционного управления одной из центральных стволовых задвижек фонтанной арматуры и обеспечения автоматического закрытия задвижек-отсекателей на боковых отводах (с целью безопасной эксплуатации и предотвращения потери продукции скважины) в аварийных ситуациях в умеренных макроклиматических районах. Станция также осуществляет дистанционное управление задвижками-отсекателями, установленными на боковых отводах.

Станция состоит из шкафа, внутри которого размещены панель, два баллона со сжатым азотом (воздухом), пульт электрооборудования, два светильника. На панели установлены блок автоматический, три крана последовательного включения, шесть трехлинейных клапанов, четыре соленоидных пилотных клапана, четыре обратных пневмоклапана и манометры.

Техническая характеристика станции приведена ниже.

Рабочий агент	Азот или воздух, очищенный от примесей и осушенный
Номинальное давление рабочего агента, МПа	1
Контролируемое давление рабочего агента, МПа:	
верхний предел	1
нижний предел	0,2
Суммарный объем источника давления (баллоны со сжатым газом), дм ³	80
Максимальное давление в баллонах газа, МПа	15
Номинальное напряжение, В	220
Расстояние от станции управления до фонтанной арматуры, м	До 50
Рабочее давление управляемой фонтанной арматуры (расчетное), МПа	14—140
Габаритные размеры, мм	1560×580×2000
Масса, кг	470

Дистанционное управление стволовой задвижкой может осуществляться:

при наличии электроэнергии — с центрального пульта управления;

при отсутствии электроэнергии — со станции в пневматическом режиме.

Дистанционное управление задвижками-отсекателями осуществляется со станции в пневматическом режиме. Автоматическое закрытие задвижек-отсекателей обеспечивается пилотами, установленными на фонтанной арматуре.

Сигналы о положениях затворов задвижек поступают как на станцию управления арматурой, так и на центральный пульт управления (в случае его подключения).

ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ МОРСКИХ СКВАЖИН КУФО-100×70М

Это оборудование предназначено для эксплуатации фонтанных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, устье которых расположено на стационарных морских платформах или эстакадах.

Составные части оборудования — фонтанная арматура АФБВ-100/80×70М, манифольд МАФ-80×70 и станция управления СУАП-1 позволяют подвешивать подъемные (лифтовые) трубы, регулировать и контролировать режим эксплуатации и направлять продукцию в шлейф, дистанционно управлять арматурой, а также автоматически перекрывать устье скважины (боковой отвод фонтанной арматуры) при превышении давления его экстремальных значений.

Фонтанная арматура связана с манифольдом трубными секциями. Дистанционное управление стволовой пневмоприводной задвижкой проводится с пульта станции управления, а отсекаателями — с пульта и автоматически по команде от пилотных устройств, связанных со станцией управления СУАП-1.

Для привода в действие пневмоприводных задвижек и отсекаателя в станции управления предусмотрены два баллона для сжатого воздуха, а также имеется отвод для присоединения внешнего источника.

Автоматическое закрытие фонтанной арматуры происходит в случае превышения давления в манифольде его экстремальных установленных пределов по команде соответствующего пилотного устройства.

Техническая характеристика оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм:	
стволовой части фонтанной арматуры	100
бокового отвода елки и манифольда	80
бокового отвода трубной головки	50
Рабочее давление, МПа	70
Запорные устройства фонтанной арматуры и манифольда	Задвижки с автоматической подачей смазки: ЗМС-100×70М; ЗМС-100П×70М; ЗМАД-80×700М; ЗМАДП-80×700М; ЗМС-50×70М
Масса полного комплекта, кг	12 255

МАНИФОЛЬД ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН МСК-80×70ПК2

Манифольд предназначен для обвязки боковых отводов фонтанной елки, компенсации вертикальных перемещений палубы относительно неподвижной колонны подъемных труб и регулирования режима работы морских скважин при их опробовании с плавучих буровых средств (СПБУ, ППБУ, буровое судно).

Применяется для сред, содержащих H_2S и CO_2 (до 6 % по объему).

Манифольд (рис. 1.7) состоит из шарнирного компенсатора, трубной секции, блока регистрирующих приборов, выкидной трубы, дроссельного манифольда, насосной установки НДП 20/800.

Выкидная труба (коллектор) служит для отбора продукции скважины, замера давления показывающим манометром, присоединения блока регистрирующих приборов (замеряет и записывает на картограмму давление и температуру продукции скважины) и насосной установки НДП 20/800 (для подачи ингибитора гидратообразования).

Дроссельный манифольд имеет блочное исполнение и позволяет изменять давление продукции скважины с помощью быстроразборного и регулируемого дросселей.

Дроссельный манифольд соединяется с отводами фонтанной елки устья скважины посредством шарнирных компенсаторов и трубопроводной обвязки.

Выкидная труба, дроссельный манифольд и шарнирные компенсаторы связаны между собой быстроразборными соединениями.

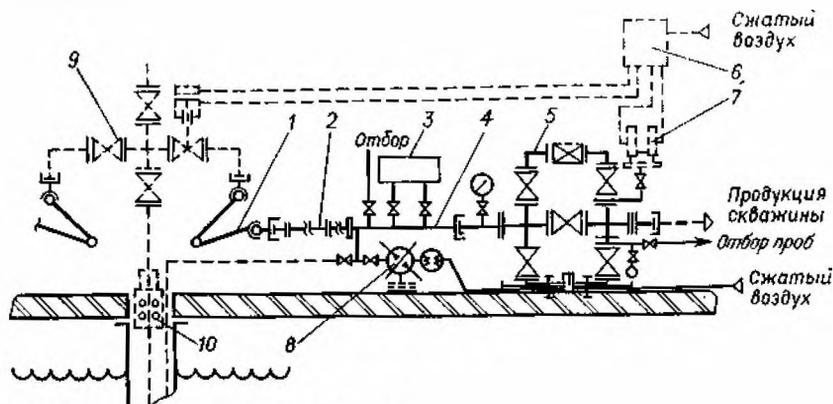


Рис. 1.7. Манифольд МСК-80×70ПК2:

1 — шарнирный компенсатор; 2 — трубная секция; 3 — блок регистрирующих приборов; 4 — выкидная труба; 5 — дроссельный манифольд; 6 — пульт управления отсекающими фонтанной елки; 7 — пилот; 8 — насосная установка НДП 20/800; 9 — фонтанная елка; 10 — вертлюг

Ниже приведена техническая характеристика манифольда.

Условный проход, мм	80
Рабочее давление, МПа	70
Запорное устройство дроссельного манифольда	Задвижки с автоматической подачей смазки: ЗМАД-80×70К2, ЗМАД-50×70К2
Максимальное давление на выходе, МПа	35
Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа	80
Максимальная подача, л/ч	20
Длина хода шарнирного компенсатора, м	2
Масса полного комплекта манифольда, кг	7054

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН КУОВ-80×70ПК2

Оборудование предназначено для герметизации устья морских разведочных скважин при их опробовании, осуществляемом с плавучих буровых средств (ППБУ, СПБУ, буровое судно, стационарная морская платформа). Применяется в умеренном макроклиматическом районе для сред, содержащих H_2S и CO_2 (до 6 % по объему).

Схема устьевого оборудования приведена на рис. 1.8.

Фонтанная елка крестового типа, состоящая из центральной буферной и одной боковой задвижек ЗМАД-80×70К2 с ручным приводом, а также одной пневмоприводной задвижки-отсекателя ЗМАДП-80×70К2, устанавливается на вертлюге, который предназначен для компенсации перемещения бурового судна (установки) вокруг неподвижной колонны подъемных труб в горизонтальной плоскости.

Система управления соединяется с отсекателем фонтанной елки, а также с источником сжатого воздуха при помощи трубопроводов.

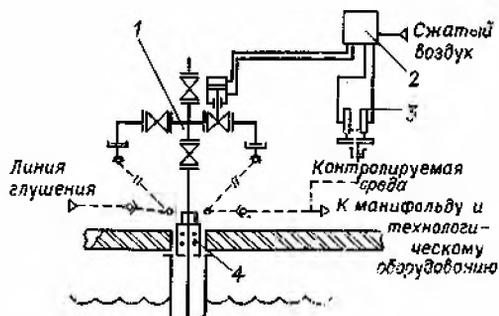


Рис. 1.8. Устьевое оборудование КУОВ-80×70ПК2:

1 — елка фонтанная; 2 — система управления отсекателем фонтанной елки; 3 — источник сжатого воздуха; 4 — вертлюг

Автоматическое покрытие отсекаателя фонтанной елки осуществляется при превышении давления в выкидной линии скважины его экстремальных значений. Техническая характеристика устьевого оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм	80
Рабочее давление, МПа	70
Грузоподъемность вертлюга, т	80
Номинальное давление системы управления, МПа	0,8
Пределы давления, контролируемого распределителем, МПа:	
наименьший	2—8
наибольший	8—35
Масса оборудования, кг	2440

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

При эксплуатации фонтанных нефтяных и газовых скважин применяются комплексы устройств для предупреждения открытых фонтанов. Для эксплуатации индивидуальных и групповых нефтяных и газовых скважин выпускаются комплексы типа КУСА и КОУК, а также КПП, КСГ.

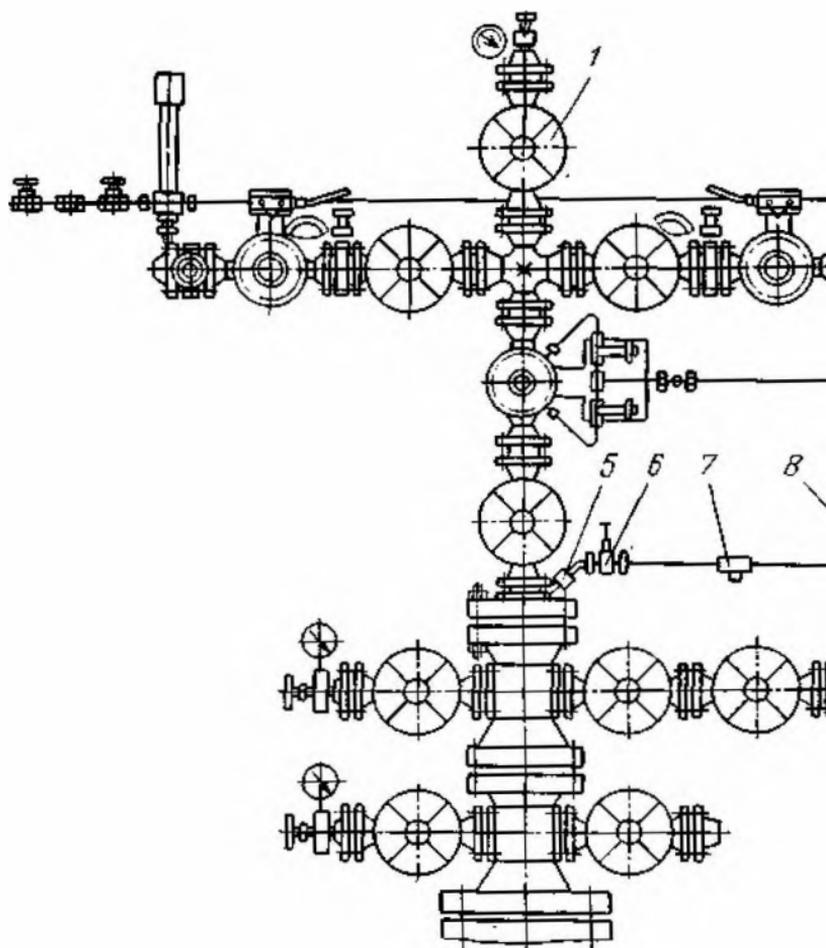
Комплексы типа КУСА и КОУК могут обслуживать от одной до восьми скважин. В случае разгерметизации устья или отклонения режима работы от заданного они обеспечивают перекрытие ствола управляемыми скважинными клапанами-отсекателями типа КАУ как автоматическим, так и принудительным путем с пультов наземных станций управления пневмогидравлического СУ и электрогидравлического СУ-Э типов.

Применительно к различным условиям эксплуатации каждый комплекс выпускается с несколькими схемами компоновки скважинного оборудования. Число схем может достигать восьми.

Комплексы КПП, КСГ предназначены для индивидуальных газовых скважин и в составе скважинного оборудования имеют автоматически закрывающийся при нарушении заданного режима отбора газа клапан-отсекатель типа КА.

КОМПЛЕКСЫ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИННЫМИ КЛАПАНАМИ-ОТСЕКАТЕЛЯМИ КУСА И КОУК

Комплексы управления скважинными клапанами-отсекателями КУСА (рис. 1.9) и КОУК (рис. 1.10) предназначены для эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин и обеспечения герметичного перекрытия ствола скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении параметров работы скважин от заданных и при возникновении пожара. Комплексы позволяют проводить одновременно бурение, эксплуатацию и ремонты группы нефтяных и газовых скважин, расположенных на одном кусте или морском основании.



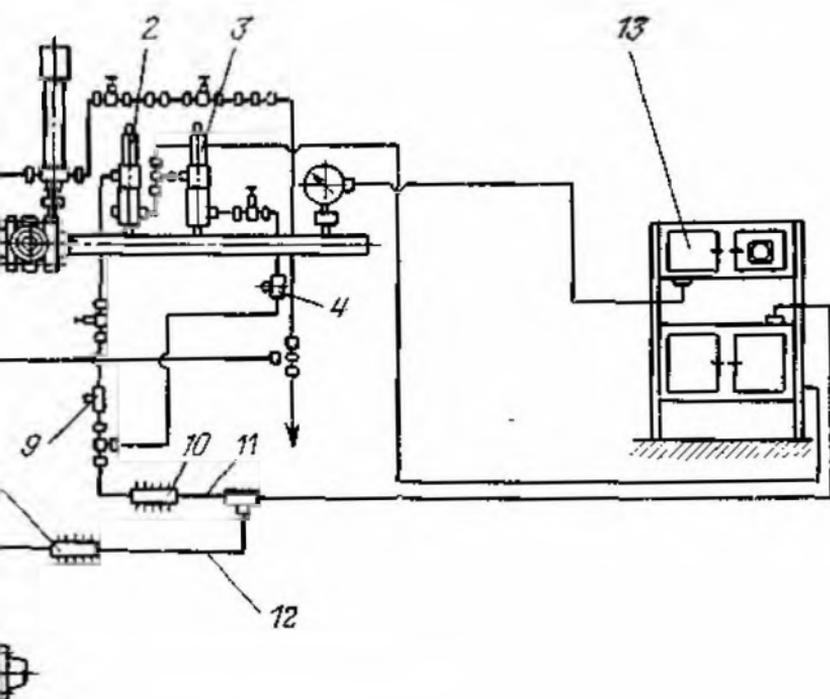


Рис. 1.9. Схема наземного оборудования комплексов типа КУСА:

1 — фонтанная арматура; 2 и 3 — направляющие распределители (пилотные клапаны); 4, 7 и 9 — температурные предохранители; 5 — уплотнительное устройство; 6 — вентиль; 8 и 10 — распределители; 11 — сигнальная линия; 12 — трубка управления; 13 — станция управления

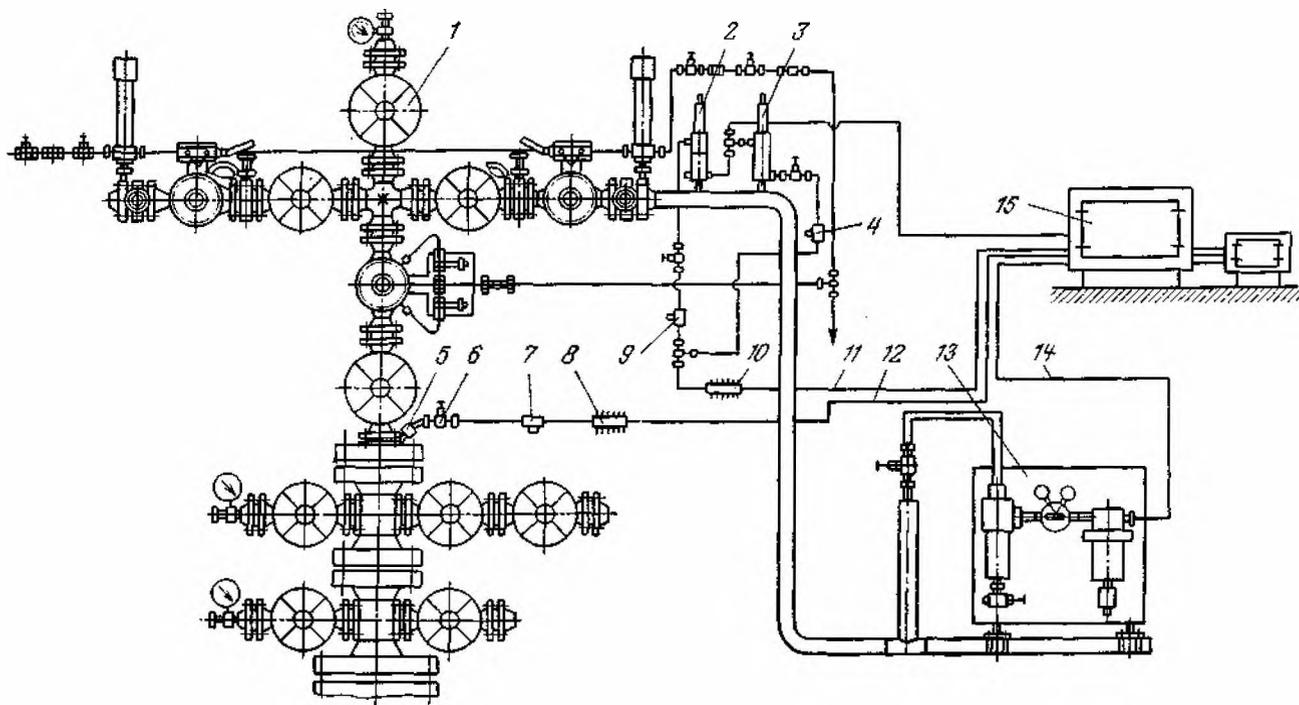


Рис. 1.10. Схема наземного оборудования комплексов типа КОУК:

1 — фонтанная арматура; 2 и 3 — направляющие распределители (пилотные клапаны); 4, 7 и 9 — температурные предохранители; 5 — уплотнительное устройство; 6 — вентиль; 8 и 10 — распределители; 11 — сигнальная линия; 12 — трубка управления; 13 — фильтр очистки газа; 14 — линия питания газом; 15 — станция управления

Комплексы КУСА-Э и КОУК-Э применяются при наличии источника электроэнергии напряжением 380 В, частотой 50 Гц, комплексы КУСА и КОУК — в местах, где электроэнергия отсутствует.

Условное обозначение комплексов КУСА и КОУК состоит из наименования и шифра: первые буквы и цифра после них — обозначение комплекса и номер модели, далее через дефис: условный диаметр (мм) и тип резьбы колонны подъемных труб (при комбинированной колонне обозначается через дробь), рабочее давление в МПа (двузначное число), наружный диаметр пакера или стационарного разобшителя (мм); исполнение по коррозионностойкости К1, К2, К2И и К3, тип станции управления: Э — электрическая (пневмогидравлическая — без обозначения), номер схемы компоновки скважинного оборудования. Например, комплекс управления скважинными клапанами-отсекателями, КУСА-89-35-136-1 или КУСА-89-35-145-Э-2, комплекс оборудования с управляемыми клапанами-отсекателями, КОУК-89/73-70-112 или КОУК-НКМ89/НКМ73-35-136К2-Э.

Наземное оборудование комплексов комплектуется по трем схемам.

Схема наземного оборудования комплекса типа КУСА имеет станцию управления СУ1 пневмогидравлического типа, пневмопитание осуществляется от аккумулятора газа, входящего в состав станции.

Станция управления сигнальной линией соединена с двумя пилотными клапанами (направляющими распределителями) типа КП, установленными на выкидной линии фонтанной арматуры после дросселя. Один из пилотных клапанов настраивается на верхний предел допустимого давления на выкиде, второй — на нижний предел.

В случае отклонения давления на выкиде фонтанной арматуры от заданных пределов срабатывает один из клапанов, и сигнал по сигнальной линии поступает на исполнительный механизм станции. В результате этого резко снижается давление в трубке управления, соединенной с клапаном-отсекателем типа КАУ в скважине и он перекрывает доступ продукции к устью скважины.

Трубка управления с устья вводится в скважину через уплотнительное устройство.

Клапан-отсекатель также закрывается в случае пожара, когда расплавляются температурные предохранители и падает давление в сигнальной линии и трубке управления. На сигнальной линии трубки управления установлены распределители, к которым могут быть подсоединены остальные скважины куста (до восьми скважин). При нарушении режима работы одной из скважин закрываются клапаны-отсекатели всех скважин куста.

Клапан-отсекатель можно закрывать со станции управления или из диспетчерского пункта промысловой телемеханики.

В состав комплекса типа КОУК входит станция управления СУ1 или СУ3 пневмогидравлического типа; пневмопитание осуществляется газом из скважины, который проходит очистку и частичную сепарацию в специальном фильтре типа ФОГ, установленном на выкидной линии фонтанной арматуры.

Очищенный газ по трубопроводу 14 поступает на станцию управления.

Станция управления типа СУ3 (в отличие от СУ1) состоит из одного пневмогидравлического блока и нескольких гидравлических блоков, число которых равно числу обслуживаемых скважин (не более шести).

В районах, где имеются источники электропитания переменного тока напряжением 380 В, частотой 50 Гц, применяются комплексы КУСА-Э и КОУК-Э со станцией управления СУЭ электрического типа.

Станция управления связана с электроконтактным манометром, расположенным на выкиде фонтанной арматуры. На манометре устанавливаются верхний и нижний пределы давлений, отклонение от которых дает сигнал на станцию управления для разрядки трубки управления, в результате чего закрывается клапан-отсекатель.

При отсутствии электроэнергии сигнал поступает на станцию управления от пилотных клапанов или температурных предохранителей, как в предыдущих схемах.

Состав наземного оборудования комплексов приводится в табл. 1.7.

В зависимости от условий работы и необходимых технологических операций в процессе освоения и эксплуатации скважин скважинное оборудование комплексов КУСА и КОУК комплектуется по 14-ти схемам, отличающимся составом оборудования и конструкцией отдельных составных частей (рис. 1.11).

Применяемость схем компоновки скважинного оборудования комплексов в зависимости от основных параметров их работы указана в табл. 1.8.

Для разобщения трубной и затрубной зон и защиты эксплуатационной колонны труб от воздействия скважинной среды в оборудовании по схемам I—XI и XIV применяется эксплуатационный пакер, а в оборудовании по схемам XII и XIII — стационарный разобщитель.

В оборудовании по схемам III, V, VII, VIII, XI, XII и XIII предусмотрено извлечение из скважины колонны подъемных труб без пакера.

Отсоединение колонны труб от пакера осуществляется разъединителем колонны. Перед извлечением скважинного оборудования в оставляемую с пакером часть разъединителя

Таблица 1.7

Наземное оборудование	КУСА-89-35-Д пакера
Станция управления, шт:	
СУ1-35	1
СУ3-35	—
СУЭ-35	—
Пилотный клапан, шт:	
КП-35-40Н	1
КП-35-40В	1
КП-35-40НКЗ	—
КП-35-40ВКЗ	—
Температурный предохранитель, шт	3
Уплотнительное устройство, шт	1
Электроконтактный манометр ВЭ-16Р6, шт	—
Фильтр для очистки газа ФОГ-16/1, шт	—
Трубка управления, комплект	1
Распределитель, шт	2
Монтажные части, вентили и элементы для соедине-	1
ния и монтажа трубки управления, комплект	

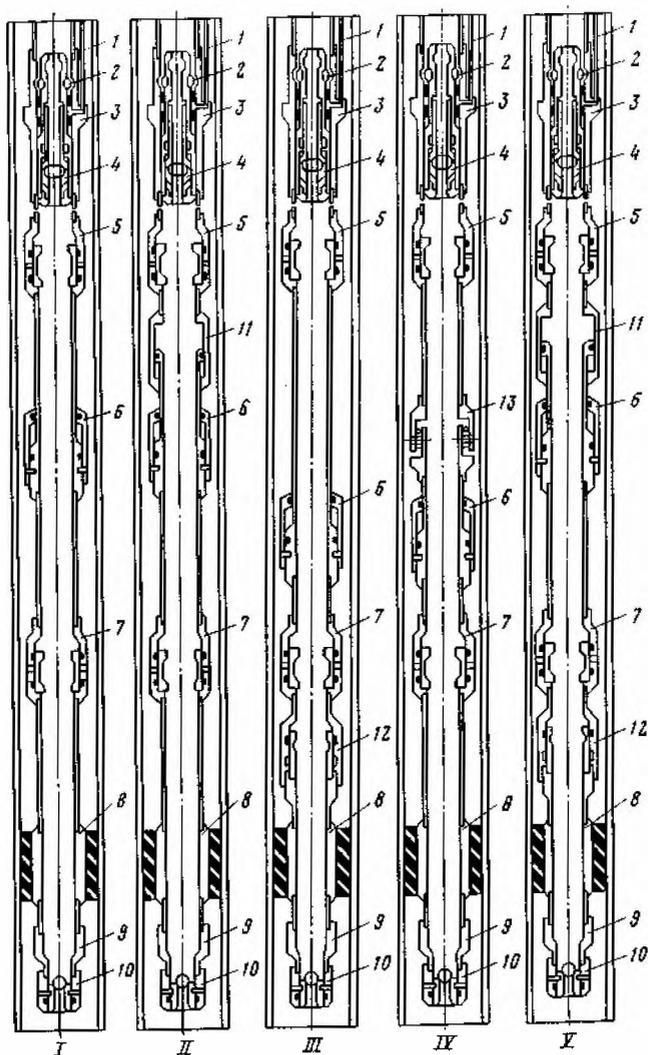
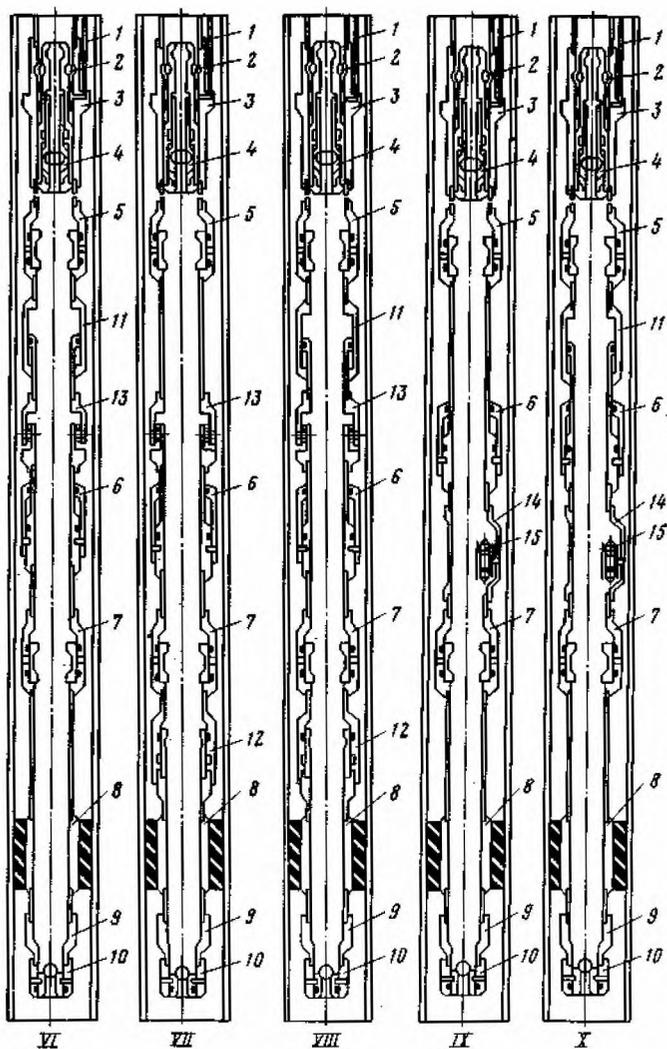


Рис. 1.11. Схемы компоновок скважинного оборудования комплексов КУСА и КОУК:

1 — трубка управления; 2 — замок; 3 — посадочный nipple; 4 — клапан-отсекатель; 5 и 7 — циркуляционные клапаны; 6 — циркуляционный клапан аварийного глушения; 8 — пакер; 9 — nipple приемного клапана; 10 — срезной клапан пакера; 11 — телескопическое соединение; 12 — разъединитель колонны; 13 и 15 — ингибиторные клапаны; 14 — скважинная камера; 16 — стационарный разобщитель; 17 — устройство для разъединения труб; 18 — глухая пробка; 19 — воронка



с помощью инструментов канатной техники устанавливается глухая пробка с замком.

Для компенсации изменений длины колонны подъемных труб в оборудовании по схемам II, V, VI, VIII, X, XI и XIII предусмотрено телескопическое соединение.

Телескопическое соединение в оборудовании по схеме XIII позволяет осуществить посадку соединительного устройства стационарного разобщителя в переводник (корпус) разобщителя после окончания освоения скважины.

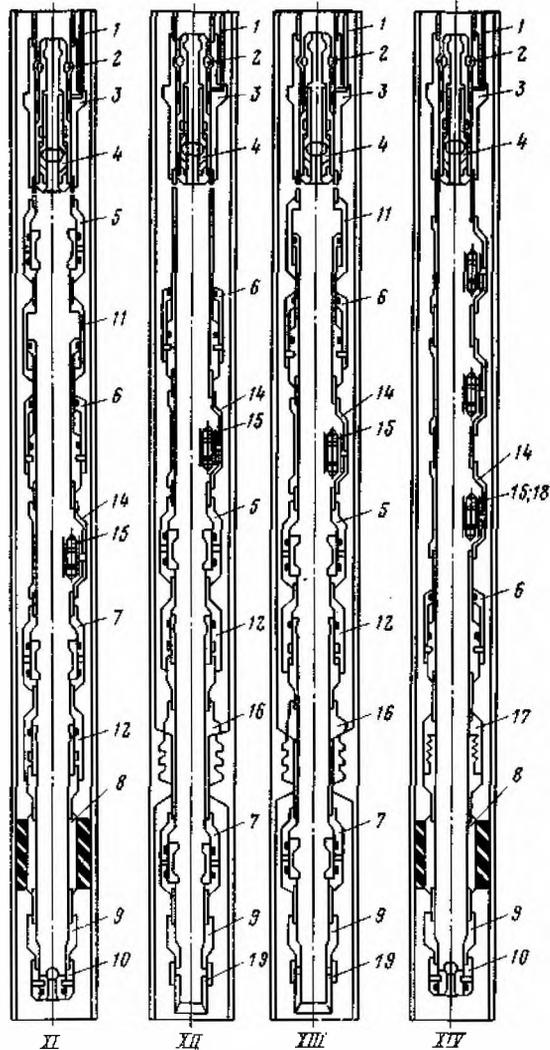


Рис. 1.11 (продолжение)

Для подачи ингибиторов разного назначения в оборудовании по схемам IV, VI, VII и VIII предусмотрены ингибиторные клапаны стационарного, в схемах IX — XIV — съемного типа.

Съемные клапаны устанавливаются в скважинных камерах при помощи инструментов канатной техники.

Для замещения жидкости в скважине при ее освоении предусмотрены циркуляционные клапаны 7, а для аэрации — кла-

паны 5. В оборудовании по схеме XIII аэрация при необходимости проводится через клапан 7.

Для аварийного глушения скважины предусмотрены циркуляционные клапаны 6, которые открываются при избыточном давлении внутри труб или в затрубном пространстве.

В оборудовании по всем схемам предусмотрен клапан-отсекатель типа КАУ, который при помощи замка фиксируется в посадочном nipple.

К клапану-отсекателю через nipple подведена с поверхности трубка управления, связанная с наземной станцией управления. В оборудовании по схеме XIV ингибиторный и циркуляционный клапаны, а также глухие пробки устанавливаются в скважинных камерах.

В этой же схеме предусмотрена возможность извлечения скважинного оборудования при заклинивании пакера при спуске или подъеме. Для этой цели предусмотрено устройство разъединения труб. Оно позволяет отсоединить колонну подъемных труб от пакера путем вращения ее вправо. К оставшейся с пакером части разъединителя можно повторно присоединить колонну более прочных труб для срыва и подъема пакера. Скважинное оборудование комплексов, собранное по одной из схем с предохранительной гильзой в посадочном nipple, спускается в скважину на подъемных трубах совместно с трубкой управления, которая соединена с посадочным nipple и крепится к подъемной трубе при помощи хомутов.

После проверки герметичности соединений трубки устье скважины обвязывается фонтанной арматурой с проходом соответствующего размера. Трубка выходит на поверхность через уплотнительное устройство катушки фонтанной арматуры и обвязывается со станцией управления. Затем осуществляют замещение раствора в скважине на воду через башмак и посадку пакера в оборудовании по схемам I—XI и XIV.

Посадка пакера проводится гидравлически с использованием срезного клапана пакера или приемного клапана. Приемный клапан либо сбрасывается с устья, либо инструментами канатной техники устанавливается в nipple 9.

Из посадочного nipple при помощи инструментов канатной техники извлекается предохранительная гильза.

При необходимости (отсутствие приточки) через циркуляционный клапан 5 в скважине проводится аэрация жидкости.

После закрытия клапана 5 открывается циркуляционный клапан 7 и процесс замещения осуществляется через него. Этот клапан в последующем используется для промывки скважины, а также для ее глушения. Циркуляционные клапаны 5 и 7 открываются и закрываются инструментами канатной техники.

В оборудовании по схеме XII колонна подъемных труб спускается и крепится в обсадной колонне при помощи стационар-

ного разобщителя, разрезается через циркуляционный клапан 7.

В том случае, когда этого разрезания недостаточно для пуска скважины, предусмотрена компоновка оборудования по схеме XIII. Телескопическое соединение в этой схеме позволяет провести замещение жидкости через затрубное пространство или подъемные трубы до посадки соединительного устройства стационарного разобщителя в переводник (корпус) разобщителя.

В оборудовании по схеме XIV перед освоением инструментами канатной техники из скважинной камеры (на расчетной глубине) извлекается глухая пробка и устанавливается циркуляционный клапан.

Корпус стационарного разобщителя спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны труб.

Соединительное устройство разобщителя спускается в составе колонны подъемных труб.

По окончании освоения скважины за счет длины хода телескопического соединения проводится посадка соединительного устройства в корпус.

После выхода скважины на заданный режим эксплуатации инструментами канатной техники с установки типа ЛСГ1К-131 через герметизированное устье скважины закрываются циркуляционные клапаны, из посадочного ниппеля извлекается предохранительная гильза и устанавливается клапан-отсекатель.

После установки клапана-отсекателя включается в работу станция управления, и в трубке управления создается давление, удерживающее клапан-отсекатель открытым.

В процессе эксплуатации различные ингибиторы дозируются и подаются в подъемные трубы посредством ингибиторных клапанов 13 или 15.

Закрытие клапана-отсекателя при работе в автоматическом режиме происходит в следующих случаях:

при повышении или понижении давления в выкидной линии фонтанной арматуры (по сравнению с установленными пределами), при срабатывании пилотных клапанов или по сигналу электроконтактного манометра;

при повышении температуры на устье до 70 °С или более, когда давление в трубке управления падает за счет разгерметизации плавких предохранителей;

при нарушении герметичности обвязки скважины со станцией управления.

При местном управлении клапан-отсекатель закрывается принудительно со станции управления нажатием кнопки «Стоп».

При дистанционном управлении клапан-отсекатель закрывается при подаче сигнала с диспетчерского пункта промышленной телемеханики.

В комплект поставки входят наземное оборудование комплекса (в соответствии с табл. 1.7), скважинное оборудование (в соответствии со схемой компоновки скважинного оборудования) и запасные части.

КОМПЛЕКСЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ КПГ, КПГ1 И КПГ2

Эти комплексы предназначены для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с гарантией автоматического перекрытия ствола скважины при изменении параметров сверх заданных пределов, а также в случае разгерметизации устья и подъемных труб.

Комплексы скважинного оборудования позволяют осуществлять все технологические операции, связанные с эксплуатацией и ремонтом скважины (рис. 1.12).

Условное обозначение комплексов КПГ состоит из наименования и шифра: первые буквы и цифра после них — обозначение комплекса и номер модели, далее через тире: условный диаметр (мм) и тип резьбы колонны подъемных труб, рабочее давление (МПа), наружный диаметр пакера (мм); исполнение по коррозионностойкости: К1, К2, К2И и К3. Например: комплекс скважинный (подземный) для газовых скважин КПГ-73-35-136 или КПГ1-89-35-145К1.

Скважинное оборудование комплексов (без клапана-отсекателя с замком и уравнительным клапаном) спускается в скважину на колонне подъемных труб.

Посадка пакера проводится гидравлически; при посадке используется либо срезной клапан, либо приемный клапан, который сбрасывается с устья или устанавливается в ниппеле инструментами канатной техники.

После посадки пакера и опрессовки скважинного оборудования инструментами канатной техники открывается циркуляционный клапан типа КЦМ или КЦМ1 и проводится освоение скважины. В дальнейшем эти клапаны используются для промывки или глушения скважины.

В комплексах типа КПГ1 перед освоением инструментами канатной техники разблокируется телескопическое соединение СТ2 для снятия в колонне подъемных труб растягивающих напряжений, возникающих при посадке пакера.

После выхода скважины на заданный режим эксплуатации при помощи инструментов канатной техники закрывается циркуляционный клапан КЦМ или КЦМ1, и в посадочный ниппель устанавливаются последовательно соединенные клапан-отсекатель, уравнительный клапан и замок. Клапан-отсекатель фиксируется в ниппеле при помощи замка.

В комплексах типа КПГ1 после освоения до установки клапана-отсекателя инструментами канатной техники из скважин-

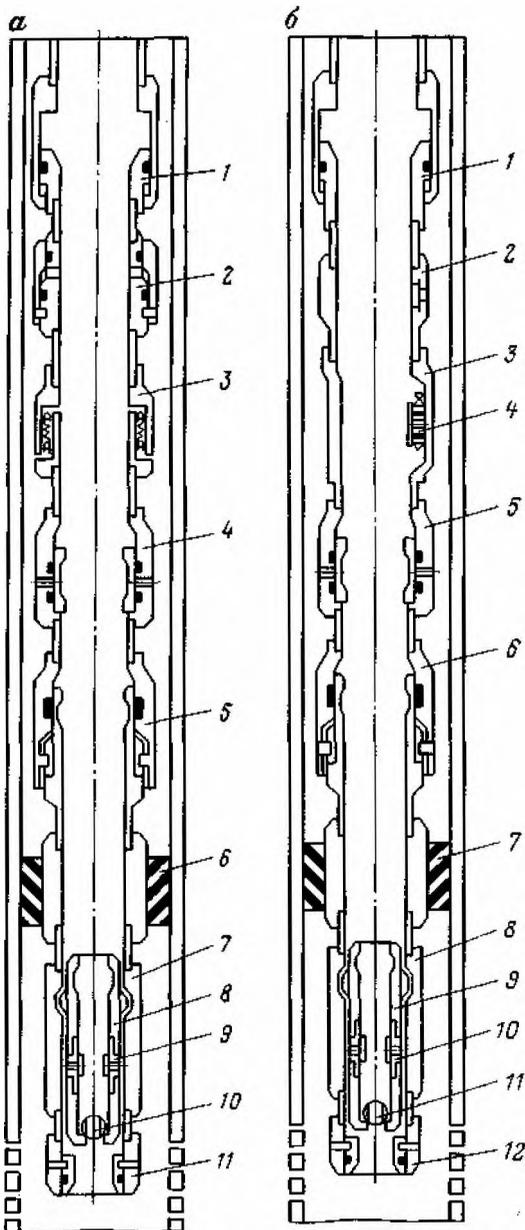


Рис. 1.12. Комплекс скважинного оборудования типов КНГ (а) и КПГІ (б):

а: 1 — телескопическое соединенье типа СТ; 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ; 3 — ингибиторный клапан типа КИНГ; 4 — циркуляционный клапан типа КЦМ; 5 — разъединитель колонны типа РК; 6 — пакер типа ЗПД-ЯГ; 7 — посадочный nipple; 8 — замок типа ЛЗК; 9 — уравнительный клапан типа КУМ; 10 — клапан-отсекатель типа КА; 11 — срезной клапан пакера;

б: 1 — телескопическое соединенье типа СТ2; 2 — циркуляционный клапан типа КЦГІ; 3 — скважинная камера типа К; 4 — ингибиторный клапан типа КИНГС; 5 — циркуляционный клапан типа КЦМІ; 6 — разъединитель колонны типа РК (или разъединительное устройство для КПГІ-73-35); 7 — пакер типа ЗПД-ЯГ; 8 — посадочный nipple; 9 — замок типа ЗНЦВІ; 10 — уравнительный клапан типа КУМІ; 11 — клапан-отсекатель типа КА; 12 — срезной клапан пакера

ной камеры извлекается глухая пробка и устанавливается ингибиторный клапан.

В процессе эксплуатации скважины в подъемные трубы из затрубного пространства через ингибиторный клапан возможна дозирочная подача ингибиторов разного назначения.

Для аварийного глушения служат клапаны типа КЦГ или КЦГ1, отрывающиеся при избыточном давлении в трубах или затрубном пространстве.

При нарушении герметичности устья или подъемных труб или при увеличении дебита скважины сверх заданного происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя. После устранения причин разгерметизации устья клапан-отсекатель может быть открыт с устья путем повышения давления в подъемных трубах.

В случае необходимости подъема колонны подъемных труб без пакера в шток разъединителя колонны труб типа РК для изоляции пласта при помощи инструментов канатной техники устанавливается глухая пробка, после чего осуществляется отсоединение разъединителя.

В комплексах КПГ1-73-35 отсоединение колонны подъемных труб от пакера происходит при помощи разъединительного устройства. При вращении колонны труб вправо освобождается цапга разъединительного устройства, цапга и уплотнение разъединителя поднимаются вместе с колонной подъемных труб.

Комплексы типа КПГ1 по сравнению с комплексами типа КПГ имеют следующие отличия: циркуляционный клапан КУМ1 имеет проточку на гильзе, уменьшающую усилие перемещения гильзы и предотвращающую ее заклинивание; в циркуляционном клапане КЦГ1 рабочим органом является мембрана, а также в отличие от клапана КЦГ в нем отсутствуют уплотнения и трущиеся поверхности; телескопическое соединение типа СГ2 обеспечивает компенсацию длины колонны подъемных труб в двух направлениях и позволяет разъединителю колонны труб типа РК произвести ход, необходимый для отсоединения его от пакера; замок типа ЗНЦВ1 отсоединяется от спускного инструмента только после фиксации замка в посадочном nipple; циркуляционный клапан типа КИНГС съемного типа, он устанавливается и извлекается из скважинной камеры инструментами канатной техники; пакер комплексов КПГ1 съемного типа простой конструкции, извлечение его проводится обычным натягом колонны подъемных труб.

Комплексы КПГ2 отличаются от комплексов КПГ, КПГ1 конструкцией пакера, позволяющего проводить посадку его при уменьшенном давлении 14 МПа вместо 24 МПа для комплексов КПГ и КПГ1, что позволяет применять фонтанные арматуры на уменьшенное давление 21 МПа.

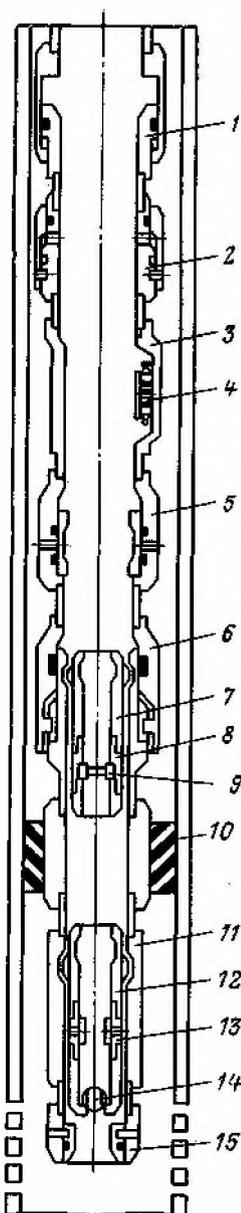


Рис. 1.13. Комплексы скважинного оборудования типов КСГ и КСГ1:

1 — телескопическое соединение типов СТ2Г и СТ2 (для КСГ-89); 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ; 3 — скважинная камера типа КТ; 4 — ингибиторный клапан типа КИНГС; 5 — циркуляционный клапан типа КЦМ; 6 — разъединитель колонны типа РК; 7 и 12 — замок типа ЗНЦВ1 или ЗНЦВ; 8 — дроссель; 9 — сменная насадка дросселя; 10 — пакер типов ПД-ЯГ и ПД-ЯГР (для КСГ-89); 11 — посадочный nipple; 13 — уравнильный клапан; 14 — клапан-отсекатель типа КА; 15 — срезной клапан пакера

В комплект поставки входят скважинное оборудование, глухая пробка с замком, приемный клапан, nipple приемного клапана, запасные части, инструменты и принадлежности.

КОМПЛЕКСЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ КСГ И КСГ1

Эти комплексы предназначены для эксплуатации газовых и газоконденсатных сверхглубоких скважин с нормальным и аномальным пластовыми давлениями. Они гарантируют автоматическое перекрытие ствола скважины при увеличении дебита сверх заданных пределов, а также в случае разгерметизации устья или подъемных труб.

Конструкция составных частей комплексов разработана применительно к сложности работы на больших глубинах при аномально высоком давлении (рис. 1.13, табл. 1.9).

Регулирование отбора продукции в комплексах осуществляется скважинным дросселем со сменными насадками. Это позволяет снизить давление в колонне подъемных труб выше дросселя.

После установки клапана-отсекателя, как и в комплексах типов КПГ и КПГ1, в шток разъединителя колонн при помощи инструментов канатной техники устанавливается дроссель с замком.

В оборудовании с условным диаметром подъемных труб 73 мм применено телескопическое соединение СТ2Г с гидравлическим замком механизма упрочения и возможностью передачи крутящего момента. Соединение управляется инструментами канатной техники.

Таблица 1.9

Показатели	КСГ-73-70-112		КСГ-73-70-112К1		КСГ-73-70-112К2		КСГ1-89-70-136К3		КСГ1-89-70-140К3		КСГ1-89-70-145К3	
Условный диаметр колонны подъемных труб по ГОСТ 633—80, мм	73						89					
Минимальный диаметр проходного отверстия, мм:												
без клапана-отсекателя	43						58					
с клапаном-отсекателем	20						30					
Диаметр прохода сменных насадок дросселя, мм	10—20 (через 1 мм)						15—35 (через 1 мм)					
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ 632—80, мм	140×146						168					
Наружный диаметр пакера, мм	112						136		140		145	
Скважинная среда	Без агрессивных компонентов		Природный газ, газоконденсат с объемным содержанием CO ₂ до 6%, H ₂ S и CO ₂ до 10%				Природный газ с объемным содержанием H ₂ S и CO ₂ до 25% каждого, конденсат, конденсатная вода, с концентрацией механических примесей не более 0,1 г/м ³					
Максимальная температура, °С, не более	100		200				125					
Габаритные размеры, мм:												
диаметр	112						136					
длина (без подъемных труб)	9865						9000					
Масса (без подъемных труб), кг	386		413				581		591		600	

Пр и м е ч а н и е. Рабочее давление комплексов типов КСГ и КСГ1 составляет 70 МПа, а максимальная глубина спуска пакера — 7000 м.

В оборудовании с условным диаметром подъемных труб 89 мм применено телескопическое соединение типа СТ2 и пакер ПД-ЯГР разбуриваемого типа.

В комплект поставки входят скважинное оборудование, приемный клапан, ниппель приемного клапана, запасные части, инструменты и принадлежности.

СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СУЭ-35, СУ1-35, СУЗ-35

Предназначены для управления скважинными клапанами-отсекателями в комплексах типов КУСА-Э, КУСА, КОУК-Э и КОУК соответственно, первая и третья — при наличии источника электроэнергии, вторая и четвертая — при отсутствии его (табл. 1.10).

Условные обозначения станции управления: С — станция, У — управления, 1 или 3 — номер модели, Э — электрогидравлического типа, без буквы Э — пневмогидравлического типа, 35 — условное рабочее давление в МПа. Например: СУЭ-35, СУЗ-35.

Станция управления СУЭ состоит из гидравлического блока, блока автоматики и блока управления, размещенных в шкафу, который изготовлен с учетом защищенности от воздействия воды.

Гидравлический блок включает бак, дозаторный насос, разгрузочный, предохранительный, обратный клапаны и датчик уровня жидкости.

В блоке управления предусмотрены электроконтактный манометр, настраиваемый на требуемые пределы пуска и остановки насоса, и датчик давления, отключающий станцию в случае падения давления в трубках управления до нуля.

Таблица 1.10

Показатели	Станция управления		
	СУЭ-35	СУ1-35	СУЗ-35
Рабочее давление, МПа	35	40	40
Давление сигнальной линии, МПа	—	0,5—40	0,5—40
Давление в пневматической линии, МПа	—	0,7—1,5	0,7—1,5
Подача насоса, л/ч	16	40	40
Напряжение питания, В	380	—	—
Потребляемая мощность, кВт	1,2	—	—
Вместимость пневматического аккумулятора (при 15 МПа), л	—	24	—
Рабочий агент в гидравлической системе при температуре окружающего воздуха 50—70 °С	Масло АМГ-Р по ГОСТ 6794—75	Транспортное масло по ГОСТ 982—80	
Рабочий агент в пневматической системе	—	Азот, осушенный воздух или газ	
Вместимость бака, л	25	25	25
Габаритные размеры, мм	1020×800×1850	904×700×1685	218×430×1800
Масса, кг	294	170	170

Электроконтактный термометр и терморегулятор предназначены для контроля температуры в блоке.

Блок автоматики служит для передачи команд с блока управления и электроконтактного манометра исполнительным механизмом. Блок состоит из магнитных пускателей, промежуточных реле, понижающего трансформатора, электронагревателя для поддержания температуры и реле времени для обесточивания станции управления после аварийного закрытия отсека.

Для защиты электрических цепей и элементов от перегрузок служат автоматический выключатель и предохранители.

Насос станции пускается включением автоматического выключателя и тумблера. Выключение датчика давления сигнализируется лампочкой.

При поступлении сигнала от электроконтактного манометра, установленного на устье, о нарушении режима работы скважины или о разгерметизации устья блок автоматически приводит в действие разгрузочный клапан, в результате чего снимается давление в трубках управления, закрывается клапан-отсекатель и загорается сигнальная лампа аварийной ситуации.

Принудительно со станции управления этого же эффекта можно достичь, нажав кнопку «Стоп».

При отсутствии электроэнергии и в случае нарушения режима работы скважины срабатывает направляющий распределитель, который резко снижает давление в трубке управления, в результате чего закрывается клапан-отсекатель.

Открытие клапана-отсекателя осуществляется нажатием кнопки «Пуск».

Станция СУ1 (рис. 1.14) включает пневмогидравлический насос, бак для рабочего агента, воздушные баллоны и элементы пневмогидроавтоматики. Воздух для привода насоса берется от воздушного компрессора или от баллонов, расположенных внутри станции. При использовании газа скважины для привода насоса газ осушается и очищается в фильтре типа ФОГ-16/1. В насосе предусмотрен также ручной привод. Давление жидкости, подаваемой насосом, превышает давление газа на вводе в насос в 60 раз и регистрируется на выходе из насоса манометром 7 и в трубке управления манометром 16.

В гидравлической системе насоса предусмотрены обратный, разгрузочный, предохранительный клапаны и дроссель.

При подаче воздуха или газа в привод насоса при открытом пусковом вентиле 10 в трубке управления и сигнальной линии насосом создается давление жидкости. При достижении заданного давления насос отключается при помощи реле давления и пусковой вентиль закрывается. Устанавливается автоматический режим работы станции, обеспечивающий стабильное давление в трубке управления и сигнальной линии.

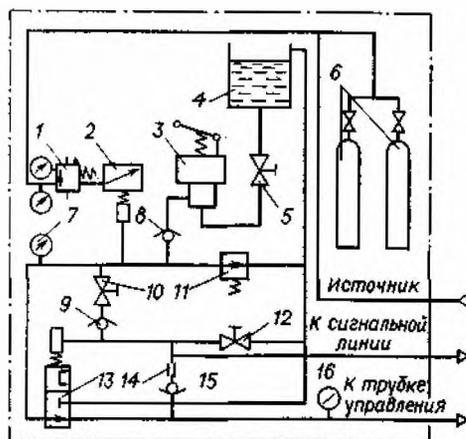


Рис. 1.14. Схема станции управления СУ1-35:

1 — редуктор давления; 2 — реле давления; 3 — пневмоприводной насос; 4 — бак; 5 — кран; 6 — пневмоаккумулятор; 7 и 16 — манометры; 8, 9 и 15 — обратные клапаны; 10 и 12 — вентили; 11 — предохранительный клапан; 13 — разгрузочный клапан; 14 — дроссель

При нарушении режима работы скважины срабатывают пилотные клапаны и разгружается сигнальная линия.

При падении давления в сигнальной линии срабатывает разгрузочный клапан, резко снижается давление в трубке управления и клапан-отсекатель закрывается.

При местном ручном управлении клапан-отсекатель закрывается при открытии разгрузочного вентиля 12.

Станция СУЗ позволяет проводить как одновременное закрытие или открытие клапанов-отсекателей в шести скважинах куста, так и индивидуальное открытие или закрытие клапана-отсекателя любой из скважин.

ПИЛОТНЫЕ КЛАПАНЫ ТИПА КП

Предназначены для подачи сигнала на исполнительный механизм комплексов типа КУСА и КОУК для закрытия клапана-отсекателя при повышении или понижении давления в выкидной линии фонтанной арматуры выше или ниже заданного предела (табл. 1.11).

Условные обозначения пилотного клапана: К — клапан, П — пилотный, 35 — рабочее давление (МПа), 40 — максимальное давление настройки клапана (МПа), В — сигнализирующий о превышении верхнего заданного предела давлений, Н — сигнализирующий о понижении давления ниже нижнего заданного предела, КЗ — испытание по коррозионностойкости. Например: КП-35-40В и КП-35-40НКЗ.

Таблица 1.11

Показатели	Пилотный клапан			
	КП-35-40В	КП-35-40ВКЗ	КП-35-40Н	КП-35-40НКЗ
Максимальное контролируемое давление, МПа	40	40	40	40
Диапазон настройки давления, МПа:				
верхней ступени	10—40	10—40	10—40	10—40
нижней ступени	2—15	2—15	0,5—15	0,5—15
Максимальное давление рабочего агента в сигнальной линии, МПа	35	35	35	35
Рабочий агент в сигнальной линии	Масло АМГ-10 по ГОСТ 6794—75			
Контролируемая среда	Нефть, газ, газоконденсат и пластовая вода температуры до 120 °С			
	без агрессивных компонентов	с объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S — до 26% каждого	без агрессивных компонентов	с объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S — до 26% каждого
Габаритные размеры, мм	310×46×105		300×46×105	
Масса, кг	2		1,95	

Клапаны ниппельным концом корпуса установлены на выкидной линии фонтанной арматуры и штуцерами соединены соответственно с сигнальной линией от станции управления и выкидом в емкость.

Давление открытия клапана регулируется усилием пружины, которая настраивается на заданное усилие при помощи регулируемого винта. Как только давление в выкидной линии фонтанной арматуры превысит заданное значение, поршень приподнимает клапан, в результате чего сигнальная линия соединяется с выкидом в емкость. Это служит сигналом исполнительному механизму на закрытие клапана-отсекателя.

Клапан закрывается автоматически при снижении давления в выкидной линии фонтанной арматуры под действием пружины.

КЛАПАНЫ-ОТСЕКАТЕЛИ ТИПОВ КАУ И КА

Предназначены для перекрытия подъемных труб фонтанирующих нефтяных и газовых скважин: клапан типа КАУ (табл. 1.12) — при разгерметизации устья или по сигналу со станции управления СУ1-35, СУЭ-35 или СУЗ-35, клапан типа КА (табл. 1.13) — при увеличении дебита скважин выше заданного.

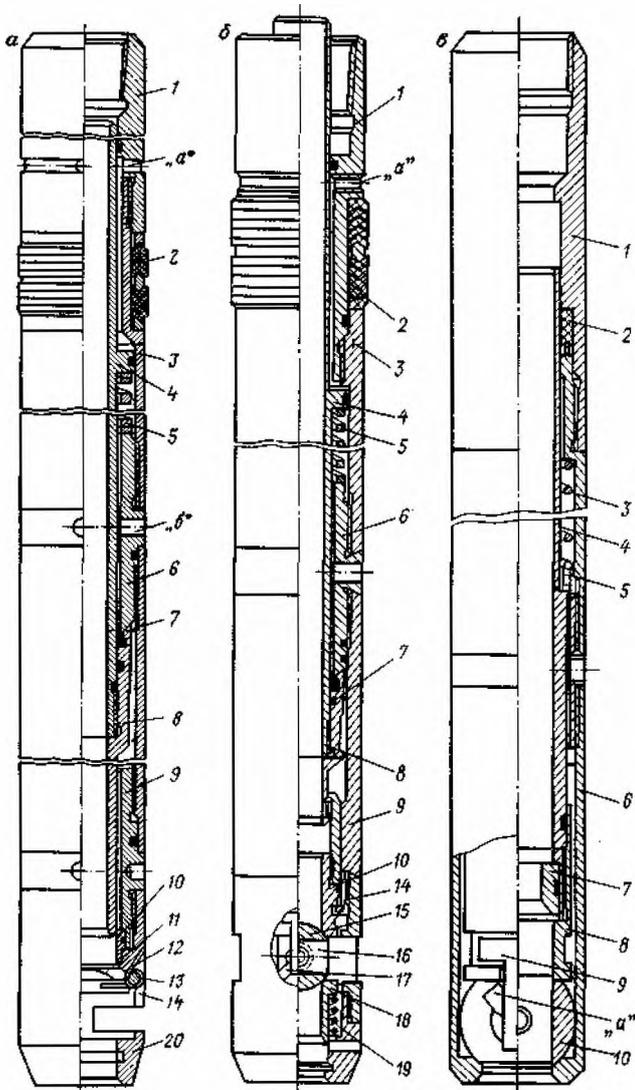


Рис. 1.15. Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-35 (а), КАУ-73-50 (б) и КА (в):

а, б: 1 — муфта; 2 — уплотнение; 3 — цилиндр; 4 — поршень; 5, 12, 19 — пружины; 6 — переводник; 7 — втулка; 8 — толкатель; 9 — корпус седла; 10 — седло; 11 — хлопунка; 13 — ось; 14 — кожух; 15 — шар; 16 — плечо; 17 — штифт; 18 — втулка; 20 — кольцо;
в: 1 — головка; 2 — уплотнение; 3 — пружина; 4 — шток; 5 — кольцо; 6 — корпус; 7 — дроссель; 8 — седло; 9 — плечо; 10 — шар

Условное обозначение клапана-отсекателя: К — клапан, А — отсекатель, У — управляемый с устья, без буквы У — автоматический, цифра 1 или буква М — обозначение модели, первое число — условный диаметр колонны подъемных труб для КАУ и условный диаметр клапана — для КА, второе число — рабочее давление. Например: КА-68-35К1 и КАУ-89-70.

Клапан-отсекатель типа КАУ в открытом виде (рис. 1.15, а) с замком 13К, присоединенным к муфте, спускается в скважину после выхода на заданный режим эксплуатации. Замок, соединенный со спускным инструментом при помощи канатной техники, фиксирует клапан-отсекатель в посадочном nipple. Уплотнение клапана в nipple осуществляется манжетами.

Запорным органом клапана-отсекателя КАУ-89-35 служит хлопушка, установленная на оси, закрепленной в кожухе. При создании давления через трубку управления в канале а поршень с толкателем перемещается по цилиндру вниз, размыкая контакт между упором переводника и втулкой, в результате чего выравнивается давление в полостях над и под хлопушкой. Затем толкатель открывает хлопушку и, входя в кольцо, изолирует рабочие поверхности хлопушки и седла от воздействия потока. Перемещение поршня ограничивается упором толкателя в корпус седла.

Как только давление в трубке управления будет сброшено, поршень под действием пружины 5 (рис. 1.15, б) возвратится в верхнее положение, и толкатель освободит хлопушку, которая захлопнется.

В клапане КАУ-73-50 (см. рис. 1.15, б) запорным органом служит шар, присоединенный к седлу двумя плечами.

При перемещении поршня совместно с седлом шар поворачивается, поскольку он связан штифтами с неподвижным кожухом. Ход поршня ограничивается упором толкателя в корпусе седла.

Клапаны-отсекатели типа КАУ1 (рис. 1.15, в) применяются с замками типа ЗНЦВБ, не имеющими на корпусе уплотнений, и спускаются в скважину в открытом положении. Открытое положение тарелки обеспечивается штоком спускного инструмента.

На nipple клапана-отсекателя имеются два уплотнения, которые в посадочном nipple образуют герметичную камеру для подвода рабочего агента через трубку управления в надпоршневую полость клапана через отверстие а.

Процесс открытия и закрытия клапана-отсекателя типа КАУ1 при создании давления в трубку управления аналогичен открытию и закрытию клапана-отсекателя типа КАУ-89-35.

Клапан-отсекатель с замком извлекается из скважины инструментом подъема замка с вилкой и штоком в сборе при помощи канатной техники.

Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-70, КАУ-114-70 также применяются с замками типа ЗНЦВБ.

Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-70 и КАУ-89-70К2 отличаются от вышеописанных наличием третьего уплотнения на переводнике и отверстия, связанного через посадочный ниппель второй импульсной трубкой со станцией управления на поверхности.

Уплотнения образуют в посадочном ниппеле две герметичные полости. В первую полость, связанную с трубкой управления, подается рабочий агент через отверстие в клапане-отсекателе для его открытия. Из второй полости через вторую импульсную трубку и отверстие можно принудительно закрыть клапан с поверхности земли, создавая давление под поршнем клапана-отсекателя. При открытии клапана-отсекателя через вторую импульсную трубку осуществляется разрядка подпоршневой полости.

Выравнивание давления при открытии клапана-отсекателя происходит через отверстие при движении поршня вниз и открытии уравнительного клапана, образованного верхним упором и толкателем.

По окончании выравнивания давления доступ среды через отверстие прекращается при упоре ниппеля толкателя в нижний упор.

Клапан-отсекатель спускается в скважину и извлекается из нее только при открытом положении шара. Открытое положение клапана при спуске и подъеме обеспечивается соответственно подъемным или спускным инструментом со штоками в сборе.

Клапан-отсекатель типа КА (см. рис. 1.15, в) спускается в скважину вместе с уравнительным клапаном КУМ и замком 1ЗК, при помощи которого он фиксируется и уплотняется в посадочном ниппеле.

В цилиндре клапана установлен поршень, подпираемый пружиной, сила сжатия которой регулируется кольцами. На конце поршня смонтированы сменный дроссель и седло, связанное плечом с шаром. Шар в цилиндре установлен на эксцентричных штифтах, входящих в пазы a (см. рис. 1.15, в). При увеличении расхода через дроссель выше заданного поршень с шаром перемещается вверх, сжимая пружину. Благодаря кинематической связи седла, шара и цилиндра шар поворачивается и закрывает проход клапана.

Клапан открывается за счет усилия пружины после выравнивания давления над и под шаром при помощи клапана КУМ.

КЛАПАНЫ ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ ТИПОВ КЦМ, КЦМ1 и КЦГ, КЦГ1

Клапаны типа КЦМ и КЦМ1 предназначены для сообщения и разобщения затрубного пространства с внутренней полостью подъемных труб при проведении различных технологических операций с целью освоения и эксплуатации скважин.

Клапаны с малым условным диаметром перепускных отверстий служат для аэрации столба жидкости в скважине при освоении.

Клапаны типа КЦГ и КЦГ1 служат для сообщения затрубного пространства с полостью подъемных труб в аварийных случаях с целью глушения скважины.

Условное обозначение циркуляционных клапанов: К — клапан, Ц — циркуляционный, Г — с гидравлическим управлением, М — с механическим управлением, 1 — номер модели, цифры после букв — диаметр проходного отверстия (мм) — для КЦГ и КЦМ и условный диаметр колонны подъемных труб — для КЦГ1 и КЦМ1, цифра после знака дроби — диаметр перепускных отверстий клапана (мм), следующие цифры — рабочее давление. Например: КМ-72/7-350, КЦГ1-89-35К1.

Клапаны типа КЦМ и КЦМ1 состоят из скользящей гильзы с перепускными отверстиями и двумя расточками для плашек толкателями циркуляционного клапана, управляемого канатной техникой.

Гильза герметизирована в корпусе двумя уплотнениями и фиксируется в нем в двух положениях: «открыто» и «закрыто» при помощи фиксатора и двух расточек. Толкатель, упираясь в бурт расточки, перемещает гильзу до совпадения перепускных отверстий в гильзе и корпусе, сообщая при этом затрубное пространство с полостью подъемных труб. Клапан закрывается толкателем с противоположной стороны гильзы.

Клапан типа КЦГ состоит из дифференциального золотника и втулки, установленных на стволе.

При создании давления внутри труб и затрубного пространства по стволу перемещается: в первом случае втулка, во втором — дифференциальный золотник, срезая винты и открывая перепускные отверстия.

Клапан типа КЦГ1 состоит из корпуса с радиальным гнездом для мембраны. Мембрана установлена между опорным и нажимным кольцами.

Клапан открывается после прорыва мембраны под действием давления в затрубном пространстве или полости подъемных труб. При воздействии наружного давления мембрана срезается по контуру проходного отверстия опорного кольца, а при воздействии внутреннего давления — по контуру проходного отверстия нажимного кольца. Нажимное кольцо — сменное, с проходным отверстием различных диаметров, что позволяет

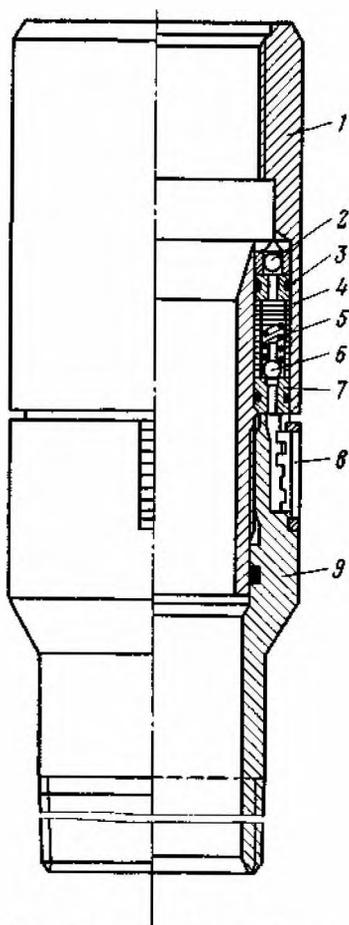


Рис. 1.16. Ингибиторный клапан типа КИНГ:

1 — головка; 2 и 6 — шарик; 3 и 7 — седло; 4 — регулировочные шайбы; 5 — пружина; 8 — фильтр; 9 — корпус

настраивать клапан на различное внутреннее давление открытия. В комплект поставки клапанов входят клапан в сборе и запасные части.

КЛАПАНЫ ИНГИБИТОРНЫЕ ТИПОВ КИНГ, КИНГС И КИНГС1

Предназначены для подачи ингибиторов разного назначения из затрубного пространства в полость подъемных труб в процессе эксплуатации скважины.

Клапаны типа КИНГ применяются в комплексах КПП, типа КИНГС и КИНГС1, соответственно, первый — в комплексах КПП, КСГ, КУСА, второй — в комплексах КУСА, КОУК, КПП1, КПП2, КСГ и КСГ1.

