

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 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. Латышева*  
Технические редакторы *Л. Г. Лаурентьева, Л. Я. Голова*  
Корректор *Г. Л. Петушкова*

ИБ № 8409

Сдано в набор 12.01.90. Подписано в печать 14.08.90. Формат 60×90<sup>1/16</sup>. 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—5. 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. Евгения Соколовой Государственного комитета СССР по печати, 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

## Глава I 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<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 6 %;

К3 — для сред, содержащих H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 25 %;

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

Например, оборудование обвязки обсадных колонн с клиньюевой подвеской двух колонн (без учета колонны кондуктора) диаметром 140 и 219 мм на рабочее давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении для сред, содержащих H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 6 %: ОКК2-350-140×219×426К2.

Различают следующие типы оборудования обвязки обсадных колонн:

ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб;

ОКК с клиньюевой подвеской обсадных труб.

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

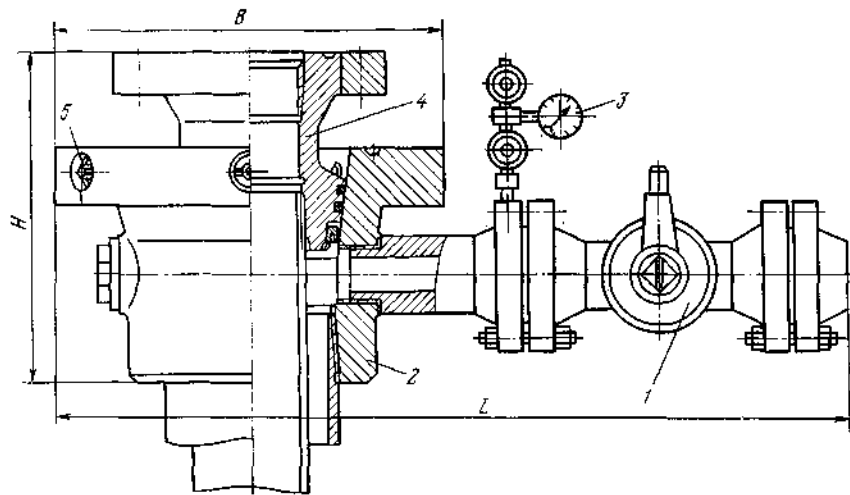


Рис. 1.1. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ, рассчитанное на давление 14 МПа:

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,

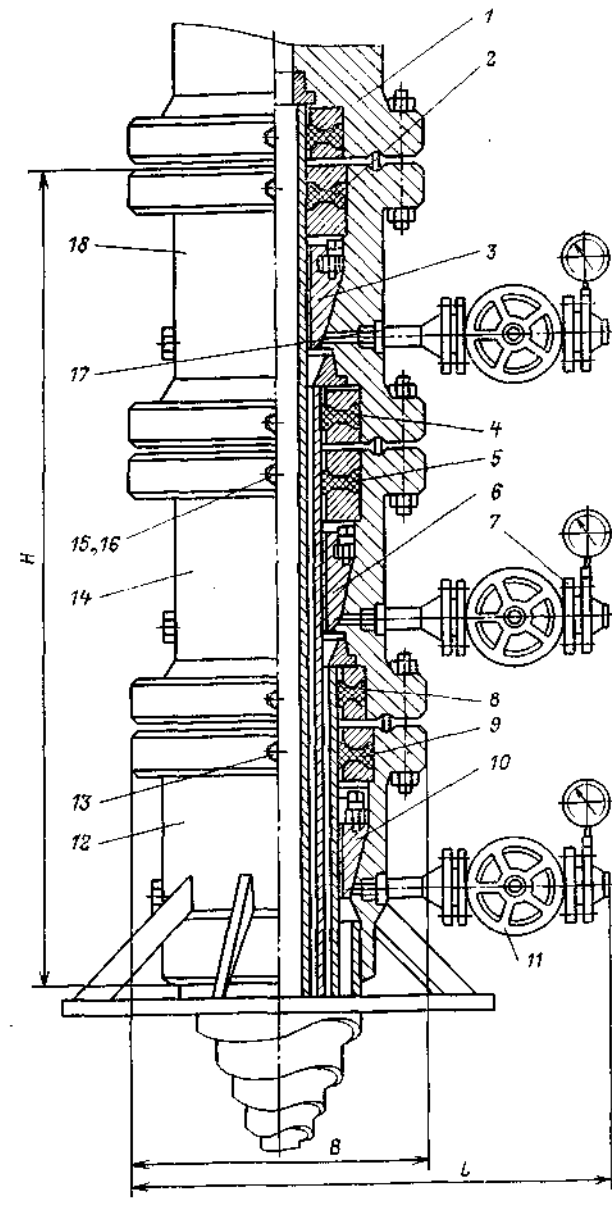


Рис. 1.2. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК, рассчитанное на рабочие давления 21 и 35 МПа:

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 кольцевая 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  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  и пластовую воду. Собирается по схемам тройникового и крестового типов (рис. 1.3, схемы 1—6) согласно ГОСТ 13846—84.

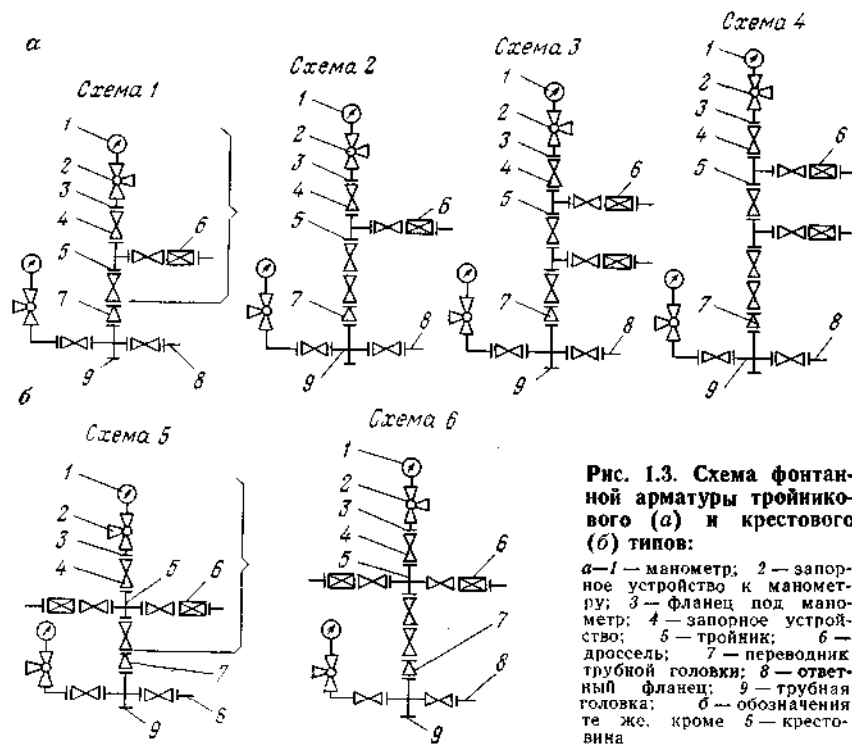
По заказу потребителя арматуру можно поставлять в следующем комплекте:

станция управления СУАП;

дублирующие запорные устройства на боковых отводах елки и трубной головке;

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).



**Рис. 1.3. Схема фонтанной арматуры тройникового (а) и крестового (б) типов:**

а—1—манометр; 2—запорное устройство к манометру; 3—фланец под манометр; 4—запорное устройство; 5—тройник; 6—дрессель; 7—переводник трубной головки; 8—ответный фланец; 9—трубная головка; б—обозначения те же, кроме 5—крестовина

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  $\text{CO}_2$  до 6%; К2—для сред, содержащих  $\text{CO}_2$  до 6%; К3—то же,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  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%  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ —АФ6аВ-80/65×70К3 (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 (дрессели).

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 ствальной катушки; при двухрядном лифте: внутренняя колонна—на резьбе ствальной 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 прямооточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки. Для регулирования режима эксплуатации на боковых струнах елки установлены регулируемые или нерегулируемые дрессели 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	14, 21, 35, 70, 105
80	50, 65, 80		
100	65, 80, 100	65	21, 35, 70
150	100		

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 прямооточными задвижками типа ЗМС1 и принудительной подачи 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 прямооточными 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 прямооточная задвижка типа ЗМС1 с однопластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу» и принудительной подачи смазки и типа ЗМС — с двухсторонней принудительной подачи 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 прямооточными задвижками с автоматической

Таблица 1.5

Фонтанная арматура	Запорное устройство	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
		длина L	ширина B	высота H	
АФ6М-50×70	Прямооточные задвижки 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

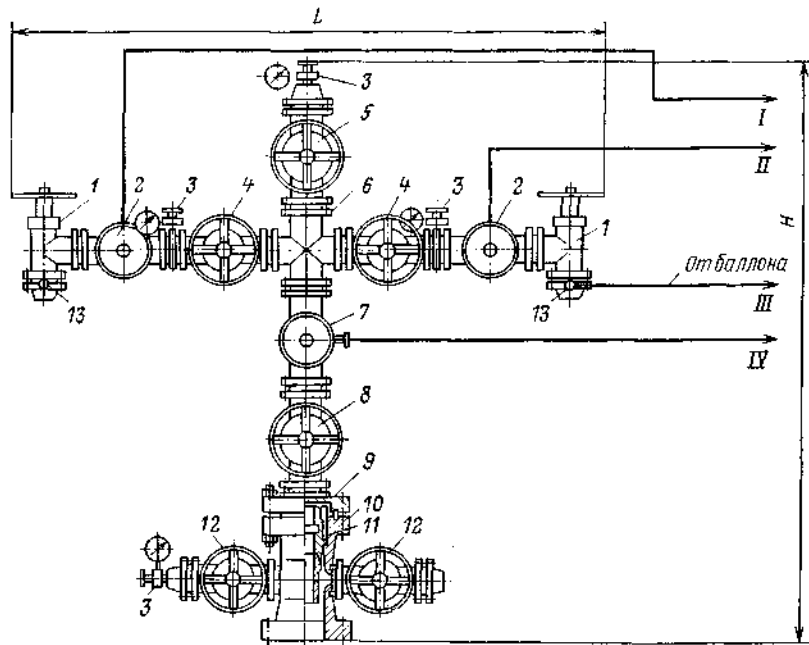


Рис. 1.4. Фонтанная арматура АФав-80/50×700К2:

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 — прямооточная 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 устьевого оборудования, 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 шибером «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, шиберов. 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 уравновешивающий шток.

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

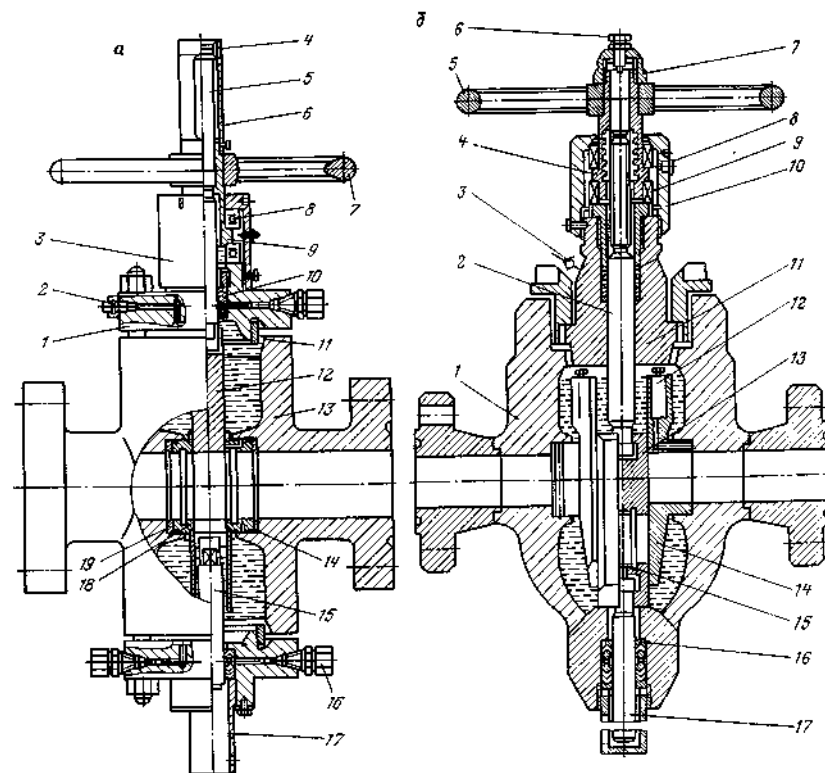


Рис. 1.5. Прямоточные задвижки типов ЗМС1 (а) и ЗМАД (б) с ручным управлением:

а-1 — крышка; 2 — разрядная пробка; 3 — крышка подшипника; 4 — регулировочная шайба; 5 — шпиндель; 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 — шпиндель; 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 — плашка; 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, уравновешивающего 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 уравновешивающего 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 щек 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%  $\text{CO}_2$ , обозначается ДР-65×350К1.

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

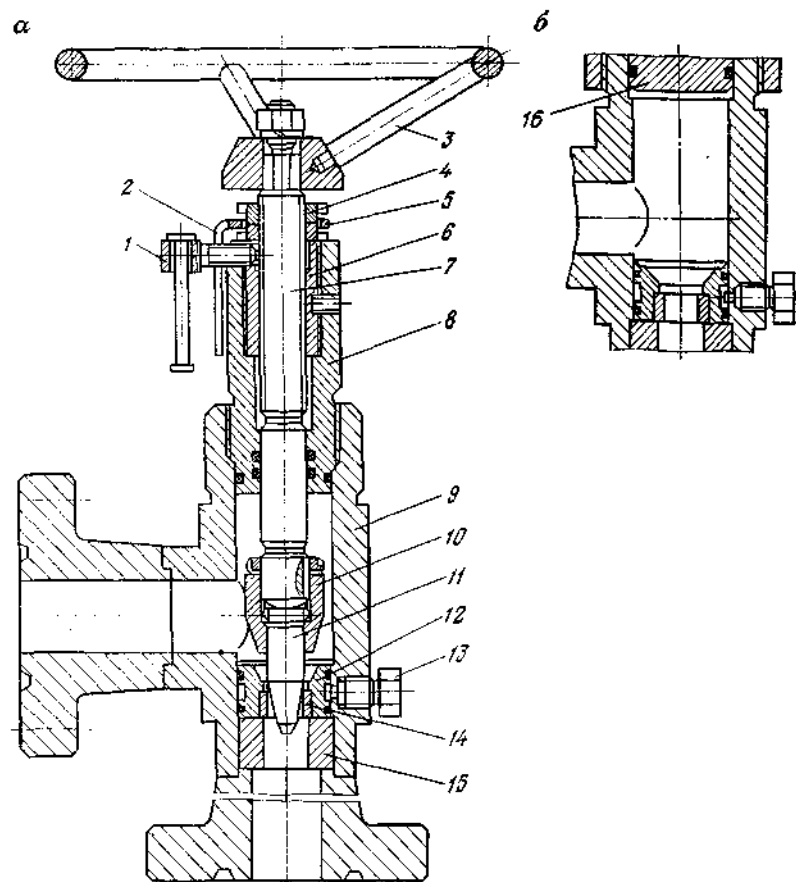


Рис. 1.6. Регулируемый (а) и нерегулируемый (б) дроссели:

1 — стопор; 2 — стопорная шайба; 3 — маховик; 4 — упорная гайка; 5 — указатель; 6 — резьбовая втулка; 7 — шпиндель; 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 <sup>3</sup> . . . . .	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 АФ6В-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.

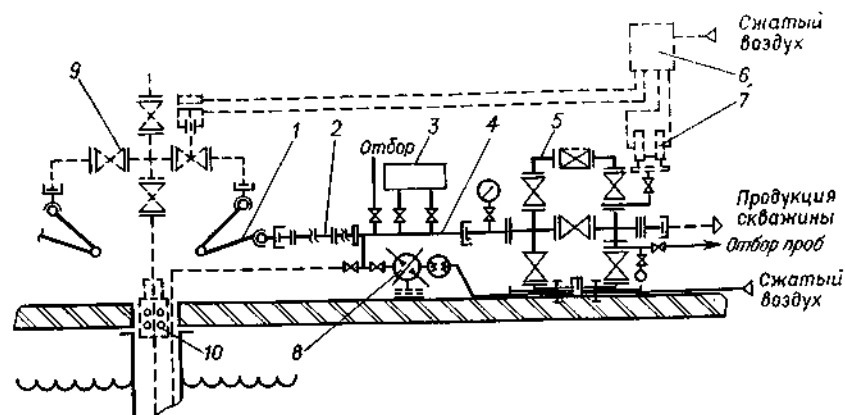


Рис. 1.7. Манифольд МСК-80×70ПК2:

1 — шарнирный компенсатор; 2 — трубная секция; 3 — блок регистрирующих приборов; 4 — выкидная труба; 5 — дроссельный манифольд; 6 — пульт управления отсекателей 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.

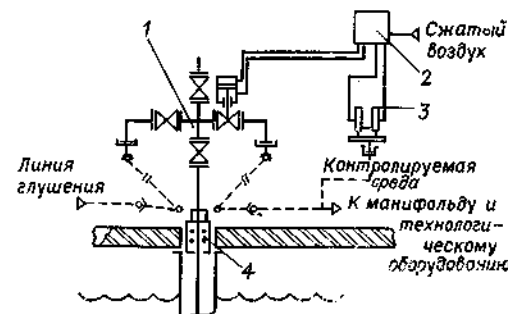


Рис. 1.8. Устьевое оборудование КУОВ-80×70ПК2:

1 — елка фонтанная; 2 — система управления отсекателем фонтанной елки; 3 — пилотное устройство; 4 — вертлюг

Автоматическое закрытие отсекателя 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 вертлуга, 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.

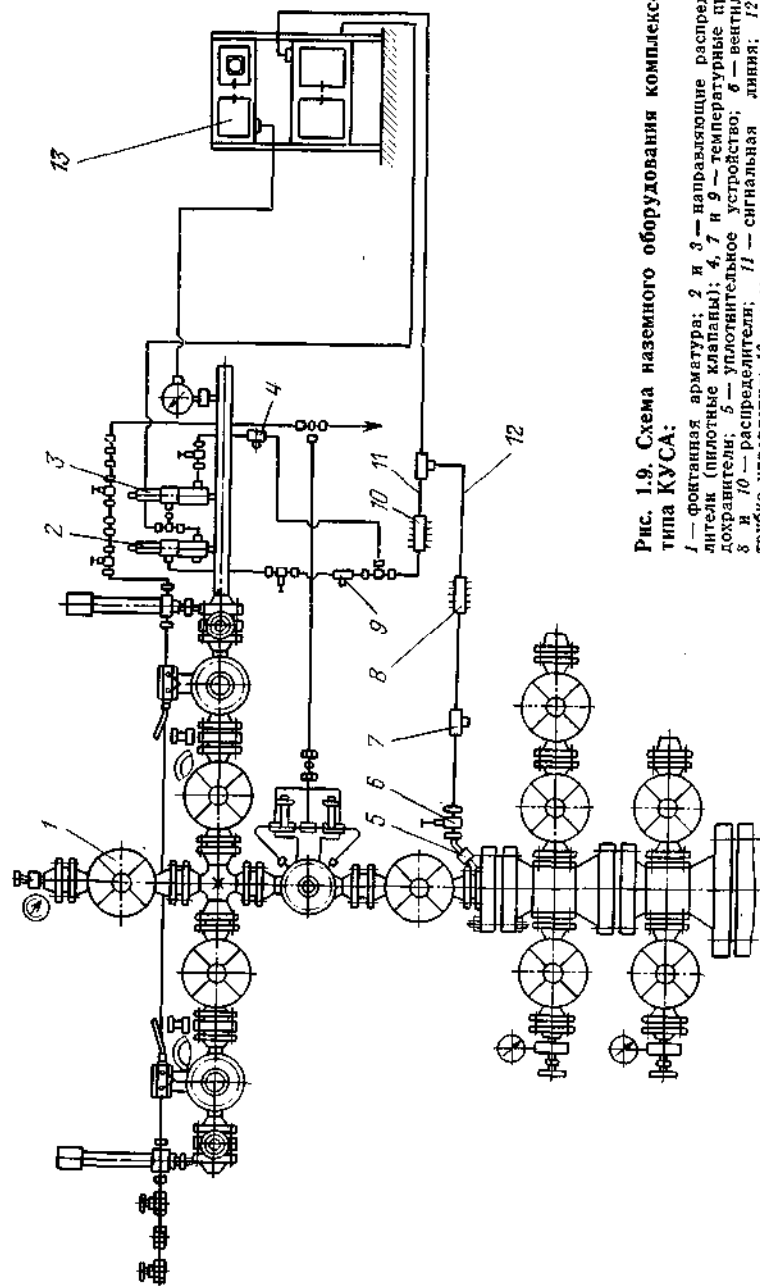


Рис. 1.9. Схема наземного оборудования комплексов типа КУСА:

1 — фонтанная арматура; 2 и 3 — направляющие распределители (плотные 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

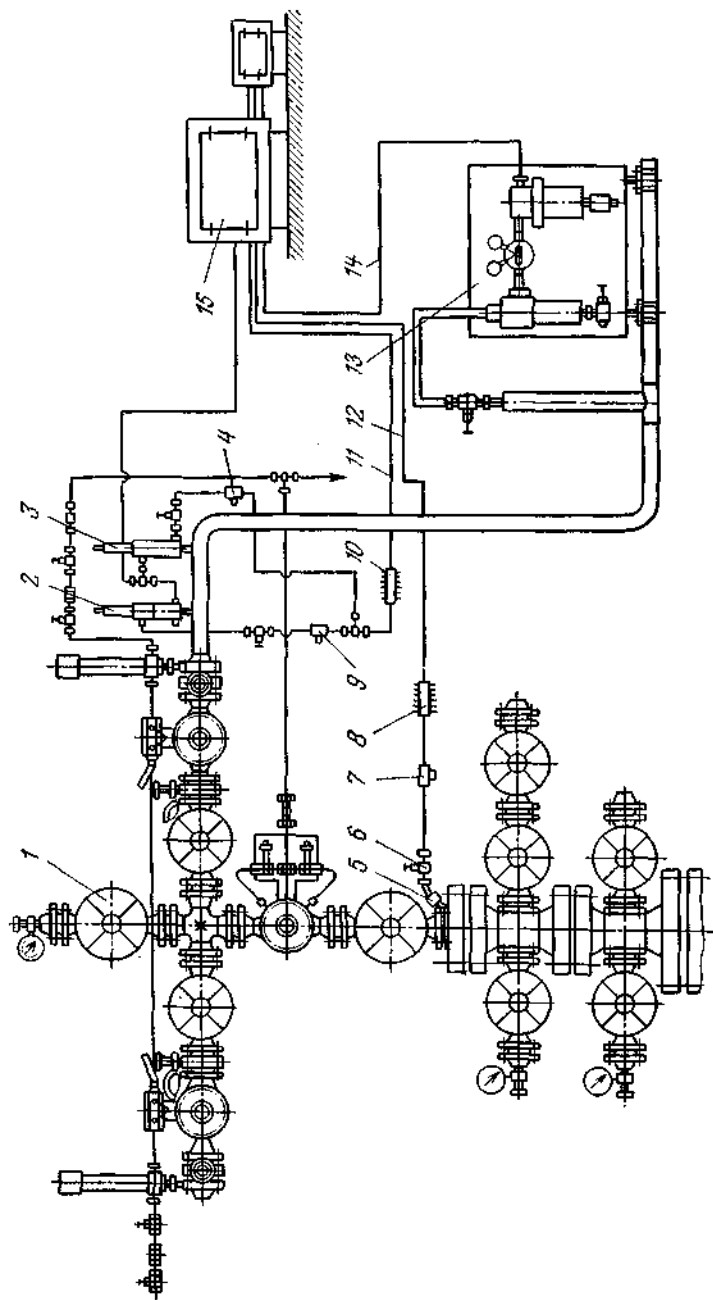


Рис. 1.10. Схема наземного оборудования комплексов типа КОУК:

1 — фонтанная арматура; 2 и 3 — направляющие распределители (пилотные клапаны); 4, 7 в 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 разобщителя (мм); исполнение по коррозионной стойкости 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.

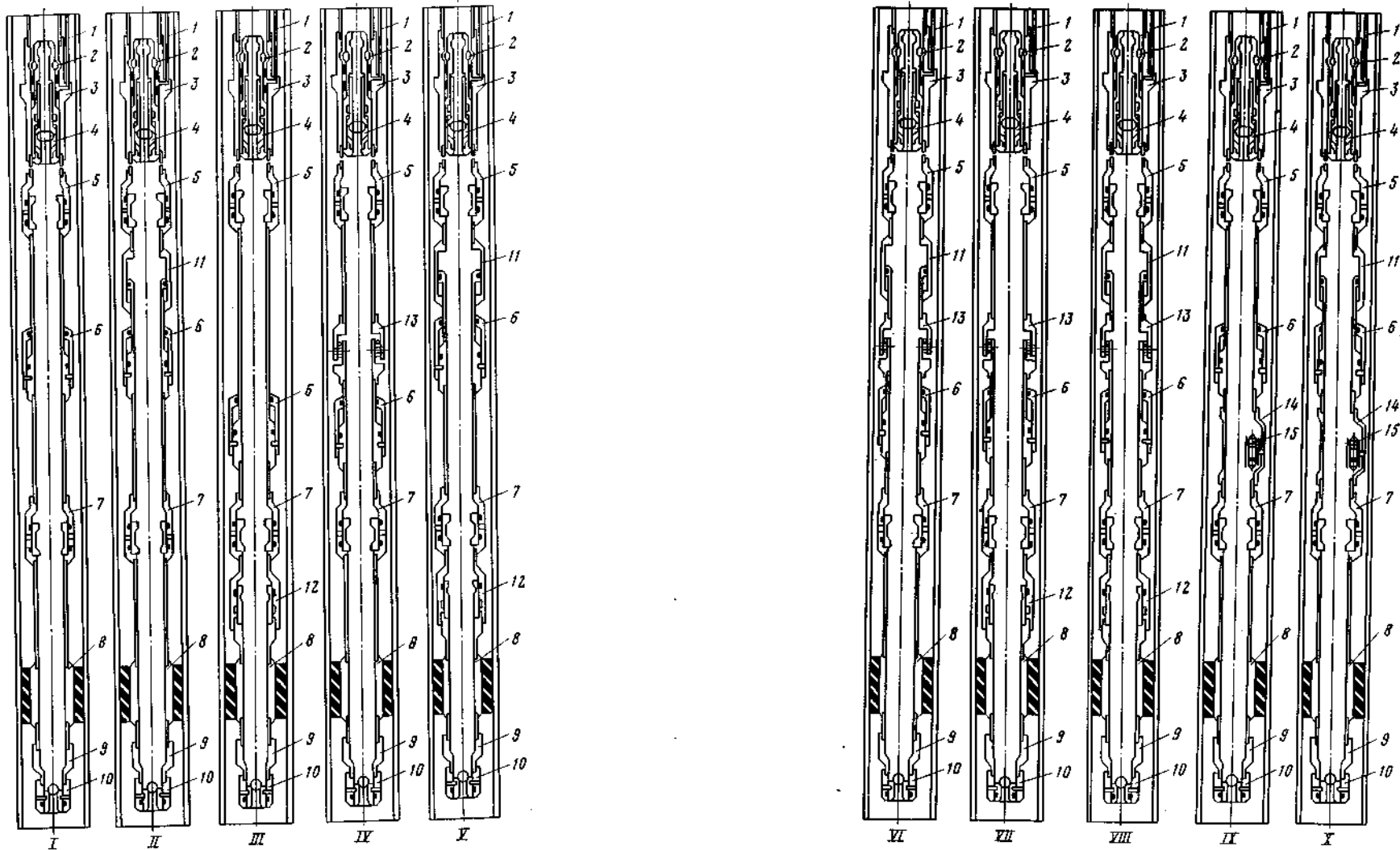
Для разобщения трубной и затрубной зон и защиты эксплуатационной колонны труб от воздействия скважинной среды в оборудовании по схемам I—XIV применяется эксплуатационный пакер, а в оборудовании по схемам XII и XIII — стационарный разобщитель.

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

Наименование оборудования	Схемы оборудования													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Станция управления, шт:	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
СУ1-35														
СУ3-35														
СУЭ-35														
Пилотный клапан, шт:														
КП-35-40Н														
КП-35-40В														
КП-35-40НКЗ														
КП-35-40ВКЗ														
Температурный предохранитель, шт														
Уплотнительное устройство, шт														
Электроконтактный манометр ВЭ-16Р6, шт														
Фильтр для очистки газа ФОГ-16/1, шт														
Трубка управления, комплект														
Распределитель, шт														
Монтажные части, вентили и элементы для соединения и монтажа трубки управления, комплект														
КУСА-89-35-Д пакера Э	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КУСА-73-500-Д пакера Э	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КУСА-89/73-500-112-Э	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КУСА-М-89/73-35-136К2-Э-14, КОУК-М-Н-КМ89/Н-КМ73-35-136К2-Э-114	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КУСА-89/73-500-112-Э	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КОУК-89/73-70-112-11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КОУК-114/89/73-70-112-11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КОУК-89/73-70-112-Э-11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
КОУК-114/89-35КЗ-13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1



**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, VII, 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.

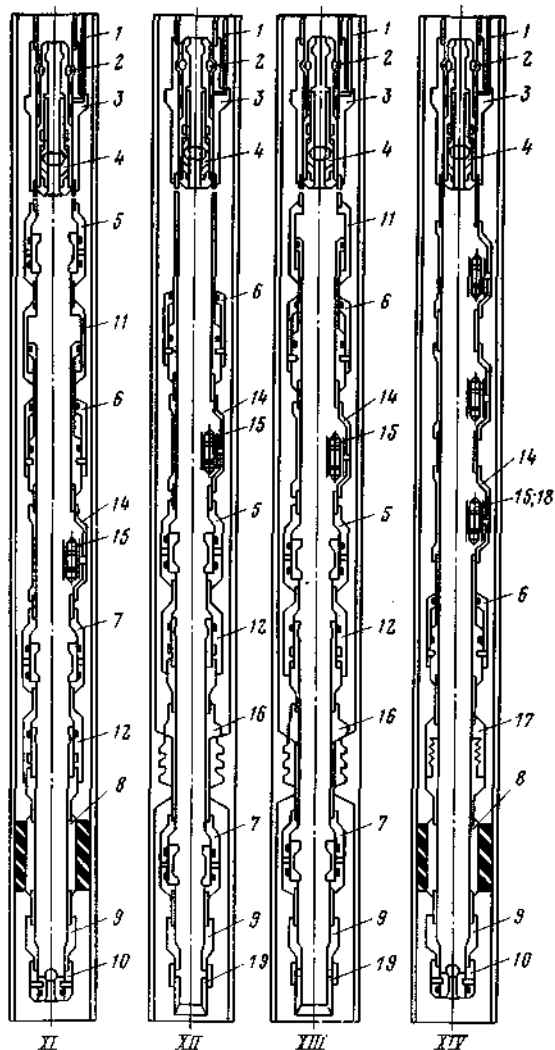


Рис. 1.11 (продолжение)

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 разобшителя, разрезается через циркуляционный клапан 7.

В том случае, когда этого разрежения 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 разобшителя в переводник (корпус) разобшителя.

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 разобшителя спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны труб.

Соединительное устройство разобшителя 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 попадают в подъемные трубы посредством ингибиторных клапанов 13 или 15.

Закрывание 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 промысловой 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 уравнильным клапаном) спускается в скважину на колонне подъемных труб.

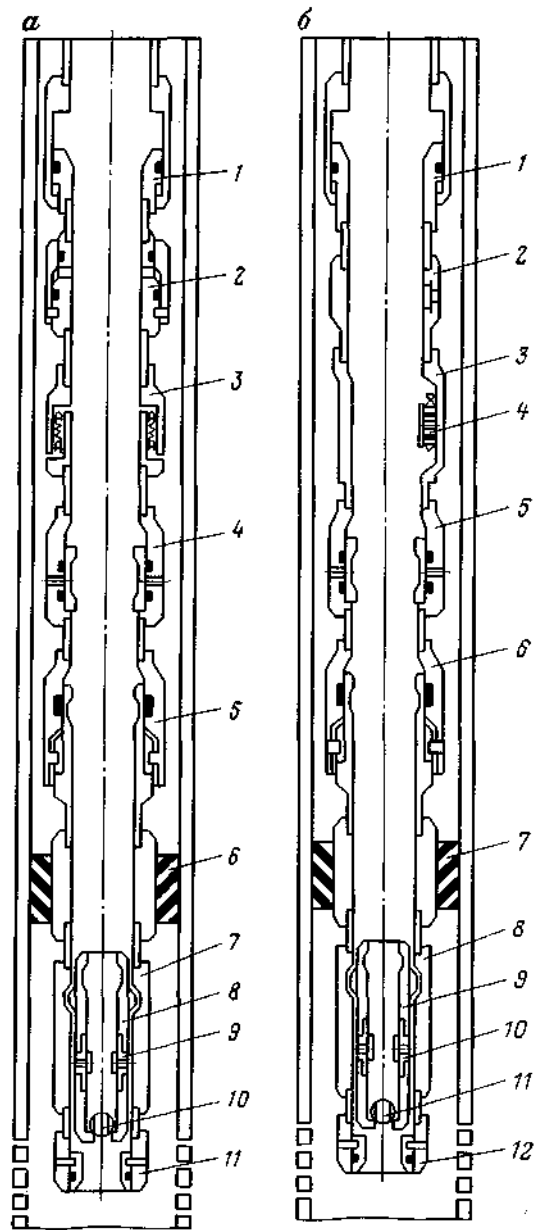
Посадка пакера проводится гидравлически; при посадке используется либо срезной клапан, либо приемный клапан, который сбрасывается с устья или устанавливается в ниппеле инструментами канатной техники.

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, уравнильный 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 КПГ1 (б):**

а: 1 — телескопическое соединение 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 13К; 9 — выравнивательный клапан типа КУМ; 10 — клапан-отсекатель типа КА; 11 — срезной клапан пакера;

б: 1 — телескопическое соединение типа СТ2; 2 — циркуляционный клапан типа КЦГ1; 3 — скважинная камера типа К; 4 — ингибиторный клапан типа КИНГС; 5 — циркуляционный клапан типа КЦМ1; 6 — разъединитель колонны типа РК (или разъединительное устройство для КПП1-73-35); 7 — пакер типа ЗПД-ЯГ; 8 — посадочный nipple; 9 — замок типа ЗНЦВ1; 10 — выравнивательный клапан типа КУМ1; 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 КПП1-73-35 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 КПП1 по сравнению с комплексами типа КПП 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 СТ2 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 КПП1 съемного типа простой конструкции, извлечение его проводится обычным натягом колонны подъемных труб.

Комплексы КПП2 отличаются от комплексов КПП, КПП1 конструкцией пакера, позволяющего проводить посадку его при уменьшенном давлении 14 МПа вместо 24 МПа для комплексов КПП и КПП1, что позволяет применять фонтанные арматуры на уменьшенное давление 21 МПа.

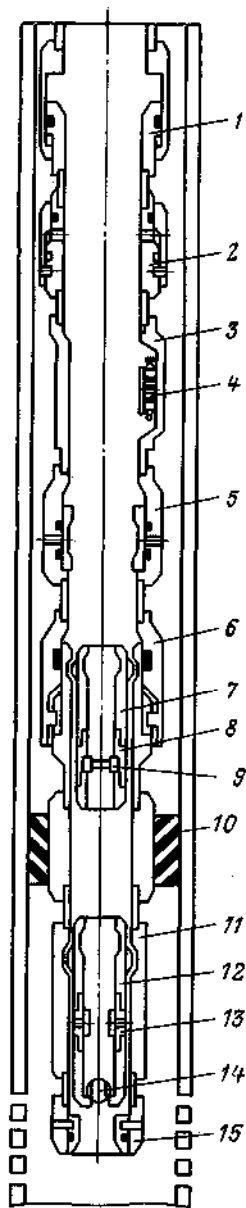


Рис. 1.13. Комплексы скважинного оборудования типов КСГ и КСГ1:

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 — уравнивающий 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 телеско-

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

Примечание. 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, nipple 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 отсекавателя.

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 пневмоавтоматики. 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 входе 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.

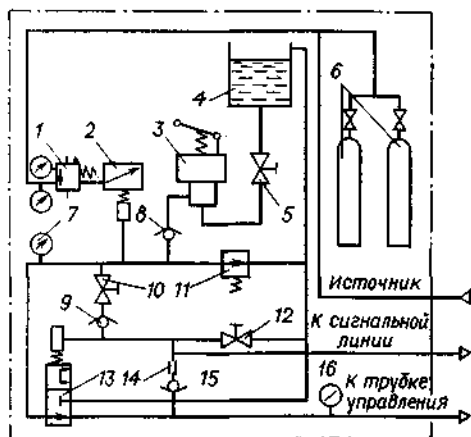


Рис. 1.14. Схема станции управления СУ1-35:

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 <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S — до 26% каждого	без агрессивных компонентов	с объемным содержанием CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> 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-ОТСЕКATEЛИ 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.



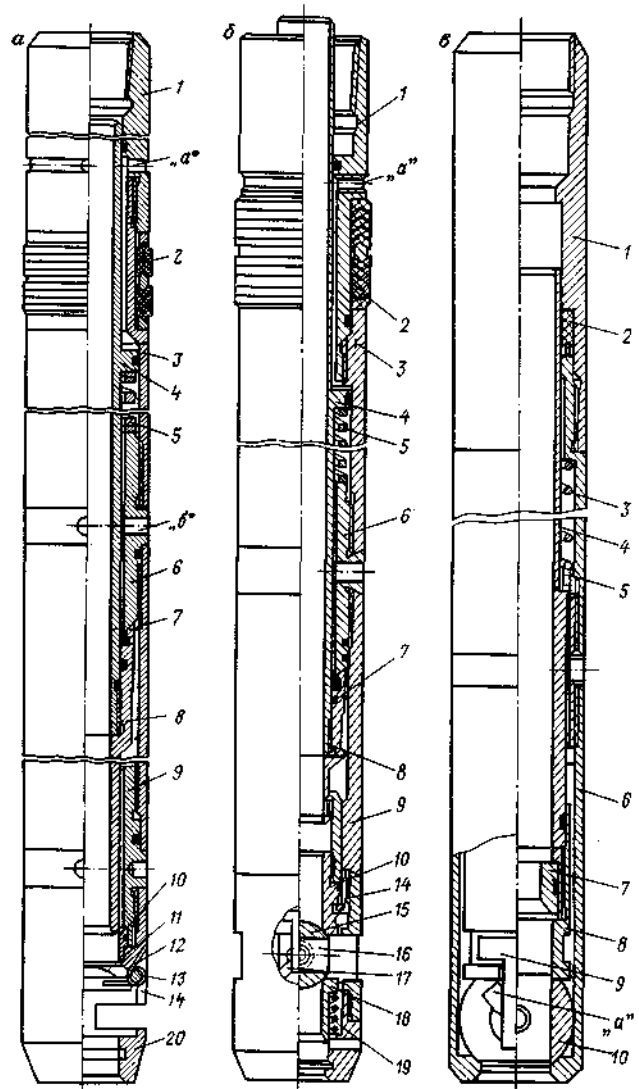


Рис. 1.15. Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-35 (а), КАУ-73-50 (б) и КА (в):

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 — хлопушка; 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 13К, 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

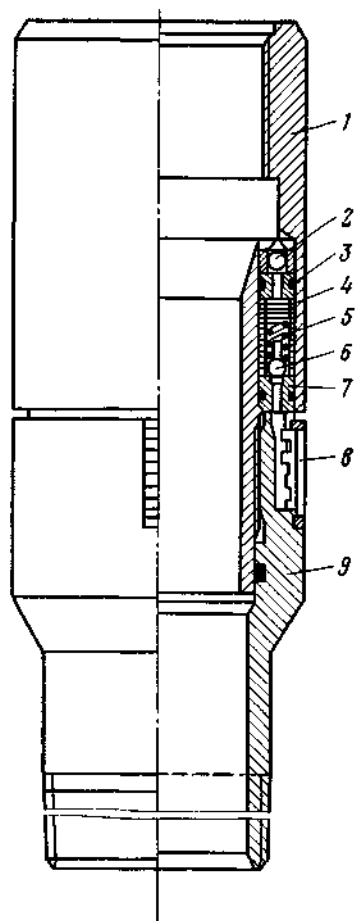


Рис. 1.16. Ингибиторный клапан типа КИНГ:

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

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 перетоку 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.

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

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 КПП, КПП1, 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 СТ2-72-70КЗ), последние цифры — рабочее давление. Например: СТ-75-35, СТ2Г-58-70К1, СТ2А-72-70КЗ. 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.

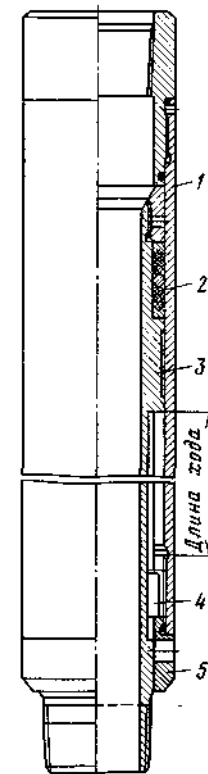


Рис. 1.17. Телескопическое соединение типа СТ:

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

### 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

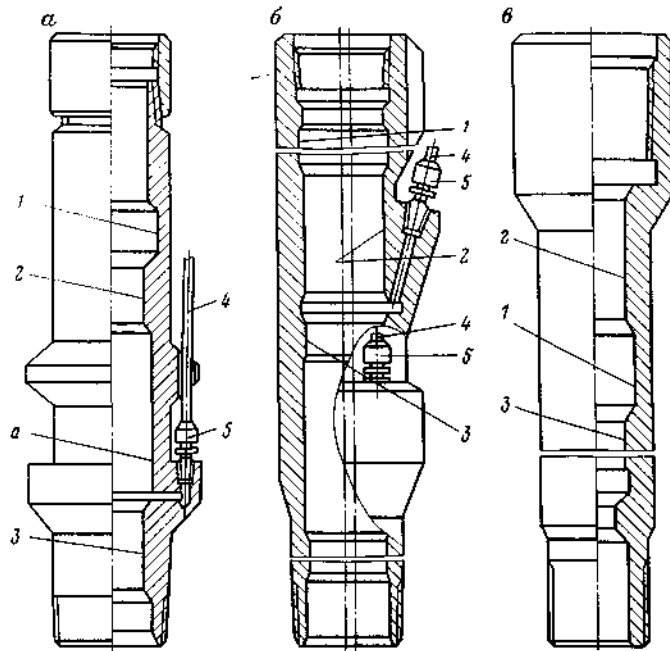


Рис. 1.18. Посадочные nipples клапанов-отсекателей типов КАУ с одной трубкой (а), КАУ с двумя трубками (б) и КА и приемного клапана (в): 1 — канавка для цапги замка; 2, 3 и 6 — расточки под уплотнения; 4 — трубка; 5 — переходник

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.

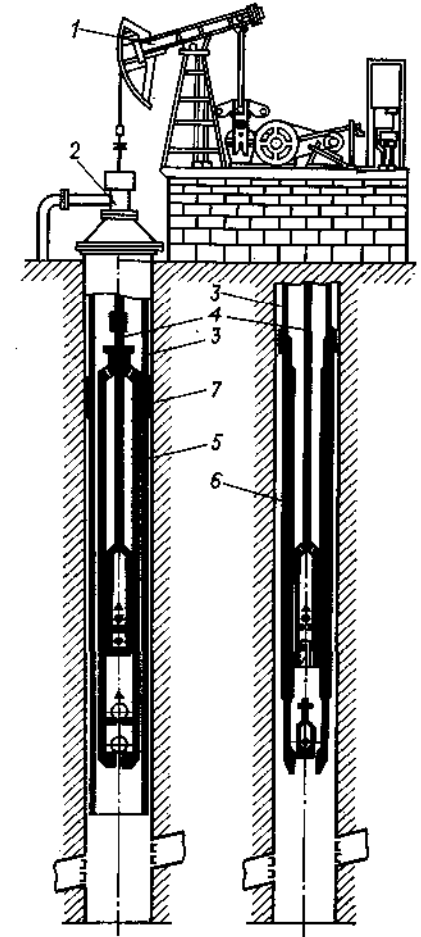


Рис. 2.1. Штанговая насосная установка:

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

### СТАНКИ-КАЧАЛКИ

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

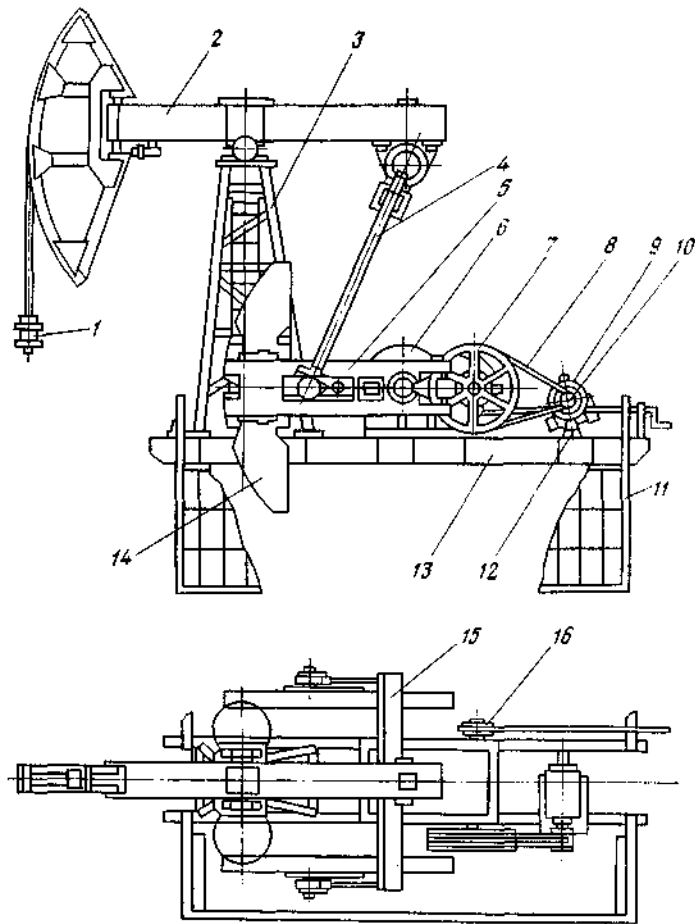


Рис. 2.2. Станок-качалка типа СКД:

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	СК3-1,2-630	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
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	СКД3-1,5-710	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
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 <sup>3</sup> /сут) при диаметре насоса, мм						
		28	32	38	43	55	68	93
СКЗ-1,2-630	0,6	1160 4,4	1070 5,4	950 7,1	830 9	635 15,2	440 26,9	—
	1,2	1050 10	950 14	840 19,3	740 24,4	570 40,3	400 64,2	—
СК5-3-2500	1,3	1490 9	1400 11,3	1270 15	1130 19	900 30,2	700 48,8	405 103,7
	3	1255 23,7	1160 30,3	1005 42,3	870 54	700 87,1	550 134,5	345 256,5
СК6-2,1-2500	0,9	1895 6	1715 7	1445 10,2	1300 12,5	1030 14,7	870 26,3	500 71,3
	2,1	1600 19	1500 24	1360 32	1200 40,4	910 65	670 103,2	420 204
СК12-2,5-4000	1,2	2340 5,2	2050 7,6	1740 10,2	1560 12,7	1250 20	1110 30,6	840 55,3
	2,5	3410 18,3	2990 20	2600 25,4	2260 30,2	1210 60	840 104	560 200
СК8-3,5-4000	1,8	2305 12	2235 14	1960 18	1750 22,3	1370 36	985 65,5	640 130,4
	3,5	1620 28	1445 35,2	1240 49,2	1060 62,5	825 101,4	620 158	420 297,7
СК8-3,5-5600	1,8	2305 12	2235 14	1960 18	1750 22,3	1370 36	985 65,5	640 130,4
	3,5	1970 27,5	1900 34,6	1670 46,8	1445 59,6	1075 96,4	815 153,3	550 288,4
СК10-3-5600	1,5	2610 8,3	2290 10,1	1950 13,3	1750 16,3	1400 25,4	1240 38,6	850 81
	3	2590 22,6	2450 28	2290 35,5	2000 43,5	1380 74,8	930 125,5	605 239,3

Таблица 2.4

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

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.

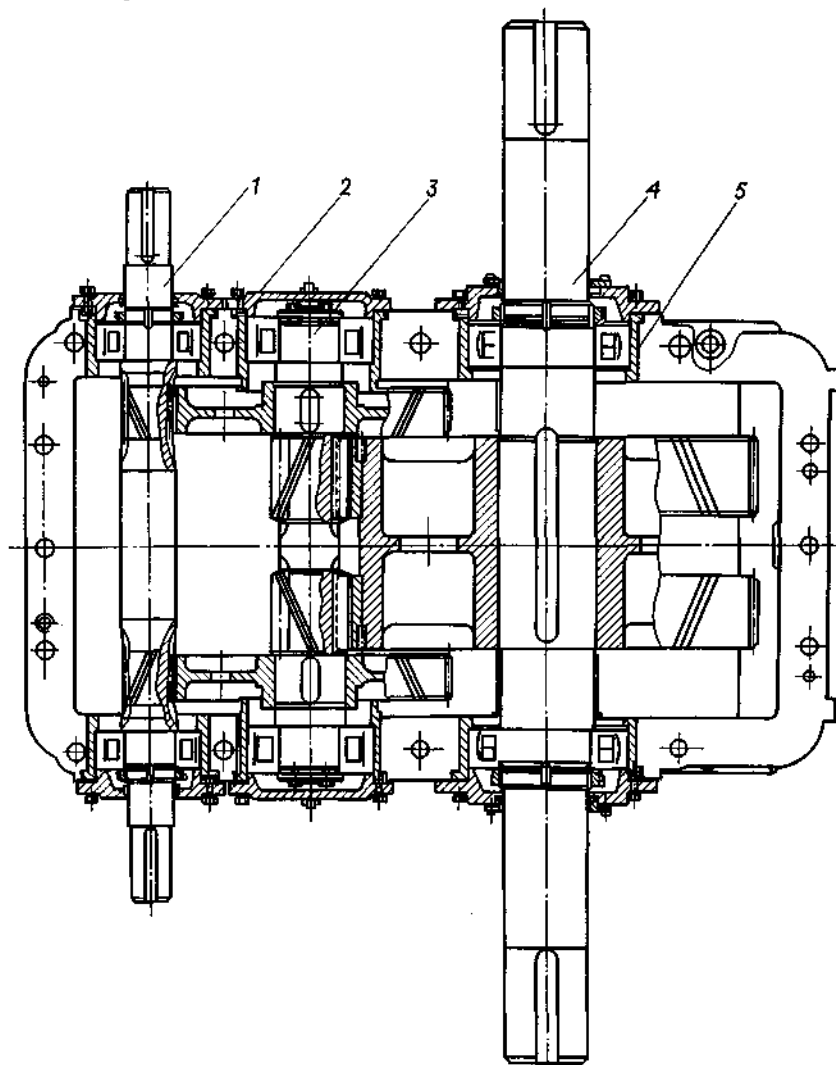


Рис. 2.3. Редуктор типа Ц2НШ:

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			Передаточное число	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		суммарное	быстроходной 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 кривошипы.

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 холоднокатаной 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.

Таблица 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

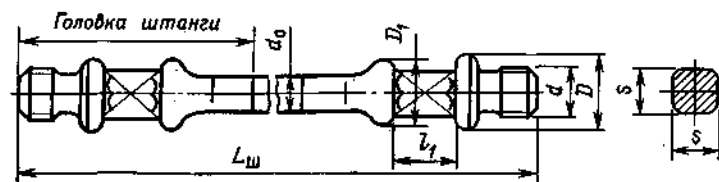


Рис. 2.4. Насосная штанга

Штанги в основном изготавливают 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 <sup>2</sup> , 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 То же Объемная закалка и высокий отпуск Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск
20Н2М	600	390	21	56	120	200	
	630	520	18	65	150	260	
15Н3МА	650	500	22	60	180	229	
15Х2НМФ	700	630	16	63	140	255	



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 <sub>2</sub> S		60
	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные	28—43 55—95	130 110
		Коррозионные без влияния H <sub>2</sub> S	28—95	100
	Объемная закалка и высокий отпуск	Некоррозионные	28—95	100
		Коррозионные		70
15Н3МА	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные	28—43 55—95	170 150
		Коррозионные с влиянием H <sub>2</sub> S	28—95	120
15Х2НМФ	Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск	Некоррозионные	28—95	100
		Коррозионные без влияния H <sub>2</sub> S		90

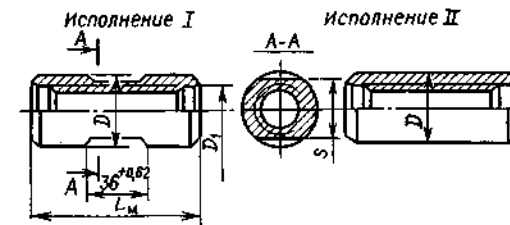


Рис. 2.5. Соединительная муфта

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 переходные 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) $d_s$ , мм	Наружный диаметр муфты $D$ , мм		Диаметр расточки $D_1$ , 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 одноструйных 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

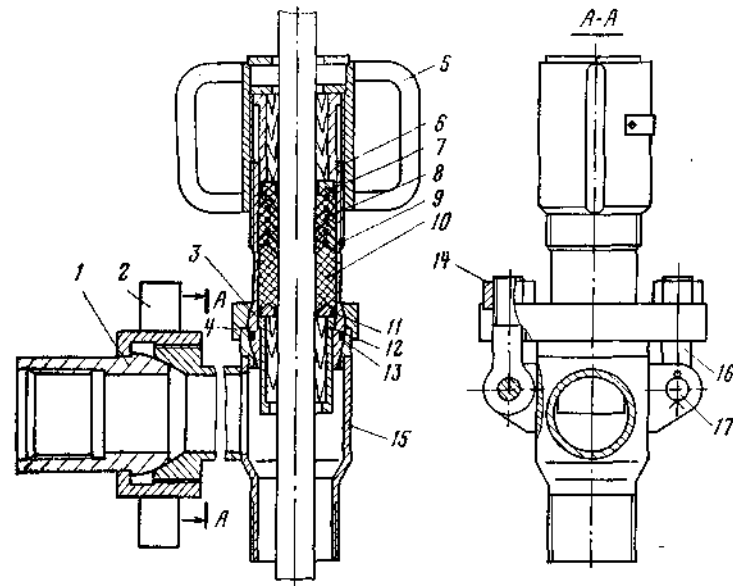


Рис. 2.6. Сальник устьевой СУС1:

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.

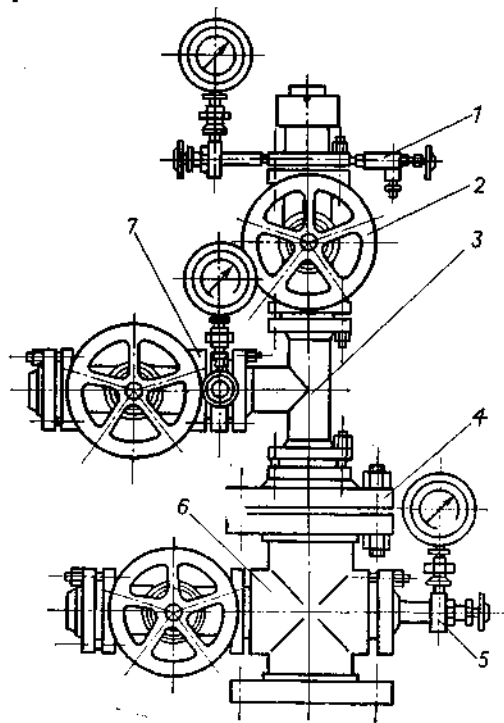


Рис. 2.7. Оборудование устьевое ОУГ-65×21:

1 — сливной вентиль; 2 — задвижка; 3 — тройник; 4 — переходной фланец; 5 — вентиль ВК-3; 6 — крестовник; 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:	
ствола и боковых отводов	65
Рабочее давление, МПа	21
Запорное устройство	Задвижка с принудительной подачей смазки ЗМС1-65×210Н
Габаритные размеры, мм	960×695×1580
Масса, кг:	
в собранном виде	680
комплекта	770

### СКВАЖИНЫЕ 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.

1251

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, г/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				
НН2ВУ	44; 57	1800—3500				
ННБА	70; 95; 102	2500—4500				
НВ1Б ... И	29; 32; 38; 44; 57	1200—6000				
НН2Б ... И	32; 44; 57; 70; 95	1200—4500				
НВ1БТ ... И	44; 57	1200—3000	Более 1,3			6—8
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				
				0,025	25	4,2—6,8

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 (безвтулочный), 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 конец — 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.

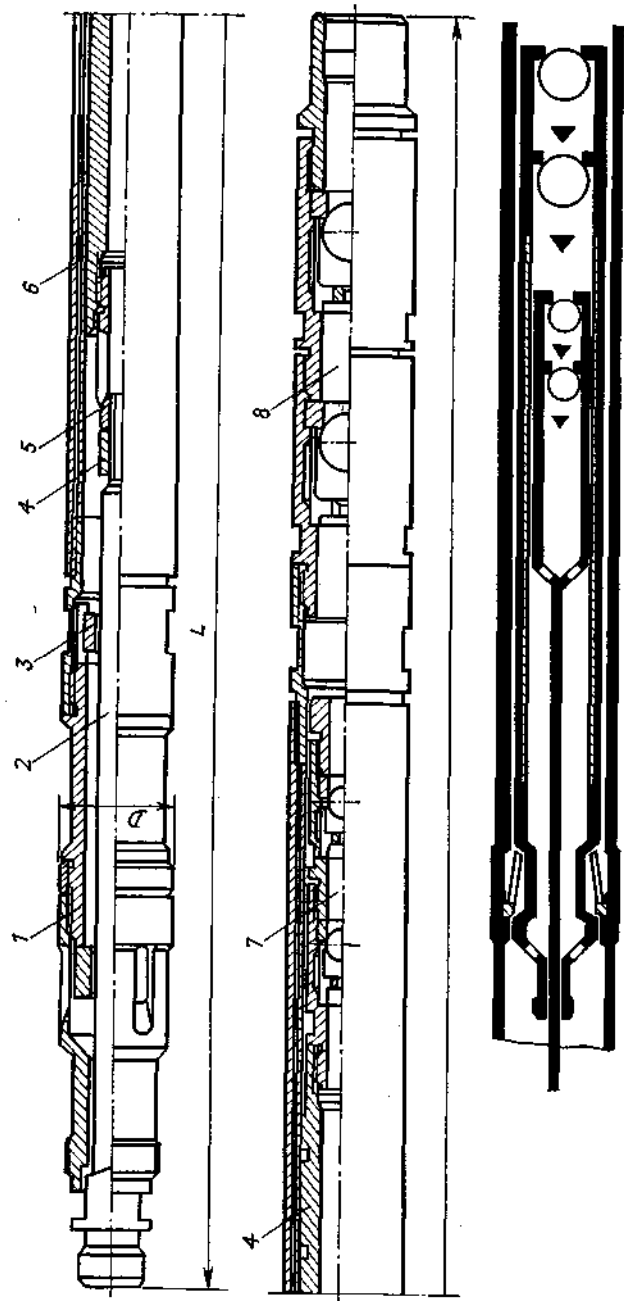


Рис. 2.8. Насос скважинный штанговый исполнения НВ1С:

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

Таблица 2.14

Насос	Диаметр са, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная мощность при 10-к двойных ходах в минуту, л/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	
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			6400	59,5
НВ1С-29-30-25				2500	1800				
НВ1С-32-12-15		32	1200	14	1500			1200	
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	6400	53,5		
НВ1С-32-30-22				2200	1800			Ш19	

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			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
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.

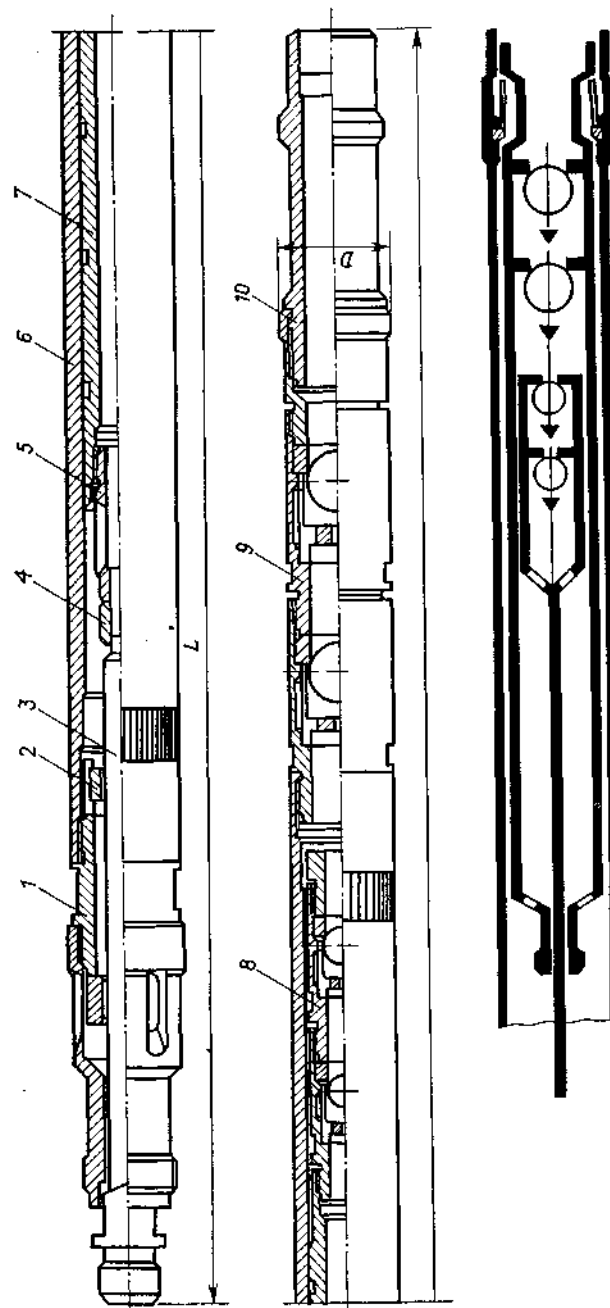


Рис. 2.9. Насос скважинный штанговый исполнения НВ2Б:

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



Таблица 2.16

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная производительность при 10- и двойных ходах в минуту, м³/сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительный резьбовой диаметр по 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	3000	1800	Ш19	59,7	6000	61
НВ2Б-38-30-35		3000	49					6600	68
НВ2Б-38-35-35		3500	57,5					7200	75
НВ2Б-38-45-35	44	4500	73,5	3000	1800	Ш19	59,7	8100	86
НВ2Б-38-60-35		6000	98					9600	102
НВ2Б-44-25-30		2500	54,7					6000	70
НВ2Б-44-30-30	44	3000	65,6	3000	1800	Ш19	59,7	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	2500	1800	Ш22	72,9	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 ЦБ 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 <sup>3</sup> /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба		Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более
						к трубам и фитингам 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 кангового захвата со штоком на конце колонны штанг захват автоматически сцепляется со сцепляющим устройством. При подъеме штанг канговый 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 малодебитных, 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,

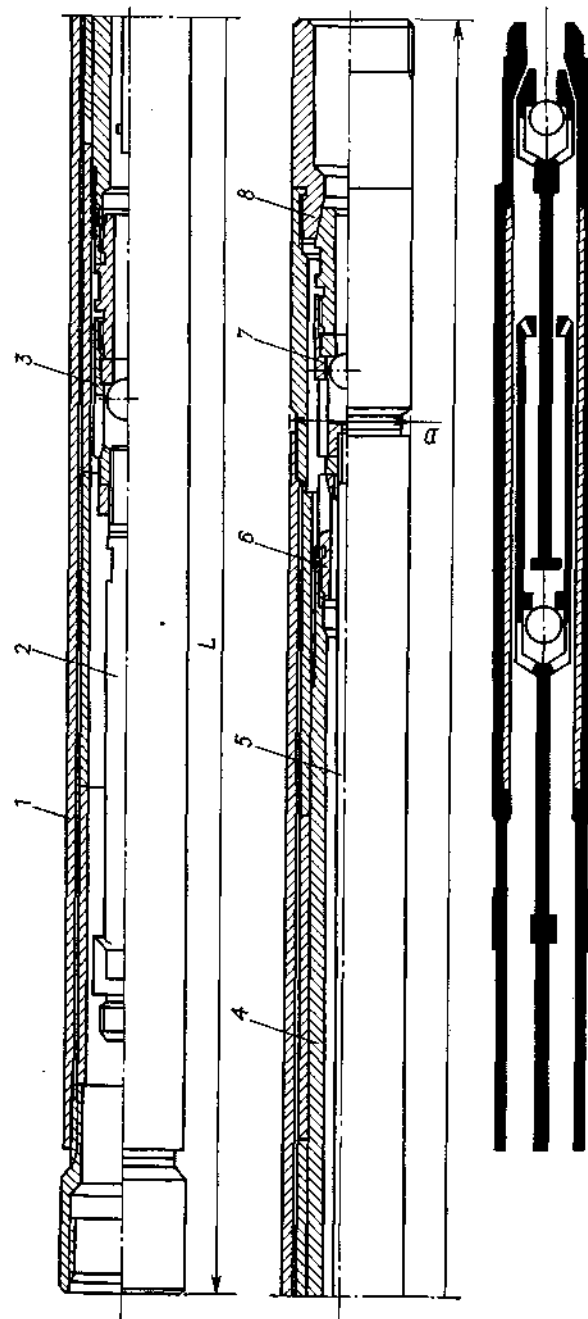


Рис. 2.10. Насос скважинный штанговый исполнения НН1С:

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

Таблица 2.18

Насос	Диаметр насоса, мм	Длина хода плунжера, мм	Идеальная подача при 10- и двойных ходах в минуту, м <sup>3</sup> /сут	Напор, м	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба		Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более	
						к трубам и фитингам 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 клеткой 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 удлинена 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 газлифтом 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

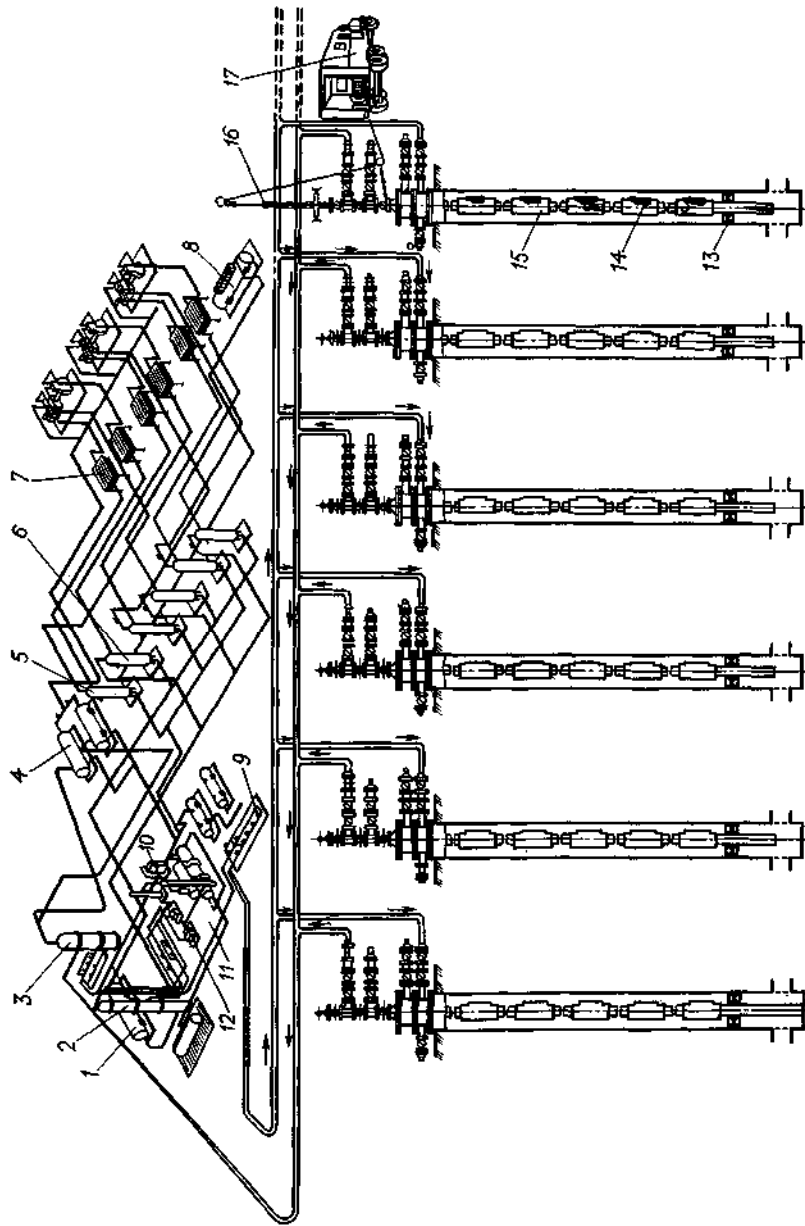
Предназначены для добычи нефти непрерывным газлифтным способом (установки Л, ЛН и ЛНТ) и с периодическим газлифтом (установка ЛНП).