Условное обозначение ингибиторных клапанов: К — клапан, И — ингибиторный, Н — наружного действия, Г — с гидравлическим управлением, С — съемный, 1 — номер модели, цифры после букв — диаметр проходного отверстия (мм) — для КИНГ и условный диаметр клапана — для КИНГС и КИНГС1, следующие цифры — рабочее давление. Например: КИНГ-75-35ОК1, КИНГС1-25-35КЗ.

В клапанах типа КИНГ (рис. 1.16) ингибитор поступает

из затрубного пространства через фильтр и клапан, образуемый седлом 7, шариком 6 и пружиной.

Давление открытия клапана регулируется усилием пружины за счет необходимого числа съемных регулировочных шайб.

Клапан, образуемый седлом 3 и шариком 2, перепускает ингибитор внутрь подъемных труб, не препятствует обратному перетoku в случае, если не происходит подача ингибитора.

Клапаны типа КИНГС и КИНГС1 при помощи спускного инструмента канатной техникой устанавливаются в скважинных камерах и фиксируются в кармане камеры.

Извлечение клапанов проводится канатной техникой при помощи дангового инструмента.

Клапаны в кармане камеры герметизируются двумя наборами манжет.

ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ ТИПОВ СТ, СТ2, СТ2Г И СТ2А

Предназначены для снятия натяжения колонны подъемных труб, возникающего при посадке пакера (кроме СТ) и для компенсации температурных изменений длины колонны подъемных труб.

Телескопические соединения типов СТ и СТ2 применяются в комплексах КПГ, КПГ1, КУСА и КОУК, типов СТ2Г и СТ2А — в комплексах КСГ, КУСА и КОУК.

Условные обозначения телескопических соединений: С — соединение, Т — телескопическое, 2 — двухстороннего действия, Г — с гидравлическим демпфером, А — обозначение модели, цифры после букв — диаметр проходного отверстия (мм), а для соединения СТ2 — условный диаметр колонны подъемных труб (мм) (кроме СТ2-58-50 и СТ2-72-70К3), последние цифры — рабочее давление. Например: СТ-75-35, СТ2Г-58-70К1, СТ2А-72-70К3. Телескопическое соединение типа СТ представляет собой шток, перемещающийся в цилиндре и уплотненный в нем набором манжет. В двух продольных пазах штока и гайки, соединенной с цилиндром, установлены штанги, позволяющие передавать вращение от цилиндра к штоку (рис. 1.17).

В скважину соединение спускают в раскрытом положении.

При удлинении колонны подъемных труб шток, двигаясь внутрь цилиндра, компенсирует удлинение.

ПОСАДОЧНЫЕ НИППЕЛИ

Предназначены для установки и фиксации в них клапанов-отсекателей с замками приемных клапанов.

Ниппели (рис. 1.18, а и б) для посадки клапанов-отсекателей типа КАУ

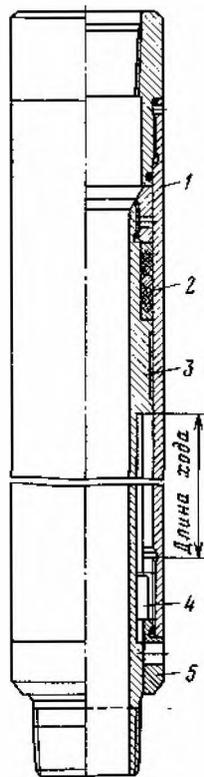


Рис. 1.17. Телескопическое соединение типа СТ:

1 — цилиндр; 2 — уплотнение; 3 — шток; 4 — штанка; 5 — гайка

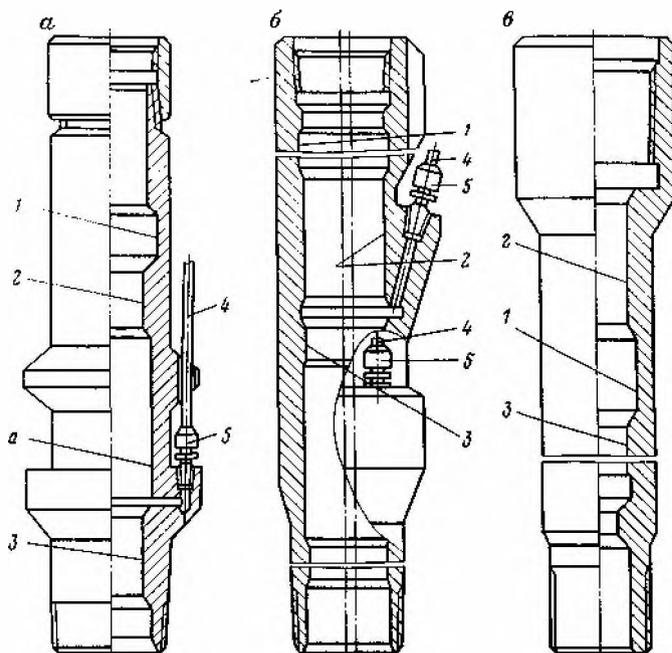


Рис. 1.18. Посадочные nipples клапанов-отсекателей типов КАУ с одной трубкой (а), КАУ с двумя трубками (б) и КА и приемного клапана (в): 1 — канавка для цапги замка; 2, 3 и 6 — расточки под уплотнения; 4 — трубка; 5 — переходник

с замками спускаются в скважину в составе скважинного оборудования с колонной подъемных труб вместе с трубками управления. Цанга замка фиксируется в канавке 1. Уплотнения в расточках 2 и 3 герметизируют камеру а, в которую через трубку управления подается рабочий агент для открытия клапана.

В nipple (см. рис. 1.18, б) уплотнения клапанов-отсекателей типов КАУ-89-70 и КАУ-89-70К2 создают две герметичные камеры для подачи рабочего агента из трубки управления для принудительного открытия и закрытия клапанов.

Nipples (рис. 1.18, в) служат для посадки клапанов-отсекателей типа КА с замками и уравнительным клапаном типа КУМ1 и приемных клапанов типа КПП. В канавке 1 фиксируется замок. В расточках 2 располагаются уплотнения замка, а в расточке 3 — уплотнение клапана-отсекателя или приемного клапана.

Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами — наиболее распространенный способ добычи нефти, охватывающий более 65 % действующего фонда скважин.

Современными штанговыми насосными установками можно добывать нефть из одного или двух пластов скважин глубиной до 3500 м с дебитом жидкости от нескольких кубометров до нескольких сотен кубометров в сутки.

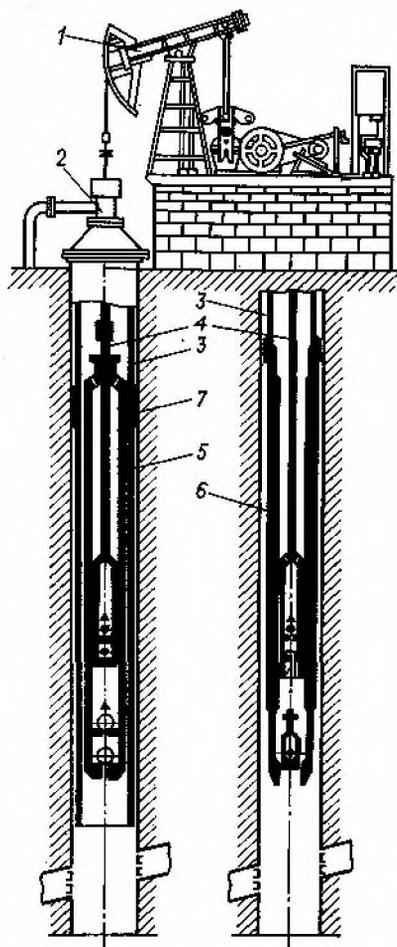
Штанговая насосная установка для эксплуатации одного пласта (рис. 2.1) состоит из станка-качалки, устьевого сальника, колонны насосных штанг и насосно-компрессорных труб, а также вставного или невставного скважинного насоса. Для закрепления в колонне насосно-компрессорных труб вставного скважинного насоса, спускаемого на колонне насосных штанг, применяется замковая опора. Цилиндры невставных насосов спускаются в скважину на конце колонны насосно-компрессорных труб, а плунжер — на конце насосных штанг.

СТАНКИ-КАЧАЛКИ

Станок-качалка — балансирный индивидуальный механический привод штангового скважинного насоса, применяется в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Рис. 2.1. Штанговая насосная установка:

1 — станок-качалка; 2 — сальник устьевой; 3 — колонна НКТ; 4 — колонна насосных штанг; 5 — вставной скважинный насос; 6 — невставной скважинный насос; 7 — опора



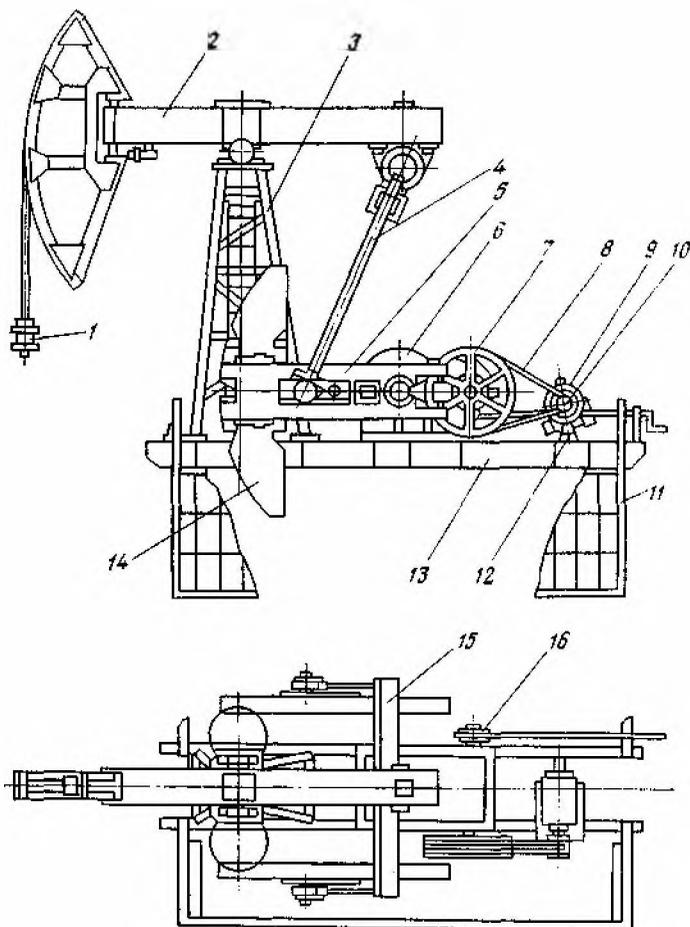


Рис. 2.2. Станок-качалка типа СКД:

1 — подвеска устьевого штока; 2 — балансир с опорой; 3 — стойка; 4 — шатун; 5 — кривошип; 6 — редуктор; 7 — ведомый шкив; 8 — ремень; 9 — электродвигатель; 10 — ведущий шкив; 11 — ограждение; 12 — поворотная плита; 13 — рама; 14 — противовес; 15 — траверса; 16 — тормоз

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. Комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной салазке.

Станки-качалки выполняются в двух исполнениях: СК, выпускаемые семи типоразмеров, и СКД, выпускаемые по ОСТ 26-16-08 — 87 шести типоразмеров (рис. 2.2).

Таблица 2.1

Показатели	СКЗ-1, 2-630	СК5-3-2500	СК6-2,1-2500	СК12-2,5-4000	СК8-3,5-4000	СК8-3,5-5600	СК10-3-5600
Номинальная нагрузка (на устьевом штоке), кН	30	50	60	120	80	80	100
Номинальная длина хода устьевого штока, м	1,2	3	2,1	2,5	3,5	3,5	3
Номинальный крутящий момент (на выходном валу редуктора), кН·м	6,3	25	25	40	40	56	56
Число ходов балансира в минуту	5—15			5—12			
Редуктор	Ц2НШ-315	Ц2НШ-450	Ц2НШ-750Б		Ц2НШ-560		
Габаритные размеры, мм, не более:							
длина	4125	7380	6480	7450	8450	8450	7950
ширина	1350	1840	1840	2246	2246	2246	2246
высота	3245	5195	4960	5730	6210	6210	5835
Масса, кг	3787	9500	8600	14 415	14 200	14 245	14 120

Таблица 2.2

Показатели	СКДЗ-1,5-710	СКД4-2,1-1400	СКД6-2,5-2800	СКД8-3-4000	СКД10-3,5-5600	СКД12-3,0-5600
Номинальная нагрузка (на устьевом штоке), кН	30	40	60	80	100	120
Номинальная длина хода устьевого штока, м	1,5	2,1	2,5	3,0	3,5	3,0
Номинальный крутящий момент (на выходном валу редуктора), кН·м	7,1	14	28	40	56	56
Число ходов балансира в минуту	5—15		5—14		5—12	
Редуктор	Ц2НШ-315	Ц2НШ-450	Ц2НШ-700Б	Ц2НШ-560		
Габаритные размеры, мм, не более:						
длина	4050	5100	6085	6900	7280	6900
ширина	1360	1700	1880	2250	2250	2250
высота	2785	3650	4230	4910	5218	4910
Масса, кг	3270	6230	7620	11 600	12 170	12 065

Таблица 2.3

Типоразмер станка-качалки	Длина хода, м	Глубина спуска (в м)/подача (в м ³ /сут) при диаметре насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
СК3-1,2-630	0,6	<u>1160</u> 4,4	<u>1070</u> 5,4	<u>950</u> 7,1	<u>830</u> 9	<u>635</u> 15,2	<u>440</u> 26,9	—
	1,2	<u>1050</u> 10	<u>950</u> 14	<u>840</u> 19,3	<u>740</u> 24,4	<u>570</u> 40,3	<u>400</u> 64,2	—
СК5-3-2500	1,3	<u>1490</u> 9	<u>1400</u> 11,3	<u>1270</u> 15	<u>1130</u> 19	<u>900</u> 30,2	<u>700</u> 48,8	<u>405</u> 103,7
	3	<u>1255</u> 23,7	<u>1160</u> 30,3	<u>1005</u> 42,3	<u>870</u> 54	<u>700</u> 87,1	<u>550</u> 134,5	<u>345</u> 256,5
СК6-2,1-2500	0,9	<u>1895</u> 6	<u>1715</u> 7	<u>1445</u> 10,2	<u>1300</u> 12,5	<u>1030</u> 14,7	<u>870</u> 26,3	<u>500</u> 71,3
	2,1	<u>1600</u> 19	<u>1500</u> 24	<u>1360</u> 32	<u>1200</u> 40,4	<u>910</u> 65	<u>670</u> 103,2	<u>420</u> 204
СК12-2,5-4000	1,2	<u>2340</u> 5,2	<u>2050</u> 7,6	<u>1740</u> 10,2	<u>1560</u> 12,7	<u>1250</u> 20	<u>1110</u> 30,6	<u>840</u> 55,3
	2,5	<u>3410</u> 18,3	<u>2990</u> 20	<u>2600</u> 25,4	<u>2260</u> 30,2	<u>1210</u> 60	<u>840</u> 104	<u>560</u> 200
СК8-3,5-4000	1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5	<u>640</u> 130,4
	3,5	<u>1620</u> 28	<u>1445</u> 35,2	<u>1240</u> 49,2	<u>1060</u> 62,5	<u>825</u> 101,4	<u>620</u> 158	<u>420</u> 297,7
СК8-3,5-5600	1,8	<u>2305</u> 12	<u>2235</u> 14	<u>1960</u> 18	<u>1750</u> 22,3	<u>1370</u> 36	<u>985</u> 65,5	<u>640</u> 130,4
	3,5	<u>1970</u> 27,5	<u>1900</u> 34,6	<u>1670</u> 46,8	<u>1445</u> 59,6	<u>1075</u> 96,4	<u>815</u> 153,3	<u>550</u> 288,4
СК10-3-5600	1,5	<u>2610</u> 8,3	<u>2290</u> 10,1	<u>1950</u> 13,3	<u>1750</u> 16,3	<u>1400</u> 25,4	<u>1240</u> 38,6	<u>850</u> 81
	3	<u>2590</u> 22,6	<u>2450</u> 28	<u>2290</u> 35,5	<u>2000</u> 43,5	<u>1380</u> 74,8	<u>930</u> 125,5	<u>605</u> 239,3

Таблица 2.4

Типоразмер станка-качалки	Длина хода, м	Глубина спуска (в м)/подача (в м³/сут) при диаметре насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
СКД3-1,5-710	0,9	<u>1166</u>	<u>1078</u>	<u>870</u>	<u>754</u>	<u>570</u>	<u>427</u>	—
		7,5	9,4	13,5	17,3	29,2	46,3	
	1,5	<u>1022</u>	<u>906</u>	<u>727</u>	<u>598</u>	<u>437</u>	<u>313</u>	—
		14,2	18,3	25,7	33,1	54,8	84,9	
СКД4-2,1-1400	0,9	<u>1484</u>	<u>1372</u>	<u>1209</u>	<u>1045</u>	<u>783</u>	<u>583</u>	<u>334</u>
		6,7	8,2	10,6	13,8	24,4	40,5	87,6
	2,1	<u>1264</u>	<u>1127</u>	<u>919</u>	<u>780</u>	<u>567</u>	<u>408</u>	<u>235</u>
		20,3	25,8	36,1	46,1	76,2	118,2	225,8
СКД6-2,5-2800	0,9	<u>1810</u>	<u>1676</u>	<u>1369</u>	<u>1145</u>	<u>1065</u>	<u>751</u>	<u>490</u>
		5,2	6,6	8,8	11,0	17,7	35,7	72,5
	2,5	<u>1804</u>	<u>1490</u>	<u>1453</u>	<u>1251</u>	<u>857</u>	<u>609</u>	<u>386</u>
		22,0	28,5	37,0	48,0	82,1	129,7	245,5
СКД8-3-4000	1,6	<u>2187</u>	<u>2064</u>	<u>1867</u>	<u>1346</u>	<u>1600</u>	<u>976</u>	<u>637</u>
		10,2	12,3	15,5	25,0	32,0	55,9	112,2
	3	<u>1956</u>	<u>1843</u>	<u>1661</u>	<u>1176</u>	<u>980</u>	<u>750</u>	<u>469</u>
		23,1	29,1	39,3	53,7	87,2	131,0	249,6
СКД10-3,5-5600	1,8	<u>2788</u>	<u>2552</u>	<u>2172</u>	<u>1694</u>	<u>1872</u>	<u>1230</u>	<u>796</u>
		11,5	13,4	17,3	27,5	35,4	57,7	120
	3,5	<u>2446</u>	<u>2305</u>	<u>2041</u>	<u>1389</u>	<u>1106</u>	<u>860</u>	<u>544</u>
		27,5	34	45,3	62,7	101,9	151,8	288,9
СКД12-3-5600	1,6	<u>2689</u>	<u>2363</u>	<u>2011</u>	<u>1997</u>	<u>1733</u>	<u>1291</u>	<u>971</u>
		9,1	11	14,3	19,1	29,4	41,5	74,4
	3	<u>3161</u>	<u>2989</u>	<u>2691</u>	<u>1808</u>	<u>1377</u>	<u>1028</u>	<u>644</u>
		22,7	26,6	32,5	50,3	82,4	122,0	236,6

Технические характеристики станков-качалок приведены в табл. 2.1 и 2.2, их области применения — в табл. 2.3 и 2.4.

Отличительные особенности станков-качалок типа СКД следующие: кинематическая схема преобразующего механизма несимметричная (дезаксиальная) с углом дезаксиала 9° и повышенным кинематическим отношением 0,6; меньшие габариты и масса; редуктор установлен непосредственно на раме станка-качалки.

РЕДУКТОРЫ Ц2НШ

Предназначены для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Применяется в станках-качалках и других механических приводах штанговых скважинных насосов в умеренном и холодном макроклиматических районах.

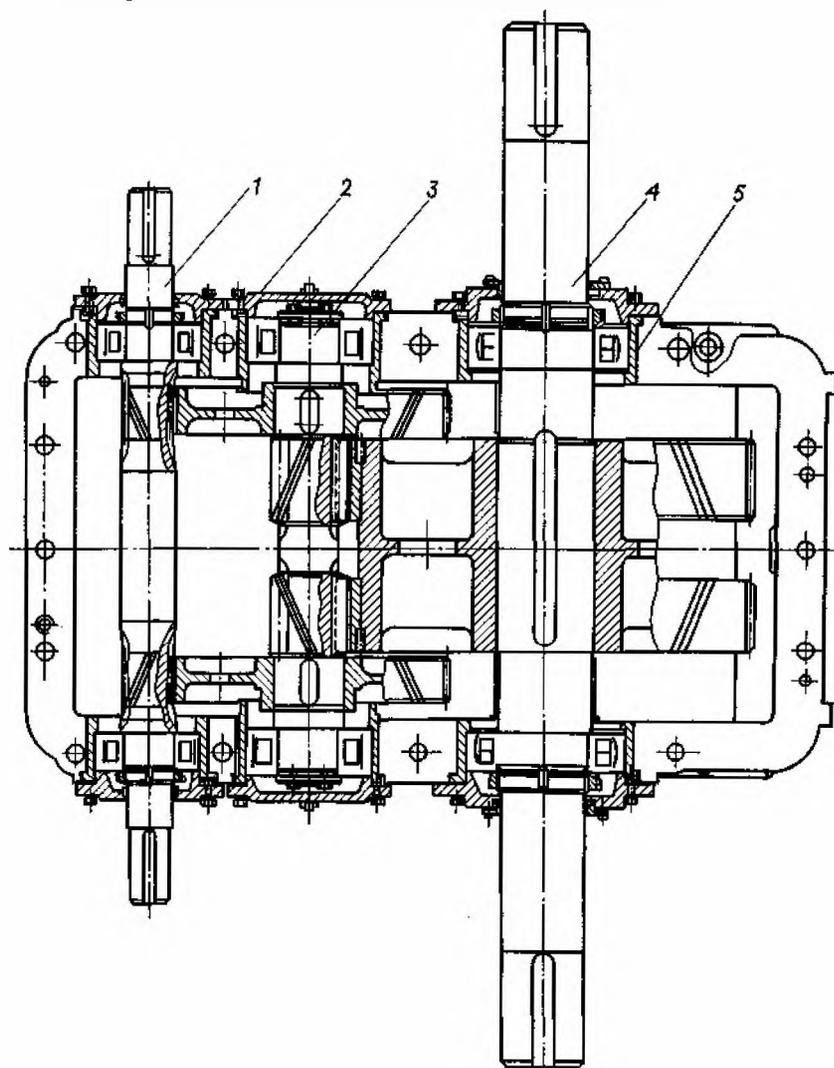


Рис. 2.3. Редуктор типа Ц2НШ:

1 — ведущий вал; 2 — крышка подшипника; 3 — промежуточный вал; 4 — ведомый вал; 5 — стакан подшипника

Таблица 2.5

Редуктор	Номинальный крутящий момент (на выходном валу), кН·м	Межосевое расстояние, мм			Переда- точное число	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		суммарное	быстроход- ной ступени	тихоходной ступени		длина	ширина	высота	
Ц2НШ-315	7,1	515	200	315	39,868	1010	1140	685	680
Ц2НШ-355	14	580	225	355	40,35	1130	1400	760	1090
Ц2НШ-450	28	730	280	450	39,924	1475	1554	984	2090
Ц2НШ-750Б	40	750	300	450	37,18	1483	1930	960	2735
Ц2НШ-560	56	915	355	560	40,315	1775	1930	1125	3200

Редуктор (рис. 2.3) — двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей зацепления Новикова. Быстроходная ступень — раздвоенный шеврон, тихоходная ступень — шевронная с канавкой.

Ведущий и промежуточные валы установлены на роликоподшипниках радиальных с короткими цилиндрическими роликами, однорядными; ведомый вал — на роликоподшипниках сферических двухрядных. На концах ведущего вала насажены ведомый шкив клиноременной передачи и шкив тормоза. На оба конца ведомого вала насажены кривошпы.

Смазка зацепления — картерная, окунанием. Смазка опор промежуточного и ведомого валов — принудительно картерная, быстроходного — картерная. Техническая характеристика редукторов типа Ц2НШ приведена в табл. 2.5.

ПОДВЕСКИ УСТЬЕВОГО ШТОКА ПСШ

Предназначены для соединения устьевого штока с приводом штангового скважинного насоса. Позволяют исследовать скважины с помощью гидравлического динамографа, а также регулировать установку плунжера в цилиндре насоса.

Предусмотрена возможность применения подвесок в условиях умеренного и холодного макроклиматических районов.

Подвески типа ПСШ выпускаются трех типоразмеров. Их техническая характеристика приведена ниже.

	ПСШ-3	ПСШ-6	ПСШ-15
Наибольшая допустимая нагрузка, кН	30	60	150
Диаметр устьевого штока, мм	31	31	36
Диаметр каната, мм	16	22,5	22,5
Габаритные размеры, мм:			
длина	250	285	300
ширина	86	100	108
высота	195	210	245
Масса полного комплекта, кг	16	26	44

ШТОКИ САЛЬНИКОВЫЕ УСТЬЕВЫЕ ШСУ

Предназначены для соединения колонны насосных штанг с канатной подвеской станка-качалки. Применяются в умеренном и холодном макроклиматических районах. Их изготавливают из круглой холодноотянутой калиброванной качественной углеродистой стали марки 40.

Чистота поверхности сальниковых штоков обеспечивается заводом-поставщиком калиброванного проката.

Калиброванный прокат, из которого изготавливаются штоки, поставляется в состоянии нормализации; штоки не проходят дополнительную термическую обработку.

Для соединения с насосными штангами используются штанговые муфты, серийно выпускаемые заводами-изготовителями насосных штанг. Выпускают сальниковые штоки трех типоразмеров. Их техническая характеристика приведена ниже.

	ШСУ31-2600	ШСУ31-4600	ШСУ36-5600
Наибольшая нагрузка на шток, кН	65	65	100
Присоединительная резьба насосных штанг по ГОСТ 13877—80, мм	ШН22	ШН22	ШН25
Габаритные размеры, мм:			
диаметр	31	31	36
длина	2600	4600	5600
Масса, кг	15	27	46

ШТАНГИ НАСОСНЫЕ

Эти штанги служат соединительным звеном между наземным индивидуальным приводом станка-качалки и скважинным насосом. Предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса.

Штанга представляет собой стальной стержень круглого сечения диаметром 12—28 мм и длиной 1000—8000 мм с высаженными резьбовыми концами (рис. 2.4, табл. 2.6 и 2.7). Резьба штанги — метрическая специальная.

Т а б л и ц а 2.6

Штанга	Номинальный диаметр штанги (по телу) d_0 , мм	Номинальный диаметр резьбы штанги (наружный) d , мм	Диаметр опорного бурта D , мм	Диаметр опорного бурта D_1 , мм	Размеры квадратной части головки штанги, мм	
					l_1	s
ШН16	16	23,824	34	32	35	22
ШН19	19	26,999	38	37	35	27
ШН22	22	30,174	43	38	35	27
ШН25	25	34,936	51	46	42	32

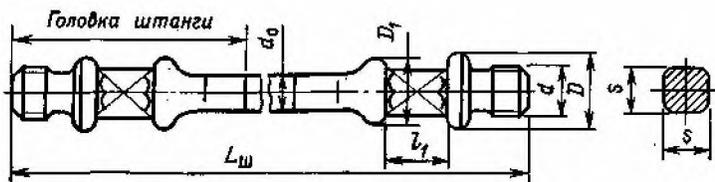


Рис. 2.4. Насосная штанга

Штанги в основном изготовляют из легированных сталей и выпускают длиной 8000 мм и укороченные — 1000, 1200, 1500, 2000 и 3000 мм как для нормальных, так и для коррозионных условий эксплуатации. Укороченные штанги применяются при регулировании длины колонны штанг с целью нормальной

Таблица 2.7

Штанга	Масса штанги (в кг) при длине $L_{ш}$, мм					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
ШН16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
ШН19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29
ШН22	3,71	4,3	5,2	6,7	9,68	24,5
ШН25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65

Таблица 2.8

Сталь марки	Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Относительное сужение, %, не менее	Ударная вязкость, Дж/см ² , не менее	Твердость по Бринеллю НВ, не более	Вид термической обработки
40	570	320	16	45	60	217	Нормализация или нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ
20Н2М	600	390	21	56	120	200	То же
	630	520	18	65	150	260	Объемная закалка и высокий отпуск
15НЗМА	650	500	22	60	180	229	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ
15Х2НМФ	700	630	16	63	140	255	Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск

Таблица 2.9

Сталь марки	Вид термической обработки	Область применения штанг		Допускаемое приведенное напряжение в штангах, МПа, не более
		Условия эксплуатации по коррозионности продукции скважины	Диаметр скважинных насосов (от—до), мм	
40	Нормализация Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные	28—95	70
			28—43	120
			55—95	100
20Н2М	Нормализация	Некоррозионные	28—95	90
				Коррозионные с влиянием H ₂ S
	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные	28—43 55—95	130
				110
	Объемная закалка и высокий отпуск	Некоррозионные	28—95	100
				Коррозионные
15Н3МА	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные	28—43 55—95	170
				150
15Х2НМФ	Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск	Некоррозионные	28—95	100
				Коррозионные без влияния H ₂ S

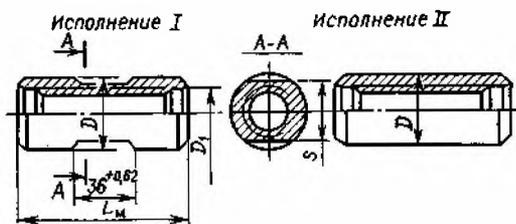


Рис. 2.5. Соединительная муфта

насадки плунжера скважинного насоса. Они изготавливаются из стали той же марки и подвергаются такой же термообработке, что и штанги нормальной длины.

Штанги, подвергнутые нормализации и последующей поверхностной термообработке ТВЧ, предназначены для тяжелых условий эксплуатации, обладают более высокими механическими свойствами (табл. 2.8), чем штанги нормализованные. В табл. 2.9 приводятся марка стали, вид термообработки в зависимости от области применения насосных штанг.

Насосные штанги применяются в виде колонн, составленных из отдельных штанг и соединенных посредством муфт.

Выпускаются штанговые муфты: соединительные типа МШ (рис. 2.5, табл. 2.10) для соединения штанг разного размера и переводные типа МШП для соединения штанг разного размера.

Муфты каждого типа изготавливаются в исполнении I с «лысками» под ключ и в исполнении II без «лысок».

Муфты каждого типа большей частью изготавливаются из углеродистой стали марок 40 и 45. Предусматривается также изготовление муфты из легированной стали марки 20Н2М для применения в тяжелых условиях эксплуатации.

Муфты в основном подвергаются поверхностной термообработке ТВЧ.

Таблица 2.10

Соединительная муфта	Номинальный диаметр соединяемой штанги (по телу) d_n , мм	Наружный диаметр муфты D , мм		Диаметр расточ. кн D_1 , мм	Длина муфты L_M , мм	Толщина муфты на участке «лыски» s , мм	Масса муфты, кг	
		без «лыски»	с «лыской»				без «лыски»	с «лыской»
МШ16	16	34	36	24,25	80	32	0,32	0,4
МШ19	19	40	42	27,43	82	36	0,47	0,53
МШ22	22	45	46	30,50	90	41	0,65	0,68
МШ25	25	50	—	35,36	102	—	1,04	—

САЛЬНИКИ УСТЬЕВЫЕ СУС

Предназначены для уплотнения сальникового штока скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами и расположенных в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Отличительная особенность сальника — наличие пространственного шарового шарнира между головкой сальника (несущей внутри себя уплотнительную набивку) и тройником. Шарнирное соединение, обеспечивая самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью ствола скважины, уменьшает односторонний износ набивки, увеличивает срок службы сальника.

Сальник рассчитан на повышенные давления на устье скважины и обеспечивает надежное уплотнение штока при одно-трубных системах сбора нефти и газа.

Устьевые сальники изготавливаются двух типов: СУС1 — с одинарным уплотнением (для скважин с низким статическим уровнем и без газопроявлений) (рис. 2.6); СУС2 — с двойным уплотнением (для скважин с высоким статическим уровнем и с газопроявлениями).

Взамен устьевых сальников типов СУС1-73-31 и СУС2-73-31 в настоящее время выпускаются устьевые сальники типов СУС1А-73-31 и СУС2А-73-31, в конструкции которых внесены некоторые изменения, так например, вместо откидных болтов в узле шаровой головки использована накидная гайка и др.

Техническая характеристика устьевых сальников приведена ниже.

	СУС1 73-31	СУС2-73-31
Присоединительная резьба по НК трубам по ГОСТ 633—80, мм	73	73
Диаметр устьевого штока, мм	31	31
Наибольшее давление (при неподвижном штоке и затянутой сальниковой набивке), МПа	7	14
Рабочее давление (при неподвижном штоке), МПа	4	4
Габаритные размеры, мм	340×182×407	340×182×526
Масса, кг	21	24
	Продолжение	
	СУС1А-73-31	СУС2А-73-31
Присоединительная резьба по НК трубам по ГОСТ 633—80, мм	73	73
Диаметр устьевого штока, мм	31	31
Наибольшее давление (при неподвижном штоке и затянутой сальниковой набивке), МПа	7	14
Рабочее давление (при неподвижном штоке), МПа	4	4
Габаритные размеры, мм	340×102×440	340×012×560
Масса, кг	19	22

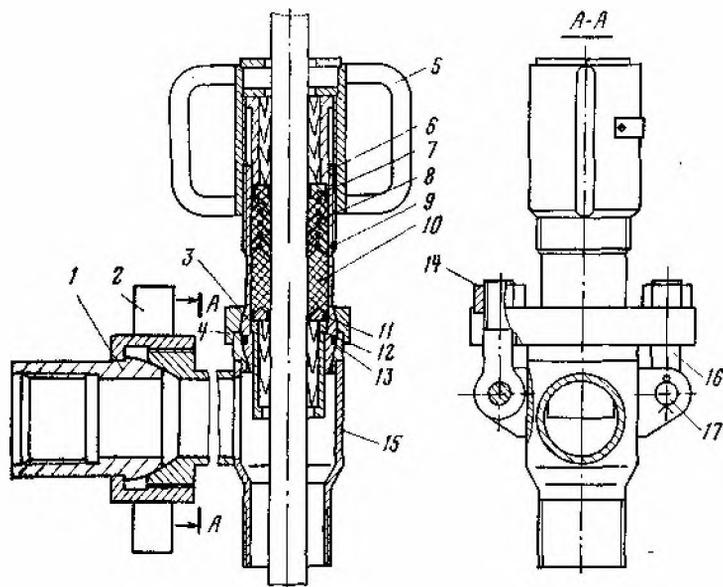


Рис. 2.6. Сальник устьевой СУС1:

1 — nipple; 2 — накидная гайка; 3 — втулка; 4 — крышка шаровая; 5 — крышка головки; 6 — верхняя втулка; 7 — нажимное кольцо; 8, 10 — манжеты; 9 — шаровая головка; 11 — опорное кольцо; 12 — нижняя втулка; 13 — кольцо; 14 — гайка; 15 — тройник; 16 — откидной болт; 17 — палец

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ

ОУ-140-146/168-65Б и ОУ-140-146/168-65БХЛ

Это оборудование предназначено для герметизации устья и регулирования отбора нефти в период фонтанирования при эксплуатации штанговыми скважинными насосами, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах, расположенных в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В оборудовании устья типа ОУ колонна насосно-компрессорных труб расположена эксцентрично относительно оси скважины, что позволяет проводить исследовательские работы через межтрубное пространство.

Запорное устройство оборудования — проходной кран с обратной пробкой. Скважинные приборы опускаются по межтрубному пространству через специальный патрубок.

Подъемные трубы подвешены на конусе. Насосно-компрессорные трубы и патрубок для спуска приборов уплотнены разрезными резиновыми прокладками и нажимным фланцем. Конус и все закладные детали уплотнительного узла выполнены разборными.

В оборудовании применен устьевой сальник с двойным уплотнением. Для перепуска газа в систему нефтяного сбора и для предотвращения разлива нефти в случае обрыва полированного штока предусмотрены обратные клапаны.

Оборудование унифицировано с серийно выпускаемой фонтанной арматурой с проходными пробковыми кранами. Техническая характеристика приведена ниже.

Рабочее давление, МПа:	
в арматуре	14
при остановившемся станке-качалке	14
при работающем станке-качалке	4
Запорное устройство ствола и боковых отводов	Кран пробковый проходной типа КППС
Рабочая среда	Некоррозионная
Габаритные размеры, мм	2100×430×996
Масса, кг	450

ОБОРУДОВАНИЕ ОУГ-65×21

Предназначено для герметизации устья нефтяных скважин, оснащенных гидроприводными насосами.

Применяется в умеренном и холодном макроклиматических районах.

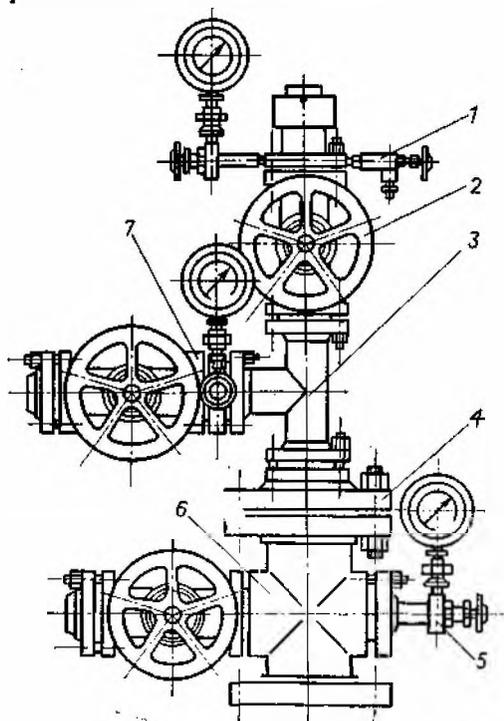


Рис. 2.7. Оборудование устьевое ОУГ-65×21:

1 — сливной вентиль; 2 — задвижка; 3 — тройник; 4 — передний фланец; 5 — вентиль ВК-3; 6 — крестовик; 7 — промежуточный фланец

Оборудование ОУГ-65×21 (рис. 2.7) обеспечивает подвеску лифтовых труб, проведение ряда технологических операций с целью спуска и извлечения гидROPоршневого насоса, а также проведение ремонтных исследовательских и профилактических работ.

Техническая характеристика оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм:		
стволы и боковых отводов		65
Рабочее давление, МПа		21
Запорное устройство	Задвижка с принудительной подачей смазки ЗМС1-65×210Н	960×695×1580
Габаритные размеры, мм		
Масса, кг:		
в собранном виде		680
комплекта		770

СКВАЖИННЫЕ ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ

Скважинные штанговые насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99 %, температурой не более 130 °С, содержанием сероводорода не более 50 г/л, минерализацией воды не более 10 г/л. Рекомендуемая область применения скважинных насосов представлена в табл. 2.11.

Скважинные насосы представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами; спускаются в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Скважинные насосы изготавливаются следующих типов:

- НВ1 — вставные с замком наверху;
- НВ2 — вставные с замком внизу;
- НН — невставные без ловителя;
- НН1 — невставные с захватным штоком;
- НН2 — невставные с ловителем.

ИСО

Выпускаются насосы следующих конструктивных исполнений:

по конструкции (исполнению) цилиндра: Б — с толстостенным цельным (безвтулочным) цилиндром; С — с составным (втулочным) цилиндром;

по конструктивным особенностям, определяемым функциональным назначением (областью применения): Т — с полым (трубчатым) штоком, обеспечивающим подъем жидкости по каналу колонны трубчатых штанг; А — со сцепляющим устройством (только для насосов типа «НН»), обеспечивающим сцепление колонны насосных штанг с плунжером насоса; Д1 — одноступенчатые, двухплунжерные, обеспечивающие создание гидравлического тяжелого низа; Д2 — двухступенчатые, двух-

Таблица 2.11

Штанговый насос	Условный размер, мм	Длина хода, мм	Содержание механических примесей, т/л	Вязкость добываемой жидкости, Па·с, не более	Объемное содержание свободного газа, %, не более	pH
НВ1Б	29; 32; 38; 44; 57	1200—6000	До 1,3	0,025	10	4,2—6,8
НВ2Б	32; 38; 44; 57	1800—6000				
НН2Б	32; 44; 57; 70; 95	1200—4500				
НВ1С	29; 32; 38; 44; 57	1200—3500				
НН2С	32; 44; 57; 70; 95	1200—3500				
НН1С	29; 32; 44; 57	900				
НН2БУ	44; 57	1800—3500				
ННБА	70; 95; 102	2500—4500				
НВ1Б ... И	29; 32; 38; 44; 57	1200—6000	Более 1,3			6—8
НН2Б ... И	32; 44; 57; 70; 95	1200—4500				
НВ1БТ ... И	44; 57	1200—3000				
НН2БТ ... И						
НВ1БД1	38/57; 57/44	1800—3500	До 1,3	0,3		
ННБД1	44/29; 57/32; 70/44	1800—3000				
НВ1БД2	38/57	1800—3500				

плунжерные, обеспечивающие двухступенчатое сжатие откачиваемой жидкости (насосы, кроме исполнений Д1 и Д2 — одноступенчатые, одноплунжерные);

по стойкости к среде: без обозначения — стойкие к среде с содержанием механических примесей до 1,3 г/л (нормальные); И — стойкие к среде с содержанием механических примесей более 1,3 г/л (абразивостойкие).

В условном обозначении насоса, например НН2БА-44-18-15-2, первые две буквы и цифра указывают тип насоса, следующие буквы — исполнение цилиндра и насоса, первые две цифры — диаметр насоса, последующие — длину хода плунжера в мм и напор в метрах, уменьшенные в 100 раз и последняя цифра — группу посадки.

Вставные скважинные насосы закрепляются в насосно-компрессорных трубах на замковой опоре типа ОМ, в условное обозначение которой входит тип опоры; условный размер опоры; номер отраслевого стандарта.

Применяемость замковых опор в зависимости от размера скважинного насоса приведена в табл. 2.12.

Скважинный штанговый насос — гидравлическая машина объемного типа, где уплотнение между плунжером и цилиндром достигается за счет высокой точности их рабочих поверхностей и регламентируемых зазоров. В зависимости от размера зазора (на диаметр) в паре «цилиндр — плунжер» выпускают насосы четырех групп посадок (табл. 2.13).

Цилиндры насосов выпускают в двух исполнениях:

ЦБ — цельный (безвулочный), толстостенный;

ЦС — составной, из набора втулок, стянутых внутри кожуха переводниками.

В зависимости от назначения и области применения скважинных насосов плунжеры и пары «седло — шарик» клапанов выпускаются различных конструкций, материальных исполнений и с различными видами упрочнений их рабочих поверхностей.

Плунжеры насосов выпускают в четырех исполнениях:

П1Х — с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и с хромовым покрытием наружной поверхности;

П2Х — то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце;

П1И — с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой на верхнем конце и упрочнением наружной поверхности напылением износостойкого порошка;

П2И — то же, без цилиндрической расточки на верхнем конце.

Пары «седло — шарик» клапанов насосов имеют три исполнения;

Таблица 2.12

Замковая опора	Размер трубы по ГОСТ 633-80	Рабочее давление, МПа	Минимальное усилие срыва замка, кН	Габаритные размеры, мм		Масса, кг	Применяемость с насосами
				диаметр	длина		
ОМ-60	60	35	3,0	73	3290	26,0	НВ1С-29, НВ1С-32, НВ1Б-29, НВ1Б-32, НВ2Б-32, НВ1Б-29, НВ1Б-32
ОМ-73	73	30	3,5	89	3317	35,0	НВ1С-38, НВ1С-44, НВ1Б-38, НВ1Б-44, НВ2Б-38, НВ2Б-44, НВ1БТ-44, НВ1Б-38, НВ1Б-44
ОМ-89	89	25	3,5	102	3367	53,0	НВ1С-57, НВ1Б-57, НВ2Б-57, НВ1БД1-38/57, НВ1БД1-57/44, НВ1БД2-38/57, НВ1БТ-57, НВ1Б-57

К — с цилиндрическим седлом и шариком из нержавеющей стали;

КБ — то же, с седлом с буртиком;

КИ — с цилиндрическим седлом из твердого сплава и шариком из нержавеющей стали.

Скважинные насосы нормального исполнения по стойкости к среде, применяемые преимущественно для подъема жидкости с незначительным содержанием (до 1,3 г/л) механических примесей, комплектуются плунжерами исполнения П1Х или П2Х и парами «седло—шарик» исполнения К или КБ. Скважинные насосы абразивостойкого исполнения И, применяемые преимущественно для подъема жидкости с содержанием более 1,3 г/л механических примесей, комплектуются плунжерами исполнения П1И или П2И и парами «седло—шарик» исполнения КИ.

Таблица 2.13

Группа посадки	Размер зазора (в мм) между цилиндром и плунжером насоса при исполнении цилиндра	
	Б	С
0	До 0,045	До 0,045
1	0,01—0,07	0,02—0,07
2	0,06—0,12	0,07—0,12
3	0,11—0,17	0,12—0,17

Конструктивно все скважинные насосы состоят из цилиндра, плунжера, клапанов, замка (для вставных насосов), соединительных и установочных деталей. При конструировании насосов соблюдается принцип максимально возможной унификации указанных узлов и деталей для удобства замены потребителем изношенных деталей и сокращения номенклатуры потребных запасных частей.

Скважинные насосы исполнения НВ1С (рис. 2.8) предназначены для откачивания из нефтяных скважин маловязкой жидкости с содержанием механических примесей до 1,3 г/л и свободного газа на приеме насоса не более 10 %.

Насос состоит из составного цилиндра исполнения ЦС, на нижний конец которого накручен сдвоенный всасывающий клапан, а на верхний — замок, плунжера исполнения П1Х, подвижно расположенного внутри цилиндра, на резьбовые концы которого навинчены: снизу — сдвоенный нагнетательный клапан, а сверху — клетка плунжера. Для присоединения плунжера к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и закрепленным контргайкой. В расточке верхнего переводника цилиндра расположен упор, упираясь на который, плунжер обеспечивает срыв скважинного насоса с опоры. Клапаны насосов комплектуются парой «седло — шарик» исполнения КБ или К.

Техническая характеристика скважинных насосов исполнения НВ1С приведена в табл. 2.14.

Скважинный насос спускается на колонне насосных штанг в колонну насосно-компрессорных труб и закрепляется в опоре.

Принцип работы насоса заключается в следующем. При ходе плунжера вверх в межклапанном пространстве цилиндра создается разрежение, за счет чего открывается всасывающий клапан и происходит заполнение цилиндра. Последующим ходом плунжера вниз межклапанный объем сжимается, за счет чего открывается нагнетательный клапан и поступившая в цилиндр жидкость перетекает в зону над плунжером. Периодически совершаемые плунжером перемещения вверх и вниз обеспечивают откачку пластовой жидкости и нагнетание ее на поверхность.

Скважинные насосы исполнения НВ1Б. Эти насосы по назначению, конструктивному исполнению, принципу работы аналогичны насосам исполнения НВ1С и отличаются от них только тем, что в качестве цилиндра использованы цельные цилиндры исполнения ЦБ, характеризующиеся повышенной прочностью, износостойкостью и транспортабельностью по сравнению с цилиндрами исполнения ЦС.

Техническая характеристика насосов исполнения НВ1Б приведена в табл. 2.15.

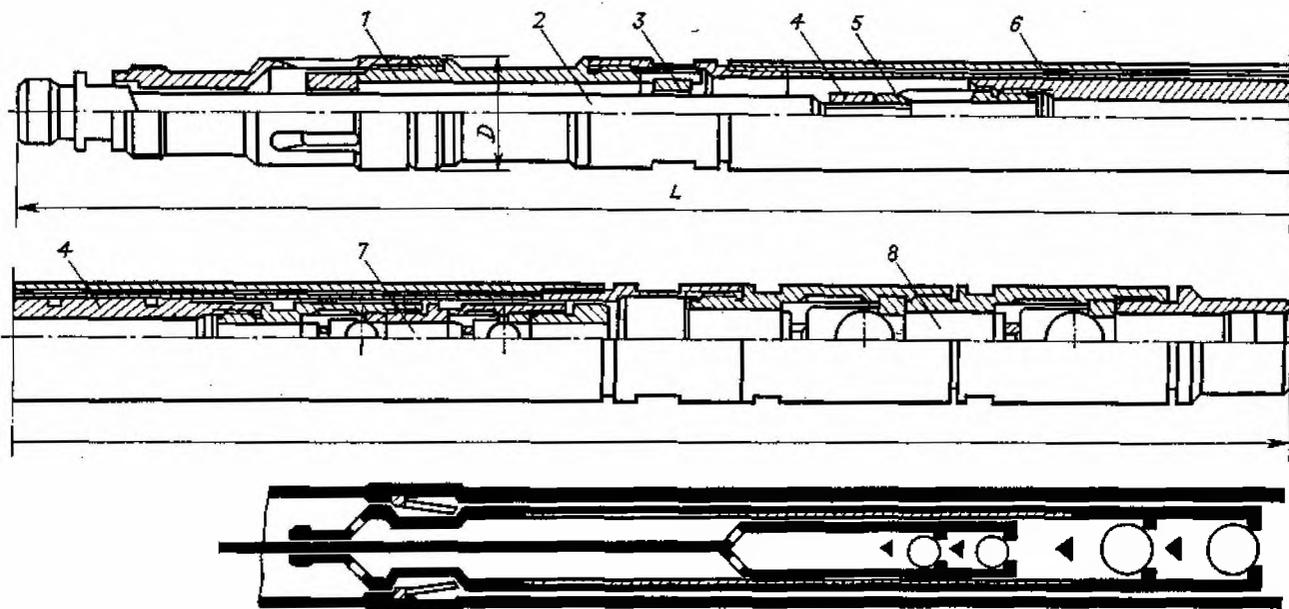


Рис. 2.8. Насос скважинный штанговый исполнения НВІС:

1 — замок; 2 — шток; 3 — упор; 4 — контргайка; 5 — клетка плунжера; 6 — цилиндр; 7 — нагнетательный клапан; 8 — всасывающий клапан

Таблица 2.14

Насос	Диаметр са, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная по- дача при 10-и двойных ходах в минуту, м ³ /сут	Напор, м	Длина плун- жера, мм	Присоедини- тельная резьба к штангам ГОСТ 18877 — 80	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
							диаметр D	длина L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НВ1С-29-12-15	29	1200	11,4	1500	1200		48,2	4000	36
НВ1С-29-18-15		1800	17,1					4600	42,3
НВ1С-29-18-25				2500	1800			5200	48
НВ1С-29-25-15		2500	23,8	1500	1200			5800	53,5
НВ1С-29-25-25				2500	1800				
НВ1С-29-30-15		3000	28,5	1500	1200				
НВ1С-29-30-25				2500	1800			6400	59,5
НВ1С-32-12-15	32	1200	14	1500	1200	Ш19	48,2	4000	33
НВ1С-32-18-15		1800	21					4600	39
НВ1С-32-18-22				2200	1800			5200	45
НВ1С-32-25-15		2500	29	1500	1200			5800	49
НВ1С-32-25-22				2200	1800				
НВ1С-32-30-15		3000	35	1500	1200				
НВ1С-32-30-22				2200	1800			6400	53,5

Продолжение табл. 2.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НВ1Б-38-35-15	38	3500	57,5	1500	1200	Ш19	59,7	6500	70
НВ1Б-38-35-20				2000	1500			6800	73,5
НВ1Б-38-45-15		4500	73,5	1500	1200			7400	77,5
НВ1Б-38-45-20				2000	1500			7700	82,5
НВ1Б-38-60-15		6000	98	1500	1200			8900	95,5
НВ1Б-38-60-20				2000	1500			9200	99
НВ1Б-44-12-15	44	1200	26,3	1500	1200	Ш19	59,7	4100	48
НВ1Б-44-18-15		1800	39,4					4700	55
НВ1Б-44-25-15		2500	54,7					5300	63
НВ1Б-44-30-15		3000	65,6					5900	68
НВ1Б-44-35-15		3500	76,6					6500	74
НВ1Б-44-45-15		4500	98,5					7400	88
НВ1Б-44-60-15		6000	131,3					8900	105
НВ1Б-57-18-12	57	1800	66,1	1200	1200	Ш22	72,9	4800	73
НВ1Б-57-25-12		2500	91,8					5400	82,5
НВ1Б-57-30-12		3000	110,2					6000	92
НВ1Б-57-35-12		3500	128,5					6600	98
НВ1Б-57-45-12		4500	165,3					7500	108
НВ1Б-57-60-12		6000	220,4					9000	135

Скважинные насосы исполнения НВ1Б...И предназначены для откачивания из нефтяных скважин маловязкой жидкости с содержанием механических примесей более 1,3 г/л и свободного газа на приеме насоса до 10 %.

Конструктивно скважинный насос НВ1Б...И аналогичен насосу исполнения НВ1Б, однако он комплектуется одинарными клапанными узлами исполнения КИ с седлами клапанов исполнения КИ и плунжером исполнения ПИИ.

Принцип работы скважинного насоса исполнения НВ1Б...И аналогичен насосу исполнения НВ1С.

Скважинные насосы исполнения НВ1БТ...И. Область применения этих насосов аналогична насосу НВ1Б...И. И, однако они более стойкие к абразивному износу ввиду подъема жидкости по полости трубчатых штанг из-за значительного уменьшения концентрации абразива в зазоре трущейся пары «цилиндр — плунжер».

Конструктивно насос состоит из цельного цилиндра исполнения ЦБ, на нижний конец которого навинчен одинарный всасывающий клапанный узел, а на верхний конец — замок. Внутри цилиндра подвижно расположен плунжер, на нижний конец которого навинчен нагнетательный клапан. На плунжер сверху через переводник навинчен полый шток со сливным устройством, имеющим на верхнем конце резьбу для присоединения к колонне полых штанг.

Сливное устройство, взаимодействуя с замком, обеспечивает слив жидкости из внутренней полости полых штанг при демонтаже скважинного насоса.

Принцип работы скважинного насоса исполнения НВ1БТ...И аналогичен работе насоса исполнения НВ1С с учетом вытеснения жидкости из цилиндра при ходе вниз в полость колонны полых штанг.

Скважинные насосы исполнения НВ1БД1-38/57 предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости с повышенной вязкостью до 0,3 Па·с и содержанием механических примесей до 1,3 г/л.

Насосы состоят из двух частей — разделителя и нижнего насоса, последовательно соединенных между собой.

Разделитель содержит цельный цилиндр исполнения ЦБ диаметром 38 мм с замком в верхней части. Внутри цилиндра подвижно расположен плунжер исполнения П1Х диаметром 38 мм, к верхней части которого привинчена клетка плунжера. Для присоединения плунжера к колонне насосных штанг используется шток, ввинченный в клетку плунжера и законтренный контргайкой. В расточке верхнего конца цилиндра размещен упор, обеспечивающий срыв насоса с опоры.

Нижний насос состоит из цельного цилиндра исполнения ЦБ диаметром 57 мм, внутри которого подвижно расположен

плунжер исполнения П2Х диаметром 57 мм. На верхний конец плунжера навинчен блок клапанный с полым штоком.

Для соединения разделителя с нижним насосом полый шток ввинчивается в плунжер разделителя, а цилиндр насоса — в цилиндр разделителя через переводники.

Работа насоса по откачиванию высоковязкой жидкости заключается в следующем. При ходе плунжеров вниз в зоне цилиндров, заключенной между плунжерами, создается разрежение, за счет чего открывается нижний клапан блока клапанного и в упомянутую зону поступает пластовая жидкость. Закрытый при этом верхний клапан блока клапанного воспринимает давление столба жидкости и создает дополнительную направленную вниз нагрузку, способствующую преодолению гидравлических сопротивлений в насосе и усилий трения колонны штанг об откачиваемую высоковязкую жидкость. Последнее весьма существенно, так как основное препятствие применения насосной эксплуатации для откачивания высоковязкой жидкости — зависание штанг из-за чрезмерных усилий трения.

Скважинные насосы исполнения НВ1БД2-38/57 применяются для откачивания из скважин жидкости с содержанием свободного газа у приема насоса до 25 % и механических примесей до 1,3 г/л.

Конструкция насоса исполнения НВ1БД2 полностью идентична насосам НВ1БД1-38/57 с той лишь разницей, что цилиндр нижнего насоса снабжен всасывающим клапаном исполнения С1К-dB.

Принцип работы насоса по откачиванию высокогазированной жидкости заключается в следующем. При ходе плунжеров вверх в зоне цилиндра нижнего насоса, расположенной над всасывающим клапаном создается разрежение, за счет чего в нее поступает газированная пластовая жидкость при открытом всасывающем клапане. При последующем ходе плунжеров вниз газированная жидкость из этой зоны, сжимаясь, перетекает в зону, расположенную между плунжерами при открытом нижнем клапане блока клапанного. Ввиду того, что межплунжерная зона по объему меньше зоны нижнего цилиндра, газожидкостная смесь в ней будет иметь давление больше давления всасывания. При следующем ходе вверх жидкость между плунжерами, повторно сжимаясь, вытесняется в колонну подъемных труб при открытом верхнем клапане блока клапанного.

Таким образом, откачиваемая жидкость, дважды сжимаясь в насосе, предотвращает его блокировку при большом газосодержании.

Скважинные насосы исполнения НВ2Б (рис. 2.9) имеют область применения, аналогичную области применения скважинных насосов исполнения НВ1Б, однако могут быть спущены в скважины на большую глубину.

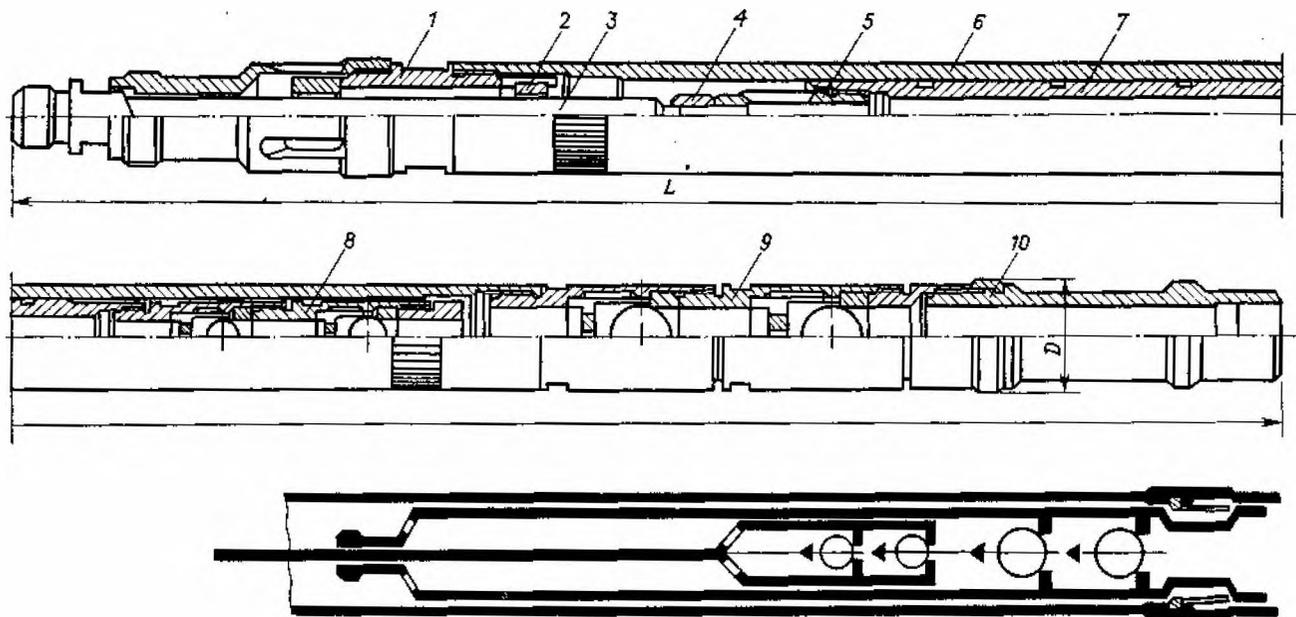


Рис. 2.9. Насос скважинный штанговый исполнения НВ2Б:

1 — защитный клапан; 2 — упор; 3 — шток; 4 — контргайка; 5 — клетка плунжера; 6 — цилиндр; 7 — плунжер; 8 — нагнетательный клапан; 9 — всасывающий клапан; 10 — упорный ниппель

Таблица 2.16

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная подача при 10-и двойных ходах в минуту, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба к штангам ГОСТ 13877-80	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
							диаметр D	длина L	
НВ2Б-32-18-35	32	1800	21	3500	1800	Ш19	48,2	5350	46
НВ2Б-32-25-35		2500	29					5950	52
НВ2Б-32-30-35		3000	35					6550	57
НВ2Б-38-25-35	38	2500	41				6000	61	
НВ2Б-38-30-35		3000	49				6600	68	
НВ2Б-38-35-35		3500	57,5				7200	75	
НВ2Б-38-45-35		4500	73,5				8100	86	
НВ2Б-38-60-35		6000	98				9600	102	
НВ2Б-44-25-30		44	2500				54,7	6000	70
НВ2Б-44-30-30	3000		65,6	6600			76,5		
НВ2Б-44-35-30	3500		76,6	7200			82		
НВ2Б-44-45-30	4500		98,5	8100			94		
НВ2Б-44-60-30	6000		131,3	9600			112		
НВ2Б-57-30-25	57		3000	110,2			6680	98	
НВ2Б-57-35-25		3500	128,5	7280			104		
НВ2Б-57-45-25		4500	155,3	9180			125		
НВ2Б-57-60-25		6000	220,4	9680			147		

Конструктивно скважинные насосы состоят из цельного цилиндра исполнения ЦБ с всасывающим клапаном, навинченным на нижний конец. На всасывающий клапан навинчен упорный ниппель с конусом. На верхнем конце цилиндра расположен защитный клапан, предотвращающий осаждение песка в цилиндре при остановке насоса.

Внутри цилиндра подвижно установлен плунжер исполнения П1Х с нагнетательным клапаном на нижнем конце и клеткой плунжера на верхнем конце. Клапаны насосов комплектуются парой «седло — шарик» исполнения К или КБ. Для присоединения плунжера насоса к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и законтренным контргайкой.

В расточке верхнего конца цилиндра расположен упор.

Техническая характеристика насосов исполнения НВ2Б приведена в табл. 2.16.

Насос спускается в колонну насосно-компрессорных труб на колонне насосных штанг и закрепляется в опоре нижней частью при помощи ниппеля упорного с конусом. Такое закрепление насоса позволяет разгрузить от пульсирующих нагрузок. Это обстоятельство обеспечивает применение его на больших глубинах скважин.

Принцип работы насоса исполнения НВ2Б аналогичен принципу работы насосов исполнения НВ1С.

Скважинный насос исполнения ННБА предназначен для форсированного отбора из нефтяных скважин маловязкой жидкости, содержащей механические примеси до 1,3 г/л и свободного газа на приеме насоса до 10 % по объему.

Скважинный насос исполнения ННБА состоит из цельного цилиндра исполнения ЦБ, на нижний конец которого навинчен всасывающий клапан, а на верхний — сливное устройство.

Внутри цилиндра подвижно расположен плунжер исполнения П2Х с нагнетательным клапаном на нижнем конце, клеткой плунжера и сцепляющим устройством на верхнем конце. Для сцепления колонны насосных штанг со сцепляющим устройством насос снабжен цанговым захватом, присоединенным к штоку и законтренным контргайкой. На верхнем конце штока расположен центратор, взаимодействующий со сливным устройством, и переводник штока. Клапаны насосов комплектуются парой «седло — шарик» исполнения К или КБ.

Техническая характеристика скважинного насоса исполнения ННБА приведена в табл. 2.17.

Принцип работы насоса исполнения ННБА аналогичен работе насосов исполнения НВ1С. Однако в отличие от насосов исполнения НВ1С в скважину на колонне подъемных труб спускается насос исполнения ННБА в сборе с отцепленным от сцепляющего устройства цанговым захватом со штоком. При

Таблица 2.17

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная подача при 10-и двойных ходах в минуту, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба		Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более
						к трубам и фильтрам ГОСТ 633—80	к штангам ГОСТ 13877—80	диаметр D	длина L	
ННБА-70-25-10	70	2500	138,5	1000		73	Ш22	91	5350	135
ННБА-70-30-10		3000	166,2						5950	147
ННБА-70-35-10		3500	193,9						6550	160
ННБА-70-45-10		4500	249,3						7450	178
ННБА-95-25-08	95	2500	255	800	1200	89	Ш25	114	5400	200
ННБА-95-30-08		3000	306						6000	215
ННБА-95-35-08		3500	357						6600	231
ННБА-95-45-08		4500	459,1						7500	280
ННБА-102-25-07	102	2500	249	700					5500	174
ННБА-102-30-07		3000	352,8						6100	188
ННБА-102-35-07		3500	411,6						6700	203
ННБА-102-45-07		4500	529,2						7500	232

последующем спуске цангового захвата со штоком на конце колонны штанг захват автоматически сцепляется со сцепляющим устройством. При подъеме штанг цанговый захват отцепляется от сцепляющего устройства, а окна сливного устройства открываются, обеспечивая слив жидкости из полости насосно-компрессорных труб.

Скважинные насосы исполнения НН1С (рис. 2.10) предназначены для откачивания из малобежитных, относительно неглубоких скважин маловязкой жидкости с содержанием механических примесей до 1,3 г/л и свободного газа до 10 % по объему.

Конструктивно скважинные насосы состоят из составного цилиндра исполнения ЦС с седлом конуса на нижнем конце,

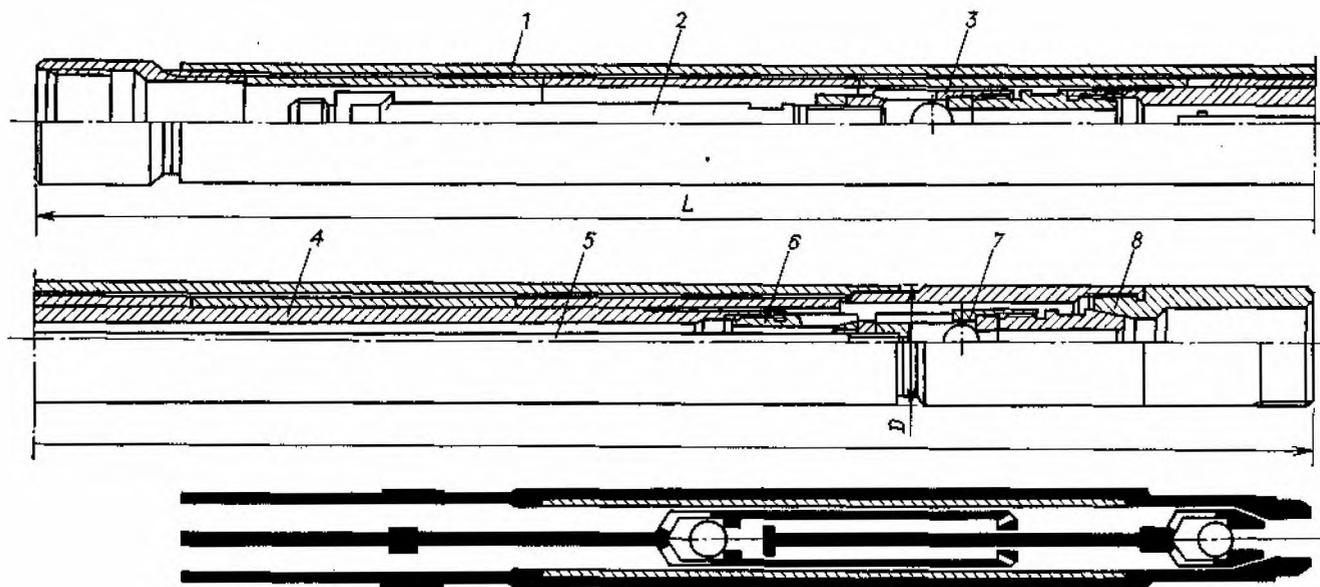


Рис. 2.10. Насос скважинный штанговый исполнения ННЦ:

1 — цилиндр; 2 — шток; 3 — нагнетательный клапан; 4 — плунжер; 5 — захватный шток; 6 — наконечник; 7 — всасывающий клапан; 8 — седло конуса

Таблица 2.18

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Исходная подача при 10- и двойных ходах в минуту, м ³ /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба		Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более	
						к трубам и фильтрам ГОСТ 633--80	к штангам ГОСТ 13877--80	диаметр D	длина L		
НН1С-29-09-12	29	900	8,8	1200	1200	48	Ш16	56	2600	25	
НН1С-32-09-12	32		10,4								24
НН1С-44-09-15	44		19,7	1500		60	Ш19	70	2700	53,5	
НН1С-57-09-12	57		33	1200		73		84		66	

в конусной расточке которого размещен всасывающий клапан. Внутри цилиндра подвижно расположен плунжер исполнения П1Х с навинченным на нижний конец наконечником, а на верхний конец — нагнетательным клапаном.