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-60В-112-21	ЛНП-60В-118-21	ЛНП-60В-122-21	ЛНП-60В-136-21	ЛНП-60В-140-21	ЛНП-60В-145-21	ЛНП-73В-118-21	ЛНП-73В-122-21	ЛНП-73В-136-21	ЛНП-73В-140-21	ЛНП-73В-146-21	ЛНП-60В-112-35К2	ЛНП-60В-118-35К2	ЛНП-60В-122-35К2	ЛНП-60В-136-35К2	ЛНП-60В-140-35К2	ЛНП-60В-146-35К2	ЛНП-73В-118-35К2	ЛНП-73В-122-35К2	ЛНП-73В-136-35К2	ЛНП-73В-140-35К2	ЛНП-73В-146-35К2	
Скважинная среда	Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л																						
	CO <sub>2</sub> не более 0,2%, H <sub>2</sub> S не более 0,1%											H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> — 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- сосо-компрес- сорных труб	16 745	16 745	16 790	18 000	17 100	17 100	16 745	16 790	17 100	17 100	16 745	18 000	18 000	16 790	16 790	18 000	18 000	16 790	16 790	18 000	18 000	17 100	
Масса, кг: в собранном ви- де Полного комп- лекта	410	415	416	445	449	454	425	426	440	444	449	410	415	416	446	445	449	426	426	495	496	449	
При м е ч а н и е. 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.	475	488	489	505	510	515	495	496	505	510	515	475	488	489	505	510	515	496	496	505	510	515	

При м е ч а н и е. 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 перетоку 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

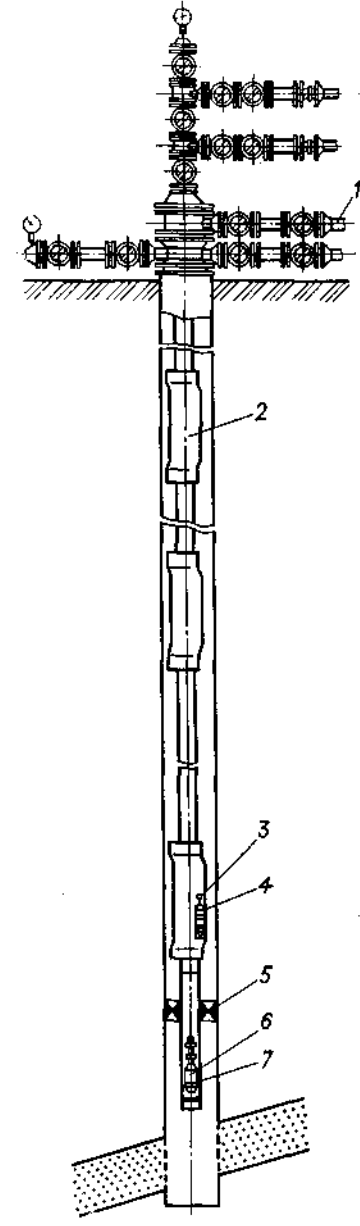


Рис. 3.2. Газлифтные установки типов Л и ЛН:  
1 — фонтанная арматура; 2 — скважинная камера типа К или КТ; 3 — кулачковый фиксатор; 4 — газлифтный клапан; 5 — пакер; 6 — приемный клапан; 7 — ниппель приемного клапана

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 применяются 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 3Г, 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 5Г, 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 перетока 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 добиваться 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 перетока 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	2ГР-25-35К2	Г-38-21	ГР-38-21
Условный диаметр, мм	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; 8; 9,5	5; 6,5	5; 6,5; 8; 9,5
Рабочее давление клапана, МПа	21	21	35	35	35	21	21
Максимальное давление задвижки сиффона, МПа	10	10	12,5	12,5	12,5	10	10
Эффективная площадь сиффона, см <sup>2</sup>	2,34	2,34	2,3	2,3	2,3	4,1	4,1
Сиффон клапана (ТУ-26-07-131—83)	20-24-0,16×3						
Максимальная длина хода штока, мм	4,5						
Скважинная среда	Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с объемным содержанием CO <sub>2</sub> не более 0,2%, H <sub>2</sub> S не более 0,1% и механических примесей до 1 г/л		Нефть, газ, пластовая вода с объемным содержанием CO и H <sub>2</sub> S до 6% каждого и механических примесей до 1 г/л		Нефть, конденсат, природный и нефтяной газ, пластовая вода с объемным содержанием CO <sub>2</sub> не более 0,2%, H <sub>2</sub> S не более 0,1% и механических примесей до 1 г/л		
Температура среды, °С	100						
Габаритные размеры, мм:							
диаметр	485	485	29	455	475	485	540
длина	1,2	1,2	1,16	1,16	1,2	1,2	3
Масса, кг	550						
	3,2						

Температура среды, °С	100						
Габаритные размеры, мм:							
диаметр	485	485	29	455	475	485	540
длина	1,2	1,2	1,16	1,16	1,2	1,2	3
Масса, кг	550						
	3,2						

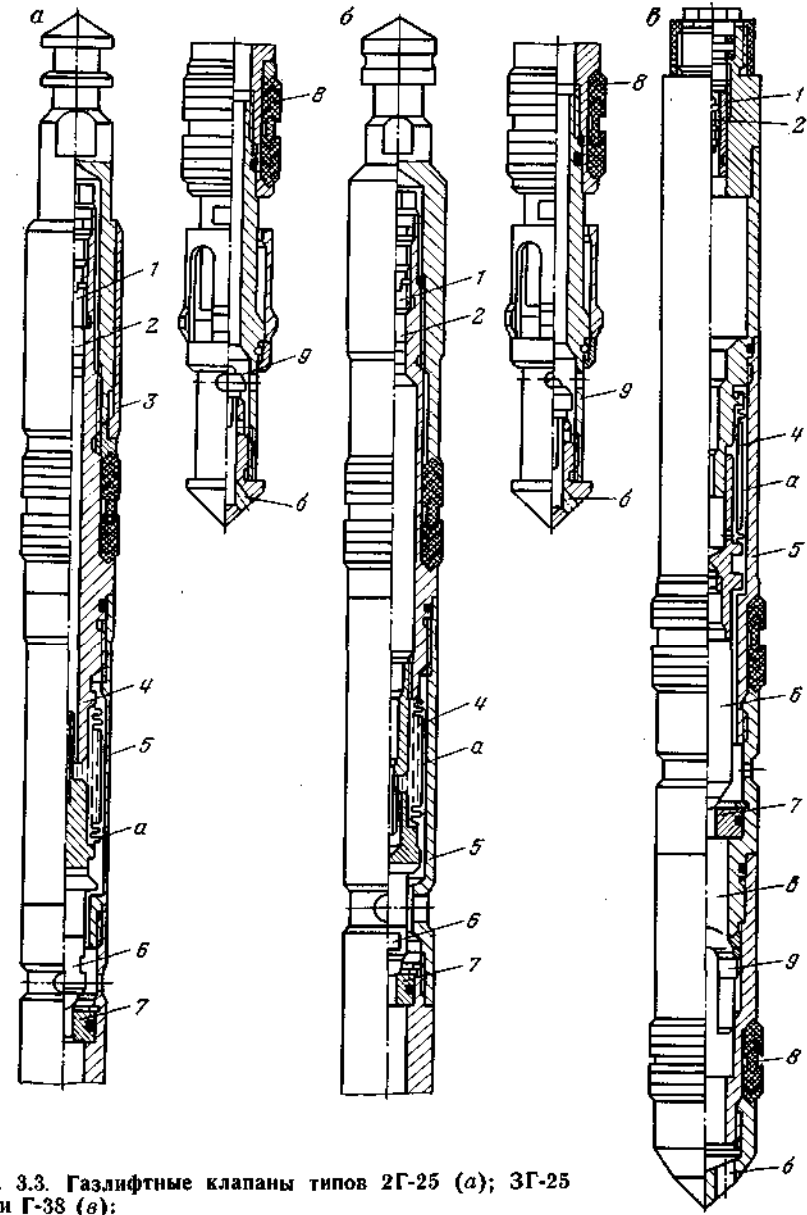


Рис. 3.3. Газлифтные клапаны типов 2Г-25 (а); 3Г-25 (б) и Г-38 (в);

1 — ввертыш; 2 — золотник; 3 — втулка; 4 — сифонная 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, азерируя 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 цапга.

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 последние 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						H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 10% каждого	H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6% каждого	H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 10% каждого
	КТ-73В-21	КТ-73В-35	КТ-73В-50	КТ-73В-70	КТ-НКМ-102В-35	КТ-НКМ-102В-36			
Условный диаметр присоединительной резьбы, мм	73	73	73	73	102	102	102	102	73
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	146; 168	140; 146	140; 146	140; 146	168; 178	168; 178	168; 178	168; 178	140; 146
Условный диаметр проходного отверстия камеры, мм	59	59	59	59	85	85	85	85	59
Рабочее давление, МПа	21	35	50	70	35	35	35	35	70
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1 г/л и объемным содержанием								
	CO <sub>2</sub> до 1%			без агрессивных компонентов			H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 0,1% каждого		
Температура скважинной среды, °С, не более	100	200	200	200	100	100	100	100	200
Габаритные размеры, мм:									
длина	2470	2430	2430	2430	2430	2430	2430	2430	2430
ширина	97	—	—	—	—	—	—	—	—
высота	119,5	—	—	—	—	—	—	—	—
диаметр	—	112	112	112	140	140	140	140	112
Масса, кг	49	48,5	86	87	87	86	87	87	50

Показатели	Скважинная камера				
	КТ1-60В-21	КТ1-73В-21	КТ1-89В-21	КТ1-89В-35	КТ1-73В/57-35К2
Условный диаметр присоединительной резьбы, мм	60	73	89	73	НKM-73
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	146; 168	146; 168	168	146; 168	146; 168
Условный диаметр проходного отверстия камеры, мм	48	59	72	57	59
Рабочее давление, МПа	21				
Скважинная среда	Нефть, газ, пластовая вода с содержанием CO <sub>2</sub> до 1% (по объему) и механических примесей до 1 г/л				
Скважинная среда	Нефть, газ, природный газ с объемным содержанием CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S до 6% каждого, конденсационная вода с содержанием механических примесей до 1 г/л, растворы, ингибиторы, гидраты				
Температура скважинной среды, °С, не более	100				
Габаритные размеры, мм:	150				
	длина	2430	2490	2500	2410
	ширина	77	116	97	97
	высота	107,5	136,5	119,1	117
Масса, кг	40,5	47,5	69,1	52	49
	120				
	КТ1Н-73В-35				
	73				
	146; 168				
	59				
	35				

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.

#### 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

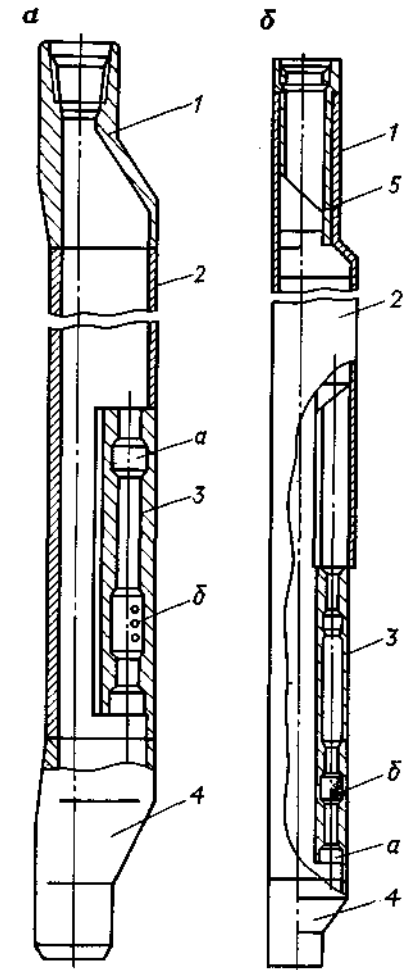


Рис. 3.4. Скважинные камеры типов К (а) и КТ (б):

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

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 <sup>3</sup> /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.

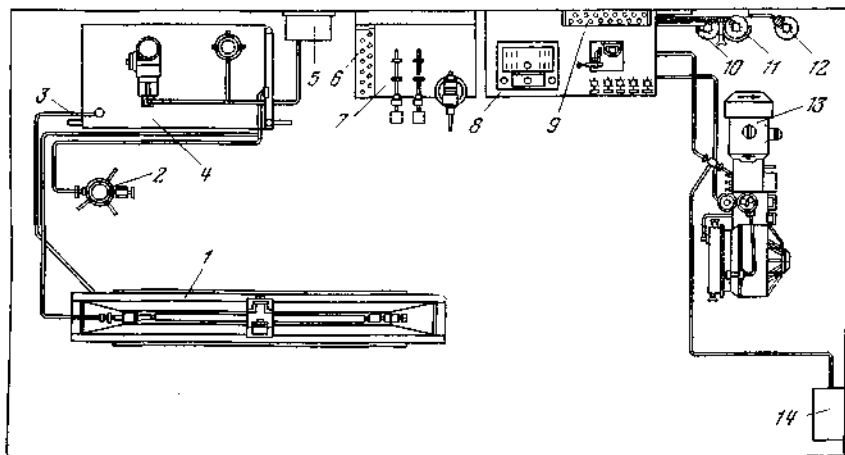
Для проведения указанных операций стенд (рис. 3.5) включает в себя три основных, не связанных между собой участка:

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.

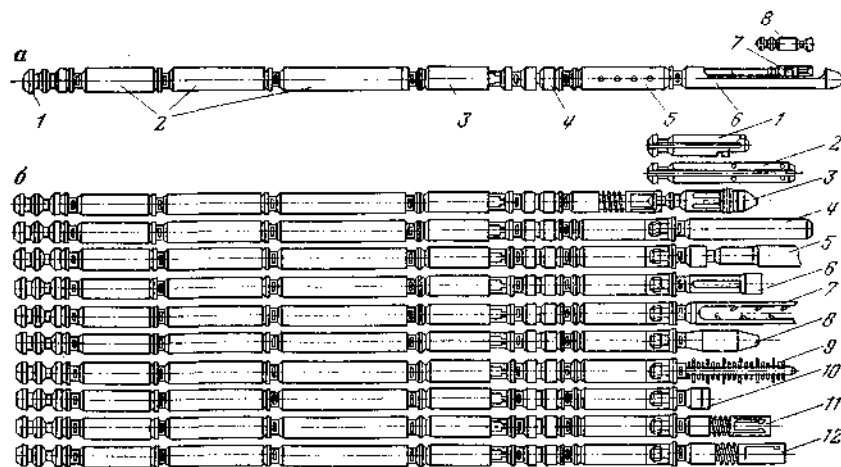
### КОМПЛЕКТ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ФОНТАННЫХ И ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

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 — цапговый инструмент; 8 — инструмент для спуска газлифтных клапанов  
б: 1 — тросикообрезатель; 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 — цапговый инструмент

Таблица 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 яссов, 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 ШГр, 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 ШГр и ШШГр, гидравлический ЯСГ и механический ЯСМ ясы. Ясы 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 отклонителя, 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 ИКПП.

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 провололочный 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 <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> — 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<sub>р</sub>, 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 1ЗК, ЗНЦВ и ЗНЦВ1.

Толкателем циркуляционного клапана Т открываются и закрываются циркуляционные клапаны КЦМ, проводится разблокировка телескопического соединения СТ2 и верхней цанги 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 коррозионно-стойкое. Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486—87, при переписке 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, м<sup>3</sup>/сут; 1200 — напор, м; ВК — вариант комплектации; 02 — порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионно-стойкого 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.

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 мм<sup>2</sup>/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 °С.

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 °С;

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

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

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 кг/м<sup>3</sup>.

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 б, наземного электрооборудования — трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 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
УЭЦНМК5-200-1000	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

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 м<sup>3</sup>/сут (включительно) — 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м<sup>3</sup>/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 спусковой — 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 маслянонаполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями типа 1ПЭД по ТУ 16-652.031—87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектом 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 изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

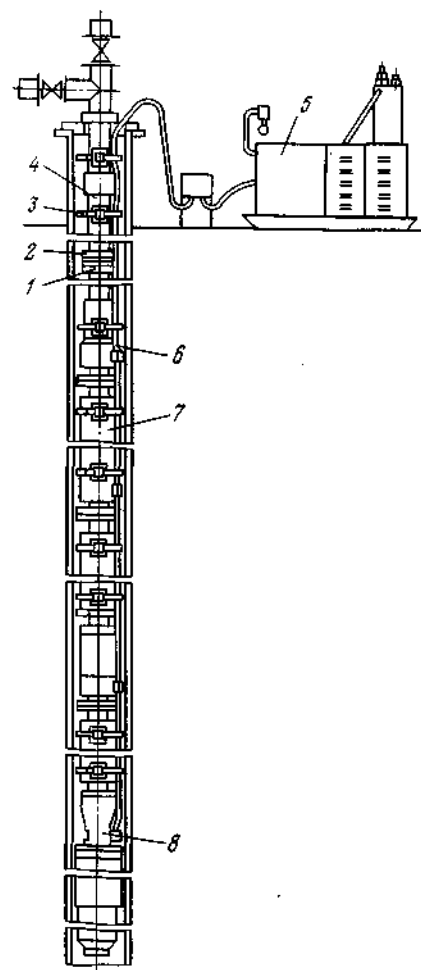


Рис. 4.1. Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ

- 1- ОБР. КЛАПАН
- 2- СПУСКНОЙ КЛАПАН
- 3- КАЯМСЫ
- 4- НКТ
- 5- КТППН
- 6- КАБЕЛЬ
- 7- ЭЦН
- 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 гидрозашиты 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	—	—	КТПНН-250/10-82УХЛ2 = 6 (10) кВ; 5КТПНКС-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		

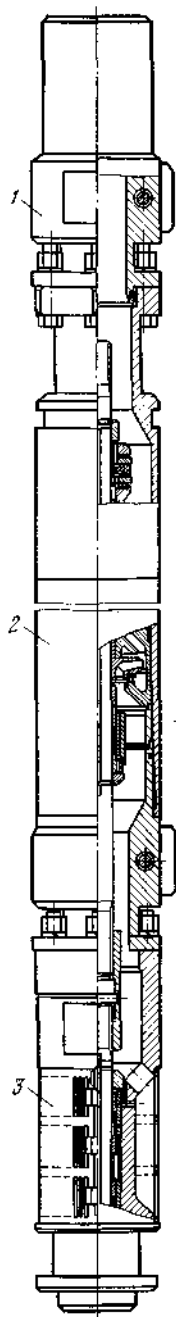
ного исполнения изготавливают из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки 03Х14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости — из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

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.

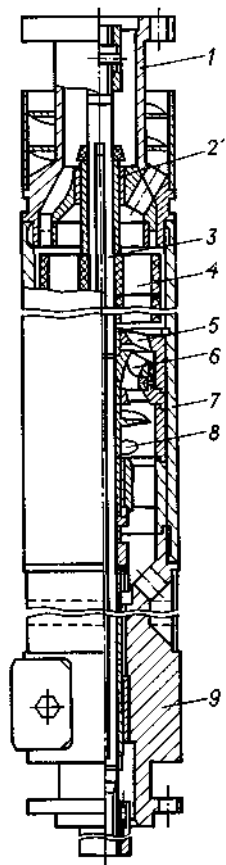


**Рис. 4.2. Насос погружной:**

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 м<sup>3</sup>/сут, с резьбой 89 — более 800 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сут, другое — с валом диаметром 28 мм — для насосов с подачами 1000, 1250 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сут имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633—80.

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

Таблица 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 комплектными устройствами.

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

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

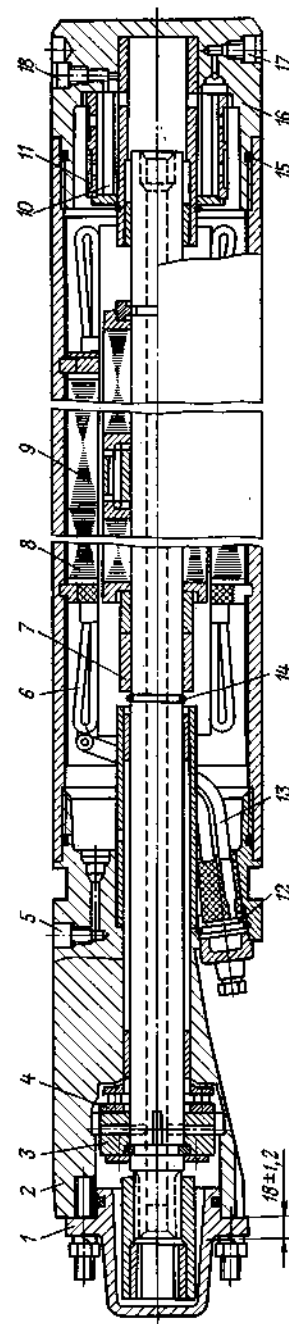


Рис. 4.4. Электродвигатель односекционный:

1 — крышка; 2 — головка; 3 — пята; 4 — подпятник; 5 — пробка; 6 — обмотка статора; 7 — втулка; 8 — ротор; 9 — статор; 10 — магнит; 11 — фильтр; 12 — колодка; 13 — кабель с наконечником; 14 — кольцо; 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 тоководом, 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 ввинчены 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

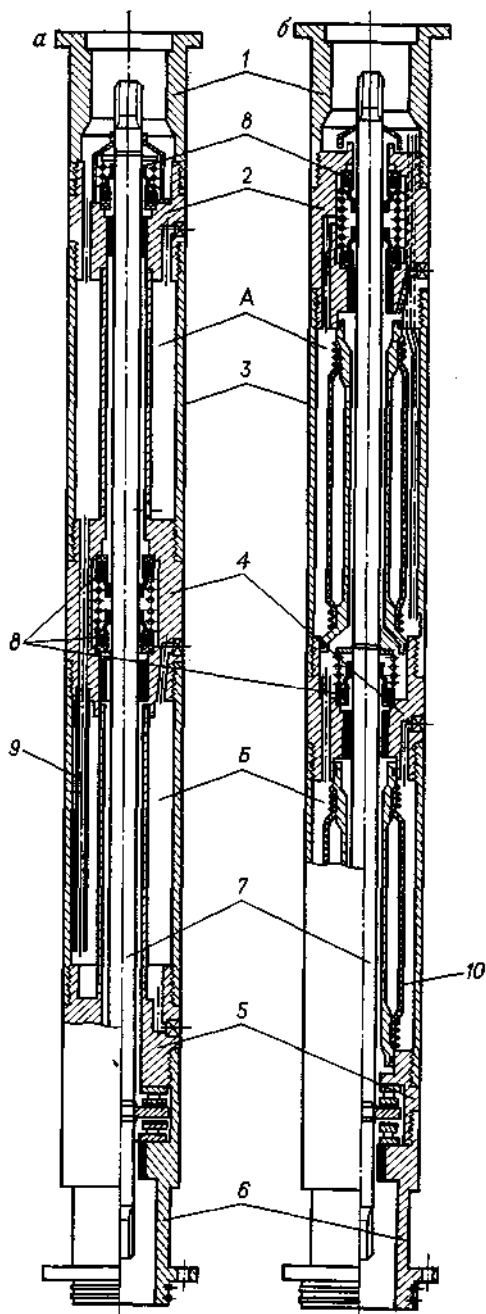
Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

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 грунтовкой 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/см<sup>3</sup>, 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) одновременность пуска установок, которые подключены к одному фидеру, определенная уставкой времени автоматического включения по п. 3а;

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. 3а (только для ШГС5805-49Т3VI);

з) автоматическое повторное включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени по п. 3а, при появлении от термоманометрической системы сигнала на включение при достижении средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному максимальному значению (только для ШГС5805-49Т3VI).

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 ШГС5805-49Т3VI).

11. Сигнализацию состояния установки с расшифровкой причины отключения.

12. Наружную световую сигнализацию об аварийном отключении установки (кроме ШГС5805-49Б3ХЛ3.1), 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 ШГС5805-49Т3VI).

14. Отключение электродвигателя при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате достижения средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному минимальному значению (только для ШГС5805-49Т3VI).

15. Индикацию текущего значения давления среды, окружающей электродвигатель (только для ШГС5805-49Т3VI).

16. Индикацию числа отключений установки по температуре и давлению (только для ШГС5805-49Т3VI).

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 ШГС5805-49Т3VI) 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:

Таблица 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 обратнозависимой 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  $(30 \pm 3)$  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

КТППНКС	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
5КТППНКС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН = 6 кВ	650	6	1,6	63
5КТППНКС-650/10/1,6-85УХЛ1, ВН = 10 кВ	650	10	1,6	40
5КТППНКС-1250/10/2,4-85УХЛ1, ВН = 6 кВ	1250	6	2,4	125
5КТППНКС-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 КТППНКС, 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 напряжение 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 замерных установок и блока местной автоматики на напряжение 380 В с токами фаз до 25 А.

9. Подключение других потребителей трехфазного тока на 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 выводы 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  $10^\circ$ .

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 обычных 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 ( $6 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с) показатели насоса практически не ухудшаются.

Установки типа УЭВН5 выпускают для пластовой жидкости температурой до 70 °С, максимальная вязкость которой равна  $1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/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  $1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/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	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-200-900
	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /сут	16	25	63	100	100
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Рабочая часть характеристики:						
подача, м <sup>3</sup> /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 диаметр	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 <sup>2</sup> × диаметр, мм	удлинитель × площадь сечения, мм <sup>2</sup> × длина, м		
УЭВН5-16-1200	ПЭД5,5-117/4В5	КПБК3×10×1275	КПБП3×6×25	Ш5103-3277У1	—
УЭВН5-25-1000А, Б	ПЭД5,5-117/4В5	КПБК3×10×1075	КПБП3×6×25	Ш5103-3277У1	
УЭВН5-25-1000А1, В, К	ПЭД22-117/4В5	КПБК3×16×1075	КПБП3×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-100-1000А, В, Б	ПЭД22-117/4В5	КПБК3×16×1075	КПБП3×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-100-1000А1, К	ПЭД32-117/4В5	КПБК3×16×1075	КПБП3×6×25	ШГС5805-49А3У1	ТМПН100/3-73УХЛ1
УЭВН5-100-1200Г	ПЭД32-117/4В5	КПБП3×16×1300	КПБП3×6×20 КПБП3×16×1300	ШГС5805-49А3У1	ТМПН100/3-73УХЛ1
УЭВН5-63-1200В, К	ПЭД22-117/4В5	КПБП3×16×1300	КПБП3×6×20 КПБП3×16×1300	ШГС5805-49А3У1	ТМПН63/1-73УХЛ1
УЭВН5-200-900	ПЭД32-117/4В5	КПБК3×16×1075	КПБП3×6×25	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, м<sup>3</sup>/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  $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/с; А1 — для жидкости вязкостью  $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/с; К — с приставкой для жидкости вязкостью  $6 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/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 м<sup>3</sup>/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.

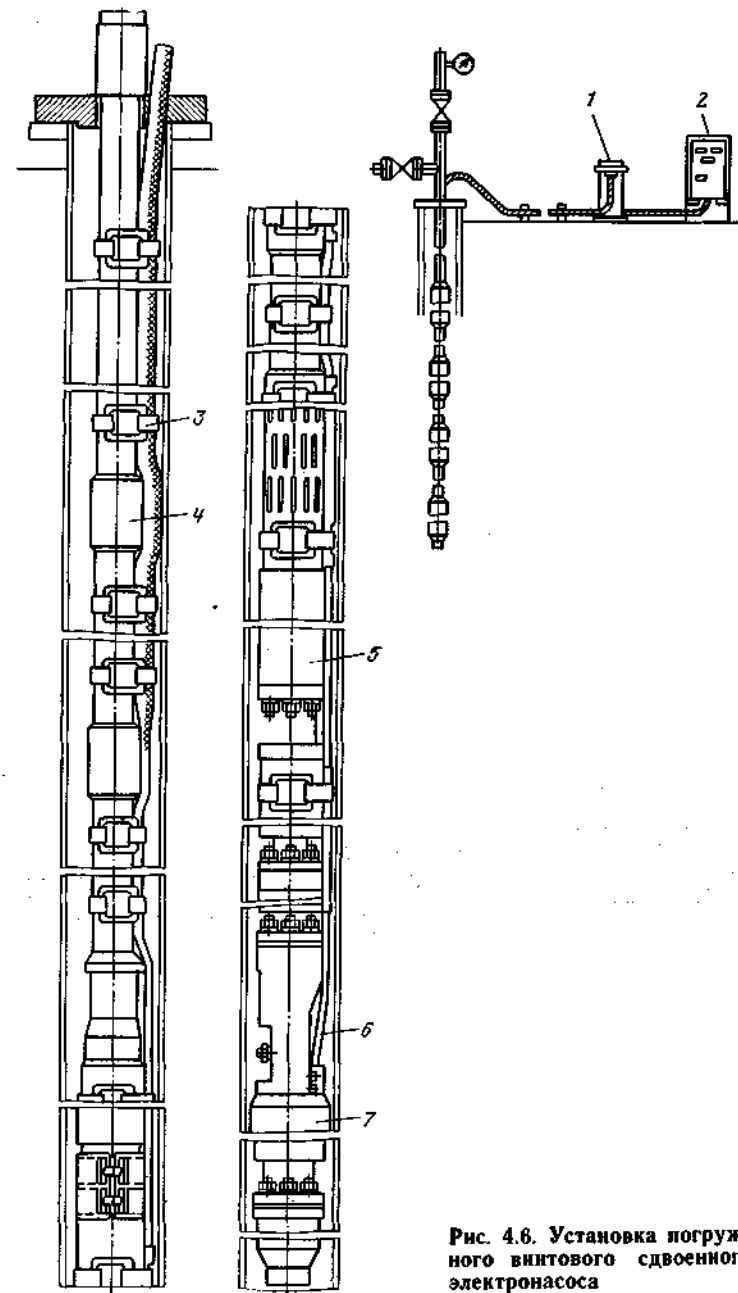


Рис. 4.6. Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса

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 м<sup>3</sup>/сут рабочие винты изготавливают из титанового сплава ОТ-4, а в насосах с подачами 16 и 25 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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-

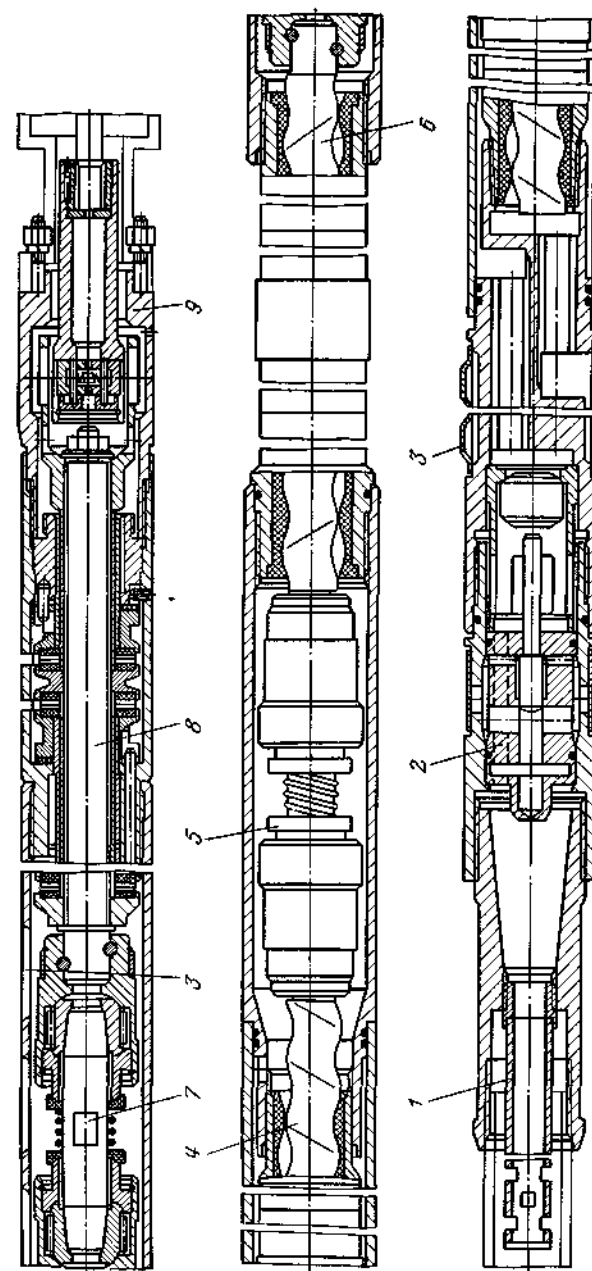


Рис. 4.7. Насос винтовой погружной

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 выдвинутых 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 уравнивания 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 перепады 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.

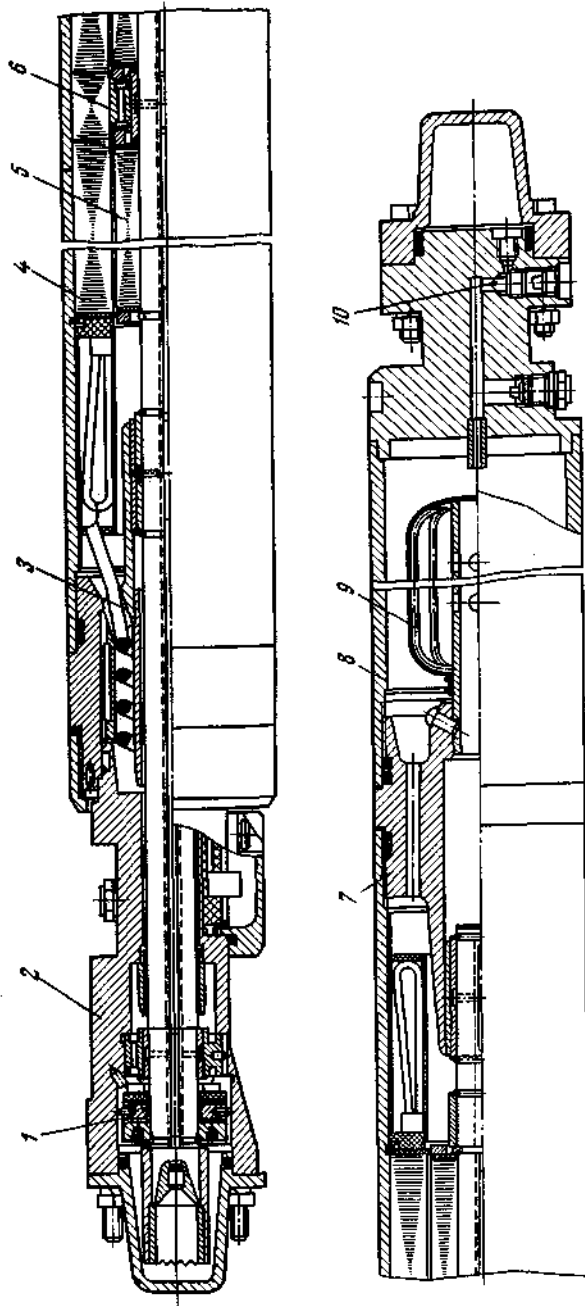


Рис. 4.8. Электродвигатель четырёхполюсный:

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 <sup>-1</sup>	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 ГГ51.



## 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, м<sup>3</sup>/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-

Таблица 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
Шламные 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 <sup>3</sup> /сут, не менее	Давление, 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/м<sup>3</sup> температурой 45 °С при напряжении 350 В и частоте тока 50 Гц приведены в табл. 4.17.

Установки типа УЭДН5 соответствуют восстанавливаемым изделиям группы И1, 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 разъединительной 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 осадения 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 <sup>-1</sup>	1500
Скольжение, %	7
Коэффициент полезного действия, %	75
Коэффициент мощности	0,7
Температура окружающей среды, °С	<90
Наружный диаметр, мм	117
Длина (транспортировочная), 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 дверью 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  $125 \pm 10$  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/м<sup>3</sup>, 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, м<sup>3</sup>/сут; 150 — подача установки суммарная, м<sup>3</sup>/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-

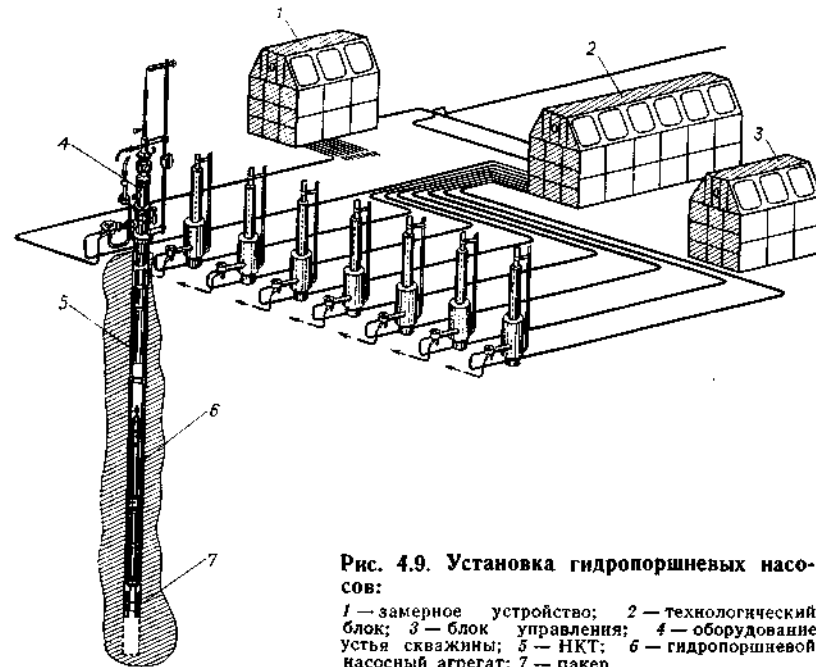


Рис. 4.9. Установка гидропоршневых насосов:  
1 — замерное устройство; 2 — технологический блок; 3 — блок управления; 4 — оборудование устья скважины; 5 — НКТ; 6 — гидропоршневой насосный агрегат; 7 — пакер

образующий эту энергию в возвратно-поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Скважинное оборудование включает в себя гидропоршневой насосный агрегат, размещенный в нижней (призобойной) 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 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 деэмульсации 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.

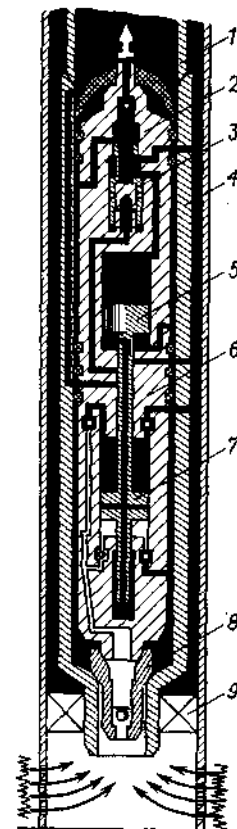


Рис. 4.10. Схема гидродвигательного насосного агрегата:

1 — колонна НКТ; 2 — гидропоршневой 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 транспортабельных блоках-боксах размерами 3×12 и 3×6 м.

В технологическом блоке сепаратор вместимостью 16 м<sup>3</sup> 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, гидроциклоны с циркулирующей рабочей жидкостью, 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».

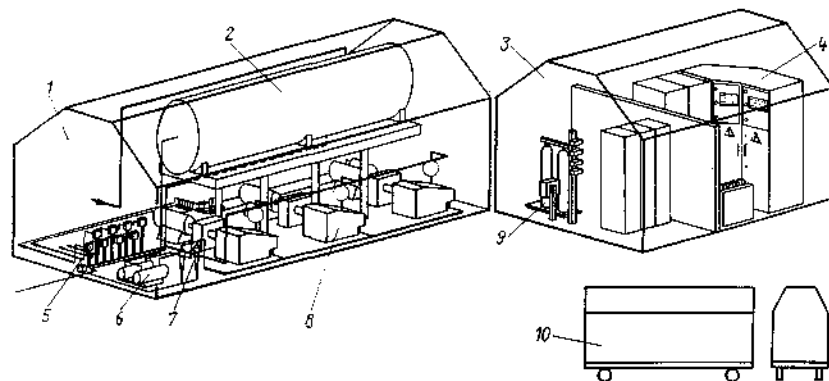


Рис. 4.11. Гидравлическая наземная станция установки гидропоршневых насосов:

1 — технологический блок; 2 — сепаратор; 3 — блок управления; 4 — комплектные устройства защиты и управления; 5 — распределительная гребенка; 6 — герметичный подпорный насос; 7 — гидроциклон; 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 скважину. 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 <sup>3</sup>	16
Подача сепаратора, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /ч), не более	3,47 · 10 <sup>-3</sup> (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

Т а б л и ц а 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 <sup>2</sup> /с, содержание свободного газа на приеме гидропоршневого агрегата не допускается			
Суммарная подача установок, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут), не менее	1,73 · 10 <sup>-3</sup> (150)	2,8 · 10 <sup>-3</sup> (240)	2,31 · 10 <sup>-3</sup> (200) 2,12 · 10 <sup>-3</sup> (183) *	3,7 · 10 <sup>-3</sup> (320)
Давление нагнетания гидропоршневого агрегата, МПа, не более	25	20	18	15
Давление нагнетания гидропоршневого агрегата (насоса), м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут), не более	2,9 · 10 <sup>-4</sup> (25)	4,64 · 10 <sup>-4</sup> (40)	1,16 · 10 <sup>-3</sup> (100)	1,86 · 10 <sup>-3</sup> (160)
Давление нагнетания рабочей жидкости, МПа, не более	20	20	18	20
Подача рабочих силовых электронасосных агрегатов, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут), не более	3,49 · 10 <sup>-3</sup> (302)	5,55 · 10 <sup>-3</sup> (480)	3,49 · 10 <sup>-3</sup> (302)	5,55 · 10 <sup>-3</sup> (480)
Суммарная мощность установок, кВт	3,2 · 10 <sup>-3</sup> (276) *	5,33 · 10 <sup>-3</sup> (460,8)	3,2 · 10 <sup>-3</sup> (276) *	5,33 · 10 <sup>-3</sup> (460,8)
Установленная мощность силовых электронасосных агрегатов, кВт	210 (185) *	270	210 (185) *	270
Мощность рабочих силовых электронасосных агрегатов, кВт	165 (120) *	225	165 (120) *	225
Давление пакерной пачерной устройства, МПа	110 (80) *	150	110 (80) *	150
Коэффициент применения, %	23	23	23	23
Масса установок, кг	100	60	0	80
	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 <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут), не более	1,16·10 <sup>-3</sup> (100)
Давление нагнетания агрегата, МПа	18	25
Расход рабочей жидкости на агрегат, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /ч, м <sup>3</sup> /сут)	1,75·10 <sup>-3</sup> (6,3; 151)	4,22·10 <sup>-4</sup> (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 <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут), не более	4,64·10 <sup>-4</sup> (40)
Давление нагнетания агрегата, МПа	20	15
Расход рабочей жидкости на агрегат, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /ч, м <sup>3</sup> /сут)	0,70·10 <sup>-3</sup> (2,52; 60,5)	2,34·10 <sup>-3</sup> (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 ИПД-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
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



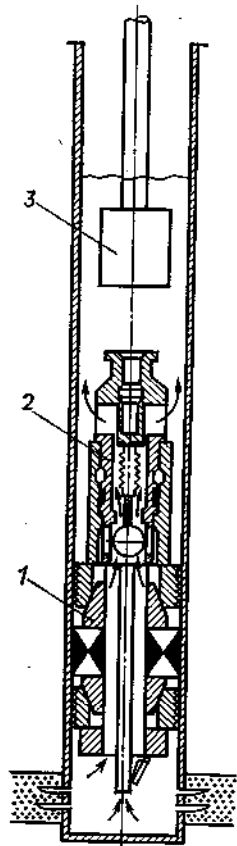


Рис. 4.12. Комплекс оборудования типа KAC1:

1 — пакер типа ГПД-ЯГР; 2 — клапан-отсекатель типа KAC1; 3 — центробежный скважинный электронасос

тробежными 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

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 KAC1 спускают в скважину с помощью канатной техники и устанавливают в кожухе пакера.

Клапан-отсекатель типа KAC1 — сильфонного типа, чувствительным элементом клапана служат сильфонные 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 сильфонной 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 KAC1-35

Клапан-отсекатель типа KAC1-35 предназначен для перекрытия ствола скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами или центробежными электронасосами при повышении забойного давления или динамического уровня скважины.

Условные обозначения клапана-отсекателя типа KAC1-35: 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.

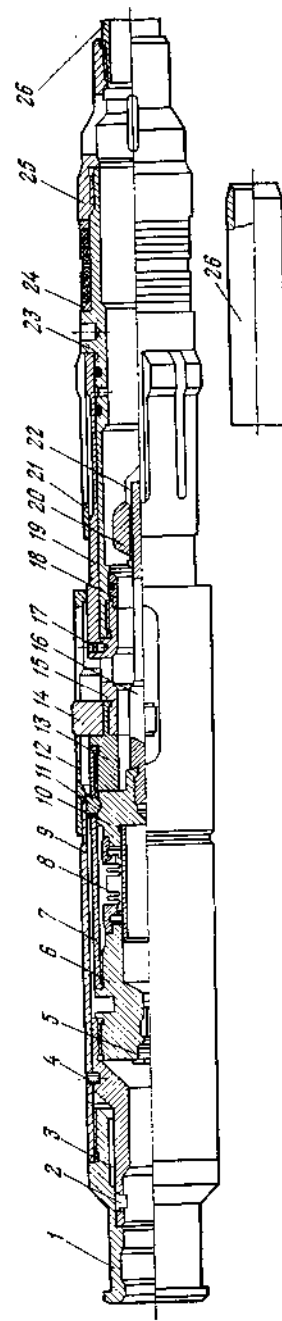


Рис. 4.13. Сильфонный клапан-отсекатель типа KAC1:

1 — головка; 2 — захват; 3 — патрубок; 4, 17 — винт; 5 — пробка; 6, 15, 23 — шпилька; 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.

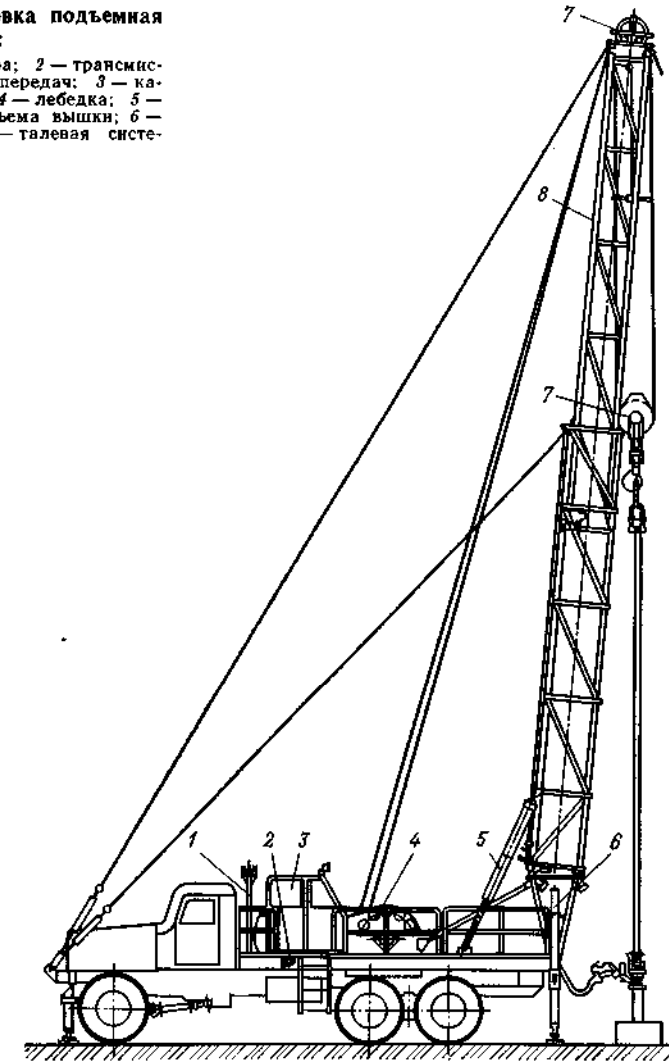
*Установка АЗИНМАШ-37А и АЗИНМАШ-37А1.* Установка АЗИНМАШ-37А представляет собой самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КраЗ-255Б высокой проходимости. Имеет следующие основные узлы: лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, кабину оператора, а также гидравлическую, 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 отапливаемой кабины оператора, расположенной между лебедкой и кабиной

Таблица 5.1

Передача	Скорость подъема крюка при намотке второго ряда каната на барабан, м/с		Грузоподъемность на крюке, т	
	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-37А1	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-37А1
I	0,34	0,48	32	32
II	0,70	0,99	15,1	15,7
III	1,45	1,58	7,5	9,8
Задний ход	0,92	1,45	—	—

автомобиля. Управление установкой вышки в рабочее и транспортное положения — дистанционное с ручного выносного пульта.

Установка АзИНМАШ-37А1 смонтирована на автомобиле КраЗ-260 с относительно повышенными грузоподъемностью и мощностью двигателя.

В отличие от установки АзИНМАШ-37А имеет в тормозной системе ретинаксовые колодки вместо лент с фрикционным материалом «феррадо», а в системе противозатаскивания талевого блока использован винтовой механизм, более надежный и удобный в эксплуатации.

Установки АзИНМАШ-37А и АзИНМАШ-37А1 монтируют у скважины на специально бетонированной площадке, которая оснащена системой безъякорного крепления вышки на скважине.

Привод навесного оборудования установок АзИНМАШ-37А и АзИНМАШ-37А1 осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку передач, включенную напрямую, и раздаточную коробку.

Зависимость скорости подъема крюка установок АзИНМАШ-37А и АзИНМАШ-37А1 и их грузоподъемности от включенной передачи представлена в табл. 5.1. Техническая характеристика установок АзИНМАШ-37А и АзИНМАШ-37А1 приведена ниже.

	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-37А1
<b>Лебедка</b>		
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 800	420 × 750
Диаметр реборд барабана, мм	1 000	
Вместимость барабана, м:		
при намотке каната диаметром 15 мм	2 000	
при намотке каната диаметром 13 мм	2 300	
Тормозной шкив:		
число	1	
диаметр, мм	1 000	
Тормозные ленты:		
число	2	1
ширина, мм	120	230

**Вышка**

Высота от земли до оси кривоблока, м . . .	18
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	12,5
Расстояние от оси опорных домкратов до оси скважины, м . . . . .	1,2
Оснастка талевого системы . . . . .	3×2 (четырёхструнная)
Диаметр, мм:	
канатного шкива (по дну желоба) . . . . .	580
каната . . . . .	22

**Привод установки**

Тяговый двигатель автомобиля . . . . .	Дизель
Тип . . . . .	ЯМЗ-238М ЯМЗ-238Л
Мощность (при $n = 35 \text{ с}^{-1}$ ), кВт . . . . .	176 220

**Электрооборудование**

Напряжение, В . . . . .	24
Питание . . . . .	От генератора автомобиля через аккумуляторную батарею
Габаритные размеры установки (в транспортном положении), мм . . . . .	10 050 × 2 750 × 10 320 × 2 750 × × 4 300 × 4 300
Масса установки, кг . . . . .	19 600 21 135

Подъемная установка УПА-32 предназначена для проведения совмещенных во времени операций по спуску и подъему насосно-компрессорных труб и насосных штанг с процессом свинчивания и развинчивания, а также с вертикальной установкой труб и подвески штанг с участием верхнего рабочего при текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин. Применяется в умеренном и холодном (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах. Представляет собой самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КраЗ-260 высокой проходимости. Выпускается на базе установки АзИНМАШ-37А1.

Подъемная установка имеет следующие основные узлы: однобарабанную лебедку, телескопическую вышку с балконом для верхнего рабочего, талевую систему, механизмы для спуско-подъемных операций, а также гидравлическую, пневматическую, электрическую и электрогидравлические системы управления установкой. Оборудование механизации включает дистанционно управляемые трубный ключ-манипулятор, центратор, спайдер, трубодержатели и штангодержатели с вспомогательной лебедкой, элеваторы трубный и штанговый.

Все операции проводятся с централизованного пульта управления.

Привод навесного оборудования осуществляется от тягового двигателя через коробки отбора мощности и передач.

Таблица 5.2

Передача	Скорость подъема крюка установки при намотке второго ряда каната на барабан УПА-32, м/с	Грузоподъемность, т
I	0,48	32
II	0,99	15,7
III	1,58	9,8
Задний ход	1,45	—

Скорость подъема крюка установки и ее грузоподъемность в зависимости от включенной передачи лебедки представлены в табл. 5.2.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

#### Лебедка

Номинальное тяговое усилие (на втором ряду намотки каната), кН	85
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 800
Вместимость барабана (под канат для тартальных работ), м	2 300
Тормозные шкивы:	
число	1
диаметр, мм	1 000
Тормозные ленты:	
число	1
ширина тормозных колодок, мм	230

#### Вышка

Высота от земли до оси кронблока, м	18,5
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	12,5
Оснастка талевой системы	2 × 3 (четырёхструнная)

#### Балкон верхнего рабочего

Высота расположения балкона верхнего рабочего, м	7,8
Вместимость магазинов, м:	
для насосно-компрессорных труб	2 000
для насосных штанг	1 300

#### Привод установки

Тяговый двигатель автомобиля	Дизель
Тип	ЯМЗ-238Л
Мощность (при $n = 35 \text{ с}^{-1}$ ), кВт	220

#### Электрооборудование

Напряжение, В	24
Питание	От генератора автомобиля через аккумуляторную батарею

Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	10 050 × 3 200 × 4 350
Масса, кг	21 355

Установка подъемная УПТ-32 предназначена для проведения спуско-подъемных операций в процессе текущего и

Рис. 5.2. Подъемная установка УПТ-32:

1 — кронблок; 2 — вышка; 3 — крюк-блок; 4 — задняя опора; 5 — лебедка; 6 — коробка передач; 7 — основание под оборудование; 8 — гидродомкраты подъема вышки; 9 — передняя опора

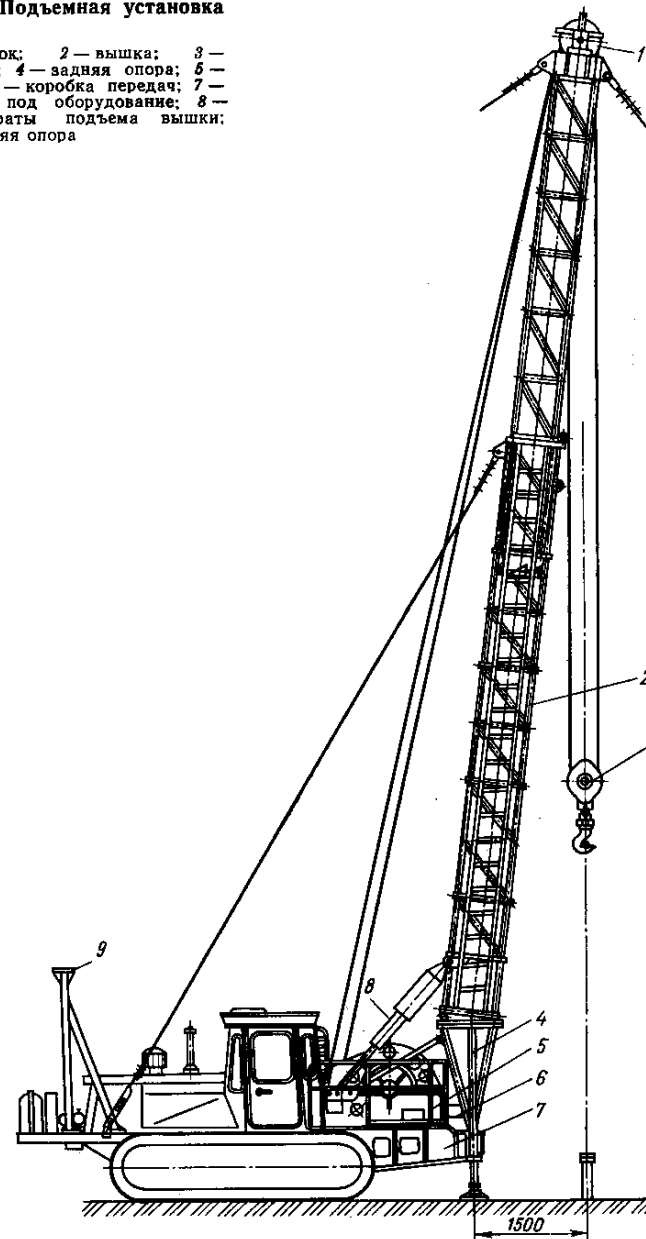


Таблица 5.3

Передача	Скорость подъема крюка установки УПТ-32 при намотке второго ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность, т
I	0,28	32
II	0,48	18,8
III	0,78	11,5
IV	1,34	6,8

капитального ремонта нефтяных и газовых скважин глубиной до 2400 м, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Представляет собой самоходную установку, смонтированную на гусеничном тракторе Т-130МГ, состоящую из следующих основных узлов: однобарабанной лебедки, установленной на специальном основании под оборудование; коробки передач; вышки с талевой системой; задней и передней опор вышки (рис. 5.2).

Установка укомплектована автоматом АПР-2 (с гидравлическим приводом) для свинчивания и развинчивания труб; оснащена устройством противозатаскивания талевого блока, взрывобезопасной системой освещения устья скважины и пути движения талевого блока.

Привод лебедки и других механизмов — от двигателя трактора; подъем вышки и механизма для свинчивания и развинчивания труб — от гидравлической системы; включение фрикционной муфты осуществляется пневматической системой.

Зависимость скорости подъема крюка установки УПТ-32 от включенной передачи приведена в табл. 5.3.

Управление всеми механизмами установки осуществляется из кабины трактора. Подъемом вышки управляют с пульта, расположенного у ноги задней опоры.

Установку монтируют у скважины на специально бетонированной площадке с якорями для крепления оттяжек вышки.

Отбор мощности для привода компрессора осуществляется с переднего конца коленчатого вала двигателя трактора через карданный вал, клиноременную передачу на шкив, сидящий на валу компрессора.

Техническая характеристика установки УПТ-32 приведена ниже.

#### Лебедка

Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 750
Диаметр реборд барабана, мм	1 000
Вместимость барабана, м:	
при намотке каната диаметром 15 мм	2 000
при намотке каната диаметром 13 мм	2 300

Тормозной шкив:	1
число	1 000
диаметр, мм	
Тормозная лента:	1
число	230
ширина колодок, мм	

#### Вышка

Высота от земли до оси кронблока, м	18
Допускаемая длина поднимаемой трубы, м	12,5
Расстояние от оси опорных домкратов до оси скважины, м	1,5
Оснастка талевой системы	3 × 2 (четырёхструнная)

Диаметр, мм:	
канатного шкива (по дну желоба)	580
каната	22

#### Привод установки

Тяговый двигатель трактора	Дизель
Тип	Д-160
Мощность (при $n = 20,8 \text{ с}^{-1}$ ), кВт	117,6

#### Электрооборудование

Напряжение, В	12 или 24
Питание	От генератора трактора через аккумуляторную батарею

Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	10 050 × 2 700 × 4 135
Масса, кг	22 688

Установки подъемные УПТ1-50 и УПТ1-50Б предназначены для проведения спуско-подъемных операций и привода ротора в процессе ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Установка УПТ1-50 — самоходная, смонтирована на гусеничном тракторе Т-130МГ-1; состоит из следующих основных узлов: однобарабанной лебедки, установленной на специальном основании под оборудование; вышки с талевой системой; задней и передней опор вышки; узла привода ротора и кабины водителя.

Установка укомплектована гидрораскрепителем и автоматом АПР-2 (с гидравлическим приводом) для свинчивания и развинчивания труб; оснащена устройством противозатаскивания талевого блока и взрывобезопасной системой освещения рабочей площадки на устье скважины и пути движения талевого блока.

Привод исполнительных узлов и механизмов — от двигателя трактора, лебедки и ротора через трансмиссию; подъем вышки, гидрораскрепителя и механизма для свинчивания и развинчи-

Таблица 5.4

Передача	Скорость подъема крюка при намотке третьего ряда каната на барабан, м/с		Грузоподъемность, т	
	УПТ1-50	УПТ1-50Б	УПТ1-50	УПТ1-50Б
I	0,2	0,16	50	50,5
II	0,3	0,28	29,4	29,6
III	0,5	0,45	18	18,1
IV	0,9	0,77	10,6	11,4

вания труб — от гидравлической системы; включение фрикционных муфт осуществляется пневматической системой.

Управление всеми механизмами установки осуществляется из кабины трактора. Подъемом вышки управляют с земли.

Подъемная установка УПТ1-50Б смонтирована на болотоходном гусеничном тракторе Т-130МБГ, обладает повышенной устойчивостью и проходимость за счет использования в качестве базы болотоходного трактора и приближения центра тяжести навесного оборудования к центру тяжести трактора.

Конструкция установки УПТ1-50Б отличается от УПТ1-50 следующим:

наличием управляемого с земли механизма фиксации вышки в транспортном положении;

наличием площадки для обслуживания мертвого конца талевого каната;

улучшенной видимостью устья скважины из кабины машиниста;

повышенной надежностью конической передачи привода лебедки;

установкой компрессора под капотом двигателя трактора.

В остальной конструкции установок УПТ1-50Б и УПТ1-50 идентичны. Установку поставляют с гусеницами нормальной ширины (500 мм) и увеличенной (920 мм).

Установки УПТ1-50 и УПТ1-50Б монтируют у скважины, устанавливая внешние якоря для крепления оттяжек вышки.

Зависимость скорости подъема крюка установок УПТ1-50 и УПТ1-50Б от включенной передачи представлена в табл. 5.4.

Техническая характеристика установок УПТ1-50 и УПТ1-50Б приведена ниже.

	УПТ1-50	УПТ1-50Б
Лебедка		
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 800	
Диаметр реборд барабана, мм	1 070	
Вместимость барабана, м:		
при намотке каната диаметром 14 мм	2 000	
при намотке каната диаметром 13 мм	2 300	

Тормозной шкив:  
число . . . . . 1  
диаметр, мм . . . . . 1 120

Тормозная лента:  
число . . . . . 1  
ширина колодок, мм . . . . . 230

Вышка  
Высота от земли до оси кронблока, м . . . . . 19  
Наибольшая длина поднимаемой трубы, мм . . . . . 12,5  
Расстояние от оси опорных домкратов до оси скважины, мм . . . . . 1 475  
Оснастка талевого системы . . . . . 4 × 3 (шестиструнная)

Диаметр, мм:  
канатного шкива (по дну желоба) . . . . . 630  
каната . . . . . 25

Ротор  
Тип передачи . . . . . Цепная, двухрядная  
Шаг цепи, мм . . . . . 50,8  
Мощность привода, кВт . . . . . 88

Привод установки  
Тяговый двигатель трактора . . . . . Дизель  
Тип . . . . . Д-160 . . . . . Д-130  
Мощность, кВт:  
при  $n = 20,8 \text{ с}^{-1}$  . . . . . 117,6 . . . . . —  
при  $n = 17,8 \text{ с}^{-1}$  . . . . . — . . . . . 130

Электрооборудование  
Напряжение, В . . . . . 24  
Питание . . . . . От генератора трактора через аккумуляторную батарею

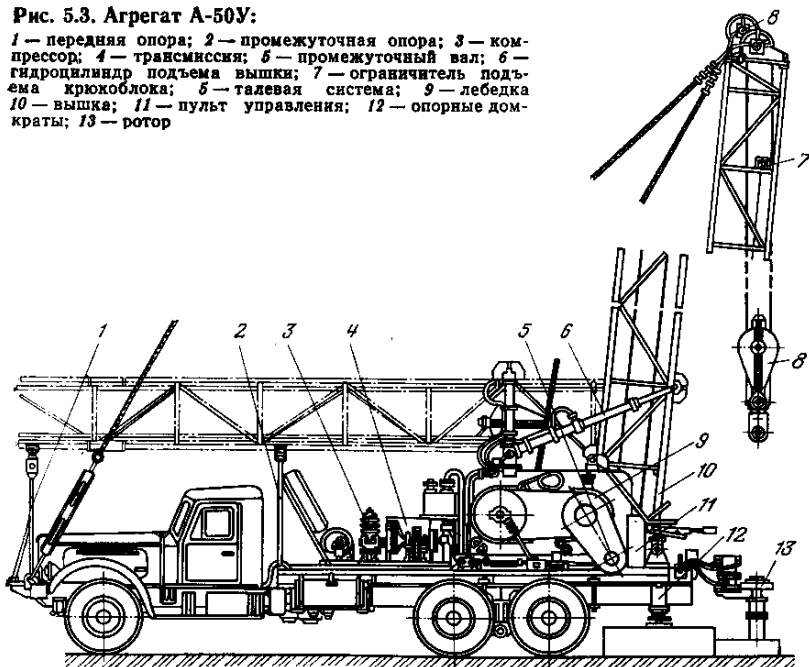
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм . . . . . 11 100 × 2 475 × 11 100 × 2 782 ×  
× 4 090 . . . . . × 4 084  
Масса, кг . . . . . 24 530 . . . . . 26 250

Агрегат А-50У предназначен для спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами и укладки их на мостки при освоении, текущем и капитальном ремонте скважин, для разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 146—148 мм с промывкой скважин, установки фонтанной арматуры, ликвидации аварий в скважинах и для буровых работ.

Этот агрегат — самоходная установка, смонтированная на шасси автомобиля КраЗ-257. Имеет следующие основные узлы: однобарабанную лебедку с трансмиссией привода, вышку с талевого системой, ротор с гидравлическим приводом, промежуточный вал бурового ротора, систему управления и насосный блок. Имеет также ограничитель подъема крюкоблока, кантоукладчик, контрольно-измерительные приборы для контроля за работой двигателя, элементов гидросистемы и пневмосистемы, обеспечивающие безопасность при установке агрегата у скважины и проведении спуско-подъемных работ (рис. 5.3).

Рис. 5.3. Агрегат А-50У:

1 — передняя опора; 2 — промежуточная опора; 3 — компрессор; 4 — трансмиссия; 5 — промежуточный вал; 6 — гидроцилиндр подъема вышки; 7 — ограничитель подъема крюкоблока; 8 — талевая система; 9 — лебедка; 10 — вышка; 11 — пульт управления; 12 — опорные домкраты; 13 — ротор



Управление всеми механизмами агрегата как при установке вышки в рабочее положение, так и при спуско-подъемных операциях осуществляется с открытого пульта, расположенного на раме агрегата у задней опоры вышки, слева по ходу автомобиля.

Привод навесного оборудования агрегата и насосного блока осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Скорость подъема крюка агрегата А-50У и грузоподъем-

Таблица 5.5

Передача	Частота вращения барабана агрегата А-50У, мин <sup>-1</sup>	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	39,8	0,181	50
II	69,8	0,317	34,5
III	153	0,695	12,6
IV	268	1,215	7,5

ность на крюке в зависимости от включенной скорости лебедки представлены в табл. 5.5.

Техническая характеристика агрегата А-50У приведена ниже.

#### Лебедка

Наибольшее тяговое усилие на набегающем конце талевом канате, кН	100
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	426 × 560
Диаметр реборд барабана, мм	1 100
Тормозные шкивы:	
число	2
диаметр, мм	1 000
Тормозные ленты:	
число	2
ширина, мм	150

#### Вышка

Высота от земли до оси кронблока, м	22,4
Наибольшая длина поднимаемой трубы, мм	16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм	1 040
Оснастка талевой системы	3 × 4
	(шестиструнная)

Диаметр, мм:	
канатного шкива (по дну желоба)	470
талевом канате	25

#### Тяговый двигатель

Тип	Четырехтактный восьмицилиндровый дизель с V-образным расположением цилиндров ЯМЗ-238
Марка	
Мощность (при $n = 2 100$ мин <sup>-1</sup> ), кВт	176,5

#### Ротор

Наибольшая статическая нагрузка на стол, кН	500
Частота вращения (в мин <sup>-1</sup> ) при передаче:	
I	40
II	70
вала гидропривода	173; 300
Мощность при передаче, кВт:	
I	23,5
II	44
наибольшая на валу гидропривода	95,6
Наибольшее допустимое давление масла, МПа	12
Диаметр проходного отверстия стола, мм	142
Диаметр клинзевых захватов для труб, мм	60, 73 и 89

#### Промысловый насос

Тип	9МГр
Наибольшее давление (при подаче 6,1 л/с), МПа	16
Наибольшая подача (при давлении 6 МПа), л/с	9,95
Масса насоса с прицепом, кг	4 124
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	12 460 × 2 650 × 4 160
Масса, кг	32 104

Комплекс оборудования КОРО-80 предназначен для проведения спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, фрезерования и райберования при ловильных работах, нагнетания технологических жидкостей в скважины в процессе их освоения и капитального ремонта, расположенные в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Комплекс (рис. 5.4) состоит из самоходной подъемной установки и следующих передвижных блоков: рабочей площадки, мостков, насосного блока, противовыбросового оборудования, дизель-генераторной станции и инструментальной тележки.

Подъемная установка служит для проведения спуско-подъемных операций. Смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости МАЗ-537 и состоит из следующих основных узлов: лебедки, вышки с талевой системой, трансмиссии, гидросистемы и системы управления. Установка оснащена системой механизации вертикальной установки труб с частичным совмещением операций с верхним рабочим.

Система управления установкой преимущественно дистанционная, с использованием электропневмо- и гидравлических средств.

Рабочая площадка — на рамном основании, состоит из верхней рамы с настилом из рифленого листа и нижнего основания, сваренного из труб диаметром 168 мм. Рама и основание имеют связку из несущей фермы с восемью опорами. Для повышения устойчивости площадки крайние опоры ее имеют дополнительные аутриггеры, а консольный конец верхней рамы с помощью винтовых шаровых упоров упирается в соответствующие шаровые подушки, предусмотренные на задней опоре вышки.

Площадка имеет верхний и боковые проемы. На балках верхнего проема устанавливается и крепится подроторная рама в сборе с ротором. Боковые проемы служат для эвакуации или подвода устьевого оборудования (фонтанной арматуры, превенторного оборудования) при монтажно-демонтажных работах. Для этих целей на крайней передней опоре площадки установлен поворотный кран-балка.

Мостки — на полозьях, состоят из двух решетчатых пространственных ферм, собранных между собою встык. В середине мостков проходит желоб для труб, выполненных из уголкового проката. Стеллажи для укладки труб изготовлены в виде трехгранных ферм, размещенных сбоку мостков (по три с каждой стороны). Предусмотрены приставные площадки для членов бригады в процессе подачи труб на мостки.

Насосный блок БНП-15Гр предназначен для нагнетания в скважину технологических жидкостей в процессе ремонта. Блок смонтирован на прицепе МАЗ-8926 и состоит из гидрав-

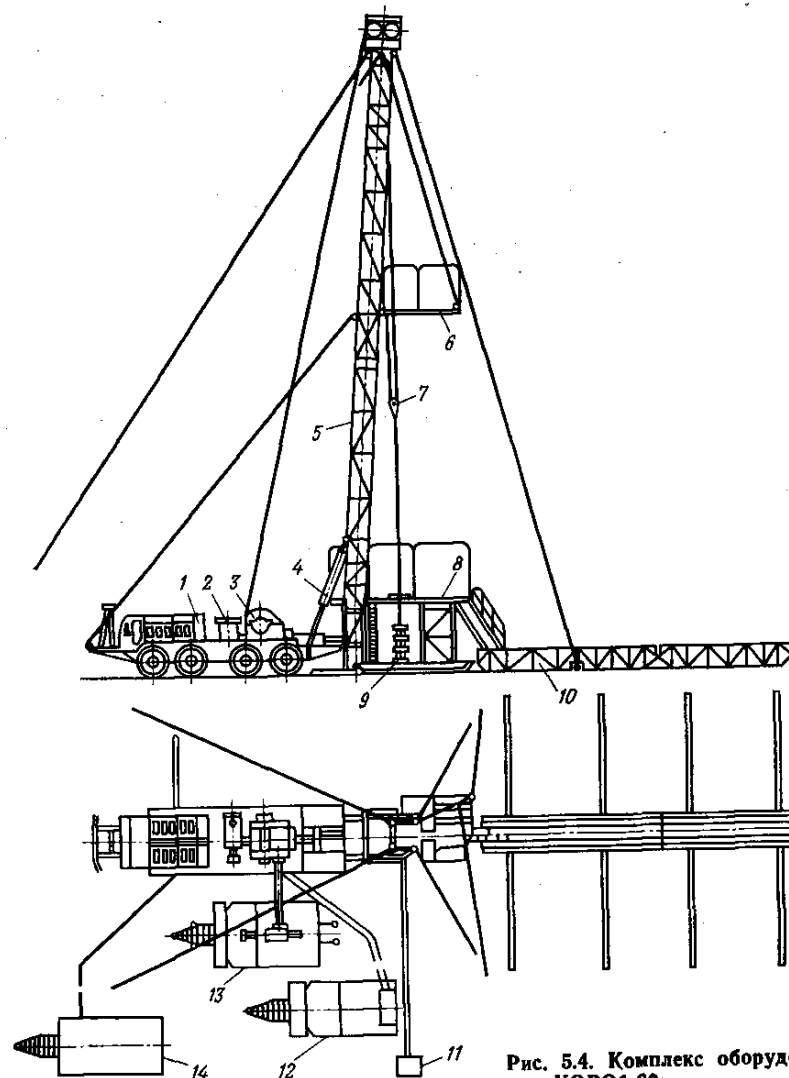


Рис. 5.4. Комплекс оборудования КОРО-80:

1 — автомобиль МАЗ-537; 2 — вспомогательная силовая установка; 3 — лебедка 4 — гидроцилиндры подъема вышки; 5 — вышка; 6 — балкон верхнего рабочего; 7 — талевый блок; 8 — рабочая площадка; 9 — стволовая часть противовыбросового оборудования; 10 — приемные мостки; 11 — пульт управления противовыбросовым оборудованием; 12 — дизельная передвижная электростанция; 13 — насосный блок; 14 — инструментальная тележка

лического насоса 15Гр, мерного бака и редуктора привода насоса. Привод насоса осуществляется от двигателя автомобиля через выводной конец трансмиссионного вала и карданный вал. Для устойчивости блока в процессе работы насоса прицеп оснащен четырьмя винтовыми домкратами.

Блок противовыбросового оборудования ОП1а-180×35 предназначен для герметизации устья скважины при капитальном ремонте. Блок состоит из комплекта оборудования, собранного по типовой схеме 1а (двух плашечных превенторов ПП-180×35 с двумя линиями манифольда МПБ2-80×350 и одной крестовиной), комплекта установки гидравлического управления ГУП-100Бр-1 со вспомогательным пультом и комплекта установки ручного управления.

Дизельная передвижная электростанция типа ЭСД-100-Т/400-А РК-VI, смонтированная на двухосном прицепе, предназначена для автономного питания потребителей электроэнергии как отдельных частей комплекса — электропорошкового тормоза, системы освещения, системы охлаждения тормозов, электродвигателя гидронасоса, так и другого оборудования, используемого в отдельных технологических процессах ремонта скважин — глиномешалки, вибростата, культбудки и др.

Инструментальная тележка предназначена для перевозки вспомогательного оборудования и комплекта инструмента, применяемого в процессе ремонта. В качестве тележки используется автомобильный прицеп МАЗ-8926 грузоподъемностью 8 т. На тележке размещено также оборудование для охлаждения тормозной системы лебедки.

Техническая характеристика комплекса оборудования КОРО1-80 приведена ниже.

#### Подъемная установка

Грузоподъемность, т	80
Диапазон скоростей подъема крюка, м/с	0,23—1,33
Лебедка	
Размеры бочки барабана (диаметр×длина), мм	490×750
Тормоз основной	Ленточный
Тормозные шкивы:	
число	2
диаметр, мм	1 120
Тормозные ленты:	
число	2
ширина колодок, мм	230
Управление тормозом	Ручное, механическое (дублирование — пневматическое)
Тормоз вспомогательный	Электромагнитный, порошковый
Наибольший тормозной момент, кН·м	32
Напряжение питания, В	24
Мощность, кВт	1,2

#### Вышка

Высота вышки от земли до оси кронблока, м	30
Расстояние от оси ног задней опоры до оси скважины, м	1,5
Обснастка талевого системы	5×4 (восьмиструнная)
Диаметр талевого каната, мм	25
Наибольшая длина свечи поднимаемой колонны труб, м	16—20
Вместимость магазинов полостей для бурильных труб диаметром 73 мм (при длине свечи 18 м), м	4 000
Привод установки	
Тяговый двигатель автомобиля	Дизель
Модель	Д12-25А
Мощность привода, кВт	425
Габаритные размеры подъемной установки (в транспортном положении), мм	17 200×3 700×4 700
Масса подъемной установки (в транспортном положении), кг	51 700
Рабочая площадка	
Высота от земли, м	3,75
Размеры площадки в рабочем положении (длина × ширина), мм	4 500×5 000
Масса, кг	12 350
Мостки	
Наибольшая длина укладываемой трубы, м	12
Вместимость стеллажей для труб диаметром 73 мм (при длине свечи 12 м), м	4 000
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	7 000×2 000×1 600
Масса, кг	6 625
Насосный блок	
Шифр	БНП-15Гр
Тип насоса	15Гр
Полезная мощность, кВт	169
Наибольшее давление, МПа	40
Наибольшая идеальная подача, дм <sup>3</sup> /с	16
Габаритные размеры насосного блока (в транспортном положении), мм	7 800×2 500×3 500
Масса насосного блока, кг	9 160
Блок противовыбросового оборудования	
Типоразмер	ОП1а-180×35
Условный проход ствольной части, мм	180
Рабочее давление, МПа	35
Условный диаметр уплотняемых труб, мм	33—127
Масса, кг	12 610
Электростанция дизельная передвижная	
Тип	ЭСД-100-Т/400-А РК-VI
Номинальная мощность, кВт	100
Номинальное напряжение, В	400
Ток, А	180



Двигатель - дизель

Марка	ЯМЗ-238
Номинальная мощность, кВт	117,6
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	25
Габаритные размеры электростанции, кг	6 290 × 2 435 × 3 200
Масса электростанции, кг	5 650
Масса комплекса оборудования, т	109,450

Лебедка подъемная ЛПТ-8 предназначена для проведения спуско-подъемных операций, чистки песчаных пробок желонкой, свабирования и привода ротора в процессе ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин, оборудованных стационарными вышками и мачтами и расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Эта подъемная лебедка — модификация установки УПТ-32, в отличие от которой она не имеет собственной вышки и комплектуется цепным колесом для привода ротора и безопасной катушкой для подтаскивания тяжестей к устью скважины.

Представляет собой самоходный подъемник, смонтированный на гусеничном тракторе Т-130М-3; состоит из следующих основных узлов: коробки передач, однобарabanной лебедки, основания под оборудование, узла привода ротора, упорных домкратов и безопасной катушки.

Привод подъемной лебедки и других исполнительных узлов — от тягового двигателя трактора.

Для предохранения подъемной лебедки от раскачивания и опрокидывания во время работы на скважине с передней и задней сторон трактора предусмотрены откидные домкраты-упоры.

Управление всеми механизмами лебедки (за исключением муфты включения цепного колеса привода ротора) осуществляется из кабины трактора.

Зависимость тягового усилия каната лебедки ЛПТ-8 от включенной передачи представлена в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Передача	Частота вращения барабана лебедки ЛПТ-8, с <sup>-1</sup>	Скорость набегания каната на барабан на втором ряду намотки, м/с	Тяговое усилие каната, кН
Прямая:			
I	0,74	1,13	84
II	1,26	1,93	49,5
III	2,07	3,15	30,2
IV	3,51	5,35	17,8
Обратная:			
I	1,26	1,93	—
II	3,51	5,35	—

Техническая характеристика подъемной лебедки ЛПТ-8 приведена ниже.

Лебедка

Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 750
Диаметр реборд барабана, мм	1000
Вместимость барабана, м:	
при намотке каната диаметром 15 мм	2000
при намотке каната диаметром 13 мм	2300
Тормозной шкив:	
число	1
диаметр, мм	1000
Тормозная лента:	
число	1
ширина колодок, мм	230
Привод лебедки	Дизель
Тяговый двигатель трактора	Д-160
Тип	117,6
Мощность (при $n = 20,8 \text{ с}^{-1}$ ), кВт	
Электрооборудование	24
Напряжение, В	От генератора трактора через аккумуляторную батарею
Питание	
Габаритные размеры лебедки, мм	6430 × 2550 × 3087
Масса лебедки, кг	18 400

Лебедка подъемная ЛПР-60 предназначена для проведения спуско-подъемных операций с трубами и штангами в процессе ремонта и освоения нефтяных скважин глубиной до 1500 м, расположенных на морских основаниях и приэстакадных площадках и оборудованных стационарными вышками и мачтами. Эта лебедка применяется в умеренных макроклиматических районах.

Лебедка смонтирована на раме, состоящей из двух частей: нижней — основания и верхней — поворотной, которая с помощью трех катков, размещенных по окружности, может поворачиваться на оси основания и фиксироваться в нужном положении. Вместе с поворотной частью рамы разворачивается все оборудование, смонтированное на ней — лебедка, коробка передач, цепной редуктор, дизельный двигатель привода лебедки, компрессор с автономным электродвигателем и кабина с управлением (рис. 5.5.).

Основные узлы и механизмы лебедки ЛПР-60 полностью унифицированы с аналогичными узлами и механизмами лебедки ЛПТ-8.

Управление лебедкой — электропневматическое, осуществляется из специальной кабины с вентиляцией и обогревом. Запуск дизельного двигателя лебедки — электрический от промышленной сети через выпрямительное устройство. Зависимость тяго-

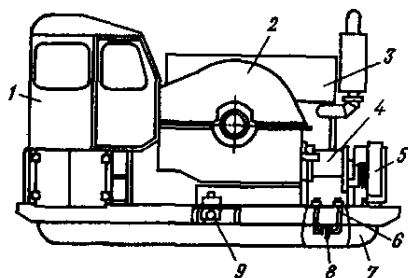


Рис. 5.5. Лебедка подъемная ЛПР-60:

1 — кабина машиниста; 2 — лебедка; 3 — дизель; 4 — коробка перемены передач; 5 — цепной редуктор; 6 — зажим; 7 — двухъярусная рама; 8 — кольцевой рельс; 9 — каток

вого усилия каната лебедки ЛПР-60 от включенной передачи представлена в табл. 5.7.

Техническая характеристика подъемной лебедки ЛПР-60 приведена ниже.

#### Лебедка

Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	420 × 750
Диаметр реборд барабана, мм	1000
Вместимость бочки барабана, м:	
при намотке каната диаметром 15 мм	2000
при намотке каната диаметром 13 мм	2300
Тормоз	Ленточный колодочный
Тормозной шкив:	
число	1
диаметр, мм	1000
Тормозная лента:	
число	1
ширина колодок, мм	230
Привод лебедки	
Двигатель внутреннего сгорания	Дизель
Тип	К-270М2/1
Мощность (при $n = 25 \text{ с}^{-1}$ ), кВт	103
Электрооборудование	
Напряжение, В	24
Питание	От промышленной сети через выпрямитель
Выпрямительное устройство	Агрегат ВАСТ 20-800М-У2
Электродвигатель привода компрессора	4А100 S4У3
Мощность, кВт	3
Габаритные размеры, мм	4400 × 2900 × 2300
Масса, кг	7950

Лебедка подъемная ЛПР-110Э предназначена для проведения спуско-подъемных операций и привода ротора в процессе ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин глубиной до 5000 м, расположенных на морских основаниях и оборудован-

Таблица 5.7

Передача	Частота вращения барабана лебедки ЛПР-60, $\text{с}^{-1}$	Скорость набегания каната на барабан при намотке второго ряда, м/с	Тяговое усилие каната, кН
I	0,89	1,3	63,4
II	1,52	2,3	37,3
III	2,48	3,7	22,8
IV	4,22	6,3	13,4

ных стационарными вышками. Эта лебедка применяется в умеренных макроклиматических районах.

Лебедка смонтирована на раме и состоит из следующих узлов: барабанного вала, гидродинамического тормоза, трансмиссии и электропривода. В качестве сцепных муфт используются шинно-пневматические, пневматические дисковые муфты и кулачковая муфта для включения гидродинамического тормоза. Тормозная система лебедки состоит из двухшквнго ленточного тормоза с колодками от буровых лебедок. Шкивы расположены симметрично на ребордах барабанного вала. Трансмиссия лебедки состоит из двухскоростной коробки передач, двухскоростной цепной передачи и цепной передачи на ротор.

Привод — электрический, включает асинхронный электродвигатель и станцию управления.

Управление лебедкой — электро-, пневмомеханическое, осуществляется с пульта бурильщика.

Зависимость тягового усилия каната лебедки ЛПР-110Э от включенной передачи представлена в табл. 5.8.

Лебедка оснащена винтовым механизмом ограничителя подъема крюкоблока, гидрораскрепителем бурильных труб и гидроприводной лебедкой-катушкой для вспомогательных работ.

Техническая характеристика лебедки ЛПР-110Э приведена ниже.

Таблица 5.8

Передача	Частота вращения барабана лебедки ЛПР-110Э, $\text{с}^{-1}$	Скорость набегания каната на барабан при намотке второго ряда, м/с	Тяговое усилие, кН
I	1,2	1,8	149,9
II	1,85	2,8	96,75
III	2,78	4,3	64,39
IV	4,31	6,7	41,5

### Лебедка

Размеры бочки барабана (диаметр×длина), мм	420×800
Диаметр реборд барабана, мм	1150
Вместимость барабана, м:	
при намотке каната диаметром 15 мм	2000
при намотке каната диаметром 13 мм	2300
Тормоз	Ленточный колодочный
Тормозной шкив:	
число	2
диаметр, мм	1120
Тормозная лента:	
число	2
ширина колодок, мм	230

### Привод лебедки

Двигатель привода	Асинхронный короткозамкнутый реверсивный электродвигатель АКБ-114-6У2
Тип	
Мощность (при $n = 16,3 \text{ с}^{-1}$ ), кВт	320

### Электрооборудование

Напряжение, В	500; 24
Питание	От промышленной сети через трансформатор
Габаритные размеры, мм	5300×4520×2160
Масса, кг	14 000

### УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ

Предназначены для нагнетания различных жидкостей в скважины при промывке их от песчаных пробок, а также при проведении других промывочно-продавочных работ.

Насосная установка УН1-100×200 предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред в процессе ре-

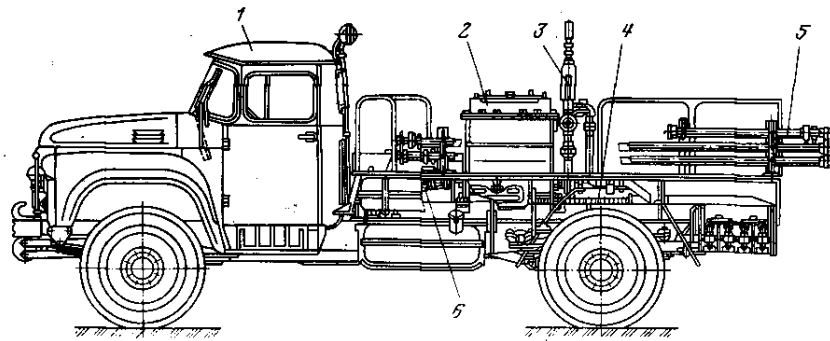


Рис. 5.6. Насосная установка УН1-100×200:

1 — автошасси ЗИЛ-130; 2 — насос НП-100; 3 — напорный трубопровод; 4 — приемный трубопровод; 5 — вспомогательный трубопровод; 6 — коробка отбора мощности

монта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ. Можно использовать только в макроклиматических районах с умеренным климатом.

Установка (рис. 5.6) состоит из насоса, коробки отбора мощности, карданного вала, манифольда и вспомогательного трубопровода.

Насос — трехплунжерный горизонтальный. Привод насоса — от тягового двигателя автомобиля через односкоростную коробку отбора мощности и карданный вал.

Приемная линия манифольда представляет собой рукав с фильтром на конце. На нагнетательной линии манифольда предусмотрены пробковые краны высокого давления, предохранительный клапан и манометр.

Техническая характеристика установки приведена ниже.

Номинальная монтажная база	Шасси автомобиля ЗИЛ-130
Номинальная полезная мощность, кВт	83
Наибольшее давление нагнетания, МПа	20
Наибольшая идеальная подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	15,8
Насос	
Тип	НП-100
Диаметр плунжера, мм	125
Длина хода плунжера, мм	125
Наибольшее число двойных ходов плунжера в минуту	206
Передаточное число зубчатой пары	4,5
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50
Предохранительный клапан	КПМ 32×40
Вспомогательный трубопровод:	
условный проход, мм	50
общая длина, м	18,2
Габаритные размеры установки, мм	6950×2500×2550
Масса установки, кг:	
полная	7130
комплекта	7400

Насосные установки УН1Т-100×200 и УН1Т-100×250 предназначены для нагнетания в скважины различных жидких сред в процессе текущего и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Оборудование установок (рис. 5.7), монтируемое на тракторе, состоит из насоса, коробки отбора мощности, коробки передач, цепного редуктора, манифольда, вспомогательного трубопровода, системы управления, системы обогрева и продувки.

Насос — трехплунжерный, горизонтальный, одностороннего действия, состоит из сварной станины, приводной части,

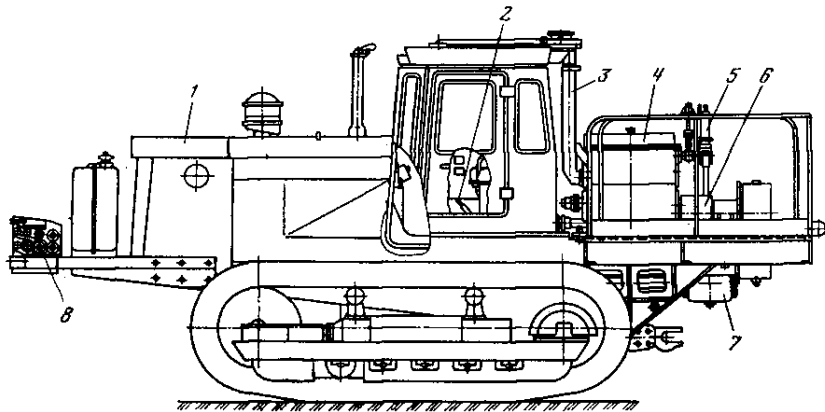


Рис. 5.7. Насосная установка УНИТ-100×250:

1 — трактор Т-130МГ-1; 2 — система обогрева; 3 — система продувки; 4 — насос; 5 — манифольд; 6 — цепной редуктор; 7 — коробка передач; 8 — вспомогательный трубопровод

шатунно-крейцкопфной группы гидравлической части, системы смазки.

Привод насоса — от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданные валы, четырехскоростную коробку передач и цепной редуктор.

Манифольд включает приемный и нагнетательный трубопроводы. Приемный рукав выполняют из прорезиненной ткани. Он оборудован фильтром и соединяется с приемным коллектором насоса пробковым краном. Нагнетательный трубопровод комплектуется пробковым краном высокого давления, предохранительным клапаном многократного действия типа КИМ, разделителем с амортизатором и манометром.

Пост управления установками — централизованный, из обогреваемой и вентилируемой кабины трактора, куда введены рычаги управления зубчатыми муфтами включения коробок отбора мощности и коробок передач.

Обогрев и продувка гидравлической части насоса и нагнетательного манифольда — выхлопными газами тягового двигателя трактора.

Техническая характеристика приведена ниже.

	УНИТ-100×200	УНИТ-100×250
Номинальная монтажная база	Трактор типов Т-130 1Г-1	
Номинальная полезная мощность, кВт	84,5	84,5
Наибольшее давление нагнетания, МПа	20	25
Наибольшая идеальная подача, дм <sup>3</sup> /с	15,8	16,3

### Насос

	НП-100	
Тип	125	
Диаметр плунжера, мм	125	
Длина хода плунжера, мм	206	
Наибольшее число двойных ходов плунжера в минуту	4,5	
Передаточное число зубчатой пары	100	
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	50	
всасывающего	КПМ 32×40	
нагнетательного	50	
Предохранительный клапан	25	
Вспомогательный трубопровод:	22	
условный проход, мм	6000×2500×3087	
общая длина, м	6400×2500×3087	
Габаритные размеры, мм	18 200	
Масса установки, кг:	18 230	
в собранном виде	18 417	
комплекте	18 520	

Насосы поршневые 9МГр и 15Гр предназначены для нагнетания промысловой жидкости при освоении и ремонте скважин.

Насос 9МГр — поршневой, двухцилиндровый, двухстороннего действия, горизонтальный, состоит из гидравлической части, шатуна с крейцкопфами, приводной части и литой станины (табл. 5.9).

Техническая характеристика насоса 9МГр приведена ниже.

Полезная мощность, кВт	74
Наибольшее давление, МПа	16
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	16,7
Передаточное число зубчатой передачи	5,11
Габаритные размеры, мм	2640×1000×1740
Масса (со шкивом), кг	2670

Насос 15Гр — поршневой, двухцилиндровый, двухстороннего действия, горизонтальный, имеет станину сварно-литой конструкции.

Таблица 5.9

Число двойных ходов в минуту	Диаметр втулки, мм	Идеальная подача насоса 9МГр, л/с	Давление, МПа
90	90	7,85	10
	100	9,95	8
	115	13,3	6
55	127	16,6	4,5
	90	4,8	16
	100	6,1	13
	115	8,25	9,5
	127	10,2	7,5

Таблица 5.10

Число двойных ходов в минуту	Диаметр втулки, мм	Идеальная подача насоса 15Гр, л/с	Давление, МПа
90	100	8,24	20
	110	10,8	16
	125	14	13
	140	16,68	10
50	100	4,58	40
	110	5,67	32
	125	7,85	23
	140	9,37	18,5

руки с разъемом по осям вала. Клапанные коробки насоса крепятся к лобовой стенке станины (табл. 5.10).

Насос 15Гр имеет следующую техническую характеристику.

Полезная мощность, кВт	169
Наибольшее давление, МПа	40
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	16,7
Передаточное число зубчатой передачи	4,45
Габаритные размеры, мм	2650×1240×2080
Масса (со шкивом), кг	3660

### УСТАНОВКИ СМЕСИТЕЛЬНЫЕ

Предназначены для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей, песка и др.), для регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов и других песчано-жидкостных смесей при цементовании нефтяных и газовых скважин и гидравлическом разрыве пластов.

Смесительная установка СМ-4М (рис. 5.8) предназначена для транспортировки сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления тампонажного раствора при капитальном ремонте скважин.

Установка состоит из бункера, винтового конвейера, привода винтового конвейера, гидросмесительного устройства струйного типа со сменными штуцерами и контрольно-измерительных приборов.

Бункер представляет собой емкость с наклонными боковыми стенками для перевозки сухого цемента.

Винтовой конвейер служит для подачи цемента из бункера через приемную воронку в гидросмесительное устройство; приводится в движение от тягового двигателя через коробку отбора мощности (установленную на раздаточной коробке автомобиля), карданный вал, редуктор и предохранительную муфту.

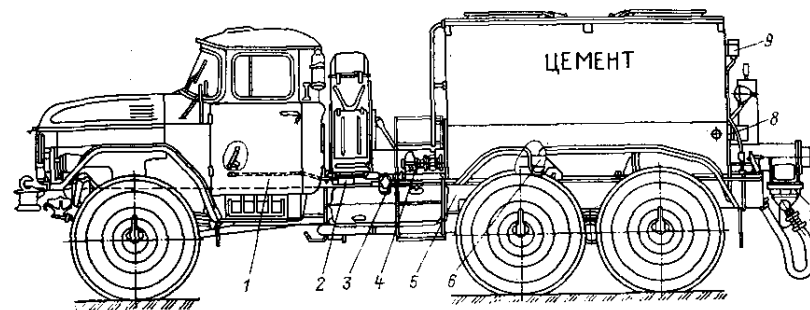


Рис. 5.8. Смесительная установка СМ-4М:

1 — автошасси ЗИЛ-131А; 2 — коробка отбора мощности; 3 — карданный вал; 4 — редуктор; 5 — бункер; 6 — винтовой конвейер; 7 — гидросмесительное устройство; 8 — щиток приборов; 9 — пневматический вибратор ВП-2

На задней стенке бункера установлен пневматический вибратор. Питание вибратора определяется от разобщительного крана пневмосистемы автомобиля через специальный пробковый кран.

Техническая характеристика смесительной установки приведена ниже.

Монтажная база	Шасси автомобиля ЗИЛ-131А
Производительность установки при плотности раствора 1,85 г/см <sup>3</sup> , дм <sup>3</sup> /с:	
наибольшая	10
наименьшая	6,6
Плотность тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup> :	1,7—2
Наибольшая масса транспортируемого материала, т	4
Вместимость бункера, м	3,2
Габаритные размеры установки, мм	7200×2380×2550
Масса установки, кг	6770

### РОТОРЫ И РОТОРНЫЕ УСТАНОВКИ Р360-Ш14М И УКР-50

Предназначены для вращения бурильного инструмента и удержания на весу колонны труб при спуско-подъемных операциях в бурении и капитальном ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Ротор Р360-Ш14М (рис. 5.9) состоит из конической зубчатой пары, размещенной в корпусе жесткой конструкции из стального литья. Ведущая шестерня пары установлена на конце приводного вала на шпоночном соединении. Вал установлен в корпусе на двух подшипниках качения. На противоположном конце вала консольно на шлицах посажена приводная звездочка цепной передачи.

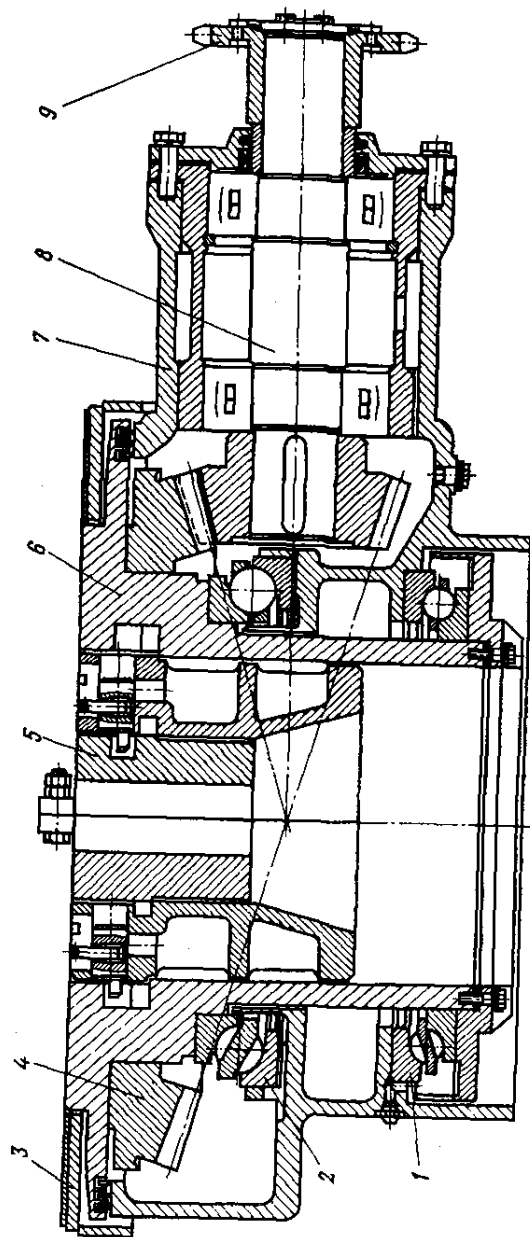


Рис. 5.9. Ротор Р360-Ш14М:

1 — вспомогательная опора; 2 — основная опора; 3 — кожух стола; 4 — зубчатый венец; 5 — вкладыш-важны; 6 — стол; 7 — корпус; 8 — ведущий вал; 9 — звездочка

Ротор Р360-Ш14М имеет следующую техническую характеристику.

Наибольшая статическая нагрузка на стол, кН	1200
Диаметр проходного отверстия стола, мм	360
Наибольшая частота вращения стола, с <sup>-1</sup>	3,33
Наибольшая передаваемая мощность, кВт	88,26
Передаточное число зубчатой пары	3,29
Габаритные размеры, мм	1385×925×510
Масса, кг:	
без рамы	1230
с рамой	1330

Роторная установка УРК-50 состоит из электродвигателя, трехскоростной коробки перемены передач, узла гидрораспрепителя и ротора Р360-Ш14М, смонтированных на одной раме.

Узел электросборки и пульт управления расположены отдельно. Электродвигатель выполнен во взрывозащищенном исполнении.

Роторная установка обеспечивает работу на скважинах, оснащенных нестандартными мачтами, или на скважинах, расположенных в неудобных для работы местах, в частности, на морских основаниях.

Комплектуется ключом КГП (с гидравлическим приводом) для свинчивания и развинчивания бурильных труб и полуавтоматическим слайдером КМУ-02.

Техническая характеристика роторной установки УРК-50 приведена ниже.

Наибольшая статическая нагрузка на стол, кН	1200
Диаметр проходного отверстия стола, мм	360
Частота вращения стола (в с <sup>-1</sup> ) при передаче:	
I	0,33
II	1,03
III	1,63
Мощность привода, кВт	30
Габаритные размеры, мм	4350×1250×1130
Масса, кг	3200

#### ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при капитальном ремонте с целью предупреждения выбросов и открытых фонтанов.

Существующие конструкции противовыбросового оборудования применяются для работы в умеренном и холодном (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах в скважинах с некоррозионной средой, а также средой, содержащей H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 6 % (по объему) каждого компонента.

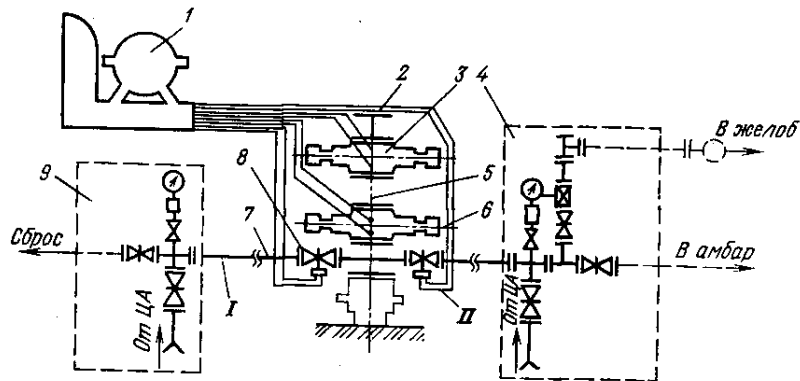


Рис. 5.10. Схема оборудования ОП1а-180×35:

1 — установка гидравлического управления; 2 — надпревенторная катушка; 3 — плашечный превентор; 4 — блок дросселирования; 5 — катушка; 6 — крестовина; 7 — напорная труба; 8 — задвижка с гидроприводом; 9 — блок глушения. Линия: I — глушения; II — дросселирования

Оборудование противовыбросовое ОП1а-180×35 состоит из стволовой части, манифольда МПБА-80×35 и гидравлического управления типа ГУП100Бр-1.

Стволовая часть (рис. 5.10) включает в себя плашечные превенторы ПП80×35 и крестовицу. Плашечные превенторы предназначены для установки сменных плашек под трубы диаметром 60—114 мм, расхаживания в пределах гладкой части колонны труб, удержания плашками колонны труб и фиксации плашек в закрытом положении в случае отключения или выхода из строя гидравлического управления.

Манифольд обеспечивает глушение и разрядку скважины, замещение раствора, промывку и создание противодействия на пласт.

Основные элементы манифольда смонтированы на отдельных транспортабельных блоках.

Техническая характеристика этого оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм:	
стволовой части	180
манифольда и боковых стволов стволовой части крестовины	80
Давление, МПа:	
рабочее	35
пробное	70
Тип основного привода	Дистанционный гидравлический
Условный диаметр уплотняемых труб, мм	33—127
Нагрузка на плашки плашечного превентора, кН:	
от массы колонны	900
выталкивающая	280

Скважинная среда	Некоррозионная (нефть, газ, газоконденсат, промывочная жидкость, вода и их смеси)
Температура скважинной среды, °С	Не более 150
Масса полного комплекта, кг	12 880

Оборудование противовыбросовое ОПК-180×35К2 состоит из стволовой части, манифольда МПБ2-80×35К2 и гидравлического управления типа СН6.

Стволовая часть включает в себя универсальный превентор ПУ1-180×35К2, плашечный превентор ПП-180×35К2 и крестовину (рис. 5.11).

Универсальный превентор обеспечивает герметизацию устья скважины вокруг части колонны труб, а также при отсутствии труб в скважине, расхаживание и проворачивание колонны труб, протаскивание замковых соединений, имеющих специальные фаски.

Плашечный превентор предназначен для установки сменных плашек под трубы диаметром 60—114 мм, расхаживания в пределах гладкой части колонны труб и фиксации плашек в закрытом положении в случае отключения или выхода из строя гидравлического управления.

Манифольд обеспечивает глушение и разрядку скважины, замещение раствора, промывку и создание противодействия на пласт.

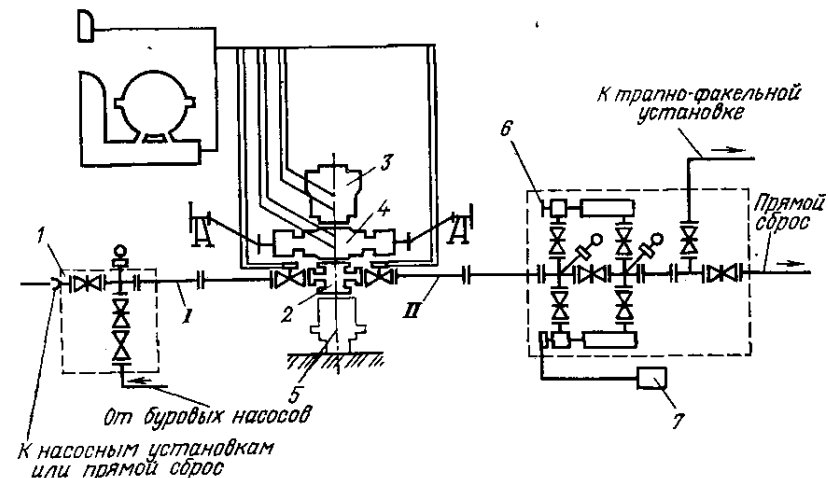


Рис. 5.11. Схема оборудования ОПК-180×35К2:

1 — блок глушения; 2 — крестовина; 3 — превентор универсальный; 4 — превентор плашечный; 5 — колонная головка; 6 — блок дросселирования; 7 — лунет управления дросселем. Линия: I — глушения; II — дросселирования

Основные элементы манифольда смонтированы на отдельных транспортабельных блоках.

Техническая характеристика оборудования приведена ниже.

Условный проход, мм:		
стволовой части	180	
манифольда и боковых отводов стволочной части крестовины	80	
Давление, МПа:		
рабочее	35	
пробное	70	
Тип основного привода	Дистанционный гидравлический	
Условный диаметр уплотняемых труб, мм	60; 73; 89; 114	
Нагрузка на плашки плашечного превентора, кН:		
от массы колонны	900	
выталкивающая	280	
Скважинная среда	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, промысловая жидкость и их смеси с содержанием $H_2S$ и $CO_2$ до 6% (по объему))	
	Не более 100	
Температура скважинной среды, °C	13 960	
Масса комплекта, кг		

#### ПРЕВЕНТОРЫ ПЛАШЕЧНЫЕ ПП-180×35 и ПП-180×35К2

Превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье (в пределах замкового или муфтового соединения), подвешивание колонны на плашки и удержание колонны плашками от выброса под действием скважинного давления (рис. 5.12).

Основные детали и узлы превентора — корпус, крышки корпуса с гидроцилиндрами и плашки.

Корпус превентора — стальная отливка коробчатого сечения с вертикальным проходным отверстием круглого сечения и сквозной прямоугольной горизонтальной полостью, в которой расположены плашки. Прямоугольная полость корпуса с обеих сторон закрыта откидными крышками, шарнирно подвешенными на корпусе и уплотненными резиновыми прокладками. Крышки закреплены на корпусе винтами. Такая конструкция корпуса и крышек позволяет проводить смену плашек превентора при наличии в скважине колонны труб.

Плашки — разъемные. В корпусах плашек установлены сменные вкладыши и резиновые уплотнения. Привод плашек — дистанционный гидравлический.

Плашки перемещаются при помощи поршня гидравлического цилиндра, шток которого связан с корпусом. Через коллектор, поворотное ниппельное соединение и трубопровод масло из системы гидроуправления под давлением поступает в гидравлические цилиндры.

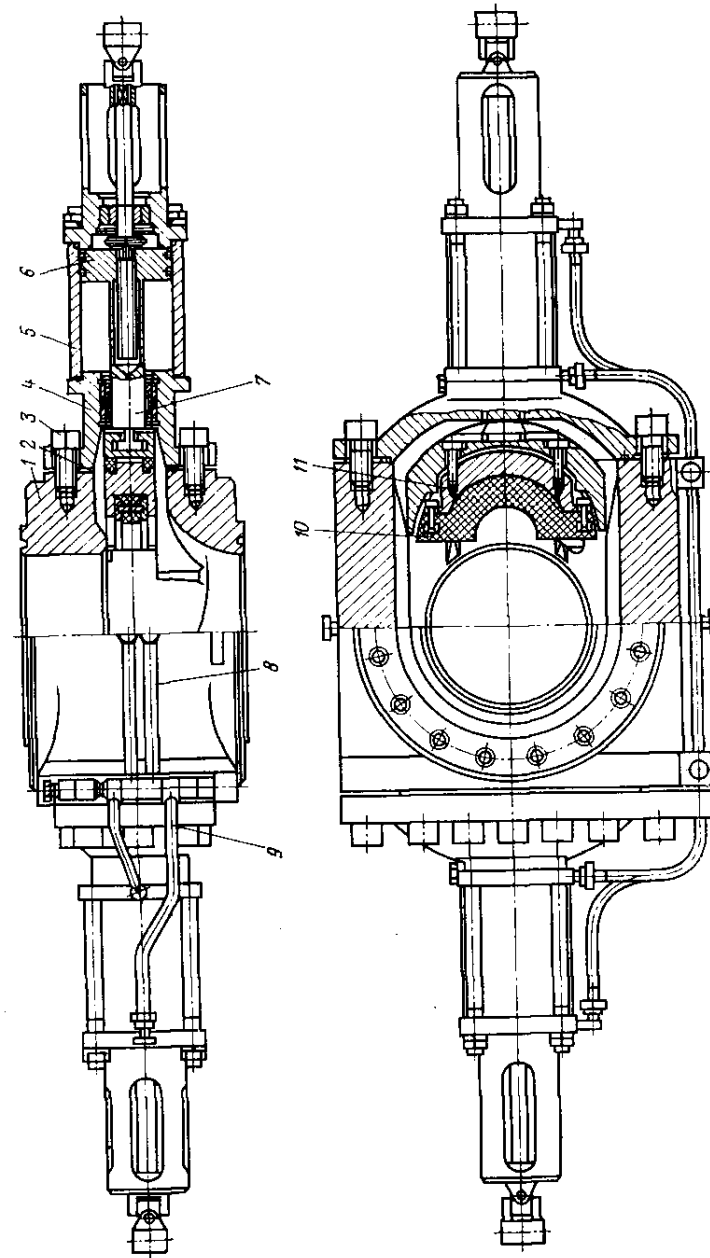


Рис. 5.12. Превентор плашечный: 1 — корпус; 2 — резиновые прокладки; 3 — винты; 4 — откидные крышки; 5 — гидравлический цилиндр; 6 — поршень; 7 — шток; 8 — коллектор; 9 — трубопровод; 10 — резиновые уплотнения; 11 — сменные вкладыши



Трубные плашки закрывают превентор при наличии в скважине колонны труб различных диаметров; глухие плашки пере-  
крывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрывании превентора.

Для фиксации плашек в закрытом положении применяют ручной карданный привод, индивидуальный для каждой плашки. Этим же приводом при необходимости можно закрыть плашки превентора (например, при отсутствии на буровой электроэнергии или при разряженном аккумуляторе гидропривода). Открыть плашки, закрытые ручным приводом, можно только при помощи гидроуправления. П полость плашек при работе в зимнее время (при температуре окружающей среды ниже 0 °С) обогревается паром, который подается в паропроводы, встроенные в корпус превентора.

Превенторы аналогичны по конструкции.

Техническая характеристика превенторов приведена ниже.

	ПП-180×35	ПП-180×35К2
Условный проход, мм		180
Давление, МПа:		
рабочее		35
пробное		70
Условный диаметр труб, уплотняемых плашками, мм	33—127	
Условная длина расхаживания, мм		300
Нагрузка на плашки, кН:		
от массы колонны		900
выталкивающая		280
Вместимость камер, л:		
на закрывание		6,6
на открывание		5,9
Скважинная среда	Некоррозионная (нефть, газ, газо- конденсат, про- мысловая жид- кость, вода и их смеси)	Коррозионная (нефть, газ, газо- конденсат, про- мысловая жидкость и их смеси с объ- емным содержани- ем H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6 % каждого ком- понента)
Габаритные размеры, мм	1680×640×321	1750×645×420
Масса, кг	880	1010

#### ПРЕВЕНТОР УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ПУ1-180×35К2

Превентор позволяет герметизировать любую часть бурильной колонны, проводить расхаживание, проворачивание (на гладкой части трубы), протаскивание замковых и муфтовых соединений при герметизированном устье, а также перекрывать

Рис. 5.13. Превентор универсальный ПУ1-180×35К2

скважину в случае отсутствия в ней колонны труб (рис. 5.13).

Основные детали превентора — корпус 4, крышка 1, уплотнитель 3, плунжер 6, втулка 8, манжеты 5, 7, 9 и уплотнение 2 крышки.

Корпус и крышка представляют собой стальные литые или кованные детали, соединенные при помощи прямоугольной резьбы.

На боковой поверхности корпуса предусмотрены отверстия для подвода жидкости от установки гидравлического управления и ушки для подъема превентора и крепления его на устье скважины.

Уплотнитель — массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками, придающими уплотнителю жесткость и предохраняющими от вытекания резины в процессе эксплуатации.

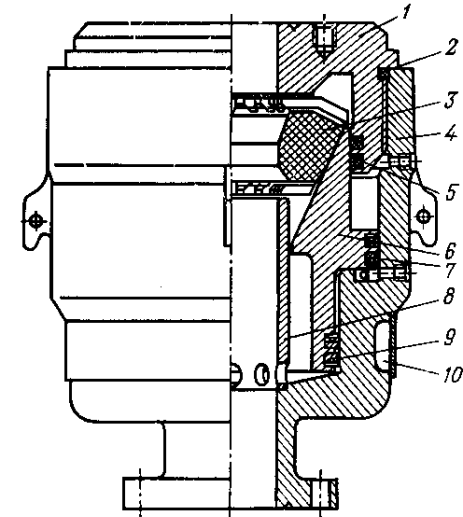
Плунжер — ступенчатой формы с центральным конусным отверстием, в котором установлен уплотнитель.

Плунжер, корпус и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры, изолированные манжетами. Эти камеры через отверстия в корпусе соединены с установкой гидравлического управления. Нижняя (запорная) камера предназначена для закрывания превентора, а верхняя (распорная) — для его открывания.

При нагнетании масла под давлением в запорную камеру плунжер движется вверх, обжимает уплотнитель, резиновое кольцо и вставки, которые перемещаются при этом к центру скважины и герметизируют любую часть колонны, оказавшуюся в зоне уплотнителя, или перекрывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

При нагнетании масла в распорную камеру закрытого превентора плунжер из верхнего положения перемещается вниз, вытесняя жидкость из запорной камеры в сливную линию гидравлического управления. Уплотнитель при этом разжимается и принимает первоначальную форму.

Управление превентором — дистанционное гидравлическое.



Для работы в зимнее время превентор оснащен камерой обогрева 10.

Превентор универсальный ПУ1-180×35К2 имеет следующую техническую характеристику.

Условный проход, мм	180	
Давление, МПа:		
рабочее	35	
пробное	70	
Рабочая вместимость гидравлической камеры превентора, л:		
запорной	17	
распорной	12	
Рабочая среда	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, промывочная жидкость и их смеси с объемным содержанием H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6 % каждого компонента)	
Изменение диаметра проходного отверстия уплотнителя, мм	От 180 до 0	
Габаритные размеры (высота × диаметр корпуса), мм	1075 × 890	
Масса, кг	2225	

#### МАНИФОЛЬДЫ МПБ2-80×35 и МПБ2-80×35К2

Предназначены для обвязки стволовой части противовыбросового оборудования с целью управления нефтяными и газовыми скважинами при газонефтеводопроявлениях (рис. 5.14).

Основные составные части манифольдов: прямоточные задвижки с гидроприводом и ручным управлением, регулируемые дроссели с ручным управлением, сепаратор бурового раствора, гаситель потока, фитинги (тройники, катушка), трубные секции низкого и напорные трубы высокого давления, металлоконструк-

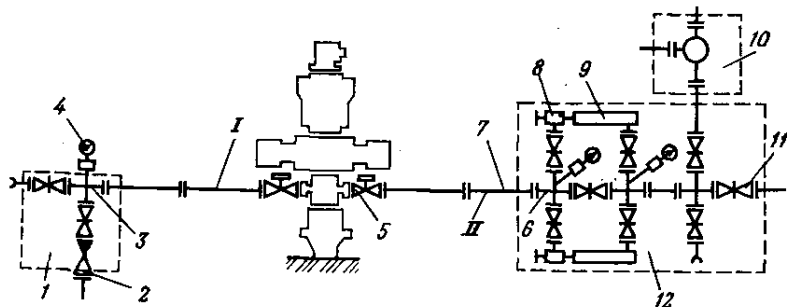


Рис. 5.14. Манифольд МПБ2-80×35:

1 — блок глушения; 2 — обратный клапан; 3 — тройник; 4 — манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред; 5 — задвижка с гидравлическим управлением; 6 — крестовик; 7 — напорная труба; 8 — регулируемый дроссель с ручным управлением; 9 — гаситель потока; 10 — блок сепаратора; 11 — задвижка с ручным управлением; 12 — блок дросселирования. Линия: I — глушения; II — дросселирования

ции (транспортные рамы, подставки), монтажные детали, предохранители манометра с разделителями сред, вентилями и разрядными клапанами, манометры.

Манифольды аналогичны по конструкции.

Техническая характеристика манифольдов приведена ниже.

	МПБ2-80×35	МПБ2-80×35К2
Условный проход, мм	80	80
Давление, МПа:		
рабочее	35	35
пробное	70	70
Рабочая среда	Некоррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси)	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси с объемным содержанием H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6 % каждого компонента)
Запорное устройство	Прямоточные задвижки ЗМ-80×35 и ЗМ-80Г×35	Прямоточные задвижки ЗМ-80×35К2 и ЗМ-80Г×35К2
Тип регулирующего устройства (дроссель)	ДР-80×35 ДР-80Г×35	ДР-80×35К2 ДР-80Г×35К2
Масса в собранном виде, кг	8308	8027

#### ПРЯМОТОЧНЫЕ ЗАДВИЖКИ ЗМ-80×35, ЗМ-80Г×35, ЗМ-80×35К2 и ЗМ-80Г×35К2

Задвижки предназначены для перекрытия линий манифольда противовыбросового оборудования.

Задвижки ЗМ-80×35 и ЗМ-80×35К2 с ручным управлением аналогичны по конструкции.

Конструкция затвора обеспечивает работу задвижки по принципу двусторонней герметичности. На задвижке имеется указатель открытого и закрытого положений. Предусмотрена возможность заполнения внутренней полости корпуса защитной смазкой, предотвращающей осаждение в нем механических примесей.

Задвижки ЗМ-80Г×35 и ЗМ-80Г×35К2 с гидроприводом и аналогичны по конструкции. Отличаются от задвижек с ручным приводом наличием гидравлической головки.

Исполнительные (корпусные) части задвижек с гидроприводом и ручным управлением полностью унифицированы.

Техническая характеристика задвижек приведена ниже.

	ЗМ-80×35	ЗМ-80Г×35
Условный проход, мм	80	80
Давление, МПа:		
рабочее	35	35
пробное	70	70
Управление задвижкой	Ручное	Гидравлическое дистанционное

Рабочая среда . . . . .	Некоррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси)	
Габаритные размеры, мм	470×360×900	470×360×1285
Масса, кг . . . . .	129	155
Тип затвора . . . . .	Прямоточный с однопластинчатым плоскопараллельным шибером и уплотнением металл — по металлу	
	ЗМ-80×35К2	ЗМ-80Г×35К2
Условный проход, мм	80	80
Давление, МПа:		
рабочее . . . . .	35	35
пробное . . . . .	70	70
Управление задвижкой	Ручное	Гидравлическое дистанционное
Рабочая среда . . . . .	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси с объемным содержанием H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6 % каждого компонента)	
Габаритные размеры, мм	470×360×900	470×360×1285
Масса, кг . . . . .	129	155
Тип затвора . . . . .	Прямоточный с однопластинчатым плоскопараллельным шибером и уплотнением металл — по металлу	

**РЕГУЛИРУЕМЫЕ ДРОССЕЛИ ДР-80×35, ДР-80Г×35, ДР-80×35К2 и ДР-80Г×35К2**

Предназначены для установки в манифольдах противобросового оборудования с целью осуществления бесступенчатого регулирования давления на устье скважины.

Дроссели с ручным управлением ДР-80×35 и ДР-80×35К2 (рис. 5.15) состоят из следующих основных частей: литого корпуса 9, корпуса насадки 7, неподвижно соединенного со стаканом 10, двух твердосплавных насадок 8, шпинделя 4, твердосплавного наконечника 6, маховика 1, накладной гайки 5. На левом конце стакана закреплена шпонка, входящая в сквозной продольный паз корпуса привода. На шпонке двумя винтами закреплен имитатор насадки 3, а имитатор наконечника 2 — на корпусе привода.

Дросселирование осуществляется изменением площади сечения кольцевого зазора между конической поверхностью наконечника и цилиндрической поверхностью насадки при вращении маховика.

Имитатор насадки, перемещающийся вместе со стаканом и корпусом насадки относительно неподвижного имитатора наконечника, служит указателем положения дросселирующей пары.

Дроссели с дистанционным гидравлическим управлением ДР-80Г×35 и ДР-80Г×35К2 унифицированы с дросселями с ручным управлением по корпусу, накладной гайке, корпусу

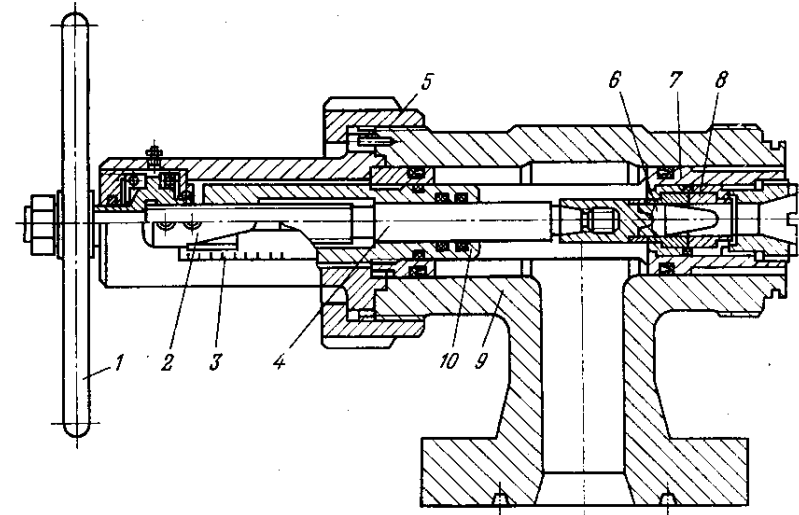


Рис. 5.15. Регулируемые дроссели ДР-80×35 и ДР-80×35К2

насадки и твердосплавным дросселирующим элементам и отличаются только приводной частью, включающей гидроцилиндр, закрепленный на корпусе дросселя накладной гайкой.

Техническая характеристика дросселей приведена ниже.

	ДР-80×35	ДР-80Г×35
Условный проход, мм . . . . .		80
Давление, МПа:		
рабочее . . . . .		35
пробное . . . . .		70
Управление дросселем . . . . .	Ручное	Гидравлическое дистанционное
Тип дросселирующей пары . . . . .	Твердосплавный конический наконечник и цилиндрическая насадка	
Рабочая среда . . . . .	Некоррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси)	
Габаритные размеры, мм . . . . .	670×320×395	870×320×395
Масса, кг . . . . .	110	145
	ДР-80×35К2	ДР-80×35К2
Условный проход, мм . . . . .		80
Давление, МПа:		
рабочее . . . . .		35
пробное . . . . .		70
Управление дросселем . . . . .	Ручное	Гидравлическое дистанционное

Тип дросселирующей пары . . . . .	Твердосплавный конический наконечник и цилиндрическая насадка	
Рабочая среда . . . . .	Коррозионная (нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси с объемным содержанием $H_2S$ и $CO_2$ до 6 % каждого компонента).	
Габаритные размеры, мм . . . . .	670×360×395	800×265×340
Масса, кг . . . . .	110	122

### УСТАНОВКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГУП 100Бр-1

Предназначена для оперативного дистанционного управления превенторами и основными задвижками манифольда.

Установка состоит из основного пульта управления, насосно-аккумуляторной установки, вспомогательного пульта управления и соединительных трубопроводов.

Все оборудование смонтировано на общей раме и составляет компактный транспортный блок.

Управление электродвигателем насоса — автоматическое, от электроконтактного манометра, который должен быть отрегулирован на давление 9—10 МПа.