На всасывающий клапан навинчен захватный шток, располагающийся внутри плунжера.

Насосы диаметром 29, 32 и 44 мм снабжены штоком для соединения колонны насосных штанг с плунжером, а у насосов диаметром 57 мм плунжер привинчивается к насосным штангам резьбой на нагнетательном клапане.

Длина хода плунжера насосов исполнения НН1С составляет 900 мм. Техническая характеристика насосов приведена в табл. 2.18.

Принцип работы насоса исполнения НН1С аналогичен принципу работы насосов НВ1С, однако цилиндр насоса НН1С спускается на колонне насосно-компрессорных труб, а плунжер с клапанами — на колонне насосных штанг.

При подъеме штанг головка захватного штока упирается в наконечник плунжера и обеспечивает извлечение соединенного с ним всасывающего клапана для слива из колонны насосно-компрессорных труб.

Скважинные насосы исполнения НН2С имеют область применения, аналогичную области применения скважинных насосов исполнения НВ1С.

Конструктивно скважинные насосы исполнения НН2С состоят из составного цилиндра исполнения ЦС с седлом конуса

на нижнем конце, в конусной расточке которого размещен всасывающий клапан.

Внутри цилиндра подвижно расположен плунжер исполнения П2Х с нагнетательным клапаном на нижнем конце и клеточной плунжера на верхнем конце. Для присоединения плунжера к колонне насосных штанг насосы диаметрами 32 и 44 мм снабжены штоком, а у насосов диаметрами 57,7 и 95 мм плунжер привинчивается к насосным штангам резьбой на клетке плунжера.

Техническая характеристика насосов исполнения НН2С приведена в табл. 2.19.

Принцип работы скважинных насосов исполнения НН2С аналогичен принципу работы насоса НН1С, однако для извлечения всасывающего клапана необходимо плунжер в крайнем нижнем положении повернуть при помощи колонны насосных штанг по часовой стрелке. При этом ловитель, расположенный на нагнетательном клапане, войдет в зацепление со штоком-ловителем и обеспечит извлечение всасывающего клапана совместно с плунжером.

Скважинные насосы исполнения НН2Б по области применения, конструктивному исполнению и принципу работы аналогичны скважинным насосам исполнения НН2С и отличаются от них только применением цельного цилиндра исполнения ЦБ, обладающего повышенной износостойкостью, прочностью и транспортабельностью по сравнению с составным цилиндром исполнения ЦС.

Техническая характеристика скважинных насосов исполнения НН2Б приведена в табл. 2.20.

Скважинные насосы исполнения НН2Б...И имеют область применения, аналогичную для насосов исполнения НВ1Б...И, а конструктивное исполнение и принцип работы — аналогичные для насосов исполнения НН2Б.

Однако в отличие от насосов исполнения НН2Б насосы исполнения НН2Б...И комплектуются плунжерами исполнения П2И, нагнетательным и всасывающим клапанами с парой «седло — шарик» исполнения К или КБ.

Скважинные насосы исполнения НН2БТ...И имеют область применения, аналогичную для скважинных насосов НВ1БТ...И, и конструктивное исполнение, аналогичное для скважинных насосов, НН2Б...И.

В отличие от скважинных насосов НН2Б...И в насосах исполнения НН2БТ...И для присоединения плунжера к колонне полых штанг применен полый шток, а для слива жидкости из полости полых штанг удлинен шток-ловитель.

Принцип работы скважинных насосов исполнения НН2БТ...И аналогичен принципу работы насосов исполнения НН2С, однако подъем жидкости осуществляется по полости

Продолжение табл. 2.20

1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11
НН2Б-70-25-10	70	2500	138,5	1000	1200	89	Ш22	102	4400	92
НН2Б-70-30-10		3000	166,2						5000	100
НН2Б-70-35-10		3500	193,9						5600	110
НН2Б-70-45-10		4500	249,3						6500	124
НН2Б-95-25-08	95	2500	255	800	114	Ш25	130	4500	140	
НН2Б-95-30-08		3000	306					5100	153	
НН2Б-95-35-08		3500	357					5700	165	
НН2Б-95-45-08		4500	459,2					6600	183	

полых штанг, что значительно повышает износостойкость трущейся пары, ввиду уменьшения концентрации абразива в зазоре трущейся пары. Кроме того, удлиненный шток-ловитель обеспечивает слив жидкости из полых штанг через плунжер и нагнетательный клапан насоса.

Допускается взамен клапанов исполнения К и КБ одинарных у невставных насосов типов НН, НН1, НН2 и сдвоенных у невставных насосов типов НВ1 и НВ2 применять одинарный клапан исполнения КИ, а взамен плунжеров П1Х и П2Х применять плунжеры исполнения П1И и П2И.

Глава 3

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ

Газлифтный способ добычи нефти, при котором жидкость поднимается с забоя за счет энергии газа, нагнетаемого с устья, позволяет эксплуатировать скважины, продукция которых содержит большое количество газа и песка, а также скважины

с высокой обводненностью продукции, значительно искривленным стволом, низким динамическим уровнем и плохими коллекторскими свойствами пласта.

Наиболее рациональная технологическая схема газлифтной эксплуатации — замкнутый газлифтный цикл (рис. 3.1), при котором нагнетаемый в скважины газ многократно используется для осуществления газлифта.

В зависимости от конкретных условий месторождений и геолого-технических характеристик скважин применяется непрерывный и периодический газлифтный способы эксплуатации.

При непрерывном газлифтном способе газ нагнетается в колонну подъемных труб или в затрубное пространство и жидкость непрерывно поднимается с забоя на устье.

Периодический газлифтный способ характеризуется цикличностью подачи нагнетаемого газа в колонну подъемных труб для продавки скважины после ее остановки на заданное время, необходимое для накопления жидкости в подъемных трубах.

Непрерывным газлифтным способом рекомендуется эксплуатировать скважины с высоким коэффициентом продуктивности, а периодическим — с низким забойным давлением.

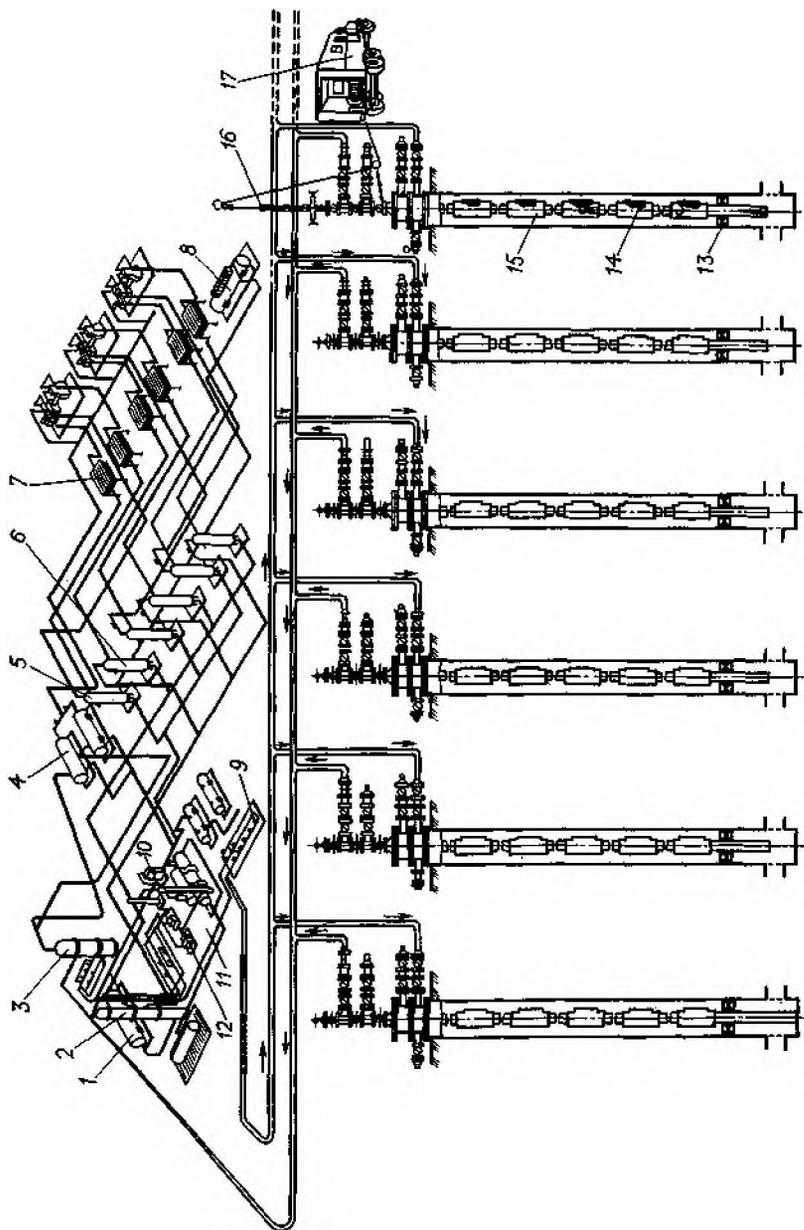
Скважины с высоким коэффициентом продуктивности и низким забойным давлением можно эксплуатировать обоими способами, из которых избирается оптимальный (по минимальному расходу нагнетаемого газа и геолого-техническим условиям).

Для добычи нефти непрерывным газлифтным способом из одного пласта скважины выпускаются газлифтные установки типа Л, ЛН и ЛНТ, обеспечивающие автоматический пуск и освоение скважины, а также ее стабильную работу в заданном режиме при требуемой депрессии на пласт.

Установки позволяют использовать однорядный подъемник (подъемные трубы), осуществлять переход с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный без подъема колонны.

Для эксплуатации скважин периодическим газлифтным способом выпускается газлифтная установка типа ЛНП с регулированием цикличности подачи газа.

Установки типа Л, ЛН, ЛНТ и ЛНП имеют съемные газлифтные клапаны, устанавливаемые в эксцентрично расположенных карманах скважинных камер. Этим обеспечивается сохранение центрального проходного сечения подъемных труб, что позволяет проводить все технологические операции в скважине без подъема труб.



ГАЗЛИФТНЫЕ УСТАНОВКИ ТИПОВ Л, ЛН, ЛНТ И ЛНП

Предназначены для добычи нефти непрерывным газлифтным способом (установки Л, ЛН и ЛНТ) и с периодическим газлифтом (установка ЛНП).

Установки типов ЛН, ЛНТ и ЛНП применяются в наклонно направленных скважинах.

Условные обозначения установок: Л — установка для добычи нефти непрерывным газлифтным способом; ЛН — то же, из наклонных скважин; ЛНТ — то же, из высокодебитных скважин по затрубному пространству; ЛНП — то же, периодическим газлифтным способом; первое число после буквенного обозначения — условный диаметр лифтовой колонны насосно-компрессорных труб (мм); Б — условный размер применяемого газлифтного клапана; последующее двухзначное число — допустимый перепад давления на скважинное оборудование; последнее трехзначное число — максимальный диаметр пакера (мм); К — исполнение по коррозионностойкости. Например: ЛН-60Б-21-118, ЛН-73Б-35-112К2, ЛНТ-73Б-35 (табл. 3.1 и 3.2).

Установка типа Л (рис. 3.2) включает в себя скважинное оборудование, состоящее из скважинных камер типа К, газлифтных клапанов типа Г, пакера ПН-ЯГМ и приемного клапана. В установках, где применяются газлифтные клапаны Г-38 и Г-38Р для фиксации их в карманах скважинных камер, используют кулачковые фиксаторы ФК-38.

После спуска скважинного оборудования, посадки пакера и монтажа фонтанной арматуры в затрубное пространство скважины через отвод трубной головки нагнетается газ. Под действием давления нагнетаемого газа и гидростатического давления столба жидкости в скважине все газлифтные клапаны, установленные в скважинных камерах, открываются. Происходит переток жидкости из затрубного пространства скважины в подъемные трубы. Уровень жидкости в затрубном пространстве понижается. При обнаружении верхнего пускового клапана нагнетаемый газ поступает в подъемные трубы и аэрирует столб жидкости выше клапана. Давление в подъемных трубах на глубине установки первого клапана уменьшается, и продолжается переток жидкости из затрубного пространства скважины в подъемные трубы. Уровень жидкости в затрубном пространстве понижается и обнажается второй клапан. Нагнетаемый газ поступает в подъемные трубы через первый и второй клапаны. Столб жидкости в подъемных трубах выше второго

Рис. 3.1. Комплексная схема автоматизированной газлифтной эксплуатации:

1, 2 — абсорберы; 3 — пылеуловитель; 4 — фильтр-сепаратор; 5 — промежуточный сепаратор; 6 — концевой сепаратор; 7 — аппарат воздушного охлаждения; 8 — емкость конденсата; 9 — блок замера; 10 — аппарат воздушного охлаждения; 11 — блок регенерации; 12 — блок насосов; 13 — пакер; 14 — газлифтный клапан; 15 — скважинная камера; 16 — оборудование устья; 17 — установка для скважинных работ

Показатели	Газлифтная установка																							
	ЛНП-60Б-112-21	ЛНП-60Б-118-21	ЛНП-60Б-122-21	ЛНП-60Б-136-21	ЛНП-60Б-140-21	ЛНП-60Б-145-21	ЛНП-73Б-118-21	ЛНП-73Б-122-21	ЛНП-73Б-136-21	ЛНП-73Б-140-21	ЛНП-73Б-145-21	ЛНП-60Б-112-35К2	ЛНП-60Б-118-35К2	ЛНП-60Б-122-35К2	ЛНП-60Б-136-35К3	ЛНП-60Б-140-35К2	ЛНП-60Б-145-35К2	ЛНП-73Б-118-35К2	ЛНП-73Б-122-35К2	ЛНП-73Б-136-35К2	ЛНП-73Б-140-35К2	ЛНП-73Б-145-35К2		
Скважинная среда	Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л																							
	CO ₂ не более 0,2%, H ₂ S не более 0,1%											H ₂ S и CO ₂ — до 6% каждого												
Габаритные размеры, мм: диаметр	112	118	122	136	140	145	148	122	136	140	145	112	118	122	136	140	145	118	122	136	140	145		
длина без на- сотно-компрес- сорных труб	16 745			18 000			16 790			17 100			16 745			18 000			16 790			17 100		
Масса, кг: в собранном ви- де полного комп- лекта	410	415	416	445	449	454	425	426	440	444	449	410	415	446	445	449	454	425	426	440	444	449		
	475	488	489	505	510	515	495	496	505	510	515	475	488	489	505	510	515	495	496	505	510	515		

Примечание. Для всех типов установок угол отклонения ствола скважины от вертикали составляет 0,55°, условный диаметр газлифтного клапана — 25 мм; а температура скважинной среды — 130 °С.

клапана аэрируется и выносится на поверхность. Давление в подъемных трубах на глубине расположения второго клапана уменьшается, что приводит к дальнейшему перетoku жидкости из затрубного пространства в подъемные трубы.

Уровень жидкости в затрубном пространстве скважины понижается и достигает третьего клапана. Нагнетаемый газ поступает в подъемные трубы через второй и третий клапаны.

Давление нагнетаемого газа в затрубном пространстве уменьшается, и первый клапан закрывается. Уровень жидкости в затрубном пространстве скважины продолжает понижаться, и в момент обнажения четвертого клапана закрывается второй и т. д. Уровень в затрубном пространстве скважины снижается до глубины расположения нижнего (рабочего) клапана.

Работа скважины на заданном технологическом режиме осуществляется через нижний газлифтный клапан при закрытых верхних (пусковых) клапанах, работающих только в период пуска скважины.

Газлифтные клапаны могут извлекаться из скважины и устанавливаться посредством канатной техники комплектов КИГК и КИГС.

В установке типа ЛН (см. рис. 3.2) в связи с применением ее в наклонно направленных скважинах используются скважинные камеры типа КТ или КТ1, обеспечивающие совместно с отклонителем

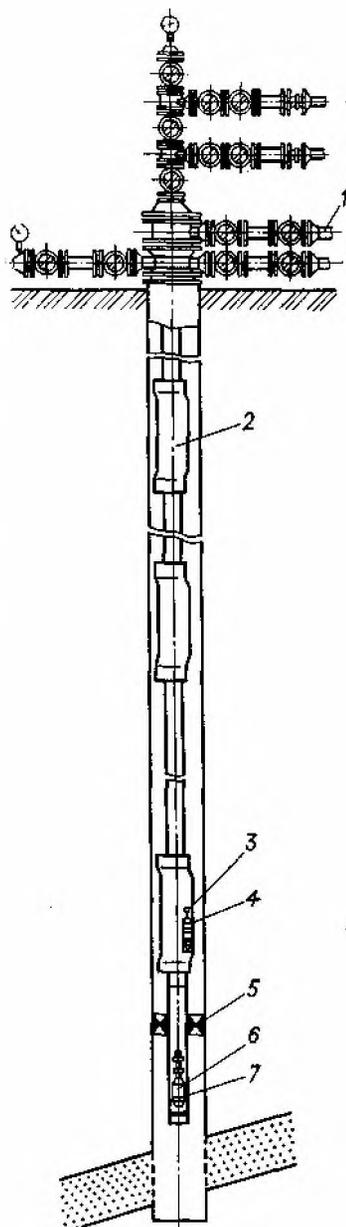


Рис. 3.2. Газлифтные установки типов Л и ЛН:

1 — фонтанная арматура; 2 — скважинная камера типа К или КТ; 3 — кулачковый фиксатор; 4 — газлифтный клапан; 5 — пакер; 6 — приемный клапан; 7 — nipple приемного клапана

типа ОК или ОКС надежную посадку газлифтных клапанов в карманы скважинных камер, и применяется пакер типа 2ПД-ЯГ с гидравлическим управлением и ниппелем.

Пуск и работа установки типа ЛН идентичны установке Л.

В состав скважинного оборудования установки типа ЛН-К2 в связи с применением ее в наклонно направленных нефтяных скважинах глубиной до 5000 м, добываемая жидкость которых содержит H_2S и CO_2 до 6 % каждого, в отличие от установки типа ЛН, включен разъединитель колонны.

Процесс пуска и работы скважин, оборудованных установками типов Л, ЛН и ЛН-К2, аналогичен.

При демонтаже оборудования установки ЛН-К2 для извлечения пакера применяют гидравлический домкрат, который с присоединенной к нему извлекаемой частью разъединителя колонны спускается на колонне насосно-компрессорных труб до упора в пакер и в последующем соединяется с ним. Затем внутри труб создают давление до 21 МПа. Падение давления и перелив жидкости из затрубного пространства свидетельствуют о срыве пакера с места посадки.

Далее проводится подъем оборудования. В аварийных случаях (обрыв труб при срыве пакера или отсоединении труб) гидравлический домкрат может быть спущен в скважину с труболовкой без извлекаемой части разъединителя колонны.

В состав скважинного оборудования установки типа ЛНТ, в отличие от вышеуказанных, входят скважинные камеры типа КТН, газлифтные клапаны типа ЗГ, приемный клапан типа КПП и посадочный ниппель.

Скважина, оборудованная установкой типа ЛНТ, эксплуатируется по затрубному пространству, газ нагнетается в трубное пространство и работает на заданном технологическом режиме через нижний (рабочий) газлифтный клапан при закрытых верхних (пусковых) клапанах, функционирующих только в период пуска и освоения скважины.

Скважинное оборудование установки типа ЛНП, в отличие от установки ЛН, включает в себя только камеры скважинные типа КТ1, газлифтные клапаны типа БГ, разъединитель колонны типа 4РК, пакер типа 2ПД-ЯГ, приемный клапан типа КПП1 с ниппелем и переводник.

В целях снижения уровня жидкости в затрубном пространстве до уровня нижнего клапана и опорожнения колонны насосно-компрессорных труб, сначала скважина осваивается непрерывным газлифтным способом аналогично установкам ЛН.

После определенного периода работы скважины в непрерывном режиме и по мере достижения пролетного состояния через последний клапан с помощью наземной системы автоматического управления устанавливается периодический режим работы скважины.

Приемный клапан служит для предотвращения обратного потока жидкости.

В комплект поставки установок входят скважинные камеры, газлифтные клапаны, кулачковые фиксаторы (при клапанах Г-38), пакер (кроме установки ЛНТ), разъединитель колонны (для установок ЛН-К2 и ЛНП), циркуляционные и глухие пробки, приемный клапан (для установок ЛНТ и ЛНП), посадочный ниппель, гидродомкрат (для установки ЛН-К2) и запасные части.

ГАЗЛИФТНЫЕ КЛАПАНЫ ТИПА Г

Предназначены для автоматического регулирования поступления газа, нагнетаемого из затрубного пространства, в колонну подъемных труб при добыче нефти газлифтным способом (табл. 3.3).

Условные обозначения клапана: Г — газлифтный клапан сильфонного типа; цифра перед буквой Г — номер модели; первые цифры за буквой Г — условный диаметр клапана; следующие две цифры — рабочее давление; Р — рабочий газлифтный клапан, без буквы Р — пусковой. Например: Г-38-21, ГР-38-21, 2ГР-25-21, 5Г-25-35.

Газлифтные клапаны типа Г (рис. 3.3) состоят из устройства для зарядки, сильфонной камеры, пары «шток — седло», обратного клапана и устройства фиксации клапана в скважинной камере.

Сильфонная камера заряжается азотом через золотник, установленный во ввертыше.

Регулирование давления в сильфонной камере клапана осуществляется через ввертыш на специальном приспособлении стенда СИ-32 или СИУ-40.

Сильфонная камера — герметичный сварной сосуд высокого давления, основным рабочим органом которого служит металлический, многослойный сильфон, являющийся чувствительным элементом клапана. Сильфонная камера клапанов 3Г и 5Г снабжена демпфирующим устройством, позволяющим добиться плавной работы пары «шток — седло».

Пара «шток — седло» — запорное устройство клапана, к которому газ поступает через боковые проходные отверстия клапана, сообщающиеся с затрубным пространством через окна кармана скважинной камеры.

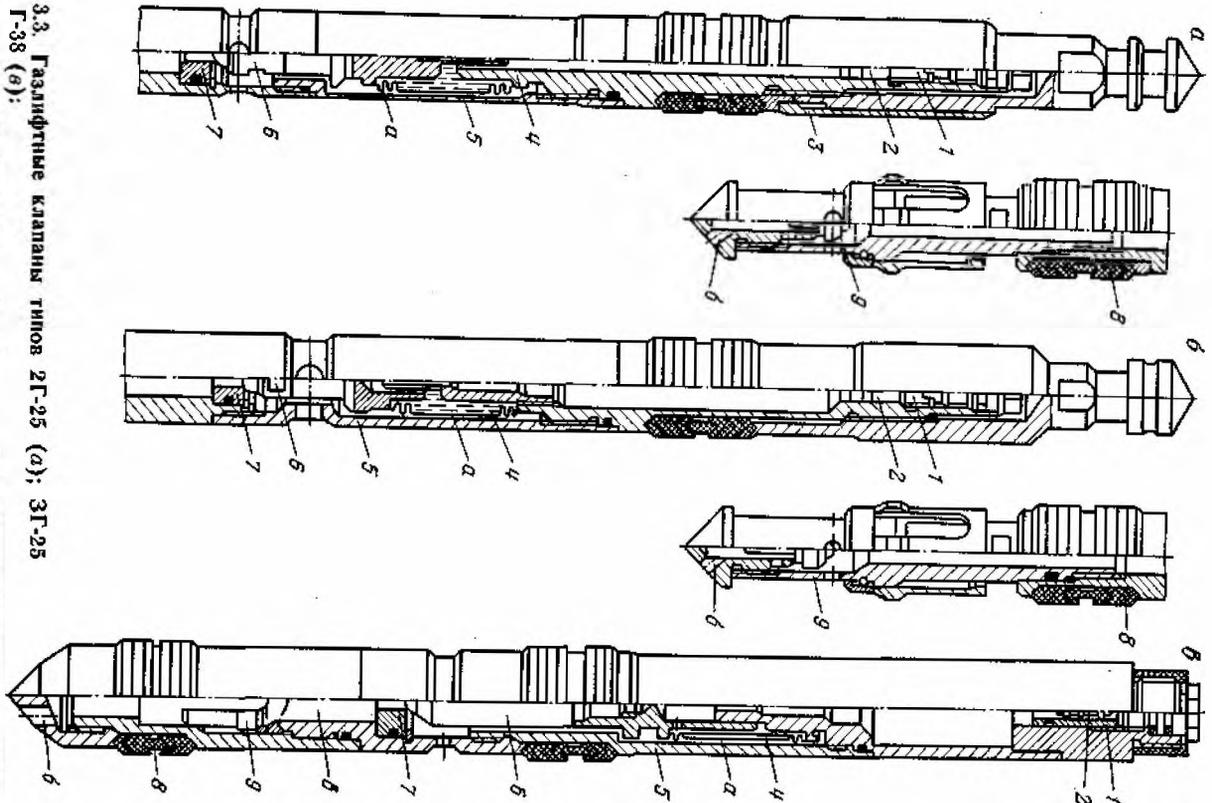
Отверстия расположены между двумя комплектами манжет, благодаря чему создается герметичный канал для поступления нагнетаемого газа.

Обратный клапан предназначен для предотвращения потока жидкости из подъемных труб в затрубное пространство скважины.

Таблица 3.3

Показатели	Газлифтный клапан								
	2Г-25-21	2ГР-25-21	3Г-25-35	5Г-25-35	2Г-25-35К2	2ГР-25-35К2	Г-38-21	ГР-38-21	
Условный диаметр, мм	25						38		
Диаметр проходных отверстий седел, мм	5; 6,5; 8; 9,5	5; 6,5	5; 6,5; 8; 9,5		5; 6,5; 8; 9,5	5; 6,5	5; 6,5; 8; 9,5		
Рабочее давление клапана, МПа	21		35			21			
Максимальное давление зарядки сильфона, МПа	10		12,5			10			
Эффективная площадь сильфона, см ²	2,34		2,3			4,1			
Сильфон клапана (ТУ-26-07-131—83)	20-24-0,16×3		19-22-0,16×2			28-24-0,16×3			
Максимальная длина хода штока, мм	4,5						6		
Скважинная среда	Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с объемным содержанием CO ₂ не более 0,2%, H ₂ S не более 0,1% и механических примесей до 1 г/л				Нефть, газ, пластовая вода с объемным содержанием CO и H ₂ S до 6% каждого и механических примесей до 1 г/л		Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с объемным содержанием CO ₂ не более 0,2%, H ₂ S не более 0,1% и механических примесей до 1 г/л		
Температура скважинной среды, °С	100								
Габаритные размеры, мм: диаметр длина	485		455	29	475	485		540	550
Масса, кг	1,2		1,16		1,2		3		3,2

Рис. 3.3. Газлифтные клапаны типов 2Г-25 (а); 3Г-25 (б) и Г-38 (в):
1 — ввертыш; 2 — золотник; 3 — втулка; 4 — сильфонная камера; 5 — кожух; 6 — шток; 7 — седло; 8 — уплотнительные манжеты; 9 — обратный клапан



Газлифтные клапаны типа Г по назначению делятся на пусковые и рабочие.

Управляющее давление для пусковых клапанов — давление газа, нагнетаемого в затрубное пространство скважины. При работе указанных клапанов газ через отверстия проникает в полость *a*, где, воздействуя на эффективную площадь сильфона, сжимает его. В результате этого шток поднимается, и газ, открывая обратный клапан, поступает в подъемные трубы, азрируя жидкость в них.

Управляющее давление для рабочих клапанов — давление жидкости в колонне подъемных труб. При работе этих клапанов жидкость из колонны подъемных труб через отверстие *b* в клапане поступает в полость *a*, где, сжимая сильфон, оттягивает шток от седла и открывает клапан.

Для регулирования режима нагнетания газа предусмотрены сменные дроссели.

Клапаны типов Г-38 и ГР-38 фиксируются в скважинных камерах при помощи кулачкового фиксатора ФК-38, навинченного на клапан. При посадке кулачок фиксатора, задевая за край кармана, утапливается в окне фиксатора, а после входа в канавку кармана он выходит из окна, фиксируя клапан.

В клапанах типов 2Г, 5Г, 3Г фиксирующим элементом служит цанга.

В комплект поставки входят клапан в сборе с седлом, пара «шток — седло» (комплект), запасные части, полиметилсилоксановая жидкость.

СКВАЖИННЫЕ КАМЕРЫ ТИПОВ К, КТ, КТ1 И КТ1Н

Предназначены для посадки газлифтных или ингибиторных клапанов, глухих или циркуляционных пробок при эксплуатации нефтяных скважин фонтанным или газлифтным способами (табл. 3.4).

Условные обозначения камер: К — камера, Т — назначение по углу отклонения оси скважины от вертикали; цифра после букв — цельноштампованное исполнение рубашки; Н — с газотводом; две последующие цифры — условный размер лифтовой колонны НКТ; А или Б — условный размер применяемого газлифтного клапана; последнее двухзначное число — значение рабочего давления в скважинной камере.

Камера типа К (рис. 3.4, *a*) представляет собой сварную конструкцию, состоящую из наконечников, рубашки, изготовленной из специальных овальных труб и кармана. Для уплотнения клапана в кармане предусмотрены посадочные поверхности.

В камерах для клапанов условным размером А клапан фиксируется в расточке *a* кармана кулачковым фиксатором ФК-38,

Таблица 3.4

Показатели	Скважинная камера								
	КТ-73Б-21	КТ-73Б-35	КТ-73Б-50	КТ-73Б-70	КТ-НКТ-102Б-35	КТ-НКМ-102Б-35	КТ-102Б-35К2	КТ-НКМ-102Б-35К2	КТ-73Б-70К2
Условный диаметр соединительной резьбы, мм	73				102	НКМ-102	102	НКМ-102	73
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	146; 168		140; 146		168; 178			140; 146	
Условный диаметр проходного отверстия камеры, мм	59				85				59
Рабочее давление, МПа	21	35	50	70	35				70
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л и объемным содержанием								
	CO ₂ до 1%				без агрессивных компонентов	H ₂ S и CO ₂ до 0,1% каждого	H ₂ S и CO ₂ до 6% каждого		H ₂ S и CO ₂ до 10% каждого
Температура скважинной среды, °С, не более	100		200		100				200
Габаритные размеры, мм:	длина		2470		2430		2480		2490
	ширина		97		—		—		—
	высота		119,5		—		—		—
	диаметр		—		112		140		112
Масса, кг	49		48,5		86	87	86	87	50

Продолжение табл. 3.4

Показатели	Скважинная камера						
	КТ1-60Б-21	КТ1-73Б-21	КТ1-89Б-21	КТ1-89Б-35	КТ1-73Б/57-35К2	КТ1-НКМ-73Б/57-35К2	КТ1Н-73Б-35
Условный диаметр соединительной резьбы, мм	60	73	89		73	НКМ-73	73
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	146; 168		168		146; 168		146; 168
Условный диаметр проходного отверстия камеры, мм	48	59	72		57		59
Рабочее давление, МПа	21				35		35
Скважинная среда	Нефть, газ, пластовая вода с содержанием CO_2 до 1% (по объему) и механических примесей до 1 г/л			до 0,1 г/л	Нефть, природный газ с объемным содержанием CO_2 и H_2S до 6% каждого; конденсационная вода с содержанием механических примесей до 1 г/л, растворы, ингибиторы, гидраты		Нефть, газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л H_2S и CO_2 — до 1% (по объему) каждого
Температура скважинной среды, °С, не более	100				150		120
Габаритные размеры, мм:							
длина	2440	2430	2490		2500	2410	2415
ширина	77	97	116		97		97
высота	107,5	117	136,5		119,1	117	117
Масса, кг	40,5	47,5	69,1		52	49	48

в камерах для клапанов условным размером Б в расточку входит фиксирующая цапга, предусмотренная в самом клапане. В кармане камеры имеются перепускные отверстия б для входа нагнетаемого газа или жидкости.

При ремонтно-профилактических работах в кармане устанавливается циркуляционная пробка, а при необходимости заглушить перепускные отверстия — глухая пробка.

Камера типа КТ (рис. 3.4, б) в верхней части имеет направляющую втулку с пазом для защелки отклонителя типа ОК или ОКС. Набор инструментов из комплекта КИГК или КИГС с отклонителем типов ОК или ОКС и газлифтным клапаном пропускается через скважинную камеру и затем поднимается и вводится защелкой в паз направляющей втулки. При дальнейшем подъеме срабатывает механизм отклонителя и направляет клапан в карман скважинной камеры.

Скважинные камеры типа КТ1 отличаются от скважинных камер типа КТ тем, что имеют цельноштампованную рубашку.

Отличие скважинной камеры типа КТ1Н от скважинных камер типа КТ1 заключается в том, что нижний конец кармана камеры удлинен и выведен за рубашку для нагнетания рабочего агента в затрубное пространство через газлифтный клапан.

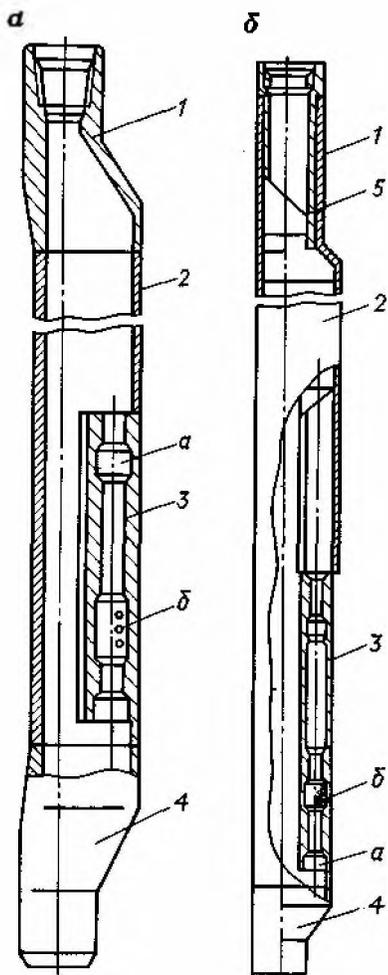


Рис. 3.4. Скважинные камеры типов К (а) и КТ (б):

1, 4 — наконечник; 2 — рубашка; 3 — карман; 5 — направляющая

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ КЛАПАНЫ ТИПОВ КЦНГ, КЦВГ И ПРОБКА ТИПА П

Циркуляционный клапан КЦНГ предназначен для сообщения затрубного пространства с полостью подъемных труб в процессе освоения и проведения ремонтно-профилактических работ

в скважине, а клапан типа КЦВГ — для сообщения внутренней полости насосно-компрессорных труб с затрубным пространством при глушении нефтяных скважин.

Пробка типа П служит для перекрытия выпускных отверстий скважинных камер в период фонтанирования скважины.

Технические характеристики клапанов и пробки приведены ниже.

	КЦВГ-25-35	КЦНГ2-25-35	П-25-35
Условный диаметр, мм	25	25	25
Наружный диаметр ловильной головки, мм	22	22	22
Диаметр проходного отверстия, мм, не более	9,5	9,5	—
Рабочее давление, МПа	35	35	35
Температура скважинной среды, °С	100	100	100
Габаритные размеры, мм:			
диаметр	29	29	29
длина	485	485	485
Масса, кг	1,3	1,7	1,17

Условные обозначения клапана: К — клапан; Ц — циркуляционный; Н — наружного действия; В — внутреннего; Г — с гидравлическим управлением; П — пробка; первые цифры — условный диаметр клапана; последующие цифры — значение рабочего давления.

Циркуляционные клапаны и пробку изготавливают из базовых деталей газлифтного клапана 2Г-25-21, устанавливают в скважинной камере таким же образом, как и газлифтный клапан, и теми же инструментами.

Циркуляция жидкости в процессе работы осуществляется через отверстия в скважинной камере и циркуляционных клапанах, а также через обратный клапан.

В пробке в отличие от циркуляционных клапанов отсутствует обратный клапан и перепускные отверстия.

В комплект поставки входят циркуляционные клапаны, пробка в сборе и запасные части.

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ СТЕНД СИУ-40

Испытательный универсальный стенд предназначен для зарядки и регулирования газлифтных клапанов и испытания скважинных камер.

Техническая характеристика стенда СИУ-40 представлена ниже.

Рабочее давление, МПа:	
жидкости	40
воздуха и азота	15
Рабочий агент:	
для зарядки клапанов	Азот
для регулирования клапанов	Воздух
для гидравлических испытаний клапанов и скважинных камер	Вода с ингибитором коррозии
Подача жидкости:	
электронасосным агрегатом серии НД 16/400 К14А, л/ч	16
центробежным насосом 1СВЦ-1,5М, м ³ /ч	0,6—1,5
Вместимость бака гидравлического блока, л	330
Напряжение питания стенда, В	380
Габаритные размеры помещения, мм	5800×3350×3000
Масса, кг	1400

Условное обозначение стенда СИУ-40: С — стенд; И — испытательный; У — универсальный; 40 — значение давления испытания (МПа).

Технологический процесс подготовки газлифтных клапанов и скважинных камер состоит из следующих основных операций:

- зарядка газлифтного клапана азотом;
- проверка давлений открытия клапана;
- испытание (опрессовка) газлифтных клапанов в камере высокого давления для выявления остаточной деформации сильфонов;

- термостатирование газлифтных клапанов при температуре 15,5 °С;

- предварительное тарирование газлифтных клапанов на заданное давление открытия;

- установка газлифтных клапанов в скважинные камеры;

- опрессовка газлифтных клапанов и скважинных камер;

- ремонт газлифтных клапанов;

- зарядка воздушных баллонов.

Для проведения указанных операций стенд (рис. 3.5) включает в себя три основных, не связанных между собой участка:

- для испытания клапанов и скважинных камер на герметичность гидравлическим давлением;

- для зарядки клапанов азотом и для регулирования, испытания их воздухом;

- для ремонта клапанов.

Участок для испытания клапанов и скважинных камер на герметичность гидравлическим давлением состоит из приспособления для испытания скважинных камер, гидравлической камеры, гидравлического блока, пульта управления, рукава, предназначенного для слива излишков ингибитора коррозии в бак гидравлического блока, и трубопроводов, соединяющих приспособления для испытания скважинной камеры, гидрав-

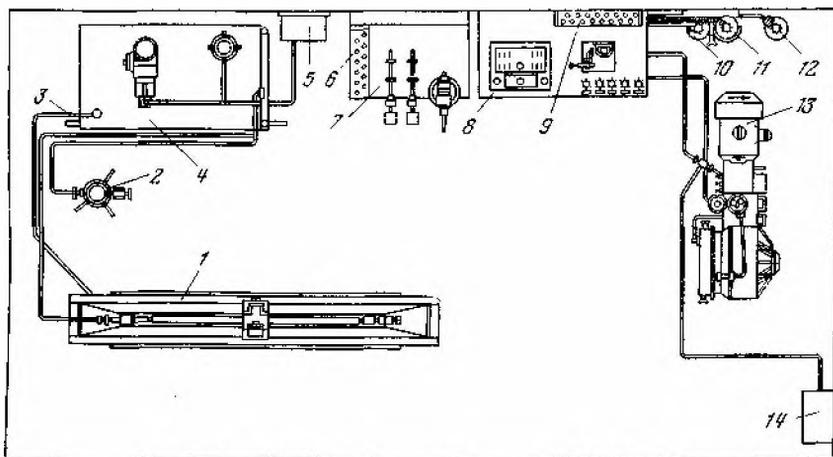


Рис. 3.5. Испытательный универсальный стенд СИУ-40:

1 — скважинная камера; 2 — гидравлическая камера; 3 — рукав; 4 — гидравлический блок; 5, 14 — пульты управления; 6, 9 — стеллажи; 7 — слесарный верстак; 8 — клапан; 10 — баллон; 11 — воздушный баллон; 12 — резервный баллон для азота; 13 — компрессор

лическую камеру и пульт управления с гидравлическим блоком.

Участок для зарядки, регулирования и испытания клапанов состоит из стеллажа для ремонтируемых клапанов, стенда для зарядки и регулирования газлифтных клапанов, баллона для азота, воздушного баллона, служащего для тарирования и испытания клапанов резервного баллона для азота, пульта управления стендом для зарядки и испытания клапанов, а также управления компрессором для зарядки воздушного баллона, соединительных трубопроводов.

Участок для ремонта клапанов состоит из стеллажа для складирования отремонтированных клапанов и слесарного верстака для ремонта клапанов, хранения запасных частей, инструмента и принадлежностей.

В комплект поставки стенда СИУ-40 входят стенд в сборе и запасные части.

КОМПЛЕКТ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ФОНТАННЫХ И ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Комплекты инструментов типов КИГС, КИГВ, КИГК, КИКОУК, КУИП, ИКПГ предназначены для проведения в фонтанных, газовых и газлифтных скважинах различных операций, связанных с установкой, извлечением или управлением элемен-

тами скважинного оборудования в процессе эксплуатации или ремонта с помощью тросовой техники.

Условные обозначения комплектов инструмента: для комплектов типов КИГС, КИГВ, КИГК — К — комплект; И — инструмент; Г — газлифтный; последующие буквы соответственно С — для основных технологических операций, В — для ремонтных работ, К — для клапанов; для комплекта типа КУИП — К — комплект; У — универсальный; И — инструмент, П — принадлежности; для комплекта КИКОУК — К — комплект; И — инструмент; последующие буквы — для комплекса оборудования с управляемыми клапанами-отсекателями; для комплекта ИКПГ — И — инструмент; последующие буквы — для комплекса подземного газового оборудования, цифры после букв — условный диаметр подъемных труб (мм), (в комплекте КИГВ через дробь — диаметр внутреннего прохода подъемных труб); буква К после цифр — исполнение по коррозионностойкости. Например: комплекты инструментов КИГС-73, КИГВ-89/76К2, КИГК-60.

Комплект инструмента типа КИГС (рис. 3.6) применяют для выполнения основных технологических операций в колонне насосно-компрессорных труб, комплект инструмента типа КИГВ — для вспомогательных ремонтных операций в газлифтных и фонтанных скважинах (табл. 3.5).

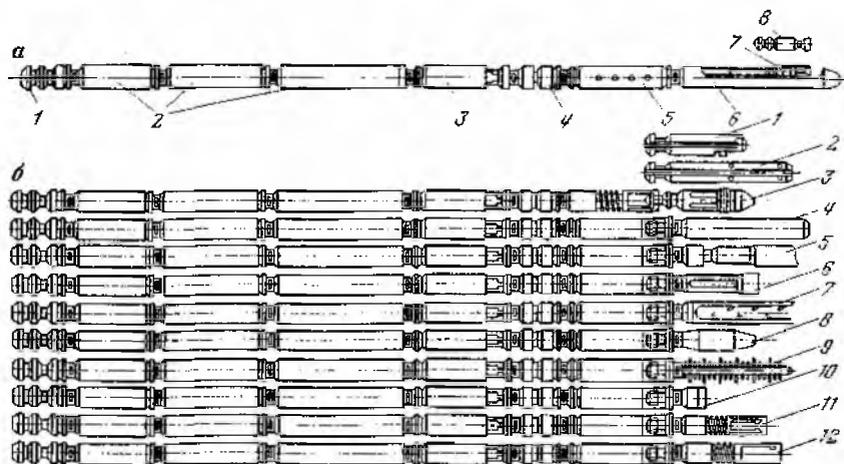


Рис. 3.6. Комплекты инструментов типов КИГС (а) и КИГВ (б):

а: 1 — устройство закрепления проволоки; 2 — грузовые штанги; 3 — гидравлический яс; 4 — шарнир; 5 — механический яс; 6 — консольный отклонитель; 7 — цанговый инструмент; 8 — инструмент для спуска газлифтных клапанов

б: 1 — троскообрезатель; 2 — выпрямитель проволоки; 3 — приемный клапан; 4 — трубный шаблон; 5 — гидростатическая желонка; 6 — парафинорезка; 7 — инструмент для ловли проволоки; 8 — правочный инструмент; 9 — скребок парафина; 10 — печать; 11, 12 — цанговый инструмент

Т а б л и ц а 3.5

Показатели	Комплект инструментов		
	КИГК-60	КИГК-73	КИГК-89
Диаметр колонны подъемных труб по ГОСТ 633—80, в которых работает комплект, мм:			
условный	60	73	89
внутренний	50	62	76
Наибольшая нагрузка на проволоку устройства закрепления проволоки, Н		7000	
Присоединительная резьба инструментов по ГОСТ 13877—80, мм:			
муфтовых концов		МШ16	
нипельных концов		Ш16	
Скважинная среда		Нефть, газ, буровой раствор, пластовая вода	
Температура рабочей среды, °С, не более		120	
Угол поворота, рад:			
шарнира Ш-16		0,26	
отклонителя ОР		0,09	
отклонителя ОК		0,12	
Длина хода поршня ясс, мм:			
механического ЯСМ и ЯСМ		500	
гидравлического ЯСГ		220	
Масса полного комплекта, кг, не более	137	184	176

Комплект инструмента КИГС представляет собой уложенный в специальный ящик стандартный набор инструментов, включающий в себя устройство закрепления проволоки УЗП, грузовые штанги различной длины ШГр, шарнир Ш, механический ясс ЯСМ и гидравлический ясс ЯСС, которые спускаются в скважину для выполнения любых операций и служат для крепления всего набора к проволоке (тросу, канату) и для создания направленных ударов вверх и вниз.

Кроме того, комплект КИГС дополнен консольными отклонителями ОК и ОКС, инструментами спуска газлифтных клапанов ИСК1 или ИСК2 и цанговым инструментом ИЦ, предназначенным для установки и извлечения газлифтных, ингибиторных, циркуляционных клапанов, а также глухих пробок из кармана скважинной камеры.

Комплект инструмента КИГВ состоит из уложенных в специальный ящик инструментов, включающих цанговые инструменты ИЦ или ИЦГ и ИЦК, приемный клапан КПП, печать ПК, гидростатическую желонку ЖГС, выпрямитель проволоки ВОП, трубный шаблон ШТ1, инструмент для ловли проволоки ИЛП, зажимное вспомогательное устройство УЗВ, скребок парафина СП, тросорезку ОТ1, парафинорезку ПР, правочный

инструмент ИП, клиновый ловитель ИЛК, магнитный ловитель МЛ и запасные части.

Инструменты из комплекта КИГВ в скважинных работах могут использоваться только со стандартным набором инструментов.

Комплект инструментов КИГК включает в себя устройство закрепления проволоки УЗП, грузовые штанги ШГ_р, шарнир Ш16, гидравлический ясс ЯСГ, механический ясс ЯСМ, рычажный отклонитель ОР, консольный отклонитель ОК, предохранитель, инструмент для спуска газлифтных клапанов ИСК, зажимное вспомогательное устройство УЗВ, цанговый инструмент ИЦ, выпрямитель проволоки ВОП, гидростатическую желонку ЖГС, инструмент для ловли проволоки ИЛП, скребок парафина СП, правочный инструмент ИП, печать ПК, парафинорезку ПР, трубный шаблон ШТ, приемный клапан КПП, приспособление для сборки хомута СХ, опрессовочное приспособление ПО.

Весь инструмент КИГК по назначению также можно разделить на следующие категории.

1. Стандартный (первый) набор включает инструменты, спускаемые в скважину при любых операциях по обслуживанию. При его помощи осуществляются удары вверх и вниз, а также крепится проволока. К этому набору относятся устройство для закрепления проволоки УЗП, шарнир Ш16, грузовые штанги ШГ_р и ШГ_р, гидравлический ЯСГ и механический ЯСМ яссы. Яссы служат для сообщения набору инструментов, спускаемых в скважину, ударных импульсов (для гидравлического ясса ЯСГ — направленных вверх и для механического ясса ЯСМ — направленных вверх или вниз).

2. Второй набор — инструменты для установки в кармане скважинной камеры и извлечения из нее газлифтных, ингибиторных и циркуляционных клапанов с замками или фиксатором. К этому набору относятся рычажный ОР и консольный ОК отклонители, инструмент для спуска газлифтных клапанов ИСК, цанговый инструмент ИЦ.

При помощи цангового инструмента ИЦ извлекается скважинное оборудование из скважинных камер, а также инструменты из комплектов КИГК (см. табл. 3.5) и ИКПГ.

3. Третий набор — инструменты вспомогательного назначения, применяемые при подготовке скважин к эксплуатации, а также при проведении ремонтных и исследовательских работ. К ним относятся выпрямитель проволоки ВОП, ловильный проволочный инструмент ИЛП, трубный шаблон ШТ, печать, гидростатическая желонка ЖГС, скребок парафина СП, приемный клапан КПП, правочный инструмент ИП, ограничитель.

Комплект инструментов и принадлежности КУИП включают в себя устройство закрепления проволоки УЗП, шарнир

Таблица 3.6

Показатели	Комплект инструментов	
	КИКОУК-89/73-35К2	КИКОУК-89/73-70
Условный диаметр колонны подъемных труб по ГОСТ 633—80, мм	89 и 73	
Рабочее давление, МПа	35	70
Скважинная среда	Нефть, природный газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 0,5 г/л и H ₂ S и CO ₂ — до 6% каждого	Природный газ, конденсат, конденсационная вода с содержанием механических примесей до 0,1 г/л
Температура скважинной среды, °С	150	120
Наружный диаметр ловильных шеек, мм	35	
Диаметр бурта для захвата ловильных инструментов, мм	50,5	
Присоединительная резьба составных частей комплекта — резьба по ГОСТ 13877—80	Ш16	
Масса полного комплекта, кг	54	75, 42

Ш, гидравлический ясс ЯСГ, механический ясс ЯСМ, приемный клапан КПП, цанговый инструмент ИЦ, фиксатор Ф, скребок парафина СП, парафинорезку ПР, правочный инструмент ИП, печать ПК, трубный шаблон ШТ, гидростатическую желонку ЖГС, зажимное вспомогательное устройство УЗВ, выпрямитель проволоки ВОП, тросорезку ОТ, инструмент для ловли проволоки ИЛП, грузовые штанги ШГ_р, переводник Ш22/МШ16, переводник МШ16/Ш22 и запасные части.

В комплект инструментов КИКОУК (табл. 3.6) входят спускной инструмент ИС, фиксирующий инструмент Ф, толкатель циркуляционного клапана Т, посадочный инструмент ИП, пробка, предохранитель, инструменты подъема замка ИПЗ,

опрессовочное приспособление ПО, приспособление сборки хомутов СХ, выталкиватель, инструмент спуска газлифтных клапанов ИСК, консольные отклонители ОК, приспособление для развальцовки трубок, толкатель Т1, ограничитель, вилка, кувалда.

Комплект инструмента ИКПГ включает спускной инструмент ИС, инструмент подъема замка ИПЗ, толкатель циркуляционного клапана Т, пробку П, клапан для опрессовки подъемных труб КОПГ.

Спускной инструмент ИС служит для посадки, а инструмент подъема замка ИПЗ — для извлечения скважинного оборудования (клапанов-отсекателей, глухих пробок и др.) с замками 13К, ЗНЦВ и ЗНЦВ1.

Толкателем циркуляционного клапана Т открываются и закрываются циркуляционные клапаны КЦМ, проводится разблокировка телескопического соединения СТ2 и верхней цапги разъединителя колонн РК.

Глава 4

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ БЕСШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения — обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486—87, при перелиске и в технической документации указывается: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486—87, где У — установка; Э — привод от погружного двигателя; Ц — центробежный; Н — насос; М — модульный; 5 — группа насоса; 125 — подача, м³/сут; 1200 — напор, м; ВК — вариант комплектации; 02 — порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели технической и энергетической эффективности приведены в табл. 4.1. Номинальные значения к. п. д. установки соответствуют работе на воде.

См. рис. 4.1

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

среда — пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);

максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. — $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;

водородный показатель попутной воды рН 6,0—8,5;

максимальное массовое содержание твердых частиц — 0,01 % (0,1 г/л);

микротвердость частиц — не более 5 баллов по Моосу;

максимальное содержание попутной воды — 99 %;

максимальное содержание свободного газа у основания двигателя — 25 %, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) — 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);

максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения — 0,001 % (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения — 0,125 % (1,25 г/л);

температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата — не более 90°C .

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт — 70°C ;

для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45—125 кВт — 75°C ;

для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90—250 кВт — 80°C .

Максимальная плотность водонефтяной смеси указана в табл. 4.1. Значения к. п. д. насоса и к. п. д. насосного агрегата (см. табл. 4.1) соответствуют работе на воде плотностью $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Масса насоса и насосного агрегата и габаритные размеры насоса и насосного агрегата приведены в табл. 4.2.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 4.1) состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6, наземного электрооборудования — трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТПИИ или кустовой КТПИИКС) 5.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса 7 и двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой),

Таблица 4.2

Установка	Длина насосного агрегата, мм. не более	Длина насоса, мм. не более	Масса, кг, не более	
			насосного агрегата	насоса
1	2	3	4	5
УЭЦНМ5-50-1300	15 522	8 252	626	280
УЭЦНМК5-50-1300	15 522	8 252	633	287
УЭЦНМ5-50-1700	17 887	10 617	705	359
УЭЦНМК5-50-1700	17 887	10 617	715	369
УЭЦНМ5-80-1200	16 232	8 252	602	256
УЭЦНМК5-80-1200	16 232	8 252	610	264
УЭЦНМ5-80-1400	18 227	9 252	684	290
УЭЦНМК5-80-1400	18 227	9 252	690	296
УЭЦНМ5-80-1550	19 592	10 617	720	326
УЭЦНМК5-80-1550	19 592	10 617	745	333
УЭЦНМ5-80-1800	20 227	11 252	750	356
УЭЦНМК5-80-1800	20 227	11 252	756	362
УЭЦНМ5-125-1000	15 522	8 252	628	282
УЭЦНМК5-125-1000	15 522	8 252	638	292
УЭЦНМ5-125-1200	17 217	9 252	709	315
УЭЦНМК5-125-1200	17 217	9 252	721	327
УЭЦНМ5-125-1300	18 582	10 617	755	361
УЭЦНМК5-125-1300	18 582	10 617	767	373
УЭЦНМ5-125-1800	24 537	13 617	1103	463
УЭЦНМК5-125-1800	24 537	13 617	1122	482
УЭЦНМ5-200-800	18 582	10 617	684	290
УЭЦНМ5-200-1000	24 887	12 617	990	350
УЭЦНМ-200-1400	30 277	17 982	1199	470
УЭЦНМ5А-160-1450	19 482	10 617	976	416
УЭЦНМК5А-160-1450	19 482	10 617	990	430
УЭЦНМ5А-160-1600	20 117	11 252	997	437
УЭЦНМК5А-160-1600	20 117	11 252	1113	453
УЭЦНМ5А-160-1750	24 272	12 617	1262	492
УЭЦНМК5А-160-1750	24 272	12 617	1278	508
УЭЦНМ5А-250-1000	20 117	11 252	992	432
УЭЦНМК5А-250-1000	20 117	11 252	1023	463
УЭЦНМ5А-250-1100	21 482	12 617	1044	484
УЭЦНМК5А-250-1100	21 482	12 617	1079	518
УЭЦНМ5А-250-1400	27 637	15 982	1385	615
УЭЦНМК5А-250-1400	27 637	15 982	1428	658
УЭЦНМ5А-250-1700	30 637	18 982	1498	728
УЭЦНМК5А-250-1700	30 637	18 982	1551	783
УЭЦНМ5А-400-950	27 637	15 982	1375	605
УЭЦНМК5А-400-950	27 637	15 982	1420	650
УЭЦНМ5А-400-1250	35 457	19 982	1819	755
УЭЦНМК5А-400-1250	35 457	19 982	1877	813
УЭЦНМ5А-500-800	30 092	14 617	1684	620
УЭЦНМК5А-500-800	30 092	14 617	1705	641
УЭЦНМ5А-500-1000	33 457	17 982	1827	763
УЭЦНМК5А-500-1000	33 457	17 982	1853	789
УЭЦНМ6-250-1400	18 747	9 252	1143	446
УЭЦНМК6-250-1400	18 747	9 252	1157	460

Окончание табл. 4.2

1	2	3	4	5
УЭЦНМ6-250-1600	20 112	10 617	1209	512
УЭЦНМК6-250-1600	20 112	10 617	1225	528
УЭЦНМ6-500-1150	28 182	14 617	1894	764
УЭЦНМК6-500-1150	28 182	14 617	1910	783
УЭЦНМ6-800-1000	31 547	17 982	2015	888
УЭЦНМК6-800-1000	31 547	17 982	2049	922
УЭЦНМ6-1000-900	39 227	21 982	2541	1074
УЭЦНМК6-1000-900	39 227	21 982	2573	1106

Примечание. Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно: для установок УЭЦНМ5 — 121,7 и 112 мм; для УЭЦНМ5А — 130 и 124 мм; для УЭЦНМ6 с подачей до 500 м³/сут (включительно) — 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м³/сут — 148,3 и 140,5 мм.

спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4.

Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промысловой сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Насос — погружной центробежный модульный.

Обратный клапан 1 предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль — головку насоса, а спускной — в корпус обратного клапана.

Спускной клапан 2 служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сростки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый, указанный в табл. 4.2.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 — до 55 % (по объему) свободного газа у приемной сетки

входного модуля, к насосу подключают насосный модуль — газосепаратор.

Двигатель — асинхронный погружной трехфазный короткозамкнутый двухполюсный маслонаполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями типа ИЭД по ТУ 16-652.031—87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным ШГС 5805-49ТЗУ1.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата — фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц — при помощи шлицевых муфт.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Комплектность установок приведена в табл. 4.3.

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») — многоступенчатый вертикальный исполнения. Насос изготовляют в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

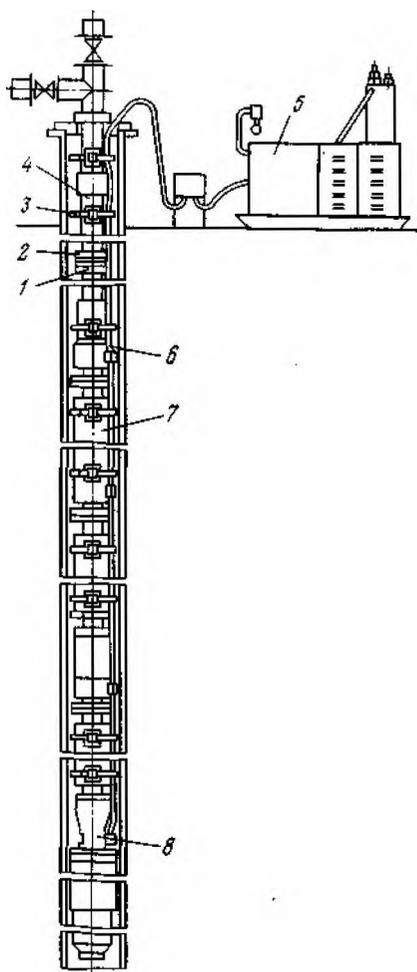


Рис. 4.1. Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ

- 1- обр. КЛАПАН
- 2- СПУСКНОЙ КЛАПАН
- 3- КЛЯМСЫ
- 4- НКТ
- 5- КТЛПН
- 6- КАБЕЛЬ
- 7- ЭЦНМ
- 8- электродвигатель с гидрозащитой

Окончание табл. 4.3

1	2	3	4
УЭЦНМ6-800-700 УЭЦНМК6-800-700	ЭЦНМ-800-700 ЭЦНМК6-800-700	— —	ПЭДУС125-117В5 ПЭДУСК125-117В5
УЭЦНМ6-800-1000 УЭЦНМК6-800-1000	ЭЦНМ6-800-1000 ЭЦНМК6-800-1000	— —	ПЭДУС180-130В5 ПЭДУСК180-130В5
УЭЦНМ6-1000-900 УЭЦНМК6-1000-900 УЭЦНМ6-1000-1000 УЭЦНМК6-1000-1000 УЭЦНМ6-1250-800 УЭЦНМК6-1250-800	ЭЦНМ6-1000-900 ЭЦНМК6-1000-900 ЭЦНМ6-1000-1000 ЭЦНМК6-1000-1000 ЭЦНМ6-1250-800 ЭЦНМК6-1250-800	— —	ПЭДУС250-130В5 ПЭДУСК250-130В5 ПЭДУС250-130В5 ПЭДУСК250-130В5 ПЭДУС250-130В5 ПЭДУСК250-130В5
УЭЦНМ6-1250-900 УЭЦНМК6-1250-900	ЭЦНМ6-1250-900 ЭЦНМК6-1250-900	— —	ПЭДУС360-130В5 ПЭДУСК360-130В5

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 4.2). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности (см. табл. 4.3).

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль — газосепаратор (рис. 4.3). Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем — фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов (2, 3 и 5 м), унифицированы по длине.

Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обыч-

5	6	7	8
К43.000-35	—	—	КТППН-250/10-82УХЛ2 = 6 (10) кВ; 5КТППНКС-120/10/2,4-85УХЛ1 = 6 (10) кВ
К43.000-97	ТМПН-400/6-У1, 320 кВА или ТМПН-400/6-УЗЛ1, 320 кВА	КУПНА83-29А2У1 или КУПНА700-79А2ХЛ1	—
К43.000-92 К43.000-98 К43.000-92	ТМПН-400/6-У1, 400 кВА или ТМПН-400/6-УХЛ1, 400 кВА	КУПНА83-39А2У1 или КУПНА700-79А2ХЛ1	
К43.0	2×ТМПН-400/6-У1, 400 кВА или 2×ТМПН-400/6-УХЛ1, 400 кВА		

ного исполнения изготавливают из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки 03Х14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости — из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения — из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны — фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633—80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ 633—80.

Рис. 4.2. Насос погружной:

1 — модуль-головка; 2 — модуль-секция; 3 — модуль входной

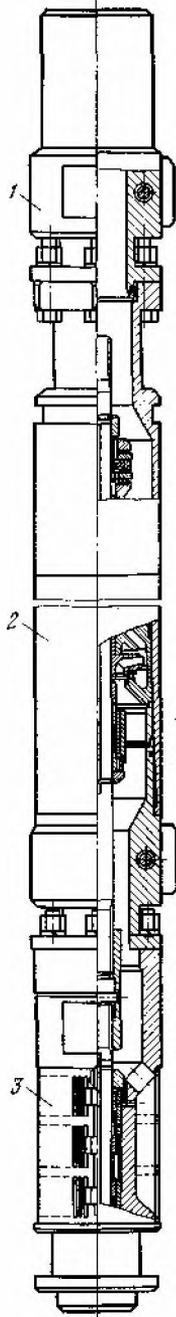
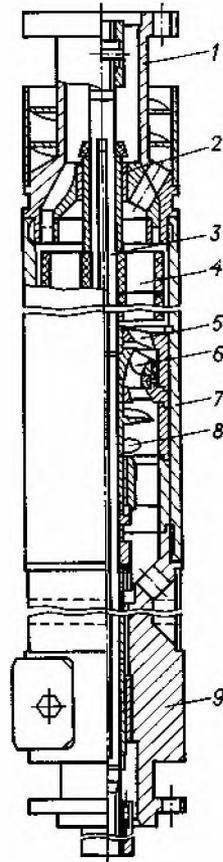


Рис. 4.3. Газосепаратор:

1 — головка; 2 — втулка радиального подшипника; 3 — вал; 4 — сепаратор; 5 — направляющие аппараты; 6 — рабочее колесо; 7 — корпус; 8 — шнек; 9 — основание



Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до 800 м³/сут, с резьбой 89 — более 800 м³/сут.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Число ступеней в модулях-секциях указано в табл. 4.4. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между ребрами, помечена пятном краски для ориентирования относительно ребер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения: одно — с валом диаметром 25 мм — для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут, другое — с валом диаметром 28 мм — для насосов с подачами 1000, 1250 м³/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м³/сут включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633—80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633—80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Т а б л и ц а 4.5

Оборудование	Код пояса	Длина пояса, мм
Насосно-компрессорная труба 60 и 48	ЭН-21/1	300
Насосно-компрессорная труба 73	ЭН-21/2	350
Насосно-компрессорная труба 89	ЭН-21/3	390
Насос группы 5, 5А и 6	ЭН-21/4	460

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закрепленной на ней стальной полосы.

В табл. 4.5 указаны длины поясов для крепления кабеля к различным видам оборудования.

Пояс является изделием одноразового использования.

ПОГРУЖНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Погружные двигатели состоят из электродвигателя (рис. 4.4) и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двух-полюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса — не более 0,5 г/л;

сероводород: для нормального исполнения — не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения — не более 1,25 г/л;

свободный газ (по объему) — не более 50 %.

Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

по напряжению — от минус 5 % до плюс 10 %;

по частоте переменного тока — $\pm 0,2$ Гц;

по току — не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029—86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ — погружной электродвигатель унифицированный; С — секционный (отсутствие

буквы — несекционный); К — коррозионностойкий (отсутствие буквы — нормальное); 125 — мощность, кВт; 117 — диаметр корпуса, мм; Д — шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы — основная модель); В5 — климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД — электродвигатель; К — коррозионностойкий (отсутствие буквы — нормальное исполнение); 45 — мощность, кВт; 117 — диаметр корпуса, мм; В — верхняя секция (отсутствие буквы — несекционный, С — средняя секция, Н — нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П — протектор; К — коррозионностойкая (отсутствие буквы — исполнение нормальное); 92 — диаметр корпуса в мм; Д — модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы — основная модель с барьерной жидкостью).

Типы, номинальные параметры двигателей приведены в табл. 4.6, а номинальные параметры электродвигателей — в табл. 4.7.