Аккумулятор предназначен для ускорения операций закрытия — открывания превенторов и задвижек и обеспечения управления этими операциями за счет энергии сжатого азота.

Вспомогательный пульт управления представляет собой корпус, в котором расположены распределители, регулирующий клапан и прочее.

Техническая характеристика приведена ниже.

Число управляемых узлов противовыбросового оборудования	6
Рабочее давление, МПа	10
Вместимость масляного бака, $дм^3$	250
Объем масла в пневмогидроаккумуляторе при давлении в системе 10 МПа и давлении азота при заправке 6 МПа, $дм^3$	71
Подача шестеренного насоса, $см^3/об$	10
<b>Электродвигатель насоса</b>	
Мощность, кВт	3
Частота вращения вала, $мин^{-1}$	1430
Подача ручного насоса за один двойной ход, $см^3$	15
Габаритные размеры пультов управления, мм:	
установкой	1530×1125×1635
вспомогательного	740×454×746
Масса пультов управления, кг:	
установкой	917
вспомогательного	112,5

### КРОНБЛОКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ

Представляют собой неподвижную часть талевой системы, установленную на вышке и предназначенную для опуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте нефтяных

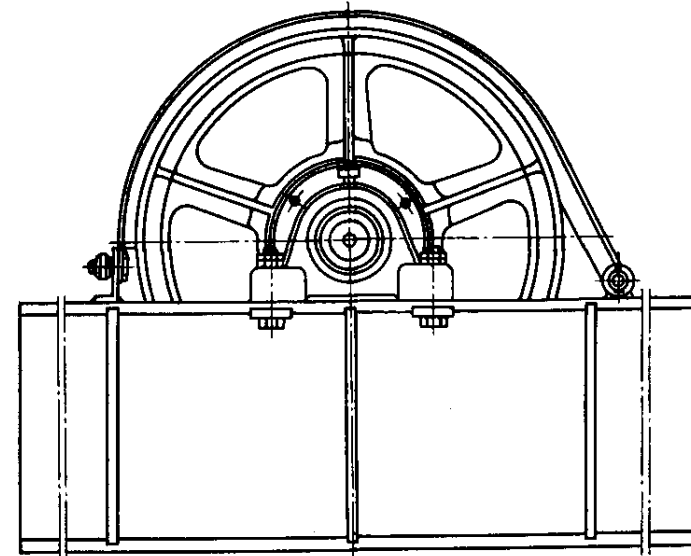
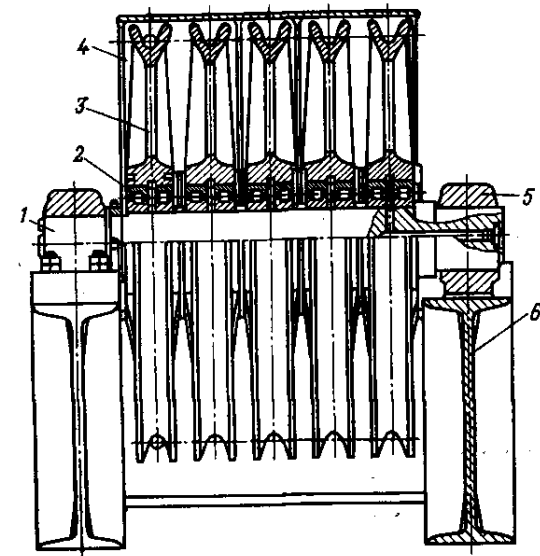


Рис. 5.16. Кронблок:

1 — ось; 2 — роликподшипник; 3 — шкив; 4 — кожух; 5 — опора; 6 — рама

и газовых скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

В зависимости от грузоподъемности кронблочки изготавливают с различным числом канатных шкивов, которые расположены на общей оси, закрепленной в чугунных опорах-подшипниках.

Кронблочки КБН3-15 и КБН4-25 устанавливают непосредственно на собственные опоры-подшипники. У кронблока КБН5-50 эти опоры смонтированы на раме, закрепленной на кронблочной площадке вышки. Кронблочки закрыты защитным кожухом (рис. 5.16).

Техническая характеристика кронблоков приведена ниже.

	КБН3-15	КБН4-25	КБН5-50
Грузоподъемность, т . . . . .	15	25	50
Число канатных шкивов . . . . .	3	4	5
Диаметр, мм:			
канатных шкивов (по дну желоба) . . . . .	380	500	580
каната . . . . .	18,5	18,5	21,5
Габаритные размеры, мм . . . . .	475×360×465	575×435×565	2250×780×875
Масса, кг . . . . .	118	180	800

#### БЛОКИ ТАЛЕВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ

Представляют собой подвижную часть талевого системы, подвешенную на талевом канате и предназначенную для спуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте не-

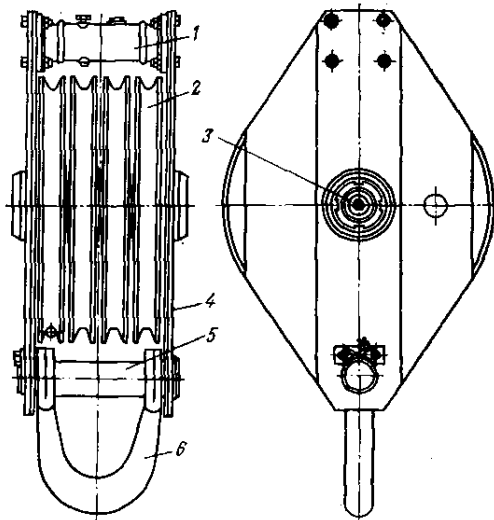


Рис. 5.17. Талевый блок:  
1 — мост; 2 — шкив; 3 и 5 — ось; 4 — щека; 6 — серьга

фтяных и газовых скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

В зависимости от грузоподъемности талевые блоки изготавливают с различным числом канатных шкивов.

Щеки блока в верхней части соединены мостом, к которому прикреплен неподвижный конец талевого каната. К нижней части щек подвешена серьга для соединения с крюком (рис. 5.17).

Техническая характеристика талевых блоков приведена ниже.

	БТН3-15	БТН3-25	БТН4-50
Грузоподъемность, т . . . . .	15	25	50
Число канатных шкивов . . . . .	3	3	4
Диаметр, мм:			
канатных шкивов (по дну желоба) . . . . .	380	480	580
каната . . . . .	18,5	18,5	21,5
Габаритные размеры, мм			
длина . . . . .	840	950	1230
ширина:			
по шкиву . . . . .	520	620	720
по оси . . . . .	270	290	470
Масса, кг . . . . .	146	188	450

#### КРЮКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ КПШ И КН

Предназначены для проведения спуско-подъемных операций при освоении, текущем и капитальном ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

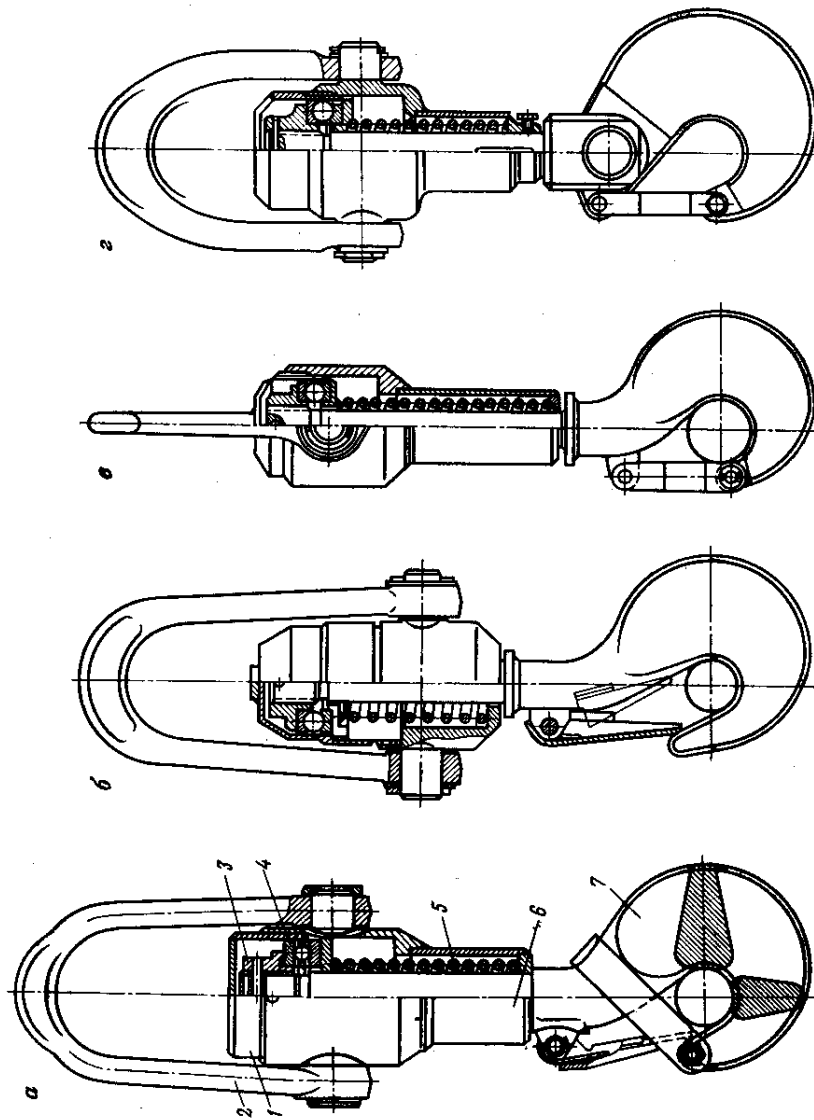
Крюки КПШ и КН имеют амортизационные пружины, упорные шариковые подшипники и защелки у зева рога. Основные узлы крюка: рог цельнокованный со стержнем или шарнирно с ним соединенный (у крюка КН-50); траверса и штроп для подвешивания крюка к талевому блоку, амортизационная пружина. Рог крюка может свободно вращаться как под нагрузкой, так и без нее (рис. 5.18).

Техническая характеристика крюков приведена ниже.

	КПШ-10	КН-15	КН-25	КН-50
Грузоподъемность, т . . . . .	10	15	25	50
Диаметр зева рога, мм . . . . .	50	55	90	120
Усилие пружины при рабочей деформации, Н . . . . .	200	250	400	400
Длина рабочего хода пружины, мм . . . . .	55	55	60	90
Просвет серьги, мм . . . . .	250	250	160	180
Габаритные размеры, мм . . . . .	220×209× ×795	242×135× ×850	305×170× ×992	470×245× ×1260
Масса, кг . . . . .	24,4	34,7	60	190

Рис. 5.18. Крюк КПШ10 (а), КН-15 (б), КН-25 (в) и КН-50 (г):

1 — кожух; 2 — штроп; 3 — гайка; 4 — упорный шарикоподшипник; 5 — пружина; 6 — корпус крюка; 7 — рог



### ШТРОПЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ

Предназначены для подвешивания элеваторов к крюкам в процессе спуско-подъемных операций при капитальном и текущем ремонте нефтяных и газовых скважин, расположенных в умеренных макроклиматических районах.

Штроп (рис. 5.19) представляет собой овал, изготовленный из круглой заготовки (сварной или цельнокованой). Для удобства и безопасности работы предусмотрены безопасные ручки.

Верхними концами штроп подвешивается на зев или рога крюка талевого блока, а нижними концами заводится в проушины элеватора.

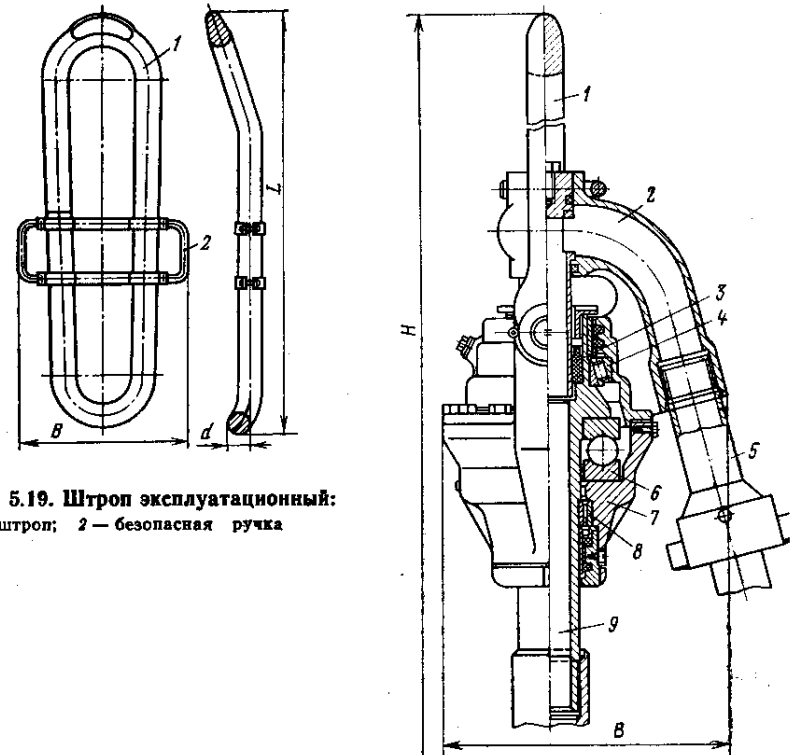


Рис. 5.19. Штроп эксплуатационный:

1 — штроп; 2 — безопасная ручка

Рис. 5.20. Вертлюг эксплуатационный ВЭ-50:

1 — серьга; 2 — отвод; 3 — грязевое манжетное уплотнение; 4 и 8 — верхняя и нижняя опоры; 5 — быстросборное соединение; 6 — основная опора; 7 — корпус; 9 — ствол

Штропы РИ-Э/10 и ШЭ аналогичны по конструкции. Основные их отличия заключаются в следующем:

штроп РИ-Э/10 — с круглым поперечным сечением по всему периметру (тип конструкции I), без безопасной ручки (исполнение А) и с безопасной ручкой (исполнение Б);

штроп ШЭ — со сплюснутым поперечным сечением в верхней изогнутой части (тип конструкции II), с безопасной ручкой (исполнение Б и В).

Техническая характеристика штропов приведена ниже.

	РИ-Э/10		ШЭ-28	
	I	II	II	II
Тип конструкции	I	II	II	II
Исполнение	А	Б	Б	В
Наибольшая грузоподъемность комплекта, т		10		28
Диаметр поперечного сечения $d$ , мм		30		30
Габаритные размеры, мм:				
длина $L$		920±60		850±40
ширина $B$	180	210	220	370
Масса комплекта, кг	21	22	29	31

	ШЭ-32		ШЭ-80	
	II	II	II	II
Тип конструкции	II	II	II	II
Исполнение	Б	В	В	В
Наибольшая грузоподъемность комплекта, т		32		50
Диаметр поперечного сечения $d$ , мм		40		45
Габаритные размеры, мм:				
длина $L$		850±40		890±40
ширина $B$	225	370	240	400
Масса комплекта, кг	37	39	48	50

## ВЕРТЛЮГИ

Вертлюг эксплуатационный ВЭ предназначен для удержания на весу бурильного инструмента при вращении с одновременной подачей раствора от насоса к забою скважины при капитальном ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район  $I_2$ ) макроклиматических районах.

Вертлюг состоит из корпуса, в котором смонтирован ствол, соединенный с отводом (рис. 5.20).

Ствол установлен в корпусе на опорах качения. Основной опорой, несущей нагрузку от массы колонны, является средняя, на которой установлен упорный подшипник (на ВЭ-50 — шариковый; на ВЭ-80 — роликовый). Верхние и нижние опоры — направляющие. В дополнение к ним, для лучшего центрирования ствола предусмотрены втулки скольжения (на ВЭ-50 — на выходе ствола; на ВЭ-80 — в верхней и в нижней частях ствола).

Между стволом и напорной трубой размещается грязевое манжетное уплотнение. Отвод грязевой трубы заканчивается резьбой для присоединения штуцера быстросборного соединения.

Вертлюг подвешивается с помощью серьги, шарнирно соединенной с корпусом.

Техническая характеристика вертлюгов ВЭ приведена ниже.

	ВЭ-50	ВЭ-80
Грузоподъемность, т	50	80
Рабочее давление, МПа	16	20
Условный проход (ствола), мм	60	75
Наибольшая частота вращения ствола, $c^{-1}$	1,66	1,66
Размеры присоединительной резьбы, мм:		
на стволе вертлюга под переводник по ГОСТ 631—75	89	114
на отводе по ГОСТ 633—80	73	В89
Габаритные размеры, мм:		
высота $H$	1410	1750
ширина $B$	502	740
ширина по оси пальца	370	598
Масса, кг	185	555

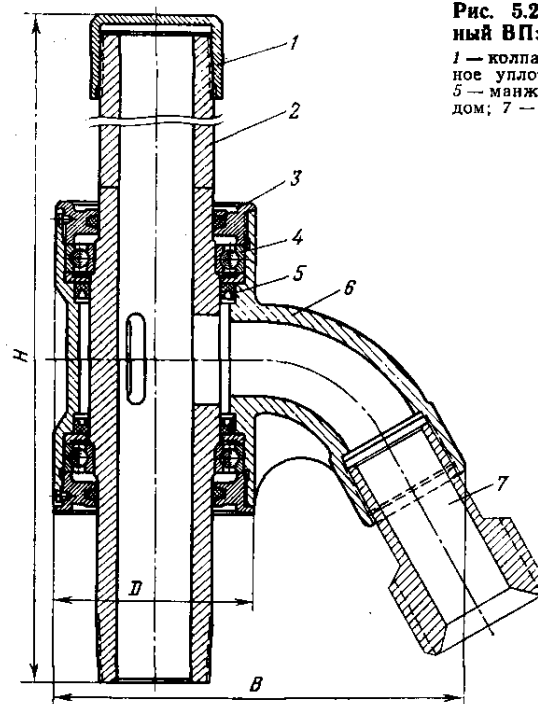


Рис. 5.21. Вертлюг промывочный ВП:

1 — колпак; 2 — ствол; 3 — войлочное уплотнение; 4 — опора ствола; 5 — манжета; 6 — корпус с отводом; 7 — быстросборное соединение

Вертлюг промывочный ВП предназначен для подачи промывочной жидкости в колонну при ремонте нефтяных и газовых скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Состоит из ствола, верхний конец которого заглушен колпаком, корпуса с отводом, установленного на стволе на двух опорах, уплотнительных манжет и быстросборного соединения для присоединения промывочного шланга. Подвешивается на элеваторе за колпак ствола вертлюга (рис. 5.21).

Отвод с промывочным шлангом располагают под элеватором. Масса присоединенной колонны через ствол вертлюга передается на элеватор. При этом корпус вертлюга испытывает нагрузки только от давления прокачиваемой жидкости и массы промывочного шланга.

Соединение промывочного шланга с вертлюгом — быстросборное.

Техническая характеристика вертлюгов ВП приведена ниже.

	ВП50×160	ВП80×200
Грузоподъемность, т	50	80
Рабочее давление, МПа	16	20
Условный проход (ствола), мм	50	75
Габаритные размеры, мм:		
ширина:		
по корпусу D	160	200
по отводу B	270	410
высота H	732	880
Масса, кг, не более	59	116

## ЭЛЕВАТОРЫ

Предназначены для захвата колонны труб или штанг и удержания их на весу при спуско-подъемных операциях. В зависимости от вида захватываемой колонны применяют трубные и штанговые элеваторы. По конструкции элеваторы делятся на одно- и двухштропные.

**Одноштропные элеваторы.** Элеватор ЭНКБ-80 предназначен для захвата и подвешивания за тело безмуфтовых насосно-компрессорных труб в процессе спуско-подъемных операций при ремонте нефтяных и газовых скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Элеватор состоит из корпуса, двух створок (левой и правой) с затвором, клиньев, рычага управления и серьги (рис. 5.22).

Клинья подпружинены в направлении расклинивания. Левый и правый рычаги при посадке элеватора на трубу автоматически замыкают створки элеватора. Замкнувшиеся створки запираются затвором. Предварительное заклинивание осуществляется рычагом управления. В процессе работы элеватор по-

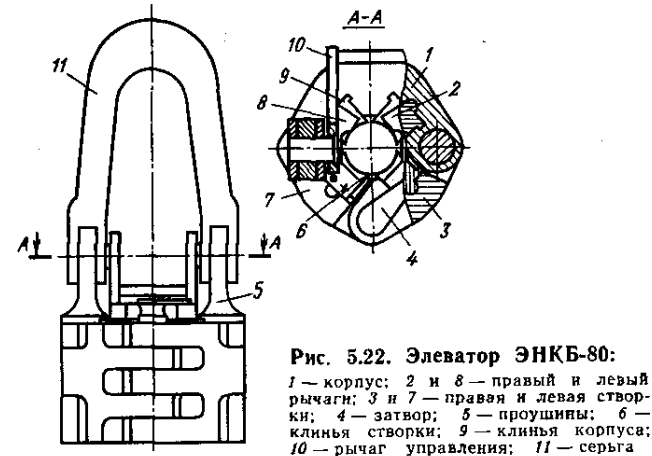


Рис. 5.22. Элеватор ЭНКБ-80:

1 — корпус; 2 и 8 — правый и левый рычаги; 3 и 7 — правая и левая створки; 4 — затвор; 5 — пружины; 6 — клинья створок; 9 — клинья корпуса; 10 — рычаг управления; 11 — серьга

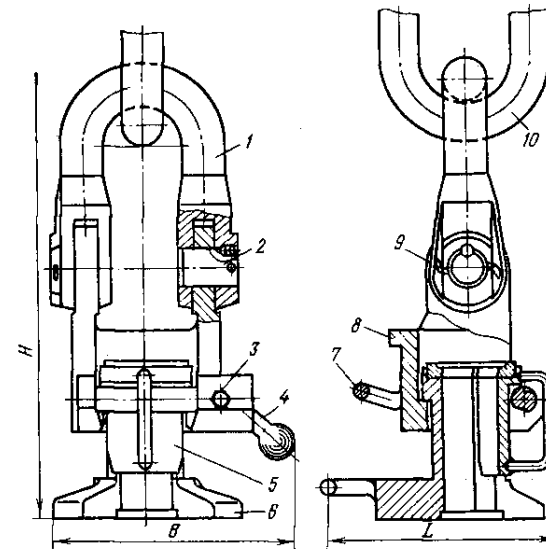


Рис. 5.23. Элеватор ЭЗН:

1 — серьга; 2 — палец; 3 — винт; 4 — затвор; 5 — створка; 6 — корпус; 7 — рукоятка; 8 — захват; 9 — шплинт; 10 — штроп

стоянно подвешен на крюке и работает в сочетании со спайдером. Техническая характеристика элеватора приведена ниже.

Грузоподъемность, т	80
Диаметр захватываемых труб, мм	60, 73 и 89
Габаритные размеры, мм	320×320×905
Масса, кг	126



Эlevator ЭТА предназначен для захвата и подвешивания под муфту насосно-компрессорных труб в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Эlevator может применяться как при механизированном свинчивании — развинчивании труб, так и при ручном (со спайдером). Состоит из корпуса, шарнирно соединенного с серьгой при помощи пальцев, сменных захватов для труб и рукоятки. Благодаря применению сменных захватов одним элеватором можно спускать и поднимать трубы нескольких типоразмеров. Техническая характеристика элеватора ЭТА приведена ниже.

	ЭТА-32	ЭТА-50
Грузоподъемность, т . . . . .	32	50
Диаметр захватываемых труб, мм . . . . .	48; 70; 73	60; 73; 89
Габаритные размеры, мм . . . . .	265×200×540	280×230×575
Масса (без захвата), кг, не более . . . . .	16	25

Эlevator ЭЗН с захватным приспособлением служит для захвата и подвешивания насосно-компрессорных труб под муфту в процессе спуска-подъема при ремонте скважин. В комплект входят два элеватора, захватное приспособление и штропы. Захватное приспособление состоит из захвата, затвора и серьги, в которую предварительно вдевают штроп (рис. 5.23).

Техническая характеристика элеваторов ЭЗН приведена ниже.

	ЭЗН48-16	ЭЗН60-16	ЭЗН60-25
Диаметр захватываемых труб, мм . . . . .	48	60	60
Грузоподъемность, т . . . . .	16	16	25
Диаметр расточки под трубу, мм . . . . .	49,8	63	63
Габаритные размеры, мм . . . . .	245×300×740	250×315×770	300×320×885
Масса, кг:			
захватного приспособления (без элеватора)	18,5	19,5	33
элеватора в сборе (с захватным приспособлением) . . . . .	27,5	29	47
	ЭЗН73-50	ЭЗН89-50	ЭЗН114-50
Диаметр захватываемых труб, мм . . . . .	73	89	114
Грузоподъемность, т . . . . .	50	50	50
Диаметр расточки под трубу, мм . . . . .	76	92	118
Габаритные размеры, мм . . . . .	300×320×995	295×330×1020	300×355×1030
Масса, кг:			
захватного приспособления (без элеватора)	56,5	60	64,5
элеватора в сборе (с захватным приспособлением) . . . . .	73	77	81

Эlevator ЭТАР применяется для захвата и подвешивания под муфту насосно-компрессорных труб в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин, расположенных в умеренном и холодном (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Эlevator можно использовать при свинчивании и развинчивании труб вручную. Состоит из корпуса, шарнирно соединенного с серьгой, сменных захватов для труб и рукоятки.

Крепление рукоятки с корпусом выполнено так, что рукоятка может также служить запорным устройством.

Благодаря применению сменных захватов одним элеватором можно спускать и поднимать трубы нескольких типоразмеров.

Техническая характеристика элеваторов приведена ниже.

	ЭТАР-12,5	ЭТАР-20
Грузоподъемность, т . . . . .	12,5	20
Диаметр захватываемых труб или полых штанг, мм . . . . .	26; 33; 42; 48	48; 60; 73
Габаритные размеры, мм . . . . .	190×230×565	250×260×565
Масса, кг:		
с одним захватом . . . . .	11,5	16,6
со всеми захватами (полный комплект) . . . . .	14,5	30

Эlevator штанговый ЭШН предназначен для захвата и подвешивания насосных штанг при спуско-подъемных операциях в процессе ремонта нефтяных и газовых скважин, расположенных в умеренных макроклиматических районах. Состоит из корпуса, втулки и штропа. В корпусе и втулке имеется вырез для ввода штанги, который перекрывается поворотом втулки. Для исключения возможности произвольного поворота втулки во время работы предусмотрена шарнирная рукоятка, которая в закрытом положении спускается в зев корпуса. На опорный выступ элеватора крепится сменный вкладыш, предохраняющий корпус элеватора от износа.

Конструкция элеватора предусматривает использование двух пар вкладышей: одну — для штанг диаметром 16; 19; 22 мм; вторую — для штанг диаметром 25 мм. Корпус элеватора имеет два шипа, на которые надевается штроп, свободно поворачивающийся на них. Выпускается эlevator двух типоразмеров с одинаковыми сменными втулками, вкладышами и крепежными винтами. Техническая характеристика элеваторов ЭШН приведена ниже.

	ЭШН-5	ЭШН-10
Грузоподъемность, т . . . . .	5	10
Диаметр отверстий сменных вкладышей для штанг диаметром, мм:		
12 . . . . .	17	—
16; 19; 22 . . . . .	27	27
25 . . . . .	32	32
Диаметр штропа, мм . . . . .	22	25
Габаритные размеры, мм . . . . .	225×125×490	230×125×490
Масса, кг . . . . .	11,6	13

**Двухштропные элеваторы.** Элеватор ЭТАД предназначен для захвата и подвешивания насосно-компрессорных труб под муфту в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Элеватор состоит из корпуса, шарнирного выдвижного захвата, рукоятки и защелок штропов. Выдвижные захваты сменные. Благодаря этому один комплект элеватора позволяет работать с трубами нескольких типоразмеров. Техническая характеристика элеватора приведена ниже.

Грузоподъемность, т	80
Диаметр захватываемых труб, мм	73; 89; 102; 114
Габаритные размеры, мм	510×290×220
Масса (без захвата), кг	44

Элеватор ЭХЛ служит для захвата насосно-компрессорных труб под муфту и удержания их на весу в процессе спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Элеватор состоит из массивного кованого корпуса, затвора и рукоятки. В верхней части корпуса имеется кольцевая выточка, в которую укладывается затвор с винченной рукояткой. Стакан предохранителя приварен к корпусу элеватора, подпружиненный шток предохранителя перемещается в стакане вертикально.

Техническая характеристика элеватора ЭХЛ приведена ниже.

	ЭХЛ60-15	ЭХЛ73-25	ЭХЛ89-35	ЭХЛ114-40
Грузоподъемность, т	15	25	35	40
Диаметр удерживаемых насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80, мм	60	73	89	114
Ширина зева затвора для ввода трубы, мм	62	75	91	116
Габаритные размеры, мм	370×155× ×110	370×160× ×130	395×180× ×145	440×215× ×160
Масса, кг	18	20	29	35

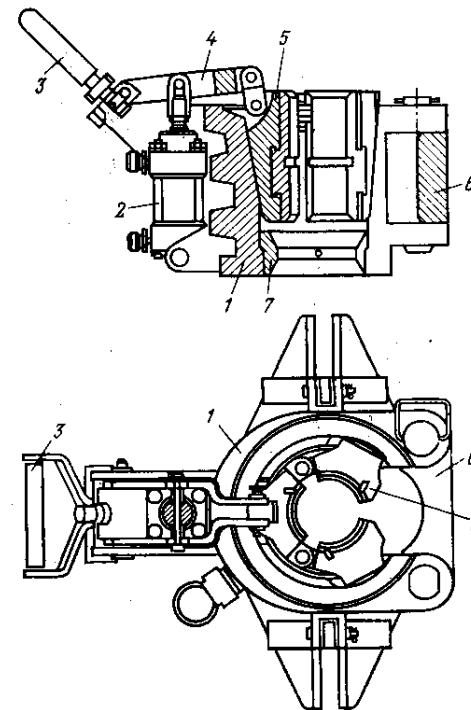
## СПАЙДЕРЫ

**Спайдер гидравлический СГ-32** предназначен для захвата за тело и удержания на весу колонны труб в процессе спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин.

Представляет собой разрезной корпус со сменными клиньями под разные размеры труб. Клинья управляются гидравлическим цилиндром, встроенным в корпус спайдера. Наклонные зубья

Рис. 5.24. Спайдер СГ-32:

1 — корпус; 2 — гидроцилиндр;  
3 — рукоятка; 4 — рычаг; 5 —  
клиньевая подвеска; 6 — створка;  
7 — центратор



плашек обеспечивают стопорение колонны от проворота в процессе свинчивания — развинчивания труб. На спайдере предусмотрено также вспомогательное ручное управление (рис. 5.24).

Техническая характеристика спайдера СГ-32 приведена ниже.

Грузоподъемность, т	32
Диаметры захватываемых труб, мм	48; 60; 73; 89
Привод	Гидравлический
Рабочее давление, МПа	1
Габаритные размеры, мм	408×440×220
Масса, кг	65

## КЛЮЧИ

Ключ одношарнирный трубный КОТ (взамен КТНД) предназначен для проведения монтажно-демонтажных промышленных работ, а также для свинчивания — развинчивания насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях на скважинах, в том числе с применением механических ключей типа АПР.

Применяется в умеренном и холодном (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

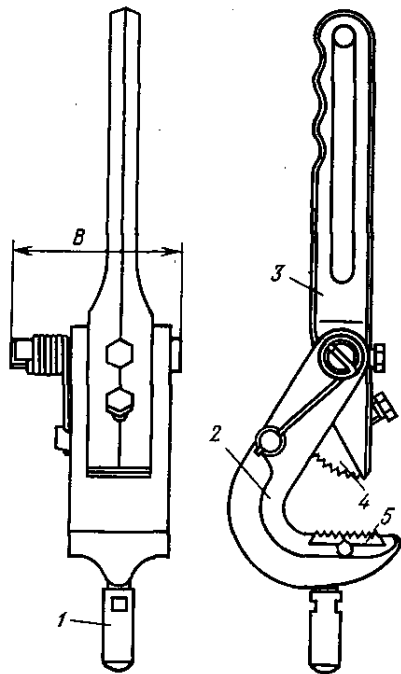


Рис. 5.25. Ключ трубный КОТ:  
1 — ручка; 2 — челюсть; 3 — рукоятка;  
4 — сухарь; 5 — плашка

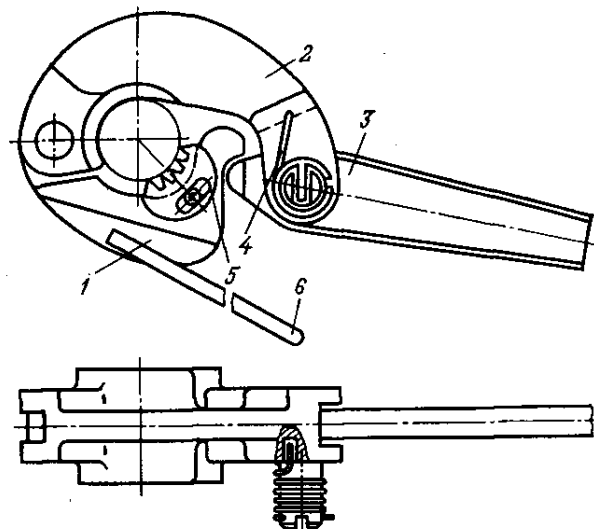


Рис. 5.26. Ключ трубный КТД:  
1 — челюсть малая; 2 — челюсть большая; 3, 6 — большая и малая рукоятки;  
4 — пружина; 5 — сухарь самоустанавливающийся

Ключ состоит из шарнирно соединенных между собой челюстей и рукоятки. В челюсть вставлена плоская плашка, в рукоятку — сухарь. На оси шарнира находится пружина, которая обеспечивает удержание на весу ключа, установленного на трубе или муфте (рис. 5.25).

Техническая характеристика ключа приведена ниже.

	КОТ48-89	КОТ89-132
Диаметр элементов труб (и муфт), захватываемых ключом при свинчивании—развинчивании, мм	48—89	89—132
Максимальный крутящий момент, кН·м	4	6
Габаритные размеры, мм	490×126×120	520×155×120
Масса, кг	7,5	8,6

Ключ трубный двухшарнирный КТД предназначен для ручного и механизированного свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб при ремонте скважин, расположенных в районах с умеренным и холодным (район I<sub>2</sub>) климатом. Состоит (рис. 5.26) из большой и малой челюстей и рукоятки, шарнирно соединенных между собой. На оси шарнира, связывающего большую челюсть с рукояткой, имеется пружина, служащая для удержания ключа на трубе. На малой челюсти находится самоустанавливающийся сухарь, имеющий вогнутую зубчатую рабочую поверхность.

Техническая характеристика ключей КТД приведена ниже.

	КТД-56	КТДУ-60	КТДУ-73	КТДУ-89
Условный диаметр труб, мм	56	60	73	89
Максимальный рабочий момент силы, Н·м	1080	1760	2350	2350
Габаритные размеры, мм	462×178×79	305×200×79	320×200×82	335×230×82
Масса, кг	5,3	4,6	5,2	6,1

Ключ КТНД предназначен для ручного свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Состоит из шарнирно соединенных челюстей и рукоятки. В челюсть вставлена плоская плашка, в рукоятку — круглая. На оси шарнира находится пружина, которая обеспечивает постоянное прижатие ключа к трубе при спуске и подъеме.

Техническая характеристика ключей КТНД приведена ниже.

	КТНД20-48	КТНД48-89	КТНД89-132
Диаметр захватываемых труб и муфт к ним, мм	20—48	48—89	89—132
Максимальное усилие на конце рукоятки, кН	0,75	2	3
Габаритные размеры, мм	360×80×60	650×128×120	730×190×120
Масса, кг	1,5	7,6	10,1

Ключи трубные цепные КЦН и КЦО служат для захватывания и вращения труб нефтяного сортамента в процессе их свинчивания и развинчивания. Состоят из рукоятки, щек, шарнирно соединенных болтом с рукояткой, и цепи.

Ниже приведена техническая характеристика ключей КЦН и КЦО.

	КЦН-1	КЦО-1	КЦН-2	КЦН-3
Диаметр захватываемых труб, мм	60—114	60—114	114—146	146—245
Максимальное допустимое усилие на конце рукоятки, кН	0,95	0,95	1,15	1,4
Длина цепи, мм	667	667	928	1377
Габаритные размеры, мм	1160×100× ×110	680×100× ×110	157×112× ×135	2100×152× ×165
Масса, кг	14	11,5	24	53

Ключ штанговый шарнирный КШШ16-25 предназначен для ручного и механизированного свинчивания — развинчивания насосных штанг при спуско-подъемных операциях при ремонте скважин. Представляет собой единый универсальный ключ облегченной конструкции на четыре типоразмера насосных штанг (рис. 5.27). Удерживается на квадрате штанги при перемещении ее нижнего конца.

Техническая характеристика ключа КШШ16-25 приведена ниже.

Диаметр штанги, мм	16; 19; 22; 25
Размеры, мм:	
длина	350
высота	40
Масса, кг	1,9

Ключ КШ применяется для свинчивания и развинчивания вручную насосных штанг при ремонте скважин. Представляет собой кованую заготовку с зевом под размер квадрата штанги.

Техническая характеристика ключей КШ следующая.

	КШ-16	КШ-19-22	КШ-25
Диаметр штанги, мм	16	19; 22	25
Габаритные размеры, мм:			
длина	490	710	710
высота	30	30	36
ширина зева	22	24	32
Масса, кг	3,5	4,7	6,5

Ключ круговой КШК предназначен для отвинчивания за тело насосных штанг в аварийных ситуациях. Состоит из обода, неподвижной и подвижной плашек и зажимного винта.

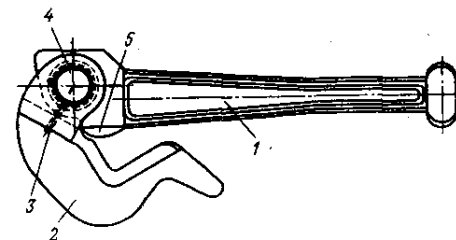


Рис. 5.27. Ключ КШШ16-25:

1 — рукоятка; 2 — челюсть; 3 — пружины; 4 — ось; 5 — сегмент

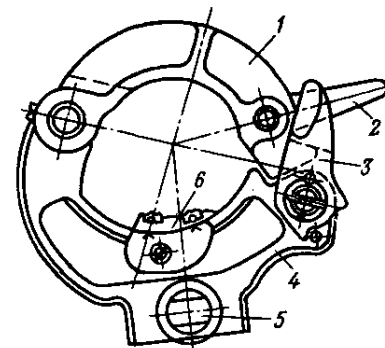


Рис. 5.28. Ключ КСМ:

1 — створка; 2 и 3 — защелка; 4 — челюсть; 5 — упор; 6 — сухари

Техническая характеристика ключа КШК приведена ниже.

Диаметр отвинчиваемых штанг, мм	12; 16; 19; 22; 25
Диаметр ключа, мм	560
Высота зева, мм	32
Масса, кг	5,5

Ключ стопорный КСМ используется для стопорения колонн насосно-компрессорных труб при их механизированном свинчивании и развинчивании.

При переходе от развинчивания труб к свинчиванию упор переставляется. При работе рабочие поверхности ключа прилегают к муфте трубы и захватывают ее, не допуская проскальзывания. Надежная работа ключа обеспечивается спиральной расточкой внутренней поверхности челюсти, служащей для заклинивания сухаря между муфтой и челюстью (рис. 5.28).

Техническая характеристика ключей КСМ приведена ниже.

	КСМ-48	КСМ-60
Диаметр захватываемых труб по ГОСТ 633—80, мм	48	60
Диаметры захватываемых муфт, мм	55,9	73
Максимальный крутящий момент, Н·м	1960	2450
Габаритные размеры, мм	205×180×137	205×195×137
Масса, кг	6	6

	Продолжение		
	КСМ-73	КСМ-89	КСМ-114
Диаметр захватываемых труб по ГОСТ 633—80, мм	73	89	114
Диаметры захватываемых муфт, мм	88,9	108	132,1
Максимальный крутящий момент, Н·м	2940	3430	3430
Габаритные размеры, мм	240×210×139	265×230×154	275×255×154
Масса, кг	9,5	11,2	11,8

Ключ механический штанговый КШЭ предназначен для механизированного свинчивания — развинчивания и спуска-подъема насосных штанг при текущем ремонте скважин, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Ключ (рис. 5.29) состоит из трех основных узлов: блока вращателя, блока управления электродвигателем и специального штангового элеватора.

Блок ключа представляет собой редуктор с прямозубыми колесами. К одному концу быстроходного вала редуктора при помощи полумуфты присоединен электродвигатель, на другом конце вала при помощи шлицев устанавливается маховик для получения необходимого крутящего момента на водиле при свинчивании — развинчивании резьбовых соединений насосных штанг. Маховик фиксируется пружиной и огражден кожухом. На большом колесе шестерне приварено водило. На водиле корпуса имеется откидная вилка, выполняющая роль второго элеватора и служащая для удержания колонны штанг на весу.

В корпусе пьедестала имеются два винта для крепления ключа на устьевой муфте.

Для правильного выбора места при работе относительно мостков и подъемника ключ, закрепленный на муфте, может быть повернут вокруг своей оси и закреплен тремя болтами.

Блок управления электродвигателем состоит из электромагнитного пускателя, кнопочного поста управления, соединенных кабелем со штепсельными разъемами.

Пост управления — кнопочный, устанавливается на двух специальных шпильках крепления электродвигателя в двух положениях в зависимости от места расположения оператора.

Принцип работы ключа заключается в следующем. После посадки колонны штанг на откидную вилку на квадрат нижней штанги устанавливается стопорный ключ, а на квадрат верхней штанги — штанговый ключ. Затем при включении электродвигателя проводится свинчивание или развинчивание штанг в зависимости от работы.

Спуска-подъемные операции осуществляются при помощи специального штангового элеватора, захватывающего штангу за квадрат.

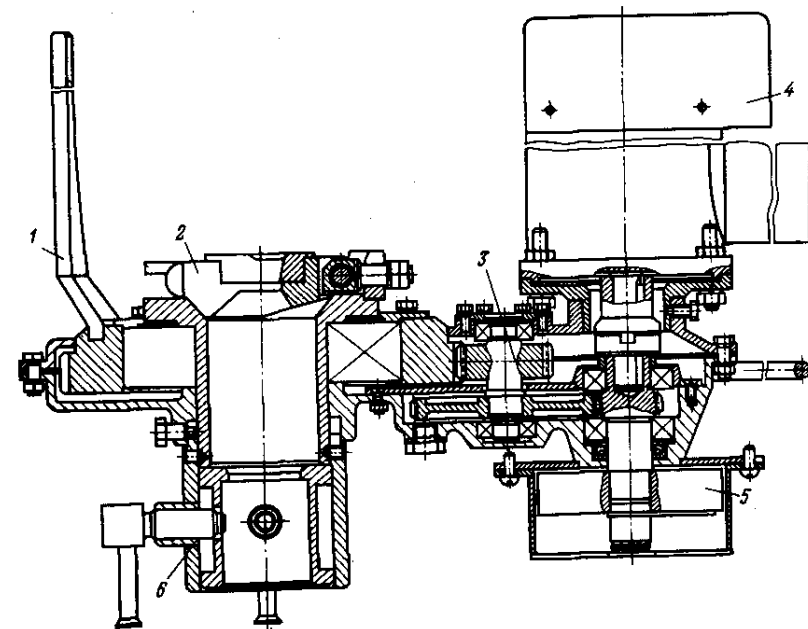


Рис. 5.29. Ключ КШЭ:

1 — водило; 2 — откидная вилка; 3 — редуктор; 4 — электродвигатель; 5 — маховик; 6 — винты крепления

Техническая характеристика ключа КШЭ приведена ниже.

Диаметры насосных штанг, мм	16; 19; 22; 25
Привод	Электрический с питанием от промышленной сети
Максимальный момент на водиле, Н·м	980
Мощность электродвигателя, кВт	0,75
Частота вращения водила, с <sup>-1</sup>	1,667
Передаточное число редуктора	13,6
Габаритные размеры, мм	610×430×470
Масса, кг	145

#### МЕТЧИКИ МЭУ И МЭС

Представляют собой ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа и предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся вверху муфтой или высаженной частью трубы.

Захват происходит ввинчиванием во внутреннюю поверхность тела аварийной трубы или муфты, при этом метчики

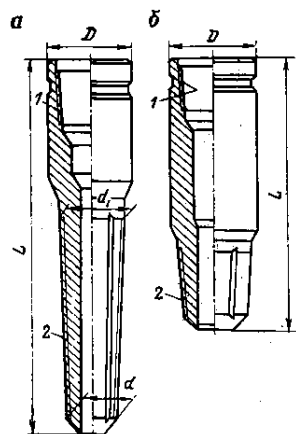


Рис. 5.30. Универсальный (а) и специальный (б) метчики:

1, 2 — соответственно присоединительная и ловильная резьба

универсальные МЭУ врезаются ввинчиванием в тело трубы, метчики специальные — ввинчиванием в резьбу муфты (рис. 5.30).

Корпус метчика выполнен в виде усеченного конуса, верхний конец которого имеет внутреннюю замковую резьбу для свинчивания с ловильной колонной, а нижний — ловильную. Вдоль всего корпуса ловильной резьбы предусмотрены канавки для выхода стружки при врезании в аварийный объект. Для улучшения условий врезания передние грани продольных канавок метчика на режущей части выполнены под углом 3°. Резьба метчика подвергается цементации с последующей закалкой и отпуском.

Метчики изготавливаются с правыми и левыми резьбами.

Техническая характеристика метчиков МЭУ и МЭС приведена в табл. 5.11 и 5.12.

Таблица 5.11

Метчик	Условный диаметр ловильных труб, мм	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг
					d	d <sub>1</sub>	D	L	
МЭУ 36-60	48; В48	114—168	30	3-50	36	60	65	370	6,5
МЭУ 46-80	60; В60 73; В73	114—178	45	3-76	46	80	90	455	11
МЭУ 69-100	89; В89	140—273	60	3-88	69	100	108	450	19
МЭУ 85-127	102; В102 114; В114	168—273	75	3-117	85	127	134	560	34

Таблица 5.12

Метчик	Условный диаметр ловильных труб, мм	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	L	
МЭС-В33	В33	114—168	21	3-50	65	230	2,3
МЭС-В42	В42	114—168	28	3-50	65	230	2,3
МЭС-48	48	114—168	36	3-50	65	230	3,8
МЭС-В48	В48	114—168	36	3-50	65	230	4
МЭС-60	60	114—178	56	3-76	90	260	7,6
МЭС-В60	В60	114—178	56	3-76	90	260	7,2
МЭС-73	73	114—178	76	3-76	90	260	7,3
МЭС-В73	В73	114—178	76	3-76	90	260	8
МЭС-89	89	140—273	109	3-88	108	260	10,2
МЭС-В89	В89	140—273	109	3-88	108	260	11,3
МЭС-102	102	168—273	126	3-117	134	280	14
МЭС-В102	В102	168—273	126	3-117	134	280	15
МЭС-114	114	168—273	153	3-117	134	280	17
МЭС-В114	В114	168—273	153	3-117	134	280	18

#### КОЛОКОЛА КС И К

Представляют собой ловильный инструмент врезного типа. Предназначены для захвата и извлечения оставшейся в скважине колонны труб. Захват происходит путем врезания навинчиванием на их наружную поверхность. По назначению колокола подразделяются на сквозные типа КС и несквозные типа К (рис. 5.31).

Особенность сквозных колоколов в отличие от несквозных в том, что они обеспечивают возможность пропуска сквозь

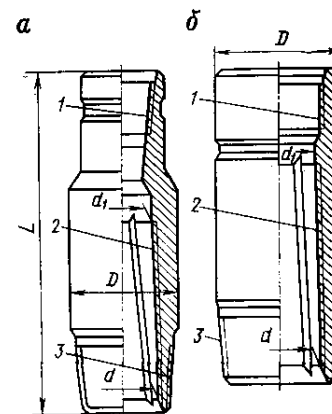


Рис. 5.31. Несквозной (а) и сквозной (б) ловильные колокола:

1, 2, 3 — соответственно присоединительная к колонне, ловильная и присоединительная к воронке резьба

Таблица 5.13

Колокол	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины в месте образования колонны, мм		Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба			Основные размеры, мм			Масса, кг		
		необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный диаметр обсадной колонны)		к ловильной колонне (закопая)	к воронке		Диаметр ловильной резьбы	D	L			
						ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80					наибольший d	наименьший d <sub>1</sub>
K42-25	33—38	—	114—168	25	3-50	—	60	—	42	25	65	385	6,5
K50-34	42—46	—	114—168	35	3-50	—	60	—	50	34	65	340	5
K58-40	48—54	—	114—168	45	3-62	—	89	—	58	40	90	490	15
K70-52	60—67	97—151	114—168	65	3-62	—	89	—	70	52	90	510	14
K85-64	73—82	108—161	127—187	75	3-76	—	102	—	85	64	102	550	18
K100-78	89—97	132—214	146—219	85	3-88	—	B114	—	100	78	122	595	26,5
K110-91	102—108	140—214	168—219	100	3-101	—	—	127	110	91	132	555	26,5
K125-103	114—121	161—269	194—273	110	3-121	—	—	146	125	103	148	560	31

Таблица 5.14

Колокол	Замки буровых и легкосплавных труб	Диаметр муфт насосно-компрессорных и геологических разведочных труб, мм	Диаметр утяжеленных буровых труб, мм	Диаметр скважины в месте образования колонны, мм		Присоединительная резьба				Основные размеры, мм			Масса, кг		
				необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный диаметр обсадной колонны)	к ловильной колонне		к воронке	Диаметр ловильной резьбы	D	L				
						по ГОСТ 632-80	по ГОСТ 633-80					по ГОСТ 632-80		по ГОСТ 633-80	наибольший d
KC-54	—	33	—	97—151	114—168	—	—	60	—	73	54	39	73	330	8
KC-69	—	42; 48; 50	—	97—151	114—168	—	—	73	—	89	69	52	90	380	13
KC-85	3Н-80	60	—	108—161	127—178	—	—	89	—	102	85	68	108	390	17
KC-100	3Н-95 3Л-90	63,5; 73	89; 95	132—214	146—219	—	—	102	—	B114	100	79	122	450	20
KC-115	3Н-108 3Ш-108 3Л-110	89	108	152—214	168—219	114	—	—	140	—	115	94	140	460	24
KC-125	3Ш-118 3Л-120 3Л-120	—	120	161—269	194—273	127	—	—	146	—	125	106	148	440	25
KC-132	—	102	—	190,5—269	219—273	146	—	—	168	—	132	113	168,3	430	48

корпус колокола сломанного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом ее нарезанием резьбы на наружной поверхности замка или муфты. Колокола обоих типов изготавливаются с резьбой под воронку. Резьба в верхней части колокола служит для его присоединения к колонне труб, резьба в нижней части — ловильная, специального профиля, с конусностью 1 : 16. По всей ее длине выполнены продольные канавки для выхода стружки при врезании в ловимый объект. Для улучшения условий врезания передние грани продольных канавок на режущей части колокола выполнены под углом 3°.

Колокола изготавливаются правые — с правыми ловильными и присоединительными резьбами и канавками и левые — с левыми присоединительными резьбами и канавками.

Колокол правый применяется для извлечения колонны правых труб целиком и левых по частям (отвинчиванием), колокол левый — для извлечения колонны левых труб целиком и правых по частям. При небольших зазорах между обсаженной или необсаженной скважиной и колонной ловимых труб колокола применяются без воронок, в скважинах со значительным зазором — с воронками.

Техническая характеристика колоколов К и КС приведена в табл. 5.13 и 5.14.

### ТРУБОЛОВКИ

Труболовка ТВ — внутренняя неосвобождающаяся. Является ловильным инструментом плашечного типа. Предназначена для захвата за внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб и извлечения их целиком или по частям из эксплуатационной колонны.

Конструкции труболовок (рис. 5.32) позволяют на устье скважины освободиться от захваченной трубы без проведения сварочных работ. Техническая характеристика труболовок ТВ приведена в табл. 5.15.

Труболовка ТВМ (рис. 5.33) — внутренняя освобождающаяся механического действия. Является шестиплашечным ловильным инструментом. Предназначена для захвата за внутреннюю поверхность насосно-компрессорной трубы аварийной колонны и извлечения ее из скважины целиком или по частям. Захват осуществляется заклиниванием выдвижных плашек между внутренней поверхностью захватываемой трубы и стержнем труболовки.

Выпускаются труболовки, упирающиеся в торец захватываемой колонны (исполнение I) и заводимые внутрь захватываемой колонны на любую глубину (исполнение II). Изготавливаются они с резьбами левого направления и могут извлекать колонны как целиком, так и отвинчивать и извлекать их по частям. По заказу потребителя труболовки исполнения I могут быть изго-

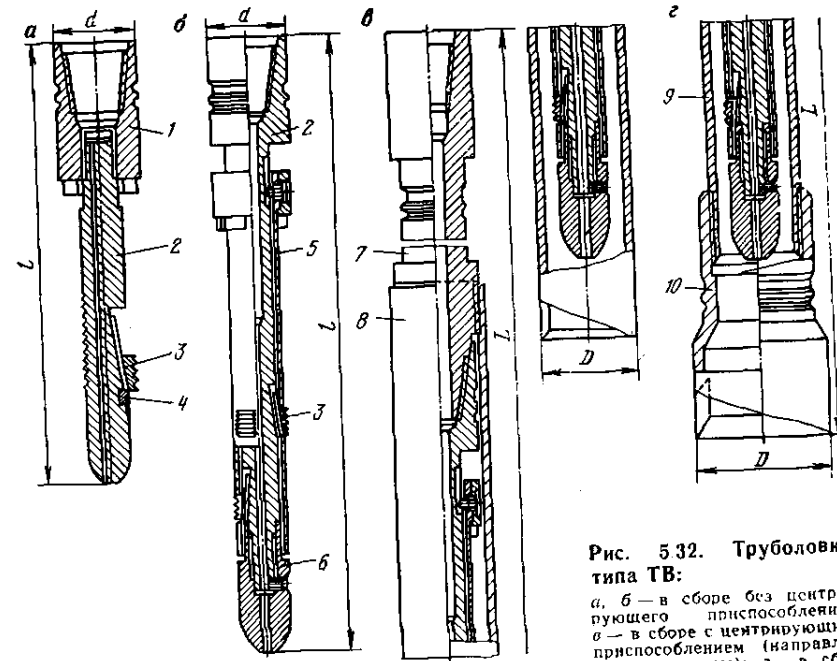


Рис. 5.32. Труболовки типа ТВ:

а, б — в сборе без центрирующего приспособления; в — в сборе с центрирующим приспособлением (направлением с вырезом); г — в сборе с вырезом; д — в сборе с вырезом; е — в сборе с вырезом и воронкой; ж — в сборе с вырезом и воронкой; з — в сборе с вырезом и воронкой. 1 — переводник; 2 — стержень; 3 — плашка; 4 — клин; 5 — плашкодержатель; 6 — наконечник; 7 — специальный переводник; 8 — направление с вырезом; 9 — направление; 10 — воронка

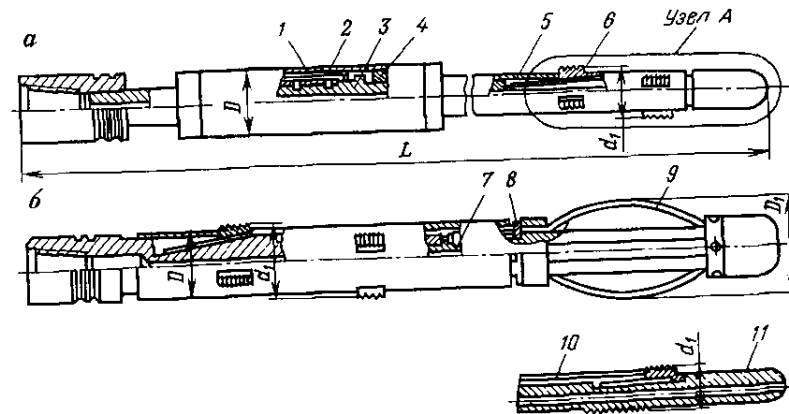


Рис. 5.33. Труболовки типа ТВМ:

Исполнение: а — I; б — II. 1 — корпус; 2 и 8 — фиксаторы; 3 — стержень; 4 — напильник; 5 — плашкодержатель; 6 — плашка; 7 — нижний стержень; 9 — пластинчатые пружины; 10 — поводок; 11 — стержень с зубьями



Т а б л и ц а 5.15

Труболовка	Условный диаметр ловимых труб, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм			Масса, кг		
					труболовки		труболовки с центрирующими приспособлениями		трубо-ловки	труболовки с центрирующими приспособлениями
					d	l	D	L		
ТВ48-80	48	102—168	25	3-62	80	580	80—138	9	44,5	
ТВ60-92	60	114—194	30	3-76	92	585	114—160	11,9	48,2	
ТВ73-92	73	114—194	55	3-76	92	760	114—160	16	54,2	
ТВ89-110	89	140—245	80	3-76	110	855	134—200	27,35	71,45	
ТВ102-130	102	168—273	100	3-88	130	1020	160—236	50,5	108,1	
ТВ114-130	114	168—273	120	3-88	130	975	160—236	50,85	122,6	

Т а б л и ц а 5.16

Труболовка	Исполнение	Условный диаметр ловимых труб, мм	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой проводится захватывание, мм	Необходимая растягивающая нагрузка при отвинчивании, кН	Грузоподъемность, кг	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг	
							Диаметр по плашкам d <sub>1</sub> (не более)	D	D <sub>1</sub>	L не более		
												выдвину-тым
ТВМ60-1	I	60	≥114	50—60	30	3-76	47	57	92	900	28	
ТВМ73-1	I	73	≥114	50—60	50	3-76	57	66	92	1190	38	
ТВМ89-1	I	89	≥140	60—70	70	3-76	71	82	110	1300	50	
ТВМ114-1	I	114	≥168	70—100	120	3-88	95	108	132	1430	110	
ТВМ114-2*	II	114	≥168	70—100	120	3-76	95	108	95	120	1580	70

\* Применяются без центрирующего приспособления.

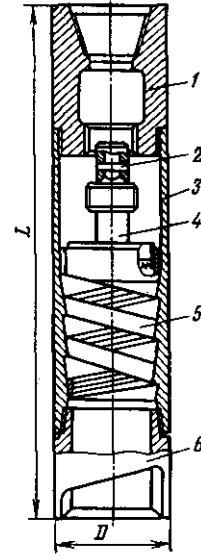


Рис. 5.34. Труболовка типа ТНОС:

1 — переводник; 2 — винт; 3 — корпус; 4 — шток; 5 — захватывающая спираль или цапга; 6 — воронка

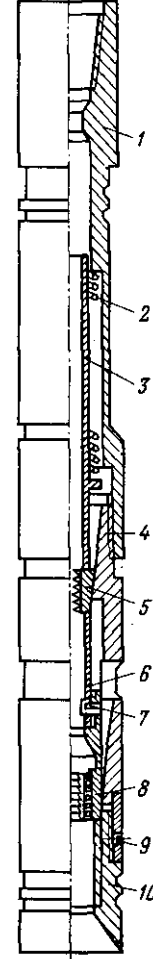


Рис. 5.35. Ловитель ЛКШ-114:

1 — удлинитель корпуса; 2 — пружина; 3, 6 — плашкодержатели; 4 — корпус; 5, 8 — плашки; 7 — винт; 9 — стопорный винт; 10 — воронка

товлены с резьбами правого направления для захвата и извлечения колонны труб целиком.

Труболовки оснащены шестью плашками, расположенными в два яруса по три в каждом, а также механизмами для захвата и фиксации плашек в освобожденном положении. Имеют сквозной продольный канал по оси для прохода промывочной жидкости.

В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловимых труб труболовки применяются без центрирующих, в скважинах со значительным зазором — с центрирующими приспособлениями. Труболовки без

центрирующих приспособлений присоединяются к бурильной колонне обычным переводником, с центрирующими — специальным. Конструкция труболовок обеспечивает их освобождение от захваченной трубы внутри скважины с фиксацией плашек в сомкнутом положении устройством механического действия.

Техническая характеристика труболовок ТВМ приведена в табл. 5.16.

**Труболовка ТНОС** — наружная освобождающаяся со спиральным захватным устройством. Предназначена для захвата за наружную поверхность насосно-компрессорных и бурильных труб, извлечения их целиком или по частям из эксплуатационных скважин при аварийных ловильных работах.

Изготавливают труболовки с резьбами правого и левого направлений. Они могут извлекать колонны труб как целиком, так и отвинчивать их по частям.

Механизм захвата, расположенный в средней части корпуса труболовки (рис. 5.34), состоит из захватывающей спирали или цапги, штока и винта. Спираль или цапга плавно перемещается по спиральной канавке конического сечения, которая выполнена на внутренней поверхности корпуса с помощью Т-образного штока и винта, служащего для перезарядки труболовки и подготовки ее для последующей ловли аварийного объекта.

Освобождение труболовки от захваченных труб проводится вращением колонны бурильных труб вместе с труболовкой.

Для соединения с колонной бурильных труб к верхней части корпуса прикреплен переводник, а к нижней — воронка.

Техническая характеристика труболовок ТНОС приведена ниже.

	ТНОС 120-60/95	ТНОС 120-60/95Л
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	60—95	
Условный диаметр захватываемых объектов, мм:		
бурильных труб по ГОСТ 631—75	60; 73; 83	
муфт этих труб	73	
насосно-компрессорных труб по ГОСТ 632—80	60; 73; 89	
муфт этих труб	60; 73	
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой проводится захватывание, мм	≥146	
Номинальная осевая нагрузка, кН	1100	
Присоединительная резьба (замковая)	3-76	
Основные размеры, мм:		
диаметр	120	
длина	700	
Масса, кг	21	

## ЛОВИТЕЛИ

Ловитель комбинированный ЛКШ-114 предназначен для ловли в эксплуатационной колонне и извлечения (целиком или по частям) насосных штанг за тело или муфту, а также недеформированных насосно-компрессорных труб диаметром до 48 мм. Состоит из корпуса, удлинителя и воронки. В верхней и нижней частях корпуса на внутренней поверхности выполнены специальные пазы с профилем сечения в виде ласточкина хвоста, в которых вверху располагаются плашки для ловли штанга

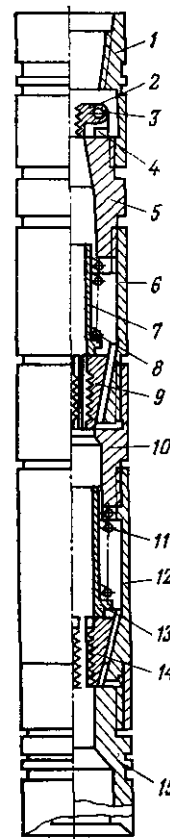


Рис. 5.36. Ловитель ЛКШТ-136:  
1 — переводник; 2, 9, 14 — плашки; 3 — ось; 4 — кронштейн; 5 — верхний корпус; 6 — средний корпус; 7, 13 — стаканы; 8, 11 — пружины; 10 — средний переводник; 12 — нижний корпус; 15 — воронка

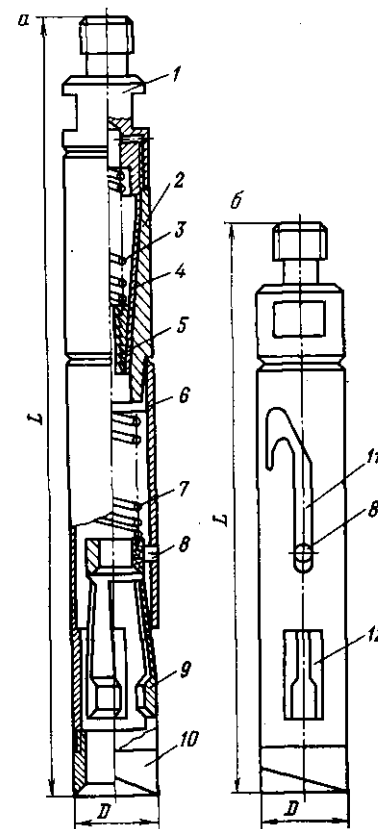


Рис. 5.37. Штанголовитель типа ШК:  
а — исполнение 1; б — исполнение 11; 1 — переводник; 2 — верхний корпус; 3 — верхняя пружина; 4 — вилка; 5 — плашка; 6 — нижний корпус; 7 — направляющий винт; 8 — нижняя пружина; 9 — цапга; 10 — воронка; 11 — байонетный паз; 12 — сквозной паз

за тело, а внизу — плашки для ловли штанг за муфту. Плашки перемещаются в корпусе синхронно при помощи соединенных между собой специальных плашкодержателей (рис. 5.35). Ловитель спускается в скважину на колонне левых бурильных труб. Техническая характеристика ловителя ЛКШ-114 приведена ниже.