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектами устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектом тиристорным преобразователем.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

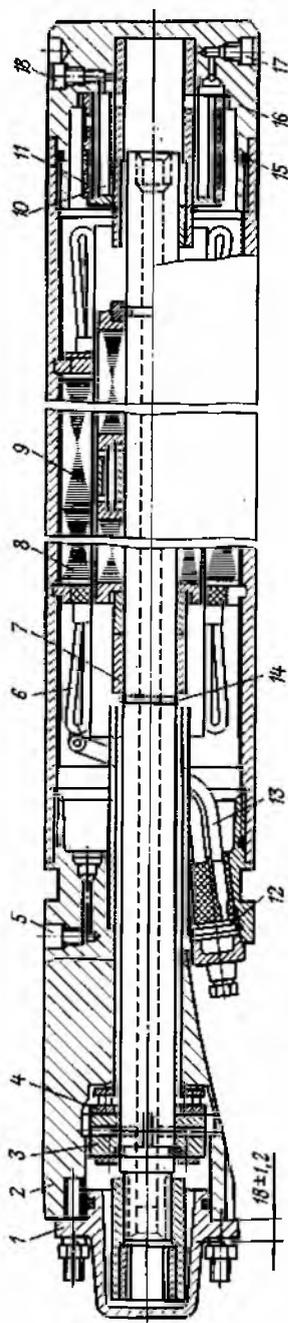


Рис. 4.4. Электродвигатель односекционный:

1 — крышка; 2 — головка; 3 — цапа; 4 — подпятник; 5 — обмотка статора; 6 — втулка; 7 — втулка; 8 — ротор; 9 — статор; 10 — магнит; 11 — фильтр; 12 — колодка; 13 — кабель с накопником; 14 — кольцо с накопником; 15 — кольцо уплотнительное; 16 — корпус; 17, 18 — пробка

Таблица 4.6

Двигатель	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А
1	2	3	4
ПЭДУ16-103В5 ПЭДУ16-103ДВ5 ПЭДУК16-103В5 ПЭДУК16-103ДВ5	16	530	26
ПЭДУ22-103В5 ПЭДУ22-103ДВ5 ПЭДУК22-103В5 ПЭДУК22-103ДВ5	22	700	27
ПЭДУ32-103В5 ПЭДУ32-103ДВ5 ПЭДУК32-103В5 ПЭДУК32-103ДВ5	32	1000	27,5
ПЭДУ45-103В5 ПЭДУ45-103ДВ5 ПЭДУК45-103В5 ПЭДУК45-103ДВ5	45	1050	37
ПЭДУС63-103В5 ПЭДУС63-103ДВ5 ПЭДУСК63-103В5 ПЭДУСК63-103ДВ5	63	1500	36,5
ПЭДУС90-103В5 ПЭДУС90-103ДВ5 ПЭДУСК90-103В5 ПЭДУСК90-103ДВ5	90	2100	37
ПЭДУ45-117В5 ПЭДУ45-117ДВ5 ПЭДУК45-117В5 ПЭДУК45-117ДВ5	45	1000	36
ПЭДУ63-117В5 ПЭДУ63-117ДВ5 ПЭДУК63-117В5 ПЭДУК63-117ДВ5	63	1400	36
ПЭДУС90-117В5 ПЭДУС90-117ДВ5 ПЭДУСК90-117В5 ПЭДУСК90-117ДВ5	90	1950	37
ПЭДУС125-117В5 ПЭДУС125-117ДВ5 ПЭДУСК125-117В5 ПЭДУСК125-117ДВ5	125	1950	51
ПЭДУ90-123В5 ПЭДУ90-123ДВ5 ПЭДУК90-123В5 ПЭДУК90-123ДВ5	90	2200	32,5

Окончание табл. 4.6

1	2	3	4
ПЭДУС180-123В5 ПЭДУС180-123ДВ5 ПЭДУСК180-123В5 ПЭДУСК180-123ДВ5	180	2150	66
ПЭДУС250-123В5 ПЭДУС250-123ДВ5 ПЭДУСК250-123В5 ПЭДУСК250-123ДВ5	250	2250	88
ПЭДУС180-130В5 ПЭДУС180-130ДВ5 ПЭДУСК180-130В5 ПЭДУСК180-130ДВ5	180	2300	61
ПЭДУС250-130В5 ПЭДУС250-130ДВ5 ПЭДУСК250-130В5 ПЭДУСК250-130ДВ5	250	2300	85
ПЭДУС360-130В5 ПЭДУС360-130ДВ5 ПЭДУСК360-130В5 ПЭДУСК360-130ДВ5	360	2300	122,5

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170 °С, а остальных электродвигателей — 160 °С.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель (см. рис. 4.4) состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Обмотка статора — однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Расточка статора в зависимости от диаметра корпуса двигателя имеет следующие размеры.

Диаметр корпуса двигателя, мм	103	117	123	130
Диаметр расточки статора, мм	50	60	64	68

Ротор короткозамкнутый, многосекционный. В состав ротора входят вал, сердечники, радиальные опоры (подшипники скольжения), втулка. Вал пустотелый, изготовлен из высокопрочной стали со специальной отделкой поверхности. В цент-

ральное отверстие вала ротора верхнего и среднего электродвигателей швинчены две специальные гайки, между которыми помещен шарик, перекрывающий слив масла из электродвигателя при монтаже.

Сердечники выполнены из листовой электротехнической стали. В пазы сердечников уложены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамыкающими кольцами. Сердечники набираются на вал, чередуясь с радиальными подшипниками. Набор сердечников на валу зафиксирован с одной стороны разрезным вкладышем, а с другой — пружинным кольцом.

Втулка служит для смещения радиальных подшипников ротора при ремонте электродвигателя.

Головка представляет собой сборочную единицу, монтируемую в верхней части электродвигателя (над статором). В головке расположен узел упорного подшипника, состоящий из пяты и подпятника, крайние радиальные подшипники ротора, узел токоввода (для несекционных электродвигателей) или узел электрического соединения электродвигателей (для секционных электродвигателей).

Токоввод — изоляционная колодка, в пазы которой вставлены кабели с наконечниками.

Узел электрического соединения обмоток верхнего, среднего и нижнего электродвигателей состоит из выводных кабелей с наконечниками и изоляторов, закрепленных в головках и корпусах торцов секционирования.

Отверстие под пробкой служит для закачки масла в протектор при монтаже двигателя.

В корпусе, находящемся в нижней части электродвигателя (под статором), расположены радиальный подшипник ротора и пробки. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

В этом корпусе электродвигателей имеется фильтр для очистки масла.

Термоманометрическая система ТМС-3 предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде цилиндрического герметичного кон-

тейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

Техническая характеристика термоманометрической системы приведена ниже.

Диапазон контролируемого давления, МПа	0—20
Диапазон рабочих температур ПДТ, °С	25—105
Предельная температура погружного электродвигателя, °С	100
Диапазон рабочих температур наземного блока, °С	—45 — +50
Отклонение значения давления, формирующего сигнал управления на отключение или запуск УЭЦН, от заданной уставки, МПа, не более	±1
Средняя наработка на отказ, ч	12 000
Установленный срок службы, лет,	5
Диаметр скважинного преобразователя, мм	87
Длина скважинного преобразователя, мм	305
Габаритные размеры, мм:	
блока управления	180×161×119
устройства питания	241×121×105
Масса, кг:	
скважинного преобразователя	4
блока управления	2
устройства питания	4,2

ГИДРОЗАЩИТА ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

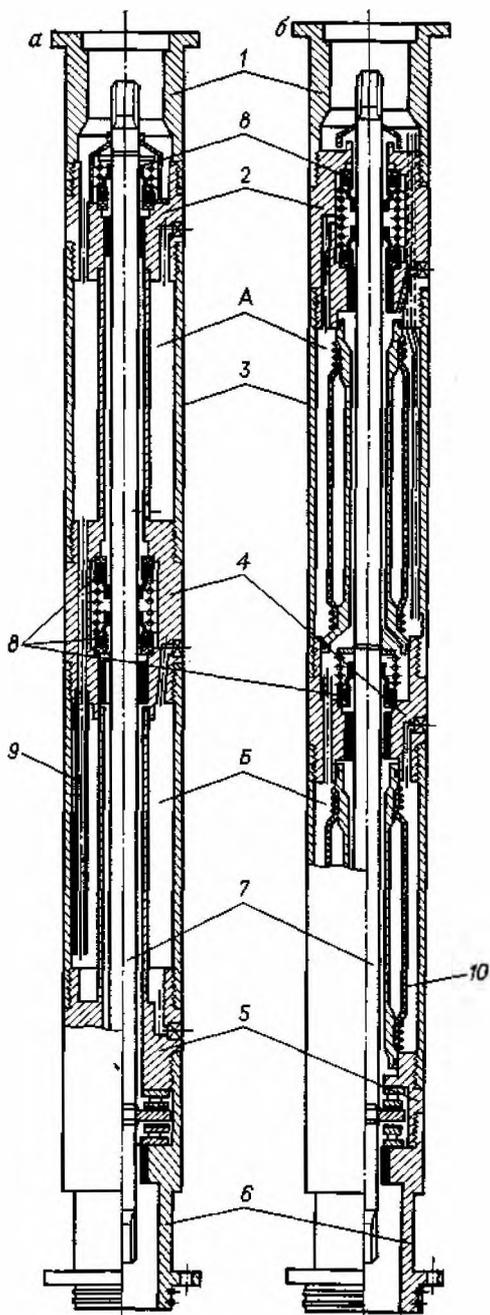
Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии: открытого типа — П92; ПК92; П114; ПК114 и закрытого типа — П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К — в обозначении) исполнений.

В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовойкой ФЛ-03-К ГОСТ 9109—81. В коррозионностойком исполнении гидрозащита имеет вал из К-монеля и покрыта эмалью ЭП-525, IV, 7/2 110 °С.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см³, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью



скважины и маслом в полости электродвигателя.

Конструкция гидрозащиты открытого типа представлена на рис. 4.5, а, закрытого типа — на рис. 4.5, б.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя — диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

Основные характеристики гидрозащит представлены в табл. 4.8.

УСТРОЙСТВА КОМПЛЕКТНЫЕ СЕРИИ ШГС 5805

Устройства предназначены для управления и защиты погружных электронасосов добычи

Рис. 4.5. Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов:

А — верхняя камера; Б — нижняя камера; 1 — головка; 2 — верхний nipple; 3 — корпус; 4 — средний nipple; 5 — нижний nipple; 6 — основание; 7 — вал; 8 — торцовое уплотнение; 9 — соединительная трубка; 10 — диафрагма

Таблица 4.8

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	Масло МА-ПЭД	Барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200 ± 5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200 ± 5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300 ± 5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300 ± 5	59

нефти с двигателями серии ПЭД (в том числе со встроенной термоманометрической системой) по ГОСТ 18058—80 мощностью 14—100 кВт и напряжением до 2300 В переменного тока.

В шифре устройства комплектного ШГС5805-49А3У1 приняты следующие обозначения: ШГС5805 — обозначение серии (класс, группа, порядковый номер устройства); 4 — номинальный ток силовой цепи до 250 А; 9 — напряжение силовой цепи до 2300 В; А — модификация для наружной установки (Б — для встраивания в КТППН, Т — с термоманометрической системой); 3 — напряжение цепи управления 380 В; У — климатическое исполнение для умеренного климата (ХЛ — для холодного климата); 1 — категория размещения для наружной установки (3.1 — для встраивания в КТППН).

Техническая характеристика устройства приведена ниже.

Номинальный ток силовой цепи (первичный), А	250
Номинальное напряжение силовой цепи (первичное), В	380
Номинальный ток силовой цепи (вторичный), А, не более	50
Номинальное напряжение силовой цепи (вторичное), В, не более	2300
Номинальное напряжение цепей управления, В	380
Номинальный ток цепей управления, А	6
Потребляемая мощность устройств ШГС5805-59А3У1 и ШГС5805-49Б3ХЛ3.1, ВА, не более	300
Потребляемая мощность устройства ШГС5805-49Т3У1, В·А, не более	400
Габаритные размеры, мм:	
высота	1900 ± 10
ширина	1056 ± 3
глубина	750 ± 10
Масса, кг:	
ШГС5805-49А3У1	255 ± 15
ШГС5805-59Т3У1	265 ± 15

Устройства обеспечивают:

1. Включение и отключение электродвигателя насосной установки.

2. Работу электродвигателя насосной установки в режимах «ручной» и «автоматической».

3. Работу в режиме «автоматический», при этом обеспечивается:

а) автоматическое включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания;

б) автоматическое повторное включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин;

в) возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного включения;

г) возможность выбора режима работы с защитой от турбинного вращения двигателя и без защиты;

д) блокировка запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении напряжения питающей сети выше 10 % или ниже 15 % от номинального с автоматическим самозапуском при восстановлении напряжения питания;

е) разновременность пуска установок, которые подключены к одному фидеру, определенная уставкой времени автоматического включения по п. За;

ж) автоматическое повторное включение электродвигателя после его отключения защитой от превышения температуры с выдержкой времени, определяемой временем появления сигнала на включение от термоманометрической системы в соответствии с ТУ 39-944-87 и выдержкой времени по п. За (только для ШГС5805-49ТЗVI);

з) автоматическое повторное включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени по п. За, при появлении от термоманометрической системы сигнала на включение при достижении средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному максимальному значению (только для ШГС5805-49ТЗVI).

4. Управление установкой с диспетчерского пункта.

5. Управление установкой от программного устройства.

6. Управление установкой в зависимости от давления в трубопроводе по сигналам контактного манометра.

Устройства обеспечивают функции защиты, сигнализации и измерения:

1. Защиту от короткого замыкания в силовой цепи напряжением 380 В.

2. Защиту от перегрузки любой из фаз электродвигателя с выбором максимального тока фазы.

Время срабатывания защиты от значения перегрузки должно иметь обратозависимую амперсекундную характеристику.

Уставка срабатывания защиты должна иметь регулировку от 1 до 5 А.

3. Защиту от недогрузки при срыве подачи по сигналу, характеризующему загрузку установки, с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с.

Уставка срабатывания защиты должна иметь регулировку от 1 до 5 А.

4. Защиту от снижения напряжения питающей сети.

Уставка срабатывания защиты должна быть менее $0,75 U_{ном}$.

5. Защиту от турбинного вращения погружного электродвигателя при включении установки.

6. Возможность защиты от порыва нефтепровода по сигналам контактного манометра.

7. Запрещение включения установки после срабатывания защиты от перегрузки, кроме случая, указанного в п. 5.

8. Непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «погружной электродвигатель — кабель» с уставкой сопротивления 30 кОм на отключение без дополнительной выдержки времени.

9. Контроль тока электродвигателя в одной из фаз.

10. Возможность регистрации тока электродвигателя в одной из фаз самопишущим амперметром, поставляемым по особому заказу (кроме ШГС5805-49ТЗVI).

11. Сигнализацию состояния установки с расшифровкой причины отключения.

12. Наружную световую сигнализацию об аварийном отключении установки (кроме ШГС5805-49БЗХЛЗ.1), при этом лампа в светильнике должна быть мощностью 40 или 60 Вт.

13. Отключение установки при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате превышения температуры электродвигателя (только для ШГС5805-49ТЗVI).

14. Отключение электродвигателя при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате достижения средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному минимальному значению (только для ШГС5805-49ТЗVI).

15. Индикацию текущего значения давления среды, окружающей электродвигатель (только для ШГС5805-49ТЗVI).

16. Индикацию числа отключений установки по температуре и давлению (только для ШГС5805-49ТЗVI).

Устройства обеспечивают:

1. Ручную деблокировку защит.

2. Возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки, от превышения и снижения напряжения сети (выбор рабочей зоны), а также (только для ШГС5805-49ТЗVI) выбор (задание) рабочей зоны по давлению среды, окружающей электродвигатель.

3. Возможность выдачи электрического сигнала в систему диспетчеризации.

4. Подключение с помощью штепсельного разъема переносных токоприемников с током фазы до 60 А (для ШГС5805-49А3VI) и ШГС5805-49Т3VI.

5. Подключение с помощью розетки, рассчитанной на напряжение 220 В, геофизических приборов с током до 6 А.

Устройства ШГС5805-49А3VI и ШГС5805-49Т3VI монтируют в металлическом шкафу двухстороннего обслуживания.

ПОДСТАНЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ СЕРИИ КТППН

Подстанции трансформаторные комплектные серии КТППН (в дальнейшем именуемые «КТППН») предназначены для питания электроэнергией, управления и защиты электродвигателей погружных насосов добычи нефти из одиночных скважин мощностью 16—125 кВт включительно.

КТППН могут использоваться также для питания электродвигателя станков-качалок.

В шифре подстанции КТППН250/10—82УХЛ1, 6 кВ приняты следующие обозначения: К—комплектные; Т—трансформаторные; П—подстанции; П—погружных; Н—насосов; 250—мощность трансформатора, кВ·А; 10—наибольший класс напряжения, кВ; 82—год разработки; УХЛ1—климатическое исполнение и категория размещения; 6 кВ—для питания от сети 6 кВ.

Основные параметры КТППН представлены в табл. 4.9.

Схемой управления КТППН предусмотрены:

Т а б л и ц а 4.9

Показатели	КТППН с трансформатором типа		
	ТМПН100/10-82УХЛ1	ТМПН160/10-82УХЛ1	ТМПН250/10-82УХЛ1
Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	100	161	233
Номинальное высшее напряжение, кВ	6; 10	6; 10	6; 10
Пределы ступеней регулирования среднего напряжения, В	1602—846	1208—444	2406—1652
Номинальный ток обмотки среднего напряжения, А	36	77	56
Напряжение обмотки низшего напряжения, В		400	
Номинальная мощность обмотки низшего напряжения, кВ·А	50	75	75
Габаритные размеры, мм		5100×3250×1630	
Габаритные размеры транспортные, мм		2285×3300×1630	
Масса, кг:			
с трансформатором	2465	2705	2935
без трансформатора	—	1765	—

1. Включение и отключение электронасосной установки.
2. Работа электронасосной установки в режимах «ручной» и «автоматический».
3. Управление электронасосной установкой дистанционно с диспетчерского пункта и от программного устройства.
4. Управление обогревом в КТППН.
5. Самозапуск электродвигателя с выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при появлении напряжения после его исчезновения.
6. Отключение схемы управления без дополнительной выдержки времени при токах короткого замыкания в цепи управления 220 В.
7. Отключение электродвигателей защитой от перегрузки любой из фаз управляемого электродвигателя с выбором максимального тока фазы по обратозависимой амперсекундной характеристике.
8. Отключение электродвигателя защитой от недогрузки по сигналу, характеризующему загрузку управляемого электродвигателя, с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с.
9. Автоматическое включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин.
10. Отключение электродвигателя при отклонении напряжения питающей сети выше 10 или ниже 15 % от номинального, если это отключение приводит к недопустимой перегрузке электродвигателя по току, и автоматический самозапуск его после восстановления напряжения.
11. Возможность отключения электродвигателя при снижении давления в трубопроводе.
12. Непрерывный контроль сопротивления изоляции с действием на отключение установки при снижении сопротивления изоляции системы «погружной электродвигатель — кабель» ниже (30 ± 3) кОм.
13. Контроль тока электродвигателя и контроль напряжения сети.
14. Возможность регистрации тока электродвигателя регистрирующим амперметром НЗ005, который поставляется по отдельному заказу.
15. Запрет повторного включения электродвигателя после срабатывания защиты от перегрузки, кроме случая, когда отключение произошло по причине отклонения напряжения питающей сети выше 10 или ниже 15 % от номинального значения.
16. Включение установленных в КТППН освещения и наружной световой сигнализации об аварийном отключении электродвигателя.

17. Возможность настройки на месте эксплуатации защит от перегрузки, недогрузки и выбора рабочей зоны по напряжению питающей сети.

18. Отключение электродвигателя при снижении напряжения питающей сети ниже $0,75 U_{ном}$.

19. Запрет включения электродвигателя при восстановлении напряжения питающей сети с нарушением порядка чередования фаз.

20. Запрет включения электродвигателя при турбинном вращении.

21. Подключение геофизических приборов на напряжение 220 В с током до 6 А.

22. Подключение переносных токоприемников на напряжение 36 В с током до 6 А.

23. Подключение трехфазных токоприемников на напряжение 380 В с током фазы до 60 А.

24. Подключение однофазных токоприемников на напряжение 220 В с током фазы до 40 А.

ПОДСТАНЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ СЕРИИ КТППНКС

КТППНКС предназначены для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов (ЭЦН) с электродвигателями мощностью 16—125 кВт для добычи нефти из кустов скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ.

КТППНКС рассчитаны на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1, группа условий эксплуатации М4.

В шифре 5КТППНКС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН-6 кВ приняты следующие обозначения: 5 — число применяемых трансформаторов; КТППНКС — буквенное обозначение изделия; 650 — суммарная мощность силовых трансформаторов в кВА; 10 — класс напряжения силовых трансформаторов в кВ; 1,6 — номинальное напряжение, на стороне низшего напряжения, кВ; 85 — год разработки; УХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

Основные параметры КТППНКС приводятся в табл. 4.10.

Требования к электрической прочности изоляции цепи 36 В указаны в ГОСТах.

КТППНКС обеспечивает для каждого из четырех ЭЦН в кусте:

1. Включение и отключение электронасосной установки.

Таблица 4.10

КТППНС	Суммарная мощность силовых трансформаторов, кВА	Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения, кВ	Номинальное напряжение на стороне низшего напряжения, кВ	Номинальный ток на стороне высшего напряжения, А
5КТППНС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН = 6 кВ	650	6	1,6	63
5КТППНС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН = 10 кВ	650	10	1,6	40
5КТППНС-1250/10/2,4-85УХЛ1, ВН = 6 кВ	1250	6	2,4	125
5КТППНС-1250/10/2,4-85УХЛ1, ВН = 10 кВ	1250	10	2,4	75

Примечание. 1. Масса без трансформатора 6550 кг ± 100 кг. 2. Номинальные мощность, напряжение цепи управления и число отходящих линий составляют соответственно 1250 кВА, 220 В и 8.

Габаритные размеры КТППНС, мм:

с трансформатором 6150×5260×1600
без трансформатора 4450×2800×4600

2. Работу электронасосной установки в режимах «ручной» и «автоматический».

3. Возможность управления электронасосной установкой дистанционно с диспетчерского пункта.

4. Автоматическое включение электродвигателя ПЭД с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания.

5. Автоматическое повторное включение электродвигателя ПЭД после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин.

6. Возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного включения.

7. Возможность выбора режима работы ЭЦН с защитой от турбинного вращения или без защиты.

8. Отключение электродвигателя ПЭД и блокировку запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении напряжения питающей сети выше 10 или ниже 15 % от номинального, если это отклонение приводит к недопустимой перегрузке по току, и автоматическое повторное включение электродвигателя ПЭД после восстановления напряжения питания.

9. Разновременность пуска ЭЦН, подключенных к одному фидеру, определяемую выдержкой времени по п. 4.

10. Возможность управления ЭЦН от программного устройства.

11. Возможность управления ЭЦН в зависимости от давления в трубопроводе по сигналам контактного манометра.
12. Отключение блока управления (БУ) без дополнительной выдержки времени при токах короткого замыкания в цепи управления 220 В.
13. Отключение ЭЦН без дополнительной выдержки времени при коротком замыкании в силовой цепи.
14. Отключение электродвигателя ПЭД при перегрузке любой из фаз электродвигателя с выбором максимального тока фазы по амперсекундной характеристике. Минимальный ток срабатывания защиты от перегрузки должен составлять $(1,1 \pm \pm 0,05)$ от номинального тока электродвигателя ПЭД.
15. Отключение электродвигателя ПЭД с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с при изменении сигнала, характеризующего уменьшение загрузки ЭЦН на 15 % от рабочей загрузки электродвигателя. Уставка срабатывания защиты должна иметь регулировку изменения сигнала от 1 до 5 А.
16. Отключение электродвигателя ПЭД при снижении напряжения питающей сети до $0,75 U_{ном}$.
17. Возможность отключения ПЭД по сигналам контактного манометра о порыве нефтепровода.
18. Запрещение включения ЭЦН после срабатывания защиты от перегрузки, кроме случаев, когда перегрузка была вызвана отклонением напряжения питающей сети выше 10 % или ниже 15 % от номинального.
19. Запрещение включения ЭЦН в турбинном вращении погружного электродвигателя.
20. Ручную деблокировку защит при отключенном ЭЦН.
21. Непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «погружной электродвигатель — кабель» с регулируемой уставкой сопротивления срабатывания 10 и 30 кОм на отключение без дополнительной выдержки времени.
2. Контроль тока электродвигателя ПЭД в одной из фаз.
23. Возможность выдачи электрического сигнала в систему диспетчеризации.
24. Возможность регистрации тока одного электродвигателя ПЭД в одной из фаз самопишущим амперметром, поставляемым по отдельному заказу.
25. Возможность подключения не менее четырех входов технологических блокировок.
26. Возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки, а также от превышения и снижения напряжения сети (выбор рабочей зоны).
27. Сигнализацию состояния любого ЭЦН с расшифровкой причины его отключения.

28. Подключение с помощью штепсельного разъема трехфазных передвижных токоприемников на напряжение 380 В с током фазы до 60 А.

29. Подключение геофизических приборов на напряженне 220 В с током до 6 А.

30. Подключение переносных токоприемников на напряжение 36 В с током до 6 А.

31. Возможность выбора режима работы ЭЦН с запретом включения на самозапуск при превышении напряжения питания $1,1 U_{ном}$ и без запрета.

32. Функционирование при колебаниях напряжения питающей сети от 0,85 до 1,1 номинального напряжения.

КТППНКС обеспечивает:

1. Контроль напряжений 6 или 10 кВ и общего тока, потребляемого из сети, в одной фазе.

2. Учет потребляемой активной и реактивной электроэнергии.

3. Защиту от атмосферных перенапряжений в питающей сети 6 или 10 кВ (грозозащиту).

4. Управление обогревом.

5. Освещение коридора обслуживания.

6. Наружную световую мигающую сигнализацию об аварийном отключении любого ЭЦН.

7. Подключение четырех устройств управления электродвигателями станков-качалок.

8. Подключение измерных установок и блока местной автоматики на напряжение 380 В с токами фаз до 25 А.

9. Подключение других потребителей трехфазного тока напряжением 380 В с током фазы до 60 А (резерв).

10. Возможность подключения к трансформаторам ТМПН трехфазных токоприемников на напряжение 380 В с током фазы до 60 А.

Конструкция КТППНКС предусматривает:

воздушный ввод на напряжение 6 или 10 кВ;

шинные выводы к силовым трансформаторам, кабельные выходы на погружные электродвигатели;

транспортные и подъемные проушины для подъема кабины краном с установленным электрооборудованием и транспортирования ее волоком на собственных салазках на небольшие расстояния (в пределах монтажной площадки);

место для размещения средств индивидуальной защиты;

не менее двух болтов заземления для подсоединения к общему контуру заземления;

сальниковые уплотнения на кабельных вводах;

установку счетчиков электрической энергии с возможностью регулирования угла наклона от вертикали до 10° .

Все шкафы с электрооборудованием встраиваются в утепленную контейнерную кабину серии ККМ23, 5ХЛ1 ТУ 16-739.048—76 и должны иметь одностороннее обслуживание. Силовые трансформаторы устанавливаются рядом с кабиной.

КАБЕЛЬ

Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

в качестве основного кабеля— круглые кабели марок КПБК, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПБП, КТЭБ, КФСБ;

в качестве удлинителя— плоские кабели марок КПБП или КФСБ;

муфта кабельного ввода круглого типа.

Кабели марок КПБК и КПБП с полиэтиленовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +90 °С.

Кабели КПБК и КПБП состоят из медных токопроводящих жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой (в кабелях КПБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КПБП), а также из подушки и брони.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110 °С.

Кабели КТЭБК и КТЭБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции и оболочках из термоэластопласта и скрученных между собой (в кабелях КТЭБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КТЭБ), а также из подушки и брони.

Кабели марок КФСБК и КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160 °С.

Кабели КФСБК и КФСБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции из фторопласта и оболочках из свинца и скрученных между собой (в кабелях КФСБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КФСБ), а также из подушки и брони.

В промежутках между изолированными и ошлангованными основными жилами круглых и плоских кабелей могут рас-

полагаться изолированные контрольные жилы меньшего сечения.

Основные технические параметры кабелей приведены в табл. 4.11.

УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ВИНТОВЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин. Однако их можно также использовать для добычи нефти обычной вязкости и газосодержания.

Наиболее эффективна эксплуатация этих установок на месторождениях, где применение другого оборудования нецелесообразно или совсем невозможно. Например, на месторождениях с низким коэффициентом продуктивности пласта, большим содержанием газа при высоком давлении насыщения, высокой вязкости нефти в пластовых условиях. Главное преимущество погружных винтовых электронасосов перед другим оборудованием для добычи вязкой нефти заключается в том, что с повышением вязкости до определенных пределов ($6 \cdot 10^{-4}$ м²/с) показатели насоса практически не ухудшаются.

Установки типа УЭВН5 выпускают для пластовой жидкости температурой до 70 °С, максимальная вязкость которой равна $1 \cdot 10^{-3}$ м²/с. Содержание механических примесей не более 0,8 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 50 %.

При эксплуатации установок в условиях, отличных от указанных (повышение содержания механических примесей, обводненности, газосодержания и температуры перекачиваемой жидкости), ресурс насоса снижается из-за износа рабочих органов.

Установки (табл. 4.12) выпускают для скважин с условным диаметром колонны обсадных труб 146 мм по ГОСТ 622—80 (минимальный внутренний диаметр колонны не менее 121,7 мм).

Выпускают установки трех модификаций:

для температуры 30 °С (А)

для температуры от 30 до 50 °С (Б)

для температуры от 50 до 70 °С (В, Г).

Для различия установок в обозначении введены буквы А, Б и В(Г). Кроме того, установки УЭВН5-25-1000 и УЭВН5-100-1000 выпускают в модификации А1 и К для добычи высоковязкой нефти (до $1 \cdot 10^{-3}$ м²/с).

Модификация установок А1 комплектуется двигателем повышенной мощности и отличается от остальных отсутствием золотниковой конструкции в насосе.

Таблица 4.12

Показатели	УЭВН5-16-1200	УЭВН5-25-1000	УЭВН5-63-1200	УЭВН5-100-1000	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-200-900
Номинальная подача, м ³ /сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Рабочая часть характеристики:						
подача, м ³ /сут	16—22	25—36	63—80	100—150	100—150	200—250
давление, МПа	12—6	10—4	12—6	10—2	12—6	9—2,5
К. п. д. погружного агрегата, %	38,6	40,6 *	41,4	45,9 *	46,3	49,8
Габариты погружного агрегата (насос, электродвигатель с гидрозащитой), мм:						
поперечный	117	117	117	117	117	117
длина	8359	8359 **	11 104	11 104 **	13 474	13 677
Мощность электродвигателя, кВт	5,5	5,5 ***	22	22 ***	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713

* Для установки с двигателями мощностью 22 и 32 кВт соответственно 51,4 и 59,6%.

** Для установок с двигателями мощностью 22 и 32 кВт соответственно 10 671 и 13 071 мм.

*** Допускается комплектация установок двигателями мощностью 22 и 32 кВт.

Модификация установок К отличается от существующих конструктивным добавлением узла приставки, в котором пусковая муфта помещена в область чистого масла.

Установки УЭВН5-63-1200 и УЭВН5-100-1200 выполняют только в модификации В(Г) от 50 до 70 °С.

Все эти установки комплектуют погружными двигателями типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51 (табл. 4.13).

Установки выпускают по II группе надежности ОСТ 26-06-1304—82, в климатическом исполнении У, категории размещения погружного агрегата 5, наземного оборудования I по ГОСТ 15150—69.

При заказе и переписке условные обозначения установок УЭВН5-16-1200А ВП00; УЭВН5-25-1000Б ВП00; УЭВН5-200-900В ВП00; УЭВН5-100-1000А1 ВП01; УЭВН5-63-1200К ПВ01; УЭВН5-100-1200Г ВП01 расшифровываются так: У—уста-

Таблица 4.13

Установка	Электро- двигатель	Кабель в сборе		Комплектное устройство	Трансформатор
		основной × площадь сечения, мм ² × дли- на, м	удлинитель × пло- щадь сечения, мм ² × длина, м		
УЭВН5-16-1200	ПЭД5,5-117/4В5	КПБКЗ×10×1275	КПБПЗ×6×25	Ш5103-3277У1	—
УЭВН5-25-1000А, Б	ПЭД5,5-117/4В5	КПБКЗ×10×1075	КПБПЗ×6×25	Ш5103-3277У1	
УЭВН5-25-1000А1, В, К	ПЭД22-117/4В5	КПБКЗ×16×1075	КПБПЗ×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-100-1000А, В, Б	ПЭД22-117/4В5	КПБКЗ×16×1075	КПБПЗ×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-100-1000А1, К	ПЭД32-117/4В5	КПБКЗ×16×1075	КПБПЗ×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН100/3-73УХЛ1
УЭВН5-100-1200Г	ПЭД32-117/4В5	КПБПЗ×16×1300	КПБПЗ×6×20 КПБПЗ×16×1300	ШГС5805-49А3У1	ТМПН100/3-73УХЛ1
УЭВН5-63-1200В, К	ПЭД22-117/4В5	КПБПЗ×16×1300	КПБПЗ×6×20 КПБПЗ×16×1300	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-200-900	ПЭД32-117/4В5	КПБКЗ×16×1075	КПБПЗ×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН100/3-73УХЛ1

новка; Э — привод от погружного электродвигателя; В — винтовой; Н — насос; 5 — группа насоса для колонны обсадных труб диаметром 146 мм с минимальным внутренним диаметром 121,7 мм; 16, 25, 63, 100, 200 — подача, м³/сут; 900, 1000, 1200 — напор м; А — для жидкости температурой до 30 °С; Б — для жидкости температурой от 30 до 50 °С; В — для жидкости температурой от 50 до 70 °С; Г — для жидкости температурой от 50 до 70 °С или вязкостью $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$ м²/с; А1 — для жидкости вязкостью $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$ м²/с; К — с приставкой для жидкости вязкостью $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$ м²/с; ВП — вариант поставки; 0,1 — порядковый номер варианта поставки.

В случае отсутствия в заявке (заказе) указания о варианте поставки установка посылается заказчику в исполнении А, в варианте ВП00 (ВП00 — вариант поставки в районы с умеренным климатом; ВП01 — вариант поставки в районы с холодным климатом).

Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса (рис. 4.6) состоит из насоса 5, электродвигателя с гидрозащитой 7, комплектного устройства 2, токоподводящего кабеля с муфтой кабельного ввода 6. В состав установок с подачами 63, 100 и 200 м³/сут входит еще и трансформатор 1, так как двигатели этих установок рассчитаны соответственно на напряжение 700 и 1000 В.

Насос и двигатель с гидрозащитой спускаются в скважину на насосно-компрессорных трубах 4.

Электроэнергия от трансформатора и комплектного устройства, расположенных на поверхности земли, подается к электродвигателю по специальному бронированному кабелю, который крепится к трубам специальными поясами 3.

Все погружные винтовые электронасосы выполнены по одной и той же схеме с двумя рабочими органами (табл. 4.14).
Преимущества этой схемы:

при одном и том же поперечном габарите насоса получается удвоенная подача;

рабочие органы гидравлически взаимно уравновешены, что исключает передачу значительных осевых сил на основание насоса и пята электродвигателя.

Погружной винтовой насос (рис. 4.7) состоит из следующих основных узлов и деталей: пусковой кулачковой муфты центробежного типа 9, основания с приводным валом 8, сетчатых фильтров 3, установленных на приеме насоса, рабочих органов с правыми и левыми обоймами и винтами 6 и 4, двух эксцентриковых шарнирных муфт 5 и 7, предохранительного клапана 2 и шламовой трубы 1.

В основном все эти узлы и детали унифицированы и применяются, за некоторым исключением, во всех насосах одни и те же.

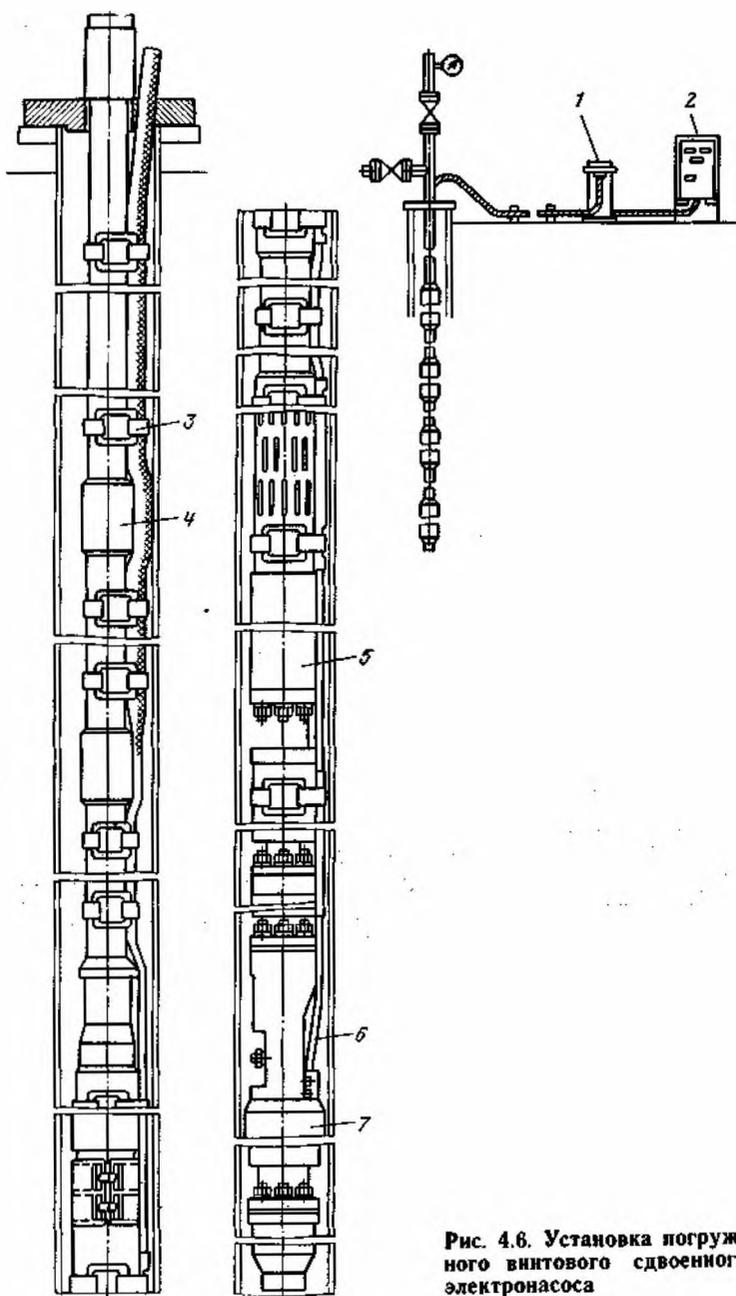


Рис. 4.6. Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса

Таблица 4.14

Показатели	ЭВН5-16-1200	ЭВН5-25-1000	ЭВН5-100-1000	ЭВН5-100-1200	ЭВН-63-1200	ЭВН5-200-900
К. п. д., %	48,3	51,4	59,6	59,1	53,5	65,7
Мощность, потребляемая насосом, кВт	4,5	5,5	19,5	23	16	31
Габариты, мм:						
поперечный	103	103	103	103	103	103
длина	3488	3488	4143	4443	4053	4646
Масса, кг	105	106	136	150	126	160

В насосах с подачами 62, 100 и 200 м³/сут рабочие винты изготавливают из титанового сплава ОТ-4, а в насосах с подачами 16 и 25 м³/сут — из стали марки 40Х.

Для обойм используется специальная резина марки 2Д-405, имеющая высокие физико-механические свойства.

Остальные ответственные детали насосов изготавливают из нержавеющей стали марок 95Х18 и легированной стали марки 12ХН3А. В основании насосов применяется высокопрочный силицированный графит марки СГ-П. Для защиты от коррозии и повышения износостойкости рабочая поверхность винтов покрыта слоем хрома.

В комплект обязательной поставки входит погружной насосный агрегат, состоящий из насоса и электродвигателя с гидрозащитой, кабель на металлическом барабане, кожух и пояс для защиты и крепления кабеля к трубам, станция управления, трансформатор (для установок с подачами 16 и 25 м³/сут трансформатор не требуется, так как погружной двигатель для этих установок рассчитан на напряжение 350 В).

Запуск электродвигателя осуществляется через станцию управления.

При работе установки крутящий момент от электродвигателя через вал протектора гидрозащиты, пусковую муфту и эксцентриковые муфты насоса передается рабочим винтам.

Жидкость через сетчатые фильтры засасывается одновременно верхней и нижней винтовыми парами. Две пары рабочих органов работают параллельно и создают напор, необходимый для подъема жидкости на поверхность.

Подача насоса равна сумме подач двух рабочих пар, а напор насоса — напору каждой рабочей пары.

Погружные винтовые электронасосы однотипны и выполнены по одной и той же конструктивной схеме с двумя рабо-

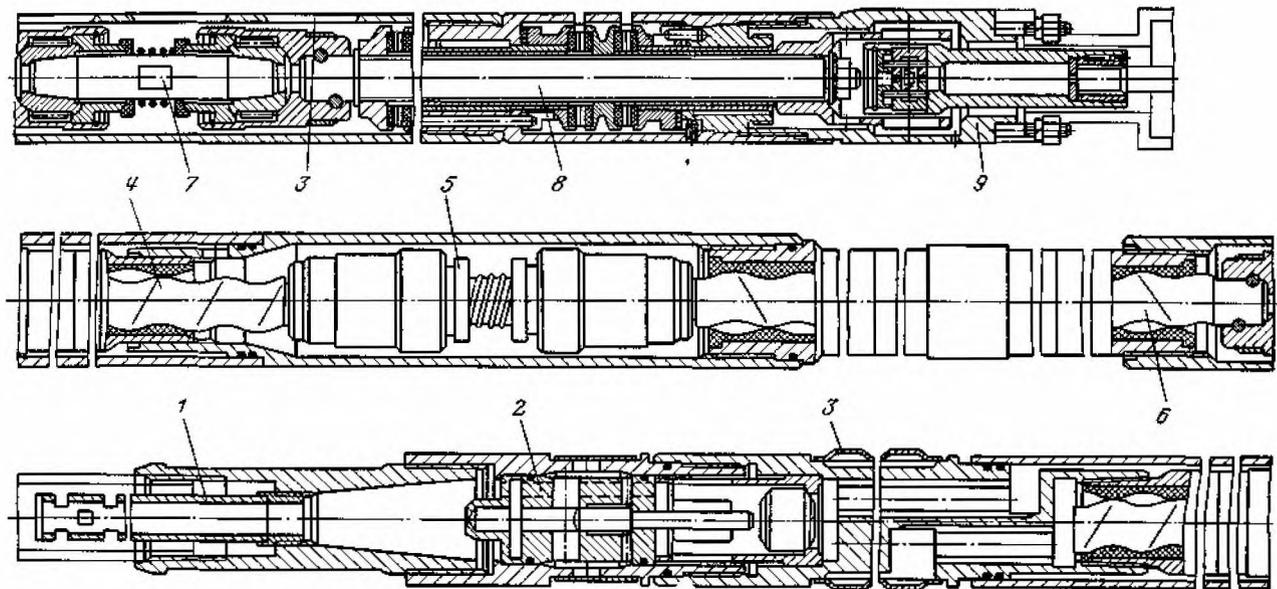


Рис. 4.7. Насос винтовой погружной

чими органами (геликоидальные роторы с правым и левым направлениями спирали), в результате чего во время работы они взаимно гидравлически разгружаются и тем самым предохраняют опоры пяты и подшипники от дополнительных осевых усилий. По принципу действия они относятся к объемным, а по способу сообщения энергии жидкости — к ротационным. Один насос отличается от другого только размерами рабочих органов, а все остальные узлы и детали взаимозаменяемые и унифицированы, что облегчает их серийное производство, эксплуатацию и ремонт.

Погружные винтовые насосы имеют ряд специфических узлов и деталей: пусковую и эксцентриковые муфты, клапан и шламовую трубу (см. рис. 4.7).

Пусковая муфта соединяет валы протектора и насоса и обеспечивает с помощью выдвигаемых кулачков пуск насоса при достижении ротором электродвигателя частоты вращения, соответствующей максимальному крутящему моменту. Кроме того, муфта защищает насос от обратного вращения.

В насосе имеются две эксцентриковые муфты: одна расположена между винтами, другая — между нижним винтом и валом основания. Каждая муфта состоит из двух универсальных шарниров, что позволяет винтам в обоймах совершать сложное планетарное вращение.

Предохранительный поршеньково-золотниковый клапан находится над насосом и состоит из корпуса, золотника и седла с поршнем. Клапан защищает насос от сухого трения и повышенного давления и осуществляет заполнение и слив жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях. При нормальном рабочем давлении и подаче клапан направляет поток откачиваемой жидкости по колонне труб на поверхность.

При недостаточном притоке жидкости из пласта или содержании в ней большого количества газа клапан перепускает жидкость из напорной линии обратно в скважину.

Шламовая труба предохраняет насос от засорения крупными частицами примесей и выполняет роль отстойника.

Каждый рабочий орган насоса состоит из резино-металлической 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.

Имеющееся между винтом и обоймой пространство ограничивается контактной уплотняющей линией так, что всасывающая полость отделена от нагнетательной как в неподвижном состоянии, так и в любой момент вращения винта в обойме. Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них жид-

костью на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и закрываются полости, образуемые винтом и обоймой.

При этом сумма заполненных жидкостью выходных площадей поперечного сечения винта с обоймой остается постоянной и поток жидкости всегда непрерывен и пропорционален частоте вращения винта. Жидкость перекачивается практически без пульсации, не создавая стойкой эмульсии из нефти с водой.

Жидкость поступает одновременно в левый и правый органы насоса через приемные сетки-фильтры. В камере между винтами потоки соединяются, и, следуя дальше 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 двумя эксцентриковыми муфтами.

Неподвижные части рабочих органов (обоймы совместно с основанием и корпусами) образуют жесткую систему — трубчатый корпус насоса.

Гибкая внутренняя связь подвижных частей рабочих органов позволяет винтам самоустанавливаться в обоймах. Рабочие винты вращаются эксцентрично относительно оси насоса, поэтому для уравновешивания возникающих при вращении центробежных сил их при помощи эксцентриковых муфт смещают от оси насоса в диаметрально противоположные стороны на величину их эксцентриситетов. Остающийся неуравновешенный момент от пары этих центробежных сил, действующих в противоположные стороны, создает некоторую вибрацию установки, которая улучшает наполнение рабочих органов особенно вязкими жидкостями.

При перекачке жидкостей повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой. Поэтому характеристики винтового насоса при перекачке вязких жидкостей лучше, чем при перекачке воды.

Рабочие органы винтовых насосов изготавливают с различными натягами и зазорами, учитывающими их тепловое расширение в скважинах.

Приводом винтовых насосов служит погружной электродвигатель (рис. 4.8). Электродвигатель трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, погружной, маслонеполненный. Исполнение двигателя вертикальное, со свободным концом вала, направленным вверх. Номинальный режим работы двигателя — продолжительный. Работает от сети переменного тока с частотой 50 Гц. Диаметр корпуса двигателя равен 117 мм. Двигатель выполнен герметичным, так как работает в среде пластовой жидкости под давлением.

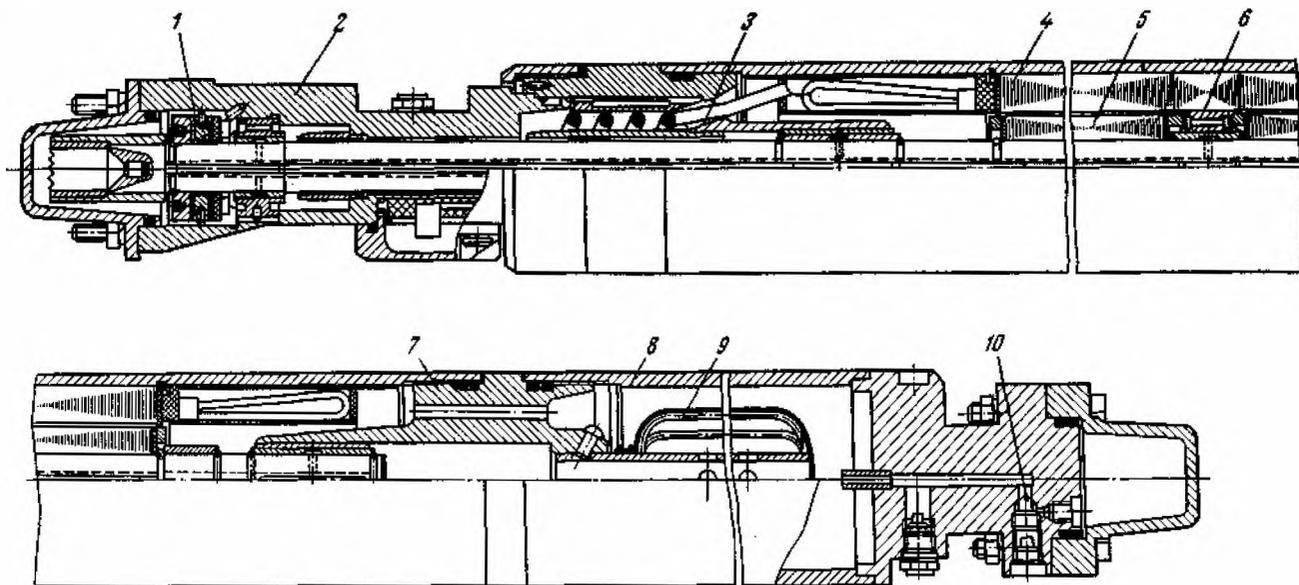


Рис. 4.8. Электродвигатель четырехполюсный:

1 — опора осевая; 2 — головка; 3 — корпус подшипника верхнего; 4 — статор; 5 — ротор; 6 — подшипник промежуточный; 7 — корпус подшипника нижнего; 8 — основание; 9 — фильтр; 10 — клапан перепускной

Таблица 4.15

Показатели	Электродвигатель		
	ПЭД5,5-117/4В5	ПЭД22-117/4В5	ПЭД32-117/4В5
Номинальная мощность, кВт	5,5	22	32
Линейное напряжение, В	350	700	1000
Номинальный ток, А	15,5	31,5	32
Частота вращения, мин ⁻¹	1500	1500	1500
Скольжение, %	8	7,5	7,5
К. п. д., %	78	76,5	76,5
Коэффициент мощности	0,75	0,75	0,75
Температура окружающей среды, °С	90	90	90
Скорость охлаждающей жидкости, м/с, не менее	0,04	0,2	0,4
Габариты, мм:			
поперечный	117	117	117
длина	4831	7281	9031
Масса, кг	221	400	528

Гидрозащита — конструктивный элемент двигателя, предохраняющий его внутреннюю полость от попадания пластовой жидкости, а также компенсирующий температурные изменения объема и расхода масла при работе двигателя. Гидрозащита обеспечивает выравнивание давления внутри двигателя с давлением в скважине на уровне его подвески.

Внутренняя полость двигателей заполнена специальным маслом высокой диэлектрической прочности.

Технические характеристики электродвигателей приведены в табл. 4.15.

Основные узлы электродвигателя (см. рис. 4.8) — статор, ротор, головка, передняя и нижняя опоры радиальных подшипников скольжения, основание с фильтром, осевая опора и кабельный ввод.

Статор представляет собой стальной цилиндрический тонкостенный корпус, в котором расположен магнитопровод, состоящий из магнитных и немагнитных пакетов. Немагнитные пакеты служат опорами промежуточных подшипников скольжения ротора.

Ротор электродвигателя многоопорный. Он состоит из пустотелого вала и группы сердечников, между которыми установлены промежуточные радиальные опоры (подшипники скольжения).

В головке двигателя расположены колодка кабельного ввода, упорный подшипник, воспринимающий вес подвешенного на нем ротора, и концевая радиальная опора вала.

Двигатели комплектуют гидрозащитой 1Г51.

УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ДИАФРАГМЕННЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установки типа УЭДН5, выпускаемые по ТУ 26-06-1464—86, предназначены для добычи нефти из малодебитных скважин с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм.

Обозначение установки УЭДН5-12,5-800 ВП 00-1,6 ТУ-26-06-1464—86 расшифровывается следующим образом: У — установка; ЭДН5-12,5-800 — типоразмер электронасоса; Э — привод от погружного электродвигателя; Д — диафрагменный; Н — насос; 5 — номер группы электронасоса для использования в скважинах с внутренним диаметром колонны обсадных труб не менее 121,7 мм; 12,5 — подача, м³/сут; 800 — напор, развиваемый электронасосом, м; ВП 00 — вариант поставки; 1,6 — верхний предел измерения манометра электроконтактного, МПа.

При заказе указывается обозначение варианта поставки согласно табл. 4.16 и верхний предел измерения электроконтактного манометра в МПа из ряда 1; 1,6; 2,5. При отсутствии указания о варианте поставки и верхнем пределе измерения электроконтактного манометра установку поставляют в варианте ВП 00-1,6.

Установки типа УЭДН5 поставляют в виде составных частей в одном из вариантов поставки (ВП) согласно табл. 4.16.

С установками любых типоразмеров за отдельную плату поставляют групповые комплекты: запасных частей для проведения среднего и капитального ремонтов (один комплект на пять установок); сменных плунжерных пар, обеспечивающих полу-

Т а б л и ц а 4.16

Составные части установки типа УЭДН5	Число составных частей при варианте поставки			
	ВП 00	ВП 01	ВП 02	ВП 03
Кабель в сборе: кабель круглый и плоский с кабельной муфтой, уложенные на металлический барабан	1	1	—	1
Сливной клапан	1	1	—	1
Шламовые трубы (верхняя и нижняя)	1	1	—	1
Трубка манометра	1	1	—	1
Погружной диафрагменный электронасос типа ЭДН5	1	1	1	1
Комплект поясов для крепления кабеля	1	1	—	1
Электроконтактный манометр	1	1	—	1
Комплектное устройство	1	—	—	—
Система электрооборудования	—	—	—	1
Комплект запасных частей	1	1	1	1

Таблица 4.17

Установка	Подача, м ³ /сут, не менее	Давле- ние, МПа	Мощность, кВт, не более	К. п. д., %, не менее	Подпор, м	Ток средний, А
УЭДН5-4-17	4	17	2,2	35	10	9
УЭДН5-6,3-13	6,3	13	2,45	38	10	9
УЭДН5-8-11	8	11	2,6	38	10	9,2
УЭДН5-10-10	10	10	2,8	40	10	9,5
УЭДН5-12,5-8	12,5	8	2,85	40	15	9,6
УЭДН5-16-6,5	16	6,5	2,85	40	20	9,6

чение параметров согласно табл. 4.16 (один комплект на пятнадцать установок): монтажных частей (один комплект на десять установок) и инструмента и принадлежностей (один комплект на пятьдесят установок).

Основные показатели установок типа УЭДН5 в номинальном режиме при перекачивании электронасосом воды плотностью 1000 кг/м³ температурой 45 °С при напряжении 350 В и частоте тока 50 Гц приведены в табл. 4.17.

Установки типа УЭДН5 соответствуют восстанавливаемым изделиям группы II, вида 1. Климатическое исполнение наземного электрооборудования У1, электронасоса В5.

Установки работают от сети переменного тока напряжением 380 В при частоте тока 50 Гц.

Установки типа УЭДН5 предназначены для перекачивания пластовой среды, состоящей из смеси нефти, воды и газа. Содержание пластовой воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальное массовое содержание твердых частиц 0,2 %; максимальное объемное содержание нефтяного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель пластовой воды рН 6,0—8,5; максимальная концентрация сероводорода 0,01 г/л.

Рабочий диапазон изменения температуры от 5 до 90 °С.

Погружной диафрагменный электронасос опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах ГОСТ 633—80 условным диаметром 42, 48 или 60 мм. Для увеличения объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан. Кабельная линия, по которой подводится электроэнергия к электронасосу, крепится к трубам поясами по мере спуска, на поверхности скважины она соединяется с комплектным устройством или с разьединительной коробкой системы электрооборудования, предохраняющей комплектное устройство от попадания в него нефтяного газа по кабелю. На поверхности скважины располагается устьевое оборудование, конструкция которого выбира-

ется потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование соединяется специальным отводом с наземным трубопроводом. Электроконтактный манометр соединяется трубкой манометра с отводом, а сигнальным проводом — с комплектным устройством. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод снабжается обратным клапаном.

Насосно-компрессорные трубы, устьевое оборудование, отводной трубопровод и обратный клапан не входят в комплект поставки установки типа УЭДН5, их выбирает и приобретает потребитель установок в зависимости от условий эксплуатации скважины.

Габаритные размеры установок типа УЭДН5: диаметр — 117 мм, длина — 2700 мм. Масса установок от 2715 (УЭДН5-4-1700) до 1377 кг (УЭДН5-16-650).

Установки и электронасосы различных типоразмеров полностью унифицированы и отличаются сечением и длиной круглого кабеля кабельной линии, а также рабочим диаметром сменной плунжерной пары, входящей в состав плунжерного насоса.

Погружной диафрагменный электронасос типа ЭДН5 выполнен в виде вертикального моноблока, включающего четырехполюсный асинхронный электродвигатель, конический редуктор и плунжерный насос с эксцентриковым приводом и возвратной пружиной. Эти узлы расположены в общей камере, заполненной маслом и герметично изолированной от перекачиваемой среды резиновыми диафрагмой (в верхней части) и компенсатором (в нижней части).

В контакт с перекачиваемой жидкостью вступают только всасывающий и нагнетательный клапаны, расположенные в головке над диафрагмой. Головка соединяется резьбой с корпусом. Насосная часть присоединяется к электродвигателю при помощи цилиндрического стакана, который монтируется после завершения сборки электронасоса. В головке установлены три токоввода, соединяемые дополнительным штеккерным разъемом с выводными концами обмотки статора электродвигателя. Сетка предохраняет газосепаратор и всасывающий клапан от попадания крупных частиц. Патрубок и муфта служат для монтажа электронасоса на устье скважины и соединения его с НКТ. Трубка защищает нагнетательный клапан от осаждения песка.

Электронасос заполняется маслом и испытывается в заводских условиях. На устье скважины он поступает полностью подготовленным к спуску. При монтаже электронасоса на устье скважины с токовводов снимаются транспортировочные крышки и подсоединяется муфта кабеля.

Для привода погружных диафрагменных электронасосов типа ЭДН5 всех типоразмеров служит погружной асинхронный четы-

рехполюсный электродвигатель типа ПЭДД 2,5-117/4В5. Электродвигатель выполнен в виде самостоятельного блока, что создает ряд преимуществ при его изготовлении, заводских испытаниях, поставках потребителям и ремонте, а также при сборке с насосом.

Электродвигатели типа ПЭДД 2,5-117/4В5 выпускаются по техническим условиям ТУ 16-652.016—85.

Техническая характеристика приведена ниже.

Мощность, кВт	2,5
Линейное напряжение, В	350
Ток, А	7,9
Частота сети переменного тока, Гц	50
Частота вращения вала (синхронная), мин ⁻¹	1500
Скольжение, %	7
Кoeffициент полезного действия, %	75
Кoeffициент мощности	0,7
Температура окружающей среды, °С	<90
Наружный диаметр, мм	117
Длина (транспортнoвoчная), мм	1370
Масса, кг	80±10

Для управления погружными диафрагменными электронасосами типа ЭДН5 и их защиты от повреждений при аномальных условиях эксплуатации служит устройство комплектное типа Ш5103-3277У1.

Устройство выпускается по техническим условиям ТУ 16-656.109—86 и предназначено для погружных электродвигателей мощностью 2,5 и 5,5 кВт. Устройство выпускается в климатическом исполнении У (умеренный климат) для категории размещения 1 (открытая установка, под навесом), при этом температура окружающего воздуха должна быть не ниже 40 °С. Это устройство является составной частью установок погружных диафрагменных электронасосов типа УЭДН5 и установок погружных винтовых электронасосов типа УЭВНТ5.

Оно обеспечивает следующие функции управления:

включение и отключение в ручном или автоматическом режиме работы;

автоматическое включение с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания после отключения;

автоматическое повторное включение после отключения защитой от нагрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин;

возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного выключения;

блокировку запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении напряжения в питающей сети выше 10 %

или ниже 15 % от номинального значения с автоматическим самозапуском при восстановлении напряжения питания;

разновременность включения нескольких установок, подключенных к одному фидеру питания напряжением, которая обеспечивается различными установками времени автоматического включения в указанных выше пределах;

автоматическое включение или отключение в зависимости от значения давления в наземном трубопроводе по сигналу электроконтактного манометра;

возможность управления с диспетчерского пункта.

Устройство обеспечивает следующие функции защиты:

от коротких замыканий в силовой цепи напряжением 380 В; от перегрузки по току любой из фаз с выбором максимального тока фазы;

от недогрузки по току при срыве подачи электронасоса;

от снижения напряжения питания;

от включения после срабатывания защиты от перегрузки.

Устройство обеспечивает также:

непрерывный контроль замыкания на землю силовой цепи;

контроль тока в одной из фаз;

сигнализацию состояния с расшифровкой причины отключения;

наружную мигающую световую сигнализацию об аварийном отключении;

возможность настройки приборов защиты на месте эксплуатации (выбор рабочей зоны).

Устройство выполнено в металлическом шкафу одностороннего обслуживания с передней и дополнительной дверьми для предохранения лицевых частей приборов и аппаратов от воздействия внешней среды. Высота устройства (с подставкой и верхней лампой) 1600 мм, ширина 675 мм, глубина 560 мм, масса 125 ± 10 кг.

В случае заказа установок типа УЭДН5 по варианту поставки ВП 03 они комплектуются системой электрооборудования, которая включает комплектное устройство типа Ш5103-3277У1, дооборудованное специальным блокиратором, и разъединительную коробку, также оборудованную блокиратором. Указанная система обеспечивает защиту комплектного устройства от попадания в него нефтяного газа, который может поступать из скважины по кабельной линии (между жилой и изоляцией), и позволяет устанавливать устройство на различном удалении от устья скважины.

Блокираторы комплектного устройства и разъединительной коробки обеспечивают защиту технического персонала от напряжения сети.

УСТАНОВКИ ГИДРОПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ

Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГН) предназначены для добычи нефти из 2—8 кустовых наклонно-направленных скважин с внутренними диаметрами эксплуатационных колонн 117,7—155,3 мм.

Установки можно применять для добычи нефти плотностью 870 кг/м³, содержащей до 99% воды, до 0,1 г/л механических примесей, до 0,01 г/л сероводорода, при температуре пласта до 120 °С.

Установки изготовляют в климатическом исполнении У, ХЛ.

Пример условного обозначения установки при заказе: установка гидропоршневых насосов УГН25-150-25, где УГН — установка гидропоршневых насосов; 25 — подача одного гидропоршневого агрегата, м³/сут; 150 — подача установки суммарная, м³/сут; 25 — давление нагнетания гидропоршневого агрегата при заданном давлении нагнетания рабочей жидкости, МПа.

Установка УГН (рис. 4.9) состоит из скважинного и наземного оборудования.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно-поступательного действия, пре-

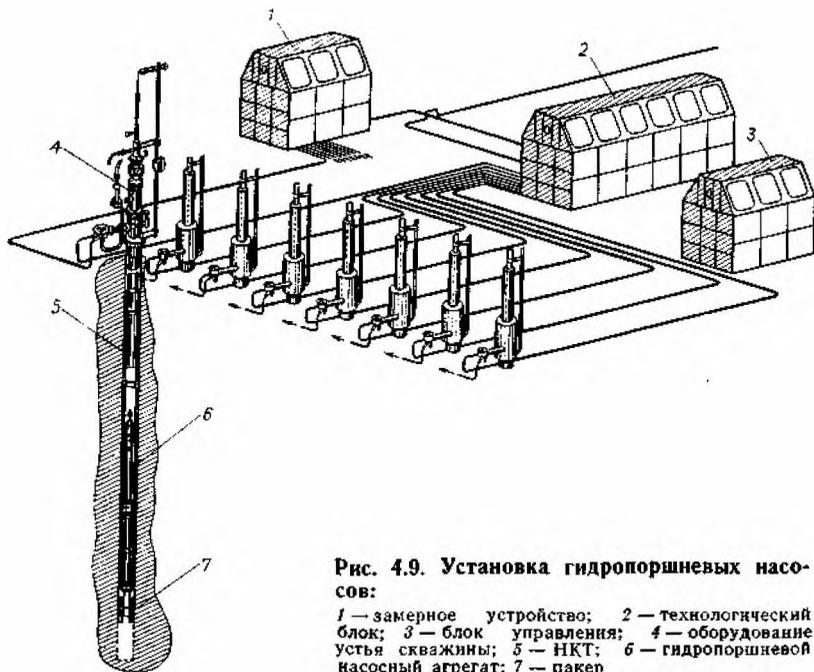


Рис. 4.9. Установка гидропоршневых насосов:

1 — замерное устройство; 2 — технологический блок; 3 — блок управления; 4 — оборудование устья скважины; 5 — НКТ; 6 — гидропоршневой насосный агрегат; 7 — пакер

образующий эту энергию в возвратно-поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Скважинное оборудование включает в себя гидропоршневой насосный агрегат, размещенный в нижней (призабойной) части обсадной колонны, систему каналов, по которым подводится рабочая жидкость, отводится добытая и отработанная жидкость; устьевую арматуру и вспомогательные устройства: ловильную камеру, мачту с подъемным устройством и переключателем потока рабочей жидкости.

В состав наземного оборудования входят устройства для подготовки рабочей жидкости, насосы высокого давления, распределительная гребенка, которая служит для направления рабочей жидкости под заданным давлением с требуемым расходом к гидропоршневым насосным агрегатам, силовое и контрольно-регулирующее электрооборудование.

Использование гидропривода позволяет при небольшом давлении силового насоса применить погружной насос с высоким рабочим давлением или при небольшом расходе рабочей жидкости — с высокой подачей. Это достигается возможностью изменения в определенном диапазоне отношения эффективных площадей насоса и гидродвигателя (n) установкой поршней разного диаметра как в насосе, так и в гидродвигателе. При $n > 1$ насос имеет повышенную подачу, при $n < 1$ — повышенное давление.

Наличие прямого и обратного потоков рабочей жидкости обеспечивает спуск и подъем гидропоршневого насоса потоком жидкости вниз и вверх по скважине, т. е. автоматизировать подземный ремонт скважины и осуществить его без бригады подземного ремонта.

При этом гидропоршневой агрегат (ГН) (рис. 4.10) разделяется на три части: собственно ГН, седло, сбрасываемый обратный клапан. Седло укрепляется на конце насосно-компрессорных труб (НКТ) и служит для посадки клапана и ГН при сбрасывании в НКТ.

После установки устьевого переключателя в положение «подъем» поток рабочей жидкости направляется в колонну, по которой при положении «работа» поднимается смесь добытой и отработанной жидкостей.

Поток увлекает ГН вверх и доставляет в ловильную камеру устья. После перекрытия центральной задвижки, отсекающей камеру от внутрискважинного пространства, снимают ловильную камеру и извлекают ГН, а на его место вставляют новый насос; возвращают камеру в исходное положение, открывают центральную задвижку, ставят переключатель в положение «работа». Насос под действием собственного веса и потока рабочей жидкости двигается вниз, доходит до посадочного седла и начинает работать.

Регулятор расхода, установленный на распределительной гребенке, поддерживает подачу насоса на заданном уровне.

Подачу жидкости из скважин определяют следующим образом: измеряют промышленными средствами расход смеси рабочей и добытой жидкостей, затем — расход рабочей жидкости средствами, входящими в комплект наземного оборудования установки, и вычитают значение второй величины из значения первой.

Установки УГН выполняются по схеме с открытой циркуляцией рабочей жидкости (ОРЖ), имеющей простейшее конструктивное исполнение и один ряд НКТ — пакерное устройство, позволяющее использовать в качестве канала кольцевое пространство между колонной НКТ и обсадной колонной. Смесь добытой и отработанной жидкостей поступает в систему емкостей, где происходит отделение газа, воды, механических примесей, а оставшаяся часть смеси — на прием силового насоса и в коллектор продукции. При герметизированной однотрубной системе нефтепромыслового сбора нефти и газа отсепарированный газ направляется в тот же коллектор.

Для улучшения смазывающих свойств рабочей жидкости, борьбы с коррозией, ускорения дегазирования и демульсации в поток жидкости с помощью специального дозирующего насоса, входящего в состав наземного оборудования, добавляют присадки, химические реагенты, ингибиторы.

В качестве силовых насосов используют трех- или пятиплунжерные насосы высокого давления.

Рабочая жидкость, выходящая из газосепаратора, перед поступлением на прием силовых насосов проходит через гидроциклонный аппарат, где происходит отделение механических примесей в поле центробежных сил. Очищенная от газа, воды, механических примесей рабочая жидкость под высоким давлением направляется на гребенку для распределения по напорным наземным трубопроводам, а затем — в оборудование устья скважин, откуда при положении устьевого переключателя «работа» — в НКТ и далее в ГН, приводя его в действие.

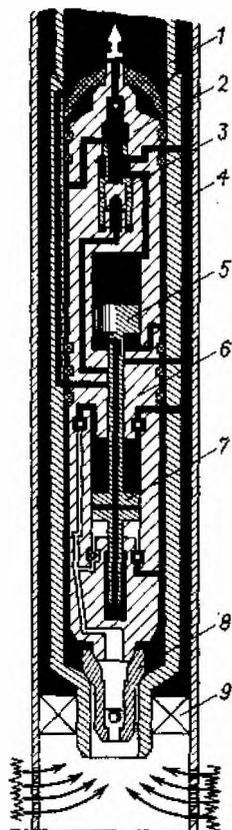


Рис. 4.10. Схема гидродвигательного агрегата:

1 — колонна НКТ; 2 — гидродвигательный насос; 3 — золотник; 4 — седло насоса; 5 — поршень двигателя; 6 — узел распределения; 7 — поршень насоса; 8 — сбрасываемый клапан; 9 — пакер

Гидропоршневой насосный агрегат представляет собой действующий гидравлический насос, управление гидродвигателем которого осуществляется золотниковым устройством. Этот агрегат состоит из собственно гидропоршневого свободно сбрасываемого насоса, посадочного седла и сбрасываемого обратного клапана.

Конструкцией ГН определяются основные параметры установки: подача, давление, расход рабочей жидкости, рабочее давление, к. п. д., глубина спуска в скважину, размер и конструкция лифта, надежность.

ГН включает поршень насоса, жестко соединенный силовым штоком с поршнем двигателя, управляющее золотниковое устройство и клапаны — всасывающий и нагнетательный.

Рабочая жидкость поступает в одну из полостей двигателя, создавая усилие, увлекающее поршень двигателя и соответственно поршень насоса вверх или вниз.

При подходе поршня двигателя к крайнему положению золотник под механическим или гидравлическим воздействием поршня двигателя перемещается в противоположное положение, меняя направление движения рабочей и отработанной жидкостей в гидродвигателе. Это приводит к изменению направления поршневой группы. Насос, совершая возвратно-поступательное движение, откачивает жидкость из пласта через всасывающий и нагнетательный клапаны.

Наземная станция установки УГН состоит из двух блоков: технологического и управления (рис. 4.11).

Все оборудование наземной станции располагается в двух транспортбельных блоках-боксах размерами 3×12 и 3×6 м.

В технологическом блоке сепаратор вместимостью 16 м^3 располагается на «втором этаже», что обеспечивает создание силовым насосом гидростатического подпора около 1,5 м и позволяет разместить все остальное оборудование под газосепаратором и рядом с ним: три силовых насоса, из которых один — резервный, центробежные насосы, позволяющие спокойно встраивать установку в систему сбора с давлением до 2,5 МПа, гидrocиклоны с циркулирующей рабочей жидкости, распределительную гребенку, многопоточный дозировочный насос, емкость с запасом химреагентов.

Для привода гидропоршневого насоса применяются трех- или пятиплунжерные насосы высокого давления со специальным исполнением гидроблока, рассчитанные на продолжительную непрерывную работу с минимальным обслуживанием. Если рабочая жидкость — вода, то в плунжере используется мягкий сальник, выполненный на основе асбографитной композиции, с регламентируемым автоматическим прижатием заданным усилием, а если рабочая жидкость — нефть, то применяется щелевое уплотнение «металл — металл».

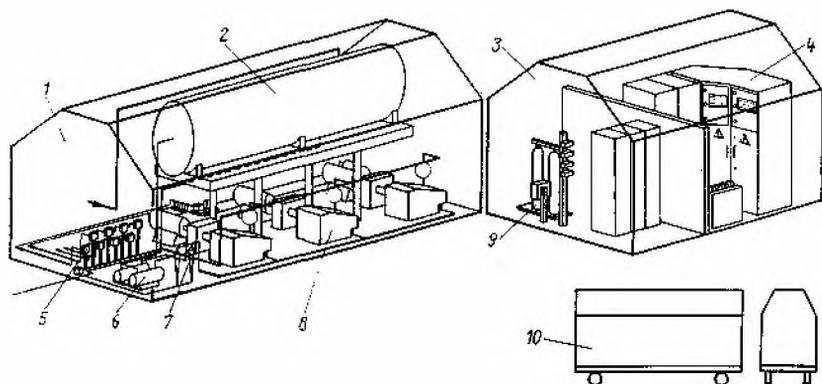


Рис. 4.11. Гидравлическая наземная станция установки гидропоршневых насосов:

1 — технологический блок; 2 — сепаратор; 3 — блок управления; 4 — комплекты устройства защиты и управления; 5 — распределительная гребенка; 6 — герметичный подпорный насос; 7 — гидроклапан; 8 — силовой насос; 9 — батарея пожаротушения; 10 — технологический блок в транспортном положении

Конструкция узла уплотнения исключает возможность быстрого его разрушения, что предотвращает прорыв рабочей жидкости наружу, гарантирует эффективную защиту окружающей среды и длительную безостановочную работу насоса.

Пакерное устройство должно отвечать следующим требованиям:

- выдерживать заданный перепад давления сверху вниз;
- гидравлически устанавливаться и сниматься под давлением жидкости, подаваемой сверху по трубам;
- автоматически отсоединяться от труб после пакеровки;
- резиновые уплотнительные элементы пакера при его спуске не должны касаться поверхности обсадной колонны.

В комплект пакерного устройства входит набор инструментов для подготовки внутренней поверхности обсадной колонны, извлечения пакера. Внутренний канал пакера рассчитан на то, чтобы под давлением жидкости создавался уплотнительный контакт с хвостовиком седла ГН, спускаемого после установки пакера в скважине. Если предполагается эксплуатация заканчиваемой скважины с применением гидропоршневого насоса, то патрубок для хвостовика седла можно устанавливать в обсадной колонне стационарно, что исключает необходимость применения пакера при монтаже установки ГН.

Рабочая жидкость распределяется по скважинам в необходимом количестве посредством гребенки с установкой на каждой линии, ведущей к скважине, регуляторов расхода и одного регулятора давления.

Оба регулятора — регуляторы непрямого действия. Основным регулирующим элементом служит золотник. Для нормаль-

ной работы золотника к качеству рабочей жидкости предъявляются следующие требования: чистое масло 12-го класса чистоты по ГОСТ 17216—71, содержание механических примесей не более 32 мг/л, размер частичек не более 25 мкм.

Регулятор давления предназначен для предохранения рабочей гидросистемы от перегрузки и поддержания в ней установленного давления. Регулятор расхода обеспечивает постоянство расхода рабочей жидкости независимо от изменения давления на его входе и выходе.

Основные показатели и размеры установок указаны в табл. 4.18.

Для подготовки рабочей жидкости из продукции эксплуатационных скважин в условиях закрытой системы сбора нефти и газа для гидравлического привода и управления гидропоршневыми насосами для каждой установки используют технологический блок. Техническая характеристика блока приведена ниже.

Класс помещения	В1а
Вместимость сепаратора, м ³	16
Подача сепаратора, м ³ /с (м ³ /ч), не более	3,47 · 10 ⁻³ (25)
Давление в сепараторе, МПа, не более	2,5
Коэффициент сепарации газа, не менее	0,98
Обводненность рабочей жидкости на выходе из сепаратора, %,	До 25
Число электронасосных агрегатов, включая резервный	3
Давление нагнетания электронасосного агрегата, МПа, не более	20
Содержание механических примесей в рабочей жидкости, г/л, не более	0,032
Крупность зерна, не более, мкм	25
Содержание свободного газа в рабочей жидкости на входе в силовой насос, %, не более	2
Число подключаемых скважин	2—8

Для откачки пластовой жидкости из скважин применяют гидропоршневые агрегаты сбрасываемого типа (табл. 4.19).

Для герметизации устья нефтяных скважин, подвески колонны насосно-компрессорных труб, распределения потоков жидкости, спуска в скважину, работы и подъема гидропоршневого насоса используют оборудование устья скважин. Техническая характеристика оборудования устья скважин приведена ниже.

Диаметр проходных каналов, мм:	
стволовой части	65
боковых отводов	65
сливного трубопровода	16
Давление, МПа, не более	21
Управление запорными устройствами	Ручное
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1425
ширина	1335
высота	9245
Масса, кг, не более	960

Таблица 4.18

Показатели	Установка			
	УГН25-150-25	УГН40-250-20	УГН100-200-18	УГН160-380-15
Перекачиваемая среда	Пластовая жидкость с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л (0,01%), сероводорода не более 0,01 г/л, попутной воды не более 99%, кинематической вязкостью не более 15 мм ² /с, содержание свободного газа на приеме гидropоршневого агрегата не допускается			
Суммарная подача установки, м ³ /с (м ³ /сут), не менее	1,73 · 10 ⁻³ (150)	2,8 · 10 ⁻³ (240)	2,31 · 10 ⁻³ (200) 2,12 · 10 ⁻³ (183) *	3,7 · 10 ⁻³ (320)
Давление нагнетания гидropоршневого агрегата, МПа, не более	25	20	18	15
Подача одного гидropоршневого агрегата (насоса), м ³ /с (м ³ /сут), не более	2,9 · 10 ⁻⁴ (25)	4,64 · 10 ⁻⁴ (40)	1,16 · 10 ⁻³ (100)	1,86 · 10 ⁻³ (160)
Давление нагнетания рабочей жидкости, МПа, не более	20	20	18	20
Подача рабочих силовых электронасосных агрегатов, м ³ /с (м ³ /сут), не более	3,49 · 10 ⁻³ (302) 3,2 · 10 ⁻³ (276) *	5,55 · 10 ⁻³ (480) 5,33 · 10 ⁻³ (460,8)	3,49 · 10 ⁻³ (302) 3,2 · 10 ⁻³ (276) *	5,55 · 10 ⁻³ (480) 5,33 · 10 ⁻³ (460,8)
Суммарная мощность установки, кВт	210 (185) *	270	210 (185) *	270
Установленная мощность силовых электронасосных агрегатов, кВт	165 (120) *	225	165 (120) *	225
Мощность рабочих силовых электронасосных агрегатов, кВт	110 (80) *	150	110 (80) *	150
Давление пакерования пакерного устройства, МПа	23	23	23	23
Коэффициент применяемости, %	100	60	0	80
Масса установки, кг	47 500	47 500	42 500	42 500

* При комплектации технологического блока установки силовыми электронасосными агрегатами 25РСР-3-60.

Т а б л и ц а 4.19

Показатели	ГН59-89-100-18 (6535.001.05.00.000)	ГН59-89-25-25 (6535.001.05.77.000-01)
Подача агрегата, м ³ /с (м ³ /сут), не более	1,16·10 ⁻³ (100)	2,9·10 ⁻⁴ (25)
Давление нагнетания агрегата, МПа	18	25
Расход рабочей жидкости на агрегат, м ³ /с (м ³ /ч, м ³ /сут)	1,75·10 ⁻³ (6,3; 151)	4,22·10 ⁻⁴ (1,56; 37,4)
Число двойных ходов в минуту	8—58	8—16

Продолжение табл. 4.19

Показатели	ГН59-89-40-20 (6535.001.05.00.000-02)	ГН59-89-160-15 (ГН27.00.000)
Подача агрегата, м ³ /с (м ³ /сут), не более	4,64·10 ⁻⁴ (40)	1,86·10 ⁻³ (160)
Давление нагнетания агрегата, МПа	20	15
Расход рабочей жидкости на агрегат, м ³ /с (м ³ /ч, м ³ /сут)	0,70·10 ⁻³ (2,52; 60,5)	2,34·10 ⁻³ (8,4; 202)
Число двойных ходов в минуту	8—25	43—69

В комплект поставки установки входит следующее оборудование: блок технологический—1 компл.; блок управления—1 компл.; оборудование устья скважины—8 компл.; гидropоршневой агрегат—8 компл.; пакерное устройство—8 компл.; силовой электронасосный агрегат—1 компл.

Для обеспечения автоматизации работы и управления установками используется блок управления. Техническая характеристика блока управления приведена ниже.

Ток	Переменный, трехфазный
Частота, Гц, не более	50
Напряжение, В:	
силовой цепи	380
цепи управления	220
Номинальный ток, А:	
силовой цепи	400, 630
цепи управления	25
Сила тока электродинамической и термической устойчивости комплектных устройств при сквозном коротком замыкании, кА	2
Установленная суммарная мощность, кВт, не более	210, 270
Масса, кг, не более	7530

Для разобщения ствола скважин от продуктивного пласта при спуске, работе и подъеме гидropоршневого насоса используются пакерные устройства. Техническая характеристика пакерных устройств приведена ниже.

Рабочее давление (максимальный перепад сверху вниз), МПа	35
Давление пакеровки, МПа	23
Диаметр проходного отверстия, мм, не более	62
Масса, кг, не более	200
Длина, мм	3800

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ТИПА КОС1

Комплекс оборудования типа КОС1 (табл. 4.20) предназначен для перекрытия ствола скважин при повышении забойного давления или динамического уровня жидкости в полуфонтанных скважинах, эксплуатируемых штанговыми и центробежными электронасосами. Он обеспечивает проведение ремонтно-профилактических работ в скважине без предварительного глушения.

Условное обозначение комплекса оборудования типа КОС1: первые буквы и цифра после них — обозначение комплекса и номер модели, число после тире — наружный диаметр пакера (мм), последнее число — рабочее давление (МПа). Например, комплекс оборудования с сильфонным клапаном-отсекателем КОС1-118-35.

Комплекс (рис. 4.12) состоит из пакера типа 1ПД-ЯГР и клапана-отсекателя сильфонного типа КАС1, инструмента для посадки пакера — гидравлического домкрата типа ДГ, штока и муфты для соединения гидродомкрата с пакером, калиброванной шпильки для ограничения усилия сжатия пакера и фланца для обеспечения опоры гидродомкрата при сжатии пакера.

Скважинное оборудование комплекса (без клапана-отсекателя) спускают в скважину с помощью канатной техники и устанавливают на заданной глубине.

Т а б л и ц а 4.20

Показатели	КОС1-118-35	КОС1-122-35	КОС1-136-35	КОС1-140-35	КОС1-145-35
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35
Условный диаметр эксплуатационной колонны по ГОСТ 632—80, мм	146	146	168	168	168
Наружный диаметр пакера, мм	118	122	136	140	145
Температура рабочей среды, °С, не более	200	200	200	200	200
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм	127,1	133,1	144,1	147,1	153,7
Диаметр проходного отверстия, мм	60	60	76	76	76
Габаритные размеры, мм:					
диаметр	118	122	136	140	145
длина	2576	2576	2663	2663	2663

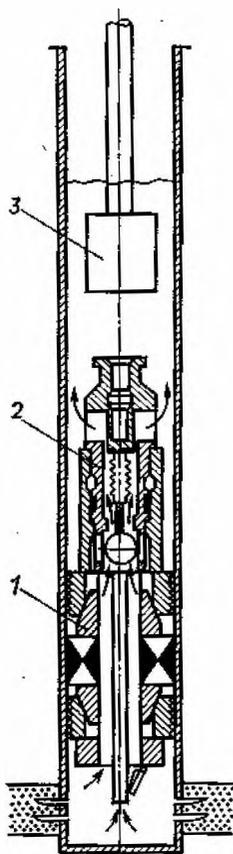


Рис. 4.12. Комплект оборудования типа КАСИ:

1 — пакер типа ГПД-ЯГР; 2 — клапан-отсекатель типа КАСИ; 3 — центробежный скважинный электронасос

Посадка пакера осуществляется при подаче жидкости под давлением 5—7 МПа в эксплуатационную колонну. После посадки пакера и извлечения гидродомкрата типа ДГ клапан-отсекатель типа КАСИ спускают в скважину с помощью канатной техники и устанавливают в кожухе пакера.

Клапан-отсекатель типа КАСИ — сифонного типа, чувствительным элементом клапана служат сифонные камеры, связанные со штоком управляющим запорным шаровым клапаном.

Такая схема оборудования при закрытом клапане-отсекателе обеспечивает перекрытие ствола скважины, а при открытом клапане — доступ продукции к приему насоса.

Давление на сифонной камере, установленное для нормального технологического режима работы скважины, препятствует поднятию штока и удерживает клапан открытым. При повышении забойного давления и динамического уровня в скважине шток поднимается и клапан-отсекатель закрывается.

Открытие клапана-отсекателя происходит при понижении гидростатического давления столба жидкости над клапаном.

В комплект поставки входят пакер, клапан-отсекатель, гидравлический домкрат, инструменты, принадлежности и приспособления для зарядки и регулирования клапанов-отсекателей.

СИЛЬФОННЫЙ КЛАПАН-ОТСЕКАТЕЛЬ КАСИ-35

Клапан-отсекатель типа КАСИ-35 предназначен для перекрытия ствола скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами или центробежными электронасосами при повышении забойного давления или динамического уровня скважины. Техническая характеристика клапана-отсекателя приведена ниже.

Максимальное давление зарядки, МПа	10
Рабочее давление, МПа	35
Максимальная глубина установки в скважине, м	2500
Температура рабочей среды, °С, не более	100
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	118
длина	1425
Масса, кг, не более	48

Условные обозначения клапана-отсекателя типа КАС1-35: К — клапан, А — отсекатель автоматический, С — сильфонного типа, 1 — исполнение, 35 — рабочее давление.

Чувствительный элемент клапана — сильфон заряжается через золотник сжатым азотом или воздухом до расчетного значения давления (рис. 4.13).

В конструкции клапана-отсекателя предусмотрен замок для посадки его на пакер.

Клапан-отсекатель устанавливают в кожухе пакера с помощью механического ясса. При посадке клапана-отсекателя обратный клапан пакера открывается и удерживается в открытом положении, фонарь упирается в кожух пакера, винты срезаются, клапан-отсекатель (кроме деталей головки, кожуха и фонаря) опускается. Перья цанги, попав в канавку цангодержателя, сжимаются, проходят в кожух пакера, а захваты, оказавшись в расточке головки, освобождаются из зацепления со спускным патрубком, который после посадки клапана-отсекателя извлекается из него. Сухари, перемещаясь в расточку фонаря, выталкиваются деталью сильфонной камеры, так как сильфон стремится сжаться под давлением окружающей среды. Шток с шаром поднимается, и клапан закрывается.

Под действием давления под пакером приподнимается клапан-отсекатель, цангодержатель своим нижним концом оказывается под перьями цанги, и клапан-отсекатель фиксируется в кожухе пакера.

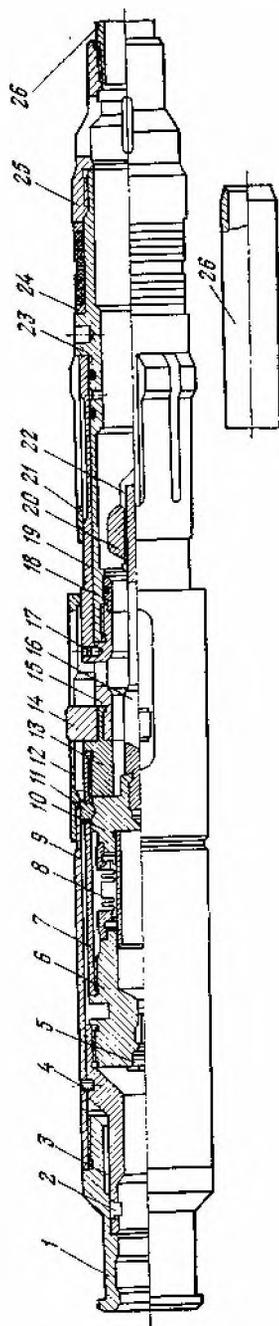


Рис. 4.13. Сильфонный клапан-отсекатель типа КАС1:

1 — головка; 2 — захват; 3 — патрубок; 4, 17 — шпиг; 5 — пробка; 6, 15, 23 — шпигель; 7 — гильза; 8 — сильфон; 9 — кожух; 10 — переводник; 11 — кулачок; 12 — фонарь; 13 — корпус; 14 — сухарь; 16 — фонарь; 18 — седло; 19 — цангодержатель; 20 — шар; 21 — цанга; 22 — корпус; 24 — кольцо; 25 — наконечник; 26 — патрубок.

Клапан-отсекатель открывается при понижении гидростатического давления столба жидкости выше клапана.

В комплект поставки входят клапан-отсекатель в сборе и запасные части.

Глава 5

ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

К основному оборудованию, при помощи которого проводят спуско-подъемные операции, относятся подъемные лебедки, монтируемые на самоходной транспортной базе автомобиля или тракторе.

Если лебедка монтируется совместно с вышкой, талевой системой и другим оборудованием на транспортной базе, оборудование в целом называется подъемной установкой или агрегатом, а при более полной комплектации (насосом, ротором, вертлюгом и др.) — комплектом подъемного оборудования. Если на базе монтируется только лебедка, такой механизм называется подъемной лебедкой.

УСТАНОВКИ ПОДЪЕМНЫЕ

Предназначены для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышечными сооружениями.

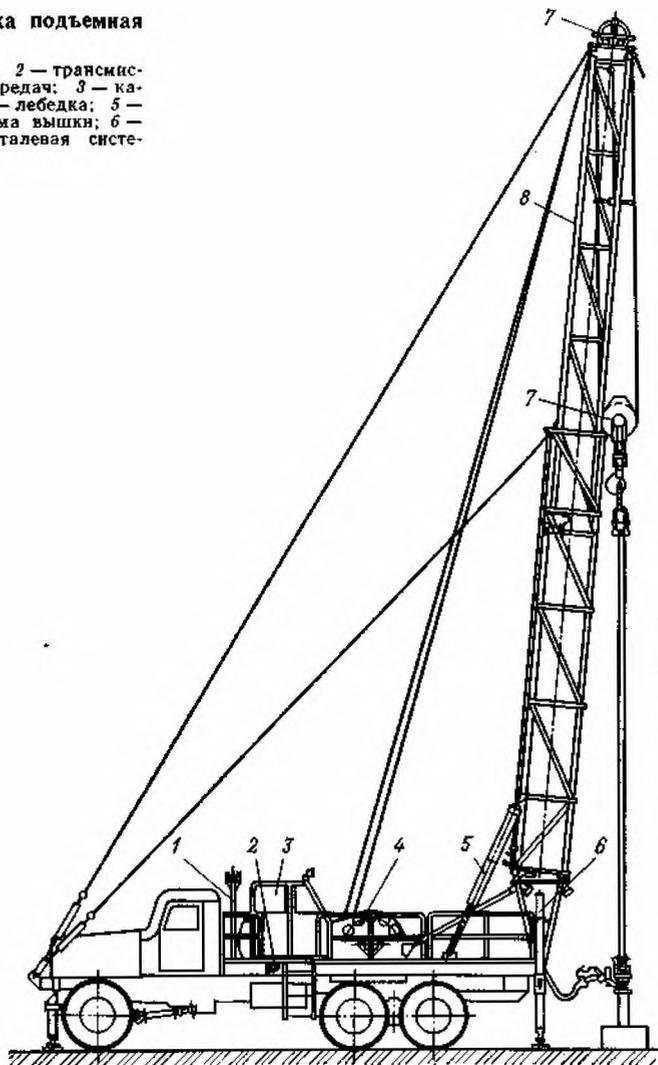
Установка АзИНМАШ-37А и АзИНМАШ-37А1. Установка АзИНМАШ-37А представляет собой самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КраЗ-255Б высокой проходимости. Имеет следующие основные узлы: лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, кабину оператора, а также гидравлическую, пневматическую и электрическую системы управления установкой и другие вспомогательные узлы и механизмы (рис. 5.1).

Комплектуется автоматом АП-2 (с гидравлическим приводом) для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и автоматическим ключом КШЭ (с электрическим приводом) для свинчивания и развинчивания насосных штанг.

Имеет ограничитель подъема крюкоблока, системы звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительные приборы работы двигателя и пневмосистемы, а также другие системы блокировки, обеспечивающие безопасность про-

Рис. 5.1. Установка подъемная АЗИНМАШ-37А:

1 — передняя опора; 2 — трансмиссия с коробкой передач; 3 — кабина оператора; 4 — лебедка; 5 — гидроцилиндр подъема вышки; 6 — задняя опора; 7 — талевая система; 8 — вышка



ведения работ при монтаже установки вблизи скважины и спуско-подъемных операциях.

Оборудована системой освещения рабочего места у устья скважины, вышки, а также пути движения крюкоблока. Исполнение системы освещения взрывобезопасное. Питание — от электрооборудования автомобиля.

Управление всеми механизмами установки при спуско-подъемных операциях осуществляется из трехместной отопляемой кабины оператора, расположенной между лебедкой и кабиной

рых печать спускается в скважину. При необходимости спуск проводится с промывкой. Печать устанавливается в скважине на верхний конец объекта, при этом нагрузка на нее не должна превышать 20 кН.

Техническая характеристика печатей ПУ2 приведена ниже.

	ПУ2-102	ПУ2-146	ПУ2-168
Условный диаметр колонны обсадных или насосно-компрессорных труб, мм	102*	140—146	1
Наибольшая рабочая нагрузка для получения отпечатка, кН		20	
Основные размеры, мм:			
<i>D</i>	75; 84	106; 112; 118	125; 131; 137; 141
<i>L</i>	295	360	430
Масса, кг	4,5	10	18

* Диаметр колонны насосно-компрессорных труб

Глава 6 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ УН1-630×70А(4АН-70)

Предназначена для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пластов, гидроструйной перфорации и других продавочно-промывочных работах, проводимых в нефтяных и газовых скважинах.

Установка (рис. 6.1) состоит из закрепленных на общей монтажной раме силового агрегата, коробки передач ЗКПМ, насоса, трубопровода обвязки насоса и системы управления.

Силовой агрегат на базе дизеля В2-800ТК-С3 оборудован системами водяного охлаждения, смазки, питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно-замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами, электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизеля электростартером.

Для обеспечения работы во всем диапазоне давлений и подач трехплунжерный насос 4Р-700 укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров. Приемная линия насоса оборудована выводами с обеих сторон установки, напорная линия — предохранительным клапаном. Управление установкой централизованное, с поста управления, расположенного в кабине автомобиля.

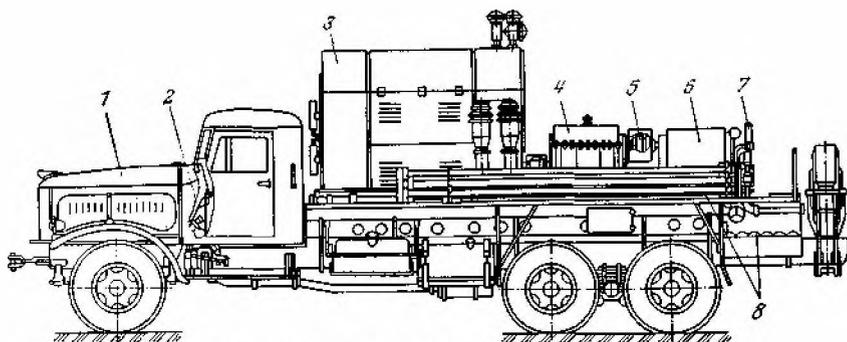


Рис. 6.1. Насосная установка УН-1-630×70А (4АН-70)

1 — автошасси КрАЗ-257Б1; 2 — пост управления; 3 — силовой агрегат; 4 — коробка передач КПМ; 5 — зубчатая муфта; 6 — насос 4Р-700; 7 — напорный трубопровод; 8 — вспомогательный трубопровод

Техническая характеристика УН1-630×700А приведена ниже.

Автошасси

Монтажная база	КрАЗ-257Б1А
Грузоподъемность, т	12
Наибольшая скорость передвижения, км/ч	60
Тяговый двигатель	Четырехтактный дизель ЯМЗ-238

Номинальная мощность, кВт 176,5

Силовой агрегат

Шифр	9УС-800
Тип двигателя	В2-800ТК-С3
Наибольшая мощность (при $n = 2000 \text{ мин}^{-1}$), кВт	588
Наибольший крутящий момент (при $n = 1200 \text{ мин}^{-1}$), кН·м	3,12
Эксплуатационная мощность (при $n = 1800 \text{ мин}^{-1}$), кВт	544

Насос

Шифр	4Р-700
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	22
Наибольшее давление, МПа	70
Полезная мощность, кВт	452
Диаметр сменных плунжеров, мм	100 и 120
Длина хода плунжера, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	192
Передаточное число приводной части	4,86
Условный проход трубопроводов, мм:	
приемного	100
напорного	50
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
число труб	6
число шарнирных колен	6
общая длина, м	23,5
Габаритные размеры, мм	9800×2900×3320
Масса установки, кг	22 140

**УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ УНЦ1-160×32К,
УНЦ1-160×50К И УНЦ1-160×70К**

Предназначены для транспортировки и нагнетания в скважины смеси кислот при солянокислотной обработке призабойной зоны.

Установка состоит из насоса высокого давления, трансмиссии, цистерны, манифольда, вспомогательного трубопровода и др.

Насос высокого давления — трехплунжерный горизонтальный одностороннего действия. Привод насоса — от тягового двигателя через раздаточную коробку автошасси, коробку отбора мощности и двухскоростную двухвальную коробку передач установки.

Цистерна, предназначенная для транспортировки смеси кислот и подачи ее к насосу высокого давления, представляет собой металлическую емкость овального сечения, разделенную волнорезом. Внутренняя поверхность цистерны гуммирована. Предусмотрены два люка, один из которых технологический, а другой служит для залива рабочей жидкости. В верхней части цистерны приварены два фланца, к которым прикреплены поплавковый уровнемер и приемная труба.

Манифольд установки позволяет перекачивать рабочую жидкость из цистерны в скважину или из любой емкости, расположенной вне установки, заполнять цистерну водой из промышленной сети, перекачивать жидкость из цистерны в любую другую емкость.

Манифольд состоит из всасывающего и нагнетательного трубопроводов.

Всасывающий трубопровод служит для забора жидкости, состоит из труб диаметром 100 мм, резиновых рукавов и запорного устройства.

Нагнетательный трубопровод насоса подразделяется на напорный и контрольный. По напорному трубопроводу рабочую жидкость нагнетают в скважину. Он укомплектован манометром и предохранительным клапаном КПС-30.

Контрольная линия служит для проверки работы насоса «на циркуляцию» перед нагнетанием рабочей жидкости в скважину, а также для сброса рабочей жидкости из насоса и нагнетательного трубопровода в цистерну при вынужденной остановке насоса. На линии установлен кран с цилиндрической пробкой.

Вспомогательный трубопровод служит для обвязки установки с устьем скважины, включает пять труб, четыре шарнирных колена и приемный рукав.

Управление установкой — централизованное, из кабины автомобиля.

Техническая характеристика установок приведена ниже.

	УНЦ1-160×32К	УНЦ1-160×50К	УНЦ1-160×70К
Монтажная база . . .	Шасси автомобиля КраЗ-250		
Номинальная полезная мощность, кВт	100	100	100
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32	50	70
Наибольшая идеальная подача, дм ³ /с	19,3	12,4	7,9
Н а с о с			
Диаметр сменных плунжеров, мм . . .	125	100	90
Длина хода плунжера, мм	125	125	125
Наибольшее число двойных ходов плунжера в минуту	197	197	197
Передаточное число зубчатой пары	4,5	4,5	4,5
Вместимость цистерны, м ³	7,5	7,5	7,5
Транспортируемая жидкость	Раствор ингибированной соляной кислоты (концентрации 8—21 %), а также в смеси с кислотами плавиковой (5 % от объема соляной кислоты) и уксусной (2 % в пересчете на 100% -ную соляную кислоту)		
Нагнетаемые жидкости	Транспортируемые установкой раствор кислоты и другие жидкости		
Условный проход трубопроводов мани-фольда, мм:			
всасывающего	100	100	100
нагнетаемого	50	50	50
Вспомогательный трубопровод:			
условный проход, мм	50	50	50
общая длина, м	21,5	21,5	21,5
Габаритные размеры установки, мм	9520×2500×3300		
Масса установки, кг	14 970		

УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ УНЦ1-160×50К И УНЦ2-160×50

Предназначены для транспортирования и нагнетания в скважину жидкостей при кислотной обработке призабойных зон скважин.

Установка УНЦ1-160×50К (АзИНМАШ-30А) для соляно-кислотной обработки призабойной зоны (рис. 6.2) состоит из цистерны, разделенной внутренней перегородкой на два отсека, трубопровода, трехплунжерного насоса высокого давления, приводимого от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и редуктор.

Внутренние стенки цистерны гуммированы, каждый отсек оснащен поплавковым указателем уровня. Соляная кислота из

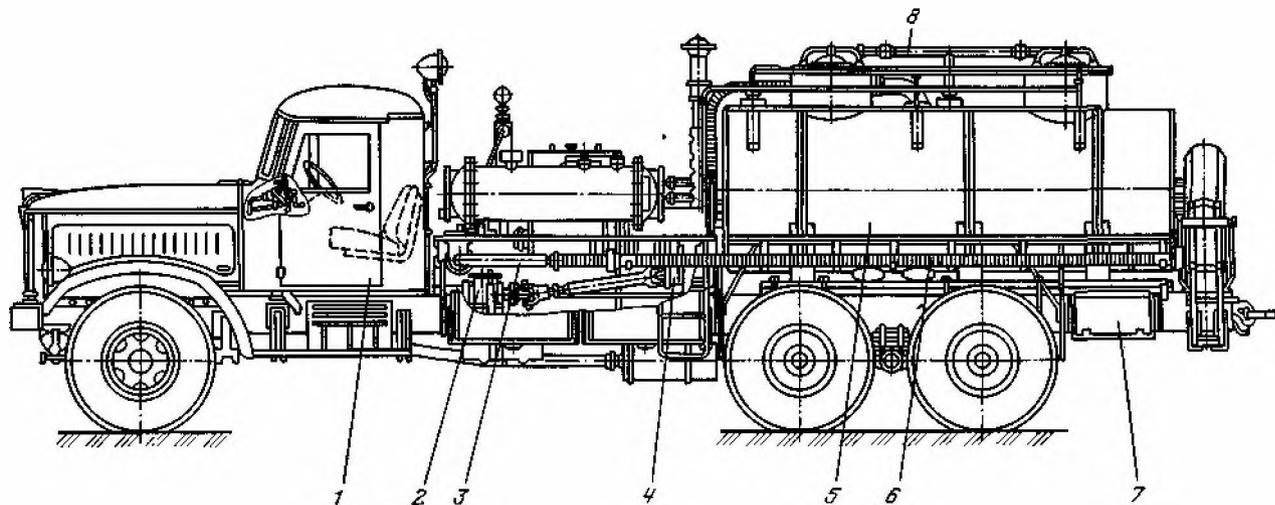


Рис. 6.2. Насосная установка УНЦ1-160×50К(АЗИНМАШ-30А) с цистерной:

1 — автошасси КрАЗ-257Б1А; 2 — коробка отбора мощности; 3 — приемный трубопровод; 4 — редуктор; 5 — цистерна; 6 — вспомогательный трубопровод; 7 — ящик для инструментов; 8 — трубопровод для подвода воды из промышленной сети

цистерны к насосу поступает по гуммированным трубам, опущенным в чашеобразные углубления дна отсеков цистерны.

Для обеспечения давлений и подачи трехплунжерный насос 5НК-50 укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров.

По приемным и нагнетательным трубопроводам жидкость может подаваться потребителю из любого отсека цистерны, а также из любой емкости. По этим же трубопроводам цистерна может заполняться водой из промышленной сети.

Приемный коллектор насоса, с одной стороны, связан с обоими отсеками цистерны, а с другой — присоединен к приемному трубопроводу для забора жидкости со стороны.

Напорный трубопровод насоса оборудован двумя пробковыми кранами, один из которых служит для сброса давления. Второй кран и предохранительный клапан со срезным стержнем расположены на рабочей линии.

Управление установками осуществляется из кабины автомобиля.

Основное отличие насосной установки УНЦ2-160×50 для углекислотной обработки призабойной зоны — наличие центробежного насоса 4К-6 с наибольшим напором 1 МПа и наибольшей подачей 37,5 дм³/с для создания подпора рабочей жидкости на приеме насоса 5НК-50 при продавке жидкого углекислого газа в пласт.

Он приводится от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и одноступенчатый редуктор. Кроме этого, для транспортирования жидкой углекислоты массой 9 т и подачи ее в насосную установку УНЦ2 создана специальная автоцистерна АЦИ-9, смонтированная на полуприцепе ЧМЗАП-5524А-П, транспортируемом седельным тягачом КрАЗ-258.

Техническая характеристика установок приведена ниже.

	УНЦ-160×50К	УНЦ-160×50
Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-257Б1А	
Грузоподъемность, т	12	12
Тяговый двигатель	Четырехтактный дизель ЯМЗ-238	
Номинальная мощность (при частоте вращения 2100 мин ⁻¹), кВт	176,6	176,5
Вместимость цистерны, м ³	6	6
Транспортируемая жидкость	Раствор ингибирующей соляной кислоты в смеси с плавиновой и уксусной кислотами	Неагрессивная жидкость
Нагнетаемая жидкость	Раствор ингибирующей соляной кислоты	Углекислый газ и транспортируемая неагрессивная жидкость

Насос

	5НК-500	
Шифр		
Полезная мощность, кВт	118	118
Наибольшее давление, МПа	50	50
Наибольшая идеальная подача, дм ³	17,1	17,1
Диаметр сменных плунжеров, мм	100 и 120	
Наибольшее число двойных ходов в минуту	242	242
Длина хода плунжера, мм	125	125
Условный проход трубопроводов, мм:		
всасывающего	100	100
нагнетательного	50	50
Вспомогательный трубопровод:		
условный проход, мм	50	50
общая длина, м	23,5	23,5
Габаритные размеры, мм	9850×630×3000	9600×630×3100
Масса, кг	14 630	14 810

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ УНБ1-160×63

Предназначена для нагнетания различных неагрессивных жидкостей при цементировании, гидравлическом разрыве пластов, гидродескоструйной перфорации, промывке песчаных пробок и других промывочно-продавочных работах в нефтяных и газовых скважинах, расположенных в умеренных и холодных (район I₂) макроклиматических районах.

Установка состоит из водоподающего блока, коробки отбора мощности, карданного вала, плунжерного насоса высокого давления, манифольда, мерного бака. Все оборудование закреплено на общей монтажной раме.

Привод установки — от раздаточной коробки автомобиля через коробку отбора мощности и карданный вал.

Трехплунжерный насос высокого давления с навесным двухступенчатым редуктором укомплектован сменными плунжерами четырех типоразмеров.

Водоподающий блок состоит из силовой установки на базе двигателя автомобиля ГАЗ-52А и центробежного секционного насоса.

Водоподающий насос укомплектован системой продувки выхлопными газами двигателя для удаления жидкости из насоса после окончания работы при минусовых температурах и прогрева насоса.

Техническая характеристика приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Номинальная полезная мощность, кВт	110
Наибольшее давление нагнетания, МПа	63
Наибольшая идеальная подача, дм ³ /с	22,8

Насос высокого давления

Тип	14Т2
Диаметр сменных плунжеров	90; 110; 125; 140
Длина хода плунжера, мм	160
Наибольшее число двойных ходов в минуту	175
Передаточное число приводной части	14,56

Водоподающий насос

Тип	ЦНС38-154
Наибольшее давление, МПа	1,54
Наибольшая подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	10,5
Вместимость мерного бака, м^3	5
Условный проход трубопроводов манифольдов, м:	
приемного	100
нагнетательного	50
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
общая длина, м	23,5
Габаритные размеры, мм	9900×2500×3700
Масса установки, кг	16 415

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ УНБ1-400×400

Предназначена для нагнетания различных неагрессивных жидкостей при цементировании, гидравлическом разрыве пластов, гидродескоструйной перфорации, промывке песчаных пробок и других промывочно-продавочных работах в нефтяных и газовых скважинах, расположенных в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Установка представляет собой технологическое оборудование, смонтированное на шасси автомобиля, и состоит из плунжерного насоса высокого давления с одноступенчатым редуктором с приводом от двигателя В2-500АВ-С3 через коробку передач типа 4КПМ, водоподающего насоса с приводом от тягового двигателя автомобиля КрАЗ-250 через коробку отбора мощ-

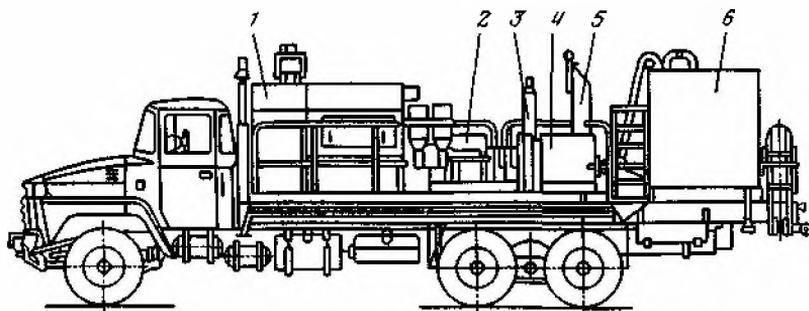


Рис. 6.3. Установка насосная УНБ1-400×400:

1 — силовой агрегат; 2 — коробка передач; 3 — манифольд; 4 — насос; 5 — пульт управления; 6 — мерный бак

ности, мерного бака, манифольда, вспомогательного трубопровода (рис. 6.3).

Управление установкой — ручное с пульта оператора на раме установки.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Номинальная полезная мощность, кВт	278
Наибольшее давление нагнетания, МПа	40
Наибольшая идеальная подача, дм ³ /с	37,0
Насос высокого давления	
Тип	14Т1
Диаметр сменных плунжеров, мм	110; 125; 140
Длина хода плунжера, мм	160
Наибольшее число двойных ходов плунжера в минуту	250
Передаточное число приводной части	4,04
Водоподающий насос	
Тип	ЦНС60-198
Наибольшее давление, МПа	1,98
Наибольшая подача, дм ³ /с	16,6
Вместимость мерного бака, м ³	5,5
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
общая длина, м	28
Габаритные размеры, мм	10 550×2 500×3 340
Масса установки, кг	20 450

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ УНБ1Р-400

Предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред при их цементировании в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывно-продавочных работ в морских нефтяных и газовых скважинах, расположенных на отдельных основаниях и приэстакадных площадках.

Установка состоит из силового агрегата, коробки передач, трехцилиндрового насоса, манифольда, вспомогательного трубопровода, редуктора, промежуточного вала, мерного бака, поста управления и другого оборудования, смонтированных на раме (рис. 6.4).

Силовой агрегат, выполненный на базе дизельного двигателя, содержит системы водяного охлаждения, смазки и питания, многодисковую фрикционную муфту сцепления постоянно-замкнутого типа, контрольно-измерительные приборы и электросистему с аккумуляторной батареей для запуска дизельного двигателя электростартером.

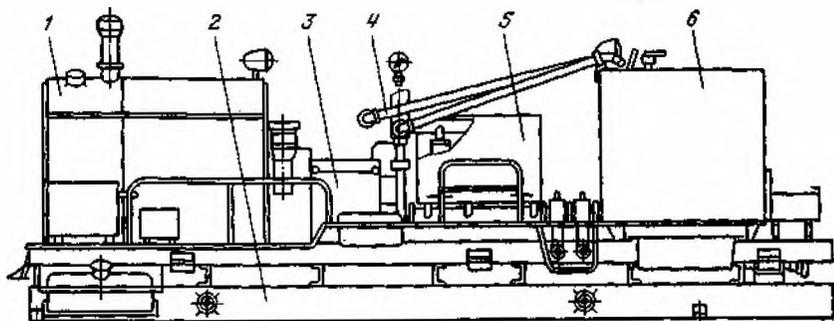


Рис. 6.4. Установка УНБ1Р-40:

1 — силовой агрегат с двигателем В2-500А-СЗ; 2 — монтажная рама; 3 — коробка передач 4КПМ; 4 — манифольд; 5 — насос 11Т; 6 — мерный бак

Система смазки принудительная, циркулярная.

Насос высокого давления — поршневой горизонтальный двустороннего действия, для обеспечения работы во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров. Привод насоса — от двигателя В2-500А-СЗ или В2-500АВ-СЗ через трехвальную трехскоростную коробку передач. В приемную линию насоса жидкость может поступать из мерного бака, а также из бака, установленного на земле. Напорная линия насоса оборудована предохранительным клапаном, разделителем с манометром и пробковыми кранами. Предусмотрен сброс жидкости из контрольной линии в мерный бак.

Установка укомплектована приемным и напорным шлангами, а также вспомогательным трубопроводом с шестью шарнирными коленами для соединения с блоком манифольда или устьем скважины.

Мерный бак разделен перегородкой на два равных отсека. В каждом отсеке установлены мерные линейки и донные клапаны. Приемная камера соединяет приемную линию насоса с любым отсеком.

Управление установкой — механическое, с поста, расположенного на раме.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Рама
Полезная мощность, номинальная, кВт	257
Наибольшее давление, МПа	40
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	36,5
Н а с о с	
Тип	11Т
Диаметр сменных втулок, мм	110; 125; 140
Длина хода поршня, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	127
Передаточное число приводной части	4,45

Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Условный проход линии раздачи, мм	100
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
общая длина, м	22
число труб	6
Вместимость мерного бака, м ³	6
Габаритные размеры установки, мм	7 340×2 900×2 800
Масса комплекта установки, кг	15 650

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ АКПП-500

Предназначена для транспортирования и нагнетания жидкостей при солянокислотной обработке призабойной зоны скважин.

Состоит из трехплунжерного горизонтального насоса 5НК-500, трансмиссии, цистерны, манифольда, вспомогательного трубопровода и другого оборудования, смонтированного на автошасси КраЗ-255Б грузоподъемностью 7,5 т.

Нужные давления и подачи обеспечиваются сменными насосными плунжерами диаметром 100 и 120 мм. Насос приводится от тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

Для транспортирования соляной кислоты на раме за насосом установлена цистерна с гуммированной внутренней поверхностью и поплавковым указателем уровня жидкости.

На нагнетательной линии манифольда предусмотрены манометр, предохранительный клапан со срезным стержнем и запорная арматура. Установка насосная АКПП-500 комплектуется кислотовозом КП-6,5 для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты (концентрацией 8—21 %) и подачи ее на прием насосной установки или в другие емкости. Кислотовоз состоит из цистерны, центробежного насоса вакуумной системы, манифольда и трансмиссии, смонтированных на автошасси КраЗ-255Б. Комплектуется двухсекционной, гуммированной с поплавковым указателем уровня цистерной вместимостью 6 м³ на прицепе ЦПК-6, а также центробежным насосом ЗХ-98-3-51 с подачей 29—60 м³/ч и напором до 0,35 МПа, приводимым от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор. Имеет вакуумную систему с максимальной геометрической высотой всасывания 7 м, предназначенную для заполнения перекачиваемой жидкостью перед началом работы.

Техническая характеристика АКПП-500 и КП-6,5 приведена ниже.

Вместимость цистерны, м ³	3
Транспортируемая жидкость	Раствор ингибированной соляной кислоты концентрацией 8—21 % (допускается добавка до 5 % плавиковой кислоты и уксусной кислоты в количестве до 10 % от объема соляной)
Н а с о с	5НК-500
Полезная мощность, кВт	118
Наибольшее давление, МПа	50
Наибольшая подача, дм ³ /с	17,1
Условный проход манифольдов, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
общая длина, м	23,5
Габаритные размеры, мм:	
АКПП-500	8 645×2 750×3 760
КП-6,5	8 645×2 750×3 286
Масса, кг:	
АКПП-500 без груза	16 050
КП-6,5 без груза	13 210

СМЕСИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА 1СМР-20

Установка предназначена для транспортировки сухих тампонажных материалов, регулирования подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов.

Установка состоит из бункера, силового агрегата с двигателем ГАЗ-52, редуктора, цепной передачи, гидросмесительного устройства струйного типа, винтовых конвейеров для загрузки бункера тампонажным материалом и выдачи его в приемную камеру для приготовления раствора.

Все оборудование установки смонтировано на общей раме, приспособленной для транспортировки установки на внешней подвеске вертолета МИ-6. Кроме того, установка укомплектована специальными санями для транспортировки волоком с помощью тягача.

Привод винтовых конвейеров — от установленного на раме двигателя ГАЗ-52 через редуктор и цепную передачу.

Управление установкой осуществляется с поста, расположенного на площадке у силового агрегата.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Рама
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ , дм ³ /с	27
Плотность тампонажного раствора, г/см ³	1,3—2,4
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40

Диапазон регулирования плотности от заданной при изменении проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП, г/см ³	0,3—0,5
Колебания плотности раствора относительно заданной, г/см ³ , не более	±0,02
Наибольшая масса транспортируемого материала, т	8
Наибольшая производительность по сухому цементу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15
дозировочных винтовых конвейеров (расчетная)	132
Вместимость бункера, м ³	14,5
Габаритные размеры установки, мм	9185×2600×3350
Масса комплекта установки, кг	6200

СМЕСИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА УС6-30

Установка (рис. 6.5) предназначена для транспортировки сухих тампонажных материалов, а также для аккумуляирования их у скважины, механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов.

Установка состоит из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозировочных винтовых конвейеров, смесительного устройства, системы управления и вспомогательного оборудования.

Бункер, предназначенный для аккумуляирования транспортируемого тампонажного материала, представляет собой емкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента. В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещены дозировочные винтовые конвейеры.

Смесительное устройство — гидروвакуумного типа с поворотной щелевидной насадкой, работает по принципу струйного насоса и представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Отличительная особенность смесительного устройства — возможность регулирования плотности раствора без замены насадки, а также изменением проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП.

Привод винтовых конвейеров — от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы.

Управление установкой — дистанционное централизованное, с поста, расположенного в задней части установки у смесительного устройства.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-250
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ , дм ³ /с	27
Плотность тампонажного раствора, г/см ³	1,3—2,4
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40
Наибольшая масса транспортируемого материала, т	11

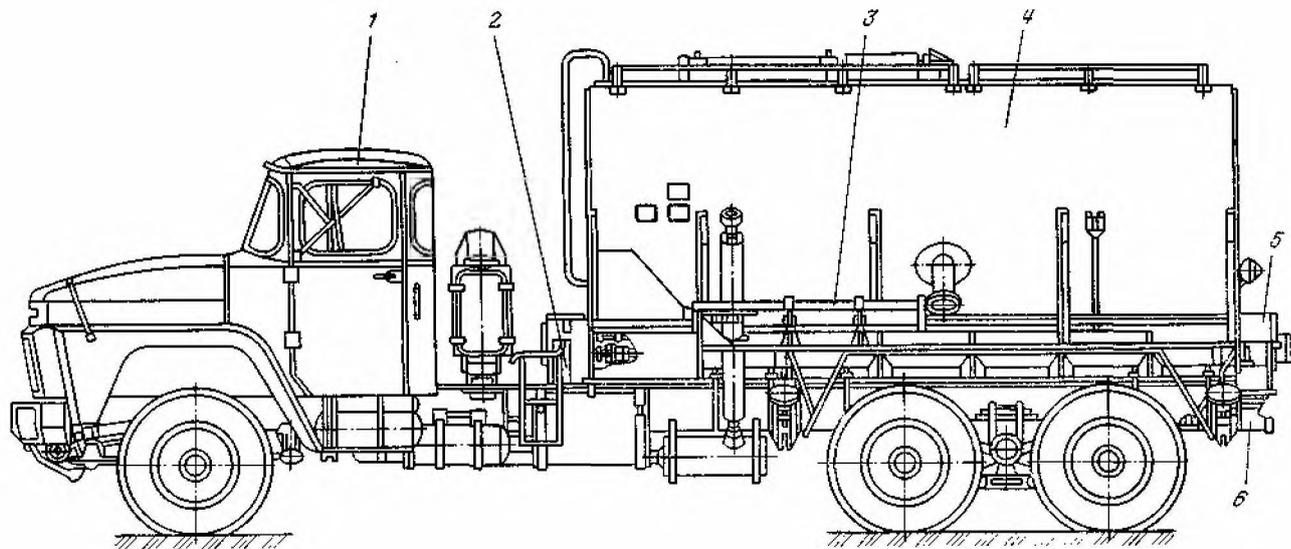


Рис. 6.5. Смесительная установка УС-30:

1 — автошасси КРАЗ-250; 2 — коробка отбора мощности; 3 — загрузочный шнек; 4 — бункер; 5 — смесительное устройство; 6 — пост управления

Диапазон регулирования плотности от заданной при изменении проходного сечения сбросного ствола крана ГРПП; г/см ³	0,3—0,5
Наибольшая производительность по сухому тампонажному материалу, т/ч:	
загрузочного винтового конвейера	15
дознрующих винтовых конвейеров	132
Вместимость бункера, м ³	14,5
Давление нагнетания, МПа:	
оптимальное	1,5
наибольшее	2
Угол поворота насадки, градус	90
Габаритные размеры установки, мм	8 860×2 500×3 430
Масса комплекта установки, кг	12 184

СМЕСИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА УС-30

Установка (рис. 6.6) предназначена для транспортирования сыпучего материала, пневматической подачи его и приготовления тампонажных растворов.

Установка состоит из двух бункеров цилиндрической формы, коробки отбора мощности с карданным валом, ротационного компрессора РКВН-6/1, пневматической системы разгрузки и загрузки тампонажного материала, системы централизованного управления, сепаратора, продуктопровода, приемной воронки, смесительного устройства и вспомогательных рукавов.

Отбор мощности для привода компрессора установки проводится при помощи коробки отбора, установленной на раздаточной коробке шасси автомобиля КраЗ-250.

Установка, оборудованная устройством контроля количества тампонажного материала в бункерах, работает в режиме дозирования сухого тампонажного материала при приготовлении тампонажного раствора, а также в режиме загрузки.

Принцип дозирования заключается в следующем. Сжатый воздух от компрессора подается под аэроднища бункеров. Аэрированный цемент по разгрузочному трубопроводу поступает в сепаратор, где цемент отделяется от воздуха и через приемную воронку сыпается в смесительное устройство гидротруйного типа.

Загрузка установки осуществляется вакуумным способом с применением того же компрессора, или гравитационным способом — через верхние люки бункеров.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КраЗ-250
Производительность при приготовлении тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см ³ , дм ³ /с, не менее	30
Масса транспортируемого цемента при насыпной массе цемента 1,4 т/м ³ , т, не более	11
Вместимость бункера (полезная), м ³ , не менее	4
Плотность приготавливаемого раствора, г/см ³	1,3—2,4
Габаритные размеры установки, мм	9 360×2 500×3 250
Масса установки, кг	12 700

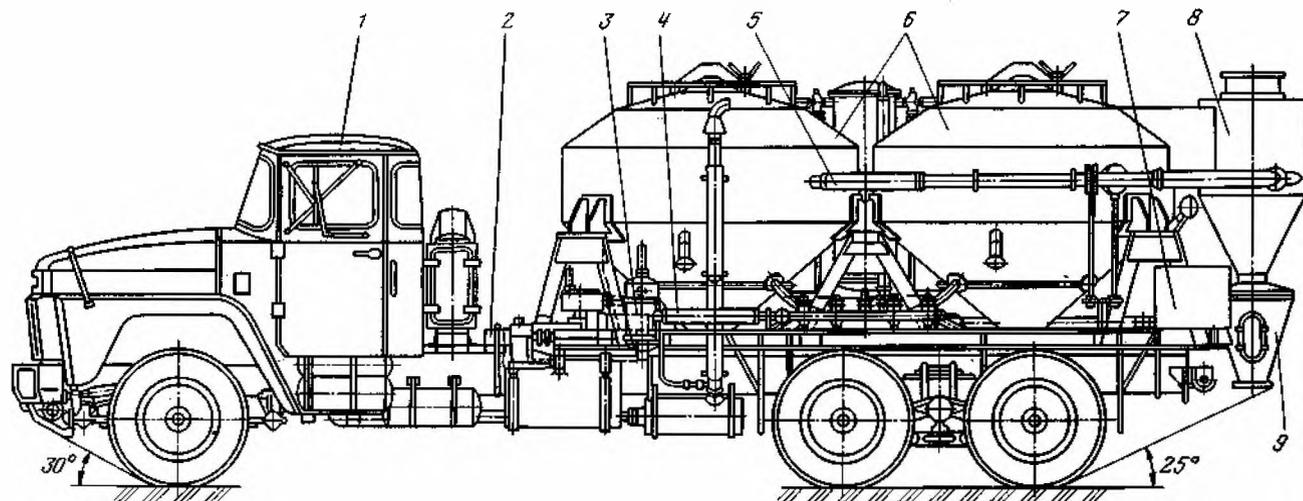


Рис. 6.6. Смесительная установка УС-30:

1 — автошасси КРАЗ-250; 2 — коробка отбора мощности с карданным валом; 3 — ротационный компрессор РКВН-6/1; 4 — пневмосистема разгрузки и загрузки тампонажного материала; 5 — продуктопровод; 6 — бункеры; 7 — система управления; 8 — сепаратор; 9 — приемная воронка

УСТАНОВКИ ПЕСКОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ 4ПА И УСП-50

Установки 4ПА и УСП-50 предназначены для транспортирования песка, приготовления песчаножидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов, а также при гидropескоструйной перфорации в скважинах.

Установка 4ПА (рис. 6.7) состоит из бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций; прикрепленных к стенкам бункера пневмовибраторов; рабочего и загрузочного шнеков; регулятора выдачи сыпучего материала; смесителя, представляющего собой цилиндрическую емкость с коническим дном и лопастной мешалкой; раздаточного и приемного коллектора, а также центробежного пескового насоса.

Бункер установки с дном конической формы разделен продольной перегородкой на два одинаковых отсека, что позволяет одновременно транспортировать песок (или смеси) двух фракций. Осмотр и очистка отсеков проводятся через люки в крышке, которые снабжены металлическими решетками, препятствующими попаданию в бункер крупных твердых включений.

Шнек загрузочный составной во время переезда отводится в сторону и крепится к монтажной раме.

С помощью рабочего шнека песок подается из отсеков бункера в аккумулятор (смеситель) для приготовления смеси. На коническом дне бункера предусмотрены два пневмовибратора, приводимых от пневмосистемы автомобиля и улучшающих условия поступления песка в рабочий шнек. Аккумулятор смеси — емкость с лопастной мешалкой и поплавковым указателем уровня. Готовая песчаножидкостная смесь из аккумуля-

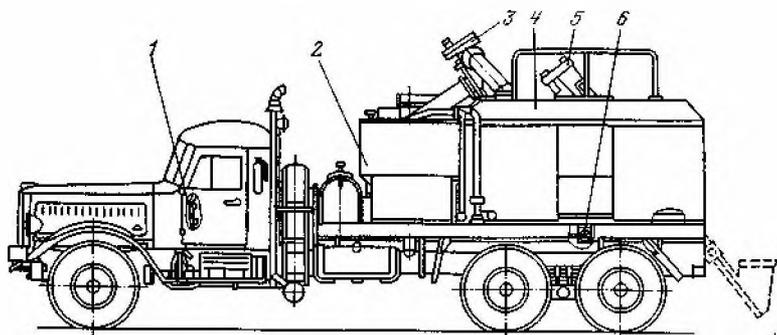


Рис. 6.7. Агрегат 4ПА:

1 — пульт управления; 2 — аккумулятор; 3 — рабочий шнек; 4 — сварной бункер; 5 — загрузочный шнек; 6 — пневмовибратор

тора отбирается песковым насосом, установленным на раме установки, и подается к насосным установкам.

Привод узлов осуществляется от тягового двигателя автомобиля. Для привода шнеков, а также для лопастных мешалок применяются гидростатические передачи с гидромоторами типа Г15-23. Управление осуществляется одним оператором с пульта, расположенного в кабине автомобиля.

Техническая характеристика 4ПА и УСП-50 приведена ниже.

	4ПА	УСП-50
Монтажная база — шасси автомобиля	КрАЗ-257	КрАЗ-257Б1
Масса транспортируемого песка, т	9	9
Максимальная производительность шнеков, т/ч:		
рабочего	50	50
загрузочного	12—15	25
Вместимость, м ³ :		
бункера	6,5	6,83
смесителя	1	1
Песковый насос:		
шифр	5ПС-10	5ПС-10
давление жидкости, МПа	0,22	0,22
Габаритные размеры установки, мм	8 750×2 630×3 750	9 530×2 630×3 750
Масса, кг	13 775	13 735

УСТАНОВКА ПЕСКОСМЕСИТЕЛЬНАЯ УСПР-63

Установка предназначена для работы на морских стационарных платформах и приэстакадных площадках с целью подготовки и транспортирования песчаной гидросмеси при осуществлении процессов гидроразрыва пластов и гидропескоструйной перфорации в нефтяных и газовых скважинах.

Установка (рис. 6.8) состоит из бункера, рабочих винтовых конвейеров, регулятора подачи сыпучих материалов в смеситель, смесителя, пескового насоса, дизеля К-270—Н1/1, редуктора, гидросистемы, загрузочного винтового конвейера, манифольда и пульта управления.

Бункер — прямоугольного сечения, с двумя коническими днищами, разделен продольной перегородкой на два равных отсека, позволяющих одновременно транспортировать песок двух фракций. Внутри бункера в его продольную перегородку вмонтирован корпус загрузочного винтового конвейера. В каждом отсеке имеется свой рабочий конвейер. В верхней крышке каждого отсека имеется люк.

Рабочий конвейер служит для подачи песка из отсеков бункера в смеситель для приготовления песчаной гидросмеси.

Загрузочный конвейер используется для загрузки бункера песком, когда посторонние загрузочные механизмы отсутствуют.

Смеситель, предназначенный для приготовления песчаной гидросмеси, представляет собой цельнометаллическую цилиндри-

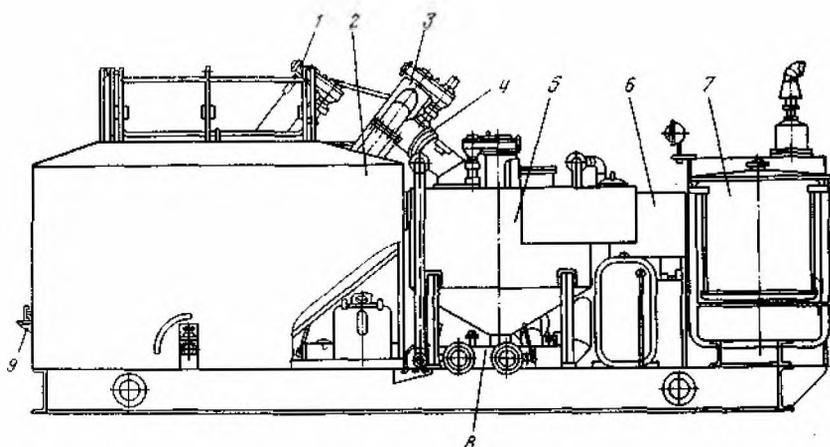


Рис. 6.8. Установка пескосмесительная УСПР-63:

1 — гидросистема; 2 — бункер; 3 — рабочие винтовые конвейеры; 4 — регулятор подачи сыпучих материалов в смеситель; 5 — смеситель; 6 — пульт управления; 7 — дизель К-270Н1/1; 8 — манифольд; 9 — загрузочный винтовой конвейер

дрическую емкость с коническим дном, закрытую сверху крышкой. Внутри смесителя смонтированы лопастная мешалка и поплавковый указатель уровня. Коническое дно смесителя оканчивается патрубком для отбора готовой песчаной гидро-смеси.

Отбор готовой смеси из смесителя и подача ее на прием насосных установок проводятся пусковым насосом.

Привод — от дизеля через редуктор и карданный вал.

Манифольд позволяет при необходимости отбирать готовую смесь непосредственно насосными установками, минуя песковой насос. Одновременно можно присоединить четыре насосные установки.

Рабочий и загрузочный винтовые конвейеры и лопастная мешалка смесителя приводятся в действие гидромоторами и управляются с центрального поста.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Монтажная база	Рама
Производительность, кг/с:	
рабочих винтовых конвейеров (суммарная)	16,7
загрузочного винтового конвейера	7
Наибольшая масса аккумулируемого песка, кг	9 000
Вместимость смесителя, м ³	1
Н а с о с	
Тип	ЛБ250/28
Давление, МПа	0,28
Габаритные размеры установки, мм	6 400×3 000×2 900
Масса, кг	7 000

АВТОЦИСТЕРНА ППЦ-23

Автоцистерна предназначена для транспортировки неагрессивных жидкостей и подачи их к насосным установкам для нагнетания в скважины при различных промывно-продавочных работах.

Автоцистерна позволяет осуществлять следующее:

наполнять собственную цистерну из посторонней емкости с уровнем жидкости не ниже уровня земли;

подавать жидкость (с замером ее количества) из собственной цистерны на вход насоса высокого давления насосной установки;

подавать жидкость из посторонней емкости, минуя собственную цистерну.

Автоцистерна включает в себя насосный блок с трансмиссией и систему самовсасывания, смонтированные на автотягаче, а также цистерну, манифольд и другое вспомогательное оборудование, размещенные на полуприцепе.

Цистерна — сварная, овального сечения, разделена волногасителями на шесть отсеков. На переднем днище расположен проходной пробковый кран, через который цистерну с помощью центробежного одноступенчатого насоса заполняют рабочей жидкостью. В верхней части цистерны имеются два люка-лаза для осмотра, ремонта и заполнения ее рабочей жидкостью. На заднем днище цистерны предусмотрен указатель уровня поплавкового типа.

Привод насоса — от тягового двигателя седельного тягача, через раздаточную коробку, односкоростную коробку отбора мощности и редуктор.

Манифольд представляет собой систему трубопроводов, составляющих всасывающую и нагнетательную линии центробежного насоса.

Управление коробкой отбора мощности — механическое, из кабины тягача.

Техническая характеристика автоцистерны приведена ниже.

Монтажная база	Полуприцеп ЧМЗАП-5524П с седельным тягачом КрАЗ-258Б1
Вместимость цистерны, м ³	23
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т	20

Н а с о с

Тип	К90/85
Наибольший напор, м	93
Наибольшая подача, дм ³ /с	33
Время всасывания, мин	2
Частота вращения вала, с ⁻¹	48,3

Условный проход трубопроводов манифольда, мм:		
всасывающего	100
нагнетательного	90
Габаритные размеры автоцистерны, мм	14 500×2 630×3 400
Масса автоцистерны, кг	18 200

АВТОЦИСТЕРНА АЦ-10

Автоцистерна предназначена для транспортировки неагрессивных жидких сред температурой до $+80^{\circ}$ и подачи их к насосным и смесительным установкам при гидроразрыве пласта, цементировании скважин и других продавочно-промывочных работах. Можно использовать в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Автоцистерна позволяет осуществлять следующее:

наполнять собственную цистерну жидкостью из посторонней емкости с уровнем жидкости не ниже уровня земли;

подавать жидкость (с замером ее количества) из собственной цистерны на вход насоса высокого давления насосной установки;

подавать жидкость из посторонней емкости, минуя собственную цистерну.

Оборудование цистерны (рис. 6.9) включает в себя цистерну, насосный блок с приводом, манифольд, систему заполнения насоса и управления коробкой отбора мощности и другое вспомогательное оборудование.

Цистерна — сварная, овального сечения, разделена волнорезом на два равных отсека. В задней верхней части цистерны расположена горловина для ее заполнения, выполняющая также функции люка-лаза для осмотра и ремонта. В верхней части цистерны над задним отсеком установлен уровнемер рычажно-поплавкового типа.

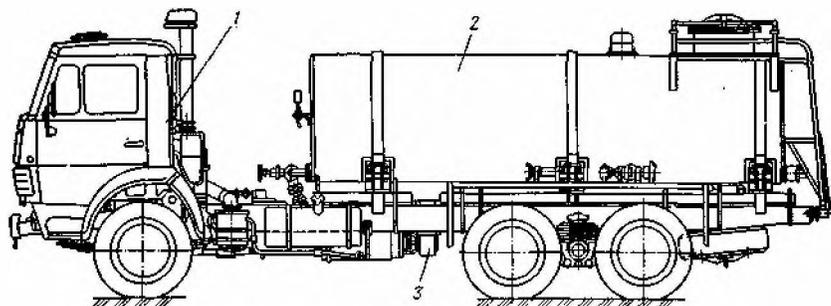


Рис. 6.9. Автоцистерна АЦ-10:

1 — автошасси КамАЗ-53212; 2 — цистерна; 3 — насосный блок

Привод центробежного насоса — от коробки передач автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и редуктор.