Условный диаметр ловимой колонны, мм:	
насосных штанг:	
за тело . . . . .	16; 19; 22
за муфту . . . . .	38; 42; 46
труб:	
за тело . . . . .	B33; B42; 48
за муфту . . . . .	B33
Условный диаметр колонны обсадных труб, в которой проводится захватывание, мм . . . . .	114—168
Грузоподъемность, т . . . . .	24
Основные размеры (с воронкой), мм:	
диаметр . . . . .	95
длина . . . . .	913
Масса (с воронкой), кг . . . . .	31

Ловитель комбинированный ЛКШТ-136 служит для ловли и извлечения насосно-компрессорных и насосных штанг (отдельных или расположенных в несколько рядов) из эксплуатационной колонны. Он состоит из трех корпусов (рис. 5.36), соединенных переводниками. В верхний корпус вставляются две откидные плашки с гребенчатой насечкой, которые могут поворачиваться в верхнее (раскрытое) положение и возвращаться в исходное.

В средний и нижний корпус вставляется по три плашки. С внутренней стороны плашки имеют острые гребенчатые пазы, с наружной — конусные выступы с профилем сечения в виде ласточкина хвоста, которые входят в соответствующие пазы корпусов.

Сверху на торцах плашек установлены стаканы, служащие направляющими для пружин. Ловитель спускается в скважину на левых бурильных трубах. Техническая характеристика ЛКШТ-136 приведена ниже.

Условный диаметр ловимой колонны, мм:	
насосных штанг:	
за тело . . . . .	12; 16; 18; 22; 25; 28
за муфту . . . . .	26; 38; 42; 46; 53; 60
труб:	
гладких:	
за тело . . . . .	48—73
за муфту . . . . .	56—73
с высаженными концами:	
за тело . . . . .	33—60
за муфту . . . . .	48—63,5
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой проводится захватывание, мм . . . . .	168—273
Грузоподъемность, т . . . . .	50

Основные размеры (с воронкой), мм:		
наружный диаметр . . . . .		136
длина . . . . .		1146
Масса (с воронкой), кг . . . . .		95

### ШТАНГОЛОВИТЕЛИ

Штанголовитель ШК предназначен для извлечения оставшейся в скважине колонны насосных штанг и устьевых штоков. Выпускаются штанголовители для захвата за тело, муфту или головку насосной штанги (исполнение I) и для захвата за муфту или головку насосной штанги (исполнение II). Изготавливаются они с резьбами правого направления, применяются с центрирующими приспособлениями (воронкой).

Штанголовитель (рис. 5.37) состоит из переводника; нижнего и верхнего корпусов, соединенных резьбой; нижней и верхней пружин; направляющего винта; цанги; вилки; плашек и воронки.

Плашки перемещаются внутри корпуса на перьях вилки. В стенке нижнего корпуса имеются три сквозных паза для выхода перьев цанги и байонетный паз для перемещения направляющего винта. С внутренней стороны перьев цанги предусмотрены выступы для обхвата штанги за головку или муфту.

Штанголовитель спускается в лифтовые насосно-компрессорные трубы на колонне насосных штанг.

Техническая характеристика штанголовителя ШК приведена в табл. 5.17.

### ФРЕЗЕРЫ

Режущее-стирающий кольцевой фрезер ФК предназначен для офрезерования прихваченных бурильных и насосно-компрессорных труб (по телу), а также насосных штанг в обсаженных скважинах.

Таблица 5.17

Штанголовитель	Исполнение	Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм	Диаметр элементов ловимых насосных штанг, мм			Грузоподъемность, т	Основные размеры, мм		Масса, кг
			тела	головки	муфты		D	L	
ШК47×19	I	60	12—19	26—36	26—38	6	47	693	4,9
ШК47×19-1	II	60	—	26—36	26—38	6	47	540	3,6
ШК57×22	I	73	12—22	26—43	26—46	10	57	762	5,7
ШК57×22-1	II	73	—	26—43	26—46	10	57	607	4,1
ШК69×36	I	89; 114	16—36	36—52	38—57	14	69	866	8,5
ШК69×36-1	II	89; 114	—	36—52	38—57	14	69	703	6

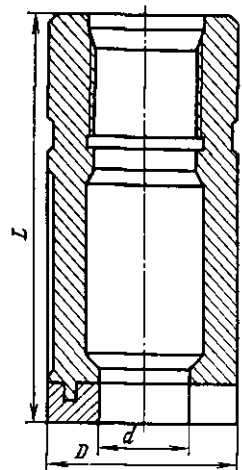


Рис. 5.38. Фрезер типа ФК

На наружной поверхности цилиндрического корпуса фрезера равномерно расположены противозаклинивающие каналы. Нижний конец корпуса армирован композиционным твердосплавным материалом (рис. 5.38).

Фрезер соединяется с колонной бурильных труб при помощи приемной трубы, изготовленной из соответствующей бурильной трубы с таким расчетом, чтобы ее внутренний диаметр был не меньше внутреннего диаметра фрезера.

Нормальный режим работы фрезера определяется осевой нагрузкой не более 10—35 кН при частоте вращения ротора 0,83—1,5 с<sup>-1</sup>. По требованию заказчика фрезеры изготавливают с правыми и левыми присоединительными резьбами. Техническая характеристика фрезеров ФК приведена в табл. 5.18.

**Скважинный фрезер типов ФЗ и ФЗС** предназначен для фрезерования металлических предметов в обсаженных и необсаженных скважинах с целью очистки скважин по всему сечению ствола.

Верхний конец цилиндрического корпуса фрезера имеет резьбу для свинчивания с колонной бурильных труб, а нижний армирован композиционным твердосплавным материалом. В армированном слое предусмотрены промывочные каналы, по кото-

Таблица 5.18

Фрезер	Диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 631-75	Основные размеры, мм			Масса, кг
			D	d	L	
ФК 90×61	114	73	90	61	300	8
ФК 95×74	114	—	95	74	160	4
ФК 104×75	127	89	104	75	300	10
ФК 112×82	140	—	112	82	180	7
ФК 118×89	140; 146	102	118	89	320	12,5
ФК 124×96	146	—	124	96	180	7
ФК 136×102	168	114	136	102	350	17,5
ФК 140×110	168; 178	127	140	110	350	16
ФК 150×122	168; 178	—	150	122	200	9,5
ФК 160×133	194	—	160	133	240	9,5
ФК 190×152	219	168	190	152	370	29,5
ФК 210×179	245	—	210	179	260	19
ФК 248×205	273	—	248	205	260	32

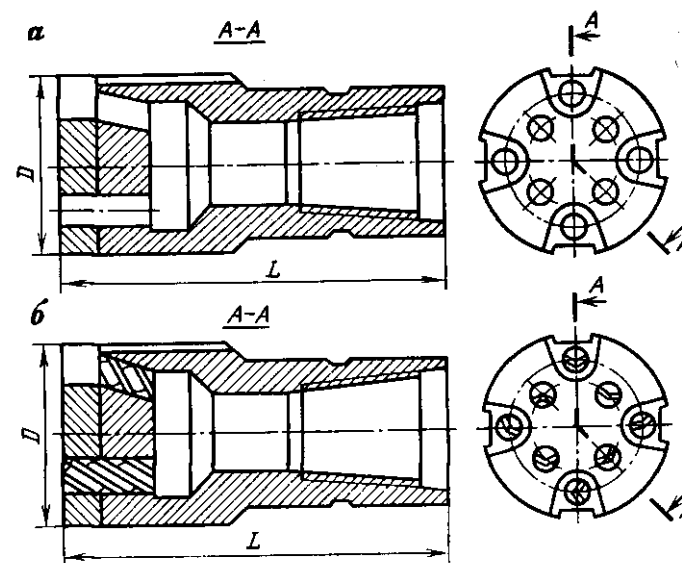


Рис. 5.39. Скважинные фрезеры типов ФЗ0 (а) и ФЗС (б)

рым промывочно-охлаждающая жидкость поступает непосредственно в зону резания (рис. 5.39).

Фрезеры типа ФЗС имеют спиральную вставку в промывочных каналах.

Нормальный режим работы определяется осевой нагрузкой не более 30—100 кН при частоте вращения ротора 0,7—2 с<sup>-1</sup> для фрезера типа ФЗ и 1,3—3 с<sup>-1</sup> для фрезера типа ФЗС.

По требованию заказчика фрезеры изготавливают с правыми и левыми присоединительными резьбами. Техническая характеристика фрезеров типа ФЗ и ФЗС приведена в табл. 5.19.

**Фрезер скважинный ФП** предназначен для фрезерования верхнего конца насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб для обеспечения захватывания их ловильным инструментом.

Фрезер — торцовый, с опорно-центрирующим устройством, позволяющим центрировать фрезер относительно оси колонны. Истирающе-режущие участки фрезера армированы композиционным твердосплавным материалом.

В корпусе имеются промывочные отверстия и стружкоотводящие противозаклинивающие каналы (рис. 5.40, а).

Для присоединения фрезера к бурильной колонне на верхнем конце корпуса предусмотрена присоединительная резьба.

Нормальный режим работы фрезера определяется осевой нагрузкой 30—80 кН при минимальном внутреннем диаметре

Таблица 5.19

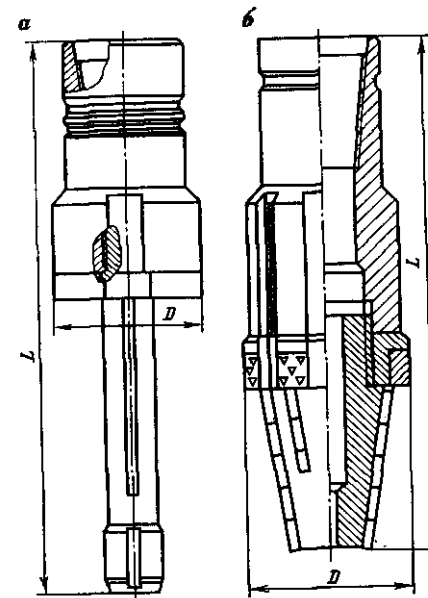
Фрезер	Диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
			<i>D</i>	<i>L</i>	
ФЗ-85 ФЗС-85	114	3-66	85	210	7,8
ФЗ-90 ФЗС-90	114		90	210	8,2
ФЗ-104 ФЗС-104	127	3-76	104	215	11
ФЗ-113 ФЗС-113	140	3-76	113	270	12
ФЗ-118 ФЗС-118	140; 146		118	220	13,5
ФЗ-123 ФЗС-123	146		123	220	14,5
ФЗ-135 ФЗС-135	168	3-88	135	230	16,5
ФЗ-140 ФЗС-140	168	3-88	140	230	17,5
ФЗ-145 ФЗС-145	168; 178		145	230	18,5
ФЗ-155 ФЗС-155	178; 194		155	230	21
ФЗ-165 ФЗС-165	194; 219	3-121	165	250	28
ФЗ-190 ФЗС-190	219; 245		190	260	35

фрезеруемых труб 40,3—144,1 мм и частоте вращения ротора 0,7—2,5 с<sup>-1</sup>. Фрезеры изготовляют с правыми и левыми присоединительными резьбами. Техническая характеристика фрезеров ФП приведена в табл. 5.20.

Фрезер скважинный ФТК предназначен для ликвидации фрезерованием поврежденных участков (смятий, сломов) обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах.

Фрезер — торцово-конический (комбинация торцевой и цилиндрической истирающе-режущих поверхностей с конической

Рис. 5.40. Скважинные фрезеры типов ФП (а) и ФТК (б)



режущей). Торцовая поверхность фрезера армирована композиционным твердосплавным материалом, цилиндрическая поверхность — твердым сплавом «релит», а коническая поверхность оснащена режущими зубьями, представляющими собой твердосплавные пластины, которые установлены в пазах (рис. 5.40, б).

Таблица 5.20

Фрезер	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм			Масса, кг
			<i>D</i>	<i>d</i>	<i>L</i>	
ФП-88	114	3-66	88	38	410	8,5
ФП-100	127	3-76	100	47	450	11,5
ФП-113	140		113	47	450	13
ФП-118	146		118	47	450	14
ФП-135	168	3-88	135	57	480	20
ФП-140	178	3-88	140	57	480	21
ФП-155	194		155	72	560	31
ФП-185	219	3-121	185	85	585	42

Таблица 5.21

Фрезер	Диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	L	
ФТК 90×46	114	3-66	90	350	12
ФТК 97×53	114; 127	3-66	97	350	13
ФТК 106×53	127	3-76	106	380	15
ФТК 115×60	140	3-76	115	380	19
ФТК 121×66	140; 146	3-76	121	405	22
ФТК 127×71	146	3-76	127	405	25
ФТК 137×72	168	3-88	137	432	28
ФТК 143×78	168; 178	3-88	143	432	30
ФТК 152×86	178; 194	3-88	152	450	40
ФТК 167×100	194	3-121	167	470	50
ФТК 185×110	219	3-121	185	520	65
ФТК 195×120	219; 245	3-121	195	520	75

Для присоединения фрезера к колонне бурильных труб в верхней его части предусмотрена замковая резьба.

Боковые промывочные отверстия расположены под углом к оси инструмента.

Нормальный режим работы фрезера определяется осевой нагрузкой не более 40—60 кН при частоте вращения 1—2 с<sup>-1</sup>.

Фрезеры изготавливаются с правыми или левыми присоединительными резьбами. Техническая характеристика фрезеров ФТК приведена в табл. 5.21.

Фрезер ФЗК предназначен для кольцевого офрезерования с последующим сплошным расфрезерованием в обсаженной скважине неприхваченных металлических предметов и верхних концов насосно-компрессорных труб.

Фрезер состоит из кольцевой воронки и торцового фрезера. На кольцевой воронке и торцовом фрезере имеются режуще-истирающие участки, армированные композиционным твердосплавным материалом.

На верхнем конце торцового фрезера нарезана присоединительная резьба для соединения фрезера с колонной бурильных труб (рис. 5.41).

Таблица 5.22

Фрезер	Диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	L	
ФЗК-118	146	3-76	118	470	25
ФЗК-136	168	3-88	136	500	32

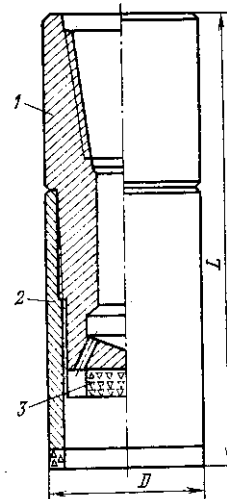


Рис. 5.41. Фрезер типа ФЗК:

1 — фрезер торцевой; 2 — фрезер кольцевой; 3 — истирающе-режущие участки

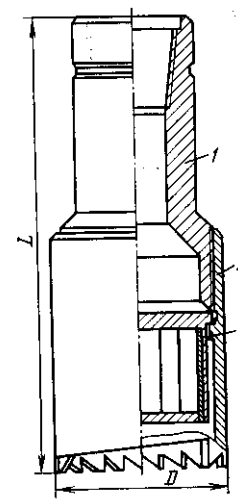


Рис. 5.42. Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ:

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — магнитная система

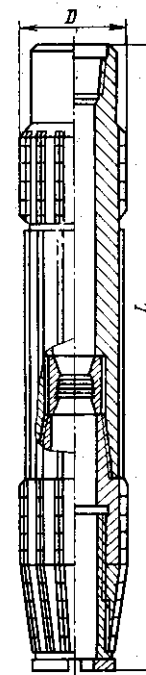


Рис. 5.43. Скважинный фрезер типа ФРЛ

В зоне резания торцового фрезера расположены промывочные пазы и отверстия.

Нормальный режим работы фрезера определяется осевой нагрузкой не более 40—60 кН при частоте вращения ротора 1—1,67 с<sup>-1</sup>.

По требованию заказчика фрезеры изготавливают с правой или левой присоединительной резьбой. Техническая характеристика фрезеров ФЗК приведена в табл. 5.22.

Фрезер-ловитель магнитный ФМ предназначен для фрезерования и извлечения находящихся на забое скважины мелких металлических предметов с ферромагнитными свойствами.

Фрезер (рис. 5.42) состоит из переводника, корпуса и магнитной системы. Нижняя часть корпуса изготовлена в виде фрезерной коронки. Магнитная система представляет собой набор постоянных магнитов марки ЮН14ДК25БА, которые размещены в металлическом стакане, служащем магнитопроводом.

Таблица 5.23

Фрезер	Грузоподъемность, кг	Номинальная осевая нагрузка при фрезеровании, кН	Подача насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	L	
ФМ-88	70	0,03	12	3-66	88	380	17
ФМ-103	80	0,04	12	3-76	103	400	23
ФМ-118	100	0,05	12	3-76	118	400	24
ФМ-135	120	0,06	20	3-88	135	400	38
ФМ-150	240	0,07	20	3-88	150	420	45
ФМ-170	280	0,08	20	3-121	170	430	55

Замковая резьба на верхнем конце переводника обеспечивает присоединение фрезера-ловителя к колонне бурильных труб.

Поток промывочной жидкости направляется по периферии магнитной системы.

Нормальный режим работы фрезера определяется номинальной осевой нагрузкой 0,03—0,12 кН при частоте вращения ротора 0,3—1  $\text{с}^{-1}$  и подаче насоса 12—20  $\text{дм}^3/\text{с}$  (в зависимости от типоразмера фрезера). Техническая характеристика фрезеров ФМ приведена в табл. 5.23.

Фрезер скважинный ФРЛ предназначен для прорезания «окна» в обсадной колонне под последующее бурение второго ствола.

Фрезер-райбер состоит из режущей и ловильной частей. Режущая часть включает в себя цилиндрический и конический райберы и кольцевой фрезер. Ловильная часть представляет собой специальный захват, установленный внутри цилиндрического райбера (рис. 5.43).

В верхней части фрезера-райбера нарезана замковая резьба для присоединения к колонне бурильных труб.

Промывочное отверстие — центральное.

Таблица 5.24

Фрезер-райбер	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	L	
ФРЛ-116	140	3-76	116	850	60
ФРЛ-121	146	3-76	121	860	64
ФРЛ-143	168	3-101	143	1000	85
ФРЛ-152	178	3-101	152	1050	102
ФРЛ-167	194	3-121	167	1100	136
ФРЛ-193	219	3-121	193	1150	173

Примечание. Осевая нагрузка фрезера-райбера составляет не более 30 кН, а частота вращения ротора — 1,7  $\text{с}^{-1}$ .

«Окна» необходимого профиля и длины в обсадной колонне прорезают за один рейс, одновременно извлекая на поверхность часть обсадной колонны — «ленту», образующуюся в процессе прорезания «окна».

Техническая характеристика фрезеров ФРЛ приведена в табл. 5.24.

### ОТКЛОНИТЕЛЬ ОТЗ

Предназначен для отклонения осей фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне, а также осей инструмента при бурении второго ствола.

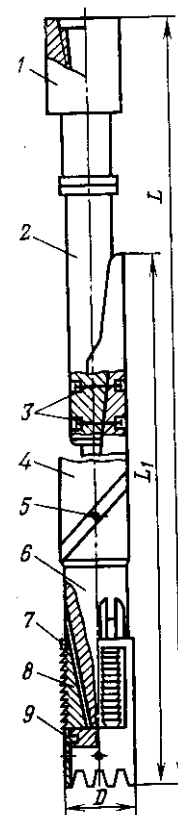


Рис. 5.44. Отклонитель типа ОТЗ:

1 — переводник; 2 — спусковой клин; 3 — болты; 4 — клин-отклонитель; 5 — винт; 6 — корпус; 7 — плашкодержатель; 8 — плашка; 9 — специальный винт

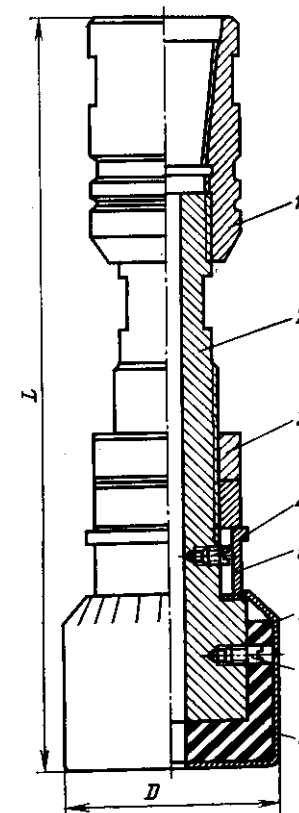


Рис. 5.45. Универсальная печать типа ПУ2:

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — нажимная гайка; 4, 7 — направляющие винты; 5 — нажимная втулка; 6 — алюминиевая оболочка; 8 — резиновый винт

Отклонитель работает при посадке на забой (естественная или искусственно созданная). Состоит (рис.5.44) из узла опоры и закрепления, клина-отклонителя и спускного клапана. Узел опоры и закрепления позволяет посадить отклонитель на забой и закрепить его в эксплуатационной колонне при помощи трех-плащечной системы, исключая возможность проворачивания отклонителя при зарезке «окна» и бурении второго ствола. Клин-отклонитель имеет наклонную поверхность в виде желоба, улучшающего направление и увеличивающего площадь опоры между клином и режущим инструментом. Спускной клин служит для спуска отклонителя в скважину.

Техническая характеристика отклонителей ОТЗ приведена ниже.

	ОТЗ-115	ОТЗ-134
Условный диаметр колонны обсадных труб, мм	146	108
Усилие среза, кН:		
специальных винтов, крепящих плашки к корпусу . . . . .	30	40
специального винта, препятствующего взаимному перемещению клина-отклонителя и узла опоры . . . . .	40	60
болтов для соединения клина-отклонителя и спускного клина . . . . .	50	80
Угол наклона отклоняющего клина, градус . . . . .	2,5	2,5
Наибольший диаметр при утопленных плашках $D$ , мм . . . . .	115	134
Длина, мм:		
без спускного клина $L_1$ . . . . .	5065	5420
со спускным клином $L$ . . . . .	5865	6100
Масса со спускным клином, кг . . . . .	315	416

### ПЕЧАТЬ УНИВЕРСАЛЬНАЯ ПУ2

Предназначена для определения по полученному на алюминиевой оболочке отпечатку положения и вида верхнего конца объекта, оставленного в скважине вследствие аварии, а также состояния эксплуатационной колонны. К основным узлам печати (рис. 5.45) относятся корпус с деталями для получения отиска предмета и зажимное устройство.

К утопленной нижней части корпуса четырьмя винтами прикреплен резиновый стакан. На стакан надета алюминиевая оболочка, «перья» которой загнуты на кольцевой заплечик корпуса. На средней цилиндрической части корпуса установлен направляющий винт и нарезана трапецеидальная резьба. По винту и резьбе движется зажимное устройство, при помощи которого зажимаются «перья» алюминиевой оболочки.

Зажимное устройство состоит из нажимной втулки и гайки. На верхнюю часть корпуса навинчен переводник с замковой резьбой для присоединения к колонне бурильных труб, на кото-

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:			
$D$ . . . . .	75; 84	106; 112; 118	125; 131; 137; 141
$L$ . . . . .	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-СЗ 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.



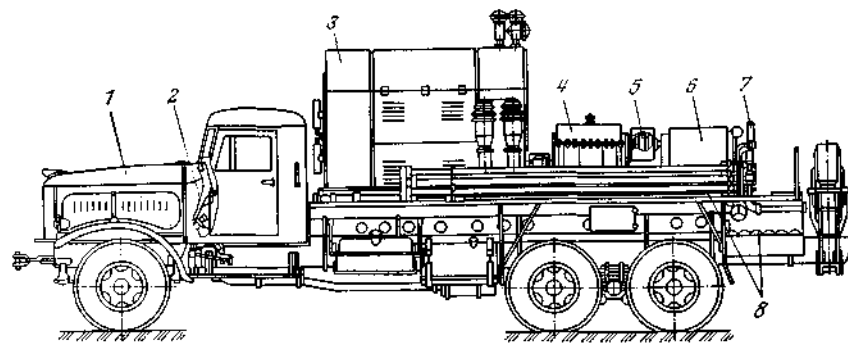


Рис. 6.1. Насосная установка УН-1-630×70А (4АН-70)

1 — автошасси КрАЗ-257Б1; 2 — пост управления; 3 — силовой агрегат; 4 — коробка передач КТМ; 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 поплавокный 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 <sup>3</sup> /с	19,3	12,4	7,9
<b>Н а с о с</b>			
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 <sup>3</sup> . . . . .	7,5	7,5	7,5
Транспортируемая жидкость . . . . .	Раствор нигибрированной соляной кислоты (концентрации 8—21 %), а также в смеси с кислотами плавниковой (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 манифольда, 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 солянокислотной 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

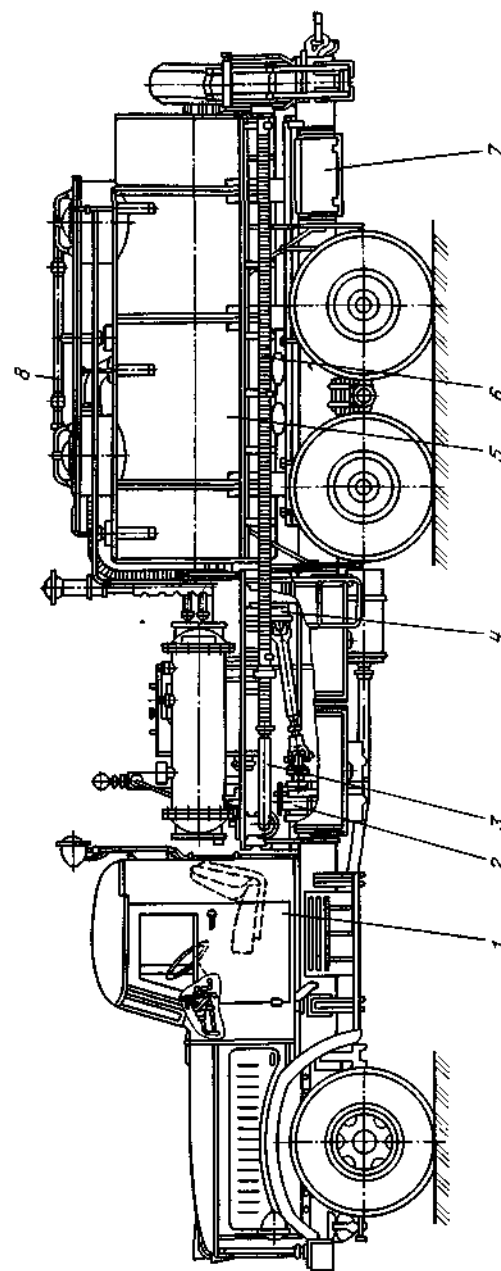


Рис. 6.2. Насосная установка УНЦ1-160×50К (АзИНМАШ-30А) с цистерной: 1 — автошасси КраЗ-257Б1А; 2 — коробка отбора мощности; 3 — применяемый трубопровод; 4 — редуктор; 5 — цистерна; 6 — вспомогательный трубопровод; 7 — ящик для инструментов; 8 — трубопровод для подвода воды из промысловой сети

цистерны к насосу поступает по гуммированным трубам, опущенным в чашеобразные углубления дна отсеков цистерны.

Для обеспечения давлений и подач 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 дм<sup>3</sup>/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.

	УНЦ1-160×50К	УНЦ2-160×50
Монтажная база . . . . .	Шасси автомобиля КрАЗ-257Б1А	
Грузоподъемность, т . . . . .	12	12
Тяговый двигатель . . . . .	Четырехтактный дизель ЯМЗ-238	
Номинальная мощность (при частоте вращения 2100 мин <sup>-1</sup> ), кВт . . . . .	176,6	176,5
Вместимость цистерны, м <sup>3</sup> . . . . .	6	6
Транспортируемая жидкость . . . . .	Раствор ингибирующей соляной кислоты в смеси с плавленой 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 <sup>3</sup> . . . . .	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 промычно-продавочных работах в нефтяных и газовых скважинах, расположенных в умеренных и холодных (район I<sub>2</sub>) 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 <sup>3</sup> /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
Передачное число приводной части	14,56

### Водоподающий насос

Тип	ЦНС38-154
Наибольшее давление, МПа	1,54
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	10,5
Вместимость мерного бака, м <sup>3</sup>	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, гидropескоструйной перфорации, промывке песчаных пробок и других промывочно-продавочных работах в нефтяных и газовых скважинах, расположенных в умеренном и холодном (район I<sub>2</sub>) 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-СЗ через коробку передач типа 4КПМ, водоподающего насоса с приводом от тягового двигателя автомобиля КрАЗ-250 через коробку отбора мощ-

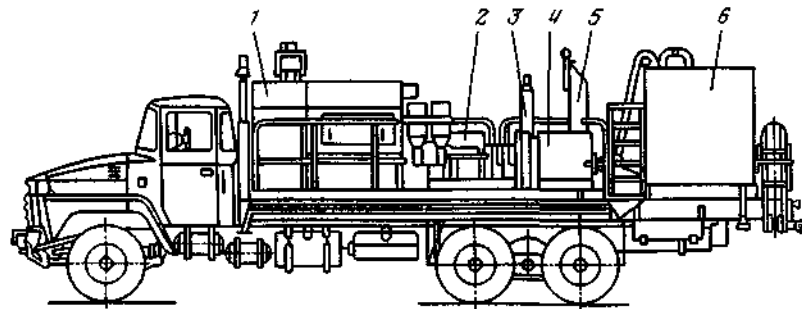


Рис. 6.3. Установка насосная УНБ1-400×400:

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 <sup>3</sup> /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
Передачное число приводной части	4,04

### Водоподающий насос

Тип	ЦНС60-198
Наибольшее давление, МПа	1,98
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	16,6
Вместимость мерного бака, м <sup>3</sup>	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 промывочно-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 электро-систему с аккумуляторной батареей для запуска дизельного двигателя электростартером.

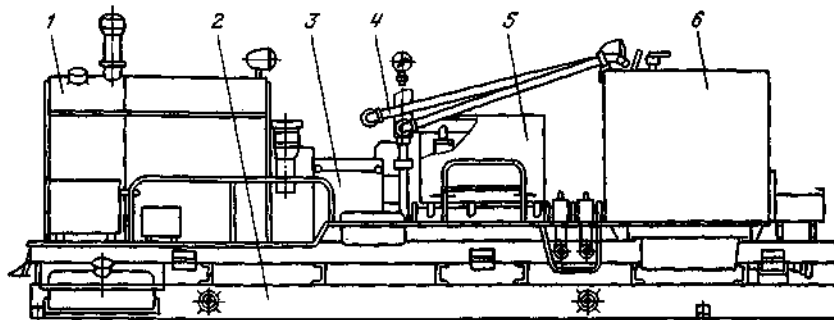


Рис. 6.4. Установка УНБІР-40:

1 — силовой агрегат с дизелем В2-500А-С3; 2 — монтажная рама; 3 — коробка передач 4КПМ; 4 — манифольд; 5 — насос 11Т; 6 — медный 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-С3 или В2-500АВ-С3 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, дм <sup>3</sup> /с	36,5
<b>Насос</b>	
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
<b>Вспомогательный трубопровод:</b>	
условный проход, мм	50
общая длина, м	22
число труб	6
Вместимость мерного бака, м <sup>3</sup>	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 5НЖ-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 м<sup>3</sup> на прицепе ЦПК-6, а также центробежным насосом ЗХ-98-3-51 с подачей 29—60 м<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> . . . . .	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)
Насос . . . . .	5НК-500
Полезная мощность, кВт . . . . .	118
Наибольшее давление, МПа . . . . .	50
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /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 саними 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 <sup>3</sup> , дм <sup>3</sup> /с . . . . .	27
Плотность тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	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 <sup>3</sup> . . . . .	0,3—0,5
Колебания плотности раствора относительно заданной, г/см <sup>3</sup> , 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 <sup>3</sup> . . . . .	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 аккумуляции 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 аккумуляции 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 — гидровакуумного 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 <sup>3</sup> , дм <sup>3</sup> /с . . . . .	27
Плотность тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,3—2,4
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более . . . . .	40
Наибольшая масса транспортируемого материала, т . . . . .	11

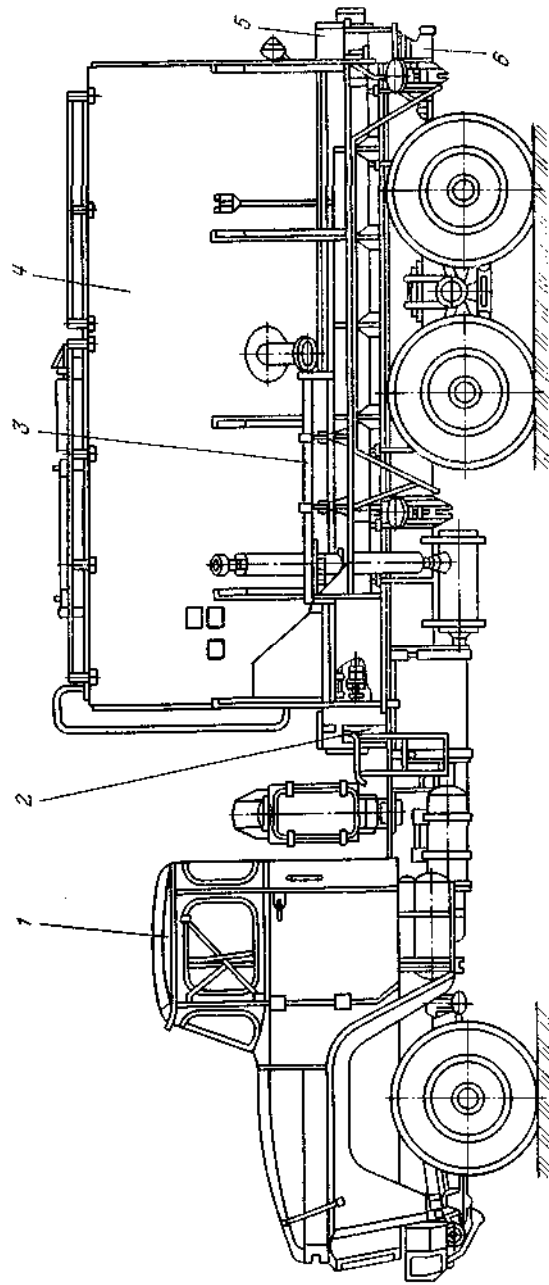


Рис. 6.5. Смесительная установка УС-30:

1 — автошассис 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<sup>3</sup> . . . . . 0,3—0,5  
 Наибольшая производительность по сухому тампонажному материалу, т/ч:

загрузочного винтового конвейера . . . . .	15
дозировочных винтовых конвейеров . . . . .	132
Вместимость бункера, м <sup>3</sup> . . . . .	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 <sup>3</sup> , дм <sup>3</sup> /с, не менее . . . . .	30
Масса транспортируемого цемента при насыпной массе цемента 1,4 т/м <sup>3</sup> , т, не более . . . . .	11
Вместимость бункера (полезная), м <sup>3</sup> , не менее . . . . .	4
Плотность приготовляемого раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,3—2,4
Габаритные размеры установки, мм . . . . .	9 360×2 500×3 250
Масса установки, кг . . . . .	12 700

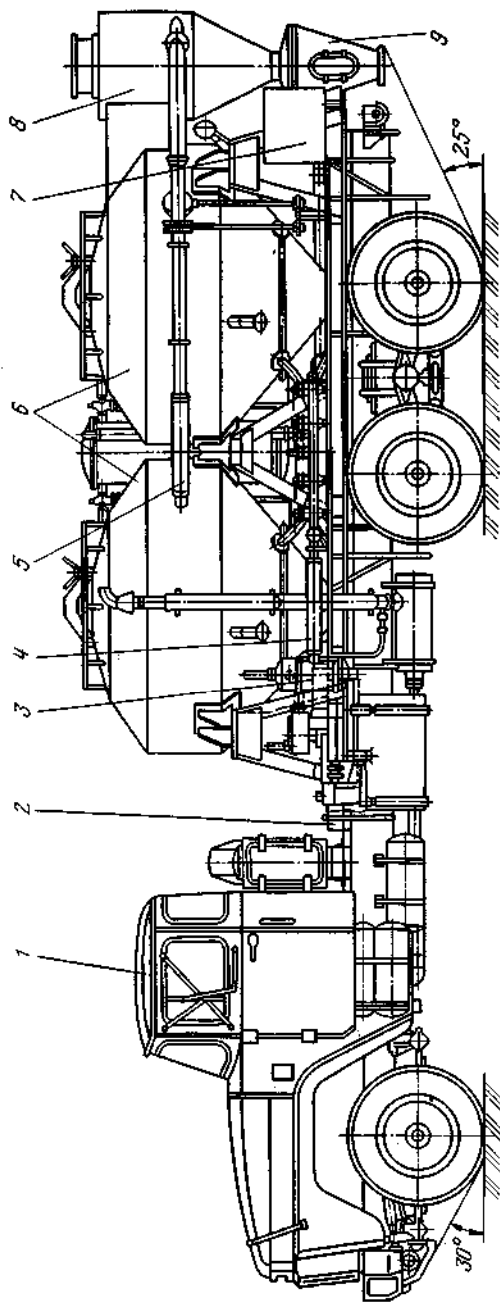


Рис. 6.6. Смесительная установка УС-30:

1 — автошасси КраЗ-250; 2 — коробка отбора мощности с карданным валом; 3 — ротационный компрессор РКВН-6/1; 4 — пневмосистема разгрузки и загрузки тамповажного 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 гидропескоструйной 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-

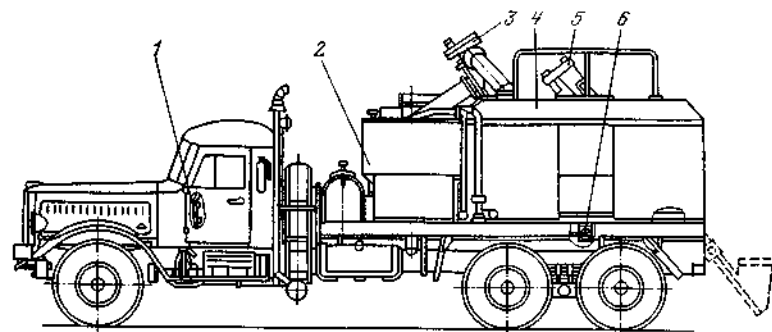


Рис. 6.7. Агрегат 4ПА:

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 <sup>3</sup> :		
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 гидроразрывной 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 цилиндрическую емкость с коническим днищем, закрытую сверху крышкой. Внутри смесителя смонтированы лопастная мешалка и поплавковый указатель уровня. Коническое днище смесителя оканчивается патрубком для отбора готовой песчаной гидросмеси.

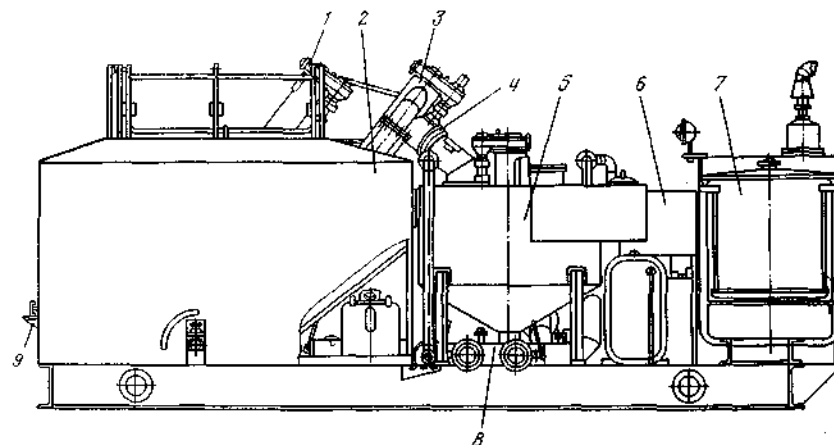


Рис. 6.8. Установка пескосмесительная УСПР-63:

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 днищем, закрытую сверху крышкой. Внутри смесителя смонтированы лопастная мешалка и поплавковый указатель уровня. Коническое днище смесителя оканчивается патрубком для отбора готовой песчаной гидросмеси.

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 <sup>3</sup>	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 промывочно-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 <sup>3</sup> .....	23
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т .....	20
<b>Н а с о с</b>	
Тип .....	К90/85
Наибольший напор, м .....	93
Наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с .....	33
Время всасывания, мин .....	2
Частота вращения вала, с <sup>-1</sup> .....	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 ° 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 волногасителем 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.

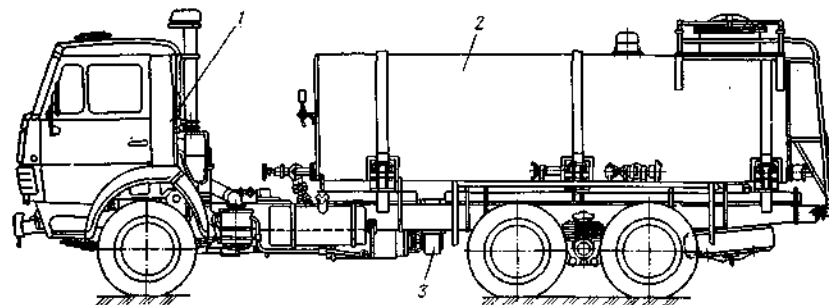


Рис. 6.9. Автоцистерна АЦ-10:

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 <sup>3</sup>	10
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т	9
<b>Н а с о с</b>	
Тип	К45/55
Подача, дм <sup>3</sup> /с	12,5
Давление нагнетания, МПа	0,55
Частота вращения вала, с <sup>-1</sup>	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 промывно-продавочных работ.

Прицеп-цистерна (рис. 6.10) включает цистерну, уровнемер, манифольд, вспомогательный трубопровод, смонтированные на прицепе.

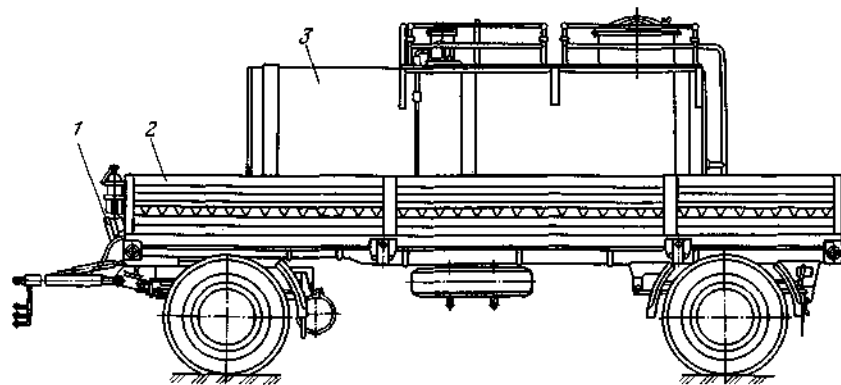


Рис. 6.10. Прицеп-цистерна ПЦ8-8350:

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 <sup>3</sup>	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 АЦПП-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.

Смонтирована 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 <sup>3</sup>	21
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, кг	18 400
Трехплунжерный насос 1В:	
подача, дм <sup>3</sup> /с	13
наибольшее давление, МПа	1,5
Подача центробежного насоса, дм <sup>3</sup> /с	37,5

<b>Манифольд:</b>	
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

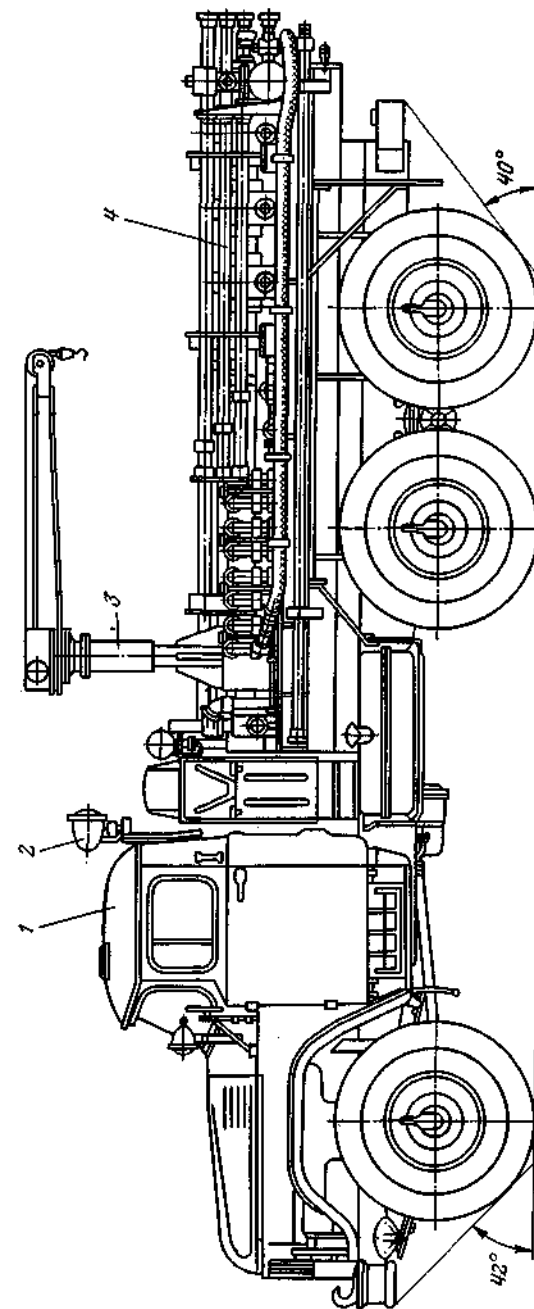
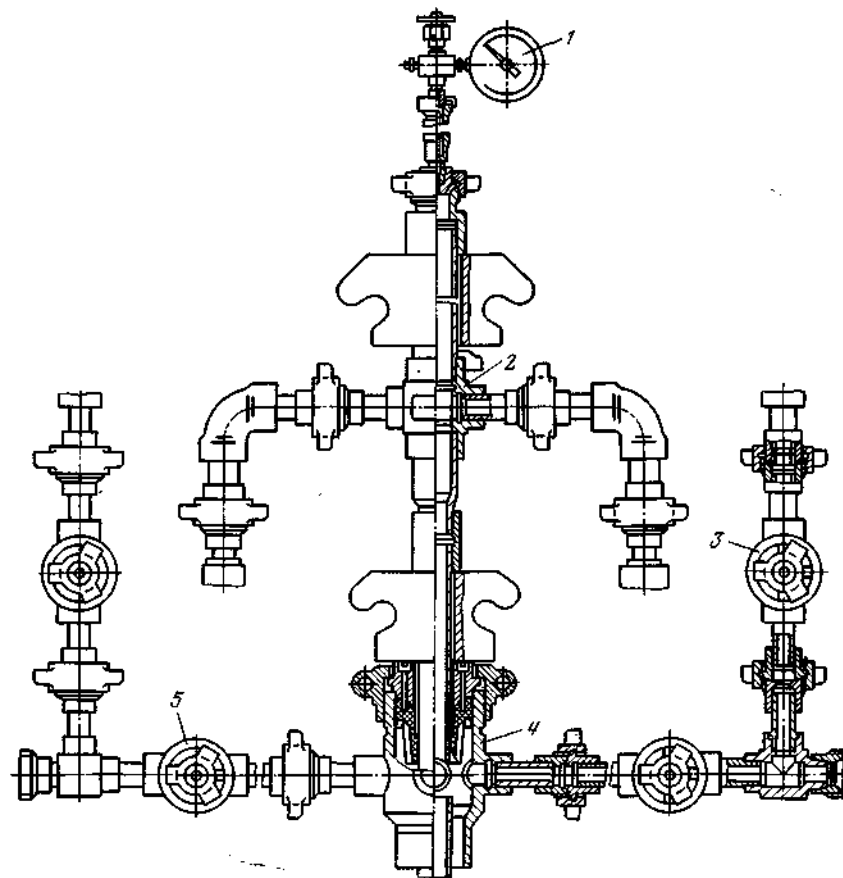


Рис. 6.11. Блок манифольда 1БМ-700:  
1 — автошасси ЗИЛ-131; 2 — фара; 3 — поворотная стрела; 4 — вспомогательный трубопровод

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 устьевой головок и элементов их обвязки (рис. 6.12).

На трубной головке установлен манометр с разделителем.

Устьевая головка укомплектована резиновой манжетой, герметизирующей межтрубное пространство. На устьевой 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	
Устьевая головка:		
рабочее давление, МПа	32	
число присоединяемых линий	2	
условный проход присоединяемых линий, мм	50	
Условный проход пробковых кранов, мм:		
на магнетальной 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, промышленных и магистральных нефтепроводов, обогрева замороженных участков наземных коммуникаций в условиях умеренного климата. Можно использовать также при монтаже и демонтаже буровых установок и при прочих работах для обогрева 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 — устьевая 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.

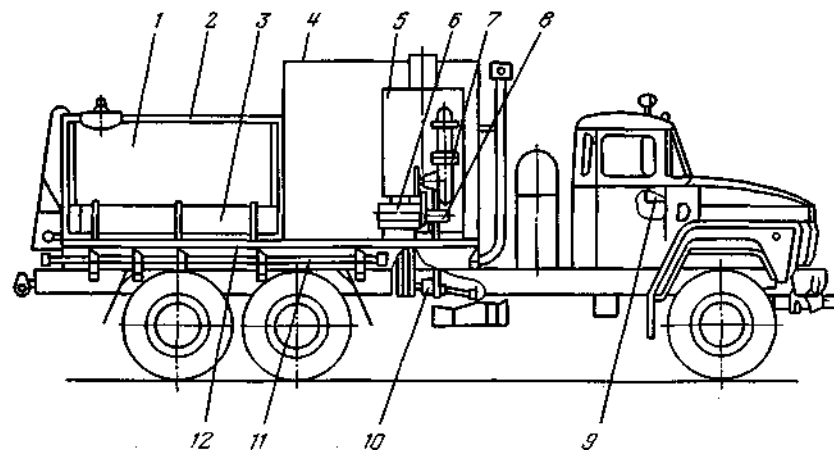


Рис. 6.13. Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:

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, 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 <sup>3</sup> /с	1,6
Давление пара, МПа	10
Температура пара, °С	310
Вместимость цистерны для воды, м <sup>3</sup>	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, нагнетательный насос, системы топливо- и воздухоподачи к нагрева-

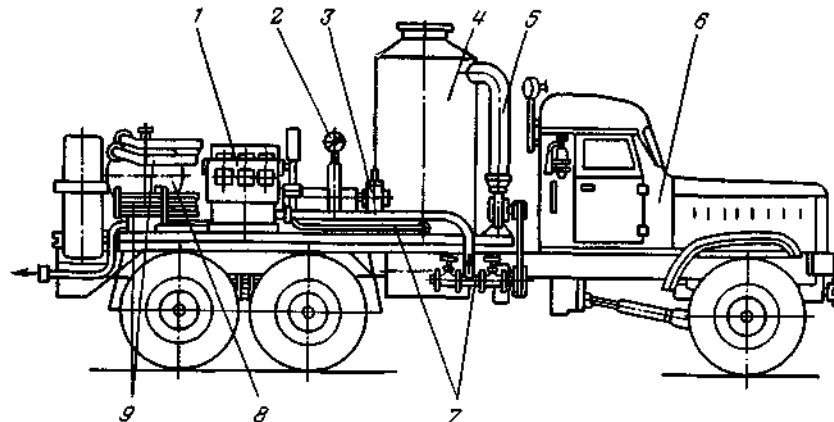


Рис. 6.14. Агрегат типа АДПМ:

1 — нагнетательный насос; 2 — система КИП и А; 3 — трансмиссия; 4 — нагнетатель нефти; 5 — воздуховод; 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 <sup>3</sup> /ч . . . . .	12	12
Максимальная температура нагрева нефти, °С:		
безводной . . . . .	150	150
обводненной до 30 % . . . . .	122	122
Рабочее давление на выходе агрегата, МПа . . . . .	13	13
Теплопроизводительность агрегата, ГДж . . . . .	3,22	3,22
<b>Н а с о с:</b>		
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 <sup>3</sup> . . . . .	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 I<sub>2</sub>) макроклиматических районах.

Установка ЛС-4 (рис. 7.1) смонтирована на автомобиле-фургоне УАЗ-3741 и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

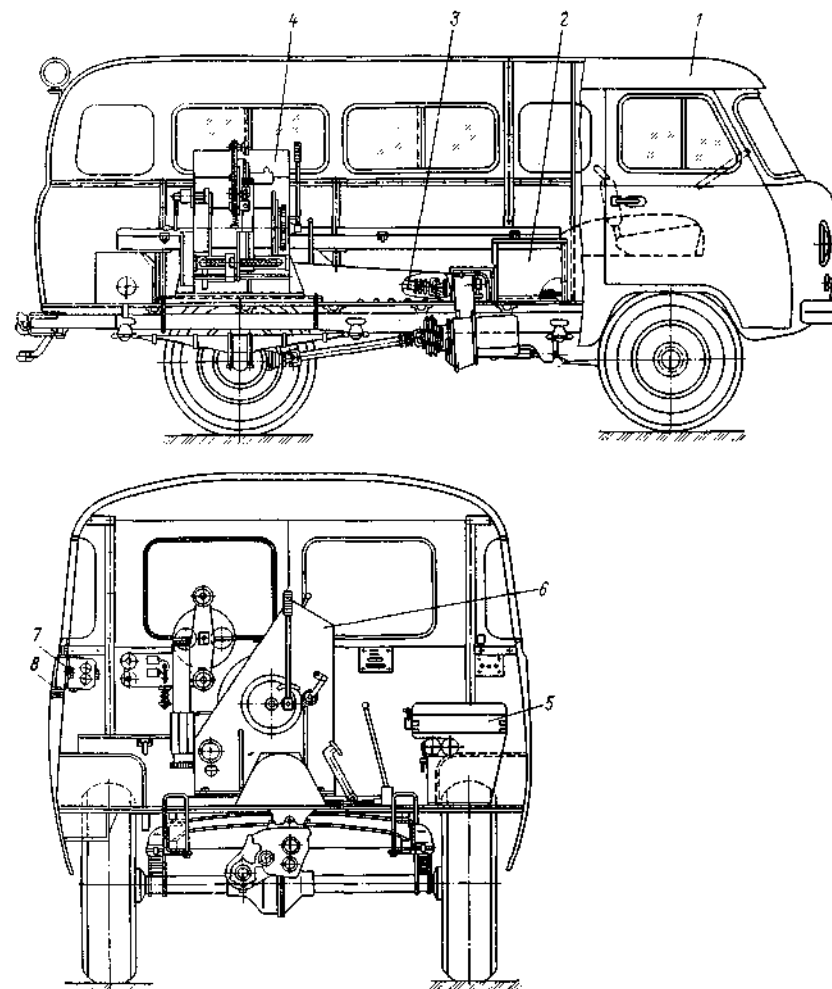


Рис. 7.1. Установка ЛС-4:

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	ЛСПГ-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	5440× ×2520	5440× ×2580	4360× ×1940	5805× ×2300	5390× ×2582
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

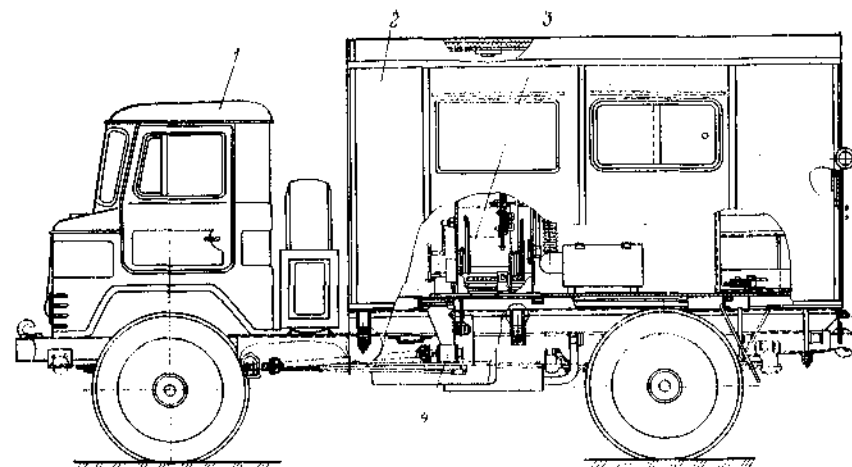


Рис. 7.2. Установка ЛС-6:

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.

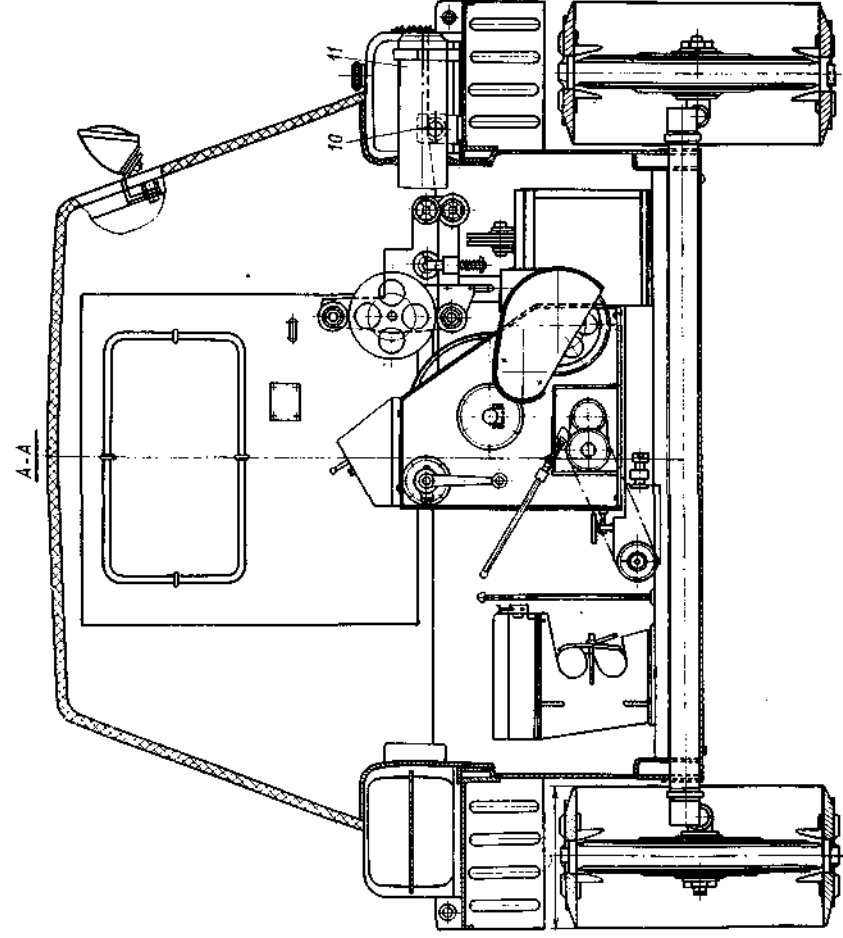
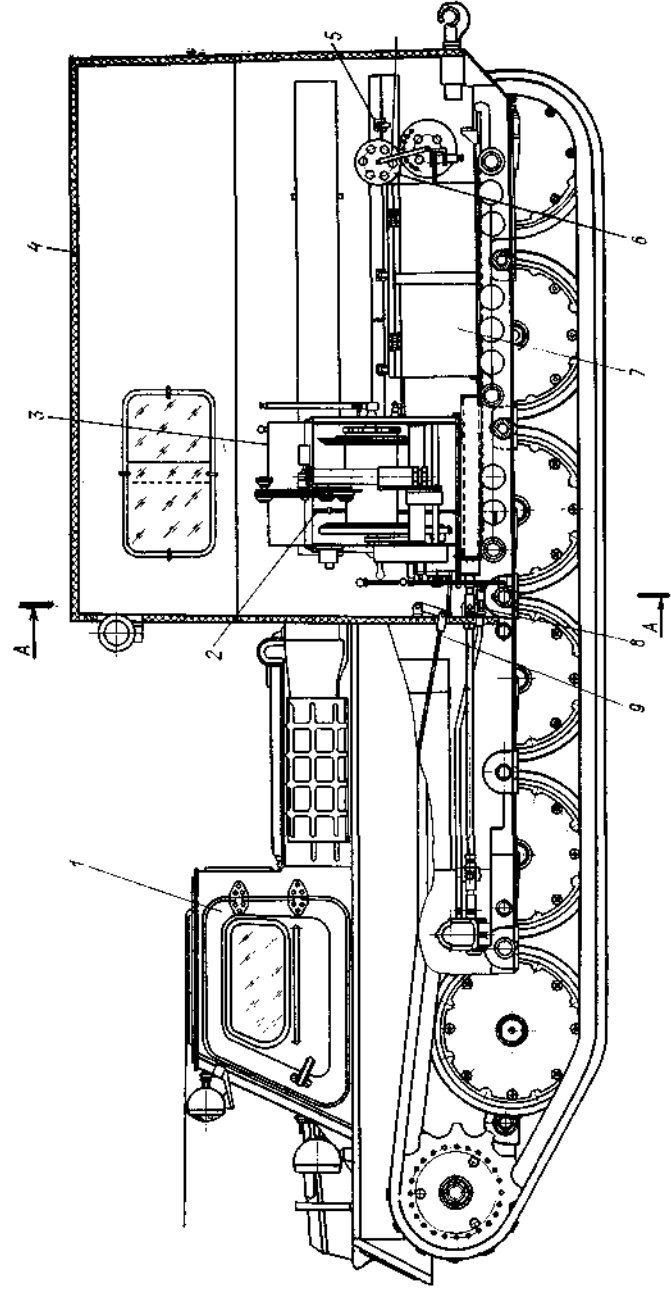
Установка ЛСВ-6 (рис. 7.3) смонтирована на шасси автогусеничного транспортера ГАЗ-71 и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

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 JSV-6:**  
 1 — гусеничный транспортер ГАЗ-71; 2 — лебедка с пультом управления; 3 — дроссельная заслонка; 4 — кузов; 5 — стеллажи для тракспортирования глубинных приборов и лубрикаторов; 6 — устьевой ролик; 7 — инструментальный ящик; 8 — узел привода лебедки; 9 — механизмы лубрикации, управления муфтой сцепления; 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  $I_2$ ) 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  $I_2$ ) 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.

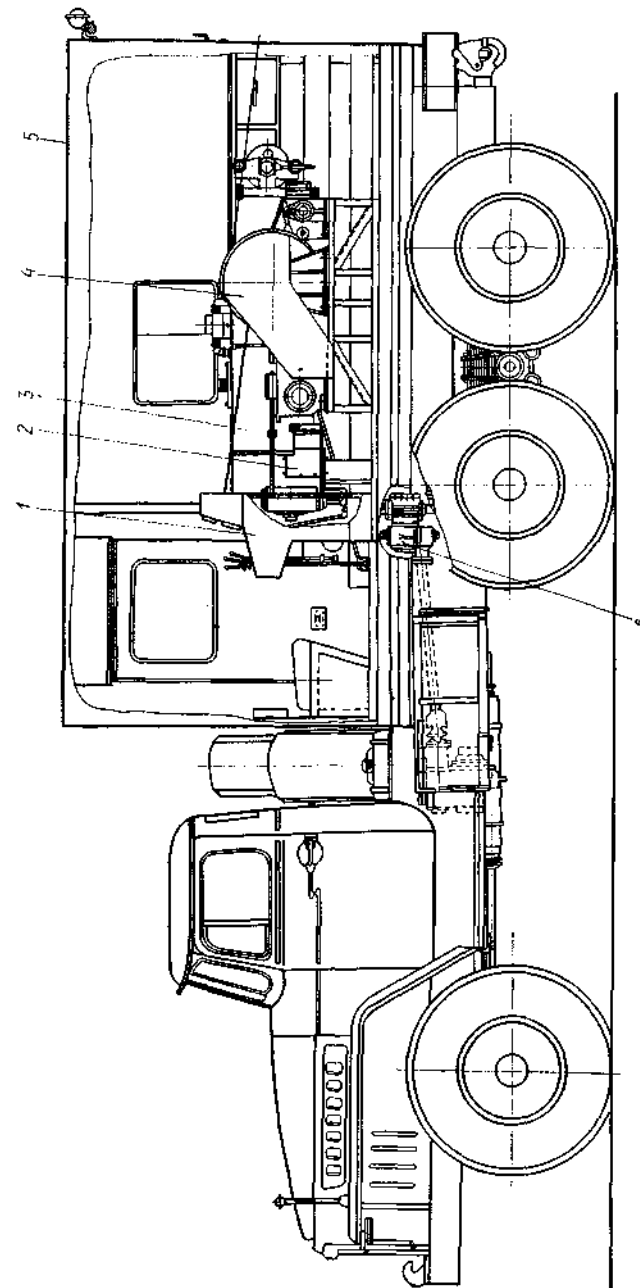


Рис. 7.4. Установка ЛСГ-16А:

1 — пульт управления; 2 — гидрооборудование; 3 — масляный бак; 4 — лебедка; 5 — кузов; 6 — узел привода насосов

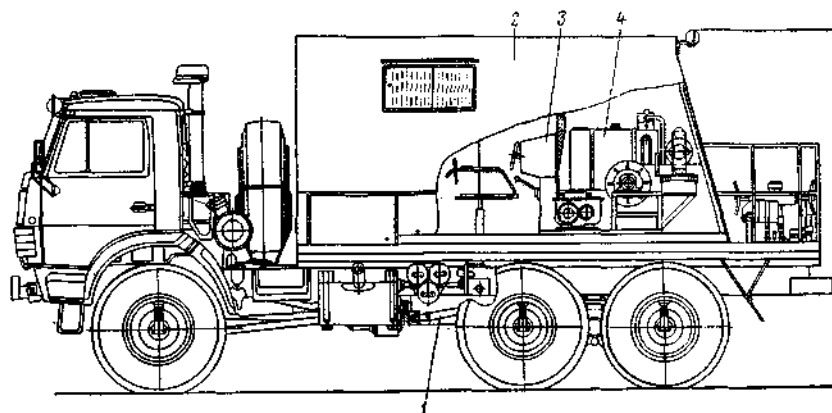


Рис. 7.5. Установка ЛСГ-10А:

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 I<sub>2</sub>) 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

Таблица 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

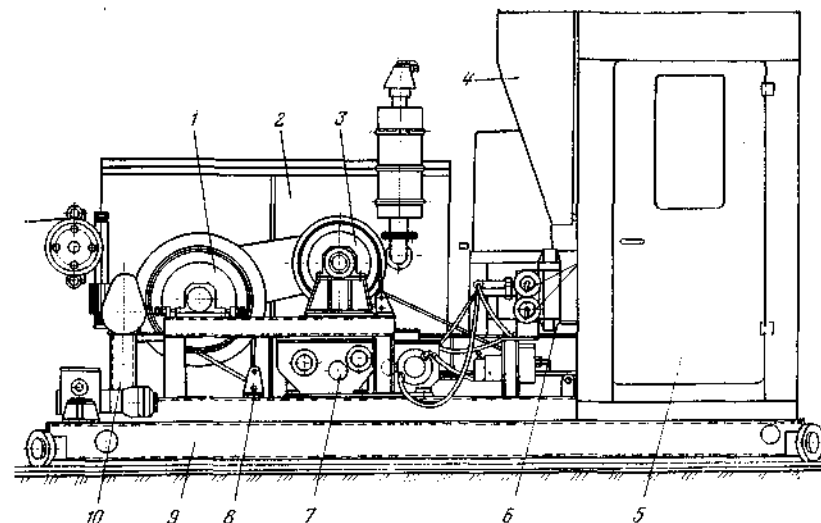


Рис. 7.6. Установка ЛСГ2Р-16:

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 коробкой 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  $-45^{\circ}\text{C}$ .