Манифольд представляет собой систему трубопроводов, составляющих всасывающую и нагнетательную линии центробежного насоса.

Управление коробкой отбора мощности — пневматическое, из кабины автомобиля.

Техническая характеристика автоцистерны приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КамАЗ-53212
Вместимость цистерны, м ³	10
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т	9
Н а с о с	
Тип	К45/55
Подача, дм ³ /с	12,5
Давление нагнетания, МПа	0,55
Частота вращения вала, с ⁻¹	48,3
Время заполнения цистерны жидкостью, мин	15
Наибольшая мощность, потребляемая насосом, кВт	12,5
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	75
нагнетательного	75
Габаритные размеры автоцистерны, мм	8330×2500×2820
Масса автоцистерны, кг	9 039

ПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА ПЦ8-8350

Предназначен для транспортировки неагрессивных жидкостей (сырой нефти, глинистого раствора и др.), используемых в процессе промывочно-продавочных работ.

Прицеп-цистерна (рис. 6.10) включает цистерну, уровнемер, манифольд, вспомогательный трубопровод, смонтированные на прицепе.

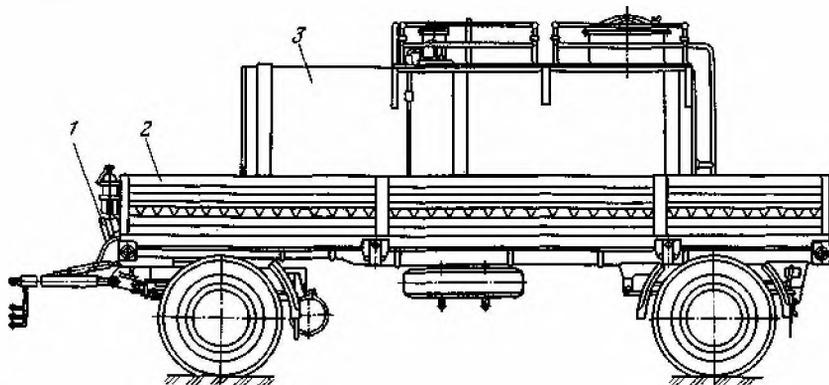


Рис. 6.10. Прицеп-цистерна ПЦ8-8350:

1 — манифольд; 2 — прицеп; 3 — цистерна

Цистерна — овального сечения, с одной горловиной, расположенной в верхней задней части и закрытой глухой крышкой, на которой имеются сапун для сообщения внутренней полости с атмосферой, а также откидная крышка для заполнения цистерны от стояка. Цистерна разделена волногасителем на два равных отсека, предусмотрен указатель уровня поплавкового типа.

Трубопроводы манифольда, снабженные запорной арматурой, заканчиваются гнездами конусов для соединения с помощью рукавов с насосом автоцистерны-тягача.

Вспомогательный трубопровод состоит из гибких рукавов, входящих в комплект автоцистерны — нагнетательного и всасывающего.

Техническая характеристика прицепа-цистерны приведена ниже.

Монтажная база	Прицеп ГКБ-8350
Вместимость цистерны, м ³	8,3
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Габаритные размеры прицепа-цистерны, мм	8290×2500×3040
Масса прицепа-цистерны (без груза), кг	5025

АВТОЦИСТЕРНА АЦП-21-5523А

Предназначена для транспортирования неагрессивных жидкостей и подачи их в пескосмесительные или насосные установки при гидроразрыве пластов и гидropескоструйной перфорации скважин, расположенных в умеренных макроклиматических районах.

Смонтирован на полуприцепе ЧМЗАП-5523А и автотягаче КрАЗ-258.

Состоит из цистерны, насоса центробежного 4К-6 с трансмиссией и манифольда.

Автоцистерна позволяет наполнять собственную цистерну из посторонней емкости, подавать жидкость из собственной цистерны на прием насоса высокого давления обслуживаемой установки, подавать жидкость из посторонней емкости, минуя собственную цистерну.

Техническая характеристика автоцистерны приведена ниже.

Вместимость цистерны, м ³	21
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, кг	18 400
Трехплунжерный насос 1В:	
подача, дм ³ /с	13
наибольшее давление, МПа	1,5
Подача центробежного насоса, дм ³ /с	37,5

Манифольд:	
условный проход трубопровода, мм:	
приемного	100
напорного	50
Габаритные размеры автоцистерны, мм	15 650*×3 000×3 500
Масса, кг	20 780

* Длина с тягачом.

БЛОК МАНИФОЛЬДА 1БМ-700

Предназначен для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину. Можно использовать в макроклиматических районах с умеренным климатом.

Блок манифольда (рис. 6.11) содержит напорный и приемно-раздаточный коллекторы, комплект труб с шарнирными соединениями и подъемную стрелу.

Напорный коллектор состоит из трех клапанных коробок с шестью отводами, служащими для присоединения напорных линий насосных установок. С одной стороны к каждой клапанной коробке прикреплен проходной кран с зубчатым сектором, с другой — центральная труба, заканчивающаяся тройником с предохранительным клапаном и двумя патрубками с пробковыми кранами и накидными гайками для присоединения напорных трубопроводов, которыми оснащена арматура устья скважины. Каждый отвод — с обратным клапаном.

Приемно-раздаточный коллектор служит для подачи рабочей жидкости к насосным установкам. Коллектор представляет собой трубу с приваренными к ней десятью ниппелями, к каждому из которых привинчен пробковый кран. На коллекторе установлен предохранительный клапан многократного действия.

Блок манифольда оснащен насосно-компрессорными трубами вспомогательного напорного трубопровода с шарнирными коленами.

На платформе автомобиля имеется площадка для перевозки устьевой арматуры, погрузка и разгрузка которой проводятся поворотной стрелой блока манифольда.

Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов и гидропескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникации обвязки установок между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти операции.

Техническая характеристика блока манифольда приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля ЗИЛ-131
Наибольшая мощность, кВт	110

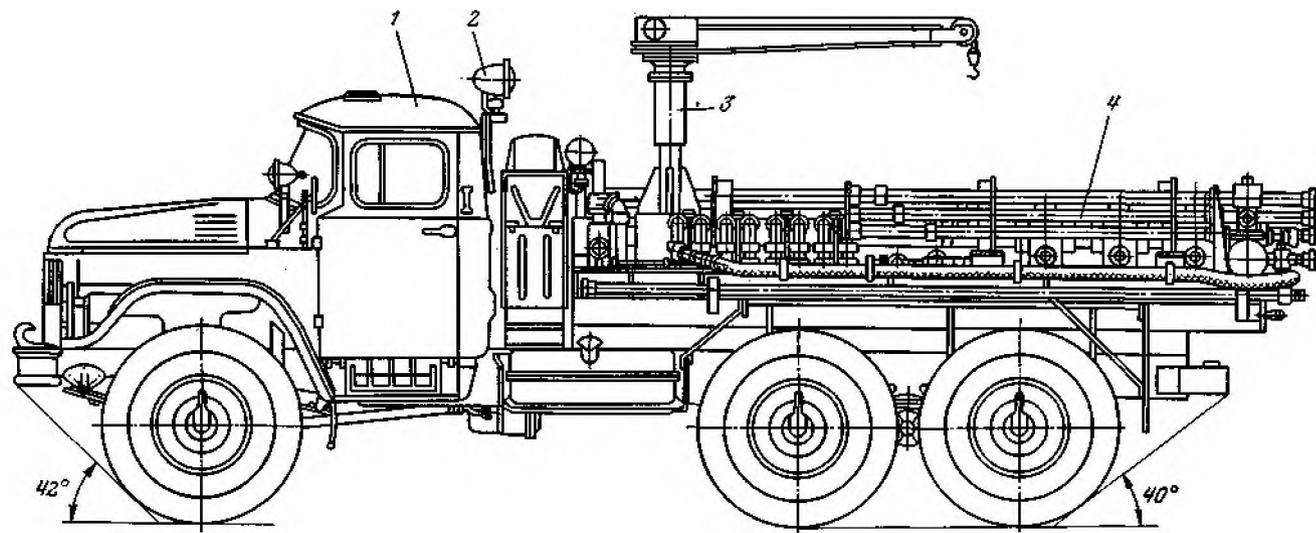


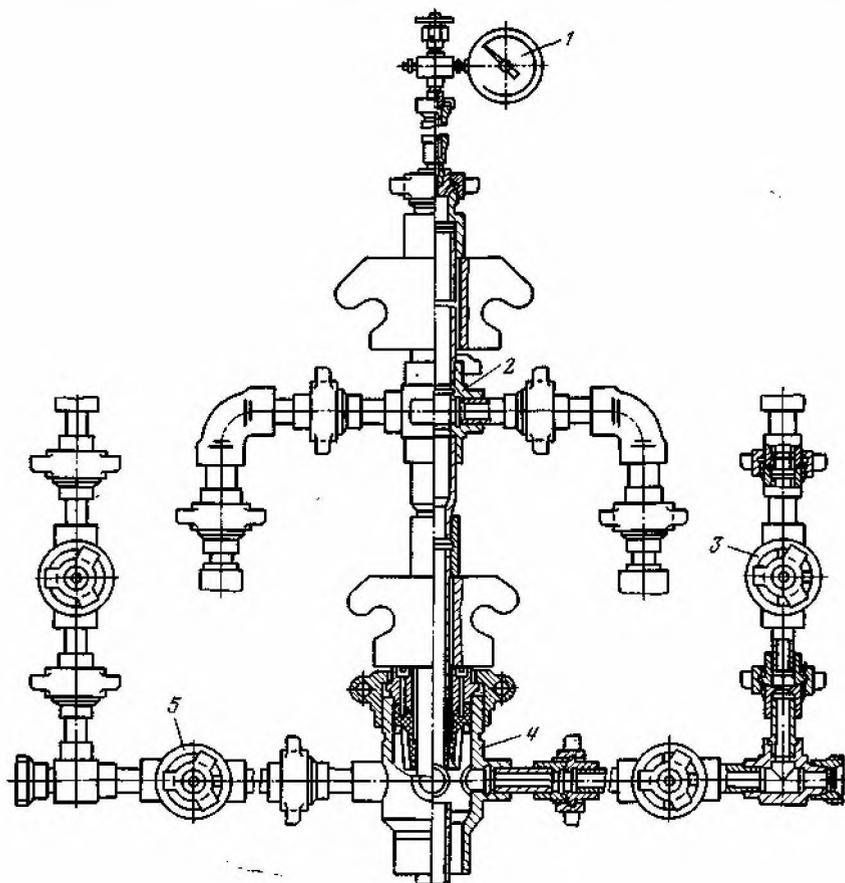
Рис. 6.11. Блок манифольда 1БМ-700:

1 — автошасси ЗИЛ-131; 2 — фара; 3 — поворотная стрела; 4 — вспомогательный трубопровод

Наибольшее давление, МПа:		
в напорном коллекторе	70
в приемно-раздаточном коллекторе	2,5
Вспомогательный напорный трубопровод:		
условный проход, мм	50
общая длина, мм	85
число труб	23
число шарнирных колен	16
Грузоподъемность стрелы, кг	500
Вылет стрелы, мм	1600
Габаритные размеры блока манифольда, мм	7320×2500×2998
Масса блока манифольда, кг	9212

АРМАТУРА УСТЬЯ 2АУ-700

Предназначена для обвязки устья скважин с насосными установками при гидropескоструйных процессах, гидравлическом разрыве пластов, цементировании при капитальном ремонте,



промывке песчаных пробок, кислотной обработке и других процессах. Можно использовать в макроклиматических районах с умеренным климатом.

Арматура устья позволяет проводить спуск (подъем) насосно-компрессорных труб с муфтами без нарушения герметизации устья скважины; она состоит из трубной и устьевого головок и элементов их обвязки (рис. 6.12).

На трубной головке установлен манометр с разделителем.

Устьева головка укомплектована резиновой манжетой, герметизирующей межтрубное пространство. На устьева головке установлены манометр с разделителем и предохранительный клапан.

Арматура устья укомплектована проходными клапанами с цилиндрическими пробками, легко управляемыми при любом давлении.

Техническая характеристика арматуры устья приведена ниже.

Трубная головка:	
рабочее давление, МПа	70
число присоединяемых линий	2
условный проход присоединяемых линий, мм	50
Устьева головка:	
рабочее давление, МПа	32
число присоединяемых линий	2
условный проход присоединяемых линий, мм	50
Условный проход пробковых кранов, мм:	
на нагнетательной линии	50
на контрольной линии (с зубчатым сектором)	25
Габаритные размеры арматуры, мм	1828×1695×1532
Масса, кг	515

УСТАНОВКА ППУА-1200/100

Предназначена для депарафинизации скважин, промысловых и магистральных нефтепроводов, отогрева замороженных участков наземных коммуникаций в условиях умеренного климата. Можно использовать также при монтаже и демонтаже буровых установок и при прочих работах для отогрева оборудования.

Включает в себя парогенератор, водяную, топливную и воздушную системы, привод с трансмиссией, кузов, электрооборудование и вспомогательные узлы. Оборудование установки смонтировано на раме, закрепленной на шасси автомобиля высокой проходимости КраЗ-255Б или КраЗ-257, и накрыто металлической кабиной для предохранения от атмосферных осадков и пыли.

Рис. 6.12. Арматура устья 2АУ-700:

1 — манометр; 2 — трубная головка; 3 и 5 — пробковые краны; 4 — устьева головка

Привод основного оборудования осуществляется от тягового двигателя автомобиля, управление работой установки — из кабины водителя.

Техническая характеристика ППУА-1200/100 приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля КраЗ-255Б или КраЗ-257
Максимальная температура пара, °С	310
Максимальное давление пара, МПа	10
Применяемое топливо	Дизельное
Максимальный расход топлива, кг/ч	83,2
Ресурс работы установки (по запасу воды на максимальной производительности), ч	3,5
Габаритные размеры, мм:	
КраЗ-255Б	8 588 × 2 500 × 3 740
КраЗ-257	8 900 × 2 500 × 3 560
Масса (с заправленными емкостями), кг	19 200 или 18 380

ПРОМЫСЛОВАЯ ПАРОВАЯ ПЕРЕДВИЖНАЯ УСТАНОВКА ППУА-1600/100

Предназначена для депарафинизации подземного и наземного оборудования скважин, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования.

Оборудование установки смонтировано на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КраЗ-250 или КраЗ-260.

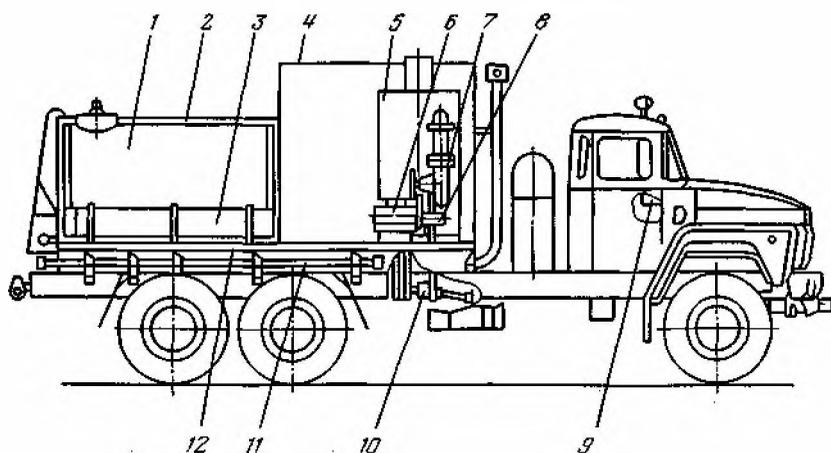


Рис. 6.13. Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:

1 — цистерна для воды; 2 — укрытие для цистерны; 3 — емкость для топлива; 4 — кузов; 5 — парогенератор; 6 — питательный насос; 7 — вентилятор высокого давления; 8 — топливный насос; 9 — приборы КИП и А; 10 — привод установки; 11 — магистральные трубопроводы; 12 — монтажная рама

Установка состоит из парогенератора, цистерны для воды, питательного и топливного насосов, вентилятора высокого давления, привода, кузова, кузова, укрытия для цистерны, емкости для топлива, приборов КИП и А и магистральных трубопроводов (рис. 6.13).

Парогенератор представляет собой вертикальный прямоточный змеевиковый котел; предназначен для превращения воды в пар за счет теплоты, выделенной при сжигании дизельного топлива в топочном устройстве.

Управление рабочим процессом и контроль за работой установки осуществляют из кабины автомобиля.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Производительность по пару, м ³ /с	1,6
Давление пара, МПа	10
Температура пара, °С	310
Вместимость цистерны для воды, м ³	5,2
Габаритные размеры установки, мм:	
на шасси автомобиля КрАЗ-250	9520×2500×3432
на шасси автомобиля КрАЗ-260	9452×2722×3540
Масса установки, т:	
на шасси автомобиля КрАЗ-250	21
на шасси автомобиля КрАЗ-260	21,7

АГРЕГАТЫ АДПМ

Предназначены для депарафинизации скважин горячей нефтью. Агрегат, смонтированный на шасси автомобиля КрАЗ-255Б1А, включает в себя нагреватель нефти, системы топливо- и воздухоподачи к нагревателю, насос, системы топливо- и воздухоподачи к нагревателю.

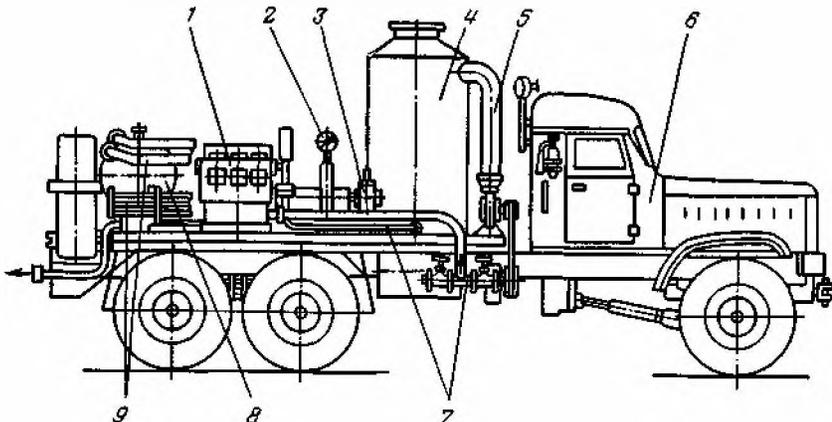


Рис. 6.14. Агрегат типа АДПМ:

1 — нагнетательный насос; 2 — система КИП и А; 3 — трансмиссии; 4 — нагнетатель нефти; 5 — воздухопровод; 6 — шасси автомобиля КрАЗ-255Б1А; 7 — технологические трубопроводы; 8 — топливная система; 9 — вспомогательные трубопроводы

телю, систему автоматики и КИП, технологические и вспомогательные трубопроводы (рис. 6.14).

Привод механизмов агрегата — от двигателя автомобиля через трансмиссию. Управление работой агрегата — из кабины водителя автомобиля, где размещены основные контрольно-измерительные приборы и элементы управления.

Нефть, подвозимая в автоцистернах, засасывается насосом агрегата и прокачивается под давлением через нагреватель нефти, в котором она нагревается до необходимой температуры. Горячая нефть подается в скважину, где расплавляет и растворяет отложения парафина и выносит их в промышленную систему сбора нефти.

Ниже приведена техническая характеристика агрегатов.

	АДПМ-12/150У1	2АДПМ-12-150-У1
Подачи по нефти, м ³ /ч	12	12
Максимальная температура нагрева нефти, °С:		
безводной	150	150
обводненной до 30 %	122	122
Рабочее давление на выкиде агрегата, МПа	13	13
Теплопроизводительность агрегата, ГДж	3,22	3,22
Н а с о с:		
для нагнетания нефти	ПТ2-4/250	НП-100
для подачи дизельного топлива	ШФ-0,4-25Б	ШФ-0,4-25Б
Вентилятор для подачи воздуха	Ц10-28 № 4	Ц10-28 № 4
Наибольший расход дизельного топлива, кг/ч	115	115
Вместимость топливного бака агрегата, м ³	0,6	0,6
Габаритные размеры, мм	880×2750×3600	
Масса, т	15,5	16,8

Глава 7

УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ РАБОТ

УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Предназначены для спуска и подъема на проволоке приборов и инструментов, используемых при гидродинамических исследованиях скважин и других скважинных работах в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Установка ЛС-4 (рис. 7.1) смонтирована на автомобиле-фургоне УАЗ-3741 и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

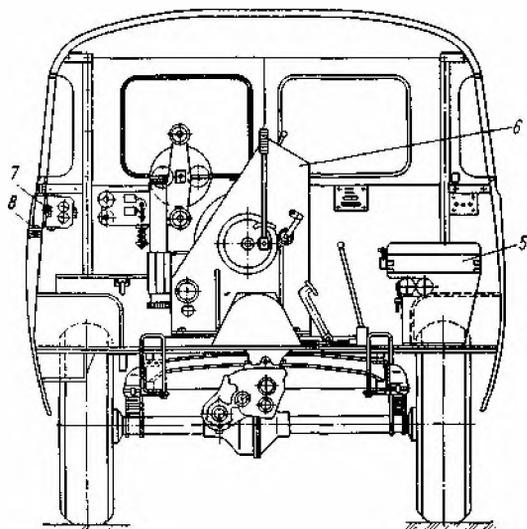
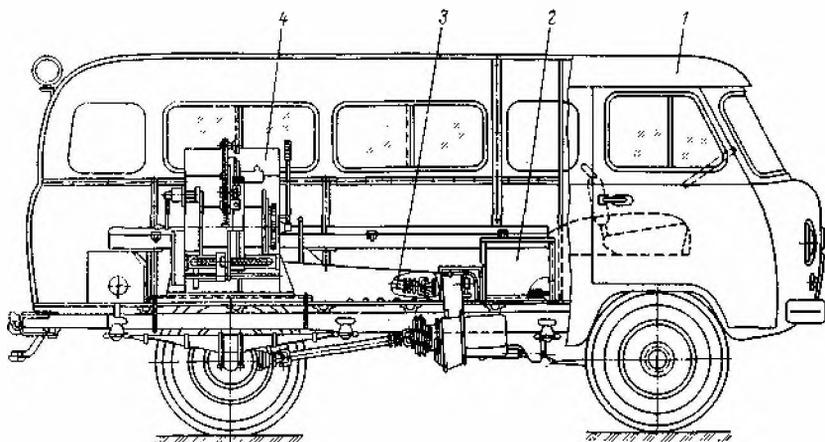


Рис. 7.1. Установка ЛС-4:

1 — автомобиль-фургон УАЗ-3741; 2 — ящик для инструмента; 3 — узел привода лебедки; 4 — лебедка; 5 — стеллаж; 6 — механизмы дублирования управления муфтой сцепления и дроссельной заслонкой карбюратора автомобиля; 7 — устройство для направления проволоки; 8 — люк для выхода рабочей проволоки

В кузове установки смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов. В боковой стенке кузова (справа по ходу) предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки. Сиденье для оператора устроено на крышке стеллажа.

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля с помощью двухскоростной коробки отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля.

Таблица 7.1

Показатели	АЗИММШ-8А	АЗИММШ-8В	ЗУИС	ЛСГГ-Тр71	ЛС-4	ЛС-6	ЛСВ-6
Мощность привода, кВт	12,5	12,5	12,5	20	10	16	16
Глубина обслуживания, м	6000	6000	6000	7000	4000	6300 (7000)	6300 (7000)
Номинальное тяговое усилие, кН	5,5	5,5	5,5	7	4	6,3	6,3
Скорость подъема, м/с	5,3	7,5	7,3	8	0,25—5	0,4—5,3	0,4—5,3
Вместимость (в м) барабана лебедки для проволоки диаметром, мм:							
1,8	5600	5600	5600	—	8000	8000	8000
2	—	—	—	—	—	7200	7200
2,5	—	—	—	4300	—	—	—
Габаритные размеры, мм	5700× ×2270	4360× ×1940 ×2040	5440× ×2520 ×2015	5440× ×2580 ×2060	4360× ×1940 ×2090	5805× ×2300 ×2905	5390× ×2582 ×2200
Масса установки, кг	4570	2550	4750	4670	2435	4884	4834

Лебедка оснащена механизмом ручного управления, храповым остановом, а также электромеханическим индикатором натяжения проволоки.

Центральный пост управления включает в себя механизмы управления лебедкой и двигателем автомобиля.

Техническая характеристика установок ЛС-4, ЛС-6, ЛСВ-6 приведена в табл. 7.1.

Установка ЛС-6 (рис. 7.2) смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66 и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Все оборудование размещено в специальном теплоизолированном и отапливаемом кузове с входной дверью в задней стенке.

В боковой стенке кузова (слева по ходу) предусмотрен люк с направляющим устройством для выхода рабочей проволоки.

В кузове смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов в горизонтальном и вертикальном положениях, слесарный верстак с тисками, шкаф для рабочей одежды и отопитель. Сиденье для оператора

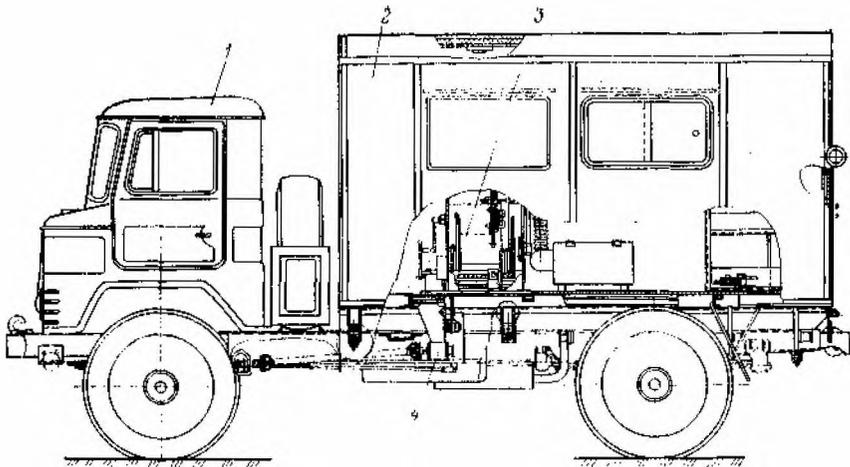


Рис. 7.2. Установка ЛС-6:

1 — шасси автомобиля ГАЗ-66; 2 — кузов фургонного типа с входной дверью; 3 — лебедка с панелью контроля и управления; 4 — узел привода лебедки

и перевозимого в кузове персонала устроено на крышке стеллажа. Рядом с местом оператора к стенке кузова прикреплен столик для ведения записи.

Установка снабжена электромеханическим индикатором натяжения проволоки.

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля с помощью реверсивной коробки отбора мощности, установленной на коробке передач автомобиля.

Лебедка оснащена механизмом ручного управления и храповым остановом. Центральный пост управления включает в себя механизмы управления лебедкой и двигателем автомобиля.

Установка ЛСВ-6 (рис. 7.3) смонтирована на шасси автогусеничного транспортера ГАЗ-71 и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В кузове установки смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов. Люк в левой стенке кузова служит для выхода проволоки.

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя транспортера с помощью реверсивной коробки отбора мощности, установленной на коробке перемены передач автомобиля.

Установка снабжена электромеханическим индикатором натяжения проволоки. Лебедка оснащена механизмом ручного управления и храповым остановом, применяемым при ручном управлении.

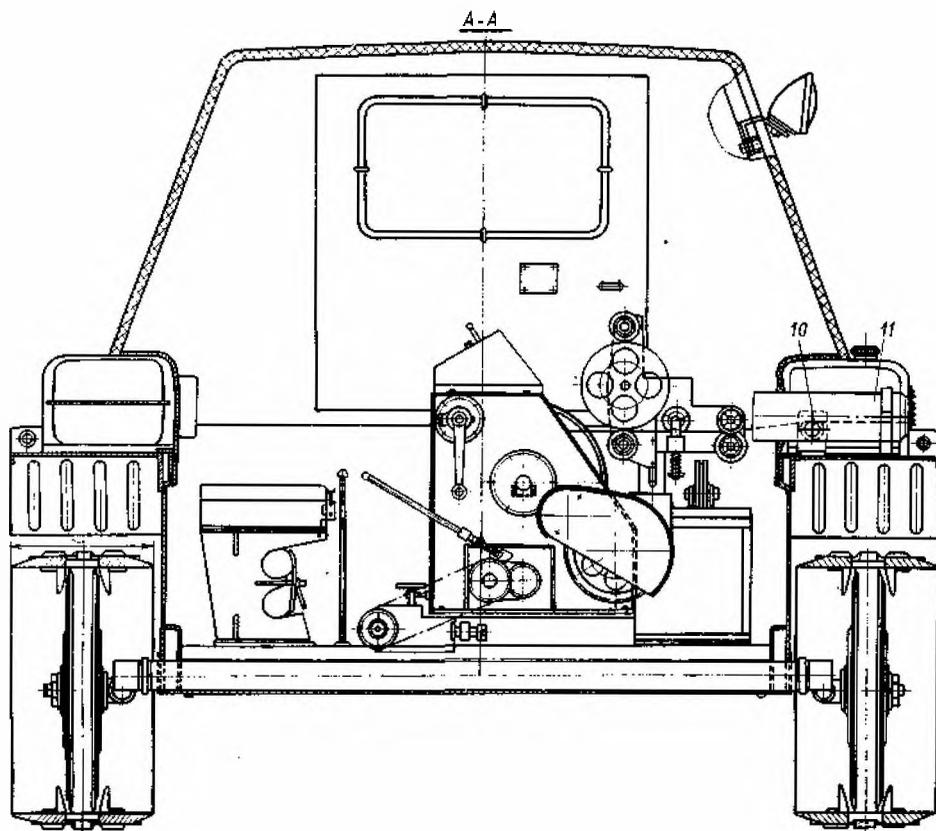
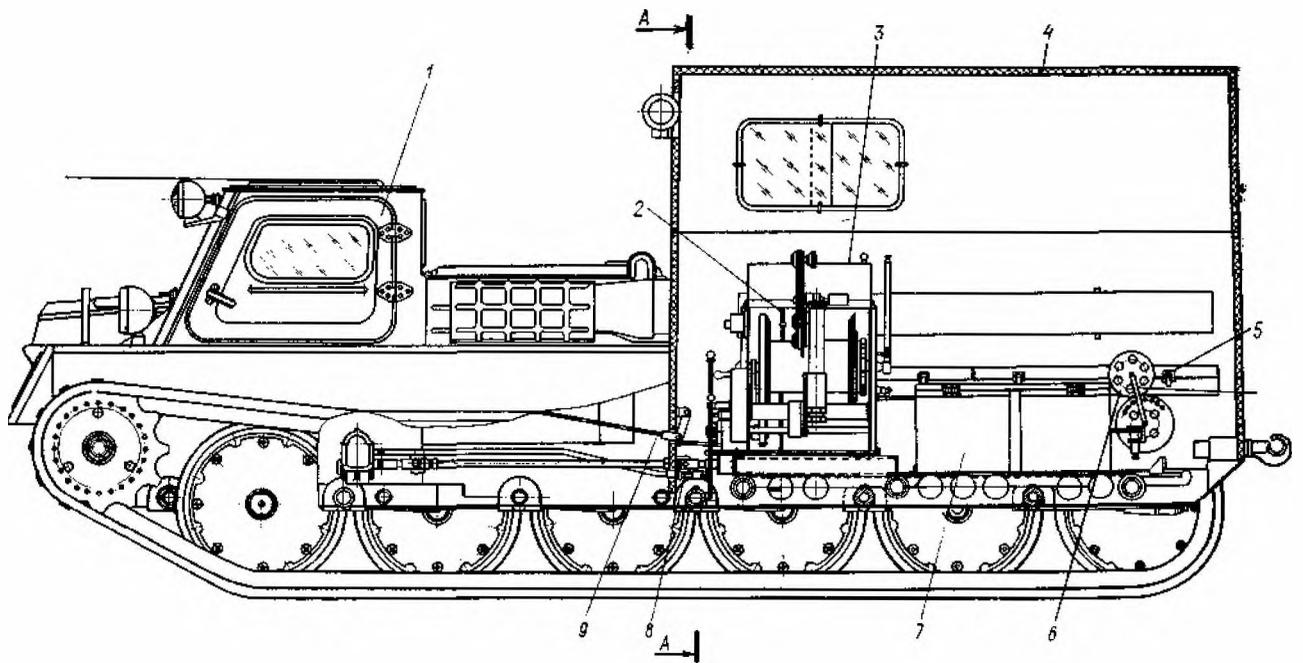


Рис. 7.3. Установка ЛСВ-6:
 1 — гусеничный транспортер ГАЗ-71; 2 — лебедка с пультом управления; 3 — дроссельная заслонка; 4 — кузов; 5 — стеллажи для транспортирования глубинных приборов и лубрикаторов; 6 — устьевой ролик; 7 — инструментальный ящик; 8 — узел привода лебедки; 9 — механизм дублирования управления муфтой спlicing; 10 — устройство для направления проволоки; 11 — отопитель

УСТАНОВКИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ РАБОТ

Установка ЛСГ1-131 предназначена для спуска и подъема на проволоке инструментов, используемых при посадке в скважины и извлечении из них скважинных клапанов, управления ими, а также для проведения других скважинных работ в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Установка смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131А. Состоит из лебедки, системы гидропривода, пульта управления. Оборудование установки размещено в отапливаемом кузове, разделенном на лебедочный и операторский отсеки. На пульте управления лебедкой предусмотрены приборы контроля за работой двигателя и гидросистемы. Лебедка приводится от гидромотора, оснащена механизмом укладки проволоки. Гидропривод лебедки обеспечивает реверс барабана, регулирование скоростей подъема и спуска, торможение барабана.

Индикатор натяжения проволоки — гидравлический.

Установка оснащена приспособлениями для монтажа, крепления и транспортировки приборов и инструментов, используемых при работе с клапанным оборудованием.

Техническая характеристика установки ЛСГ1-131 приведена в табл. 7.1.

Установка ЛСГ-16А (рис. 7.4) предназначена для проведения работ по обслуживанию (смене, управлению) скважинного оборудования, инструментов, спускаемых на проволоке и канате в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Установка смонтирована на шасси автомобиля «Урал-4320», состоит из лебедки, системы гидропривода, пульта управления. Оборудование установки размещено в отапливаемом кузове, разделенном на лебедочный и операторский отсеки. Смотровое окно в операторском отсеке обеспечивает широкий обзор устья скважины с рабочего места оператора.

Отбор мощности на привод насосов осуществляется от двигателя автомобиля коробкой отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля. Вращение от коробки отбора мощности передается карданным валом через раздающий редуктор.

Гидромоторы соединены с первичным валом четырехскоростной коробки передач. Привод барабана — от выходного вала коробки через двухрядную цепную передачу. С противоположного конца барабанного вала осуществляется привод укладчика проволоки и каната через цепную и зубчатую передачи. Индикатор натяжения проволоки и каната — гидравлический.

Техническая характеристика установки ЛСГ1-131 приведена в табл. 7.2.

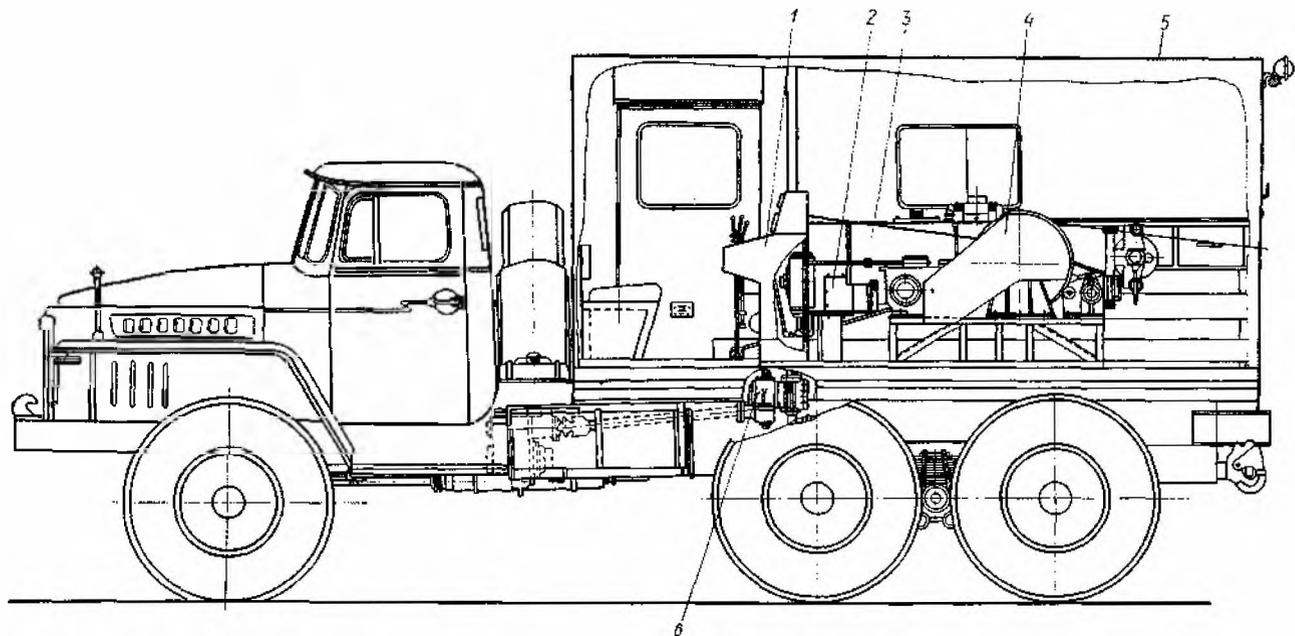


Рис. 7.4. Установка ЛСГ-16А:

1 — пульт управления; 2 — гидрооборудование; 3 — масляный бак; 4 — лебедка; 5 — кузов; 6 — узел привода насосов

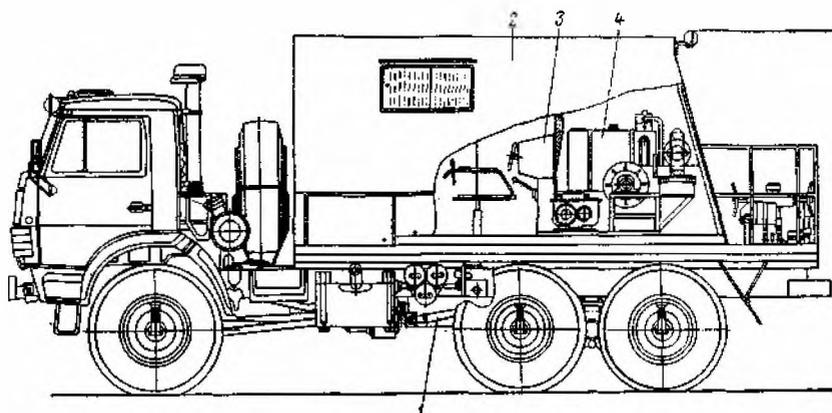


Рис. 7.5. Установка ЛСГ-10А:

1 — узел привода гидронасоса; 2 — кузов; 3 — лебедка с пультом управления и гидрооборудованием; 4 — масляный бак

Установка ЛСГ-10А (рис. 7.5) предназначена для спуска и подъема на проволоке инструментов и приспособлений, используемых при посадке и извлечении скважинных клапанов, а также для проведения других скважинных работ в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Установка смонтирована на шасси автомобиля КАМАЗ-4310. Состоит из узла привода гидронасоса, лебедки с пультом управления и гидрооборудования.

Отбор мощности на привод гидронасоса осуществляется от двигателя автомобиля КАМАЗ-4310 коробкой отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля. Вращение

Т а б л и ц а 7.2

Показатели	ЛСГ-131	ЛСГ-16 (ЛСГ12К-375)	ЛСГ-10А
Мощность привода, кВт	29,4	63	40
Глубина обслуживания, м	4000	6500	4000
Номинальное тяговое усилие, кН	11,2	16	10
Скорость подъема, м/с	0—12,5	16	0—12
Вместимость (в м) барабана лебедки для проволоки диаметром, мм:			
2,5	4300	8000	6200
4,8	—	4500	—
Габаритные размеры, мм	6900×2500× ×3070	7380×2500× ×3250	7650×2500× ×3300
Масса, кг	9980	10 907	11 510

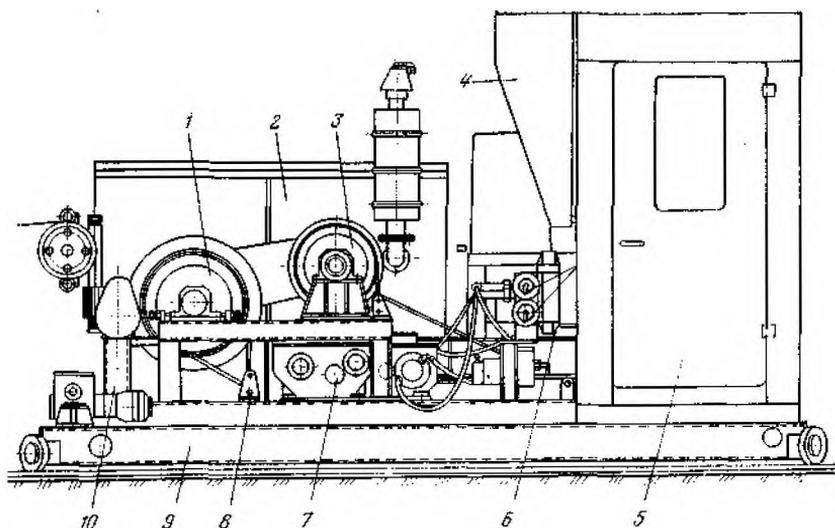


Рис. 7.6. Установка ЛСГ2Р-16:

1, 3 — барабаны лебедки для проволоки и каната (соответственно); 2 — силовая установка; 4 — масляный и топливный баки; 5 — кабина; 6 — система гидропривода; 7 — трансмиссия лебедки; 8 — механические тормоза барабанов; 9 — рама; 10 — укладчик проволоки и каната

от коробки отбора мощности к гидронасосам передается карданным валом.

Гидравлический привод лебедки обеспечивает возможность регулирования в широком диапазоне скоростей спуска — подъема быстрый разгон при проведении ударных операций.

Гидромоторы соединены с первичным валом четырехскоростной коробки передач.

Привод барабана осуществляется от выходного вала коробки через двухрядную цепную передачу.

Установка снабжена просторным салоном с удобным креслом для оператора и двумя дополнительными сиденьями для персонала. В салоне установлен верстак с тисками для наладки скважинных инструментов. Имеется отопитель, обеспечивающий нормальные условия для персонала при температурах наружного воздуха до -45°C .

Техническая характеристика установки ЛСГ-10А приведена в табл. 7.2.

Установка ЛСГ2Р-16 (рис. 7.6) предназначена для скважинных работ, проводимых с помощью оборудования (приборов, инструментов, приспособлений), спускаемого на проволоке и канате в умеренном и холодном (район I_2) макроклиматических районах.

Установка смонтирована на раме и состоит из двухбарабанной гидроприводной лебедки, системы гидропривода, пульта управления. Силовая установка выполнена на базе дизельного двигателя К-270М1/2.

На пульте управления расположены рукоятки управления элементами гидросистемы и укладчиком проволоки и каната, а также элементы пуска, остановки и регулирования частоты вращения двигателя.

Лебедка оборудована укладчиком проволоки и каната на барабане.

Кабина оператора теплоизолирована, оборудована системой освещения и отопителем.

Контрольно-измерительные приборы на щите приборов обеспечивают измерение натяжений проволоки и каната, глубину спуска инструментов, давление в гидросистеме и контроль работы двигателя.

Вращение от двигателя к насосам гидросистемы передается карданным валом через раздающий редуктор. Два насоса гидросистемы могут включаться в работу одновременно или раздельно. Гидромоторы соединены с первичным валом четырехскоростной коробки передач.

Привод укладчика проволоки и каната осуществляется гидромотором Г15-21Н через пару шестерен. Регулирование направления и скорости перемещения каретки укладчика осуществляется при помощи гидродросселя, установленного на пульте управления.

Техническая характеристика установки ЛСГ2Р-16 приведена в табл. 7.2.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ ТРОСОВОЕ ОТПКЗР-80×70К2

Оборудование ОТПКЗР-80×70К2 (рис. 7.7) предназначено для герметизации устья морских скважин при проведении работ с инструментами и приборами на проволоке, канате, кабеле при избыточном давлении. Применяется в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах для сред, содержащих Н₂S и СО₂ (до 6 % по объему).

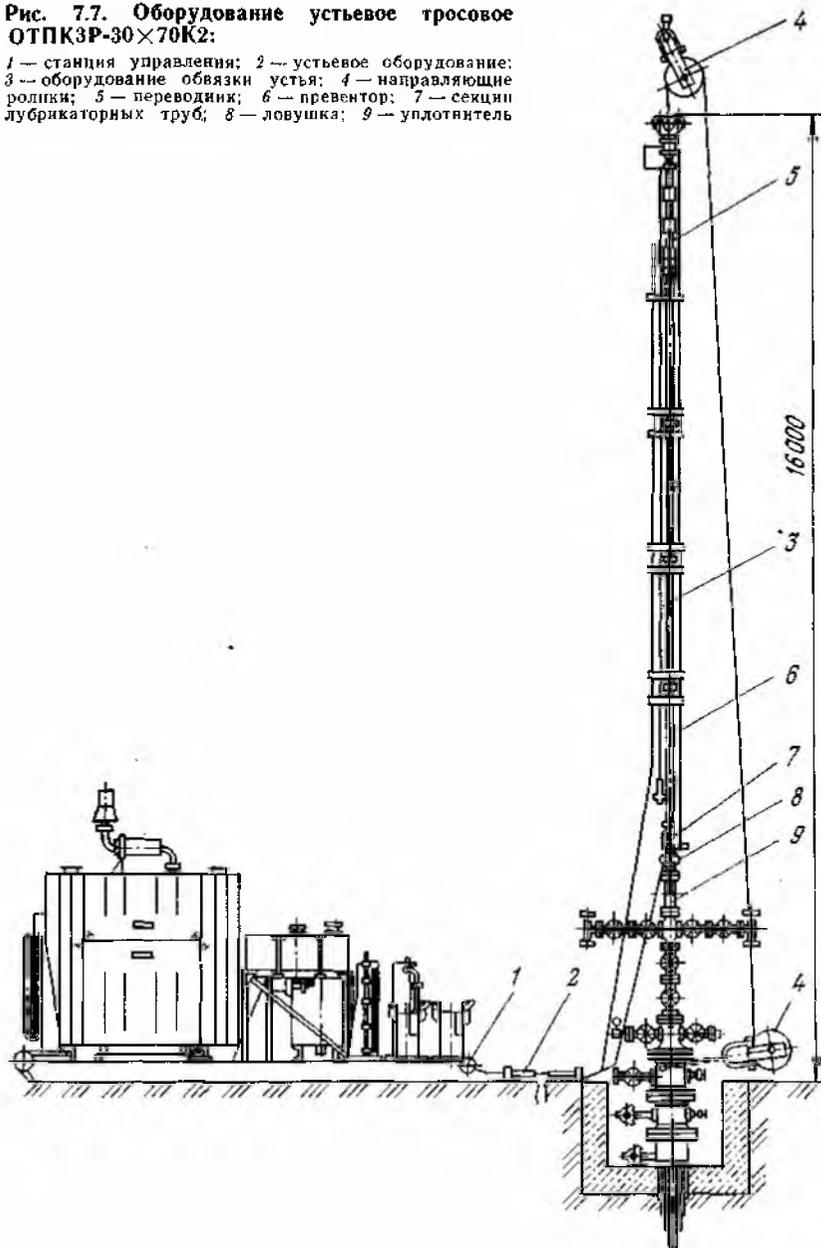
Оборудование состоит из следующих составных элементов: устьевого оборудования, станции управления и оборудования обвязки устья.

Устьевое оборудование включает переводник, ловушку, превентор, секции лубрикаторных труб, уплотнитель и направляющие ролики.

Управление превентором, уплотнителем и ловушкой — дистанционное, гидравлическое.

**Рис. 7.7. Оборудование устье тросовое
ОТПКЗР-30×70К2:**

1 — станция управления; 2 — устьевое оборудование;
3 — оборудование обвязки устья; 4 — направляющие
рольки; 5 — переводник; 6 — превентор;
7 — секции
лубрикаторных труб; 8 — ловушка; 9 — уплотнитель



Герметизация устья в процессе спуска — подъема под давлением скважинного оборудования на проволоке осуществляется контактным уплотнителем, а на канате и кабеле — гидростатическим уплотнителем. Гидростатический уплотнитель устанавливаются вместе с контактным для неподвижного каната или кабеля.

Принцип работы контактного уплотнителя основан на контакте деформируемого резинового элемента с движущейся проволокой или с неподвижным гибким элементом (проволокой, канатом, кабелем).

Гидростатический уплотнитель работает по принципу гидравлического затвора, когда зазор между канатом или кабелем и направляющей втулкой нагнетается уплотнительная смазка под внешним давлением, превышающим устьевое.

Секции лубрикаторных труб (четыре) предназначены для размещения в них скважинного оборудования и грузов, необходимых для принудительного спуска оборудования под давлением. Длина каждой секции составляет 2,8 м.

Ловушка служит для предотвращения падения оборудования в скважину и сигнализации об его вхождении в зону секций лубрикатора.

Превентор предназначен для герметизации устья скважины как при наличии в ней скважинного оборудования, так и без него. Допускаются пропуски через межстреновые зазоры каната и кабеля.

Станция управления, скомпонованная на единой монтажной раме, включает в себя систему подачи уплотнительной смазки и гидростатический уплотнитель, систему дистанционного гидроуправления превентором, ловушкой и контактным уплотнителем.

Уплотнительная смазка подается насосом, который представляет собой гидравлический мультипликатор; в мультипликаторе давление рабочей жидкости гидросистемы преобразуется в давление подачи уплотнительной смазки. Приводом насоса подачи уплотнительной смазки служит пластинчатый гидронасос, приводимый от дизеля. Уплотнительная смазка подается к насосу из двух контейнеров под действием давления от гидросистемы.

Техническая характеристика оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм	80
Рабочее давление, МПа	70
Диаметры уплотняемого троса, мм:	
проволоки	1,8—2,5
каната	4,6—4,8
кабеля	6,3—8,8
Давление в системе гидроуправления превентором, контактным уплотнителем и ловушкой, МПа	10
Наибольшее давление уплотнительной смазки, МПа	84

Подача уплотнительной смазки, $\text{дм}^3/\text{с}$	$4,1 \cdot 10^{-2}$
Суммарная вместимость емкостей для уплотнительной смазки, дм^3	80
Грузоподъемность монтажной мачты, т	0,25
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	$3\ 620 \times 2\ 500 \times 2\ 210$
Наибольшая высота тросового герметизатора, мм	30 500
Масса комплекта, кг	13 300

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ ТРОСОВОЕ ОТП2-80×35 (ОУП-80×35) и ОТП2-80×35К2 (ОУП-80×35К2)

Оборудование ОТП2-80×35 и ОТП2-80×35К2 (рис. 7.8) предназначено для герметизации устья в процессе спуска — подъема скважинных устройств, инструментов, приборов и аппаратов на проволоке под давлением при исследовании, освоении и ремонте нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Применяется в умеренном макроклиматическом районе.

Оборудование состоит из устьевой части, грузоподъемного устройства и блока управления исполнительными органами устьевой части оборудования.

Устьевая часть включает уплотнитель проволоки, трехсекционную устьевую камеру с верхними и нижней секциями, разрядник, плащечный превентор и устьевой переводник.

Уплотнение проволоки достигается за счет деформации резинового уплотнительного элемента, осуществляемой с помощью одностороннего гидроцилиндра с полым штоком.

Сборка секций устьевой камеры осуществляется с помощью быстросборных соединений, состоящих из ниппеля, штуцера и накидной гайки.

Грузоподъемное устройство включает установленный на переводнике опорный кронштейн, монтажную мачту, ручную лебедку. Мачта — телескопическая, двухсекционная.

Блок гидроуправления — переносной, состоит из ручного насоса, масляного бака и гидрораспределительной аппаратуры.

Рабочая жидкость гидроуправления подается к исполнительным гидроцилиндрам устьевой части оборудования по рукавам высокого давления. Рукава имеют на концах разъемные муфты с запорными клапанами для предотвращения утечек жидкости при разборке линий обвязки.

В комплект оборудования входит также оттяжной ролик с устройством очистки проволоки.

Ниже приведена техническая характеристика оборудования.

	ОТП2-80×35	ОТПУ-80×35К2
Рабочее давление, МПа	35	35
Диаметр проходных отверстий, мм:		
превентора	76	76
секций устьевой камеры:		
нижней	76	76
двух верхних	50	50

	ОТП-80×35	ОТПУ-80×35К2
Диаметр уплотняемой проволоки, мм	1,8—2,5	1,8—2,5
Скважинная среда	Некоррозионная (нефть, газ, газоконденсат)	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, H ₂ S и CO ₂ до 6 % по объему каждого компонента)
Температура скважинной среды, °С	100	100
Управление превентором	Ручное	Дистанционное от блока гидроуправления и аварийное ручное
Управление уплотнителем	Дистанционное от блока управления и аварийное ручное	
Номинальное давление в гидроуправлении, МПа	10	10
Грузоподъемность мачты, кг	250	250
Высота мачты, мм	4700	4700
Номинальное тяговое усилие лебедки, Н	2500	2500
Габаритные размеры оборудования, мм:		
с двумя секциями	750×690×6300	1240×690×6300
с тремя »	750×690×8900	1240×690×8900
Масса полного комплекта оборудования, кг	430	600

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ ТРОСОВОЕ ОТК4-65×21

Оборудование ОТК4-65×21 (рис. 7.9) предназначено для герметизации устья в процессе спуска — подъема под давлением приборов и аппаратов на кабеле при исследовании и перфорации нефтяных и газовых скважин. Применяется в умеренном и холодном макроклиматических районах.

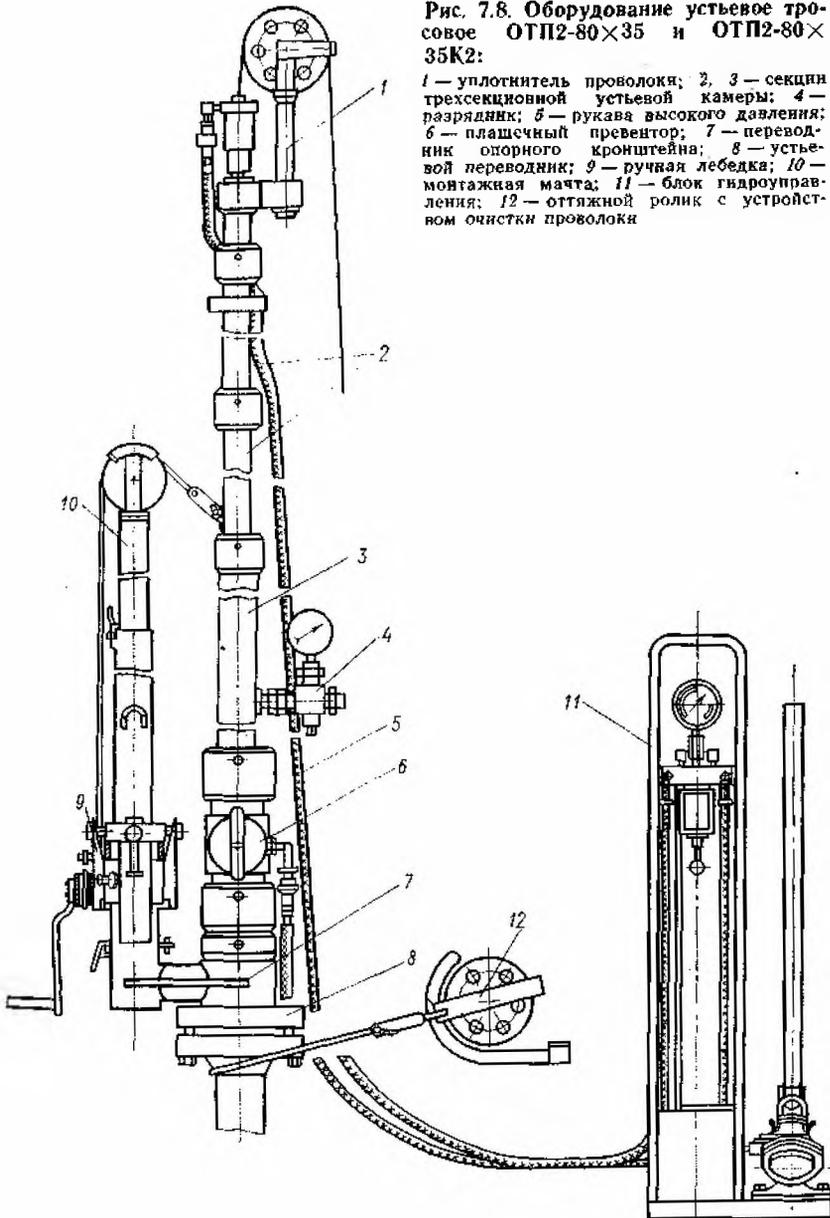
Оборудование устьевое тросовое ОТК4-65×21 смонтировано на шасси автомобиля «Урал-4320». Состоит из тросового герметизатора, станции управления с вышкой, обвязки линий управления.

Тросовый герметизатор включает плащечный превентор, ловушку, секции устьевой камеры, уплотнителя кабеля гидростатического и контактного типов.

Герметизация устья в процессе спуска — подъема приборов на кабеле под давлением осуществляется гидростатическим уплотнителем, принципа действия которого заключается в том, что в зазор между движущимся кабелем и направляющей втулкой подается уплотнительная смазка под внешним давлением, превышающим устьевое.

Контактный уплотнитель предназначен для герметизации неподвижного кабеля.

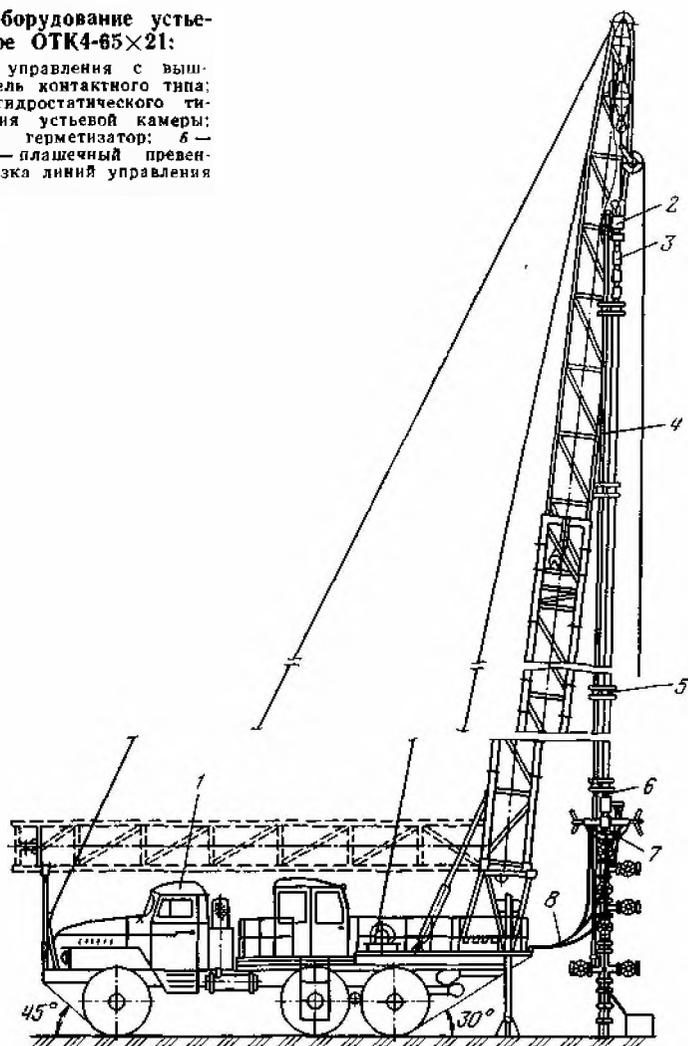
Рис. 7.8. Оборудование устьевое тросовое ОТП2-80×35 и ОТП2-80×35К2:



1 — уплотнитель проволоки; 2, 3 — секции трехсекционной устьевой камеры; 4 — разрядник; 5 — рукава высокого давления; 6 — плащчатый преентор; 7 — переводник опорного кронштейна; 8 — устьевой переводник; 9 — ручная лебедка; 10 — монтажная мачта; 11 — блок гидроуправления; 12 — оттяжной ролик с устройством очистки проволоки

Рис. 7.9. Оборудование устьевое тросовое ОТК4-65×21:

1 — станция управления с вышкой; 2 — кабель контактного типа; 3 — кабель гидростатического типа; 4 — секция устьевой камеры; 5 — тросовый герметизатор; 6 — ловушка; 7 — плащечный превентор; 8 — обвязка линий управления



Устьевая камера включает комплект из четырех секций длиной 3300 мм каждая. Набор секций устанавливают в зависимости от габаритных размеров размещаемых в них приборов и грузов, необходимых для принудительного спуска приборов под давлением. Минимальный комплект из двух секций постоянно собран и установлен на вышке в транспортном положении станции.

Станция управления, смонтированная на шасси автомобиля «Урал-4320», помимо вышки и системы управления вышкой

включает систему подачи уплотнительной смазки в гидростатический уплотнитель и гидравлическую систему дистанционного управления превентором, ловушкой и контактным уплотнителем.

Приводом грузоподъемных систем насоса подачи уплотнительной смазки и гидросистемы управления тросовым герметизатором служат шестеренные гидронасосы НШ-50 и НШ-10, приводимые от транспортного двигателя автомобиля «Урал-4320».

Уплотнительная смазка в насос поступает из двух контейнеров под действием давления рабочей жидкости, подаваемой от шестеренного насоса НШ-10.

Ниже приведена техническая характеристика оборудования ОТК4-65×21.

Рабочее давление, МПа	21	
Условный проход, мм	65	
Диаметр уплотняемого троса, мм	6,3	
Давление гидроуправления превентором, контактным уплотнителем и ловушкой, МПа	10	
Подача уплотнительной смазки, дм ³ /с	4,1 × 10 ⁻²	
Суммарная вместимость контейнеров для уплотнительной смазки, дм ³	80	
В ы ш к а	Телескопическая секционная	двух-
Грузоподъемность, т	6,5	
Высота от земли до оси кронблока, м	22	
Грузоподъемность лебедки, т	2,5	
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	1 200 × 2 500 × 3 800	
Высота устьевой части, мм	16 600	
Масса (комплекта в сборе), кг	13 300	

ПРЕВЕНТОР ПГ-100×35

Предназначен для герметизации устья с целью предупреждения выбросов и открытых нефтяных и газовых фонтанов при наличии в скважине проволоки, каната или кабеля, а также при их отсутствии. Позволяет также безопасно проводить работы по ликвидации и предупреждению открытых нефтяных и газовых фонтанов. Применяется в умеренном и холодном (район I₂) макроклиматических районах.

Сменные плашки, входящие в комплект, позволяют герметизировать насосно-компрессорные трубы, а также проводить принудительный спуск их в скважину под давлением без применения герметизатора или вращающегося превентора (рис. 7.10).

Рекомендуется для применения в нефтегазодобывающей промышленности, в области промысловой геофизики, разведки, разработки, эксплуатации, испытания и ремонта глубоких нефтяных и газовых скважин.

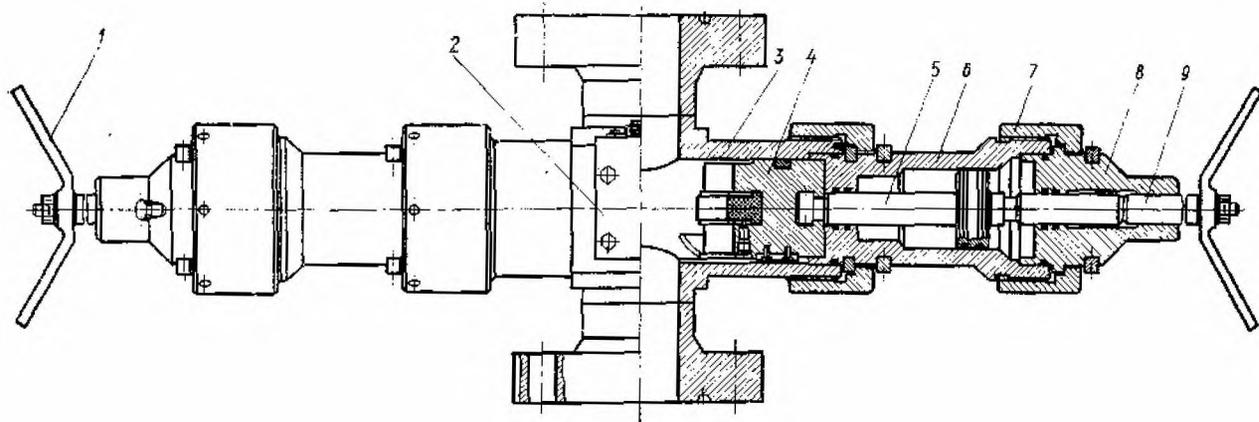


Рис. 7.10. Превентор ПГ-100×35:

1 — маховик; 2 — перепускной клапан; 3 — корпус; 4 — плашка; 5 — шток; 6 — гидроцилиндр; 7 — гайка вакуидная; 8 — крышка; 9 — винт

Превентор ПГ-100×35 можно использовать при выполнении прострелочно-взрывных работ, исследовании скважин и перфорации колонн под давлением.

Наличие компактного и безопасного перепускового клапана позволяет проводить манипуляцию открытия — закрытия превентора без какого-либо усилия.

При помощи накидных гаек превентор в зависимости от технологических процессов оперативно можно перестроить с гидравлического управления на ручное.

Техническая характеристика превентора приведена ниже.

Условный проход, мм	100
Рабочее давление, МПа	35
Диаметр уплотняемой проволоки, мм	2,5
Диаметр уплотняемого кабеля или каната, мм	4,8—9
Диаметры уплотняемых НКТ, мм	33—73
Рабочая среда	Нефть, газ, конденсат, промысловая жидкость и их смеси
Температура рабочей среды, °С	150
Габаритные размеры, мм	1600×480×470
Масса полного комплекта, кг	280

Глава 8

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАКЕРЫ, ЯКОРИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛИ КОЛОНН

Пакеры предназначены для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия среды в процессе эксплуатации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, а также при проведении ремонтно-профилактических работ в них.

Пакер — основной элемент скважинного оборудования современных фонтанирующих, газлифтных, насосных и нагнетательных скважин при однопластовой эксплуатации и при одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Пакеры широко применяются при проведении таких технологических операций, как гидроразрыв, кислотная и термическая обработка пласта, изоляционные работы, гидропескоструйная перфорация и т. д.

Пакеры спускают в скважину на колонне подъемных труб. Они должны иметь проход, позволяющий беспрепятственно спускать инструменты и оборудование для проведения необходимых технологических операций при освоении и эксплуатации.

Для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной по параллельным рядам подъемных труб созданы двухпроходные пакеры.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов при эксплуатации нефтяных месторождений — поддержание пластового давления. При этом наряду с пресными водами широко используют сточные и пластовые.

В систему подготовки и закачки воды в нефтяные пласты входят водозаборные сооружения с насосной станцией первого подъема, водоочистные установки, насосные второго и третьего подъемов, насосные станции по закачке и нагнетательные скважины.

В качестве насосных станций для закачки воды в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления применяют блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосных агрегатов ЦНС-180 и ЦНС-500.

Для нагнетания поверхностных, сточных и пластовых вод используют также установки погружных центробежных электронасосов типа УЭЦП.

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ ТИПА ЦНС

Воду в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления закачивают центробежными насосными агрегатами на базе насосов ЦНС180 и ЦНС500.