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<sub>2</sub>) 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 I<sub>2</sub>) макроклиматических районах для сред, содержащих H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> (до 6 % по объему).

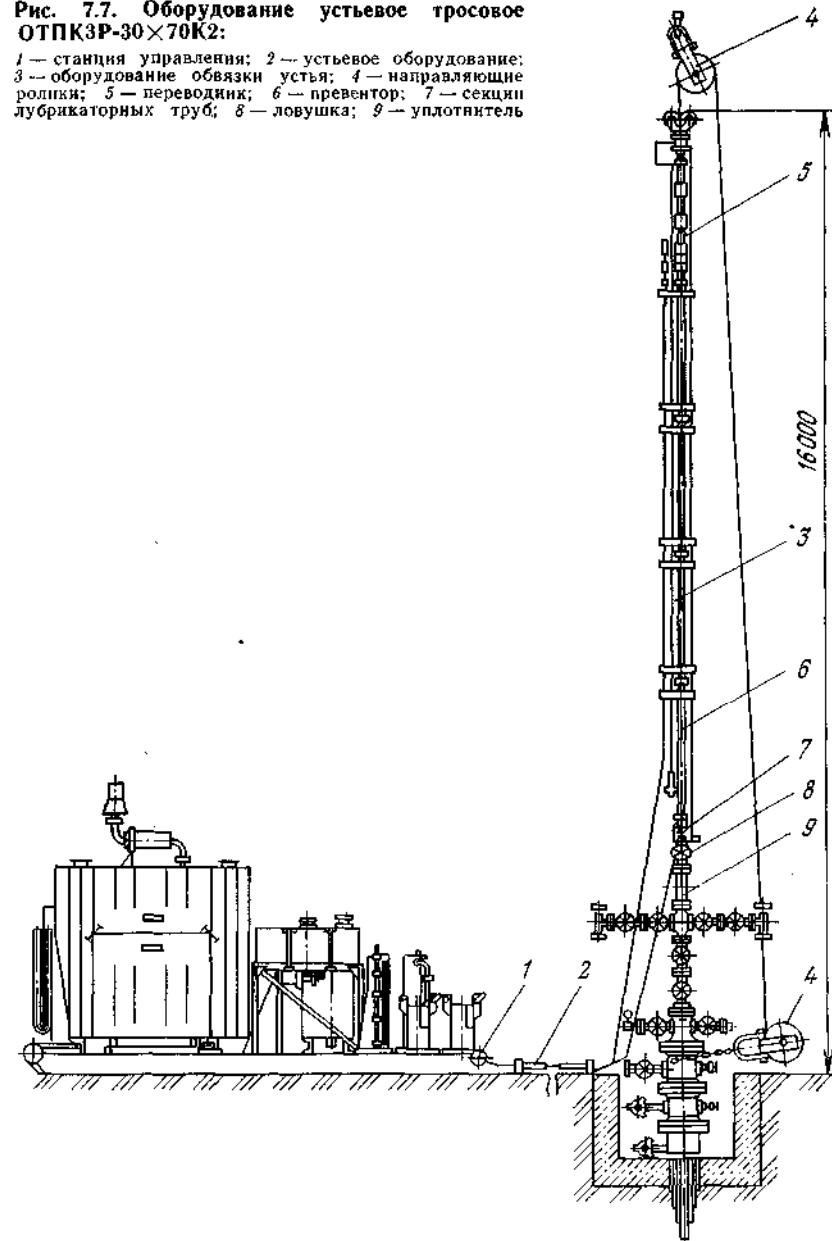
Оборудование состоит из следующих составных элементов: устьевого оборудования, станции управления и оборудования обвязки устья.

Устьевое оборудование включает переводник, ловушку, превентор, секции лубрикаторных труб, уплотнитель и направляющие ролики.

Управление превентором, уплотнителем и ловушкой — дистанционное, гидравлическое.

Рис. 7.7. Оборудование устьевое тросовое ОТПКЗР-30×70К2:

1 — станция управления; 2 — устьевое оборудование; 3 — оборудование обвязки устья; 4 — направляющие ролики; 5 — переводник; 6 — превентор; 7 — секция 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 устанавливается 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, дм <sup>3</sup> /с	4,1·10 <sup>-2</sup>
Суммарная вместимость емкостей для уплотнительной смазки, дм <sup>3</sup>	80
Грузоподъемность монтажной мачты, т	0,25
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм	3 620×2 500×2 210
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, рядник, 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

	ОТП2-80×35	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, иластовая вода, H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> 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, принцип 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.

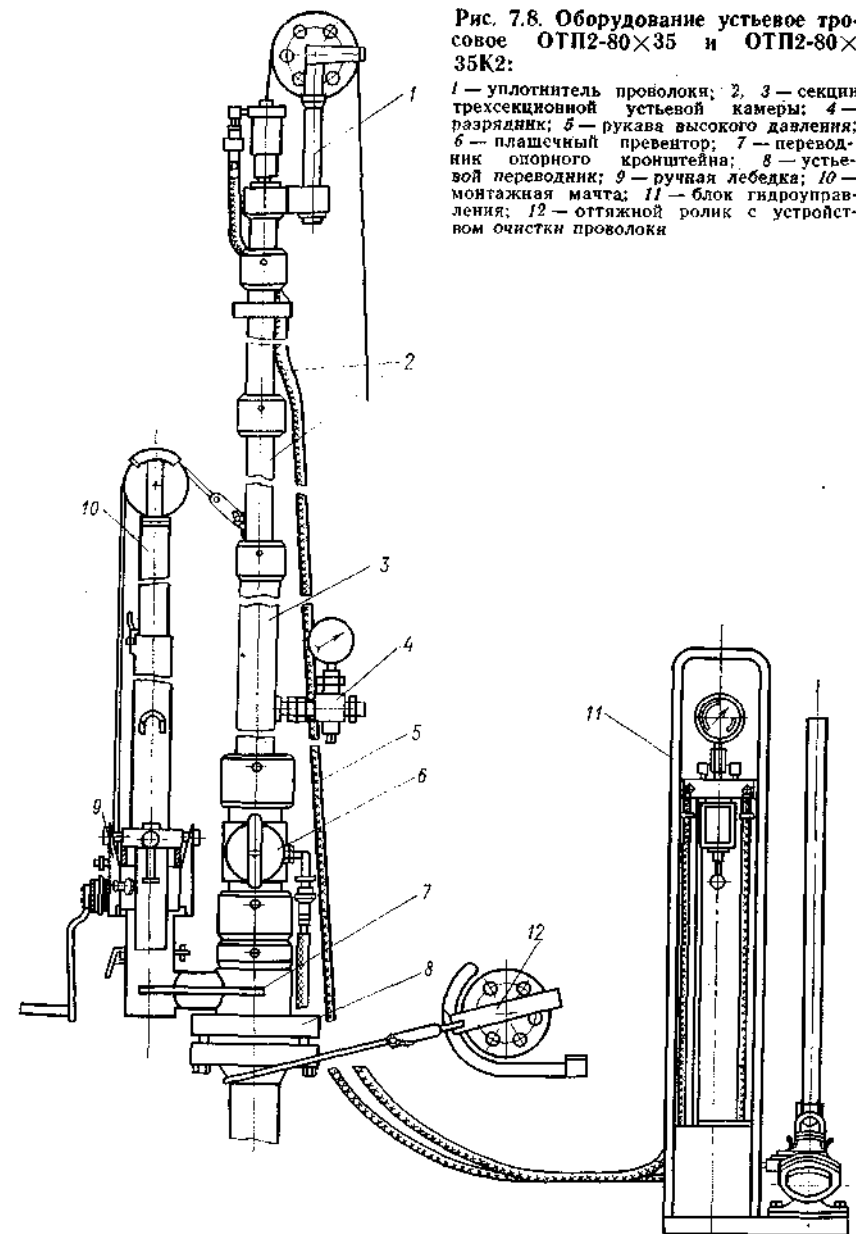
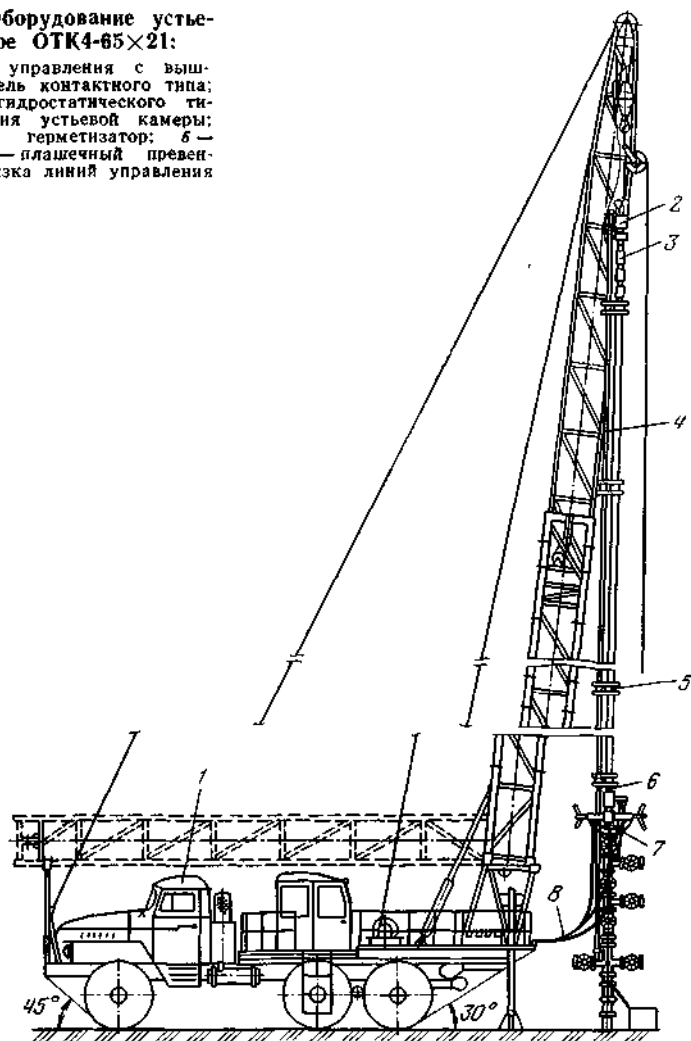


Рис. 7.8. Оборудование устьевое тросовое ОТП2-80×35 и ОТП2-80×35К2:

1 — уплотнитель проволоки; 2, 3 — секции трехсекционной устьевой камеры; 4 — разрядник; 5 — рукава высокого давления; 6 — плащечный превентор; 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 устьевого 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 устанавливаются 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 <sup>3</sup> /с	4,1 × 10 <sup>-2</sup>
Суммарная вместимость контейнеров для уплотнительной смазки, дм <sup>3</sup>	80
Вышка	Телескопическая двух-секционная
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 I<sub>2</sub>) 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.

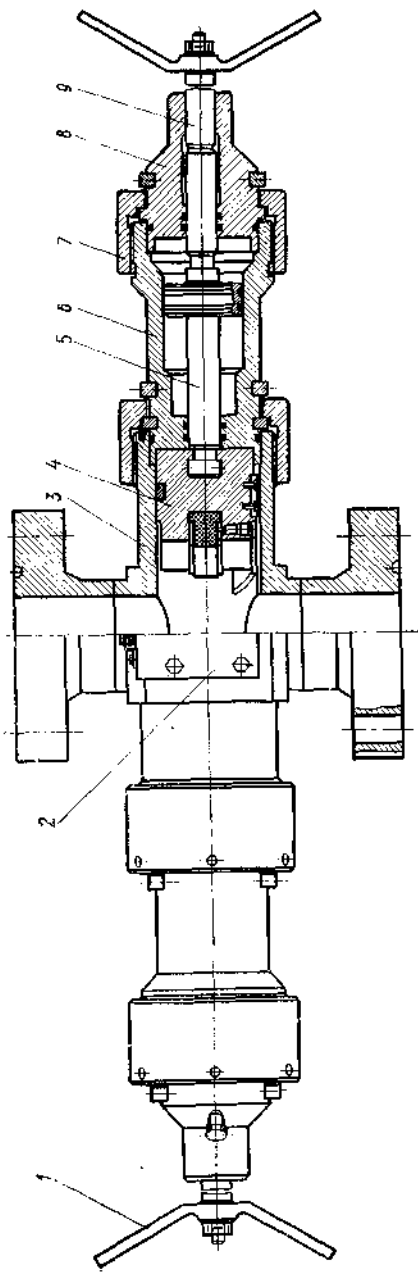


Рис. 7.10. Превентор ПГ-100×35:

1 — маховик; 2 — корпус; 3 — клапан; 4 — прокладка; 5 — гайка; 6 — шток; 7 — гидроцилиндр; 8 — контргайка; 9 — крышка.

Превентор ПГ-100×35 можно использовать при выполнении прострелочно-взрывных работ, исследовании скважин и перфорации колонн под давлением.

Наличие компактного и безопасного перепускного 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, промывочная 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, гидроразрывная 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.



## Глава 10 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 <sup>3</sup> /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 <sup>-1</sup>	3000	3000	3000	3000	3000
Потребляемая мощность на номинальном режиме, кВт	710	800	960	1280	3235
<b>Насос</b>					
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
<b>Электродвигатель</b>					
Мощность, кВт	800	1000	1200	1600	4000
Напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6 000/10 000
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	3000	3000	3000	3000	3000
<b>Насосный агрегат</b>					
(с электродвигателем СТД 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
<b>Насосный агрегат</b>					
(с электродвигателем СТД 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	—

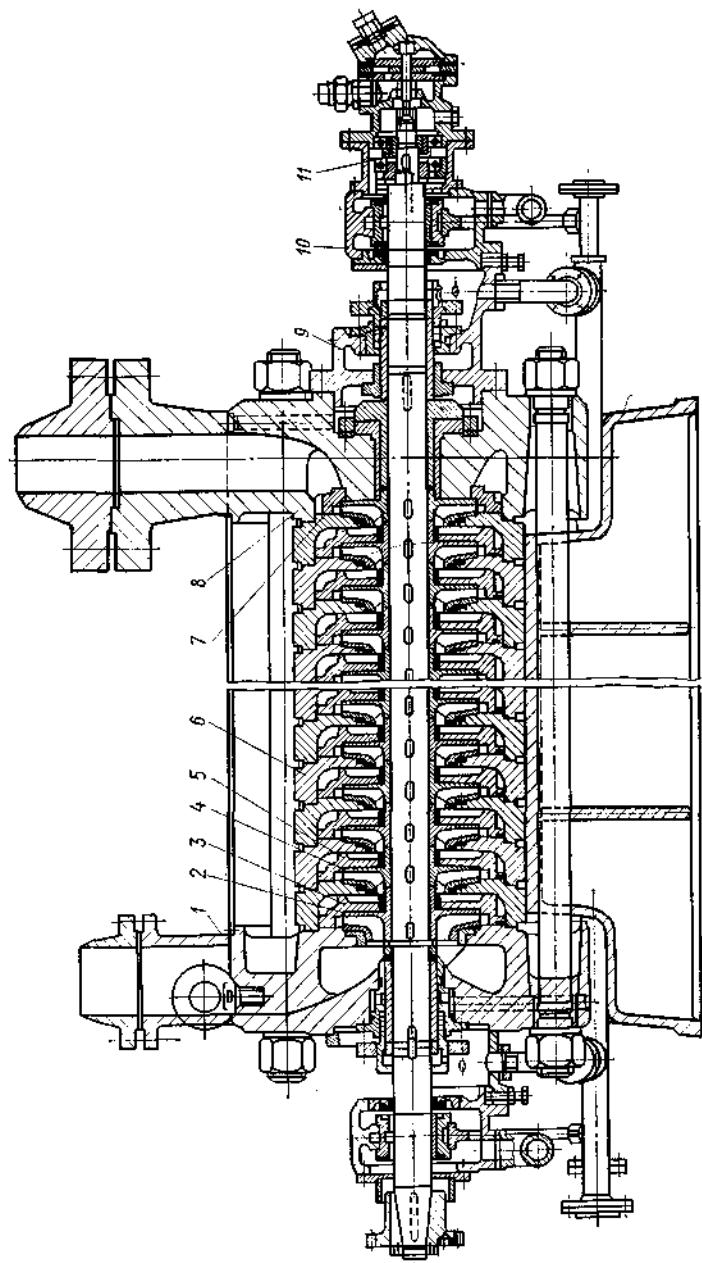


Рис. 10.1. Центробежный насос ЦНС 180-1900:

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 — подшипник скольжения; 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 приемным 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 лапы 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 шелевого 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 м<sup>3</sup>/ч и давлением нагнетания 0,4 МПа, имеющий привод от электродвигателя АОЛ2-31-4; маслобак БМ-0,32 вместимостью 0,32 м<sup>3</sup>; маслоохладитель МХ-4 с поверхностью охлаждения 4 м<sup>2</sup>; маслофильтр двойной ФДМ-32 с поверхностью фильтрации 0,13 м<sup>2</sup> и пропускной способностью 7,4 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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 маслонасосом 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	$50 \cdot 10^3$
Степень долговечности	II
Степень огнестойкости	IV
Класс зданий	III
Грунты	Непроедающие, 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 устанавливаются 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 ЦНС180-1022)	БКНС×200 (с насосами ЦНС180-1900)	БКНС×500 (с насосами ЦНС500-1900)
	Номинальная подача насоса, м <sup>3</sup> /сут	180	180	180
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 <sup>3</sup> /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 <sup>-1</sup>	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)	380/220
Вид тока питания электродвигателей	380/220	380/220	380/220	380/220
Давление в маслосистеме, МПа	Трехфазный переменный с промышленной частотой 50 Гц			
Циркуляционный расход масла на один насосный агрегат, м <sup>3</sup> /ч	0,28	0,28	0,28	0,28
Условный проход, мм:	2,1	2,1	2,1	2,1
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

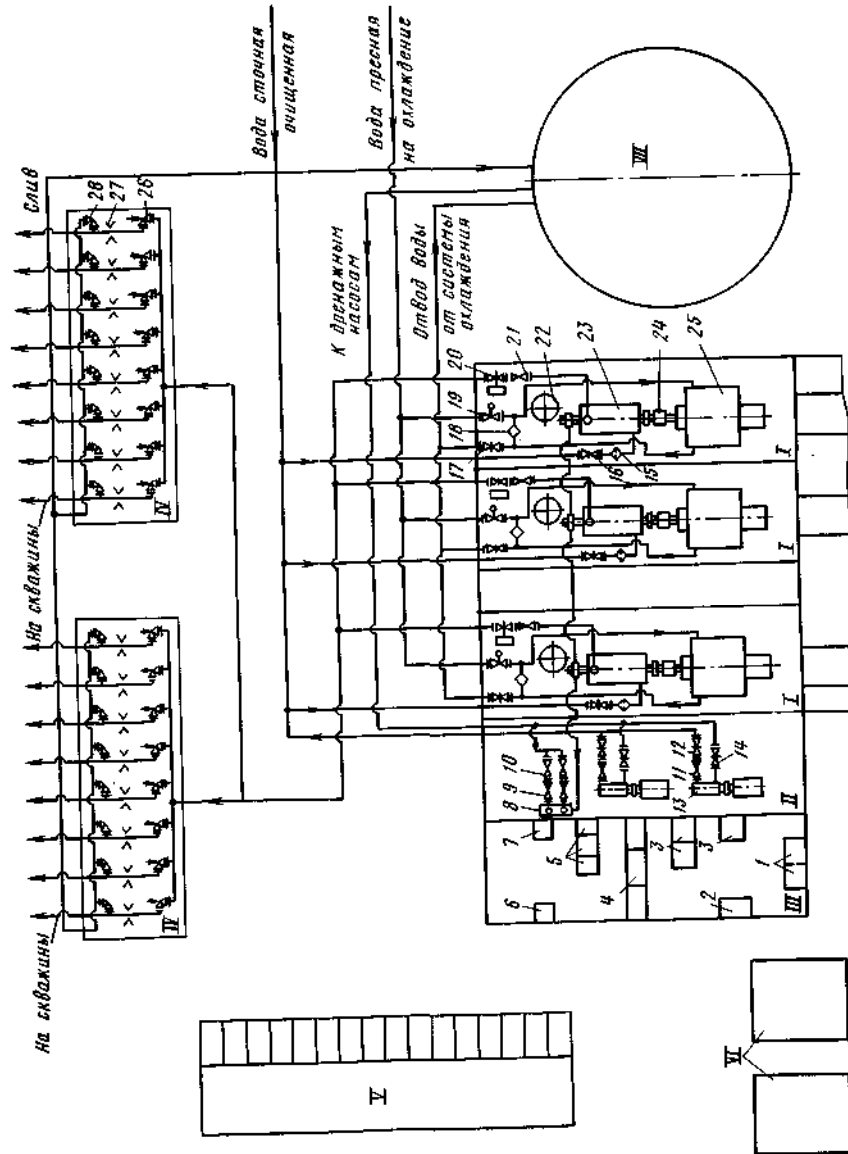
БКНС	БКНС						
	Насосный блок	Блок низковольтной аппаратуры	Блок напорной гребенки	Блок дренажных насосов	Блок обслуживания	Блок распределительного устройства *	Резервуар сточных вод
БКНС1-100-РЦВ	1	1	1	1	1	1	1
БКНС1-150-РЦВ	1	1	1	1	1	1	1
БКНС1-200-РЦВ	1	1	1	1	1	1	1
БКНС2-100-РЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС2-100-ЗЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС2-150-РЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС2-150-ЗЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС2-200-РЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС2-200-ЗЦВ	2	1	1	1	1	1	1
БКНС3-100-РЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС3-100-ЗЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС3-150-РЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС3-150-ЗЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС3-200-РЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС3-200-ЗЦВ	3	1	2	1	1	1	1
БКНС4-100-РЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС4-100-ЗЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС4-150-РЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС4-150-ЗЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС4-200-РЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС4-200-ЗЦВ	4	1	2	1	1	1	1
БКНС2-500-РЦВ	2	1	1 *	1	1	1	1
БКНС3-500-РЦВ	3	1	1 *	1	1	1	1
БКНС4-500-РЦВ	4	1	1 *	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 ИСЦВ, ЦНСК и ЦНС180; 9, 11, 21 — клапаны соответственно обратный, обратный подъемный и обратный; 10, 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; II — блок дренажных насосов; III — блок низковольтной аппаратуры и управления; IV — блок 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.

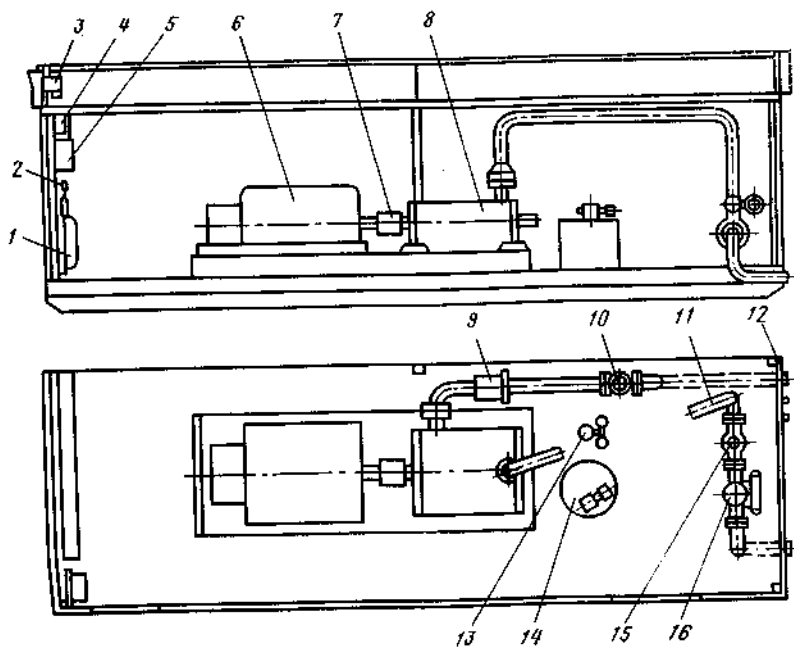
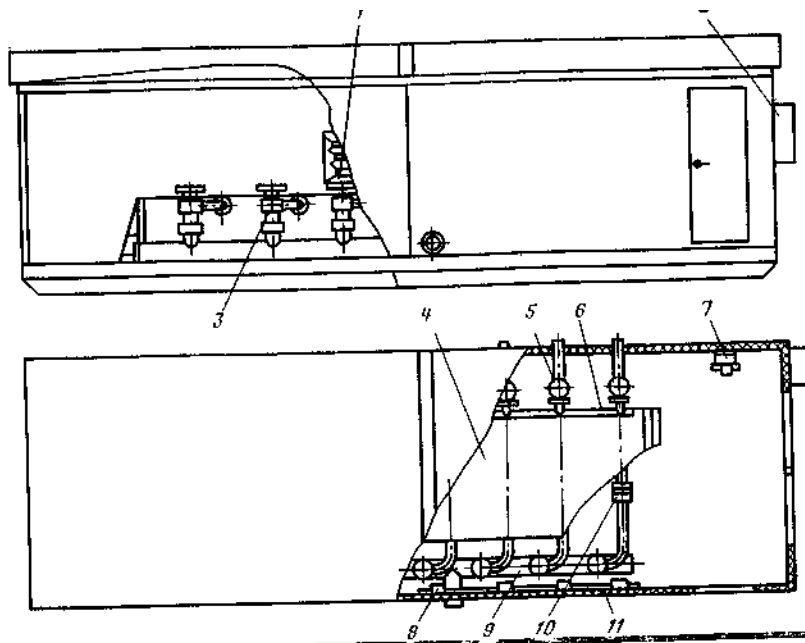


Рис. 10.3. Насосный блок:

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

Таблица 10.4

БКНС	Номи- нальная подача, м <sup>3</sup> /сут	Число агрегатов		Насос				Электродвигатель			
		Всего	В том числе рабочих	Тип	По- дача, м <sup>3</sup> /ч	На- пор., м	Ма- са, кг	Тип	Мощ- ность, кВт	Напря- жение, В	Ма- сса, кг
БКНС1-150	3 600	1	1	ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2 АРМ1250	1250	6000	6 036
БКНС2-150	3 600	2	1	ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2 АРМ1250	1250	6000	4 930
БКНС2-100-3ЦВ	3 600	2	1	ЦНС180-950	180	950	4080	СТД-800	800	6000	3 750
БКНС1-200	3 600	1	1	ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 505
БКНС2-200	3 600	2	1	ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 505
БКНС3-100	7 200	3	2	ЦННШ180-950	180	950	4080	СТД800	800	6000	3 750
БКНС3-150	7 200	3	2	ЦНС180-1922	180	1422	4810	СТД1250-2	1250	6000	6 036
БКНС3-200	7 200	3	2	ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600	1000	6000	6 505
БКНС4-150	10 800	4	3	ЦНС180-1422	180	1422	4810	СТД1250-2	1250	6000	6 036
БКНС4-200	10 800	4	3	ЦНС180-1900	180	1900	5570	СТД1600-2	1600	6000	6 605
БКНС2-500	10 000	2	2	ЦНС500-1900	500	1900	6300	СТД4000	4000	6000	11 880
БКНС3-500	15 000	3	3	ЦНС500-1900	500	1900	6300	СТД4000	4000	6000	11 800
БКНС4-500	20 000	4	4	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 — дифманометр-расходомер; 9 — распределительный коллектор; 10 — сужающее устройство; 11 — щит дифманометров

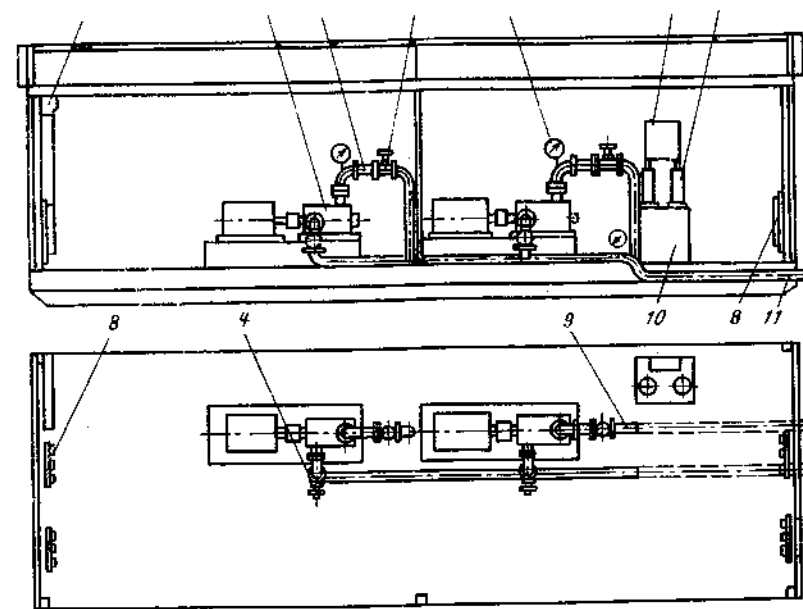
Блок напорной гребенки (рис. 10.4), к которому подведены два напорных трубопровода от насосных блоков, предназначен для распределения поступающей от насосных агрегатов воды по напорным трубопроводам системы заводнения, для учета ее количества и регистрации давления.

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, выверки 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 — корпус; 2 — центробежный насос ЦНС 60/264; 3 — обратный клапан; 4 — задвижка; 5 — манометр; 6 — пульт управления; 7 — насос 1СЦВ-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 стволовых 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 прямоочная задвижка типа ЗМС1. Детали затвора, шпиндель

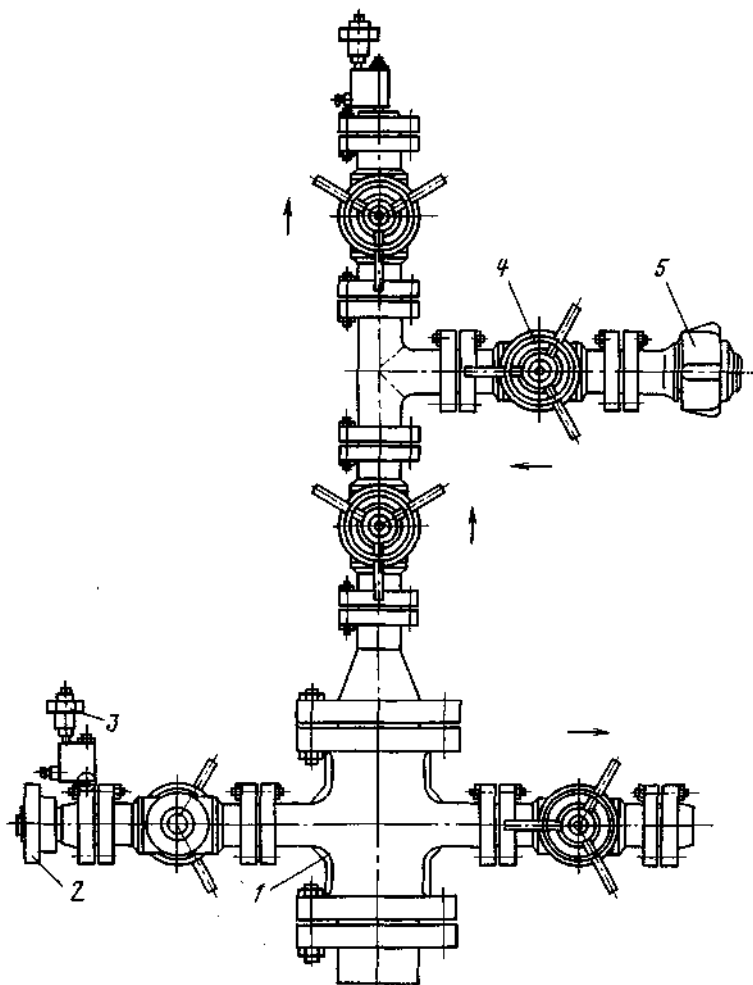


Рис. 10.6. Устьевая арматура типа АНК1 для нагнетательных скважин:  
 1 — трубная головка; 2 — быстросборное соединение; 3 — разделитель под манометр;  
 4 — задвижка ЗМС1; 5 — обратный клапан

(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 быстросборное 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 нефтепромысловая 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 <sup>3</sup> /сут	Напор, м	Число ступеней	Внутренний диаметр колонны обсадных труб, мм	Размеры электронасоса, мм		Масса, кг		
					поперечный	длина	электронасоса	установки для уменьшения 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 м<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> , не более	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	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						

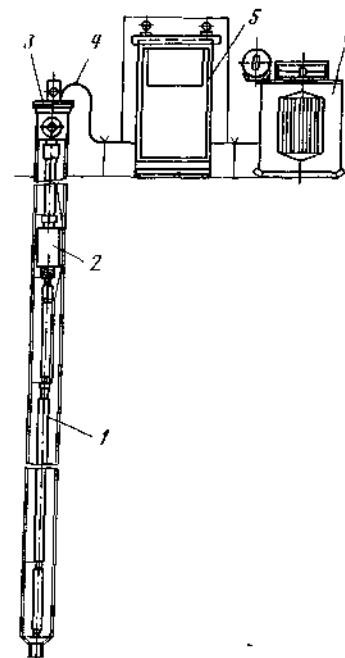


Рис. 10.7. Установка погружного центробежного электронасоса для добычи пластовых вод:

1 — погружной электродвигатель; 2 — погружной насос; 3 — оборудование устья скважины; 4 — силовой кабель; 5 — комплектное устройство; 6 — трансформатор

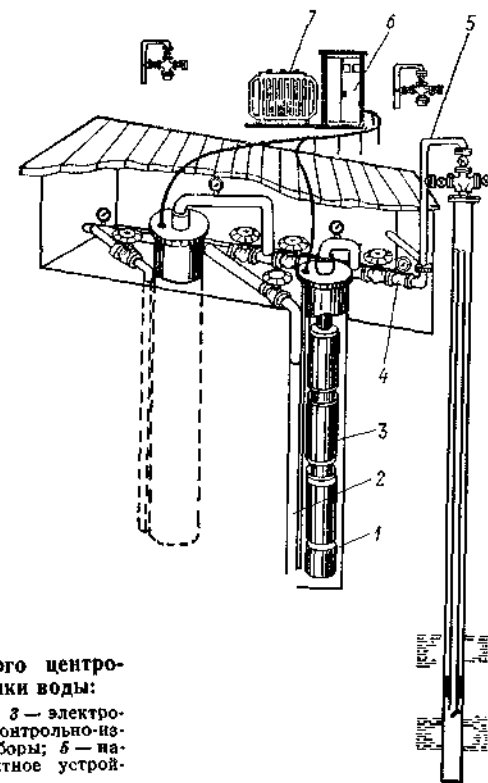


Рис. 10.8. Установка погружного центробежного электронасоса для закачки воды:

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 перекос, 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-

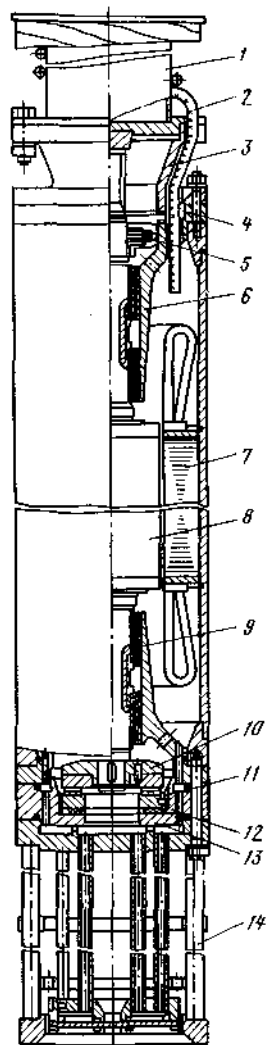


Рис. 10.9. Электродвигатель серии ПЭДП:

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

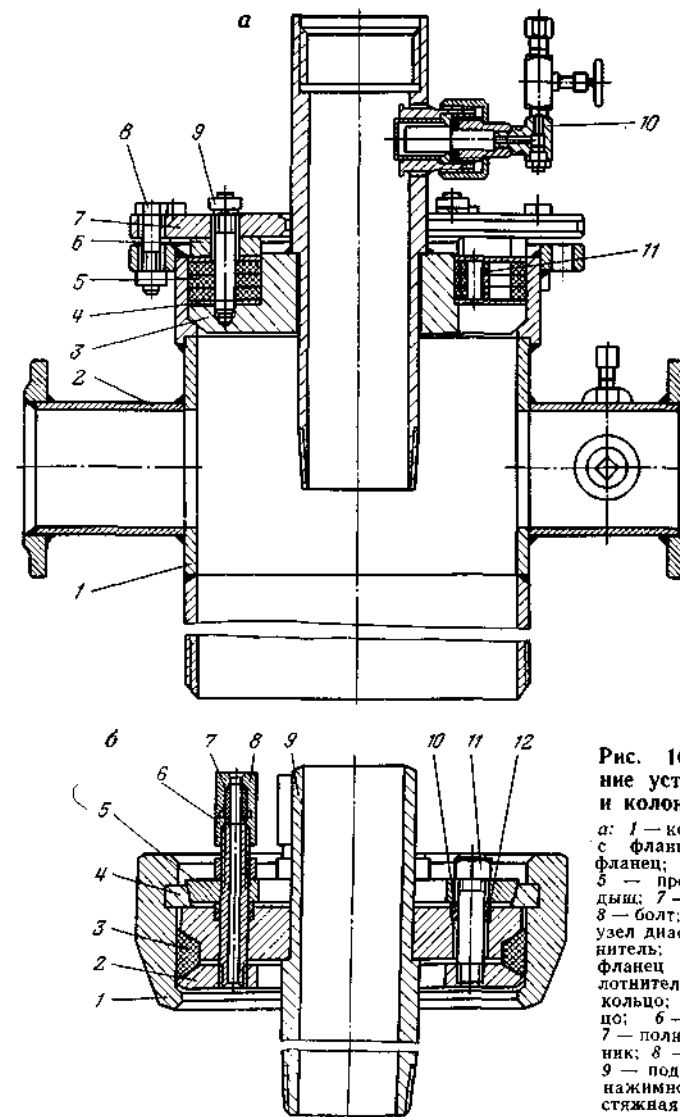


Рис. 10.10. Оборудование устья скважины (а) и колонная головка (б):

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	50
УЭЦП16-2000-1400	ПЭДП500-375В5	3×35	50
УЭЦПК16-2000-1400	ПЭДП700-375В5	3×50	50
УЭЦПК16-3000-1000	ПЭД90-123БВ5	3×16	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, маслонеполненный, вертикальный, с гидрозащитой с приводным концом вала, направленным вверх.

Силовой трансформатор — трехфазный, маслонеполненный 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		
—	ТМПН160/3-73ХЛ1	КУПНА83-49А2У1	КУПНА700-79А3ХЛ1
—	То же	—	ШГС5805-49Б3ХЛ31
—	—	—	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.

## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

### БЛОЧНЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

Блочные автоматизированные замерные установки предназначены для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважин или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций.

На нефтяных месторождениях наиболее распространены блочные автоматизированные групповые замерные установки «Спутник А» и «Спутник Б». Кроме них для специфических условий отдельных нефтяных месторождений разработаны и применяются автоматизированные групповые установки АГМ (для нефтяных месторождений АзССР), АГЗУ (для нефтяных месторождений Чечено-Ингушской АССР), АГУ (для нефтяных месторождений Ставропольского и Краснодарского краев). В последние годы все большее применение находят установки типа БИУС.

*Блочные установки типа «Спутник А».* Спутник А — базовая конструкция серии блочных автоматизированных замерных установок. Существует три модификации этих установок: «Спутник А-16-14-400», «Спутник АМ-25-10-1500» и «Спутник АМ-40-14-400».

В указанных цифрах первая цифра обозначает рабочее давление, на которое рассчитана установка; вторая — число подключенных к ней скважин и третья — наибольший дебит измеряемой скважины (м<sup>3</sup>/сут).

Установки типа «Спутник А» рекомендуется применять в системах внутривертеbralного сбора продукции скважин, не содержащей сероводорода и других агрессивных компонентов.

Установки состоят из двух закрытых обогреваемых блоков: замерно-переключающего и щитового.

Исполнение блоков позволяет эксплуатировать их при температуре окружающей среды от —55 до +50 °С и относительной влажности воздуха до 80 %.

Техническая характеристика установок типов «Спутник А» и «Спутник АМ» приведена в табл. 11.1.

Установка работает следующим образом (рис. 11.1).

Таблица 11.1

Показатели	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-14-400
Число подключаемых скважин	14	10	14
Рабочее давление, МПа, не более	16	2,5	4
Диапазон измерения расхода жидкости, м <sup>3</sup> /сут	10—400	10—1500	10—400
Общая пропускная способность установки, м <sup>3</sup> /сут:			
по жидкости	4 000	10 000	4 000
по газу	200 000	200 000	200 000
Погрешность измерения, %	±2	±2,5	±2,5
Суммарная установленная мощность электроприемников, кВт, не более	4	4	4
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220	380/220	380/220
Температура воздуха в замерно переключающем блоке и щитовом помещении, °С	5—50	5—50	5—50
Габаритные размеры, мм:			
замерно-переключающего блока:			
длина	6400	8350	6350
ширина	3200	3200	3200
высота	2780	2710	2650
щитового помещения:			
длина	3080	3080	3080
ширина	2200	2180	2180
высота	2680	2430	2430
Масса, кг:			
замерно-переключающего блока	8000	10 000	7100
щитового помещения	1600	1 600	1600

Продукция скважин по выкидным линиям 1, последовательно проходя через обратный клапан 1 и задвижку 2, поступает в переключатель скважин типа ПСМ 4, после которого по общему коллектору II через поршневой отсекающий клапан КПП-1 8 направляется в сборный коллектор IV системы сбора.

В переключателе ПСМ продукция одной из скважин через замерный отвод III с поршневым отсекающим клапаном 7 направляется в двухъемкостной замерный гидроциклонный сепаратор 9, где происходит отделение газа в жидкости. Газ по патрубку V проходит через заслонку 11 регулятора уровня 10 и по трубопроводу VI поступает в общий сборный коллектор IV, где смешивается с замеренной жидкостью и с общим потоком продукции остальных скважин.

Отделившаяся в верхней емкости сепаратора жидкость поступает в нижнюю емкость и накапливается в ней. По мере

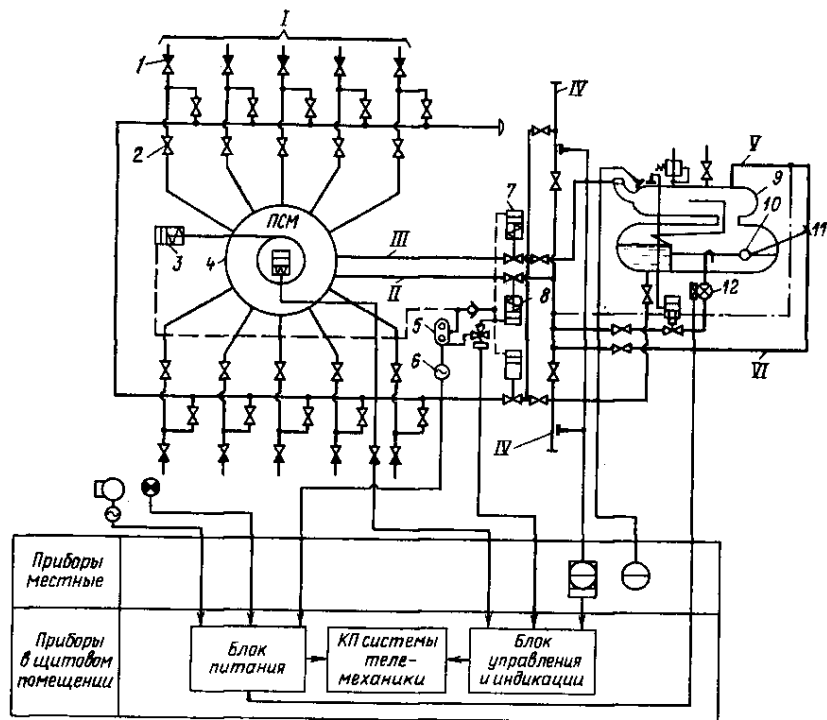


Рис. 11.1. Принципиальная схема установки «Спутник А»

повышения уровня нефти поплавков регулятора уровня поднимается и по достижении верхнего заданного уровня действует на заслонку 11 на газовой линии, перекрывая ее. Давление в сепараторе повышается и жидкость из сепаратора начинает вытесняться через счетчик TOP-1 12. При достижении жидкостью нижнего уровня поплавков открывает газовую линию, давление в сепараторе падает, и начинается новый цикл накопления жидкости в нижней емкости.

Регулятор уровня в гидроциклонном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик с постоянными скоростями, что позволяет проводить измерение количества продукции скважин с малыми погрешностями и в широком диапазоне измерения дебитов. Во время слива жидкость проходит через счетчик TOP-1 12 и направляется в общий коллектор IV.

Переключение скважин на замер осуществляется блоком управления периодически. Длительность замера определяется ус-

тановой реле времени. При срабатывании реле времени включается электродвигатель 6 гидропривода ГП-1 5 и в системе повышается давление. Привод 3 переключателя ПСМ под воздействием давления гидропривода ГП-1 5 перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Продолжительность замера устанавливается в зависимости от конкретных условий — дебита скважин, газового фактора; пульсации потока, способов добычи, состояния разработки месторождения и т. д.

При раздельном сборе безводной и обводненной нефтей скважины по очереди подключаются к переключателю ПСМ.

Например, продукция скважин, подающих безводную нефть, направляется в обводную линию и далее в коллектор безводной нефти, а продукция скважин, подающих обводненную нефть, поступает в переключатель скважин ПСМ. Дебит каждой из этих скважин измеряется как было описано выше, продукция скважин поступает в коллектор обводненной нефти.

Переключение скважин с обводной линии на переключатель скважин ПСМ и обратно осуществляется вручную.

Установки типа «Спутник А» оснащаются приборами контроля, управления и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с установкой (манометром ОБМ, электроконтактным манометром ВЭ-16руб, регулятором расхода, турбинным счетчиком TOP-1, регулятором уровня, соленоидным клапаном КСП-4, поршневым разгруженным клапаном КПР-1, гидравлическим приводом ГП-1, блоком управления и индикации БУИ-14).

Комплекс приборов обеспечивает:

- автоматическое измерение дебита скважин;
- контроль за работой скважин по наличию подачи жидкости;
- автоматическую блокировку скважин при отклонении давления в общем коллекторе от нормального, или по команде с диспетчерского пульта.

В установках типа «Спутник А» турбинный счетчик одновременно служит сигнализатором периодического контроля за подачей скважин.

При отсутствии подачи скважины, поставленной на замер, блок местной автоматики выдает аварийный сигнал в систему телемеханики.

Аварийная блокировка всех скважин осуществляется автоматически при помощи клапанов-отсекателей 7 и 8 в случае повышения или понижения давления в коллекторе IV (например, при запарафинировании или порыве). При этом на диспетчерский пункт подается аварийный сигнал.

Установки позволяют измерять дебит нефти со следующими характеристиками:

Вязкость нефти, мПа·с, не более . . . . .	80
Массовая доля воды в нефти, не более . . . . .	0,95
Массовая доля парафина, не более . . . . .	0,07
Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/(м <sup>2</sup> ·ч) . . . . .	Не допускается

Блочная установка типа «Спутник Б-40-14-400» предназначена для автоматического измерения количества нефти и газа, осуществления контроля за работой скважин по подаче жидкости, раздельного сбора обводненной и необводненной нефти, подачи реагента в поток и блокировки скважин при аварийном состоянии или по команде с диспетчерского пульта.

Рекомендуется применять в системах внутрипромыслового сбора продукции скважин, не содержащих сероводород и прочие агрессивные компоненты.

Состоит из двух закрытых обогреваемых блоков: замерно-переключающего и блока управления.

Оба блока смонтированы в утепленных помещениях на специальных рамных основаниях, обеспечивающих удобную транспортировку установки.

В замерно-переключающем блоке размещается многоходовой переключатель скважин ПСМ-4, гидравлический привод ГП-1, поршневые отсекающие клапаны КГР-1, устройство для измерения дебита нефти типа «Импульс» с гидроциклонным сепаратором, регулятором давления и турбинным расходомером ТОР-1, газовый счетчик «Агат», датчик влагомера УВН-1, дозирующий насос НД-0,5Р10 для подачи реагента.

В блоке управления размещаются блок местной автоматики и индикации, силовой блок, устройство, фиксирующее количество газа, жидкости и чистой нефти, устройство, регистрирующее на перфоленте номер групповой установки и номер скважины, время измерения, суммарные данные измерений, состояние объекта, измерительный блок влагомера, электронный блок и блок питания счетчика нефти, регистратор счетчика газа, блок телемеханики.

Установка рассчитана на работу при температуре окружающей среды от -55 до +55 °С и относительной влажности воздуха до 80 %.

Техническая характеристика «Спутника Б-40-14-400» приведена ниже.

Число подключенных скважин . . . . .	14
Рабочее давление, МПа . . . . .	4
Пределы измерения по жидкости, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	5—400
Пределы измерения по газу, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	До 500
Относительная погрешность измерения, %:	
по водонефтяной смеси . . . . .	±2,5
по нефти . . . . .	±4
по газу . . . . .	±6
Пропускная способность установки, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	4 000

Суммарная установленная мощность электроприемников, В, не более . . . . .	10
Напряжение электрических цепей электроприемников, В . . . . .	380/220
Температура воздуха в замерно-переключающем блоке и щитовом помещении, °С . . . . .	5—50
Габаритные размеры, мм:	
замерно-переключающего блока . . . . .	8 350×3 200×2 710
блока управления . . . . .	3 100×2 200×2 500
Масса, кг:	
замерно-переключающего блока . . . . .	10 000
блока управления . . . . .	2 000

Установка работает следующим образом (рис. 11.2).

Продукция скважин по выкидным линиям 1, последовательно проходя через обратный клапан 4, задвижку 2, поступает в переключатель скважин 3. В переключателе продукция одной скважины через замерный патрубок и поршневой отсекающий клапан КГР-1 5 направляется в замерный сепаратор 7 устройства «Импульс», где газ отделяется от жидкости. Продукция остальных скважин, пройдя через поршневой отсекающий клапан КГР-1 6, поступает в сборный коллектор II.

Выделившийся в сепараторе 7 газ проходит через датчик 12 расходомера «Агат 1П», заслонку 11 и далее поступает в сборный коллектор, где смешивается с общим потоком.

Жидкость направляется в нижнюю полость сепарационной емкости и за счет избыточного давления, поддерживаемого заслонкой 11, продавливается через турбинный счетчик нефти 8, регулятор расхода 9 и датчик влагомера 10 в сборный коллектор.

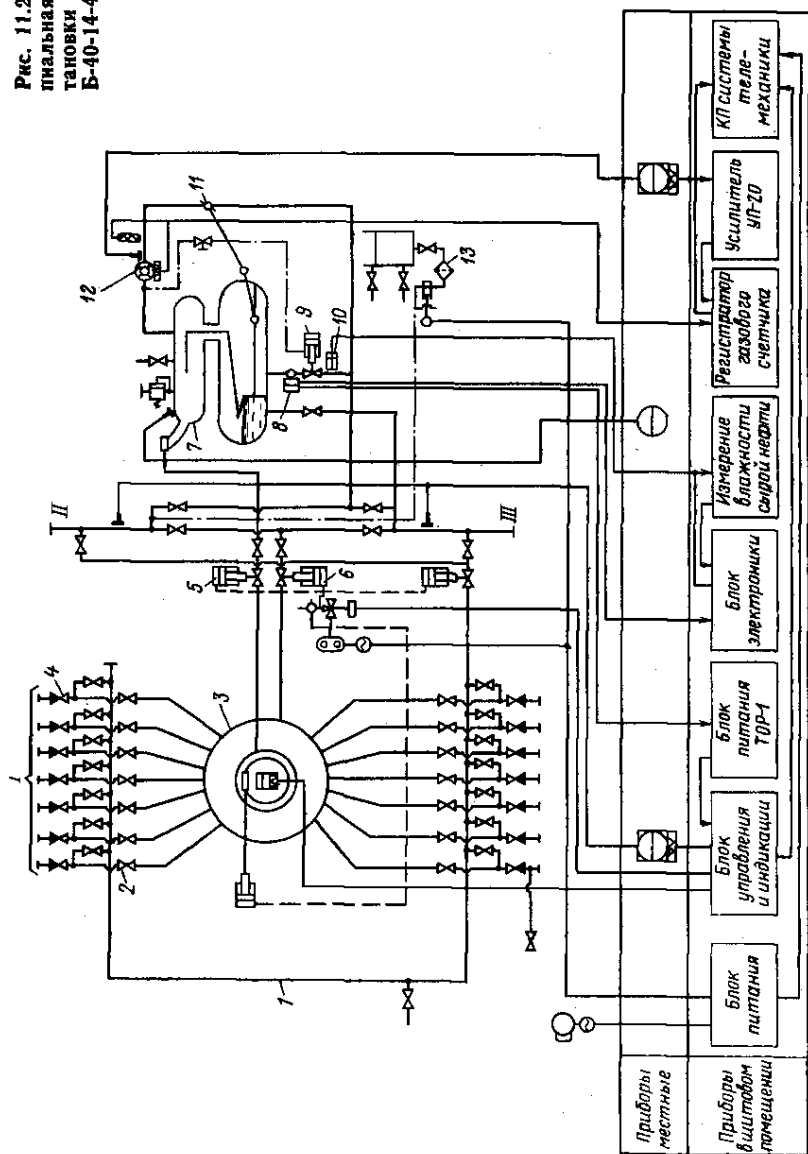
Регулятор расхода 9 и заслонка 11, соединенная тросами с осью поплавка, обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик 8 с постоянными скоростями, что позволяет измерять дебит скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями.

При раздельном сборе безводной и обводненной нефтей скважины поочередно подключаются к ПСМ. В этом случае продукция скважин, подающих безводную нефть, направляется в обводную линию 1 и далее в коллектор безводной нефти III, а продукция скважин, подающих обводненную нефть, поступает в переключатель скважин ПСМ и затем в коллектор обводненной нефти II. Дебит каждой из этих скважин измеряется описанным выше способом. Переключение скважин с обводной линии на переключатель скважин ПСМ и обратно осуществляется вручную.

На установке предусмотрена возможность подачи химреагентов в коллектор обводненной нефти. Для этой цели в замерно-переключающем блоке смонтирован дозировочный насос типа НД-0,5Р 10/100 с блоком для реагента 13.

Установка «Спутник Б» оснащена приборами контроля, управления и автоматического регулирования, поставляемыми

Рис. 11.2. Принципиальная схема установки «Спутник Б-40-14-400»



комплектно с установкой-манометром ОБМ, электроконтактным манометром ВЭ-16 руб, регуляторами уровня и расхода, счетчиком нефти турбинным ТОР-1, счетчиком газа турбинным АГАТ-III, влагомером УВН-2МС, гидравлическим приводом ГП-1, соленоидным клапаном КСП-4, поршневым разгруженным клапаном КНР-1, блоком управления и индикации БУИ.

Комплекс приборов обеспечивает:

автоматическое измерение количества жидкости, нефти и газа;

контроль за работой скважин по подаче жидкости;

разделительный сбор обводненной и необводненной нефти;

подачу реагента в поток;

автоматическую блокировку скважин и установки при отклонении давления от нормального в общем коллекторе или по команде с диспетчерского пульта.

При отклонении давления в сборном коллекторе от допускаемого отсекающие клапаны 5 и 6 по команде с БУИ перекрывают замерную и рабочую линии. При этом обесточивается пилотный клапан КСП-4 гидропривода и отсекающие клапаны под действием пружин перекрывают сечения указанных коллекторов. При срабатывании отсекаателей в выкидных линиях скважин повышается давление, и скважины останавливаются: фонтанные — отсекателями, установленными на выкидной линии, механизированные — за счет отключения электропривода.

Системой автоматизации установки предусмотрена аварийная сигнализация на диспетчерский пункт (ДП) при блокировке групповой установки, отсутствии подачи скважины, отключении электроэнергии и неисправностях в системе измерения скважин. Кроме того, на ДП передаются результаты измерения дебита отдельных скважин. Связь с ДП осуществляется телемеханическим каналом при помощи соответствующей аппаратуры телемеханики, размещенной на ДП и групповой установке.

Установка позволяет измерять нефть со следующими характеристиками.

Вязкость нефти, мПа·с, не более	80
Массовая доля воды в нефти, не более	0,6
Массовая доля парафина, не более	0,07
Массовая доля серы, не более	0,035
Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию скважины свыше 0,3 г/(м <sup>3</sup> ·ч)	Не допускается

**Установка БИУС-40.** Блочная малогабаритная установка из нормального ряда «БИУС 40-2-100», «БИУС 40-3-100» и «БИУС 40-4-100» предназначена для измерения количества продукции малодебитных скважин.

Установка разработана в трех модификациях для подключения соответственно двух, трех и четырех скважин.

Установка применяется на нефтегазодобывающих промыслах, имеющих скважины с дебитом до 100 м<sup>3</sup>/сут. Техническая характеристика установки приведена ниже.

Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут, не более	100
Рабочее давление, МПа, не более	4
Предел допускаемой относительной погрешности измерения количества жидкости	±2,5

Установка позволяет измерять продукцию, имеющую следующую характеристику.

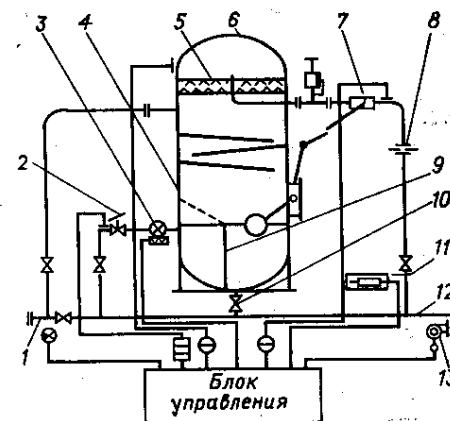
Вязкость, мПа·с, не более	80
Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/(м <sup>2</sup> ·ч)	Не допускается
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	100
Масса, кг, не более:	
блока технологического	3950×2175×2570
блока управления	3080×2100×2500

Установка состоит из блока технологического и блока управления.

Газожидкостная смесь по выкидному коллектору скважины (рис. 11.3), подсоединенному к входному трубопроводу 1, поступает в сепарационную емкость 6, в которой происходит отделение газа от жидкости. Газ из сепаратора по газовой линии отводится в выходной трубопровод 12 и смешивается с жидкостью. На газовой линии установлены заслонка 7 и диафрагма 8. По диафрагме переносным дифманометром измеряется расход газа для определения газового фактора продукции скважины. Жидкость накапливается в сепараторе. При определенном уровне поплавков через систему рычагов перекрывает заслонку на газовой линии, и давление в сепараторе начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом, установленного регулятором расхода 2, клапан последнего открывается и жидкость под избыточным давлением продавливается через счетчик TOP-1-50 3 в выходной трубопровод.

Регулятор расхода независимо от дебита подключенной скважины обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик с расходами, указанными в технической документации счетчика. При определенном нижнем уровне поплавков через систему рычагов открывает заслонку, давление в сепараторе снижается и клапан регулятора расхода перекрывает нефтяную линию. Далее цикл повторяется. Счетчик TOP-1-50 измеряет объем сливаемых порций и суммирует их в интеграторе. Одновременно этот счетчик преобразует измеряемые объемы в электрический сигнал, который регистрируется в счетчике блока управления.

Рис. 11.3. Принципиальная схема установки БИУС-40



При повышении или понижении давления на установке допустимого электроконтактный манометр с блоком управления формирует аварийный сигнал. При аварийном состоянии загорается лампочка в блоке управления; сигнал об аварийном состоянии может также передаваться в диспетчерский пульт.

Для безопасной эксплуатации сепарационной емкости имеется предохранительный клапан.

С целью обеспечения надежности работы приборов и создания нормальных условий при обслуживании их в зимнее время установка снабжена электрическим обогревателем 11 и вентилятором 13.

Перегородка 9 и сетка 4 в сепарационной емкости предупреждают прохождение инородных тел, поступающих с продукцией скважин, через турбинку счетчика. Инородные тела и парафин накапливаются в грязевом отсеке и периодически сбрасываются через задвижку 10, в выходной трубопровод. Для очистки газа от капельной жидкости сепарационная емкость имеет решетку 5. При профилактике и ремонте технологического блока или отключении его продукция скважины направляется по обводной линии.

Блок управления выполнен в виде металлического шкафа со встроенной внутри электрической аппаратурой. Шкаф состоит из двух отсеков: обогреваемого и необогреваемого. В необогреваемом отсеке монтируются рубильник и автоматические выключатели для управления и защиты цепей освещения, отопления, вентиляции; в обогреваемом — остальная электрическая аппаратура, требующая создания определенного микроклимата.

Обогреваемый отсек собран из двойных стальных листов, между которыми проложен слой теплоизоляционного материала.



## КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА И СВОБОДНОЙ ВОДЫ

Нефтегазовые сепараторы служат для отделения газа от жидкой продукции скважин. На нефтяных месторождениях наиболее распространены горизонтальные сепараторы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с вертикальными (повышенная пропускная способность при одном и том же объеме аппарата, лучшее качество сепарации, простота обслуживания и осмотра).

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и блочные сепарационные установки типа УБС. Наряду с двухфазными сепараторами организовано производство и трехфазных сепараторов, которые помимо отделения газа от нефти служат также для отделения и сброса свободной воды. К трехфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС).

В тех случаях, когда на месторождении или группе месторождений пластовой энергии недостаточно для транспорти-

Таблица 11.2

Установка	Наибольшая пропускная способность по нефти, т/сут	Наибольшая пропускная способность по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут
НГС6-1400	2 000	150
НГС6-1400		260
НГС25-1400		330
НГС40-1400		420
НГС64-1400	5 000	560
НГС6-1600		340
НГС16-1600		590
НГС25-1600		750
НГС40-1600	10 000	960
НГС64-1600		1260
НГС6-2200		600
НГС16-2200		1000
НГС25-2200	20 000	1300
НГС40-2200		1700
НГС64-2200		2200
НГС6-2600		1000
НГС16-2600	30 000	1800
НГС25-2600		2300
НГС40-2600		3000
НГС6-3000		1500
НГС16-3000	4400	2700
НГС25-3000		3400
НГС40-3000		4400

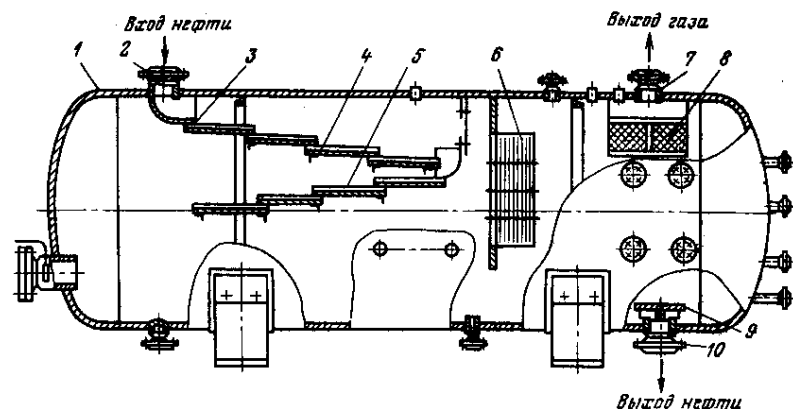


Рис. 11.4. Нефтегазовый сепаратор типа НГС

ровки нефтегазовой смеси до ЦПС, применяются сепарационные установки с насосной откачкой или дожимные насосные станции (ДНС).

Наибольшее применение нашли сепарационные установки с насосной откачкой типа БН.

Сепараторы типа НГС широко применяются при обустройстве нефтяных месторождений и предназначаются для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

В настоящее время выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000—30 000 т/сут.

В табл. 11.2 приведены основные технические данные сепарационных установок типа НГС.

В указанных шифрах первая цифра обозначает рабочее давление, вторая цифра — диаметр сепаратора (в мм).

Сепаратор типа НГС (рис. 11.4) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 6 и вертикальный 8 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 2, изменяет свое направление на 90°, и при помощи

распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рис. не показаны) поступает в газосборную сеть.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Сепараторы НГС поставляются в комплекте со средствами местной автоматики, а средства управления автоматического регулирования предусматриваются в проектах по привязке установок с конкретным объектом. Комплекс приборов и средств автоматизации должен обеспечивать:

- автоматическое регулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- автоматическую защиту установки (прекращение подачи нефтегазовой смеси в сепаратор) при:
  - а) аварийном повышении давления в сепараторе;
  - б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе.
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

*Сепарационные установки с предварительным отбором газа УБС.* Широкое внедрение однетрубных герметизированных систем сбора и подготовки нефти и газа обусловило создание блочных сепарационных установок высокой пропускной способности, обеспечивающих повышенную единичную пройденную способность и высокое качество разделения нефти и газа в условиях пульсирующих потоков нефтегазоводяной смеси в сборных коллекторах.

Для удовлетворения этих требований созданы сепарационные установки с предварительным отбором газа следующих типоразмеров: УБС-1500/6; УБС-1500/16; УБС-3000/6; УБС-3000/16; УБС-6300/6; УБС-6300/16; УБС-1000/6; УБС-10000/16; УБС-16000/6 и УБС-16000/16.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УБС — установка блочная сепарационная; первая цифра — пропускная способность по жидкости ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ); вторая цифра — допустимое рабочее давление.

Установки предназначены для отделения нефти от газа на первой ступени сепарации.

Сепарации на установке УБС (рис. 11.5) разделяются на следующие стадии:

предварительное разделение и расслоение газожидкостной смеси в конечном участке системы сбора и в депульсаторе 6; окончательное разделение жидкости и газа в сепарационной емкости 7;

очистка газа от капельной жидкости в сепарационной емкости или в отдельном выносном аппарате — каплеотбойнике 2.

Продукция скважин по нефтегазосборному коллектору поступает перед сепаратором на конечный участок трубопровода, диаметр которого выбирается из расчета разрушения пробковой структуры, сглаживания пульсаций расхода и давления.

Из конечного участка трубопровода 1 нефтегазовый поток поступает в депульсатор 6, который состоит из восходящего участка 5 и наклонного 4 в сторону ввода жидкости 1 в сепарационную емкость. На этом участке наклонного трубопровода монтируется газоотводящий коллектор 3 для отбора отделившегося газа и подачи его в каплеотбойник 2 или в газовое пространство сепарационной емкости.

В депульсаторе происходит предварительное отделение газа от жидкости. Жидкость с остаточным газом поступает в сепарационную емкость, где четко выделяются три секции:

- ввода жидкости и газа;
- осаждения и сбора;
- отвода жидкости и газа.

Секция ввода служит для гашения кинетической энергии и распределения по сечению емкости входящих потоков жидкости и газа. В этой секции завершается процесс предварительного разделения.

Секция осаждения служит для завершения гравитационного разделения как в газовой, так и жидкостной зоне. Секция осаждения и сбора занимает до 60 % объема сепарационной емкости.

Третья секция служит для отвода продуктов разделения из сепарационной емкости, а также размещения поплавков регулятора уровня и датчиков предельных уровней.

Каплеотбойник 2 монтируется над сепарационной емкостью, что обеспечивает подачу самотеком уловленной в каплеотбойнике жидкости в секцию осаждения и сбора сепарационной емкости.

Сепарационные установки типа УБС оснащаются минимальным набором средств автоматики и контроля для обеспечения нормальной работы и включают:

- регуляторы уровня пневматические или электрические;
- датчики предельного верхнего и нижнего уровней;

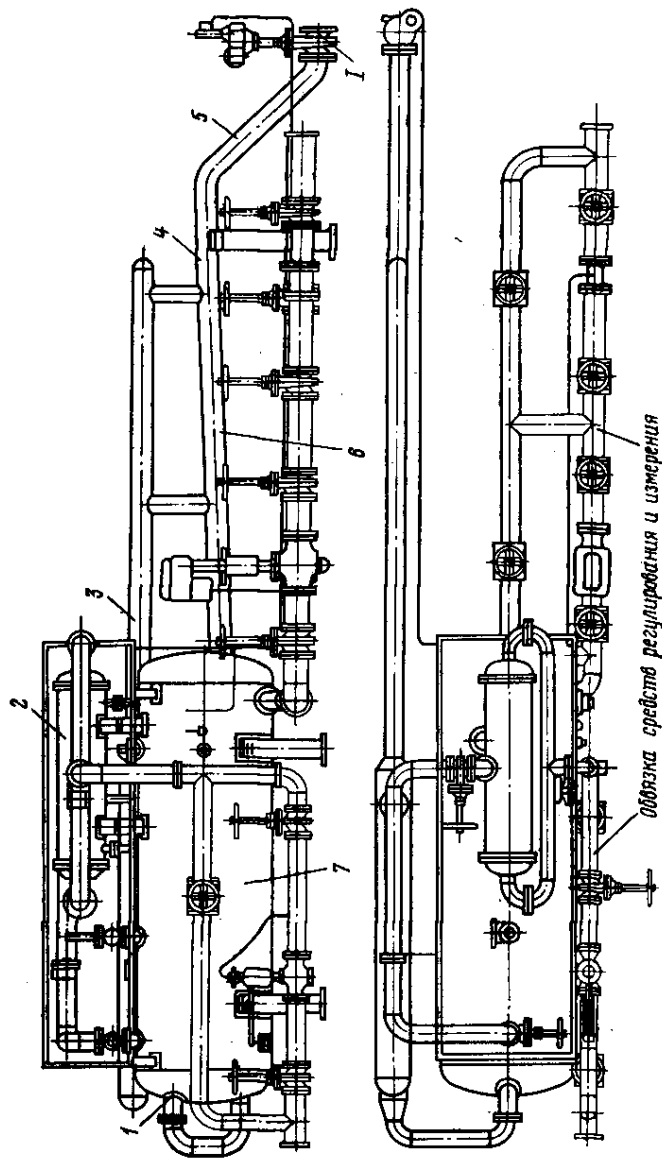


Рис. 11.5. Сепарационная установка с предварительным отбором газа типа УБС

Таблица 11.3

Показатели	УБС-16000/6				
	УБС-16000/6	УБС-10000/6	УБС-6300/6	УБС-3000/6	УБС-1500/6
Пропускная способность по сырью, м <sup>3</sup> /сут	16 000	10 000	6300	3000	1500
Давление рабочее, МПа	0,6 и 1,6				
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	120				
Рабочая среда	Нефтегазовая смесь, допускается содержание сероводорода —40—+40				
Температура окружающего воздуха, °С					
Габаритные размеры, мм:					
длина	20 500	19 800		18 450	
ширина	6 300	19 700		18 400	
высота	5 760	5 400		3 800	
		4 890		3 450	
Условные диаметры штуцеров, мм:	500	4 500		3 300	
		350		200	
входа продукции А	500	350		200	
выхода нефти В	400	200		200	
выхода газа Г	200	200		200	
		150		150	
Масса, кг	35 200	21 000		10 500	

электроконтактные манометры.

Техническая характеристика блочных сепарационных установок типа УБС приведена в табл. 11.3.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводненной нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв —

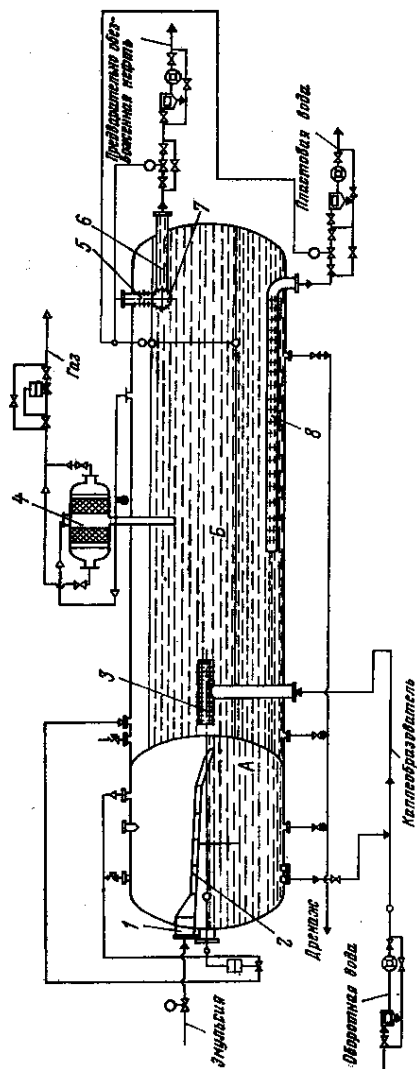


Рис. 11.6. Принципиальная схема установок типа УПС-3000 и УПС-6300

пропускная способность по жидкости ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ); вторая цифра — допустимое рабочее давление; М — модернизированная.

Первые три установки типа УПС можно использовать в качестве сепараторов первой ступени, в этом случае предварительное отделение газа от жидкости должно осуществляться в депульсаторе перед поступлением продукции в аппарат. УПС-10000/6М устанавливается после сепаратора первой ступени и одновременно может разделять жидкость на несколько потоков равного расхода.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления (рис. 11.6).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для

равномерного распределения потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке для более полного использования объема емкости имеется распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установках УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установок происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит первичное отделение газа от жидкой фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депультатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Для улучшения отделения воды от эмульсии предусмотрено предварительное смешение продукции скважин с водой, поступающей из установки подготовки нефти. Трубопровод (каплеобразователь) между отсеками А и Б может быть выполнен из трубы определенного диаметра и длины в зависимости от требуемого времени контакта эмульсии и обратной воды. При работе установки без каплеобразователя обратная вода с установок подготовки нефти подается за 200—300 м до входа в технологическую емкость.

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части емкости.

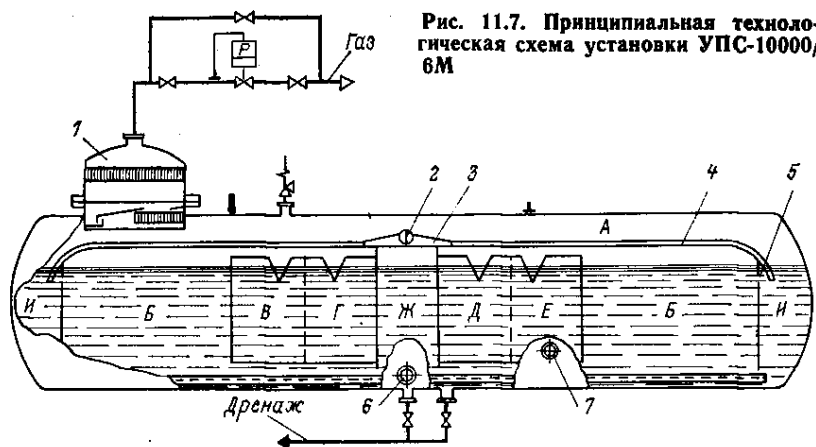


Рис. 11.7. Принципиальная технологическая схема установки УПС-10000/6М

Система контроля и управления должна осуществлять:  
 регулирование уровня «нефть — газ» на уровне 2400 мм;  
 регулирование уровня «нефть — вода» на уровне 900 мм;  
 регулирование давления и технологической емкости;  
 измерение количества предварительно обезвоженной нефти;  
 измерение количества сбрасываемой воды;  
 измерение количества оборотной воды;  
 сигнализацию достижения заданных значений давления и предельного уровня нефти в емкости;  
 аварийную отсечку по входу продукта при достижении уровня нефти в аппарате 2600 мм и заданном давлении;  
 измерение давления и температуры.

При работе в режиме полного заполнения не осуществляются регулирование уровня «нефть — газ» и сигнализация аварийного уровня, предварительно обезвоженная нефть отводится через верхний штуцер 5, связанный с перфорированной трубой, а штуцер 6 на днище закрывается.

Техническая характеристика установок типов УПС-3000 и УПС-6300 приведена в табл. 11.4.

Сепарационная установка с предварительным сбросом воды типа УПС-10000/6М (16М) предназначена для сброса свободной пластовой воды из продукции скважин с одновременной сепарацией газа. При необходимости установку можно использовать в качестве делителя потока (четыре потока). Для этой цели каждый нефтяной отсек необходимо дополнительно оснастить регулятором уровня и исполнительным механизмом.

Установка УПС-10000/6М (16М) (рис. 11.7) выполнена в виде моноблока и состоит из технологической емкости А с перегородками и каплеотбойниками, площадками для обслу-

Таблица 11.4

Показатели	УПС-3000/6М УПС-3000/16М	УПС-А-3000/6	УПС-6300/6М
Пропускная способность по сырью в зависимости от устойчивости поступающей эмульсии, т/сут	До 3000	До 3000	До 6300
Рабочее давление, МПа	0,6 1,6	0,6	0,6 1,6
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	120	До 90	120
Обводненность продукции, %: поступающей выходящей	До 90 До 20	До 90 До 20	До 90 До 20
Среда	Нефтегазоводяная эмульсия	Нефтегазоводяная эмульсия, допускается объемное содержание в газе Н <sub>2</sub> S до 6%, СО <sub>2</sub> до 10%	Нефтегазоводяная эмульсия
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		780—920	
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>		1050—1150	
Температура окружающей среды, °С		—40 до +50	
Мощность, потребляемая системой контроля и управления, кВт		До 1,5	
Исполнение датчиков		Взрывобезопасное	
Исполнение вторичной аппаратуры		Обычное	
Напряжение питания системы контроля и управления, В		220	
Частота, Гц		50	
Режим работы		Непрерывный	
Габаритные размеры, мм:			
длина	17 750	17 750	26 400
высота	4 956	4 956	6 300
ширина	5 345	5 345	5 900
Масса, кг	29 500	29 500	54 500

живания, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления. Вся установка смонтирована на рамах.

Технологическая емкость А разделена перегородками на девять отсеков: два приемных И, два отстойных Б, водосборный Ж и четыре нефтесборных В, Г, Д и Е.

Для ввода эмульсии в технологическую емкость имеется устройство, состоящее из штуцера с вертикальной перегородкой 2 и расширяющихся сопел с направляющими ребрами 3.

Для увеличения зеркала жидкости с целью дополнительной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрены две нефтеразливные полки 4, имеющие уклон в сторону днищ аппарата.

Наверху емкости имеется люк, в крышку которого вмонтирован сетчатый каплеотбойник 1. В середине технологической емкости (в водосборном отсеке Ж) имеется штуцер для регулятора уровней «нефть — газ» и «нефть — вода» и предельного. Там же, в нижней части аппарата, смонтирован штуцер 6 для отбора воды. В нефтесборных отсеках имеются штуцеры для вывода нефти 7.

На емкости установлено три предохранительных клапана. Для профилактического осмотра и ремонта имеются три люка лаза диаметром 450 мм.

Технологическая емкость имеет дренажную систему и патрубки для пропарки и чистки отсеков.

При работе установки на II ступени сепарации продукция поступает в технологическую емкость по стабилизатору потока. Отделившийся газ по вертикальному стояку подается под каплеотбойник. При работе установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). После стабилизатора потока или депульсатора нефтяная эмульсия поступает в штуцер 2 для ввода жидкости в аппарат, который делит поток на две приблизительно равные части.

Раздельные потоки через распределители с направляющими ребрами 3 поступают на нефтеразливные полки, где происходит дополнительная сепарация газа и нефти.

Далее продукция стекает в приемные отсеки И. Свободная вода, оседая через низ перегородки, поступает в отстойные отсеки Б. Эмульсия через окна в перегородках 5 также попадает в отсеки Б, где происходит гравитационный отстой.

Отстоявшаяся эмульсия через V-образные щели переливается в четыре нефтесборных отсека В, Г, Д и Е, откуда при помощи регуляторов уровня поступает на установку подготовки нефти. Отделившаяся свободная вода направляется в водосборный отсек Ж, откуда посредством регулятора межфазного уровня «вода — нефть» сбрасывается на установку по подготовке воды.

Газ уходит через каплеотбойник 1 в газовый коллектор. Система контроля и управления должна осуществлять: измерение количества частично обезвоженной нефти; измерение количества сбрасываемой воды; измерение количества оборотной воды; регулирование давления в технологической емкости; регулирование уровня «нефть — газ» на уровне 2700 мм; регулирование уровня «нефть — вода» на уровне 1000 мм;

сигнализацию достижения заданных значений давления и предельного уровня нефти и емкости;

аварийную блокировку емкости при достижении уровня нефти в аппарате 2900 мм и заданного значения давления; измерение давления и температуры.

Техническая характеристика установки УПС-10000/6М приведена ниже.

Пропускная способность по сырью, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	10 000
Давление рабочее, МПа . . . . .	0,6
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т . . . . .	20—120
Массовое содержание воды в сырье, % . . . . .	До 90
Массовое содержание воды в выходящей из установки нефти, % . . . . .	До 30
Среда (нефтегазоводяная эмульсия) . . . . .	Коррозионная
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,78—0,92
Плотность пластовой воды, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,05—1,15
Вязкость, МПа·с . . . . .	До 80
Температура рабочей среды, °С . . . . .	До 50
Режим работы . . . . .	Непрерывный
Мощность, потребляемая системой контроля и управления, кВт . . . . .	До 1,5
Исполнение датчиков . . . . .	Взрывобезопасное
Исполнение вторичной аппаратуры . . . . .	Обычное
Напряжение питания системы контроля и управления, В . . . . .	220
Частица, Гц . . . . .	50
Габаритные размеры, мм . . . . .	184 000×6 550×6 135
Сухая масса, кг . . . . .	42 000

Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН предназначены для осуществления I ступени сепарации нефти от газа, дальнейшего разделительного транспортирования нефти центробежными насосами и выделившегося газа под давлением сепарации.

Разработаны 12 типоразмеров блоков, отличающихся между собой подачей и давлением нагнетания насосных агрегатов: БН-500-9; БН-500-18; БН-500-17; БН-500-21; БН-1000-12; БН-1000-19; БН-1000-25; БН-1000-31; БН-2000-13; БН-2000-17; БН-2000-22; БН-2000-26.

В шифре установок приняты следующие обозначения: БН — блочная насосная; первая цифра — подача насоса по жидкости (м<sup>3</sup>/сут); вторая цифра — давление нагнетания.

Из перечисленных блоков komponуются дожимные насосные станции подачей 500; 1000; 2000 м<sup>3</sup>/сут. Дожимные насосные станции большей подачи комплектуются из двух технологических блоков подачей по 2000 м<sup>3</sup>/сут каждый, которые при параллельной работе обеспечивают общую подачу от 4000 м<sup>3</sup>/сут (при двух рабочих насосах), до 6000 м<sup>3</sup>/сут (при трех рабочих насосах).

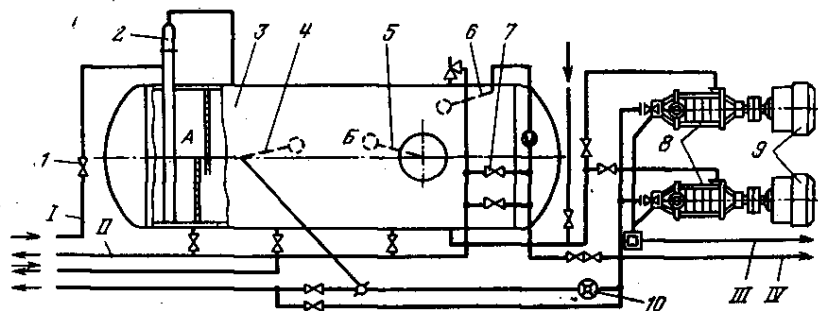


Рис. 11.8. Принципиальная схема установки БН

Насосная станция типа БН (рис. 11.8) состоит из технологического, щитового, канализационного блоков и свечи аварийного сброса газа.

Технологический блок состоит из двухточного гидроциклона 2, технологической емкости 3, регулятора подачи насосов 4, автомата откачки 5, механического регулятора уровня 6, центробежных насосов 8 с электродвигателями 9, отсекающих клапанов 1 и 7, счетчика 10, а также технологической обвязки арматуры и гидравлической системы управления.

Оснащение технологического блока насосными агрегатами приведено в табл. 11.5.

Технологический блок имеет два двухточных гидроциклона. Подача каждого из них до 1500 м<sup>3</sup>/ч по жидкости с газовым фактором до 120 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Для повышения эффективности работы

Таблица 11.5

Блок	Номинальная подача		Номиналь- ный напор, м	Насос			Электродвигатель	
	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /ч		Тип	Число		Тип	Мощность, кВт
					рабо- чих	ре- зерв- ных		
БН-500-9	500	22	0,9	ЗМС-10×4	1	1	ВАО-72-2	30
БН-500-13	500	22	1,3	ЗМС-10×6	1	1	ВАО-81-2	40
БН-500-17	500	22	1,7	ЗМС-10×8	1	1	ВАО-82-2	55
БН-500-21	500	22	2,1	ЗМС-10×10	1	1	ВАО-82-2	55
БН-1000-12	1000	45	1,2	4МС-10×4	1	1	ВАО-81-2	40
БН-1000-19	1000	45	1,9	4МС-10×6	1	1	ВАО-91-2	75
БН-1000-25	1000	45	2,5	4МС-10×8	1	1	ВАО-92-2	100
БН-1000-31	1000	45	3,1	4МС-10×10	1	1	ВАО-92-2	100
БН-2000-13	2000	85	1,3	5МС-10×3	1	1	ВАО-92-2	100
БН-2000-17	2000	85	1,7	5МС-10×4	1	1	ВАО-101-2	125
БН-2000-22	2000	85	2,2	5МС-10×5	1	1	ВАО-102-2	160
БН-2000-26	2000	85	2,6	5МС-10×6	1	1	ВАО-102-2	160

гидроциклонного сепаратора и уменьшения пенообразования в технологической емкости, его нижний патрубок опускается под уровень жидкости.

Емкость технологического блока выполняет функции дополнительного сепаратора, буфера перед насосами и отстойниками. С целью унификации вместимость емкости для всех блоков принята равной 20 м<sup>3</sup>, что составляет 1% от суточной подачи блока БН-2000.

Емкость вертикальными перегородками разделена на две части. Первый, малый отсек А служит для задержания механических примесей, пены. В нем поддерживается некоторый уровень жидкости, куда погружается нижний патрубок гидроциклонной головки. Большой отсек Б емкости служит основным буфером перед насосами и дополнительным сепаратором. В нем размещаются также поплавки всех регулирующих механизмов.

Для северных районов страны с неблагоприятными климатическими условиями насосная часть технологического блока выполняется в закрытом исполнении.

Нефтегазовый поток по сборному коллектору I поступает в два двухточных гидроциклона, где происходит отделение газообразной фракции от жидкости под действием центробежной силы, которую приобретает тангенциально вводимый поток газонефтяной смеси. Жидкость, имеющая большую плотность, под действием этой силы, прижимается к стенке и стекает по ней в малый отсек А.

Далее нефть из емкости через приемные патрубки откачивается насосами в напорный нефтепровод. На выкидном коллекторе, после насосов, для замера общей подачи участка по жидкости имеется счетчик.

Предусматривается непрерывный и периодический режимы работы насосных агрегатов.

Непрерывную откачку предлагается осуществлять при отличии номинальной подачи насоса от общей подачи участка, обслуживаемого данной установкой, не более чем на 15%, или же в зимних условиях, когда имеется опасность застывания нефти при отрицательных температурах и срыва подачи насоса. Периодическая откачка насосами проводится по сигналам автомата откачки АО-6.

Газ, отделившийся в гидроциклонном сепараторе, через верхний патрубок поступает в большой отсек Б технологической емкости, где происходит отделение капель жидкости от газа. Газ из емкости через заслонку механического регулятора уровня, установленного в патрубке технологической емкости, поступает в газосборный коллектор IV и под давлением сепарации транспортируется потребителю.

В коллекторе выхода газа устанавливается камерная диа-

фрагма, служащая для периодического замера подачи участка по газу переносным дифманометром.

На технологической емкости смонтирован предохранительный клапан, который срабатывает при повышении давления в емкости более 0,9 МПа. При срабатывании предохранительного клапана газ отводится на факел.

К факельной линии II также подключены канализационные патрубки технологической емкости, через которые при открытых задвижках продукты пропарки могут отводиться на факел.

Для удаления течи сальников насосных агрегатов предусматривается отдельная система канализации III.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает: автоматизацию процесса периодической откачки нефти с установки;

включение резервного насоса откачки при аварийной остановке работающего; предусматривается выбор режимов управления насосами — «ручной», «I рабочий» и «II рабочий» (автоматические);

прекращение подачи газонефтяной смеси на дожимную станцию при переполнении технологической емкости (для ДНС, работающих без резервных и аварийных емкостей);

открытие линии слива газонефтяной смеси в резервную (или аварийную) емкость и сброса газа на факел при переполнении технологической емкости (для ДНС, работающих с резервными или аварийными емкостями);

согласование (регулирование) подачи насосов откачки с количеством газонефтяной смеси при непрерывном режиме работы насосов;

регулирование уровня газонефтяной смеси в технологической емкости (в случае аварийного режима работы ДНС с резервными или аварийными емкостями);

автоматическую защиту (отключение) работающего насоса при отклонении давления от нормального на нагнетании насоса и обесточивании блока местной автоматики (БМА);

технологический контроль за расходами газонефтяной смеси и отсепарированного газа, уровнем в технологической емкости, давлениями в различных точках технологической обвязки ДНС;

сигнализацию в щитовой блок ДНС об аварийно-высоком верхнем и нижнем уровнях в технологической емкости; об аварийной остановке работающего насоса; о включенном состоянии БМА; о нормальной работе насоса откачки;

возможность дублирования аварийной световой сигнализации, выносимой в щитовой блок ДНС, местной звуковой (сирена) или дистанционной (при телемеханизации).

Техническая характеристика технологических блоков приведена в табл. 11.6.

Таблица 11.6

Показатели	БН-500	БН-1000	БН-2000
Номинальная подача, м <sup>3</sup> /сут	500	1000	2000
Давление сепарации, МПа	До 0,6	До 0,6	До 0,6
Давление нагнетания насосов, МПа	0,9—2,1	1,2—3,1	1,3—2,6
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	До 120	До 120	До 120
Рабочая среда	Сырая нефть и растворенный газ		
Температура среды, °С	От +5 до +50		
Допустимая температура окружающего воздуха, °С	±50		
Марка насосов	3МС-10	4МС-10	5МС-10
Габаритные размеры, мм:			
в собранном виде	10 100×3 250×4 860		
транспортные	10 100×3 250×3 965		
Масса, кг:			
открытое исполнение	13 200	14 020	16 000
закрытое	15 200	16 020	18 000

#### НЕФТЯНЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ И ПЕЧИ

*Устьевые и путевые нагреватели.* При сборе высокопарафинистых, вязких нефтей, а также нефтей, имеющих высокую температуру застывания с целью обеспечения текучести нефти, необходимо подогревать продукцию скважин от устья скважин вплоть до центрального пункта сбора и подготовки нефти и газа.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют устьевые нагреватели УН-0,2 и ПТТ-2, а для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных коллекторах — путевые нагреватели ПП-0,4, ПП-0,63, ПП-1,6 и трубопроводные нагреватели типа ПТ.

*Подогреватель нефти ПТТ-0,2* предназначен для подогрева высоковязкой обводненной нефти на устье скважин. Рекомендуется применять в системе внутривыпускного сбора на участке «скважина — групповая замерная установка».

Подогреватель (рис. 11.9) состоит из наклонного цилиндрического сосуда 8 с батареей тепловых трубок 5, газовым сепаратором 6, патрубком ввода нефти 7, топкой 1 с газовой инжекционной двухсопловой горелкой 2 и дымовой трубой 3. Дымовая труба в нижней части ограждена кожухом 4 для защиты обслуживающего персонала от ожогов. Внутри газового сепаратора установлен отбойник газа и поплавковый клапан для предотвращения попадания нефти в газовую линию. Для предупреждения задувания ветром горелка защищена кожухом. Для осмотра внутреннего состояния топки на ее крышке установлены два смотровых окна.



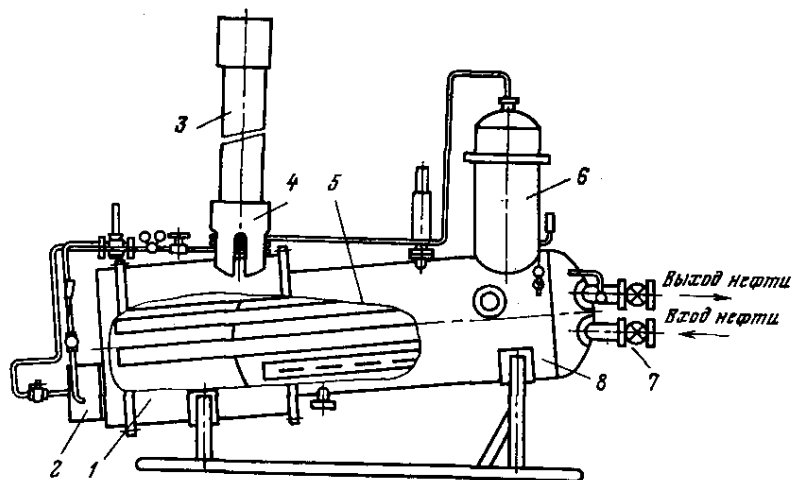


Рис. 11.9. Подогреватель нефти типа ПТТ-0,2

Поступающая в сосуд подогревателя нефтегазовая смесь нагревается тепловыми трубами и выходит из подогревателя. Часть газа, выделившегося из нефти, очищаясь в сепараторе, поступает через узел регулирования на горелку. За счет сжигания газа в топке происходит нагрев топочных концов тепловых труб. Тепловая труба представляет собой толстостенную цельнотянутую стальную трубу, заполненную на  $\frac{1}{3}$  своего внутреннего объема дистиллированной водой и герметически заваренную с обоих концов. Во избежание замораживания труб во время возможной остановки печи в них добавлено некоторое количество этилового спирта. Трубы в подогревателе расположены с наклоном в сторону топки, равным 100 мм на 1 м трубы, и приварены к одному из днищ сосуда таким образом, что один конец длиной 2 м находится внутри сосуда, а другой — длиной 1 м — в топке.

Работа тепловой трубы заключается в следующем. При нагреве топочного конца тепловой трубы вода в ней вскипает и водяные пары, перемещаясь в противоположный конец, конденсируются на внутренней стенке, отдавая ей теплоту. Конденсат стекает по нижней образующей трубе обратно к топочному концу. Так внутри трубы происходит интенсивный перенос теплоты от топочного конца к нагревателю.

Устьевой нагреватель ПТТ-0,2 оснащен приборами контроля и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с нагревателем: ртутным техническим термометром АНЗ-1°-110-220, манометрами ОБМ1-100, регулятором температуры РТ-П25-2 и регулятором давления РД-32М.

Комплекс приборов обеспечивает:  
 регулирование температуры жидкости в сосуде, давления топливного газа перед горелкой и запальником;  
 технологический контроль за температурой и давлением.  
 Техническая характеристика подогревателя ПТТ-0,2 приведена ниже.

Пропускная способность по жидкости, т/сут	До 100
Номинальная тепловая мощность, МДж/ч	837,4
Вместимость сосуда, м <sup>3</sup>	1
Давление в сосуде рабочее, МПа	1,6
Температура нагрева жидкости, °С	70
Топливо	Нефтяной газ
Давление газа перед горелкой, МПа:	
номинальное	0,07
максимальное	0,12
Расход газа, расчетный, м <sup>3</sup> /ч	25
Габаритные размеры, мм	4650×1350×5880
Масса подогревателя без футеровки, кг	2550

Печи блочные с водяным теплоносителем ПП-0,4; ПП-0,63 и ПП-1,6 предназначены для подогрева высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий с целью снижения давления в нефтесборных трубопроводах, а также при деэмульсации нефти.

В шифре печей приняты следующие обозначения: буквы — путь подогревателя; цифра после букв — тепловая производительность.

Допускается применение печей для подогрева нефтяных эмульсий, содержащих сероводород и высокоминерализованную пластовую воду.

Печи ПП-0,4 и ПП-0,63 отличаются габаритами и тепловой производительностью. Печь (рис. 11.10) представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд 15 с плоскими днищами, смонтированный на рамном основании сварной конструкции 13.

В сосуде размещены топочное устройство 3 и змеевик 17, которые погружены в теплоноситель. В качестве теплоносителя используется вода или водный раствор диэтиленгликоля. Топочное устройство состоит из П-образной жаровой 16 и дымовой 8 труб и оборудовано газовой инжекционной горелкой 12 с запальником.

На наружной поверхности корпуса сосуда размещены ртутный термометр 3, расширительный бачок 6, лестница 4, газовый коллектор 13 с кожухом 14, продувочная свеча 9, указатель уровня 10, опора дымовой трубы 7, ограждение 11, дренажный патрубок, патрубки подвода 1 и отвода 2 нефти или нефтяной эмульсии от змеевика, подвода 5 и отвода 18 воды.

Газовоздушная смесь, сгорающая в жаровой трубе, выделяет теплоту. Теплота через стенку жаровой трубы передается теплоносителю, находящемуся в сосуде 15. Нефть или нефтяная

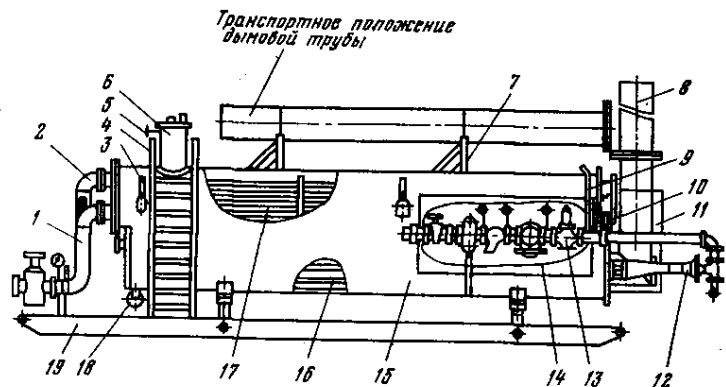


Рис. 11.10. Автоматизированная блочная печь с водяными теплоносителями типа ПП

эмульсия по подводящему патрубку поступает в змеевик и после подогрева до заданной температуры поступает в нефтесборный коллектор.

В отличие от печей ПП-0,4 и ПП-0,63 печи ПП-1,6 оснащены двумя топочными устройствами, монтируемыми со стороны плоских днищ цилиндрического сосуда, и двумя змеевиками, обвязанными последовательно.

Печи ПП-0,4 и ПП-0,63 оснащены приборами контроля и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с подогревателем (техническими термометрами АНЗ-1°-220-160, электроконтактными термометрами ТПП1-IV, манометрами ОБМ, указателем уровня 12нж, 176к, регулятором температуры РТ-П40-2, регулятором давления РДУК-2В-50/35).

Комплекс приборов обеспечивает:

автоматическое регулирование температуры теплоносителя в сосуде, давления топливного газа перед горелкой и запальником;

технологический контроль за температурой, давлением, уровнем;

сигнализацию в операторный пункт о недопустимом повышении температуры в сосуде подогревателя.

Печь ПП-1,6 в отличие от печей ПП-0,4 и ПП-0,63 оснащена электроконтактными манометрами МП4-1У, системой автоматики «Сигнал», в состав которой входят сигнализаторы погасания пламени «Пламя-1» и блок автоматики безопасности УАБ, электронным импульсным запальником ЭЗИ-2М, отключающим клапаном ВЛ-2135. Это позволяет автоматически прекращать подвод топливного газа к горелкам при погасании пламени запальника и горелки, повышении и понижении давления газа

(выше или ниже допустимого предела), повышении давления в змеевике, увеличении температуры теплоносителя.

Основные технические данные системы автоматизации следующие.

Рабочая среда приборов	Нефть и пластовая вода, содержащая сероводород
Пределы регулирования:	
температуры теплоносителя, °С	60+100
давления топливного газа, МПа	0,06—0,6
Питание электроконтактного термометра ТПП4-1У	От сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц
Температура окружающего воздуха, °С:	
для приборов, установленных на подогревателе	В пределах допустимой для печи в целом
для блока автоматики безопасности	5—50
Исполнение электроконтактного термометра ТПП4-12	Взрывозащищенное

Все приборы размещаются непосредственно на печи. Исполнение приборов и электропроводок, установленных на подогревателе ПП-1,6, взрывозащищенное; исполнение блока автоматики безопасности — нормальное. Приборы, размещенные на газовом коллекторе, защищены кожухом. Блок автоматики УАБ безопасности печи ПП-1,6 монтируется в операторном помещении.

Техническая характеристика печей ПП-0,4; ПП-0,63 и ПП-1,6 приведена в табл. 11.7.

Подогреватели трубопроводные типа ПТ-Р/Д предназначены для подогрева воды, нефти, газа и их смесей. Рекомендуются применять в системе внутрипромыслового сбора на участке «групповая замерная установка — центральный товарный парк» для нагрева рабочего агента (газа) при газлифтной добыче нефти, а также для подогрева воды в системе поддержания пластового давления.

Подогреватели типа ПТ-Р/Д — наиболее универсальные, выгодно отличаются от существующих тепловых устройств компактностью блоков, отсутствием футеровки, завершенностью заводского изготовления, что ускоряет монтаж на промышленных объектах.

В шифре приняты следующие обозначения: ПТ — подогреватель трубопроводный; Р — допустимое рабочее давление подогреваемой среды; Д — условный проход труб калорифера, мм. В случае модернизации добавляется буква М (ПТ-Р/ДМ).

Подогреватель (рис. 11.11) представляет трубчатую радиантно-конвективную печь, состоящую из совмещенной радиантно-конвективной камеры, где сжигается топливо, а теплота передается

Таблица 11.7

Показатели	ПП-0,4	ПП-0,63	ПП-1,6
Тепловая производительность топочного устройства при погружении в воду, МДж/ч	1675	2638	6699
Пропускная способность по нефти при нагреве на 25 °С и обводненности сырья 30%, т/сут	750	1150	2350
Максимальное рабочее давление жидкости в змеевике, МПа	До 5	До 5	До 6,4
Гидростатическое давление в межтрубном пространстве, МПа	0,018	0,018	0,016
Рабочее давление газа, МПа:			
номинальное	0,07	0,07	0,07
максимальное	0,15	0,15	0,18
Расход топливного газа при теплоте сгорания 50, 24 МДж/м <sup>3</sup> , м <sup>3</sup> /ч	45	75	180
Вместимость емкости, м <sup>3</sup>	11	11	85
Объем пресной воды, заливаемой в аппарат, м <sup>3</sup>	12,9	12,9	85,4
Число горелок	1	1	2
Температура уходящих дымовых газов, °С	550	550	550
К. п. д. топки, %	70	70	70
Габаритные размеры печи, мм	9300×2420× ×8486	9300×2620× ×8710	18 460×4 932× ×7 908
Масса печи, кг	12 450	12 950	44 600

ется излучением и конвекцией к ребристому теплообменнику — калориферу змеевикового типа.

Основной элемент подогревателя — калорифер, состоящий из труб с продольным оребрением 10, расположенных непосредственно над пламераспределителем 11, и труб с витым оребрением 8. Опорой для калорифера служит решетка 16. Калорифер заключен в цилиндрический корпус 6, охваченный снаружи обтекателем 15. Обтекатель служит для создания совмещенной системы вентиляции, теплоизоляции и рекуперации теплоты. Сбоку в обтекателе 15 имеется окно 14 для переносного запальника.

Над корпусом 6 расположен обогреваемый шкаф 4, внутри которого находится топливная обвязка 5 с приборами контроля и автоматики.

На газозадушном коллекторе 7, идущем из топливного шкафа 4 в топку к пламераспределителю 11, установлен пламе-

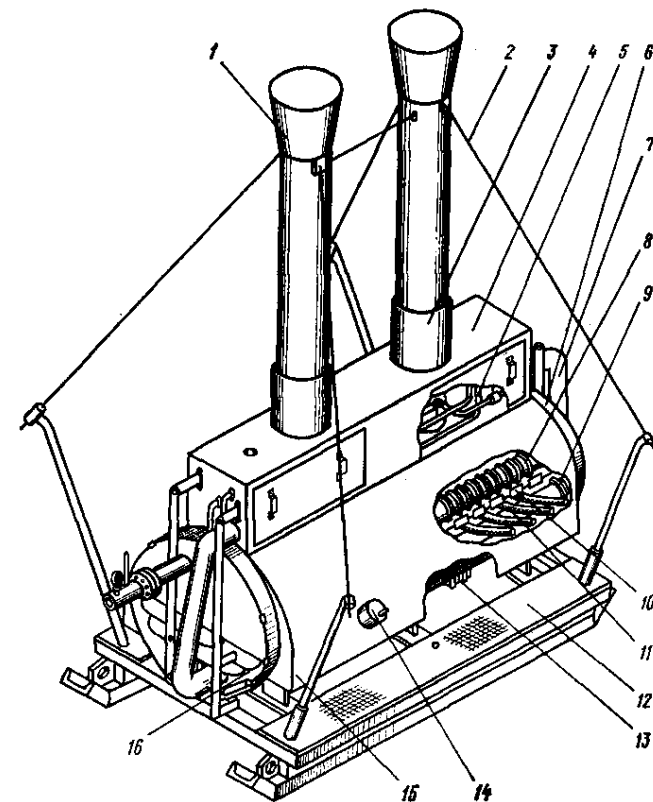


Рис. 11.11. Подогреватель ПТ-Р/ДМ

преградитель 9, исключающий проникновение пламени из топки по газозадушному коллектору в топливный шкаф 4.

Подогреватель снабжен дымовыми трубами 1, которые закреплены растяжками 2. Нижнюю часть труб охватывают дымовые обтекатели 3, которые тоже служат для рекуперации теплоты. Подогреватель снабжен площадками 12 для обслуживания топливной обвязки 5.

В целях повышения безопасности эксплуатации подогревателя предусмотрены взрывные окна 13, снабженные щелевыми кассетами. При «хлопке» в топке происходит самопроизвольное открытие взрывных окон 13.

Принцип работы подогревателей ПТ-Р/Д состоит в следующем. Подготовленная в инжекционных горелках газозадушная смесь поступает на пламераспределитель. Полученный при сгорании газа тепловой поток, проходя через конвективную

Таблица 11.8

Показатели	ПТ-25/100	ПТ-16/150	ПТ-6,4/200	ПТ-16/100 Мж
Тепловая производительность, МДж/ч	465	1860	3500	465
Пропускная способность при нагреве до 40 °С, тыс. м³/сут:				
нефти	0,57	2,30	4,3	0,48
воды	0,24	0,96	1,8	0,2
газа	490	2000	3600	410
Давление подогреваемой среды, МПа, не более	2,5	16	6,4	16
Условный проход соединительных труб, мм	100	150	200	100
Допустимая (максимальная) температура подогреваемой среды, °С	70	70	70	70
Топливо	Нефтяной и природный газ	Нефтяной и природный газ	Нефтяной и природный газ	Нефть, дизельное топливо (100)
Расход топлива, м³/ч, не более	100	300	600	
Допустимое давление топлива, МПа	0,3—25	0,3—16	0,3—6,4	0,2—0,05
Габаритные размеры, мм	4500× ×2300× ×2600	8600× ×3000× ×3800	12 000× ×3 800× ×3 600	8 300× ×3 800× ×10 600
Масса блока, кг	4100	12 000	18 500	10 000

камеру, отмывает оребренную поверхность труб калорифера, нагревая продукт, проходящий по трубам. В верхней части конвективной камеры отходящие газы подогревают сепаратор и змеевик топливного газа. Источником топливного газа может быть сама нагреваемая среда, а если же она не горючая или имеет низкий свободный газовый фактор (менее 40 м³/м³), то необходимо подключаться к внешнему источнику питания.

Для обеспечения безопасной и надежной работы в автоматических режимах подогреватели оснащены серийно выпускаемыми средствами и приборами автоматики, выполняющими функции измерения, контроля, регулирования основных параметров, сигнализации о состоянии установки, передачи информации в АСУ ТП.

Техническая характеристика подогревателей ПТ-Р/Д приведена в табл. 11.8.

**Нефтяные нагреватели типа НН** предназначены для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками глубокого обезвоживания и обессоливания установок подготовки нефти. Рекомендуется применять для подготовки средних и тяжелых

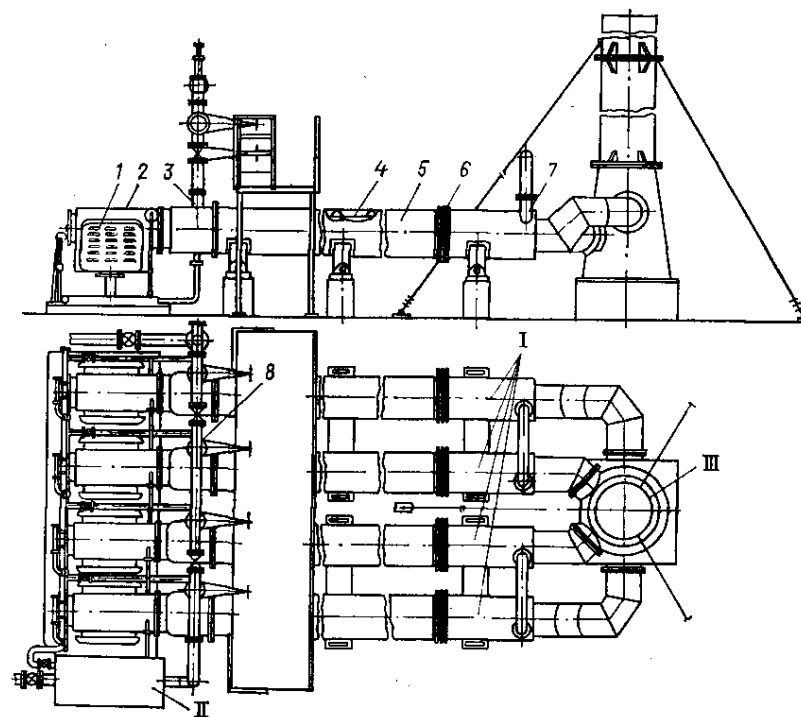


Рис. 11.12. Установка БН-2М

нефтей. Сопутствующие пластовые воды не должны вызывать солеотложений на стенках жаровых труб.

**Нагреватель нефти блочный БН-2М** (рис. 11.12) предназначен для подогрева обводненных нефтей перед аппаратами глубокого обезвоживания обессоливания. Допускается применение установки для нагрева нефтяных эмульсий с повышенной активностью и склонностью к отложению солей и механических примесей на установках подготовки нефти пропускной способностью до 3 млн т в год.

Установка состоит из блока подогревателей I, блока КИП II, управления и сигнализации, сборно-разборного укрытия и дымовой трубы III.

Блок подогревателей — основной технологический блок, включающий в себя четыре последовательно соединенных подогревателя 5 типа «труба в трубе» с внутренней жаровой трубой 4 и наружным корпусом, имеющим линзовый компенсатор 6 и тангенциальные входные 3 и выходные 7 патрубки. Установки поставляются с блоками длиннопламенных газовых

горелок типа БГ-2П 2, оснащенными пламегасителями 1. Дымоходы от подогревателей подсоединяются к общей дымовой трубе. Обвязка подогревателей распределительным коллектором 8 позволяет отключать любой из блоков для проведения ремонтных и профилактических работ.

Приборы контроля и регулирования технологического процесса расположены в утепленном блоке КИП. Блок КИП и подогреватели со стороны горелочных устройств укрыты сборно-щитовым металлическим укрытием (на рис. не показано).

Блок управления и сигнализации БУС-1 устанавливается на бетонированной площадке не далее 10 м от блока КИП.

Принцип работы установки основан на подогреве нефтяной эмульсии при контактировании ее с поверхностью жаровой трубы. Эмульсия для подогрева подается в подогреватели и проходит по межтрубному пространству последовательно. Межтрубное пространство образовано корпусом подогревателя и жаровой трубой. При прохождении эмульсии в межтрубном пространстве последняя приобретает вращательное движение, что исключает образование застойных зон на поверхности нагрева. Благодаря большой скорости и турбулентности потока, достигается высокий коэффициент теплоотдачи к эмульсии от стенки. Это снижает температуру стенки жаровой трубы и исключает возможность коксования нефти на поверхности нагрева.

Система автоматизации поставляется комплектно с блоком нагрева и обеспечивает автоматическое регулирование температуры нагрева эмульсии, давления топливного газа, подающегося к горелкам блока нагрева; автоматическое прекращение подвода топливного газа к горелкам при отклонении давления газа от заданного режима, повышении температуры нагрева эмульсии, при отсутствии циркуляции жидкости через нагреватель; отключение подвода газа к каждому подогревателю в отдельности в случае погасания пламени запальника; передачу сигнала об аварии блока нагрева в операторный пункт; местный контроль за давлением и температурой эмульсии, топливного газа.

Ниже приведена техническая характеристика нагревателя БН-2М.

Нагреваемая среда . . . . .	Нефтяная эмульсия, не содержащая сероводород и прочие агрессивные
Пропускная способность по нефтяной эмульсии, т/ч . . . . .	110—190
Номинальная тепловая производительность, МДж/ч . . . . .	22 626
Рабочее давление, МПа . . . . .	0,6
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> . . . . .	96
Максимальная температура нагрева, °С . . . . .	80

Содержание воды в нефти на входе в нагреватель, %, не более . . . . .	30
Содержание сероводорода в природном или нефтяном газе, г/100 м <sup>3</sup> , не более . . . . .	2
Давление топливного газа перед горелочными устройствами, МПа . . . . .	0,12
Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	800
Питание приборов системы контроля, сигнализации, защиты и арматуры с электрическим приводом от сети переменного тока:	
напряжением, В . . . . .	200
частотой, Гц . . . . .	50
Масса нагревателя нефти, кг . . . . .	17 730

Печь трубчатая блочная ПТБ-10-64 предназначена для подогрева обводненных нефтей перед аппаратами глубокого обезвоживания и обессоливания. Допускается применение установки для нагрева нефтяных эмульсий с повышенной коррозионной активностью и склонностью к отложению солей и механических примесей на установках подготовки нефти пропускной способностью 3; 6 и 9 млн. т в год. В шифре установки приняты следующие обозначения: ПТБ — печь трубчатая блочная; первая цифра — номинальная тепловая производительность; вторая — допустимое рабочее давление.

Печь состоит (рис. 11.13) из теплообменной камеры I, блока основания II и блока управления и сигнализации типа «Сатурн». Теплообменная камера представляет собой систему из четырех одинаковых змеевиков, выполненных из оребренных труб, которые служат для передачи теплоты нагреваемой среде. Теплообменная камера внутри обшита листами из нержавеющей стали, теплоизолирована. Наружная обшивка выполнена из листовой стали в виде герметичного короба. Камера оборудована взрывными клапанами 9 и смотровыми люками 6. В нижней части боковых стенок камеры располагаются дымоотводящие устройства, к фланцам которых снаружи крепятся дымовые трубы 4. В нижней стенке теплообменной камеры предусмотрены люки для крепления камер сгорания и соответствующие устройства для направления дымовых газов из камер сгорания в теплообменную камеру.

Блок основания представляет собой конструкцию, предназначенную для установки теплообменной камеры с трубопроводной обвязкой и камерами сгорания 2. Там же расположены вентиляторы 1, коллектор газа к основным горелкам 3 и коллектор газа к запальным горелкам 5, трубопроводы входа 8 и выхода нефти 7. Приборы, осуществляющие контроль и регулирование технологического процесса, находятся в блоке основания в утепленном укрытии.

Блок управления и сигнализации поставляется в утепленном укрытии и служит для автоматического и ручного раз-

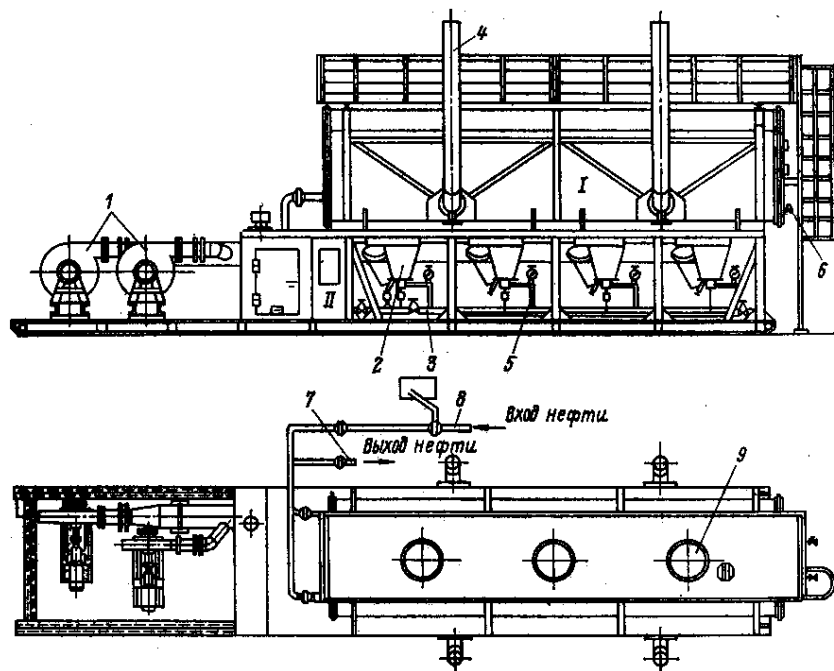


Рис. 11.13. Печь ПТБ-10-64

жига газовых горелок, сигнализации об отклонении давления и температуры нагрева нефти от значений, заданных технологическим процессом.

Печь ПТБ-10-64 работает следующим образом. Воздух от вентиляторов по воздуховоду подается в тангенциальный вход камеры сгорания и поступает в кольцевое пространство, образованное внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью жаровой трубы.

По кольцевому пространству воздух спиралеобразно движется вниз к днищу камеры, где смешивается с топливным газом, поступающим в камеру через тройник. Далее топливная смесь поступает во внутреннее пространство камеры, в котором происходит ее сгорание.

Продукты сгорания топлива из четырех камер сгорания через сопла-конфузоры в виде плоских струй поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры. Скорость струй у устьев сопел-конфузоров составляет 100—120 м/с, а температура 1600—1700 °С. Струи инжектируют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, создавая интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания, сме-

шиваются с ними и охлаждаются. Кратность рециркуляции продуктов сгорания в теплообменной камере составляет 2,5—3.

Таким образом, трубы змеевиков омываются охлажденными продуктами сгорания с температурой 700—900 °С, в результате чего теплота нагреваемой среды передается более равномерно без местных перегревов труб змеевиков. Основные параметры и размеры печи ПТБ-10-64 приведены ниже.

Нагреваемая среда	Нефтяная эмульсия
Номинальная тепловая производительность, МДж/ч	41 900
Номинальная пропускная способность по воде, м <sup>3</sup> /ч	150
Максимальная температура нагрева среды, °С	80
Рабочее давление нагреваемой среды, МПа, не более	6,4
Число камер сгорания	4
Содержание сероводорода в природном или нефтяном газе, г/100 м <sup>3</sup> , не более	2
Давление топливного газа, МПа, не более:	
до регулятора давления	0,98
перед камерами сгорания	0,05
Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч	1600
Число вентиляторов высокого давления ВВД № 11	2
Число двигателей привода вентиляторов-электродвигателей ВАО-82-4	2
Основные данные двигателя ВАО-82-4:	
мощность, кВт	55
напряжение, В	380
частота тока, Гц	50
частота вращения, мин <sup>-1</sup>	1500
Время продувки печи воздухом перед розжигом, мин	2—3
Габаритные размеры, мм:	
печи трубчатой ПТ-10-64	16 200×3 150×8 875
системы автоматизации печи ПТБ-10 «Сатурн» (при поставке в виде блока)	3 080×2 000×2 450
Масса печи в нерабочем состоянии, кг, не более	57 104
В том числе:	
печи трубчатой ПТ-10-64	55 169
системы автоматизации печи ПТБ-10 «Сатурн»	1 935
Число блоков печи трубчатой ПТ-10-64	2
В том числе:	
теплообменная камера	1
блок основания печи	1
Габаритные размеры, мм:	
теплообменной камеры	10 370×2 350×3 580
блока основания печи	16 200×3 150×2 900
Масса теплообменной камеры, кг, не более	38 824
Масса блока основания печи, кг, не более	11 850

#### ОТСТОЙНИКИ И ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники. Наиболее распространены отстойники с нижним распределенным вводом сырья и вертикальным его движением в отстойнике (ОГ-200,

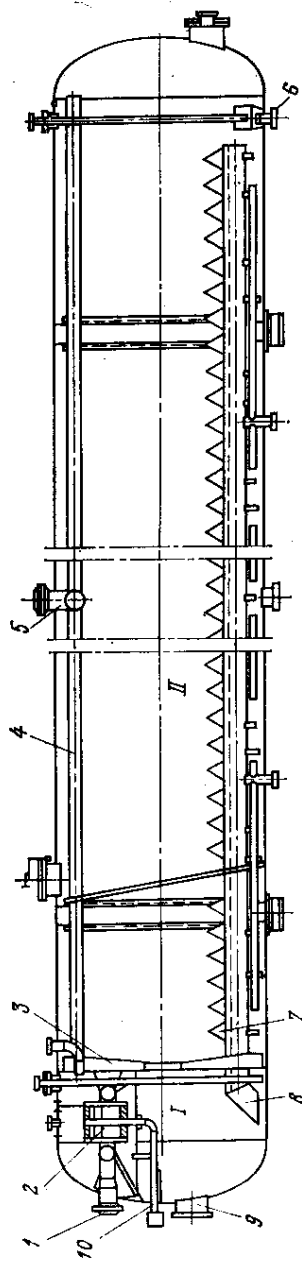


Рис. 11.14. Отстойник ОГ-200С

ОГ-200С, ОВД-200) и отстойники с радиальным вводом сырья и горизонтальным его движением в отстойнике (ОБН).

Отстойник типа ОГ-200 (ОГ-200С, ОГ-200П) (рис. 11.14) предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью их разделения на составляющие — нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие агрессивные в коррозионном отношении компоненты.

В шифре приняты следующие обозначения: ОГ — отстойник горизонтальный; первая цифра — вместимость емкости (м<sup>3</sup>); С — с сепарационным отсеком.

Отстойник ОГ-200С представляет горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами. При помощи перегородки 3 емкость разделена на два отсека, из которых левый I является сепарационным, а правый II — отстойным. Левый и правый отсеки емкости сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7, имеющие на своих боковых гранях отверстия.

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа 2, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа 10, расположенным в левом днище.

В верхней части правого отсека размещены четыре сборника нефти

4, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстоявшейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды.

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер 1 поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека I. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящаяся в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер 10 сбрасывается в сборную сеть. Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врезается в люк 9. Дегазированная нефть из сепарационного отсека поступает в два коллектора 8, находящиеся в отстойном отсеке II. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, направляется тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке. Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади агрегата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и поступает в сборники 4, расположенные в верхней части отстойного отсека, и через штуцер 5 выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер 6 с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промышленных вод.

Отстойник ОГ-200С поставляется комплектно с контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование уровней раздела «нефть — газ» и «нефть — пластовая вода» в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате, уровнями раздела «нефть — газ» и «нефть — пластовая вода».

Техническая характеристика отстойника ОГ-200С приведена ниже.

Рабочая среда . . . . .	Нефть, газ, пластовая вода
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут . . . . .	До 6 000
Рабочее давление, МПа . . . . .	0,6
Температура среды, °С . . . . .	До 100
Вместимость аппарата, м <sup>3</sup> . . . . .	200
Габаритные размеры, мм . . . . .	25 420×6 660×5 780
Масса, кг . . . . .	48 105

Отстойник ОВД-200 (рис. 11.15) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Он оснащен распределителем эмульсии 2, сборником нефти 1 и воды 4, выполненными из перфорированных труб.

Распределитель эмульсии состоит из двух гребенок (двухсторонних) с четырьмя трубами в ряду. По нижним образующим труб распределителя расположены отверстия, под кото-

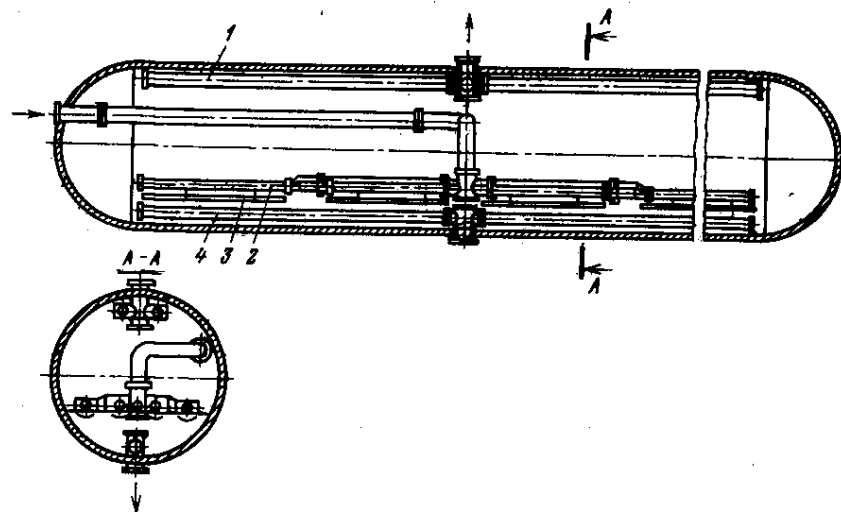


Рис. 11.15. Отстойник ОВД-200

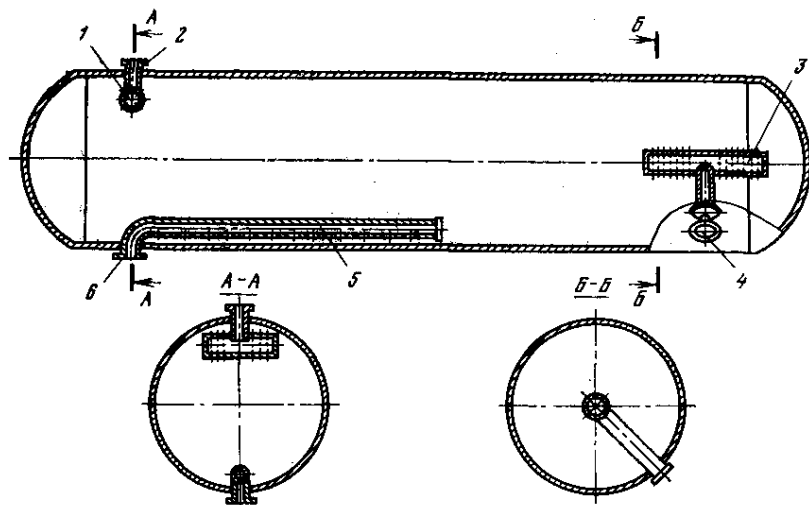


Рис. 11.16. Отстойник ОBN-3000/6

рыми установлены У-образные отбойные устройства 3. Такое расположение отверстий предотвращает процесс накопления грязи и механических примесей в трубах и способствует равномерному отводу выделяющейся воды. Отбойные устройства предназначены для гашения кинетической энергии струй вытекающей эмульсии, равномерного распределения их по сече-

нию аппарата и предотвращения перемешивания нижележащих слоев воды.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии. Эти слои выполняют роль своеобразного коалесцирующего фильтра.

Ниже приведена техническая характеристика отстойника ОВД-200.

Рабочая среда	Нефть (нефтепродукт, вода)
Пропускная способность по сырью, м <sup>3</sup> /сут	400—8000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	До 100
Обводненность нефти, %:	
на входе	До 30
на выходе	0,2—0,5
Вязкость эмульсии, мПа·с, не более	100
Вместимость аппарата, м <sup>3</sup>	200
Масса, кг	34 950

Отстойник ОBN-3000/6 (рис. 11.16) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Оснащен распределителем эмульсии 3, сборниками нефти 1 и воды 5, а также соответствующими штуцерами для ввода эмульсии 4, вывода нефти 2 и воды 6.

Отличительная особенность отстойника — применение распределителя эмульсии и сборника нефти в виде перфорированных барабанов, расположенных соответственно вдоль и поперек оси цилиндрической емкости.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое при относительно горизонтальном движении и разделении эмульсии на нефть и воду.