Конструкция насоса типа ЦНС180 разработана с учетом создания на одной корпусной базе четырех модификаций с давлением нагнетания 9,5—19 МПа.

Центробежные насосы типа ЦНС180 допускают изменение рабочей характеристики посредством уменьшения числа ступеней (не более 2) с установкой проставочных втулок, без изменения привязочных размеров, с обязательной динамической балансировкой ротора.

Техническая характеристика центробежных насосных агрегатов приведена в табл. 10.1.

Насосы типа ЦНС180 и ЦНС500 (рис. 10.1) — центробежные секционные, горизонтальные, однокорпусные с односторонним расположением рабочих колес, с гидравлической пятой, подшипниками скольжения и концевыми уплотнениями комбинированного типа (щелевое и сальниковое уплотнения). Эти насосы рассчитаны также на эксплуатацию с торцовыми уплотнениями типа Т2-105 по ТУ 26-06-1329—81, устанавливаемыми посредством замены корпуса сальника на корпус торцового уплотнения без изменения корпусных деталей насоса.

Таблица 10.1

Показатели	Центробежный насосный агрегат				
	ЦНС180-1050	ЦНС180-1185	ЦНС180-1422	ЦНС180-1900	ЦНС500-1900
Подача, м ³ /ч	180	180	180	180	400, 500, 700
Напор, м	1050	1185	1422	1900	2020, 1875
Допускаемый кавитационный запас, м, не более	7	7	7	7	16
Допускаемое давление на входе, МПа	0,6—3,1	0,6—3,1	0,6—3,1	0,6—3,1	0,1—1,57
К. п. д., %	73	73	73	73	73
Частота вращения (синхронная), мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000	3000
Потребляемая мощность на номинальном режиме, кВт	710	800	960	1280	3235
Насос					
Число секций	8	9	11	15	8
Диаметр рабочих колес, мм	308	308	308	308	402
Габаритные размеры, мм:					
длина	2263	2610	2640	3022	2809
ширина	1396	1120	1510	1430	1340
высота	1434	1425	1510	1505	1477
Масса насоса, кг	3500	1405	4000	4860	5790
Электродвигатель					
Мощность, кВт	800	1000	1200	1600	4000
Напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6 000/10 000
Частота вращения, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000	3000
Насосный агрегат					
(с электродвигателем STD с разомкнутым циклом вентиляции):					
Габаритные размеры, мм:					
длина	5232	5270	5890	6372	6760
ширина	1396	1270	1510	1430	1340
высота	1434	1425	1510	1505	1477
Масса, кг	8380	10 235	11 800	12 790	20 820
Насосный агрегат					
(с электродвигателем STD с замкнутым циклом вентиляции):					
Габаритные размеры, м:					
длина	5232	5720	5890	6372	—
ширина	1840	1840	1990	1990	—
высота	1434	1425	1510	1505	—
Масса, кг	9011	9835	11 230	12 830	—

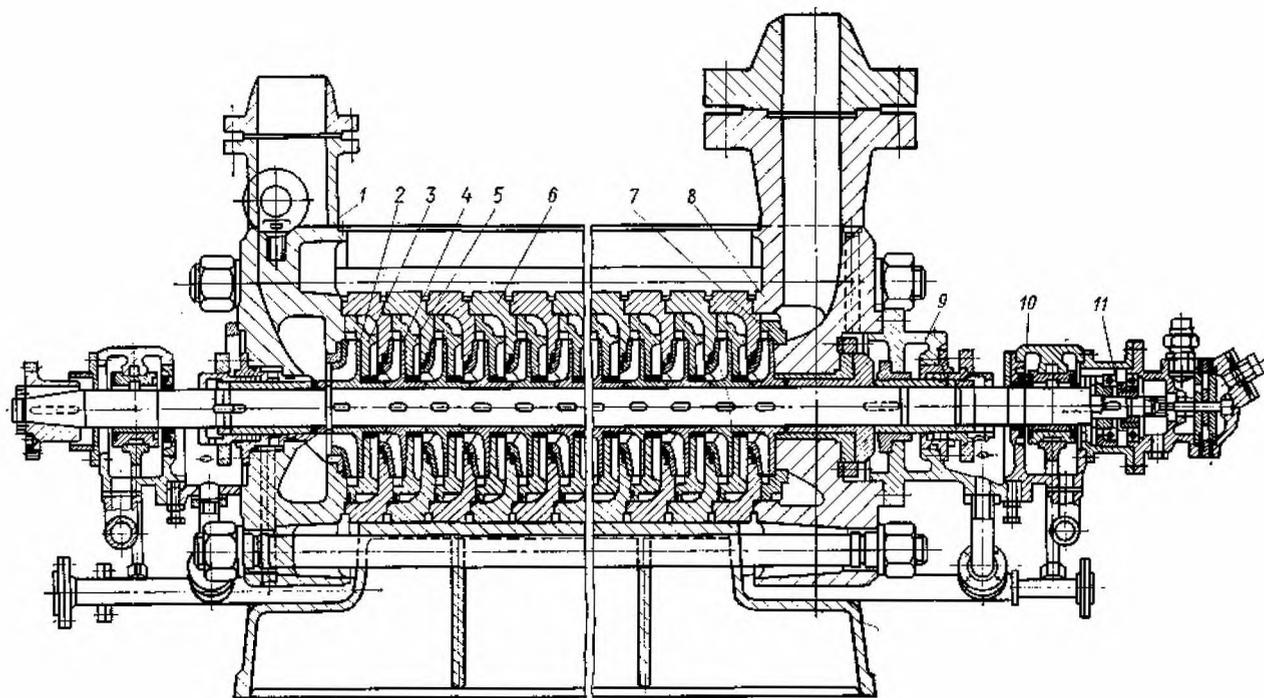


Рис. 10.1. Центробежный насос ЦНС 180-1900:

1 — крышка всасывания; 2 — рабочее колесо I ступени; 3 — направляющий аппарат I ступени; 4 — рабочее колесо промежуточной ступени; 5 — направляющий аппарат промежуточной ступени; 6 — секция; 7 — направляющий аппарат последней ступени; 8 — крышка напорная; 9 — концевое уплотнение; 10 — подшипник скольжения; 11 — отжимное устройство; 12 — плита

Насосы этого типа состоят из двух основных узлов: корпуса — совокупности неподвижных деталей и ротора вращающегося вала с расположенными на нем деталями.

К корпусу относятся входная и выходная крышки, отлитые заодно с приемными и напорными патрубками. В насосах типа ЦНС500 эти патрубки направлены по вертикали вверх, в насосах типа ЦНС180 входной патрубок расположен по горизонтали, а напорный — по вертикали вверх.

Корпус насоса состоит из набора секции, входной и напорной крышек и концевых уплотнений. Базовые детали насоса — входная и напорная крышки с лапами, расположенными в плоскости, параллельной горизонтальной плоскости насоса. Насос фиксируется на плите двумя цилиндрическими штифтами, устанавливаемыми в лапах входной крышки. Входной патрубок расположен горизонтально, напорный — вертикально.

Напорная крышка отлита из качественной углеродистой стали марки 25Л, крышка входная из чугуна марки СЧ 21-40, корпуса секций выполнены из поковок хромистой стали марки 20Х13. В секции расположены направляющие аппараты, застопоренные штифтами от проворачивания.

Стыки секций загерметизированы уплотняющими поясками. Для дополнительного уплотнения в стыках установлены резиновые кольца. Секции центрируются и стягиваются с входной и напорной крышками восемью шпильками М76Х4.

Ротор насоса состоит из рабочих колес, посаженных на вал по скользящей посадке, разгрузочного диска, защитных втулок и других деталей.

Рабочие колеса отлиты из хромистой стали марки 20Х13Л, разгрузочный диск и защитные втулки выполнены из стали марки 20Х13, вал из поковки легированной стали марки 40ХФА.

Во избежание перетока воды по валу, стыки рабочих колес притираются до плотного металлического контакта. Рабочие колеса имеют уплотнения щелевого типа.

Щелевое уплотнение предназначено для разгрузки сальника с отводом воды в безнапорную емкость при работе насоса с давлением во входном патрубке 0,6—3 МПа.

При работе насоса с давлением во входном патрубке меньше 0,1 МПа предусматривается подача воды на концевые уплотнения для устранения подсоса воздуха в полость подвода через сальники, а также для смазки сальника.

Опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой, а для насоса ЦНС180-1050 — с кольцевой смазкой. Вкладыши подшипников — стальные, залитые баббитом, имеют цилиндрическую посадку в корпусе подшипника. В корпусе подшипника есть отверстия для подвода в него масла, установки датчика температуры и слива масла (отверстие внизу). На заднем подшипнике смонтирован визуальный указа-

тель осевого положения ротора. На период выбега ротора при отключении электроэнергии в подшипниках предусмотрено смазочное масло.

Насос соединяется с электродвигателем посредством зубчатой муфты. Обойма зубчатой муфты закрыта кожухом.

Для смазки и охлаждения подшипников насосов и электродвигателей мощностью 1000 кВт, а также зубчатой муфты каждый насосный агрегат комплектуется маслосистемой. В ее состав входят устанавливаемый на маслобаке рабочий насос Ш5-25-3,6/4 с подачей 3,6 м³/ч и давлением нагнетания 0,4 МПа, имеющий привод от электродвигателя АОЛ2-31-4; маслобак БМ-0,32 вместимостью 0,32 м³; маслоохладитель МХ-4 с поверхностью охлаждения 4 м²; маслофильтр двойной ФДМ-32 с поверхностью фильтрации 0,13 м² и пропускной способностью 7,4 м³/ч; предохранительный клапан и запорная арматура.

Смазка подшипников скольжения у насосных агрегатов ЦНС180-1900, ЦНС180-1422 и ЦНС180-1185 — принудительная, осуществляется от маслоустановки. У насосного агрегата ЦНС180-1050 смазка подшипников — кольцевая. Смазка зубчатых муфт насосных агрегатов — консистентная. Для смазки подшипников применяется турбинное масло Тп 22 (ГОСТ 9972—74), допускается замена на турбинное масло Т22, Т30 (ГОСТ 32—74) и индустриальное масло И20А, И25А, И30А (ГОСТ 20899—75). Для смазки зубчатых муфт используется литол 24 (ГОСТ 21150—87) или ЦИАТИМ 221 (ГОСТ 9433—80).

Система водяного охлаждения предусматривает подачу воды на маслоохладитель МХ-4, охлаждение и «запирание» сальников концевых уплотнений насоса при работе с давлением на входе в насос меньше атмосферного. Расход воды на маслоохладитель составляет 6 м³/ч, такое же количество воды расходуется на охлаждение и «запирание» сальников.

В насосном агрегате ЦНС180-1050 с кольцевой смазкой подшипников скольжения расход охлаждающей воды составляет 7 м³/ч.

В маслоустановке насоса ЦНС-500 предусмотрены аварийный бак и два насоса Ш-5-25-3,6/4-5 (один — резервный) с приводом от электродвигателя 4АХ80В4УЗ, смонтированные на общей плите.

Система КИП и автоматики насосного агрегата выполнена в виде блоков и состоит из щита управления, манометровой колонки и комплекта первичных приборов теплоснабжения.

Система блочной автоматики обеспечивает автоматическое управление всеми механизмами насосного агрегата (от щита управления), управления маслоснасосом и электроприводной задвижкой, контроль технологических параметров агрегата, сигнализацию изменения технологических параметров и сигнализацию положения механизмов агрегата.

При недопустимом изменении технологических параметров комплект КИП и автоматики отключает насосный агрегат.

Блочная автоматика предусматривает защиту насосного агрегата в следующих случаях:

- резкое снижение давления в системе смазки подшипников;
- повышение температуры подшипников, воды из узла гидравлической разгрузки осевого усилия, масла за маслоохладителем;

- резкое снижение давления масла в конце линии и воды во входном патрубке насоса;

- резкое снижение давления воды на выходе из насоса и на входе при пуске насоса;

- остановка маслонасоса при остановке насосного агрегата.

Насосный агрегат также автоматически отключается при срабатывании электрических защит (исключая кратковременное до 3 с исчезновение напряжения), не выполнении команд на пуск при отключении аварийной кнопкой.

Блочная автоматика осуществляет управление следующих видов:

- автоматическое;

- по каналам телемеханики;

- раздельное, со щита управления;

- с помощью кнопок, устанавливаемых непосредственно у механизма насосного агрегата.

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В системе поддержания пластового давления (ППД) к наиболее важному и конструктивно сложному звену относятся насосные станции. Они подразделяются на станции систем водоснабжения, предназначенные для подачи воды на месторождение, и кустовые, основная задача которых заключается в нагнетании воды в продуктивные нефтяные пласты для поддержания или создания необходимых пластовых давлений.

Насосные станции, осуществляющие непосредственно закачку воды в пласт, в зависимости от конструктивного исполнения подразделены на кустовые (КНС), технологическое оборудование которых монтируют в капитальных сооружениях, и блочные кустовые (БКНС), оборудование которых монтируют в специальных блоках-боксах на заводах-изготовителях.

Расчетные и нормативные параметры, характеризующие условия строительства и эксплуатации блочных кустовых насосных станций (БКНС), следующие.

Температура окружающей среды, °С	До —50
Сейсмичность, балл	Не более 6
Нагрузка, Па:	
снеговая	2000
ветровая	560
на грунт	50·10 ³
Степень долговечности	II
Степень огнестойкости	IV
Класс зданий	III
Грунты	Непросадочные, непучинистые, не подверженные карстовым и вечномерзлотным явлениям

Отдельные сооружения БКНС представляют собой металлические или железобетонные основания, на которых смонтирован комплекс технологического оборудования, укрываемый ограждающими конструкциями типа блоков-боксов.

Технологическая схема и характеристика блочной кустовой насосной станции (БКНС). Технологическая схема БКНС (рис. 10.2) рассчитана на одновременную и раздельную закачку пресных вод поверхностных или подземных источников и очищенных нефтепромысловых вод, поступающих из установок очистки сточных вод.

Пресная вода и очищенные нефтепромысловые сточные воды по двум водоводам, объединенным в единый всасывающий коллектор, поступают на площадку БКНС. На водоводах устанавливают диафрагмы для замера расхода и электроприводные задвижки.

Из всасывающего коллектора вода с помощью насосов направляется в распределительный напорный коллектор и через высоконапорные водоводы—к нагнетательным скважинам. Вода для подпора сальников и охлаждения масла в маслоохладителе подается из трубопровода пресной воды через редукционный клапан. При работе БКНС только на очищенных нефтепромысловых водах для этих целей используют пресную воду индивидуального источника водоснабжения. Использованная вода из системы разгрузки сальников и маслоохладителя поступает в резервуар сточных вод.

Тип БКНС для каждого данного случая выбирают с учетом: а) требуемой подачи и давления нагнетания; б) схемы энергообеспечения; в) климатических условий. По расчетным подаче и давлению нагнетания определяют тип и число основных насосов, а по климатическим условиям—вид охлаждения двигателя.

Основные технические данные и характеристики БКНС приведены в табл. 10.2.

В зависимости от типа установленных насосов выпускают БКНС, рассчитанные на давление нагнетания 9,3 МПа, 14 МПа, 18,6 МПа. При этом суммарная номинальная подача БКНС определяется как типом, так и числом установленных насосов.

Таблица 10.2

Показатели	БКНС×100 (с насосами ЦНС180-1050)	БКНС×150 (с насосами ЦНС180-1422)	БКНС×200 (с насосами ЦНС180-1900)	БКНС×500 (с насосами ЦНС500-1900)
Номинальная подача насоса, м ³ /сут	180	180	180	500
Давление нагнетания, МПа	10	14	18,6	18,6
Давление в приемном патрубке насоса, МПа, не более	2,7	2,7	2,7	1,6
Давление в системе охлаждения, МПа	0,196	0,196	0,196	0,196
Давление в системе отвода воды из сальников и подпятника, МПа, не более	0,98	3,9	3,9	3,9
Максимальный расход воды на охлаждение и подпор сальников на один насосный агрегат, м ³ /ч	25	30	30	30
Температура закачиваемой воды, °С	8—40	8—40	8—40	8—40
Потребляемая насосом мощность на номинальном режиме, кВт	675	970	1150	3340
Мощность электродвигателя, кВт	800	1250	1600	4000
Частота вращения вала электродвигателя, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000
Напряжение питания электродвигателя, В	6000	6000	6000	6000
Напряжение в сети питания вспомогательных устройств, В	(10 000)	(10 000)	(10 000)	
Вид тока питания электродвигателей	380/220	380/220	380/220	380/220
	Трехфазный переменный с промышленной частотой 50 Гц			
Давление в маслосистеме, МПа	0,28	0,28	0,28	0,28
Циркуляционный расход масла на один насосный агрегат, м ³ /ч	2,1	2,1	2,1	2,1
Условный проход, мм:				
приемного трубопровода	150	150	150	—
нагнетательного трубопровода	125	125	125	—
трубы на приеме блока гребенки	200	200	200	—
трубы на выходе » »	100	100	100	—
Условный проход труб подвода и отвода воды на охлаждение, мм:				
для ЗЦВ	100	100	100	—
для РЦВ	50	100	100	—
Габаритные размеры блоков, мм:				
длина	10 000	10 000	10 000	12 000 *
ширина	3 200	3 200	3 200	5 000 *
высота	3 260	3 260	3 260	5 100 *
Наибольшая масса блока, кг:				
РЦВ	18 000	21 900	23 000	40 400 *
ЭЦВ	19 800	22 600	24 400	—
Масса блока гребенки, кг, не более	13 470	13 470	13 470	—
Отопление БКНС	За счет теплоизбытков оборудования, дежурное — электрическое			Электрическое
Вентиляция	Приточно-вытяжная с механическим побуждением			
Автоматизация	Комплексная			

* Для насосного блока.

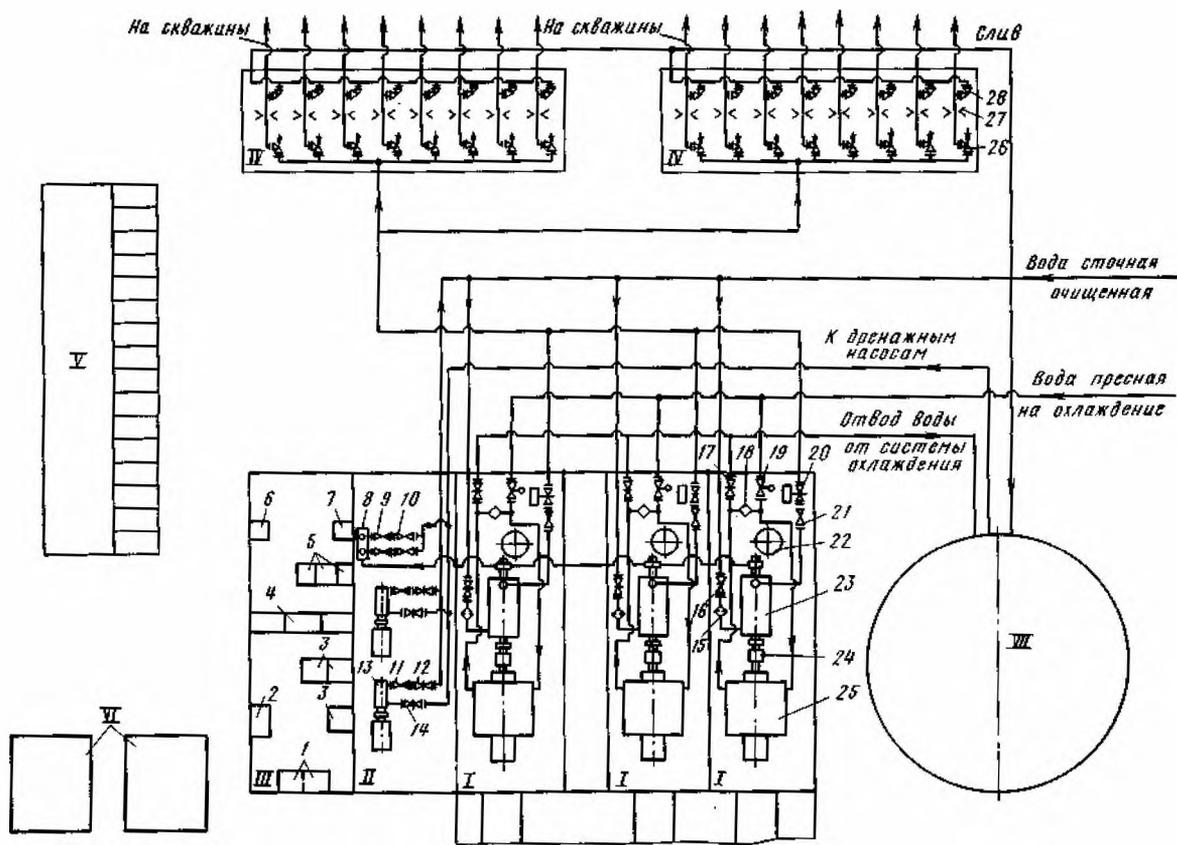


Таблица 10.3

БКНС	Насосный блок	Блок низковольтной аппаратуры	Блок напорной гребенки	Блок дренажных насосов	Блок обслуживания	Блок распределительного устройства *	Резервуар сточных вод
БКНС1-100-РЦВ	1	1	1	—	—	1	1
БКНС1-150-РЦВ	1	1	1	—	—	1	1
БКНС1-200-РЦВ	1	1	1	—	—	1	1
БКНС2-100-РЦВ	2	1	1	—	—	1	1
БКНС2-100-ЗЦВ	2	1	1	1	—	1	1
БКНС2-150-РЦВ	2	1	1	—	—	1	1
БКНС2-150-ЗЦВ	2	1	1	1	—	1	1
БКНС2-200-РЦВ	2	1	1	—	—	1	1
БКНС2-200-ЗЦВ	2	1	1	1	—	1	1
БКНС3-100-РЦВ	3	1	2	—	—	1	1
БКНС3-100-ЗЦВ	3	1	2	1	—	1	1
БКНС3-150-РЦВ	3	1	2	—	—	1	1
БКНС3-150-ЗЦВ	3	1	2	1	—	1	1
БКНС3-200-РЦВ	3	1	2	—	—	1	1
БКНС3-200-ЗЦВ	3	1	2	1	—	1	1
БКНС4-100-РЦВ	4	1	2	—	—	1	1
БКНС4-100-ЗЦВ	4	1	2	1	—	1	1
БКНС4-150-РЦВ	4	1	2	—	—	1	1
БКНС4-150-ЗЦВ	4	1	2	1	—	1	1
БКНС4-200-РЦВ	4	1	2	—	—	1	1
БКНС4-200-ЗЦВ	4	1	2	1	—	1	1
БКНС2-500-РЦВ	2	1	1 *	—	1	1	—
БКНС3-500-РЦВ	3	1	1 *	—	1	1	—
БКНС4-500-РЦВ	4	1	1 *	—	1	1	—

* В комплект заводской поставки не входит.

Кроме того, в зависимости от принятой схемы охлаждения электродвигателей основных насосов выпускают БКНС двух модификаций: а) РЦВ — разомкнутый цикл вентиляции двигателя, при котором двигатель охлаждается воздухом, засасываемым в помещение через жалюзи; б) ЗЦВ — замкнутый цикл вентиляции, при котором электродвигатели основных насосов охлаждаются водой.

Рис. 10.2. Технологическая схема БКНС:

1, 2 и 7 — шкафы соответственно трансформаторные, ввода кабеля и управления дренажными насосами; 3 — станция управления; 4 — распределительное устройство низковольтное; 5 и 6 — щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 23 — насосы ЦСВ, ЦНСК и ЦНС180; 9, 11, 21 — клапаны соответственно обратный, обратный подъемный и обратный; 19, 19, 26 и 28 — вентили соответственно запорный, электромагнитный, регулирующий угловой и запорный угловой; 12, 14, 16, 17 и 20 — задвижки ЗКЛ и электроприводная; 15 — фильтр; 18 — маслоохладитель; 22 — бак масляный; 24 — муфта зубчатая; 25 — электродвигатель; 27 — диафрагма; 1 — насосные блоки; 11 — блок дренажных насосов; 111 — блок низковольтной аппаратуры и управления; 1V — блока напорных гребенок, V — распределительное устройство РУ-6 (10) кВ; VI — трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII — резервуар сточных вод

Состав БКНС и число блоков в ней приведены в табл. 10.3. В условном обозначении БКНС2×150: 2 — два насоса ЦНС180; 150 — давление нагнетания; БКНС3×500: 3 — три насоса ЦНС500-1900; 500 — подача одного насоса.

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ БКНС С НАСОСАМИ ЦНС180

Насосный блок (рис. 10.3) предназначен для подачи воды под давлением в напорную линию системы заводнения. В качестве основного оборудования используют многоступенчатые секционные центробежные насосы ЦНС180 или ЦНС500 с приводом от синхронных электродвигателей серии СТД со статическим возбуждением или от асинхронных электродвигателей серии АРМ. Основные технические данные насосных агрегатов, устанавливаемых в насосных блоках БКНС, приведены в табл. 10.4.

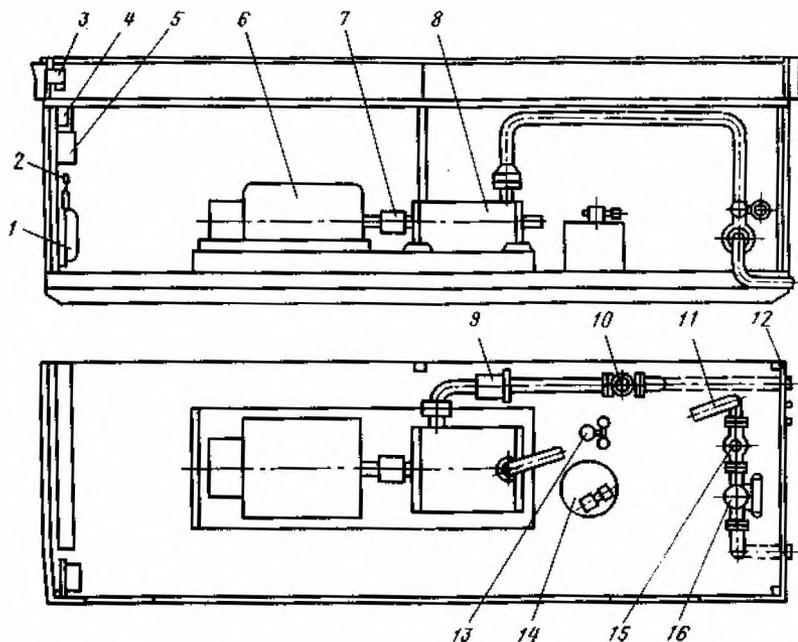


Рис. 10.3. Насосный блок:

1 — печь электрическая; 2 — манометровая колонка; 3 — вентилятор; 4 — короб; 5 — пост местного управления; 6 — двигатель; 7 — зубчатая муфта; 8 — насос ЦНС180; 9 — фильтр; 10 — задвижка; 11 — напорный трубопровод; 12 — всасывающий трубопровод; 13 — маслоохладитель; 14 — маслобак с насосом; 15 — обратный клапан; 16 — электроприводная задвижка

Т а б л и ц а 10.4

БКНС	Номи- нальная подача, м ³ /сут	Число агрегатов	
		Всего	В том числе рабочих
БКНС1-150	3 600	1	1
БКНС2-150	3 600	2	1
БКНС2-100-ЗЦВ	3 600	2	1
БКНС1-200	3 600	1	1
БКНС2-200	3 600	2	1
БКНС3-100	7 200	3	2
БКНС3-150	7 200	3	2
БКНС3-200	7 200	3	2
БКНС4-150	10 800	4	3
БКНС4-200	10 800	4	3
БКНС2-500	10 000	2	2
БКНС3-500	15 000	3	3
БКНС4-500	20 000	4	4

Насос				Электродвигатель			
Тип	По- дача, м ³ /ч	На- пор, м	Мас- са, кг	Тип	Мощ- ность, кВт	Напря- жение, В	Масса, кг
ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2 АРМ1250	1250 1250	6000 6000	6 036 4 930
ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2 АРМ1250	1250 1250	6000 6000	6 036 4 930
ЦНС180-950	180	950	4080	СТД-800	800	6000	3 750
ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 505
ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 505
ЦННШ180-950	180	950	4080	СТД800	800	6000	3 750
ЦНС180-1922	180	1422	4810	СТД1250-2	1250	6000	6 036
ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600	1000	6000	6 505
ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2	1250	6000	6 036
ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 605
ЦНС500-1900	500	1900	6300	СТД4000	4000	6000	11 880
ЦНС500-1900	500	1900	6300	СТД4000	4000	6000	11 800
ЦНС500-1900	500	1900	6300	СТД4000	4000	6000	11 880

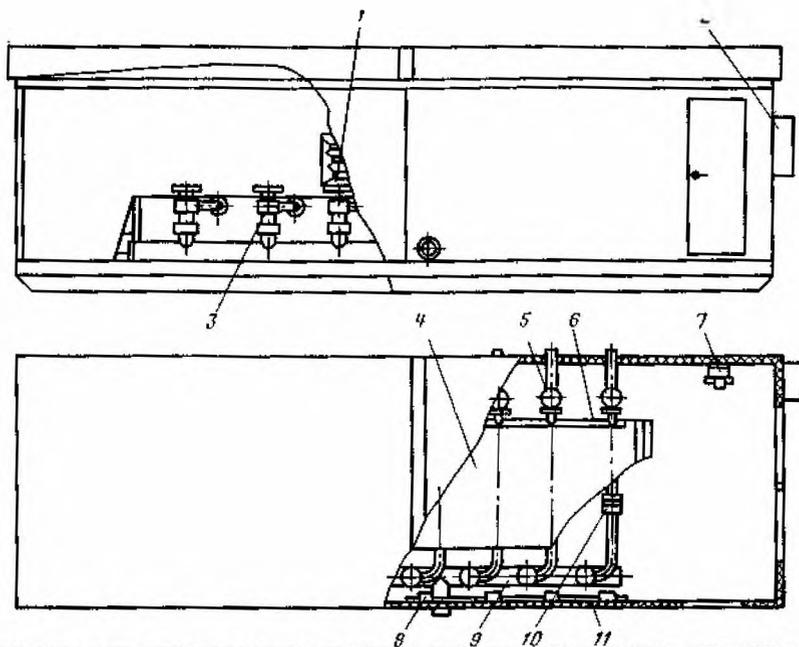


Рис. 10.4. Блок напорной гребенки:

1 — электрическая печь; 2 — пульт управления; 3 — регулирующий вентиль; 4 — площадка обслуживания; 5 — запорный вентиль; 6 — сливной коллектор; 7 — вентилятор; 8 — дифмакометр-расходомер; 9 — распределительный коллектор; 10 — сужающее устройство; 11 — щит дифманометров

Блок напорной гребенки (рис. 10.4), к которому подведены два напорных трубопровода от насосных блоков, предназначен для распределения поступающей от насосных агрегатов воды по напорным трубопроводам системы заводнения, для учета ее количества и регистрации давления.

Блок дренажных насосов (рис. 10.5) предназначен для обеспечения работы системы охлаждения электродвигателей основных насосов (при замкнутом цикле вентиляции) и сбора утечек перекачиваемой жидкости.

Компоновка технологического оборудования, расстояния между оборудованием и ограждающими конструкциями допускают проведение на месте только незначительных профилактических ремонтных работ (ревизии и ремонта уплотнений, проверки и доцентровки и др.).

Для проведения ремонта и смены неисправных элементов насосы и электродвигатели демонтируют и транспортируют за пределы помещения через крышу.

Ограждение блоков — каркасное, с привариваемыми точечной сваркой панелями. Панели — трехслойные, из листовой стали с внутренним слоем утеплителя из пенопласта.

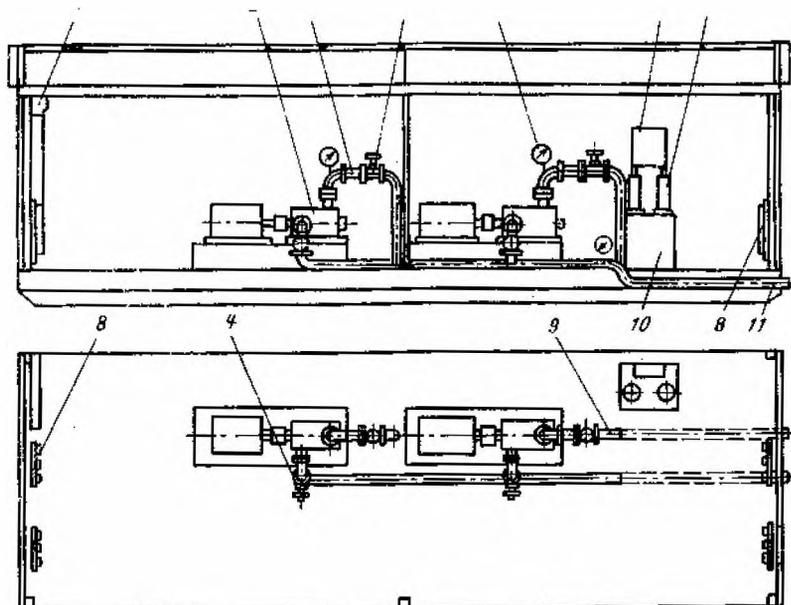


Рис. 10.5. Блок дренажных насосов:

1 — короб; 2 — центробежный насос ЦНС 60/264; 3 — обратный клапан; 4 — задвижка; 5 — манометр; 6 — пульт управления; 7 — насос ИСЦВ-1,5 м; 8 — электрическая печь; 9 — напорный трубопровод; 10 — дренажный бак; 11 — всасывающий трубопровод

УСТЬЕВАЯ АРМАТУРА ДЛЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Эта арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по улучшению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки.

Основные части арматуры — трубная головка и елка.

Трубная головка предназначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны насосно-компрессорных труб и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения.

Елка служит для закачки жидкости через колонну насосно-компрессорных труб и состоит из ствольных задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

Для оборудования устья нагнетательных скважин применяется арматура типов АНК1-65×210 и АНК1-65×350 (рис. 10.6).

В качестве запорного устройства в арматуре используется прямоточная задвижка типа ЗМС1. Детали затвора, шпindelь

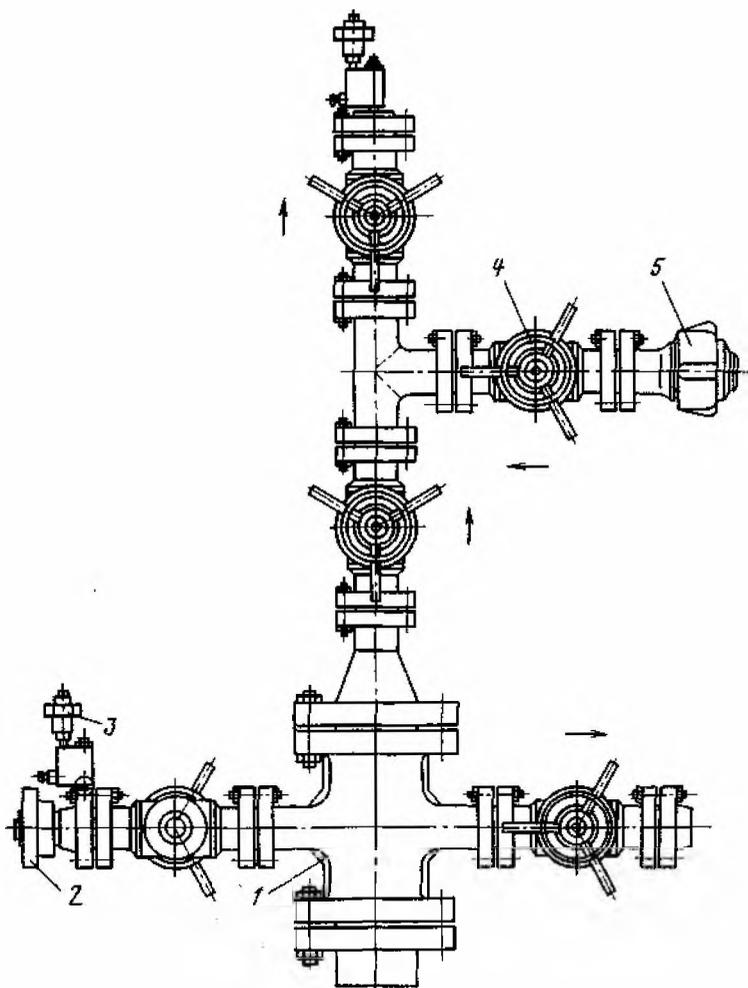


Рис. 10.6. Устьевая арматура типа АНК1 для нагнетательных скважин:
 1 — трубная головка; 2 — быстросборное соединение; 3 — разделитель под манометр;
 4 — задвижка ЗМС1; 5 — обратный клапан

(шток) и уплотнительная прокладка фланцевых соединений изготовлены из коррозионностойкой стали. В остальном детали задвижки и арматуры унифицированы с соответствующими деталями задвижки и фонтанной арматуры.

Обратный клапан, установленный на боковом отводе елки, служит для исключения возможности обратного перетока жидкости из скважины при временном прекращении нагнетания или повреждения водовода. Обратный клапан состоит из корпуса,

седла, хлопушки, двух возвратных пружин и переводного фланца, с помощью которого клапан присоединяется к задвижке на боковом отводе елки. Под действием потока жидкости, закачиваемой в скважину, хлопушка обратного клапана поворачивается на оси, скручивая пружины. В случае прекращения закачки или при повреждении водовода поток жидкости из скважины и возвратные пружины возвращают хлопушку в исходное положение, и она, прижимаясь уплотнительной поверхностью к седлу клапана, перекрывает поток жидкости.

На отводе трубной головки арматуры устанавливают быстро-сборное соединение, предназначенное для подключения нагнетательной линии к затрубному пространству при проведении ремонтных и профилактических работ (промывки скважины, мероприятий по увеличению приемистости скважины и др.).

Для предотвращения нарушений показаний манометров, вызванных засорением отводов, в арматуре предусмотрены разделители под манометры.

Модификация арматуры типа АНК1-65×21 — малогабаритная арматура типа АНК-65×21 с прямоточными задвижками типа ЗМ.

Техническая характеристика устьевых арматур для нагнетательных скважин приведена ниже.

	АНК1-65×21	АНК1-65×35	АНК-65×21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм . . .	65	65	65
Давление, МПа:			
рабочее	21	35	21
пробное	42	70	42
Скважинная среда	Коррозионная (вода техническая, сточная нефте-промысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)		
Запорное устройство — прямоточная задвижка . . .	ЗМС1	ЗМС1	ЗМ
Габаритные размеры, мм:			
длина	1600	1780	1075
ширина	635	820	680
высота	2130	2310	1195
Масса арматуры, кг	743	962	580

УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Установки погружных центробежных электронасосов типа УЭЦП и УЭЦПК (табл. 10.5) предназначены для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления и добычи пластовых вод с подачей на кустовые насосные станции при содержании в жидкости механических примесей не более 0,1 г/л, с рН 5,4—9 и температурой не выше 60 °С (табл. 10.6).

Таблица 10.5

Установка	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Число ступеней	Внутренний диаметр колонны обсадных труб, мм	Размеры электронасоса, мм		Масса, кг		
					поперечный	длина	электронасоса	установки для умеренного климата	установки для холодного климата
УЭЦП14-1000-1200	1000	1200	45	359	320	8 620	2726	7 010	11 060
УЭЦП16-2000-1400	2000	1360	30	396	375	9 133	4325	10 900	14 900
УЭЦПК16-2000-1400	2000	1360	30	396	375	9 077	4503	10 390	14 401
УЭЦПК16-3000-1000	3000	930	16	396	375	7 207	3446	9 308	13 318
УЭЦПК16-3000-160	3000	160	3	396	360	10 975	1020	—	3 012
УЭЦПК16-2000-200	2000	2000	5	396	360	11 170	1185	—	3 332

Установки выпускаются по II группе надежности ОСТ 26-06-1204—82 в климатическом исполнении ХЛ и У, категории размещения погружного агрегата 5 (ГОСТ 15150—69).

В шифре установки при заказе приняты следующие обозначения: У — установка, Э — с приводом от погружного электродвигателя; Ц — центробежный насос; П — для поддержания пластового давления; К — коррозионностойкое исполнение; первое число — группа насоса (диаметр обсадной колонны (в мм), уменьшенный в 25 раз и округленный); второе число — подача (в м³/сут); третье число — напор (в м); ХЛ — климатическое исполнение для районов с холодным климатом; цифра — категория размещения электронасоса при эксплуатации по ГОСТ 15150—69. Например, УЭЦПК 16-2000-1400 ХЛ5.

Установка (рис. 10.7 и 10.8) состоит из погружного электронасоса (насос и электродвигатель), кабеля, оборудования устья скважины, трансформатора и комплектного устройства для управления и защиты электродвигателя.

Таблица 10.6

Установка	Температура, °С	pH	Общая минерализация, мг/л	Плотность, кг/м ³ , не более	Газосодержание, м ³ /м ³	Механические примеси, г/л, не более
УЭЦП14-1000-1200	25	7—8	19 000	1000	—	0,1
УЭЦП16-2000-1400	40	7—8	19 000	1000	1	0,1
УЭЦПК16-2000-1400	40	5,4—9	250 000	1200	—	0,1
УЭЦПК16-3000-1000	60	6,0—8,5	250 000	1200	1	0,1
УЭЦПК16-2000-200						
УЭЦПК16-3000-160						

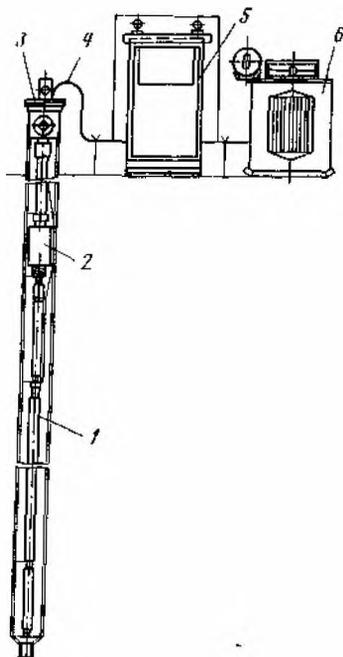


Рис. 10.7. Установка погружного центробежного электронасоса для добычи пластовых вод:

1 — погружной электродвигатель; 2 — погружной насос; 3 — оборудование устья скважины; 4 — силовой кабель; 5 — комплектное устройство; 6 — трансформатор

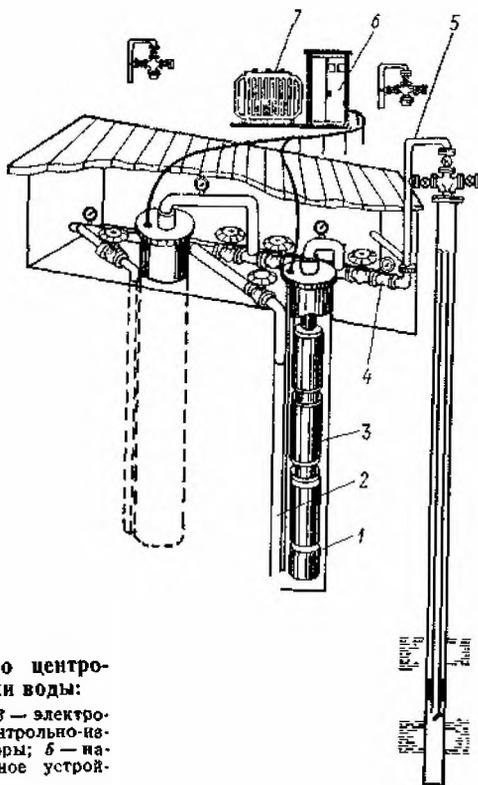


Рис. 10.8. Установка погружного центробежного электронасоса для закачки воды:

1 — шурф; 2 — разводящий водовод; 3 — электронасосный погружной агрегат; 4 — контрольно-измерительные и регулировочные приборы; 5 — нагнетательный водовод; 6 — комплектное устройство; 7 — трансформатор

Электронасосный агрегат спускают в скважину (или шурф) и подвешивают на ее устье. Жидкость подается насосом по нагнетательным водоводам в группу нагнетательных скважин или на кустовые насосные станции.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата установки подразделяются на две группы — 14 и 16.

Установки группы 14 имеют поперечный размер погружного агрегата 320 мм и применяются в шурфах с внутренним диаметром обсадной колонны (кожуха) не менее 359 мм; установки группы 16 имеют поперечный размер 375 мм и используются

в скважинах или шурфах с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 396 мм.

Погружной электродвигатель охлаждается перекачиваемой средой, омывающей наружную поверхность и теплообменник, которые расположены снизу двигателя.

В зависимости от развиваемого напора насосы делятся на высоконапорные, состоящие из двух или трех секций, и низконапорные — из одной секции с тремя или пятью ступенями для добычи пластовых вод.

Высоконапорный насос — погружной многоступенчатый, секционный с вертикальным расположением вала.

Соединение секций высоконапорных насосов типа ЭЦП — фланцевое, типа ЭЦПК — хомутовое.

Валы секций насосов и электродвигателя соединяются роликовыми муфтами, компенсирующими возможный перекося, несоосность и биение валов.

Для предохранения кабеля от механических повреждений при спуске в скважину насосы имеют защитные кожуха.

В корпусе секции насоса размещен пакет ступеней, состоящий из рабочих колес и направляющих аппаратов с плавающими уплотнительными кольцами. Рабочие колеса на валу закреплены стяжными болтами, крутящий момент передается призматическими шпонками.

Радиальные нагрузки воспринимаются резино-металлическими подшипниками скольжения, установленными на концах вала.

Осевые нагрузки воспринимаются опорной пятой, установленной в верхней части секции насоса.

Пакет ступеней удерживается в насосах ЭЦП резьбовыми фланцами, а в насосах ЭЦПК — разрезными закладными кольцами и стягивается упорными вин-

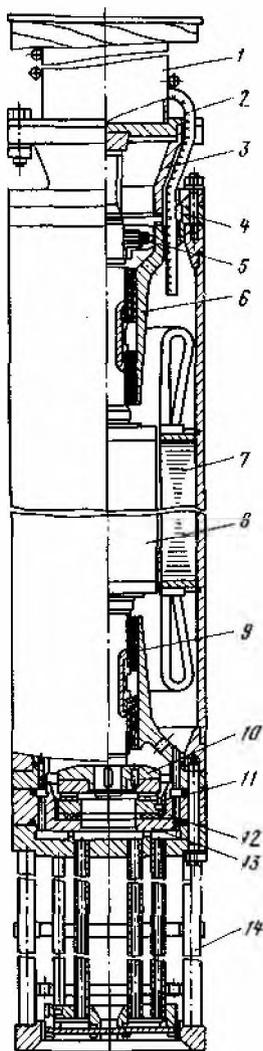


Рис. 10.9. Электродвигатель серии ПЭДП:

1 — транспортировочный барабан; 2 — выводной провод; 3 — переводник; 4 — сальниковая муфта; 5 — центробежная ступень; 6 — верхняя опора; 7 — статор; 8 — ротор; 9 — нижняя опора; 10 — пята; 11 — подпятник; 12 — подушка; 13 — основание; 14 — теплообменник

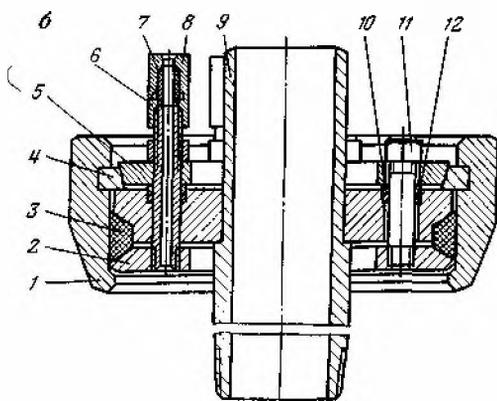
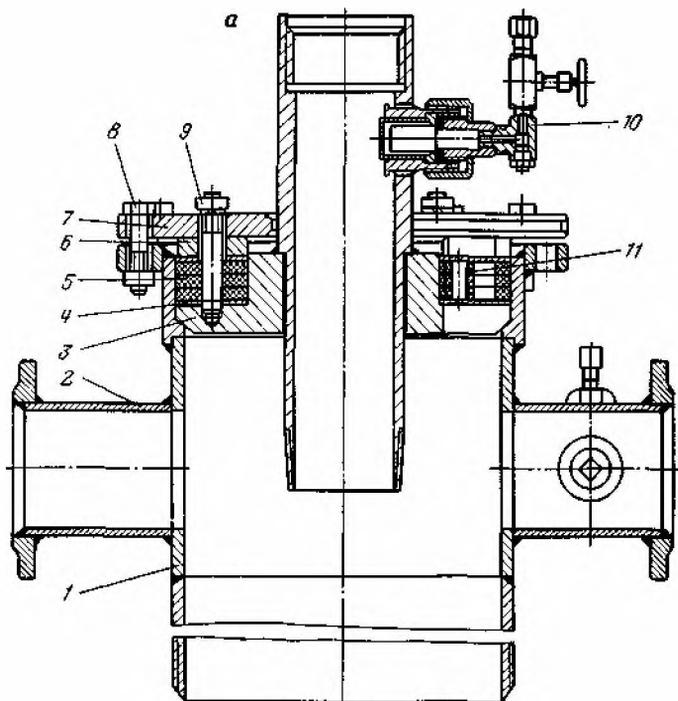


Рис. 10.10. Оборудование устья скважины (а) и колонная головка (б):

а: 1 — корпус; 2 — патрубок с фланцем; 3 — подвесной фланец; 4 — полукольцо; 5 — прокладка; 6 — вкладыш; 7 — фланец нажимной; 8 — болт; 9 — шпилька; 10 — узел диафрагмы; 11 — уплотнитель; б: 1 — корпус; 2 — фланец нажимной; 3 — уплотнитель; 4 — разрезное кольцо; 5 — упорное кольцо; 6 — корпус сальника; 7 — полиэтиленовый сальник; 8 — нажимная гайка; 9 — подвесной фланец; 10 — нажимное кольцо; 11 — стяжная шпилька; 12 — уплотнительная манжета

тами. Радиальные и осевые подшипники охлаждаются и смазываются перекачиваемой жидкостью.

Материал осевых подшипников — силицированный графит марки СГП.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов типа ЭЦП изготовляют из серого чугуна марки СЧ18-36, насосов типа ЭЦПК — из коррозионностойкой стали марки 20Х13Л.

Таблица 10.7

Установка	Электродвигатель	Кабель	
		сечение	длина, м
УЭЦП14-1000-1200	ПЭДВ250-320В5	3×35 КПБК	50
УЭЦП16-2000-1400	ПЭДП500-375В5	3×35 КПБК	50
УЭЦПК16-2000-1400	ПЭДП700-375В5	3×50 КПБК	50
УЭЦПК16-3000-1000	ПЭД90-123БВ5	3×16 КПБК	500
УЭЦПК16-3000-160			
УЭЦПК16-2000-200	ПЭД90-123БВ5	То же	

Электродвигатель для привода высоконапорных насосов — трехфазный, асинхронный, водонаполненный, вертикального исполнения, с приводным концом вала, направленным вверх (рис. 10.9).

Электродвигатель состоит из статора, ротора, верхней и нижней опор, в которых установлены радиальные подшипники, основания подпятника и центробежной ступени, обеспечивающей циркуляцию жидкости внутри двигателя через трубчатый теплообменник с целью ее охлаждения перекачиваемой жидкостью.

Обмотка статора выполнена из провода с водостойкой изоляцией и имеет три вывода, к которым подсоединяют токопроводящий кабель.

Электродвигатель низконапорных насосов для добычи пластовых вод типа ПЭД — трехфазный, асинхронный, маслonaполненный, вертикальный, с гидрозащитой с приводным концом вала, направленным вверх.

Силовой трансформатор — трехфазный, маслonaполненный для высоконапорных насосов — понижающий, для низконапорных — повышающий.

Комплектное устройство для управления и защиты погружного электродвигателя обеспечивает:

- включение и отключение электронасосной установки;
- работу установки в режимах «ручной» и «автоматический»;
- управление установкой с диспетчерского пункта и дистанционную сигнализацию состояния установки;

- автоматическое повторное включение установки при восстановлении напряжения сети;

- самозапуск установки с выдержкой времени при восстановлении напряжения после его исчезновения;

- быстродействующую защиту, отключающую установку при токах короткого замыкания;

Трансформатор		Комплектное устройство	
для умеренного климата	для холодного климата	для умеренного климата	для холодного климата
ТМ-630/10/6/3,15	ТМ-630/10/6/3,15	КУПНА83-29А2У1	КУПНА700-79А1ХЛ1
ТМЭ-1000/10-72-У1,6/3,15	ТМЭ-1000/10-75-ХЛ1,6/3,15	КУПНА-83-39А2У1	КУПНА-700-79А2-ХЛ1
ТМЭ-1000/10-72-У1,6/3,15	ТМЭ-1000/10-75-ХЛ1,6/3,15	КУПНА83-49А2У1	КУПНА700-79А3ХЛ1
—	ТМПН160/3-73ХЛ1	—	ШГС5805-49Б3ХЛ31
—	То же	—	То же

защиту, отключающую установку при перегрузках и недогрузках двигателя;

непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «кабель — электродвигатель» с действием на отключение при сопротивлении ниже 30 кОм.

Кабель — трехжильный, бронированный с полиэтиленовой изоляцией марок КПБК и КПБП.

Комплекующие изделия и оборудование установок приведено в табл. 10.7.

Оборудование устья скважины предназначено для подвески погружного агрегата и водоподъемной колонны труб, герметизации обсадной колонны скважины или шурфа.

Оборудование устья скважины для установок типа УЭЦП и для добычи пластовых вод показано на рис. 10.10, а, колонная головка установок УЭЦПК представлена на рис. 10.10, б.

Конструкция головки колонной установки типа УЭЦПК позволяет использовать установки при последовательной работе насосов с целью поднятия давления нагнетания до 28 МПа.

за работой привода насоса в схеме предусмотрены приборы измерения напряжения и силы тока в цепях статора и обмотки возбуждения (вольтметры PV1 и PV2, амперметры PA1 и PA2). Чтобы исключить перемагничивание возбудителя G при пуске двигателя, в цепь обмотки LG включен диод VD. Наличие в описанном приводе бурового насоса электромашинного возбудителя, имеющего щеточный контакт, а также колец и щеток для токопровода к обмотке возбуждения двигателя приводит к снижению надежности привода. Кроме того, двигатели типов СДЗ, СДЗБ и СДБ не предназначены для работы в условиях холодного климата. Поэтому были разработаны бесщеточные синхронные двигатели СДБ0-99/42-8 и СДБ0-99/49-8ХЛ2, предназначенные как для привода бурового насоса, так и для привода буровой лебедки.

Буровые насосы установок класса Уралмаш-6500 и выше комплектуются электроприводами постоянного тока по системе тиристорный преобразователь — двигатель ТП-Д, имеющий по сравнению с системой Г—Д следующие преимущества: больший к. п. д. и высокую эксплуатационную надежность. Однако система ТП-Д требует решения вопросов компенсации реактивной энергии и уменьшения ее искажающего влияния на питающую сеть.

Глава 8

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Глубиннонасосные штанговые установки

Штанговая скважинная насосная установка для эксплуатации нефтяных скважин состоит из скважинного оборудования (скважинный насос, штанги и трубы) и наземного оборудования (станок-качалка и электропривод). ГОСТ 5866 предусматривает 13 типоразмеров станков-качалок от СК2-0,6-250 до СК20-4,5-12500 с наибольшей допустимой нагрузкой на устьевой шток от 20 до 200 кН и максимальной длиной хода устьевого штока от 0,3 до 6 м. Мощность, потребляемая ЭД при работе установки, определяется крутящим моментом на валу кривошипа, который, в свою очередь, зависит от тангенциальной составляющей усилия, действующего на головку балансира. Так как нагрузка при возвратно-поступательном движении плунжера периодически изменяется, то и момент ЭД станка-качалки также будет периодически меняться. Такой режим работы установки создает тяжелые условия как для станка-качалки, так и для его электропривода, что сокращает сроки службы оборудования и увеличи-

зает потери электроэнергии. Для уравнивания нагрузки подвижной системы станка-качалки и электропривода при ходе колонны штанг вверх и вниз применяют балансирный (балансирное уравнивание) или кривошипный (роторное уравнивание) противовесы, при этом массу и расположение подбирают так, чтобы обеспечить наиболее равномерное потребление электроэнергии за цикл работы. При хорошем уравниванном станке усилия, действующие на балансир при ходе вверх и при ходе вниз, одинаковы, и поэтому ток статора ЭД при ходе плунжера вверх и вниз равны.

Электродвигатели для станков-качалок

Специфический характер нагрузки ЭД скважинных насосных установок оказывает существенное влияние на энергетические показатели приводных ЭД, с чем связан правильный выбор их типа, мощности и установления фактических значений к. п. д. и коэффициента мощности. В качестве привода станков-качалок находят применение ЭД типов АОП2, 4А, СДБ, АО. В настоящее время режим работы штанговых скважинных насосов регулируется изменением длины хода плунжера насоса за счет перестановки пальцев на кривошипе или же изменением числа ходов при помощи сменных шкивов на валу приводного ЭД, что связано с трудоемкостью работ и необходимостью остановки станка-качалки. Это приводит к потерям нефти, а иногда при длительных остановках вызывает образование песчаных пробок, заклинивание плунжера и др. Кроме того, при таком изменении режима откачки жидкости часто нарушается уравновешенность станка-качалки. Успешное решение задач, возникающих при эксплуатации скважинных насосных скважин с регулируемым режимом работы, обеспечивается средствами электропривода, что дает возможность плавно переходить с одного режима работы на другой без остановки скважины. На рис. 8.1 приведены принципиальные схемы регулируемого электропривода штанговых скважинных насосных установок. Система тиристорного электропривода постоянного тока (рис. 8.1, а) состоит из силовой части, включающей согласующий трансформатор ТС, управляемый выпрямитель УВ на тиристорах и неуправляемый выпрямитель В для питания обмотки возбуждения ЭД и системы управления, которая может предусматривать требуемую частоту вращения в широком диапазоне, а также автоматизацию привода по заданной программе или в функции от какого-либо параметра режима работы установки. Система имеет существенные недостатки: низкий к. п. д. из-за потерь в трансформаторе и выпрямителе и высокую стоимость. Асинхронный вентильно-машинный электромеханический каскад

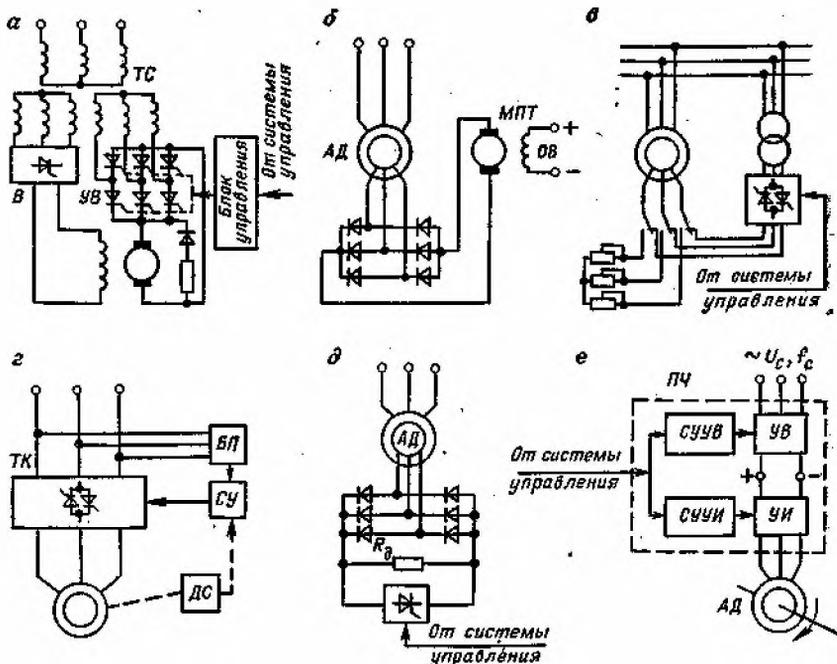


Рис. 8.1. Принципиальные схемы систем регулируемого электропривода станков-качалок

(рис. 8.1, б) состоит из АД с контактными кольцами и машины постоянного тока МПТ с независимым возбуждением. Привод состоит из однокорпусного электромашинного агрегата мощностью 9, 13, 17 или 23 кВт при номинальном напряжении 380 В и станции управления, с помощью которой можно регулировать частоту вращения от 430 до 1380 об/мин. В однокорпусном агрегате ротор АД и якорь машины постоянного тока с коллектором расположены на одном валу, полюса МПТ с коллектором и статор АД смонтированы на общей неразъемной станине, обмотка ротора через отверстие в валу присоединяется к контактными кольцам, напряжение с которых через выпрямительный мост подается на якорь МПТ. В схеме асинхронного вентильного двухзонного каскада (АВДК), приведенной на рис. 8.1, в, предусматривается запуск и разгон ЭД до полусинхронной скорости посредством пускового реостата, а дальнейшее регулирование в диапазоне $(0,5-1,5)n_n$ осуществляется с рекуперацией энергии скольжения в питающую сеть через преобразователь частоты без выраженного звена постоянного тока в цепи ротора; при этом добавочная ЭДС регулируется изменением угла управления

вентильми. На рис. 8.3, *г* приведена схема силовой части регулируемого электропривода переменного тока по системе «трехфазный тиристорный коммутатор — короткозамкнутый АД». В схеме предусмотрен диапазон регулирования 1:1,5. Напряжение регулируется при помощи трехфазного тиристорного коммутатора ТК, каждая фаза которого содержит тиристоры, включенные по встречно-параллельной схеме. Для получения необходимой жесткости характеристик и устойчивых значений пониженной частоты вращений предусмотрена обратная связь по скорости при помощи датчика скорости ДС, подающего сигнал на систему управления СУ с блоком питания БП. Система регулируемого тиристорного электропривода с импульсным управлением на базе АД с фазным ротором (рис. 8.1, *д*) предусматривает регулирование частоты вращения импульсным шунтированием сопротивления R_d в цепи выпрямленного тока ротора при помощи тиристорного коммутатора с гасящей цепью. Использование в такой системе обратной связи по скорости обеспечивает достаточную скорость механических характеристик в диапазоне регулирования частоты вращения 1:2. Частотное управление АД с помощью преобразователя частоты ПЧ с выраженным звеном постоянного тока и синусоидальной широкоимпульсной модуляцией выходного напряжения приведено на рис. 8.1, *е*. Управляемый выпрямитель УВ, преобразует напряжение сети U_c промышленной частоты f_c в постоянное напряжение, а управляемый инвертор УИ — постоянное напряжение в трехфазное напряжение регулируемой частоты. Регулирование выпрямленного напряжения может осуществляться при помощи системы управления выпрямителя СУУВ, а частота выходного напряжения задается системой управления СУИИ в функции управляющего сигнала. Применение того или иного привода должно быть обосновано путем технико-экономического сравнения с учетом их эффективности и надежности.

Схемы питания и управления станков-качалок

Схемы питания станков-качалок приведены на рис. 8.2, *а*. Более эффективной является схема (рис. 8.2, *б*), где питание осуществляется от устанавливаемых на каждой скважине КТП 6/0,4 кВ. Для управления станками-качалками применяется несложная пусковая и защитная аппаратура. Условия ее действия зависят от способа замозапуска ЭД — индивидуального или группового. При индивидуальном самозапуске ЭД разбиваются на группы: в первой группе выдержка времени отсутствует, т. е. они запускаются после восстановления напряжения; во второй, в третьей и последующих группах ЭД включаются с выдержкой времени, возрастающей при перехо-

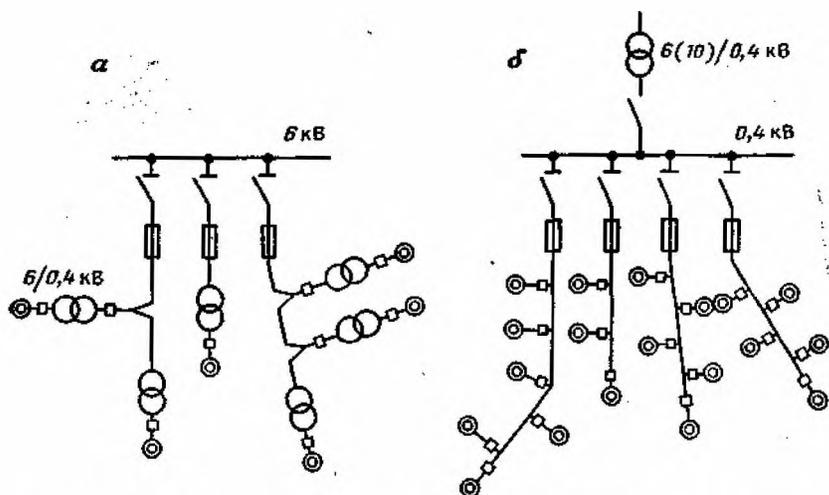


Рис. 8.2. Схемы питания глубиннонасосных штанговых установок при напряжении распределительной сети 6 кВ (а) и 0,4 кВ (б)

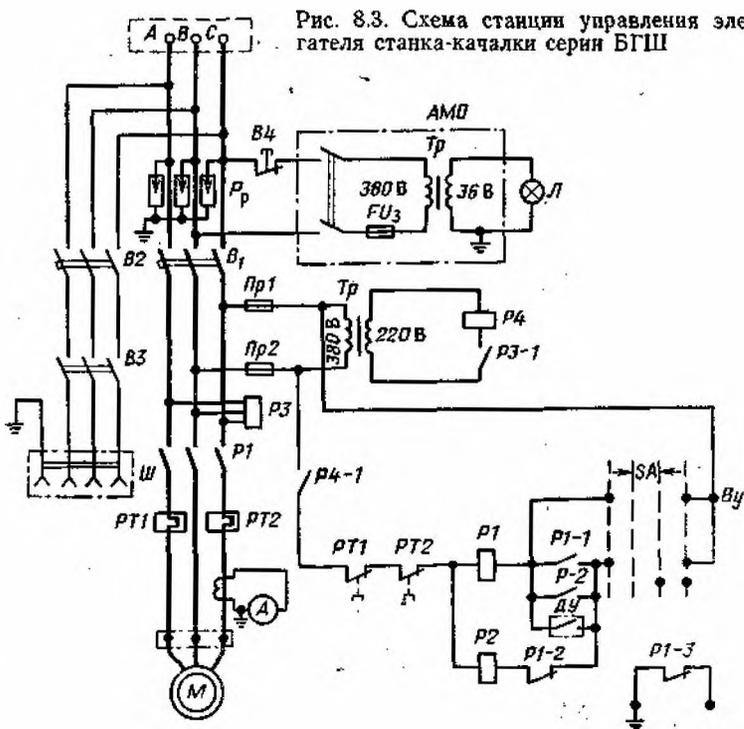


Рис. 8.3. Схема станции управления электродвигателя станка-качалки серии БГШ

де от группы к группе. Наибольшая выдержка времени зависит от типа реле времени, установленного в пусковой аппаратуре, и составляет 14 или 20 с. При групповом самозапуске в случае исчезновения напряжения или глубокого снижения напряжения в сети каждый отдельный ЭД станка-качалки не отключается от сети, а отключаются магистральные линии. Самозапуск осуществляется включением магистралей в определенной последовательности различными выдержками времени и пуском всех подключенных к магистрали ЭД. Для управления ЭД станков-качалок применяются блоки управления БГШ (табл. 8.1, схема на рис. 8.3).

Блоки могут быть использованы как при групповом самозапуске, так и при отсутствии самозапуска вообще. Конструктивно блок выполнен в виде навесного металлического шкафа водо- и пыленепроницаемого исполнения. Вся аппаратура блока смонтирована внутри. Снаружи шкафа закреплен привод автоматического выключателя для защиты ЭД и электрической сети от токов КЗ и отключения блока при ремонтах и осмотрах. Для работы в условиях Крайнего Севера блоки БГШ выпускаются в исполнении ХЛ1 на токи 40, 63 и 100 А. Шкаф имеет двойную оболочку с теплоизоляционным наполнителем. Внутри шкафа установлен электронагреватель с датчиком температуры, обеспечивающим автоматически необходимый температурный режим работы аппаратуры управления при низких температурах. Как видно из схемы (см. рис. 8.3), отдельные виды защит электродвигателей осуществляются при помощи следующей аппаратуры: от коротких замыканий электродвигателя станка-качалки — автоматом В1 серии А с встроенным электромагнитным расцепителем; от коротких замыканий переносных приборов, подключаемых к розетке Ш

Таблица 8.1

Основные технические данные блоков БГШ

Тип блока	Максимальная мощность двигателя, кВт	Сила номинального тока силовой цепи, А	Тип магнитного пускателя
БГШ-5801-03ВЗТ1Э	4	10	ПМЕ-112Э
БГШ-5801-03ВЗТ1			
БГШ-5802-03ВЗУ1Э	10	25	ПМЕ-212Э
БГШ-5802-03ВЗТ1			
БГШ-5803-13ВУТ1	17	40	ПА-312Э
БГШ-5803-13ВЗТ1			ПА-312Т
БГШ-5804-13ВЗУ1Э	30	63	ПА-412Э
БГШ-5804-13ВЗТ1			
БГШ-5805-23ВЗУ1Э	55	100	ПА-512Э
БГШ-5805-23ВЗТ1			

при помощи автоматического выключателя В2; от токов перегрузки электродвигателей станка-качалки при помощи тепловых реле РТ1 и РТ2 магнитного пускателя Р1; нулевая защита двигателя станка-качалки при помощи магнитного пускателя Р1; от грозовых перенапряжений блока управления и электродвигателя при помощи грозоразрядника Рр; от обрыва одной из фаз при помощи контролирующего реле Р3; от токов короткого замыкания цепи управления блока управления при помощи плавких предохранителей Пр1, Пр2.

Позднее был разработан блок управления серии БУС, аппаратура защиты которого реализует в основном те же функции, что и в блоках БГШ, но в отличие от последнего смонтирована в напольном шкафу.

Блоки БУС-3М в зависимости от мощности ЭД имеют семь исполнений. Конструктивно блок выполнен в виде шкафа напольного типа на ножках высотой 1370 мм, шириной 970 мм и глубиной 330 мм. Блоки выпускаются в исполнении У1. Блок обеспечивает ручное, автоматическое, программное и дистанционное управление ЭД станка-качалки на полупроводниковых элементах. В автоматическом режиме блоком обеспечиваются: самозапуск ЭД с регулируемой выдержкой времени; включение и отключение ЭД кнопками управления; защитное отключение ЭД с выдержкой времени в зависимости от степени перегрузки и недогрузки в установившемся режиме работы при возникновении аварийных ситуаций (обрыв фазы, обрыв ремней, перегрузка по току, неисправность насоса, повышение или понижение давления жидкости в выкидном трубопроводе); запоминание аварийного отключения ЭД и запрет повторного включения без съема аварийного сигнала вручную. В дистанционном режиме работы включение и отключение ЭД осуществляется с командного пункта системы телемеханики, формируются сигналы релейной автоматики подтверждения пуска ЭД и аварийного отключения в систему телемеханики. В программном режиме работы осуществляется включение и отключение ЭД в соответствии с заданной программой и самозапуск. В этом режиме обеспечиваются также функции автоматического управления. Во всех режимах работы станка-качалки предусмотрена возможность индикации активной мощности, потребляемой ЭД, для контроля степени уравниваемости станка-качалки, а также присоединения внешних устройств мощностью до 30 кВт к сети переменного тока напряжением 380/220 В.

Установки с погружными бесштанговыми насосами

К основным элементам оборудования с погружным электродвигательным насосом (УЭЦН) относится насос и погруж-

Таблица 8.2

Основные технические данные УЭЦН группы 5

Шифр установки	Электродвигатель с гидрозащитой		Длина кабеля, м		Трансформатор
	Шифр	Температура окружающей среды, °С	КПБК ¹	КПБП ²	
УЭЦН5-40-1400	ПЭД28-103АВ5	80	1600	15	ТМПН-63/1-73У1, номинальное напряжение обмотки ВН 0,856 кВ
УЭЦН-40-1750	ПЭД28-103АВ5	70	1930	15	То же
УЭЦН5-80-1200	ПЭД28-103АВ5	70	1450	15	»
УЭЦН5-80-1550	ПЭД40-103АВ5	80	1765	15	ТМПН-63/1-73У1, номинальное напряжение обмотки ВН 1,17 кВ
УЭЦН5-80-1800	ПЭД40-103АВ5	70	1930	15	То же
УЗЭЦН5-130-1200	ПЭД40-103АВ5	80	1400	15	»
УЭЦН5-130-1400	ПЭД40-103АВ5	70	1650	20	»
УЭЦН5-200-800	ПЭД40-103АВ5	70	1100	15	»
УЭЦН5-80-1200	ПЭД28-103АВ5	80	1450	15	ТМПН-63/1-73У1, номинальное напряжение обмотки ВН 0,856 кВ
УЭЦН5-80-1550	ПЭД40-103АВ5	80	1765	15	ТМПН-100/3-73У1, номинальное напряжение обмотки ВН 1,17 кВ
УЭЦН5-130-1200	ПЭД40-103АВ5	80	1400	15	То же
УЭЦН5-130-1400	ПЭД40-103АВ5	70	1650	20	»

Примечание. Станция управления ШГС-5804-49А3У1.

¹ КПБК — кабель с медными жилами, круглый с поливинилхлоридной (полиэтиленовой) изоляцией, бронированной, число жил 3, площадь сечения 16 мм².

² КПБП — кабель с медными жилами, плоский с поливинилхлоридной (полиэтиленовой) изоляцией, бронированный, число жил 3, площадь сечения 10 мм².

ной ЭД (ПЭД), образующие в совокупности погружной агрегат, а также устанавливаемые на устье скважины автотрансформатор или трансформатор и станции управления. Погружной многоступенчатый центробежный насос собран в стальной трубе малого диаметра и располагается на ЭД. Длина по-

Таблица 8.5

Конструктивные данные круглых кабелей для УЭЦН

Число и сечение жил, мм ²	Толщина изоляции, мм		Диаметр изолированной жилы, мм		Диаметр кабеля, мм		Масса, кг/км	
	КРБК	КПБК	КРБК	КПБК	КРБК	КПБК	КРБК	КПБК
3×10	1,8	3	7,15	9,55	27,5	24,4	1334	898
3×16	2	3	8,5	10,5	29,9	26,3	1673	1125
3×25	2	3	10,39	12,39	32,1	30,8	2278	1564
3×35	2	3	11,53	13,53	34,7	33,2	2723	1913

Таблица 8.6

Конструктивные данные плоских кабелей для УЭЦН

Число и сечение жил, мм ²	Толщина изоляции, мм			Диаметр изолированной жилы, мм		
	КРБП	КПБП	КПБПБС	КРБП	КПБП	КПБПБС
3×4	—	1	—	—	4,24	—
3×6	—	1	—	—	4,73	—
3×10	1,4	1,3	1,5	6,35	6,15	6,55
3×16	1,4	1,3	2	7,3	7,1	8,5
3×25	1,4	1,3	2	9,19	8,99	10,39
3×35	—	—	2	—	—	11,53
3×50	—	—	2	—	—	13,05

Продолжение табл. 8.6

Число и сечение жил, мм ²	Размеры кабеля, мм			Масса, кг/км		
	КРБП	КПБП	КПБПБС	КРБП	КПБП	КПБПБС
3×4	—	9×17,4	—	—	389	—
3×6	—	9,7×19,5	—	—	473	—
3×10	12,8×30,7	11,8×30,2	12×24,5	1123	917	909
3×16	13,7×34	12,7×32,9	13,6×29,6	1382	1146	1348
3×25	15,1×38,1	14,8×39,2	14,8×32,8	1886	1586	1730
3×35	—	—	17,3×38,8	—	—	2098
3×50	—	—	18,9×43,5	—	—	2641

гружного насоса определяется напором, т. е. числом ступеней. Ступень представляет собой центробежное рабочее колесо. В зависимости от типа насос может иметь различное число ступеней (от 80 до 460). УЭЦН нормального ряда, в котором предусмотрено 30 типоразмеров, отличаются подачей (от 25 до 900 м³/сут), и каждый тип насоса подразделяется по напорам (от 575 до 1900 м). Условно УЭЦН делятся на группы 5, 5А и 6 (табл. 8.2—8.4). ПЭД выпускаются 13 типоразмеров мощностью от 10 до 125 кВт с синхронной частотой вращения 3000 об/мин при частоте 50 Гц. Для питания УЭЦН применяются трансформаторы ТМП и ТМТПН мощностью от 40 до 400 кВт·А в исполнении У или ХЛ и специальные подстанции типа КТППН.

Электроэнергия к ПЭД подводится по специальному токопроводу — водонепростойкому трехжильному кабелю типа КРБК (кабель резиновый, бронированный, круглый) и КРБП (кабель резиновый, бронированный, плоский). Круглый кабель идет от поверхностного оборудования в скважину и несколько выше насоса переходит в плоский кабель. Так как соединение круглого кабеля с плоским является слабым местом, в схеме УЭЦН применяют универсальный плоский кабель КППБПС.

Конструктивные данные кабелей для УЭЦН приведены в табл. 8.5 и 8.6. Кабели КРБК и КРБП изготавливают с резиновой изоляцией из резины типа РТИ-1. Поверх скрученных вокруг резинового сердечника трех изолированных жил кабелей КРБК накладывают оболочку из нефтестойкой резины типа РШН-2 толщиной 2,5 мм, а поверх каждой изолированной жилы кабелей марки КРБП — оболочку из нефтестойкой резины толщиной 1 мм. Кабель КППБПС изготавливают в полиэтиленовой оболочке толщиной 1,5 мм и броне из оцинкованной стальной ленты. Промышленностью освоены комплекты РУ УКРУПН-6ХЛ1, предназначенные для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты ЭД УЭЦН мощностью свыше 100 кВт для добычи нефти, работающих в кустовых скважинах, а также для питания нагревательных устройств и нагрузки при подземном и капитальном ремонте скважин.

Основные технические данные УКРУПН-6ХЛ1 следующие:

Мощность силового трансформатора ТМ 35/6 кВ,	
кВт·А	1600, 2500
Напряжение, кВ:	
номинальное ВН	6
наибольшее	7,2
номинальное НН	0,4
Номинальный ток сборных шин ВН, А	6
Номинальный ток сборных шин НН, А	600

Мощность силовых трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, кВ·А	200, 300, 400
Максимальное число отходящих линий:	
для ПЭД	20
резервных	2
транзитных	2
Максимальное сечение, мм ² , для кабелей	
КШВГМ	120
КРБК	50
Станция управления:	
ПЭД	ШГС5004-23А1У2
с подогревом	ШГС5005-13А2У2
Ошиновка	С неизолированными шннами
Размеры блока, мм:	
на восемь шкафов КРУ или со станциями управления	7500×3000×3350
на четыре шкафа КРУ	4500×3000×3350
Масса блока, т:	
на восемь шкафов	14
на четыре шкафа	8
со станциями управления	7

Устройство УКРУПН-6ХЛ1 для электроснабжения куста из восьми скважин состоит из трех блоков: два из них содержат по восемь шкафов КРУ и один — с десятью станциями управления ШГС-5004-23А1У2, из которых две резервные. В блоке шкафов КРУ имеется коридор управления, шкафы КРУ расположены в один ряд. Устройства собираются на месте монтажа одновременно с монтажом КТП СКТППН-1660-2500-3Н/6ХЛ1.

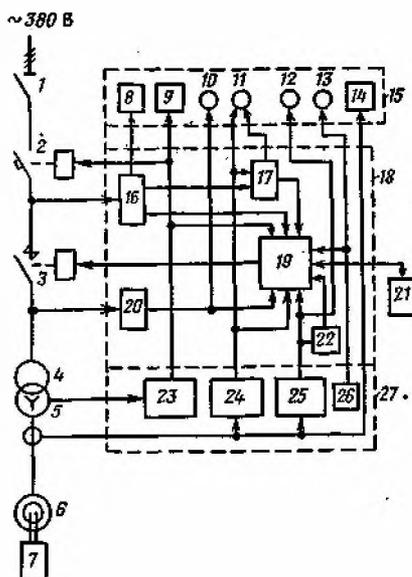
В КТП предусматривается установка двух трансформаторов ТМ напряжением 35/6 кВ, мощностью 1600 или 2500 кВ × А. РУ 6 кВ имеет две секции и устройство АВР. Управление и защита ПЭД осуществляется со шкафов КРУ; электрообогрев с автоматическим и ручным управлением обеспечивает температуру внутри блоков не ниже —20°С в зимнее время, а также форсированный подогрев аппаратуры с выдержкой времени 1,5—2 ч. В РУ предусмотрено подключение электроинструмента и агрегата для подземного и капитального ремонта скважин, а также автоматическое включение и отключение наружного освещения.

Станции управления погружными электродвигателями

Управление и защита ПЭД осуществляется при помощи комплекта аппаратуры, смонтированной в станциях управления ШГС-5803 и ШГС-5804, рассчитанных на управление ПЭД мощностью до 100 кВт, питаемых от трансформатора ТМП. Комплектные устройства ШГС-5803 и ШГС-5804 выполнены в металлических шкафах уплотненной конструкции одностационного обслуживания (рис. 8.4). В устройстве ШГС-5803

Рис. 8.4. Блок-схема комплектных устройств серий ШГС-5803 и ШГС-5804:

1 — разъединитель; 2 — автоматический выключатель; 3 — контактор; 4 — силовой трансформатор; 5 — трансформатор тока; 6 — электродвигатель; 7 — насос; 8 — индикатор напряжения сети; 9 — прибор МКН-380 М1 (контроль сопротивления изоляции); 10, 20 — узел блокировки АПВ при обратном потоке жидкости и индикатор фиксации; 11 — индикатор срабатывания токовой защиты; 12, 25 — устройство защиты от срыва подачи жидкости насосом и индикатор фиксации; 13, 26 — защита при снижении давления в трубопроводе и индикатор фиксации; 14 — акперметр; 15 — блок запоминания вида аварийного отключения и индикации срабатывания защиты; 16 — устройство АПВ; 17 — блок запоминания аварий; 18 — блок управления и автоматики; 19 — блок управления; контактором; 21 — аппараты ручного управления; 22 — узел АПВ после срыва подачи жидкости; 23 — устройство защиты по сопротивлению изоляции; 24 — устройство токовой защиты; 27 — блок защиты



введен узел 22 автоматического повторного включения после срыва подачи жидкости и узел 20 блокировки автоматического повторного включения при обратном потоке жидкости и вращения погружного электронасоса после отключения, когда нарушается работа обратного клапана. Этот режим фиксируется индикатором 10. На блоке 19 применено устройство для управления электромагнитным контактором, которое содержит трансформатор с обмоткой, подключенной к сети питания, тиристоры, через которые обмотка контактора 3 подключена к обмоткам удерживающего и обмотке форсирующего напряжения трансформатора, блок отключения, формирователь времени форсировки на включение и формирователь единичного импульса для форсировки при отключении. В устройстве 24 токовой защиты применены интегральные микросхемы. Для управления УЭЦН с ПЭД мощностью свыше 100 кВт применяются комплектные устройства КУПНА-79. Конструкция комплектных устройств ШГС-5804 обеспечивает: электрическую блокировку, отключающую коммутационный аппарат при открывании передней двери шкафа; механическую блокировку, исключающую доступ в высоковольтный отсек при включенном вводном аппарате; механическую блокировку разъемов силового кабеля пакетным выключателем; видимый разрыв силовой цепи и заземление отключенного участка; дополнительное запирающее устройство задней двери шкафа комплектного устройства с внутренней стороны; заземление комплектного устройства с помощью заземляющего болта;

Таблица 8.7

Основные технические данные станций управления
и комплектных устройств для УЭЦН

Показатели	ШГС-5804-49-АЗУ1	ШГС-5804-59-АЗУ1	КУПНА-79-29АЗУ1
Напряжение, В: сети	380	380	3000
на выходе ав- тотрансформа- тора или трансформа- тора	2300	2300	—
Сила тока, А: на входе авто- трансформато- ра или транс- форматора	250	400	—
на выходе ав- тотрансформа- тора или транс- форматора	74	150	100
Масса, кг	290 ± 15	335 ± 15	1100 ± 50
Габариты, мм	2150×1100×500	2150×1100×500	2250×2100×900

установку специальных винтовых зажимов, обеспечивающих подключение внешних силовых кабелей к контактору, трансформаторам тока и изолятору без кабельных наконечников.

Комплектные устройства ШГС-5804 выпускаются в двух исполнениях: ШГС-5804-49АЗУ1 и ШГС-5804-59АЗУ3. Сигнализация аварийного режима и освещение устройства предусмотрено только в исполнении ШГС-5804-Х9АЗУ1.

Станции управления ШГС-5804 и комплектное устройство КУПНА-79 обеспечивают (табл. 8.7): включение и отключение ПЭД; работу УЭЦН в режимах «Ручной» и «Автоматический»; возможность управления УЭЦН в автоматическом режиме с диспетчерского пункта; возможность работы УЭЦН в программном управлении; возможность управления УЭЦН в автоматическом режиме электроконтактным манометром при включении скважины в систему группового автоматизированного и герметизированного сбора нефти и газа; самозапуск УЭЦН в автоматическом режиме при появлении напряжения после его исчезновения с регулируемой выдержкой времени от 0,5 до 100 мин; защиту от токов КЗ; максимально-токовую защиту от перегрузки на 15—20%; защиту от недогрузки (защита срабатывает при снижении нагрузки по току на 5%); непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «вторичная обмотка силового трансформатора — кабель — ПЭД» с действием на отключение без выдержки времени при снижении сопротивления изоляции ниже 30 ± 4 кОм; отключение ЭД

при разрыве нефтепровода без автоматического самозапуска; отключение ЭД максимально-токовой защитой с выдержкой времени 2 с и защитами от перегрузки и недогрузки с выдержкой времени 10 с, если срабатывание указанных защит вызвано отклонением напряжения питающей сети за пределы рабочей зоны, с последующим самозапуском в автоматическом режиме после восстановления напряжения питающей сети в пределах рабочей зоны. Кроме того, обеспечивается невозможность самозапуска ЭД в автоматическом режиме после срабатывания любой защиты, кроме случая, когда отключение произошло по причине перегрузки или недогрузки ЭД по току, вызванных отклонением напряжения питающей сети за пределы питающей зоны; возможность настройки на месте эксплуатации защит от перегрузки и недогрузки ЭД по току и выбора рабочей зоны по напряжению питающей сети; расшифровку и запоминание вида сработавшей защиты; контроль рабочего тока по амперметру и контроль напряжения сети по индикатору напряжения; возможность регистрации тока ЭД (с записью на диаграмму) с помощью регистрирующего амперметра; наружную световую сигнализацию об аварийном отключении установки; подключение с помощью штепсельного разъема переносных электроприемников напряжением 380 В на ток до 60 А; подключение с помощью розетки геофизических приборов напряжением 220 В на ток до 6 А.

Комплектные устройства КУПНА-79 выполнены в металлических шкафах защищенной конструкции двухстороннего обслуживания. Конструкции предусматривают: высоко- и низковольтный шкафы с отсеком управления; регулирующую механическую блокировку разъединителя с дверью шкафа высокого напряжения для предотвращения открывания дверей при включенном разъединителе и включения разъединителя при открытых дверях; механическую блокировку разъединителя с высоковольтным контактом для предотвращения отключения и включения разъединителя при включенном контакторе; возможность заземления высоковольтной цепи на выходе вводного разъединителя; электрическую блокировку, обеспечивающую отключение контактора при открывании двери высоковольтного шкафа; электрическую блокировку привода разъединителя с контактором, запрещающую его включение при отключенном разъединителе; винтовые зажимы для подключения кабелей без наконечников; систему электроподогрева под контактором высоковольтного и внутри низковольтного шкафов; внутреннее освещение шкафов; транспортные и подъемные приспособления для подъема комплектного устройства и крепления его на автомашине.

Применение для ПЭД тиристорных преобразователей частоты, управляемых микроЭВМ (рис. 8.5), позволяет получить

широкий диапазон регулирования частоты вращения и повышенные энергетические показатели. ПЭД используется не только для откачки жидкости, но и как датчик температуры в скважине, уровня жидкости в скважине и наличия газовых пробок. В память ЭВМ закладываются характеристики скважины, насоса и ПЭД, тепловая математическая модель ПЭД, программная инструкция и индексы подачи. На вход ЭВМ поступает текущая информация о давлении жидкости и газа, напряжении на выходе преобразователя частоты, частоте тока, линейном токе ПЭД. На дисплей поступают вычисленные текущие значения напряжения на зажимах ПЭД, средней температуры ПЭД, уровня жидкости, подачи насоса, действительного давления на забое, частоты вращения ПЭД, плотности жидкости и скорости кавитации. В микроЭВМ формируются сигналы управления тиристорным преобразователем частоты, обеспечивающие компенсацию потери напряжения в питающем кабеле, регулирование подачи насоса с целью поддержания постоянного динамического уровня жидкости в скважине и работу установки в зоне максимальных значений к. п. д. насоса и ПЭД.

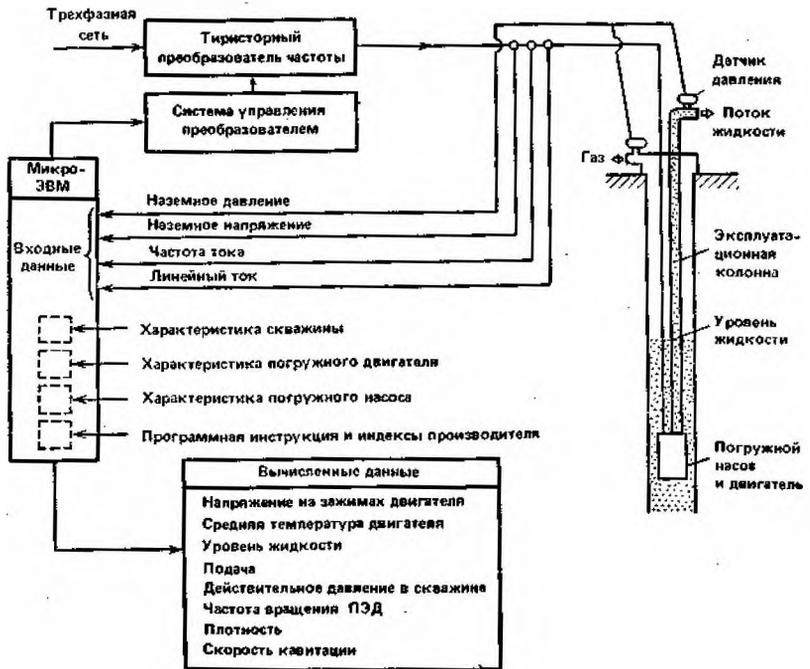


Рис. 85. Блок-схема частотного управления ПЭД с применением микроЭВМ

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ
КОМПРЕССОРНЫХ И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ,
УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ****Электрооборудование промысловых компрессорных станций**

Промысловые компрессорные станции относятся к потребителям I категории в условиях Западной Сибири и приравненных к ней районов и ко II — для других районов страны. Помещения этих станций относятся к классу В-Iа. На таких станциях применяют поршневые и центробежные насосы. Поршневые компрессоры для сбора и перекачки нефтяного газа имеют подачу 0,2—0,4 м³/с при рабочем давлении 0,4—5 МПа. Мощность ЭД таких компрессоров составляет 160—180 кВт. Поршневые компрессоры, применяемые для повышения давления воздуха или газа, закачиваемого в пласт, с подачей 0,6—0,9 м³/с, развивают давление на выходе 1—6,5 МПа. Мощность ЭД компрессоров составляет 200—220 кВт. Центробежные компрессоры с подачей 1,5—8,3 м³/с и давлением на выходе 0,7—5,7 МПа эксплуатируются в системах сбора газа на промыслах. Центробежные компрессоры подразделяются на турбинные и ротационные. В качестве электропривода компрессоров применяют АД серий ВАО В, СД, СДКП и СДП.

Для питания электроэнергией при компрессорных станциях сооружают подстанции 35/6, 110/6 кВ, а также только РУ-6 кВ, если питание осуществляется от ближайшей промышленной подстанции [6]. В качестве устройств автоматики на промысловых компрессорных станциях применяют АВР секционного выключателя, АПВ и самозапуск ЭД. Для газлифтной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири применяют двух-, трех- и шестиагрегатные компрессорные станции с СД мощностью 10 и 12 МВт напряжением 10 кВ.

**Электрооборудование насосных станций
внутрипромысловой перекачки нефти**

Промысловые станции перекачки нефти относятся к потребителям I категории в условиях Западной Сибири и приравненных к ней районов и ко II — для других районов страны. Помещения насосных станций относятся к классу В-Iа.

Для перекачки нефти применяют поршневые и центробежные насосы. Их устройство подобно устройству поршневых и центробежных компрессоров. Для привода компрессоров применяют взрывозащищенные асинхронные ЭД серий ВАО и В

Электрооборудование насосных станций поддержания пластового давления

Применение метода поддержания пластового давления обеспечивает повышение веса фонтанной добычи нефти. В систему подготовки закачки воды в нефтяные пласты входят водозаборные сооружения, с насосной станцией первого подъема, водоочистные установки, насосные второго и третьего подъемов, насосные станции по закачке и нагнетательные скважины. В качестве насосных станций по закачке воды в нефтяные пласты применяются блочные кустовые насосные станции (БКНС), изготавливаемые на базе центробежных насосных агрегатов ЦНС-180 и ЦНС-500 производительностью 180—700 м³/ч (табл. 9.1). Насосные агрегаты оснащены технологическими защитами от перегрева подшипников, падения давления масла в подшипниках, падения давления нагнетания, а также от больших утечек через сальники. Число агрегатов на БКНС — 2, 3, 4, один из которых резервный. Насосные агрегаты оборудуются ЭД серии СТД мощностью 800, 1250, 1600 и 4000 кВт с тиристорным возбуждающим устройством ТЕ8-320. Генплан и компоновка БКНС на четыре агрегата приведены на рис. 9.2, 9.3. В блоке низковольтной аппаратуры и управления (рис. 9.4) установлены тиристорные возбуждители ТЕ8-320, питающий его трансформатор, щит станции управления и станции автоматического переключения

Таблица 9.1

Основные технические данные насосов ЦНС

Параметры	ЦНС 180—950	ЦНС 180—1185	ЦНС 180—1422	ЦНС 180—1900	ЦНС 500—1900
Подача, м ³ /ч	180	180	180	180	400, 500, 700
Напор, м	950	1185	1422	1900	2020, 1875, 1600
Двигатель СТД: мощность, кВт	800	1000	1250	1600	4000
напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6000, 10000
Масса, кг (замкнутый цикл вен- тиляции)	9011	9835	11 230	12 830	27 300
Масса, кг (разомкнутый цикл вентиляции)	8331	9275	10 730	11 950	—

Примечание. Частота вращения — 3000 об/мин.

Рис. 9.2. Генплан БКНС на четыре агрегата:

1 — блок низковольтной аппаратуры и управления; 2 — блок дренажных насосов; 3 — блок насосного агрегата; 4 — РУ 6 (10) кВ; 5 — подстанция КТПН-400; 6 — блок напорной гребенки с водораспределительным пунктом; 7 — блок электрооборудования водораспределительного пункта; 8 — резервуар сточных вод

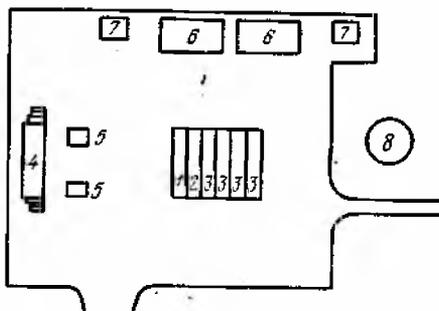


Рис. 9.3. Компонировка БКНС на четыре агрегата:

1 — блок низковольтной аппаратуры и управления; 2 — блок дренажных насосов; 3 — блок насосных агрегатов

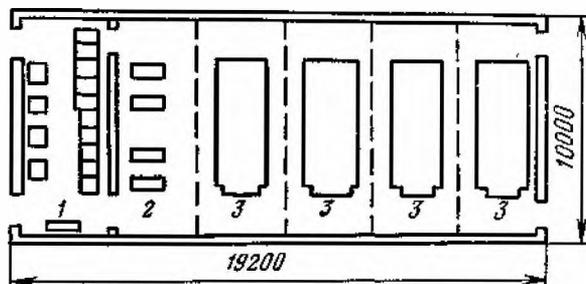
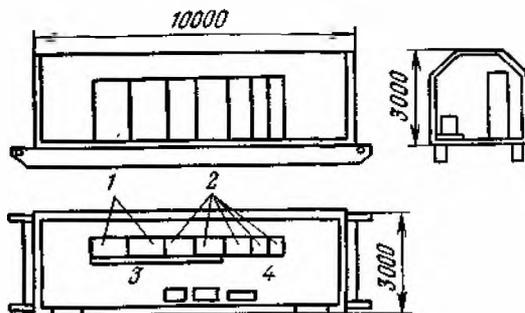


Рис. 9.4. Блок низковольтной аппаратуры и управления:

1 — тиристорный возбудитель ТЕ8-320; 2 — щиты станций управления; 3 — трансформатор питания возбудителя; 4 — станция автоматического переключения питания типа ШУ8254-32А2



ШУ8254-32А2. В БКНС предусмотрена установка двухсекционного РУ 6(10) кВ комплексированных из ячеек К-47 с выключателями ВКЭ-10 и ВК-10. Так как в сетке первичных соединений ячейки К-47 отсутствуют шкафы с вентилящими разрядниками и шкаф с предохранителями для подключения КТПН 6/0,4 кВ с трансформаторами 250—400 кВ·А предусмотрена специальная конструкция (рис. 9.5), в которой помещаются трансформатор и предохранители. Типовым проектом предусмотрены три варианта электроснабжения БКНС: по ВЛ 6(10) кВ с кабельной вставкой; по кабельной линии 6(10) кВ; от КТПБ 35/6(10) кВ, расположенной на территории БКНС. Один из вариантов электроснабжения БКНС от двух КТПБ

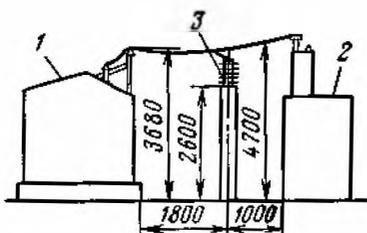


Рис. 9.5. Конструктивная схема подключения разрядников РВРД и КТПН-400 на БКНС:

1 — КТПН-400; 2 — РУ 6 кВ; 3 — разрядник РВРД

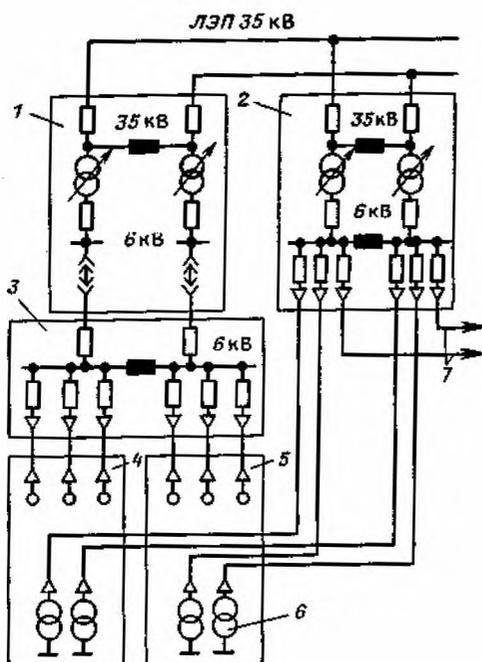


Рис. 9.6. Вариант электропитания БКНС:

1 — подстанция с трансформаторами 6,3 МВ·А; 2 — подстанция с трансформаторами 2,5 МВ·А; 3 — объединенное РУ 6 кВ; 4, 5 — БКНС с насосами ЦНС; 6 — трансформатор 6/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А; 7 — промышленные линии 6 кВ

35/6 кВ приведен на рис. 9.6. Питание КНС осуществляется от одной подстанции, от другой — кустов эксплуатационных скважин, дожимных насосных установок и КТПН 6/0,4 кВ. Это позволяет получить остаточное напряжение на шинах 6 кВ подстанций в пределах допустимой.

Для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления применяют также установки погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦП, состоящих из погружного электронасоса (насос и ЭД), кабеля, оборудования устья скважины, трансформатора и комплектного устройства для управления и защиты ЭД. ЭД трехфазный, асинхронный, с короткозамкнутым ротором, погружной, водонаполненный, с трубча-

Таблица 9.2

Основные технические данные электродвигателей к установкам УЭЦП

Показатели	ПЭДП500-375ВП	ПЭДВ250-320В5	ПЭДП700-375В5
Номинальная мощность, кВт	500	250	700
Номинальное напряжение, В	3000	3000	3000
Номинальная сила тока, А	129	70	168
К. п. д., %	88	88	89
Коэффициент мощности	0,85	0,78	0,9
Частота вращения, об/мин	2970	2970	2920
Скорость охлаждающей жидкости, м ³ /с	1,2	0,6	1,2
Температура окружающей среды, °С	40	25	40
Длина, мм	4147	3186	4147
Масса, кг	1925	1120	1920

тым холодильником для дополнительной отдачи в окружающую среду теплоты, выделяющейся внутри ЭД во время его работы (табл. 9.2) состоит из статора, ротора, верхней и нижней опор с резиновыми подшипниками с резинометаллическими подпятниками со стальной пятой, узла циркуляции жидкости и трубчатого холодильника. Статор состоит из цилиндрического корпуса, в котором запрессован пакет штампованных листов из электротехнической стали с закрытыми пазами. В пазы пакета заложена обмотка из медных проводов с водостойкой полиэтиленовой изоляцией. Ротор цельнокованный с прямоугольными пазами, в каждый из которых заложены три стержня прямоугольной формы: нижний из меди, средний — из стали, верхний — из латуни. Подвод электроэнергии к ПЭД осуществляется с помощью кабеля типа КПБК — кабель полиэтиленовый, бронированный круглый, напряжение 3000 В (табл. 9.3). Основные технические данные силовых трансформаторов для УЭЦП приведены в табл. 9.4. Управление и защита ПЭД осуществляются при помощи комплектных устройств КУПНА (табл. 9.5). Для районов с холодным климатом применяют КУПНА500-68М, с умеренным — КУПНА79.

Комплектные устройства обеспечивают: работу УЭЦП в ручном и автоматическом режимах; автоматический самозапуск установки при появлении напряжения после его исчезновения с выдержкой времени от 0,5 до 10 мин; отключение работающей установки при увеличении силы тока ЭД более чем на 40—70% выше номинального с выдержкой времени 1,5—0,5 с; отключение установки при перегрузке ЭД по то-

Таблица 9.3

Основные технические данные кабелей к установкам УЭЦП

Показатели (в мм)	КПБК-35	КПБК-50
Число жил×площадь сечения	3×35	3×50
Номинальная толщина изоляции	3	3
Номинальный наружный диаметр	35,7	44
Номинальный наружный диаметр жилы	13,73	15,25
Строительная длина	1000—1300	800—1000

Таблица 9.4

Основные технические данные трансформаторов к установкам УЭЦП

Показатели	ТМ 630/6-ХЛ1; 6/3,15	ТМЭ 1000/10-ХЛ1 6/3,15
Номинальная мощность, кВ·А	630	1000
Напряжение, кВ:		
первичное	6	6
вторичное	3,15	3,15
Сила тока, А:		
первичного	61	96,3
вторичного	122	193
Габариты, мм, не более	2130×1256×2070	2700×1700×2700
Масса, кг	4000	4700

Таблица 9.5

Основные технические данные комплектных устройств КУПНА

Комплектное устройство	Напряжение в главной цепи, В	Сила тока в главной цепи, А	Напряжение в цепи управления, В
КУПНА500-68М	6000	150 300	220 220
КУПНА79-29А2У1	3000	100	220
КУПНА79-39А2У1	3000	160	220
КУПНА79-49А2У1	3000	250	220

Продолжение табл. 9.5

Комплектное устройство	Габариты, мм	Масса, кг	Управляемый двигатель
КУПНА500-68М	4330×3140×2500	6000	ПЭДП500-375
	4330×3140×2500	6000	ПЭДП500-375
КУПНА79-29А2У1	900×2250×2100	1100	ПЭДВ250-320
КУПНА79-39А2У1	900×2250×2100	1100	ПЭДП500-375
КУПНА79-49А2У1	900×2250×2100	1100	ПЭДП700-375

ку на 15% выше номинального с выдержкой времени 20 с; отключение установки при срыве подачи жидкости насосом и снижении силы тока ЭД ниже $0,85 I_n$ с выдержкой времени 20 с; контроль за работой ЭД при помощи амперметра (в том числе регистрирующего) и вольтметра; отключение установки при отклонении напряжения питающей сети выше 10 и ниже 15% номинального значения, если это отклонение приводит к недопустимой перегрузке или недогрузке ЭД по току, с автоматическим самозапуском после восстановления напряжения; непрерывный контроль за сопротивлением изоляции с действием на отключение без выдержки времени при снижении сопротивления изоляции системы ЭД — кабель ниже $30 \pm \pm 4$ кОм; автоматическую работу установки в зависимости от уровня воды в скважине при установке датчиков уровня воды; невозможность повторного включения установки после срабатывания защит всех видов (за исключением случая понижения напряжения на 15 или повышения на 10% от номинального, приводящего к недопустимой перегрузке или недогрузке ЭД по току); возможность настройки на месте эксплуатации защиты от превышения или снижения силы тока ЭД; наружную световую сигнализацию об аварийном отключении; возможность управления установкой с диспетчерского пункта; возможность подключения программного реле КЭП-12У, поставляемого по отдельному заказу; возможность подключения геофизических приборов на 220 В и ток до 6 А.

Электрообезвоживающие и электрообессоливающие промышленные установки

Добываемая на нефтепромыслах нефть содержит различные примеси — твердые неорганические вещества, воду, соли. Присутствие воды значительно ухудшает качество нефти, а соли, отлагаясь на стенках трубопроводов, вызывают их коррозии и пережоги. Освобождение нефти от твердых неорганических веществ осуществляется отстаем ее в резервуарах. Для обессоливания и обезвоживания нефти применяют специальные аппараты — электродегидраторы двух видов: шаровые и горизонтальные [6]. Процесс обезвоживания заключается в том, что элементарные частицы водонефтяной эмульсии, попадая в электрическое переменное поле, получают электрические заряды — отрицательные или положительные, в зависимости от заряда ближайшего электрода. Отрицательные частицы начинают передвигаться к положительному электроду, а положительные — к отрицательному. При этом частицы меняют свое направление с частотой, соответствующей частоте приложенного напряжения и нефтяная пленка, обволакивающая частицу, разрушается, а частицы воды, освобожденные от

существенно проявляются при аварийных режимах. Свойство форсировки возбуждения СД способствует восстановлению нормального режима работы в послеаварийном режиме и повышает устойчивость узла нагрузки. Изменение реактивного сопротивления элементов электрической сети как способа регулирования напряжения связывают с выбором площади сечения жил проводов ВЛ и жил кабелей по допустимой потере напряжения. Снижение реактивного сопротивления достигается расцеплением проводов ВЛ. При выборе способа регулирования напряжения проводят обобщенный анализ режима напряжений и условий регулирования напряжения в распределительных сетях и на шинах подстанций. Наибольший эффект дает одновременное применение трансформаторов с РПН и регулируемых конденсаторных батарей.

Глава 15

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Общие сведения об эксплуатации

ЭУ эксплуатируются в соответствии с требованиями ПТЭ, ПТВ и ПУЭ. С учетом конкретных условий работы ЭУ разрабатываются местные инструкции по эксплуатации отдельных видов ЭО, которые должны строго выполняться. Основная задача обслуживающего персонала заключается в организации такого технического обслуживания, при котором полностью отсутствовали бы производственные простои из-за неисправности ЭУ. При этом должны выполняться следующие условия: сохранность ЭО в течение длительного времени эксплуатации или хранения; минимальный расход электроэнергии и эксплуатационных материалов; надлежащее хранение и содержание технической документации; выполнение правил техники безопасности. Обслуживание ЭО нефтепромысловых и буровых установок, электрических сетей и подстанций ведется выездными бригадами электромонтеров, входящих в состав цехов ремонта электрооборудования и электроснабжения. В состав каждой вахты, обслуживающей установки для бурения электробуром, входят два электромонтера. В состав бригады установок для бурения скважин глубиной более 3000 м, скважин в осложненных геологических условиях или в отдаленных районах, а также на отдельных морских основаниях входит электромонтер, работающий в первую смену. Крупные месторождения обслуживаются специализированными управлениями по эксплуатации и ремонту ЭО и электрических сетей, которые имеют свои ремонтные базы, службы и лаборатории.

Для организации безопасного обслуживания ЭУ различных цехов и предприятий (буровых установок, компрессорных, насосных станций и др.) четко разделяют и оформляют распоряжением руководства по предприятию границы обслуживания их электротехническим персоналом. На каждом участке должен быть хорошо организован технический учет данных эксплуатации в эксплуатационном журнале и суточной эксплуатационной ведомости.

Помещения, отведенные для обслуживающего персонала, должны снабжаться необходимой оперативной документацией: эксплуатационным журналом; бланками нарядов на ремонтные и наладочные работы в ЭУ; бланками переключений; ведомостями показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков; журналом проверки знаний, а также списками лиц, имеющих право единоличного осмотра ЭУ и являющихся ответственными дежурными энергоснабжающей организации; схемами ЭУ.

Дежурный должен уметь оказывать первую помощь пострадавшему от электрического тока, иметь личные и специальные инструменты и запас резервных деталей.

Эксплуатация ЭУ нефтяной промышленности осуществляется в основном на базе системы планово-предупредительного ремонта электрооборудования и систем промышленной энергетики (ППРОСПЭ).

Сущность системы ППРОСПЭ заключается в том, что помимо повседневного ухода ЭУ подвергают через определенные промежутки времени плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта. Система ППРОСПЭ позволяет поддерживать ЭУ в состоянии, обеспечивающем их нормальные технические параметры, частично предотвращать случаи отказов, снижать расходы на ремонт, улучшать технические параметры при плановых ремонтах в результате той или иной модернизации.

Ремонтный цикл и его структура — основа системы ППРОСПЭ.

Они определяют все ремонтные нормативы и экономические показатели системы ремонтов. За ремонтный цикл принимают период между двумя плановыми капитальными ремонтами, а для вводимых в эксплуатацию ЭУ — время работы от их ввода в эксплуатацию до первого капитального ремонта. Последовательность выполнения различных видов ремонтов и работ по техническому обслуживанию в пределах одного ремонтного цикла определяется его структурой.

Трудоёмкость ремонта выражает затраты труда для проведения того или иного вида ремонта, осмотров, проверок, испытаний, для осуществления технического обслуживания каждой ЭУ. Плановая трудоёмкость, выражающая планируемый типо-

вой объем ремонтных работ, позволяет достаточно четко поставить учет выполнения планов ремонта, объективно оценить удовлетворение потребности основных энергетических средств в ремонте вне зависимости от фактических трудовых затрат, которые могут быть различными. Разность между фактическими и плановыми трудовыми затратами определяет в общем случае технический уровень эксплуатации, организованность и техническую оснащенность ремонтной базы.

Оперативный персонал энергетической службы предприятия обеспечивает выработку, распределение, преобразование и контроль видов энергии и энергоносителей, контроль и необходимую регулировку их параметров, контроль за режимами работы энергетических установок. Оперативный персонал в случаях, когда это не отвлекает его от основных функций и не запрещено правилами безопасности обслуживания соответствующих установок, может выполнять полностью или частично объем работы по техническому обслуживанию.

Эксплуатационный персонал энергетической службы предприятия обеспечивает выполнение по техническому обслуживанию закрепленного за ним энергетического оборудования и сетей.

Ремонтный персонал энергетической службы предприятия обеспечивает выполнение работ по ремонту энергетического оборудования и сетей.

Ремонтно-эксплуатационный персонал — персонал, входящий в состав комплексных ремонтно-эксплуатационных бригад по техническому обслуживанию и проведению ремонтов энергетического оборудования и сетей.

Простой оборудования или участка сети в ремонте — время с момента прекращения их работы по требованию ремонтной службы и до оформления в установленном порядке приемки оборудования (или участка сети) из ремонта. Простой оборудования или участка сети в ремонте — один из важнейших показателей работы ремонтной службы. Он зависит от вида ремонта, его трудоемкости, технологии ремонта, его организации.

Формы эксплуатации электроустановок

Система ППРОСПЭ предполагает выбор и применение рациональной формы эксплуатации ЭУ. Организационная форма эксплуатации влияет на производственную мощность ремонтных баз, качество ремонта, численность работников энергохозяйств, сроки пребывания оборудования в ремонте и стоимость ремонтных работ. Наиболее характерные формы эксплуатации приведены в табл. 15.1.

Формы эксплуатации электроустановок

Форма эксплуатации	Исполнитель	Преимущества	Область применения при годовой плановой трудоемкости, тыс. чел-ч
Централизованная	Служба главного энергетика предприятия	Лучшее оснащение технической базы ремонта, специализация работ, уменьшение производственных площадей и численности ремонтного персонала	До 200—300
Децентрализованная	Ремонтные службы производственных подразделений предприятия	Лучшая оперативность при выполнении работ по эксплуатации оборудования	300—2000
Смешанная	Служба главного энергетика и других производственных подразделений предприятия	Промежуточное положение в зависимости от степени централизации	2000—5000 и более

Нормы эксплуатационного запаса оборудования, аппаратуры, комплектующих изделий и запасных частей

Для нормальной эксплуатации ЭУ на каждом предприятии должен создаваться складской резерв оборудования, аппаратуры, комплектующих изделий и запасных частей. Это резко сокращает время простоя ЭУ в плановом или неплановом ремонте благодаря замене отказавшего элемента новым, взятым из резерва. Отказавший элемент после ремонта поступает на склад в качестве резервного. При невозможности или нецелесообразности его ремонта эксплуатационный запас пополняется приобретенной новой единицей.

Техническое обслуживание воздушных линий

При эксплуатации ВЛ в них возникают различные неисправности и повреждения, которые могут вызываться набросами на провода, провозимыми под ними грузами, проведением вблизи ВЛ земляных работ, растущих вблизи высоких деревьев. Кроме того, в ВЛ с течением времени происходят различные изменения: деревянные опоры искривляются и занимают наклонное положение, в железобетонных опорах появляются трещины и

Периодичность осмотров и операции технического обслуживания воздушных линий

Операция	Периодичность	Пояснение
<i>Воздушные линии напряжением выше 1000 В</i>		
Осмотры в дневное время	Один раз в месяц	По графику, утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство
Проверка противопожарного состояния трассы и окапывание опор в зоне возможных пожаров	Ежегодно весной	—
Проверка тяжения в оттяжках опор	Один раз в год в первые два года эксплуатации и далее один раз в три года	—
Ночные и внеочередные осмотры	По мере необходимости	По решению лица, ответственного за электрохозяйство предприятия
Осмотр линии мастерами	Один раз в год	По графику осмотров
Осмотр линий или их участков, на которых производится капитальный ремонт	По окончании капитального ремонта	Линию после ремонта принимает мастер
Осмотры инженерно-техническими работниками отдела (службы) главного энергетика	Один раз в год	Выборочный осмотр линии лицами из числа ИТР службы электрохозяйства
Проверка расстояний от проводов до земли	При приемке линии в эксплуатацию и далее по мере необходимости	Необходимо учитывать расстояния по вертикали до земли
Проверка расстояний от проводов до сооружений в местах пересечений	При приемке линии в эксплуатацию и ремонте (реконструкции) пересекаемых объектов	—
Проверка трубчатых разрядников со снятием их с опор	Один раз в три года	Одновременно с верховыми осмотрами и проверками; при периодических осмотрах
Проверка состояния деревянных опор и измерение глубины их загнивания (опоры из сосновой древесины 2-го сорта)	То же	При использовании деталей опор из других пород древесины сроки проверки может изменять главный энергетик предприятия (другое административное лицо) на основании данных опыта
Проверка загнивания деталей	»	—

Операция	Периодичность	Пояснение
Проверка ржавления металлических опор и траверс железобетонных опор	Один раз в три года	Одновременно с верховыми осмотрами линии
Измерение сопротивлений заземления	Один раз в первый год эксплуатации и один раз в шесть лет, начиная с десятого года эксплуатации	—

Воздушные линии напряжением до 1000 В

Осмотр линий в дневное время	Один раз в месяц	После ураганов, аварий, мороза ниже -40°C , гололеда
Проверка наличия трещин в железобетонных опорах и приставках	Один раз в шесть лет, начиная с четвертого года эксплуатации	С выборочным вскрытием грунта в зоне переменной влажности
Определение степени загнивания деталей деревянных опор	Один раз в три года	При проверке древесины, скрытую в грунте, открывать на 0,5 м
Измерение сопротивления заземления	Один раз в первый год эксплуатации и далее один раз в три года	Проводится мегомметром
Измерение стрел провеса и расстояния от проводов линии до различных объектов	Если возникло при осмотре сомнение в отношении требуемых расстояний	Расстояние по горизонтали от проводов до объектов должно быть больше 1,25 м. Расстояние от проводов до земли должно быть не меньше 6 м
Проверка и перетяжка болтов и гаек, бандажей	Ежегодно в течение первых двух лет эксплуатации, далее по мере необходимости	—

выбоины, в проводах и тросах появляются обрывы отдельных проводов, в изоляторах появляются трещины и т. д. Эти дефекты могут быть обусловлены также постоянным воздействием неблагоприятных климатических факторов, оседанием почвы вблизи опор и рядом других причин.

Для обнаружения неисправностей, представляющих угрозу нормальной эксплуатации ВЛ, а также предупреждения развития возникших неисправностей ВЛ систематически осматривают. Сроки осмотров ВЛ устанавливают в зависимости от местных условий, их назначения, вероятности повреждения, а также климатических условий, но не превышая указанных в табл. 15.2. При осмотрах трасс ВЛ необходимо обращать внимание на то, чтобы трасса содержалась в чистоте и на ней не находилось

каких-либо посторонних предметов; провода и тросы не имели набросов; опоры не имели ослабленных гаек и заклепок; грунт вблизи опор не имел оседаний; изоляторы — боя, оплавленный или трещины; бандажи не имели слабину и т. п. Обнаруженные при осмотрах повреждения и неисправности отмечают в журнале дефектов. ВЛ осматривают в светлое время суток. Внеочередные осмотры проводят и в ночные часы. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков связаны, как правило, с нарушением нормального режима работы или отключением ВЛ и носят целенаправленный характер.

Техническое обслуживание кабельных линий

В обслуживании кабельных линий наиболее важно наблюдение за их трассами и контроль за электрической нагрузкой. В периоды паводков, после отключения линий релейной защитой и в других случаях, когда возможны повреждения кабелей, проводят внеочередные осмотры. Учет всех неисправностей, обнаруженных при осмотрах кабельных трасс, и контроль за своевременным устранением их на предприятиях должны оформляться в специальном журнале. Кабельные трассы внимательно

Таблица 15.3

Профилактические испытания кабелей

Объект испытаний	Требование	Пояснение
Кабельные линии напряжением 3—35 кВ	В процессе эксплуатации не реже одного раза в год; необходимо подвергать внеочередным испытаниям после ремонтных работ на линиях, раскопок вблизи кабельных трасс	Испытания проводят повышенным напряжением выпрямленного тока. Продолжительность испытания—5 мин
Кабели, работающие в тяжелых условиях	Кабели должны испытываться чаще, чем предусмотрено планом	Сроки испытаний устанавливают с учетом местных условий
Кабели в кабельных сооружениях	Кабели, проложенные в туннеле, каналах, зданиях подстанций и не подверженные воздействию коррозии и механическому воздействию, должны испытываться не реже одного раза в три года	

Примечание. Испытание кабелей напряжением до 1000 В может проводиться мегомметром, рассчитанным на 2500 В.

Испытательные напряжения для кабелей

Вид испытания	Испытательное напряжение для линий с рабочим напряжением, кВ				Продолжительность испытания каждой фазы, мин
	2—10	20—35	110	220	
После капитального ремонта	$6U_n$	$5U_n$	—	—	5
В эксплуатации, профилактические испытания	$(\div 6) U_n$	$(4\div 5) U_n$	250	400	15
	—	—	250	400	5
	—	—	250	400	15

Примечания. 1. Кабели с пластмассовой изоляцией на 2—10 кВ испытывают напряжением выпрямленного тока, равным $(4+5)U_n$. 2. Кабели до 1 кВ испытывают мегомметром на напряжение 2,5 кВ в течение 1 мин.

осматривают на всем протяжении и особенно в местах пересечения трассами коммуникаций, сооружений, переходов кабелей из грунта на опоры, стены, из одного помещения в другое, при выходе на берег моря. С целью предупреждения аварийного выхода кабеля из строя при эксплуатации проводят профилактические испытания. Профилактические испытания и величины испытательных напряжений приведены в табл. 15.3 и 15.4, периодичность осмотров и операции технического обслуживания — в табл. 15.5.

Техническое обслуживание силовых трансформаторов

При техническом обслуживании трансформаторов в процессе эксплуатации производят осмотры и мелкий ремонт трансформатора, не требующий его остановки и отключения от сети и потребителя, а также текущий ремонт отключенного трансформатора без его вскрытия (табл. 15.6). Текущий ремонт трансформаторов производится в следующем объеме: наружный осмотр и устранение дефектов, поддающихся ликвидации на месте; чистка изоляторов и бака; спуск грязи из расширителя, доливка масла, проверка маслоуказателя; смена сорбента в фильтрах; проверка спускного крана и уплотнений; осмотр и чистка охлаждающих устройств, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения и вентиляторов; проверка защит и разрядников на трансформаторах с устройством РПН, проверка мембраны выхлопной трубы, осмотр и проверка вводов; отбор и проверка проб масла; проверка устройств защиты масла от старения и окисления; проведение измерений и испытаний. У трансформаторов с РПН производятся внеочередные

Периодичность осмотров и операции технического обслуживания кабельных линий

Периодичность осмотров	Операция технического обслуживания	Пояснение
<p>Для кабелей, проложенных в земле, — в сроки, установленные местной инструкцией, но не реже одного раза в три месяца</p>	<p>Осматривают всю трассу, места пересечений трассы кабелей с другими инженерными коммуникациями. В траншеях с кабелями не должно быть провалов, на трассе — тяжелых и громоздких предметов. Обращают внимание на целостность реперов и плакатов</p>	<p>По каждой кабельной линии должен составляться паспорт, содержащий технические данные линии</p>
<p>Для кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, по стенам и конструкциям зданий, — не реже одного раза в три месяца</p>	<p>Выборочно вскрывают плиты и проверяют целостность покрытия кабельных каналов. Проверяют чистоту кабельных каналов, раскладку и состояние креплений, отсутствие осипей грунта на трассах, наличие защиты от механических повреждений</p>	<p>Все открыто, проложенные кабели должны снабжаться бирками. На бирках указывают дату монтажа, направление линии, фамилию электромонтера, выполнявшего монтаж</p>
<p>Для концевых муфт в линиях напряжением свыше 1000 В — один раз в шесть месяцев, в линиях до 1000 В — один раз в год</p>	<p>Проверяют состояние заземления кабелей и концевых муфт и сухих разделок, осматривают подходы к распределительным пунктам и токоприемникам</p>	<p>Все кабельные муфты и заделки должны снабжаться бирками</p>
<p>Для всех кабелей — по графику, утвержденному главным энергетиком, но не реже двух раз в год проверяют токовую нагрузку</p>	<p>Измеряют токовую нагрузку кабеля</p>	<p>Для измерения используют токовые клещи</p>

ремонты регулирующего устройства в соответствии с указаниями заводских инструкций.

Для всех трансформаторов и автотрансформаторов как отечественных, так и импортных в зависимости от условий эксплуатации допускаются аварийные и нормальные перегрузки. При перегрузках нельзя переключать ответвления трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой в тех случаях, когда это оговорено техническими условиями завода-изготовителя. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях при выходе из строя одного из трансформаторов или автотрансформаторов и отсутствии резерва. При наличии «складского» или передвижного резерва масляных трансфор-

Периодичность осмотров и операции технического обслуживания силовых трансформаторов

Периодичность осмотров	Операция технического обслуживания	Пояснение
<p>Осмотры без отключения проводят: в установках с постоянным дежурным персоналом — один раз в сутки, в установках без постоянного дежурного персонала — не реже одного раза в месяц, а на трансформаторных пунктах — не реже одного раза в шесть месяцев</p> <p>Внеочередные осмотры проводят: при резком изменении температуры наружного воздуха и при каждом отключении защиты</p>	<p>При осмотре проверяют: показания термометров и мановакуумметров, состояние кожухов трансформаторов, отсутствие течи масла в маслонаполненных вводах, соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке</p> <p>состояние изоляторов, маслябойных устройств, ошиноквки, кабелей, отсутствие нагрева контактных поверхностей</p> <p>исправность пробивных предохранителей и сигнализации</p> <p>состояние сети заземления</p>	<p>Допускается длительное превышение на 5% напряжения, соответствующего данному отвлению, или на 10% — при нагрузке 25% от номинальной, или до 6 ч в сутки при номинальной нагрузке</p> <p>Трансформаторы с естественным масляным охлаждением можно включать в работу с застывшим маслом при полной нагрузке и температуре не ниже -40°C</p>

маторов в аварийных режимах допускается перегрузка, составляющая до 40% на время не более 6 ч в сутки в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика должен быть не более 0,75. Если максимум типового (среднего) графика в летнее время (июнь, июль, август) меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь, декабрь, январь, февраль) допускается недогрузка трансформаторов в размере 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более 15%.

Сопротивление изоляции обмоток буровых трансформаторов на корпус и между собой измеряют мегомметром на 2500 В перед монтажом, после монтажа и ремонта наружных элементов. Время испытания — 1 мин, сопротивление изоляции должно составлять не менее 70% от первоначального значения. Сопротивление изоляции трансформаторов (автотрансформаторов) установок погружных электронасосов измеряется один раз в год. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 10 МОм.

Трансформатор следует отключить немедленно или заменить при обнаружении: течи масла с понижением уровня масла ниже уровня масломерного стекла; сильного неравномерного гудения; потрескивания внутри трансформатора; постоянно воз-

растающего нагрева при номинальной нагрузке; выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы; сколов и трещин на изоляторных, скользящих разрядах или следов их перекрытия; снижение допустимых величин показателей трансформаторного масла.

Техническое обслуживание комплектных трансформаторных подстанций

При техническом обслуживании КТП основным оборудованием, за которым нужно вести регулярное наблюдение и уход, являются силовые трансформаторы и коммутационная аппаратура распределительных щитов. Токи нагрузки при нормальной эксплуатации не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях. Ток нейтрали у сухих трансформаторов не должен превышать 2% номинального тока фазы. На подстанциях с двумя резервирующими друг друга трансформаторами эксплуатационная нагрузка каждого трансформатора не должна превышать 80% номинальной. При аварийном режиме допускается перегрузка линий, отходящих от распределительных щитов КТП, с защитной их автоматами, имеющими комбинированные расцепители. Периодичность осмотров КТП устанавливается в зависимости от условий работы подстанции: интенсивности работы коммутационной аппаратуры, окружающей среды, запыленности и т. д. Осмотры КТП проводятся при полностью снятом напряжении как на воде, так и на отходящих линиях. При осмотрах проводят чистку от пыли и грязи всех устройств подстанции, проверяют болтовые соединения. При обнаружении обгораний контактные поверхности зачищают и восстанавливают антикоррозийное покрытие.

Важное звено технического обслуживания КТП — операции по осмотру и проверке универсальных автоматов распределительных щитов. При осмотре выключателя необходимо: обесточить сеть и исключить возможность появления напряжения; снять крышку и удалить копоть, пыль, грязь с деталей салфеткой, смоченной бензином; проверить затяжку винтов, болтов, гаек, целостность пружин; снять дугогасительные камеры, осмотреть пластины, выгоревшие заменить, удалить копоть, брызги металла, протереть внутренние поверхности бензином; осмотреть контакты, снять нагар бархатным напильником и протереть бензином; проверить работу механизма включения, свободного расцепления, включив и выключив несколько раз.

Техническое обслуживание электродвигателей

Перед пуском вновь установленного ЭД или после монтажа установки (агрегата) место, где установлен ЭД, очищают, за-

тем тщательно осматривают доступные его внутренние части, проверяют, нет ли в машине посторонних предметов, продувают ЭД сухим сжатым воздухом при давлении не выше 0,2 МПа.

Измеряют сопротивление изоляции, проверяют состояние наружных болтовых соединений и, если нужно, подтягивают их; осматривают электропроводку и затяжку заземляющих болтов; проверяют соответствие напряжения сети напряжению, указанному на щитке ЭД; проворачивают ротор вручную; проверяют правильность сопряжения валов ЭД и приводимого механизма.

Центровку валов проводят по центровочным скобам (рис. 15.1). Результаты замеров радиальных зазоров «а» и осевых (торцевых) «б» наносят на круговую диаграмму центровки. Замеряют при четырех положениях валов, т. е. из первого положения оба вала одновременно поворачивают на 90, 180, 270° так, чтобы центровочные скобы заняли последовательно левое, нижнее и боковое правое положения. Центровка проведена правильно, если $a_1 = a_3$, $a_2 = a_4$, $b_1 = b_3$, $b_2 = b_4$. Разность диаметрально противоположных зазоров ($a_1 - a_3$) или ($b_1 - b_3$) определяет точность центровки.

Осмотры ЭД, находящихся в эксплуатации, систем их управления и защиты проводят по графику, утвержденному главным энергетиком предприятия. Осмотр и проверку целостности за-

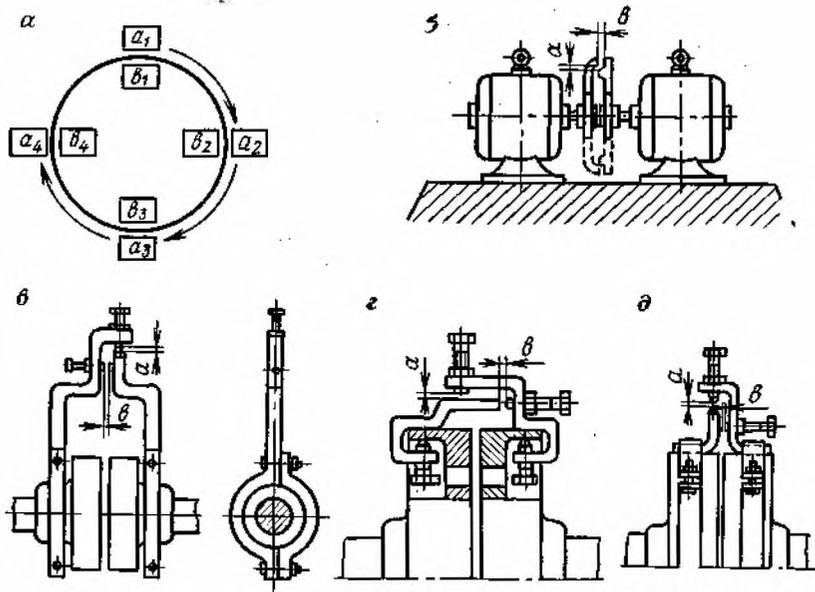


Рис. 15.1. Круговая диаграмма центровки (а) и положение (б) при центровке полумуфт с помощью центровочных скоб, закрепленных на втулках полумуфт (в), ободу полумуфт (г), хомутами на полумуфтах (д)

Смазка для подшипников качения электрических машин

Сорт смазки	Температура кападения, °C	Область применения
Универсальная сред- неплавкая УС-3	90	Для подшипников, работающих при пониженных нагрузках и скоростях при температуре не выше 75 °C
Универсальная туго- плавкая УТ-1 (кок- сталли)	130	Для подшипников мощных электрических машин с большими скоростями и нагрузками
УТ-2	150	Для машин с частотой вращения до 3000 об/мин.
Универсальная туго- плавкая водостойкая УТВ, смазка 1—13, ЦИАТИМ-203	120	Для подшипников, работающих в условиях повышенной влажности при нагрузках средних и выше средних и температуре до 115 °C

земления проводят ежедневно (при наличии дежурного). При осмотре ЭД напряжением до 1000 В буровых установок, станков-качалок, насосных, компрессорных станций контролируют температуру подшипников, обмоток, корпусов, вибрацию, нагрузку. Проверяют чистоту машины, помещения, охлаждающей среды, работу подшипников и щеточного аппарата, исправность ограждения, заземления, крепления болтовых, особенно контактных соединений, состояния коробки выводов, контактных колец.

Смену смазки в подшипниках электрических машин (табл. 15.7) при нормальных условиях эксплуатации производят через 4000 ч работы, но не реже одного раза в год, при работе во влажных условиях — чаще. Перед заполнением свежей смазкой подшипники тщательно промывают бензином. Масло в подшипники скольжения доливают не реже одного раза в месяц, заменяют не реже одного раза в год. Перед заполнением подшипниковых камер смазку в объеме 50% следует закладывать непосредственно в подшипник, остальные — в его крышку. Для взрывозащищенных ЭД в объем технического обслуживания входят также контроль взрывозащищенной поверхности, взрывонепроницаемых щелей в коробках выводов и корпусе и проверка подсоединения и уплотнения подводимых кабелей.

Техническое обслуживание распределительных устройств

Осмотры распределительных устройств (РУ) напряжением выше 1000 В без отключения проводят:

на объектах с постоянным дежурным персоналом один раз

в сутки; кроме того, в темноте для обнаружения разрядов, коронирования в сроки, установленные местными инструкциями, но не реже одного раза в месяц; на объектах без постоянного дежурного персонала не реже одного раз в месяц, на РУ, совмещенных с подстанциями, не реже одного раза в шесть месяцев.

При осмотрах РУ особое внимание обращают на состояние помещения, исправность дверей, окон, отсутствие течи в кровле и междуэтажных перекрытиях; исправность замков, средств безопасности, исправность отопления, вентиляции, освещения, заземления; уровень и температуру масла в аппаратах и отсутствие течи; состояние контактов, изоляции, запыленность и т. п.

В зависимости от местных условий (усиленное загрязнение, а также неблагоприятная погода) открытые РУ подвергают дополнительным осмотрам. В РУ должны находиться защитные средства и средства по оказанию первой помощи; переносные средства в достаточном количестве; инвентарь и противопожарные средства. Помещения убирают с соблюдением правил технической безопасности. Исправность резервных элементов РУ проверяют включением под напряжение.

Осмотр и очистку от пыли и грязи РУ до 1000 В, щитов, сборок и щитков проводят в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже одного раза в три месяца. Испытание изоляции РУ проводят одновременно с испытаниями электропроводок силовых и осветительных сетей, присоединенных к этим РУ.

При осмотре обращают внимание на соответствие фактических условий работы аппаратов, приборов, проводов, шин и конструкций их номинальным техническим параметрам (току, напряжению, отключаемой мощности, частоте и т. п.); состояние помещений, кабельных каналов; целостность пломб у счетчиков и реле и вращение дисков счетчиков.

Сопротивление изоляции каждой секции РУ должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление измеряют мегомметром на 1000 В в течение 1 мин. Дежурный персонал при необходимости должен проводить мелкий ремонт или замену вышедших из строя аппаратов РУ.

Глава 16

РЕМОНТ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ремонт воздушных линий 6—35 кВ

Сроки текущего и капитального ремонта ВЛ устанавливают по нормативам, а объем работ — по результатам осмотров, измерений и испытаний (табл. 16.1).