Техническая характеристика отстойника ОBN-3000/6 приведена ниже.

Рабочая среда	Нефть, пластовая вода
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	3000—6000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура рабочей среды, °С, не более	100
Температура окружающей среды, °С	—55 — +50
Обводненность нефти, %, не более:	
на входе	30
на выходе	0,5
Вместимость аппарата, м <sup>3</sup>	200
Масса, кг	3 400

**Блочные деэмульсаторы.** В блочных деэмульсаторах (типа УДО, УД) совмещаются процессы нагрева водонефтяных эмульсий и их отстоя, т. е. обезвоживания и обессоливания нефти.



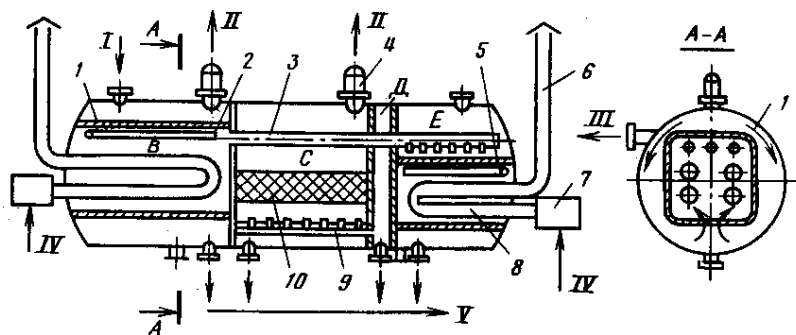


Рис. 11.17. Установка УДО-2М

Блочный автоматизированный деэмульсатор УДО-2М (рис. 11.17) состоит из блоков нагрева и отстоя, блока теплообменников, блока КИП и реагента. Блоки нагрева и отстоя размещены в горизонтальной цилиндрической емкости, которая разделена вертикальными перегородками на четыре отсека: два нагревательных В и Е и два отстойных С и Д. Нефтяная эмульсия I, в которую предварительно введен реагент-деэмульсатор, поступает в нагревательный отсек В, внутри которого кольцевой перегородкой I образовано две полости (наружная и внутренняя). Во внутренней полости размещены жаровые трубы 8 двух нагревателей 7. Нефтяная эмульсия сначала проходит сверху вниз во внешней полости, подогреваясь от перегородки I, затем через щель, выполненную в нижней части перегородки, попадает во внутреннюю полость нагревательного отсека В, заполненную водой, проходит через слой горячей воды, нагревается до температуры 80 °С и по перепускным трубам 3 перетекает во второй нагревательный отсек Е. Здесь также имеется кольцевая перегородка с щелью внизу. Эмульсия совершает аналогичное движение сверху вниз по внешней полости отсека Е и снизу вверх по внутренней полости, нагреваясь до температуры 100 °С от воды, которая получает теплоту от жаровых труб 8.

Сверху внутренней полости по коллектору 5 подается пресная вода для обессоливания нефти.

Из нагревательного отсека Е нагретая нефтяная эмульсия через отверстия в вертикальной перегородке перетекает в отсек Д, из которого с помощью раздаточных труб 9 вводится в основной отстойный отсек С. В этом отсеке с помощью коалесцирующего фильтра 10 из древесной стружки осуществляется окончательное отделение воды от нефти III.

Нефтяной газ II, выделяющийся в нагревательных и отстойных отсеках, очищается от капельной нефти в сепараторах 4

Таблица 11.9

Показатели	Деэмульсатор		
	УДО-2М	УДО-3	УД-1500/6
Пропускная способность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	1600	3000	1500
Обводненность нефтяной эмульсии, %, не более	30	30	30
Рабочее давление, МПа	0,6	0,6	0,6
Температура нагрева, °С	До 60	До 60	До 60
Остаточная обводненность нефти, %, не более	1	1	0,5
Расход топливного газа, м <sup>3</sup> /ч	456	456	400
Вместимость емкости, м <sup>3</sup>	100	200	160
Масса, т	42,5	56,5	50,6

и направляется на установку подготовки газа. Вода V, отделяемая в отсеках, выводится снизу с помощью сифона, поддерживающего требуемый уровень раздела воды и нефти, и направляется на установку по подготовке воды. Нагреватели, установленные в отсеках В и Е, состоят из горелочного устройства 7, У-образной жаровой трубы 8 и дымовой трубы 6. В отсеке В предусмотрен змеевик 2 для подогрева топливного газа IV. Техническая характеристика деэмульсатора типа УДО-2М приведена в табл. 11.9.

Блочный автоматизированный деэмульсатор УДО-3 (рис. 11.18) состоит из блока отстоя и блока КИП. Блоки нагрева и отстоя размещены в горизонтальной цилиндрической емкости, которая вертикальными перегородками 7 разделена на два отсека — нагревательный В и отстойный Г. Нефтяная эмульсия I, содержащая реагент-деэмульсатор, поступает сверху в нагревательный отсек В, который перегородкой 2 разделен на две полости — внешнюю и внутреннюю. Эмульсия по внешней полости опускается вниз, нагреваясь от перегородки 2. Затем через прорези внизу перегородки 2 эмульсия поступает во внутреннюю полость, в которой проходит через слой горячей воды, заполняющей эту полость и нагревающейся за счет сжигания газа в жаровых трубах 8 (продукты сгорания выводятся через дымовую трубу 1). Нагретая эмульсия частично расслаивается в нагревательном отсеке. Нефть IV с неотделившейся эмульгированной водой через отверстия в перегородках перетекает в отстойный отсек Г и безнапорным распределителем 6 равномерно распределяется и проходит через слой отделившейся воды. Обезвоженная нефть, поднимаясь, попадает в сборник чистой нефти 5 и оттуда по вертикальным отводам через разгрузочный клапан выводится из аппарата. Нефтяной газ II, выделившийся в нагревательном отсеке, поступает в сепара-

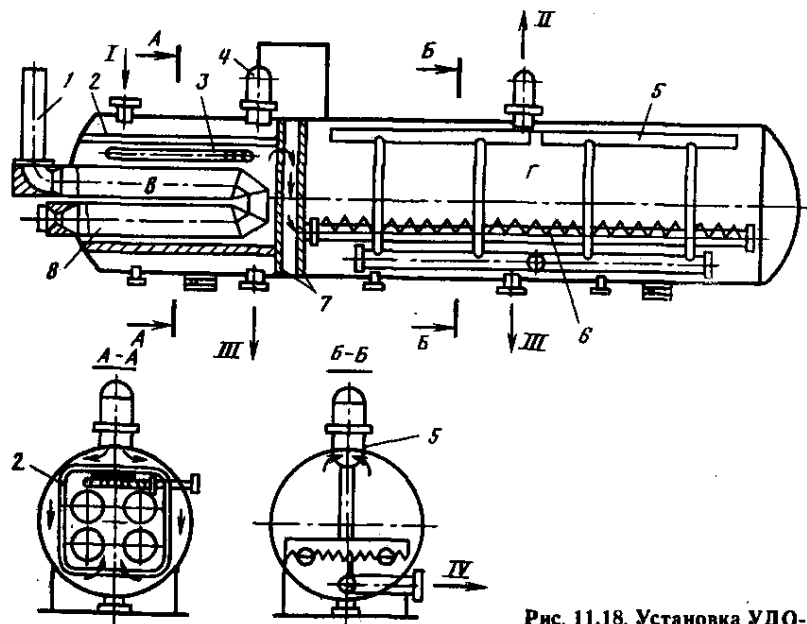


Рис. 11.18. Установка УДО-3М

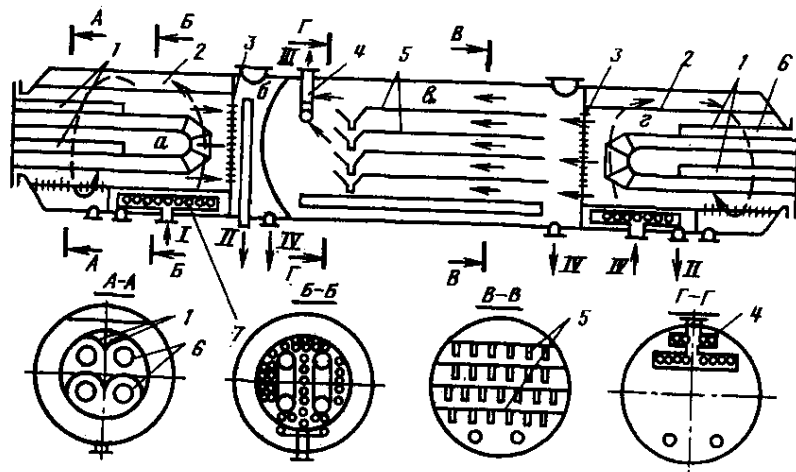


Рис. 11.19. Установка УД-1500/6

тор 4, затем через гидрозатвор попадает в отстойный отсек, откуда вместе с нефтяным газом, выделившимся из нефти в отстойном отсеке, через сепаратор направляется на установку подготовки газа. Вода III из аппарата выводится через патрубок, установленный внизу аппарата. В нагревательном отсеке

предусмотрен змеевик 3 для подогрева топливного газа. Техническая характеристика деэмульсатора типа УДО-3 приведена в табл. 11.9.

Блочный автоматизированный деэмульсатор типа УД-1500/6 (рис. 11.19) состоит из блоков нагрева и отстоя и блока КИП. Блоки нагрева и отстоя размещены в горизонтальной цилиндрической емкости, разделенной одной сплошной и двумя перфорированными перегородками 3 на два нагревательных отсека а и б, переливной отсек в и отстойный отсек в. Отсеки нагрева имеют оригинальную конструкцию, так как нефтяная эмульсия 1, поступающая в распределитель 7, находящийся внизу кольцевого пространства между корпусом емкости и теплообменным кожухом 2, сначала поднимается по кольцевому пространству до половины отсека, затем, перетекая во вторую половину отсека, опускается вниз по кольцевому пространству, нагреваясь от теплообменного кожуха 2. Затем эмульсия через отверстия в нижней части кожуха поступает во внутреннюю полость нагревательного отсека а, где нагревается, омываясь с помощью отражателей 1 жаровые трубы 6. Из нагревательного отсека а через перфорированную перегородку 3 нагретая эмульсия перетекает в переливной отсек б. Здесь отделяется выделившаяся вода, которая выводится снизу, а эмульсия по переливной трубе перетекает во второй нагревательный отсек б, в котором нагревается таким же образом, как и в отсеке а. Из второго нагревательного отсека б нагретая и частично расслаившаяся эмульсия II через перфорированную перегородку 3 попадает в отстойный отсек в, в котором имеются специальные полки 5 и маточник для сбора и периодического сброса промежуточного слоя. Чистая нефть III выводится через сборник нефти 4, а отделяющаяся вода IV — снизу.

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

Электродегидратор типа 1ЭГ-160 (рис. 11.20) представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость, в которой имеются два электрода 1 в форме решетчатых прямоугольных рам, подвешенных параллельно и занимающих почти все горизонтальное сечение аппарата. Расстояние между электродами может изменяться от 20 до 40 см. Электроды через подвесные проходные изоляторы 3 подсоединены к высоковольтным выводам двух трансформаторов 5 типа ОМ-66/35 мощностью по 50 кВА. Каждый установлен наверху технологической емкости. Напряжение между электродами может составлять 11,33 и 44 кВ. Для ограничения силы тока и защиты электрооборудования от короткого замыкания в цепь первичной обмотки трансформаторов включены реактивные катушки 4 типа РОС-50/50. Реактивные катушки обладают большой индуктивностью, поэтому при возрастании тока происходит перераспре-

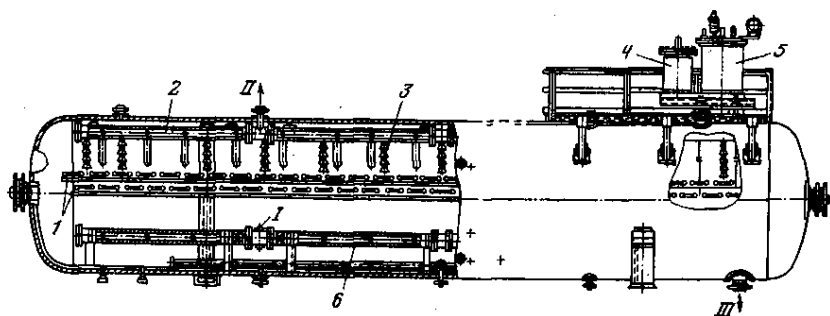


Рис. 11.20. Электродегидратор 1ЭГ-160

деление напряжений, и разность потенциалов между электродами уменьшается. Реактивные катушки установлены наверху технологической емкости рядом с трансформаторами.

Нагретая нефтяная эмульсия I, содержащая реагент-деэмульгатор и до 10 % пресной воды, поступает через два распределителя эмульсии 6 под слой отделившейся воды и поднимается вверх. После перехода через границу раздела «вода — нефть» нефтяная эмульсия попадает сначала в зону низкой напряженности электрического поля, образующейся между нижним электродом и поверхностью отделившейся воды, а затем в зону высокой напряженности между верхней и нижней электродами. Под действием электрического поля капли воды, содержащиеся в нефти, поляризуются, взаимно притягиваются друг к другу, коалесцируют, укрупняются и осаждаются. Обезвоженная и обессоленная нефть II выводится сверху аппарата через сборник нефти 2, а отделившаяся вода III — снизу. Техническая характеристика электродегидратора типа 1ЭД-160 приведена в табл. 11.10.

Т а б л и ц а 11.10

Показатели	Электродегидратор		
	1ЭГ-160	2ЭГ-160	ЭГ-200-10
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут	2000—8000	3000—9300	5 000—11 500
Рабочее давление, МПа	1	1	1
Рабочая температура, °С	До 110	До 110	До 110
Число электротрансформаторов	2	4	1
Мощность электротрансформаторов, кВА	50	50	150
Напряжение между электродами, кВ	До 44	До 44	До 50
Вместимость емкости, м³	160	160	200

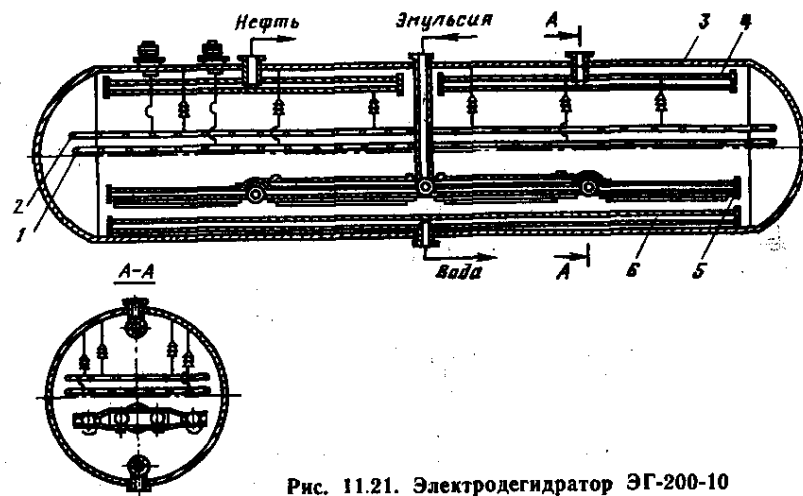


Рис. 11.21. Электродегидратор ЭГ-200-10

Электродегидратор типа 2ЭГ-160 (см. табл. 11.10) отличается от электродегидратора типа 1Э-160 тем, что имеет не два, а три электрода.

Электродегидратор ЭГ-200-10 (рис. 11.21) — одна из наиболее современных разработок аппаратов для глубокого обезвоживания и обессоливания нефтей на промысловых установках подготовки нефти.

Электродегидратор (см. табл. 11.10) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость 3 диаметром 3400 мм. Он оснащен распределителем эмульсии 5, сборниками нефти 4 и воды 6, выполненными из перфорированных труб. Эти устройства электродегидратора ничем не отличаются от соответствующих устройств в отстойниках типа ОВД-200. В отличие от отстойников электродегидратор ЭГ-200-10 оснащен двумя электродами — верхним 2 и нижним 1, на которые подается высокое напряжение промышленной частоты.

#### БЛОКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

В настоящее время отечественной промышленностью изготавливаются блоки дозирования химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т. п.) БР-2,5; БР-10 и БР-25. Предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в любой точке трубопровода промышленной системы транспорта и подготовки нефти на участке скважины до установки комплексной подготовки нефти.

Все оборудование установок БР-2,5 и БР-10 (рис. 11.22) размещено в теплоизолированной будке 1, смонтированной на

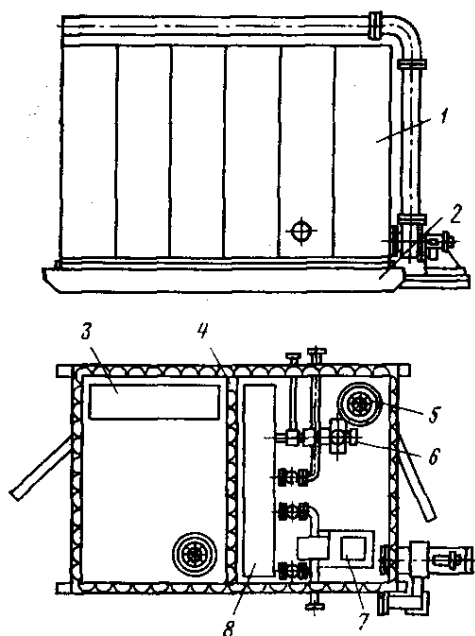


Рис. 11.22. Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10

центрации реагента в емкости, смыва с поверхности трубчатого электронагревателя возможного пригара, а также предотвращения загустевания ингибитора коррозии.

В технологическую емкость смонтирован трубчатый электронагреватель, служащий для подогрева реагента.

Дозировочным насосом осуществляется непрерывное объемное дозирование реагента.

Система автоматики обеспечивает программный режим работы шестеренного насоса, регулирование температуры дозируемого реагента, защиту дозировочного насоса при заданных верхнем и нижнем давлении в нагнетательной линии, а также при заданном верхнем значении температуры и нижнем предельном уровне реагента в емкости, дистанционное управление вентилятором, световую сигнализацию.

На установке БР-25 в отличие от установок БР-2,5 и БР-10 технологическая емкость вынесена в автономный блок, а в технологическом отсеке дополнительно смонтированы резервный насос-дозатор, насос для воды и смеситель.

Путем подачи в смеситель в определенных соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при

сварной раме-санях 2. Будка разделена герметичной перегородкой 4 на два отсека (технологический и приборный).

В технологическом отсеке размещены технологическая емкость 8, трубчатый электронагреватель 5, шестеренный 7 и дозировочный 6 насосы, а также средства контроля и управления 3.

Технологическая емкость, предназначенная для хранения и подогрева реагента, заполняется реагентом с помощью шестеренного насоса. Кроме того, предусмотрена периодическая циркуляция реагента, осуществляемая тем же насосом по линии «емкость — насос — емкость» с целью поддержания постоянной кон-

Таблица 11.11

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т	10—50	10—50	10—50
Вязкость дозируемой среды, мПа·с	До 1000	До 850	До 850
Подача дозировочного насоса, л/ч	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	50—60	20—60	20—60
Температура окружающей среды, °С	—40 +50	—40 +50	—40 +50
Запас химического реагента, сут	15	30	2—10
Габаритные размеры, мм	3360×2300× ×2725×300	3770×2250× ×3090	3770×2400× ×2680×4500
Масса, кг	3000	3090	4500

необходимости можно готовить и дозировать водный раствор реагентов.

Приборы контроля и регулирования размещены в укрытом помещении.

Технологическая характеристика блоков БР приведена в табл. 11.11.

## Глава 12 КОМПРЕССОРЫ

### КЛАССИФИКАЦИЯ КОМПРЕССОРОВ

Компрессор — машина для сжатия воздуха или газа до избыточного давления не ниже 0,2 МПа. Машины, сжимающие воздух до меньшего давления, относятся к вентиляторам.

По устройству компрессоры подразделяют на: объемные (поршневые, винтовые и пластинчатые) и лопаточные — турбокомпрессоры (центробежные и осевые).

По развиваемому давлению компрессоры подразделены на: вакуум-насосы, работающие при давлении нагнетания, равном атмосферному;

вакуум-компрессоры, работающие при давлении нагнетания выше атмосферного;  
 вентиляторы, работающие при степени сжатия до 1,15;  
 газодувки (нагнетатели), работающие при степени сжатия более 1,15, но без искусственного охлаждения;  
 компрессоры, работающие при степени сжатия более 1,15, но с искусственным охлаждением.

По типу привода компрессоры различаются на газомоторные, в которых компрессор выполнен заодно с газовым двигателем, и приводные. Приводом компрессоров в зависимости от требуемой частоты вращения, мощности и диапазона регулирования параметров может быть электродвигатель, газовая турбина или двигатель внутреннего сгорания.

По подаче компрессоры различаются на: малые — до  $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ , средние — от  $0,015$  до  $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$  и крупные — свыше  $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$ .

По создаваемому давлению в зависимости от давления нагнетания различают компрессоры: низкого ( $p_n = 0,2-1 \text{ МПа}$ ); среднего ( $p_n = 1-10 \text{ МПа}$ ); высокого ( $p_n = 10-100 \text{ МПа}$ ) и сверхвысокого ( $p_n$  свыше  $100 \text{ МПа}$ ) давлений.

По характеристике сжимаемого газа компрессоры могут быть воздушными и газовыми.

По расположению осей цилиндров различают компрессоры: горизонтальные и вертикальные, угловые (L-образные, V-образные, W-образные) и оппозитные (со встречным движением поршней).

По конструктивному исполнению поршневые компрессоры подразделены следующим образом:

по числу ступеней сжатия — на одно-, двух- и трехступенчатые и т. д.;

по числу рядов, в которых расположены цилиндры, — на одно-, двух- и многорядные;

по конструкции механизма движения — на крейцкопфные и бескрейцкопфные;

по расположению цилиндров — на горизонтальные, вертикальные, угловые;

по принципу действия — с цилиндрами простого или двойного действия, а также с дифференциальным цилиндром;

в зависимости от охлаждающей среды — с воздушным или водяным охлаждением.

Компрессоры, сжимающие газ с начальным давлением выше атмосферного, носят название дожимных.

Особую группу среди компрессорных машин составляют холодильные машины, осуществляющие сжатие холодильного агента.

По способу установки компрессоры подразделяются на стационарные и передвижные.

Т а б л и ц а 12.1

Тип компрессоров	Назначение	Степень повышения давления	Подача, $\text{м}^3/\text{мин}$
Лопаточные (динамические):	осевые	Вентиляторы	1—1,04
		Компрессоры	2—20
	центробежные	Вентиляторы	1—1,15
		Газодувки	1,1—4
Объемные:	поршневые	Компрессоры	3—120
		Вакуум-компрессоры	1—50
	роторные	Вакуум-насосы	2,5—1000
		Газодувки	1—50
	Компрессоры	1,1—3	
		3—12	0—100
			0—500
			0—100
			0—500
			0—500

Область применения различных типов компрессоров показана в табл. 12.1.

#### ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Поршневой компрессор — машина, предназначенная для преобразования энергии газа (пара, жидкости) с помощью поршня и обеспечивающая высокие давления нагнетания (до  $40 \text{ МПа}$  и выше). Преимущества таких компрессоров — высокие значения к. п. д. и степени повышения давления цилиндров в одной ступени, максимальное давление сжатия газа, возможность эксплуатации в широком диапазоне изменения давлений компримируемого газа, возможность построения на базе одной модели различных компрессорных схем и сохранения мощности при изменении условий эксплуатации.

Важное достоинство поршневых компрессоров — незначительная чувствительность к изменению плотности компримируемого газа. В то же время динамическая неуравновешенность от возвратно-поступательного компрессора оказывается причиной повышенной металлоемкости.

Для компримирования нефтяного и природного газов, а также воздуха, в районах с развитой системой электроснабжения применяют угловые и оппозитные поршневые компрессоры с приводом от электродвигателя.

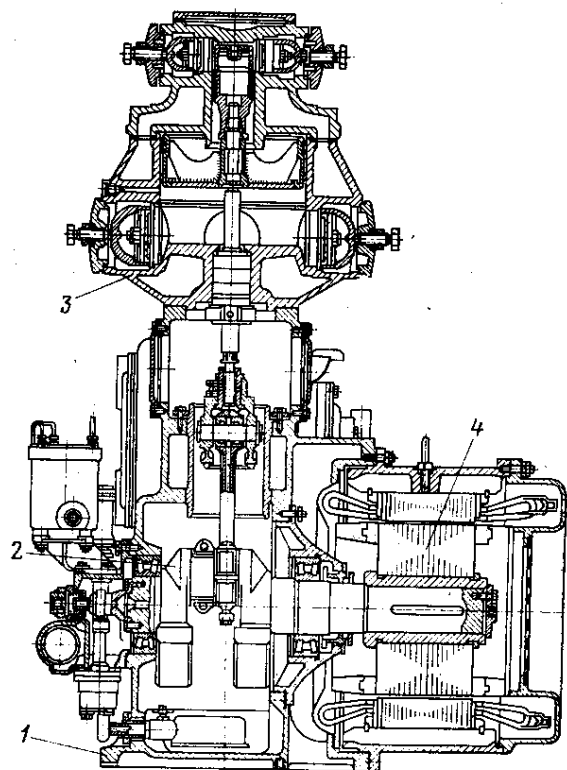
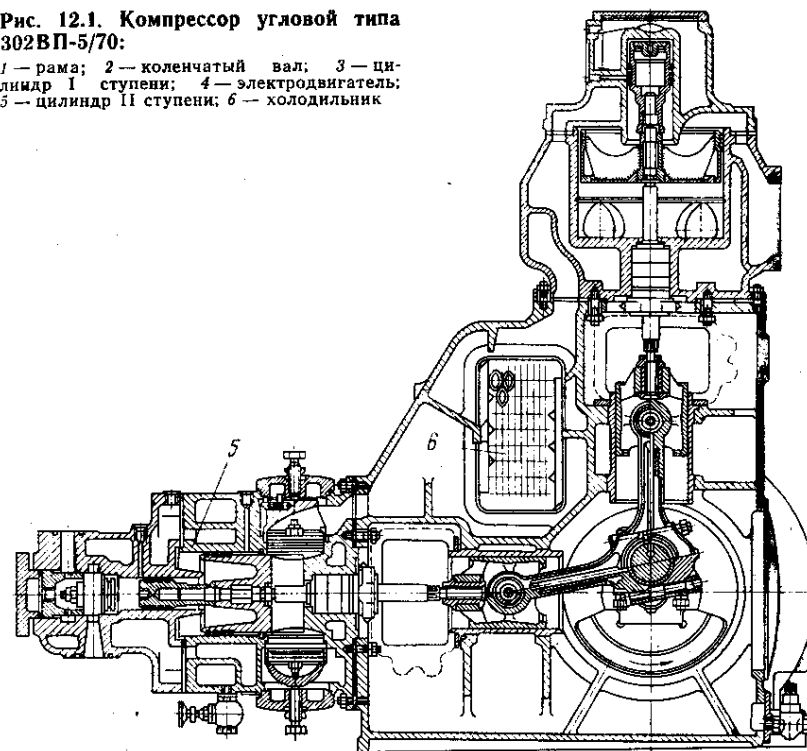


Рис. 12.1. Компрессор угловой типа 302BP-5/70:

1 — рама; 2 — коленчатый вал; 3 — цилиндр I ступени; 4 — электродвигатель; 5 — цилиндр II ступени; 6 — холодильник



### УГЛОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Стационарные угловые компрессоры (рис. 12.1) представляют собой многоступенчатые крейцкопфные машины со встроенным электродвигателем, обеспечивающим компактность установки и сокращение затрат на монтаж, или с приводом от электродвигателя через клиноременную передачу.

Крейцкопфные угловые (прямоугольные) компрессоры образуют ряд машин, значительное число узлов и деталей которых взаимозаменяемы. Основу ряда составляет угловая база П, состоящая из рамы (стаины), кривошипно-шатунного механизма (коленчатого вала, шатуна, крейцкопфа) и связанных с ним систем смазки.

Основные технические данные угловых баз указаны в табл. 12.2, а в табл. 12.3 приведена техническая характеристика угловых компрессоров.

Шифр базы означает: цифра перед буквой — усилие поршня (кН), буква — указывает на взаимное расположение рядов цилиндров, например 2П — база прямоугольная.

Шифр компрессора означает: цифра перед буквами — усилие поршня (кН), буквы — поршневой компрессор для сжатия соответственно воздуха (ВП) или газа (ГП);

Таблица 12.2

База	Усилие штока, кН	Число рядов	Длина поршня, мм	Частота вращения, $s^{-1}$ ( $мин^{-1}$ )	Средняя скорость поршня, м/с
2П	20	2	125	12,25 (735)	3,06
3П	30	2	210	8,33 (500)	3,5
5П	50	2	220	8,33 (500)	3,65
7П	70	2	300	6,25 (375)	3,75

Таблица 12.3

Показатели	Угловой компрессор										
	405ПТ-15/70	305ПТ-30/8	305ВП-12/220	302ПТ-5/70	302ВП-5/70	202ВП-20/2	305ВП-60/2	202ВП-12/3	305ВП-40/3	305ВП-40/3	2ПТ-4/5
Рабочий агент	Метан	Водород	Воз- дух	Водород	Воздух	Воздух	Воз- дух	Воздух	Воз- дух	Воз- дух	Воз- дух
Подача, м³/с	0,25	0,5	0,2	0,083	0,083	0,333	1	0,2	0,667	0,667	0,66
Давление всасывания, МПа	0,1— 0,102	0,1	0,1	0,1— 0,104	0,1— 0,104	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Номинальное давление на- гнетания, МПа	7	0,7848	22	7	7	0,294	0,294	0,441	0,441	0,441	0,589
Потребляемая мощность, кВт	175	154	190	64	60	60	167	49	176	183	23
Число ступеней сжатия	4	2	6	4	4	1	1	1	1	1	2
Частота вращения вала компрессора, с⁻¹	8	8,33	8,33	12,25	12,25	12,25	8,33	12,25	8,33	8,33	9,75
Мощность электродвигате- ля, кВт	200	200	200	75	75	75	200	75	200	200	30
Напряжение, В	6000	380	380	220/380	220/380	220/380	380	220/380	380	380	380
Частота вращения вала двигателя, с⁻¹	12,5	8,33	8,33	12,5	12,5	12,5	8,33	12,5	8,33	8,33	10
Масса электродвигателя, кг	1650	1650	1650	510	510	510	1650	510	1650	1650	500
Общая масса компрессор- ной установки, кг	6055	6960	5060	2575	2710	2640	6135	2280	5730	6690	3700

Продолжение табл. 12.3

Показатели	Угловой компрессор									
	302ВП-10/8	3С2ВП-10/8	502ПТ-10/8	305ВП-30/8	505ВП-20/18	2ПТ-6/18	305ВП-20/35	305ВП-16/70	2ВП-2/220	402ВП-4/400
Рабочий агент	Воздух	Воздух	Факель- ный газ	Воздух	Воздух	Воздух	Воздух	Воздух	Воздух	Воздух
Подача, м³/с	0,167	0,167	0,167	0,5	0,333	0,1	0,333	0,267	0,036	0,067
Давление всасывания, МПа	0,098	0,098	0,1— 0,102	0,098	0,098	0,1— 0,102	0,1— 0,102	0,098	0,098	0,098
Номинальное давление на- гнетания, МПа	0,883	0,882	0,883	0,882	1,764	1,864	3,53	6,96	21,68	39,34
Потребляемая мощность, кВт	56	59	60	155	167	60	192	190	50	73
Число ступеней сжатия	2	2	2	2	3	3	3	4	6	6
Частота вращения вала компрессора, с⁻¹	12,25	12,25	12,25	8,33	8,33	12,25	8,33	8,33	12,25	12,25
Мощность электродвигате- ля, кВт	75	75	75	200	200	75	200	200	75	75
Напряжение, В	220/380	220/380	280/380	380	380	220/380	380	380	220/380	220/380
Частота вращения вала двигателя, с⁻¹	12,5	12,5	12,5	8,33	8,33	12,5	8,33	8,33	12,5	12,5
Масса электродвигателя, кг	510	510	510	1650	1650	510	1650	1650	510	510
Общая масса компрессор- ной установки, кг	3030	3066	2620	7480	6210	3800	6690	6860	3500	3105

цифры после букв — числитель — подача ( $\text{м}^3/\text{мин}$ ), знаменатель — конечное избыточное давление сжатия (МПа).

Для дожимающих компрессоров в знаменателе указаны две цифры: первая означает избыточное давление всасывания, вторая — конечное избыточное давление сжатия.

Для характеристики конструктивных особенностей компрессоров применены следующие обозначения:

0 — предусмотрена смазка цилиндров и сальников; цифра перед нулем — порядковый номер модификации; первая буква С — не предусмотрена смазка цилиндров и сальников; вторая буква С — сжатие газа относительной влажностью менее 30%. Например, компрессор типа ЗС2СГП.

Условное обозначение 305ВП-16/70 показывает, что это компрессор третьей модификации, со смазкой цилиндров и сальников, на угловой базе 5П (усилие поршня — 5 кН), воздушный, подачей 16  $\text{м}^3/\text{мин}$ , давления нагнетания 0,7 МПа.

Воздух или газ поступает в компрессор через фильтр предварительной очистки и сжимается последовательно по ступеням.

Во всех двух- и многоступенчатых машинах после каждой ступени установлены холодильники (промежуточные и конечные) и влагомаслоотделители. Промежуточные холодильники охлаждают газ между ступенями, конечные — после последней ступени компрессора. Влагомаслоотделители устанавливаются между ступенями, а также после последней ступени сжатия, если нагнетаемый компрессором газ должен быть очищен от масла и влаги.

## ОППОЗИТНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Опозитные компрессоры со встречно противоположным направлением поршня обладают более высокой уравновешенностью по сравнению с угловыми компрессорами. Вследствие равенства противоположно направленных сил инерции поступательно движущихся деталей допускается повышенная частота вращения вала этого компрессора по сравнению с угловым. Достижимое увеличение числа двойных ходов поршней компрессорных цилиндров позволяет снизить массу компрессорной части и электродвигателя, тем самым уменьшаются габаритные размеры и масса фундамента. Вследствие незначительных инерционных сил электродвигатель привода может быть выполнен без маховика.

Многорядные опозитные компрессоры отличаются удобством в обслуживании из-за отсутствия сложных дифференциальных поршней, так как в каждом ряду обычно устанавливаются один цилиндр.

Таблица 12.4

Опозитная база	Модификация	Основные показатели					
		Усилие поршня, МН	Число рядов	Длина хода поршня, мм	Частота вращения, $\text{с}^{-1}$	Расстояние между рядами, мм	Наибольшая мощность базы, кВт
M10	2M10	10	2	220	8,33	1380	600
	4M10		4		10		1200
M16	2M16	16	2	320	6,26	1850	1100
	4M16		4		6,26		2200
	6M16		6		8,33		3300
M25	4M25	25	4	400	5	2150	3200
	6M25		6		5		4800
	8M25		8		6,26		4400
M40	4M40	40	4	450	4,16	2400	6600
	6M40		6		4,16		

Опозитная база состоит из фундаментной рамы, направляющих крейцкопфа, коленчатого вала, шатунов, крейцкопфов, узлов системы смазки механизма движения, валоповоротного механизма. Такие базы различают по основному параметру — допускаемому максимальному поршневому усилию одного ряда компрессора. Каждая база имеет несколько модификаций (по числу рядов, соответствующих числу шатунов). Во всех модификациях унифицированы шатуны, крейцкопфы, направляющие крейцкопфа, коренные подшипники, валоповоротный механизм и узлы системы смазки механизма движения.

Привод компрессоров осуществляется непосредственно от синхронного электродвигателя. В зависимости от конструкции опозитной базы и мощности электродвигателя ротор устанавливают на консольный конец вала компрессора или электродвигатель имеет отдельный вал, жестко соединенный с валом компрессора и опирающийся на выносной подшипник.

Шифр опозитной базы означает: М — многорядная, цифра после буквы — усилие одного ряда в меганьютонах (МН). Например, М25. Модификации определяют по цифре перед буквой. Например, 4М25.

Основные показатели нормализованных опозитных баз приведены в табл. 12.4.

Основные технические характеристики компрессоров этого типа приведены в табл. 12.5.



Таблица 12.5

Показатели	Оппозитный		
	2M10-100/22	4M10-200/22	2BM10-50/8
Рабочий агент	Воздух		
Подача, м³/с	1,67	3,33	0,83
Давление всасывания, МПа	0,098	0,098	0,098
Номинальное давление нагнетания, МПа	0,314	0,314	0,878
Потребляемая мощность, кВт	285	586	270
Масса компрессора, кг	5850	11 780	5450
Габаритные размеры компрессора, мм	4160× ×1840× ×1465	3215× ×4160× ×1620	1450× ×4400× ×1600
Частота вращения вала компрессора, с <sup>-1</sup>	8,33	8,33	8,33
Мощность электродвигателя, кВт	320	630	315
Напряжение, В	3000	6000	6000
Масса электродвигателя, кг	6000		
Общая масса компрессорной установки, кг	2865	3815	2460
Габаритные размеры, мм	11 065 5000× ×4700× ×4040	19 055 5000× ×6200× ×3945	11 970 4750× ×6350× ×4080

компрессор					
4BM10-100/8	4M10-40/70	6M16-140/200	4M25-76/35-56	6M25-120/14-38	6M25-140/35-56
Воздух			Природный газ		
1,66	0,67	2,41	1,13—1,396	2,104—2,334	2,3
0,098	0,0951	0,096	3—4,3	1,4—1,8	3,42—3,96
0,88	6,96	19,8	5,5	3,6—3,8	5,5
540	479	1760	2500	3910	4660
14 010	11 265	43 800	58 430	59 300	52 700
2830×	4820×	6277×	4350×	6100×	6100×8730×
×4120×	×3160×	×6740×	×8570×	×8194×	×4200
×1600	×1400	×2054	×4222	×5530	
8,33	8,33	6,25	5,0	6,25	6,25
630	639	2000	2500	4000	5000
6000	6 000	6000	6000	6000	6000
10 000					
3815	4000	12 600	17 200	23 000	26 000
20 210	25 190	87 300	75 630	101 000	106 300
3830×	9700×	14 280×	13 410×	14 900×	15 000×
×6200×	×8000×	×11 350×	×8 570×	×8 194×	×8 570×
×4110	×3995	×5 040	×4 222	×5 530	×4 930

### ГАЗОМОТОРНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Газомотокомпрессоры — агрегаты, в которых компрессор и газовый двигатель размещены на одной станине, а передача мощности от газового двигателя к компрессору осуществляется посредством общего коленчатого вала. Такие агрегаты выпускают с горизонтальным односторонним или оппозитным расположением компрессорных цилиндров и вертикальным или V-образным расположением силовых цилиндров. Основные характеристики силовых двигателей серийно выпускаемых газомотокомпрессоров приведены в табл. 12.6.

Модификации серийных газомотокомпрессоров приведены в табл. 12.7; 12.8; 12.9 и 12.10.

Двигатель состоит из следующих основных узлов и систем: остова, кривошипно-шатунного механизма, механизма газораспределения, систем подачи топлива, регулирования скорости, зажигания, автоматики, охлаждения, наддува, смазки и пресмазки, пуска.

Остов — совокупность неподвижных деталей — предназначен для монтажа всех движущихся частей и создания полостей для

осуществления рабочего цикла двигателя. Остов представляет собой жесткую конструкцию, образованную фундаментной рамой, блоком силовых цилиндров с втулками и крышками цилиндров, коренными подшипниками, крейцкопфами и при наличии — продувочными цилиндрами.

Кривошипно-шатунный механизм — общий для двигателя и компрессора, состоит из коленчатого вала с противовесами, шатунов и поршней двигателя, шатунов и крейцкопфов компрессоров. В газомотокомпрессоре 10ГКН предусмотрены поршни продувочных цилиндров.

Система подачи топлива предназначена для подачи топлива в цилиндры газового двигателя и регулирования его количества совместно с регулятором скорости, а также поддержания оптимального соотношения количества топливного газа и воздуха наддува на всем диапазоне нагрузок газомотокомпрессора. Она состоит из клапана соотношения «топливный газ — воздух наддува», газорегулирующего клапана с управлением от регулятора скорости, клапанов ручной регулировки и газовпускных клапанов.

Т а б л и ц а 12.6

Наименование	Газомоторный компрессор				
	КС-1000	10ГКМ, 10ГКМА	10ГКН, 10ГКНА	МК-8М	ДР-12
Тип двигателя	Двухтактный, тронковый, простого действия				
Расположение силовых цилиндров	V-образное				
Число цилиндров двигателя	12	10	10	8	12
Диаметр цилиндра, мм	220	355	355	435	508
Длина хода поршня, мм	225	356	356	485	508
Номинальная мощность, кВт	810	753,3	1103	2060	5520
Топливо	Природный или нефтяной газ				
Смазочное масло	МС-20 ГОСТ 21743-76	МС-20 ГОСТ 21743-76 или масло моторное М-20А ТУ 38101317-72	МС-20 ГОСТ 21743-76	МС-20 ГОСТ 21743-76	МС-20 ГОСТ 21743-76
Номинальная частота вращения коленчатого вала, мин <sup>-1</sup>	600	300	300	300	330
Степень сжатия	6,8-7	6,8-7	6,8-7	7,5-7,7	8
Способ смешобразования	0,3-0,4	Непосредственно в цилиндрах	0,35-0,4	0,3-0,4	1,03
Давление топливного газа перед двигателем, МПа	Электрическое от бесконтактной тиристорной системы				
Зажигание	От двух низковольтных магнетов с индукционными катушками на каждый цилиндр или бесконтактной тиристорной системы				
Система наддува	Одноступенчатый газотурбинный наддув	Продувочные насосы	Централизованная замкнутая	Одноступенчатая постоянная давления	Одноступенчатая постоянная давления
Число турбокомпрессоров	1	—	—	1	2
Система охлаждения	Замкнутая принудительная от центробежного насоса	Централизованная замкнутая	Замкнутая, двухконтурная, проточная по циклу	Замкнутая, двухконтурная, проточная по горячему	Замкнутая, двухконтурная, проточная по горячему
Расход воды, м <sup>3</sup> /ч, не менее	120	160	160	190	375
Давление воды, МПа	0,2-0,25	0,2-0,25	0,196-0,245	0,15-0,24	0,24
Температура воды на входе в двигатель, °С	60-65	56-65	56-65	58-68	71
Температура воды на выходе из двигателя, °С	65-70	61-72	61-72	60-70	77
Пуск газомотокомпрессора	Сжатым воздухом из пускового баллона				
Давление воздуха (газа), МПа компрессоров, мм:	3	1,9	1,7	1,7	1,76-1,86
Габаритные размеры газомотокомпрессоров, мм:	См. примеч.	7170	7750	9250	10 770
длина		5210-6090	5210-6090	5595	9 000-10 700
ширина		2990	3435	4393	5176
высота		58-71	63-72	120-140	199-262
Масса, т	То же				

Примечание. Габаритные размеры компрессорной станции, мм: общая длина — 30 080; длина блока газомотокомпрессора — 7000; длина блока РВУ — 6430; ширина блока газомотокомпрессора и блока РВУ — 3200, высота блока газомотокомпрессора — 3500; высота блока РВУ — 4050. Масса компрессорной станции 85-87 т.

Таблица 12.7

Компрессорная станция	Число ступеней сжатия	Диаметр цилиндра, мм, при числе компрессорных цилиндров					
		1	2	3	4	5	6
КС1000/5-100	3	220	260	220	160	220	110
КС1000/(2—4)-(16—36)	2	320	180	320	180	320	180
КС1000/(16—21)-51	1	160	160	160	160	160	160

Продолжение табл. 12.7

Компрессорная станция	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Давление, МПа		Масса, т
		на приеме	на выходе	
КС1000/5-100	4 450 5 580	0,48—0,55	10—10,5	85
КС1000/(2—4)-(16—36)	4 700 10 500	0,2—0,4	1,6—2,6	87,25
КС1000/(16—21)-51	13 900 19 700	1,6—2,1	5,1	86,15

Примечания: 1. Компрессорные цилиндры принято считать от маховика.  
2. Единицы измерения подачи приводятся при нормальных условиях.

*Механизм газораспределения*, предназначенный для впуска в цилиндр топливного газа, состоит из распределительного вала с пусковыми и топливными кулачками для каждого силового цилиндра, привода распределительного вала от коленчатого вала через цепную передачу и газопускных клапанов распределительного вала, механически связанных с кулачками.

В газомотокомпрессоре ДР-12 газораспределительные валы на каждый ряд силовых цилиндров по одному валу расположены на наружной стороне каждого блока.

*Система регулирования скорости* предназначена для поддержания постоянной скорости вращения коленчатого вала независимо от нагрузки. Эту задачу выполняет центробежный регулятор непрямого действия с изодромной обратной связью буферного типа, который через систему рычагов воздействует на газорегулирующий клапан.

*Система зажигания* обеспечивает воспламенение в заданный момент рабочего цикла двигателя сжатой газозо-воздушной смеси. Воспламенение осуществляется электриче-

ской искрой, проскакивающей между контактами запальной свечи. Газомотокомпрессоры комплектуются как системой зажигания с низковольтными магнето, так и с бесконтактной тиристорной системой зажигания. Эта система состоит из низковольтных магнето или датчика-генератора и электронного коммутатора для тиристорной системы, катушек зажигания и искровых свечей зажигания.

Для отключения зажигания при неполадках в работе двигателя предусмотрены специальные автоматические устройства.

*Система охлаждения* обеспечивает охлаждение двигателя, масла и воздуха. Состоит из расширительного бака, водяного насоса, охладителя воды, масла и воздуха. Охлаждение блока силовых цилиндров осуществляется по «горячему» циклу — водой, предварительно нагретой при проходе через охладитель масла.

Для охлаждения цилиндров двигателя применяется мягкая вода (конденсат), очищенная от осадков и накипообразующих солей.

Компрессорные цилиндры, турбокомпрессор и система охлаждения охладителей наддувочного воздуха и масла охлаждаются проточной водой.

*Система наддува* предназначена для подачи воздуха с избыточным давлением в цилиндры двигателя, продувки их от выхлопных газов, создания газозо-воздушной смеси повышенной плотности. Состоит она из турбокомпрессора, который приводится в действие газовой турбиной, работающей на выхлопных газах двигателя. В компрессоре 10ГКН предусмотрены продувочные насосы, в которых обеспечивается дожатие воздуха перед подачей его в цилиндр двигателя. Кроме того, в состав этой системы входят воздухоочиститель, ресивер и охладители наддувочного воздуха.

*Система смазки* газомотокомпрессора — смешанная, предназначенная для подачи масла в трущиеся детали, осуществляется под давлением (циркуляционная система смазки от маслонасоса и система пресс-смазки от лубрикатора) и разбрызгиванием. Состоит из маслонасоса, лубрикатора, фильтров грубой и тонкой очистки масла и охладителя масла. Основные характеристики циркуляционной системы смазки серийных газомотокомпрессоров приведены в табл. 12.6.

Пресс-смазка цилиндров двигателя, компрессора и сальников штоков компрессорных цилиндров осуществляется с помощью лубрикаторов плунжерного типа.

Смазка кривошипно-шатунного механизма осуществляется разбрызгиванием масла, находящегося в картере газомотокомпрессора, и от циркуляционной системы смазки под давлением.

Компрессор	Число ступеней сжатия	Диаметр цилиндра, мм, при числе компрессорных цилиндров						Поддача, м <sup>3</sup> /ч	Давление, МПа		Масса, т
		1 2 3 4 5 6 7							на приеме	на выходе	
		1	2	3	4	5	6				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	

## Газомотокомпрессоры 10ГКМ, 10ГКМА

10ГКМ1/1,7-6	1	470	470	470	470	470	470	470	470	13 500	0,17	0,6	70,7
10ГКМ1/3,5-14	1	380	380	—	380	—	380	380	380	11 400	0,35	1,4	65,4
10ГМК1/6-16	1	320	320	—	320	—	320	320	320	17 600	0,6	1,6	63,5
10ГМК1/11-26	1	197	197	197	197	197	197	197	197	16 650	1,1	2,6	61,9
10ГКМ1/12,2-17,4	1	320	320	320	320	320	320	320	320	41 300	1,22	1,74	66
10ГКМ1/14-40	1	197	197	197	197	197	197	197	197	16 800	1,4	4	61,214
10ГКМ1/17-35	1	197	197	197	197	197	197	197	197	24 570	1,7	3,5	61,9
10ГКМ1/23-42	1	197	197	197	197	197	197	197	197	30 240	2,3	4,2	60,2
10ГКМ1/25-55	1	197	197	197	197	197	197	197	197	23 100	2,5	5,5	58,5
10ГКМ1/55-125	1	140	—	140	—	140	—	140	140	24 000	5,5	12,5	60,8
10ГКМ2/1,1-14-Д20-51	2	I ступень 630	II ступень 320	—	—	—	—	—	—	3 200	0,11	1,4	64
		Дожим-ного	—	—	—	—	—	—	—	Дожим-ного	2,0	5,1	—
10ГКМ2/1,3-14,3	1	—	—	—	—	—	—	I ступень 197	197	6 000	0,13	1,43	67
10ГКМ2/1,3-28,5	2	450	I ступень 450	450	—	—	—	II ступень 320	320	5 700	0,13	2,85	64,5
10ГКМ2/1,5-17,4-1	2	450	I ступень 450	—	—	—	—	II ступень 250	250	3 600	0,15	1,74	68,5
20ГКМ2/1,6-11,1	1	470	I ступень 470	470	—	—	—	II ступень 320	320	6 750	0,16	1,11	67,82
20ГКМ2/0,79-15	2	470	I ступень 470	II ступень 320	—	—	—	I ступень 380	380	2 667	0,079	0,15	—

10ГКМ2/2-25	2	470	I ступень 470	—	—	—	—	II ступень 250	250	5 700	0,2	2,5	65
10ГКМ2/4-35	2	380	I ступень 380	197	—	—	—	II ступень 197	197	8 200	0,4	3,5	64,5
10ГКМ4/(6-11)-(250-320)	4	197	180	140	140	140	140	140	140	7 100	0,4	25,0	65
10ГКМА1/28-75	1	140	140	140	140	140	140	140	140	2 600	0,6	32,0	65,6
10ГКМА1/25-55	1	197	197	197	197	197	197	197	197	4 100	1,1	7,5	59
10ГКМА1/55-125	1	140	140	140	140	140	140	140	140	23 100	2,5	5,5	61,3

## Газомотокомпрессоры 10ГКН

10ГКН1/3,5-14	1	380	380	380	380	380	380	380	380	15 600	0,35	1,4	71,7
10ГКН1/(4-6)-16	1	380	380	—	380	—	380	380	380	15 000	0,4	1,6	68,88
10ГКН1/7-17,4	1	320	320	320	320	320	320	320	320	25 000	0,7	1,74	70
10ГКН1/9,5-12,5	1	470	470	—	470	—	470	470	470	72 500	0,95	1,25	71,9
10ГКН1-11-26	1	270	270	270	270	270	270	270	270	29 400	1,1	2,6	68
10ГКН1/16 (13-24)-40	1	250	250	250	250	250	250	250	250	29 000	1,6	4,0	66,5
10ГКН1/16-50	1	197	197	197	197	197	197	197	197	21 210	1,6	5,0	65
10ГКН1/17-35	1	270	270	—	270	—	270	270	270	37 500	1,7	3,5	65,89
10ГКН1/23-42	1	250	250	250	250	250	250	250	250	45 000	2,3	4,2	65,5
10ГКН1/24-38,6	1	250	250	250	250	250	250	250	250	50 000	2,4	3,86	67,5
10ГКН1/25-55-1	1	197	197	197	197	197	197	197	197	35 700	2,5	5,5	65
10ГКН1/31-64	1	197	197	197	197	197	197	197	197	42 000	3,1	6,4	65
10ГКН1/36,5-55	1	250	250	250	250	250	250	250	250	68 000	3,1	5,5	65,5
10ГКН1/47,4-56	1	250	250	250	250	250	250	250	250	125 000	4,74	5,6	67,5
10ГКН1/55-125	1	150	150	—	150	—	150	150	150	35 200	5,5	12,5	67,25
10ГКН1/(30-38)-56	1	250	—	250	—	250	—	250	250	41 000	3,0-3,8	5,6	63,1
10ГКН1/(50-52)-(60-100)	1	180	180	180	180	180	180	180	180	30 000	5,0-5,2	6-10	70,5
10ГКН2/1,03-12,5	2	560	I ступень 560	560	560	560	560	II ступень 360	360	56 000	0,1	1,25	72
10ГКН2/1,5-17,4	2	630	I ступень 630	630	630	630	630	II ступень 380	380	9 300	0,15	1,74	74,28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10ГКН2/2-25	2	470	I ступень 470	470	II ступень 320	II ступень 320	8 400	0,2	2,5	73,03
10ГКН2/2,5-17	2	470	I ступень 470	470	II ступень 320	II ступень 320	1 200	0,25	1,62	73,03
10ГКН2/5-55	2	320	I ступень 320	320	II ступень 197	II ступень 197	10 200	0,5	5,5	67
10ГКН2/25-250	2	140	I ступень 140	140	II ступень 140	II ступень 140	9 200	2,5	25	72,5
10ГКН2/40-150	2	110	I ступень 110	110	II ступень 110	II ступень 110	17 400	4	15	69,6
10ГКН2/(46-50)-(320-350)	2	150	I ступень 150	150	II ступень 140	II ступень 140	10 500	4,6	32	70
10ГКН2/4-35	2	110	I ступень 110	110	II ступень 110	II ступень 110	11 500	5	35	69,3
10ГКН2/50-150	2	380	I ступень 380	380	II ступень 250	II ступень 250	10 400	0,4	3,5	69,6
10ГКН2/50-250	2	150	I ступень 150	150	II ступень 140	II ступень 140	23 400	5	15	70
10ГКН2/(1,03-1,2)-(11-13)	2	560	I ступень 560	560	II ступень 360	II ступень 360	6 100	0,1	1,1	73
10ГКН2/(2,9-3,5)-(16-17,6)	2	560	I ступень 560	560	II ступень 320	II ступень 320	13 300	0,29	1,3	70
10ГКН2/(1,8-2,1)-(13-16)	2	560	I ступень 560	560	II ступень 360	II ступень 360	9 300	0,13	1,76	70
10ГКН2/1,69-15	2	470	I ступень 470	470	II ступень 420	II ступень 420	11 200	0,21	1,3	73
10ГКН3/3-55	3	470	I ступень 470	250	II ступень 250	III ступень 197	6 570	0,169	1,5	68,5
							8 000	0,3	5,5	71

10ГКН3/5-100	3	320	I ступень 320	197	II ступень 197	III ступень 140	7 800	0,5	10	67,9
10ГКН4/2-150	4	450	I ступень 450	140	IV ступень 140	III ступень 197	5 500	0,2	15	72,5
10ГКН4/1-55	2	630	I ступень 630	470	II ступень 470	III ступень 320	5 270	0,1	5,5	72,85
10ГКН1/(4-5)-16	1	320	I ступень 320	320	II ступень 320	II ступень 320	13 500	0,4	1,6	69,5
10ГКН1/16-40	1	197	I ступень 197	197	II ступень 197	II ступень 197	18 500	0,5	1,6	69,5
10ГКН2/1,59-15-1	2	470	I ступень 470	470	II ступень 470	II ступень 320	23 500	1,6	4	65
10ГКН2/40-150	2	150	I ступень 150	150	II ступень 150	II ступень 140	6 570	0,169	1,5	68,5
							17 400	4	15	69,6
Автоматизированные газомотокомпрессоры 10ГКНА										
10ГКНА1/25-55	1	197	197	197	197	197	3 570	2,5	5,5	65,5
10ГКНА1/(4-6)-16	1	380	380	—	380	380	15 000	0,4	1,6	69,3
10ГКНА1/11-26	1	270	270	270	270	270	25 000	0,6	2,6	69,3
10ГКНА1/16 (13-24)-40	1	250	250	—	250	250	29 400	1,1	4	68,5
10ГКНА1/16-50	1	197	197	197	197	197	29 000	1,6	5	67
10ГКНА1/17-35	1	270	270	—	270	270	21 210	1,6	3,5	65,5
10ГКНА1/(30-38)-56	1	250	—	250	—	250	37 500	1,7	5,6	66,4
10ГКНА1/31-64	1	167	167	167	167	167	41 000	3	3,8	63,6
10ГКНА1/36,5-55	1	250	250	—	250	250	52 000	3,1	6,4	65,5
10ГКНА1/47,4-56	1	250	250	250	250	250	42 000	3,1	5,5	66
10ГКНА1/55-125	1	150	150	—	150	150	68 000	3,65	5,6	68
10ГКНА1/3,5-14	1	380	380	380	380	380	125 000	4,74	12,5	67,75
10ГКНА1/(100-120)-(200-275)	1	140	140	140	140	140	35 200	5,5	1,4	72,2
10ГКНА1/(50-52)-(60-100)	1	180	180	180	180	180	15 600	0,35	20-27	70,5
10ГКНА1/(50-53)-(70-125)	1	140	140	140	140	140	20 000	10-12	6-10	70,5
10ГКНА1/90-(125-150)	1	140	140	140	140	140	26 000	5-5,2	7-12,5	70,5
							30 000	5-5,3		
							56 000			
							25 900			
							35 000			



Таблица 12.10

472

Газомотокомпрессор	Число ступеней сжатия	Диаметр цилиндра, мм, при числе компрессорных цилиндров						Поддача, м <sup>3</sup> /ч	Давление, МПа		Масса, т
									на приеме	на выходе	
		1	2	3	4	5	6				
ДР12/(35—45)-56	1	406,4	406,4	406,4	406,4	406,4	406,4	3 350 000	3,5—4,5	5,6	312
ДР12/50-(125—150)	2	247,65	317,5	247,65	317,5	246,65	317,5	554 000	5	12,5—15	218
ДР12 (35—52)-76	1	406,4	406,4	406,4	406,4	406,4	406,4	160 000	3,5	7,6	312
ДР12/(30—33)-(105—110)	2	247,65	317,5	247,65	317,5	247,65	317,5	230 000	3—3,3	10,5—11	183
ДР12/(5—7)-(340—360)	4	320	630	320	630	248	150	98 000	0,5—0,7	34,0—36	199
ДР12/ 35-(60—76) (45—60)-(125—150)	2 1	247,65	317,5	247,65	317,5	247,65	317,5	27 000	4,5—5	12,5—15	218
ДР12/(100—110)-(400—420)	2	160	160	160	160	160	160	1 150 000	3,5	6,0—7,6	265,2
ДР12/ (43—47)-56 45-(118—150)	2 1	250	320	250	320	250	320	71 000	10—11	40—42	218
								80 000	4,5	11,8—15	
								130 000	4,3—4,7	5,6	
								259 000			
								293 000			

Примечания: 1. Компрессорные цилиндры принято считать от маховика. 2. Единицы измерения подачи приводятся при нормальных условиях.

**Система пуска.** Пуск газомотокомпрессоров при любом положении коленчатого вала осуществляется сжатым воздухом из пусковых баллонов или с помощью пускового стартера винтового типа, приводимым во вращение компримируемым газом. Система пуска сжатым воздухом состоит из пусковых баллонов, главного пускового клапана, распределительных клапанов и пусковых клапанов.

**Система автоматики** предназначена для автоматического контроля, защиты и управления газомотокомпрессором. Эта система взрывобезопасная, пневматическая, состоит из приборов, датчиков и средств управления, аварийно-предупредительных устройств и исполнительных механизмов. Она обеспечивает автоматический пуск и загрузку, нормальную и аварийную остановку и разгрузку, автоматическую защиту и сигнализацию по рабочим параметрам, регулирование подачи газомотокомпрессора как воздействием на регулятор скорости, так и на регуляторы подачи в компрессорных цилиндрах. Кроме того, система автоматики позволяет осуществлять автоматическое регулирование подачи топливного газа, давления воздуха и уровня масла в раме газомотокомпрессора.

#### ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

**Компрессор типа 43ГЦ2-100/5-100** (рис. 12.2) предназначен для компримирования нефтяного газа и подачи его в высоконапорную систему распределения при газлифтной эксплуатации скважин. Состоит он из электродвигателя, соединенного через мультипликатор с двумя корпусами сжатия: низкого (КНД) и высокого (КВД) давлений.

Корпус — стальной кованый цилиндр с вертикальным разъемом, закрываемый толстостенными крышками. Внутри него расположен аэродинамический узел с ротором неразборного типа, рабочие колеса которого крепятся на валу на горячей посадке. Для предотвращения утечек газа предусмотрены гидравлические (масляные) концевые уплотнения. Опоры валов компрессора и мультипликатора — подшипники скольжения.

Техническая характеристика компрессора приведена ниже.

Давление газа на входе в корпус низкого давления, МПа	0,4—0,45
Температура газа на входе в корпус низкого давления, °С	10—40
Давление газа на выходе из корпуса высокого давления, МПа	11,28
Содержание в газе капельной жидкости, мг/м <sup>3</sup> , не более	10
Содержание в газе механических примесей размером частиц до 8 мм, мг/м <sup>3</sup> , не более	0,5
Число ступеней компрессора	18
В том числе:	
корпус низкого давления	8
корпус высокого давления	10

473

Диаметр рабочих колес компрессора, мм:	533,4
корпуса низкого давления (8 колес)	419,4
корпуса высокого давления (2 колеса)	381
Номинальное давление в системе смазки, МПа	0,137
Давление масла, подаваемого в подшипники, Па	10 <sup>4</sup> (2,45—4,9)
Превышение давления масла, подаваемого в концевые уплотнения, над давлением уплотняемого газа, Па	10 <sup>4</sup> (3,42—4,9)
Мощность электродвигателя, кВт	6 300
Частота вращения вала электродвигателя, с <sup>-1</sup>	50
Напряжение, В	10 000
Габаритные размеры компрессорного агрегата, мм, не более:	
длина	12 700
ширина	7 200
высота	3 985
Масса электродвигателя, кг	21 000

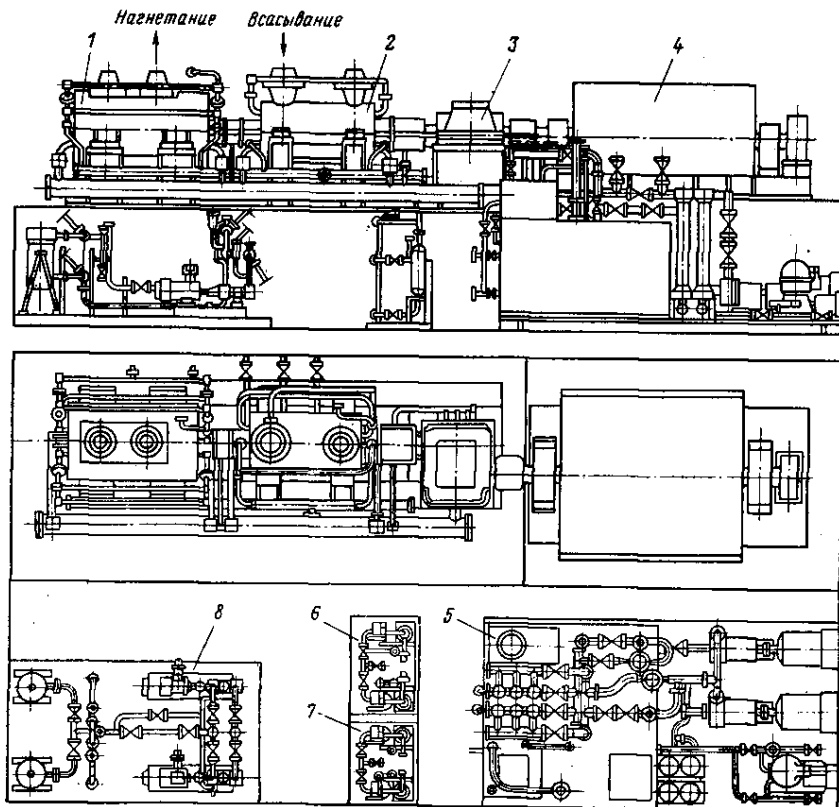


Рис. 12.2. Центробежный компрессор 43ГЦ2-100/5-100:

1 — корпус высокого давления; 2 — корпус низкого давления; 3 — мультипликатор; 4 — электродвигатель; 5 — агрегат смазки; 6 — блок маслоотводчиков низкого давления; 7 — блок маслоотводчиков высокого давления; 8 — агрегат уплотнений

Таблица 12.11

Центробежный компрессор	Расчетная молекулярная масса газа на номинальном режиме	Допускаемый диапазон изменения молекулярной массы	Подача по условиям всасывания, м <sup>3</sup> /с		Потребляемая мощность на расчетном режиме, кВт
			низкого давления	высокого давления	
43ГЦ2-100/5-110	22,95	22,44—24,1	1,747		5074
43ГЦ2-100/5-110М1	21,168	20,9—22,44	1,773		5220
43ГЦ2-100/5-110М2	19,7	19,47—20,9	1,851		5568
43ГЦ2-100/5-110М3	18,4	18,14—19,47	1,949		5868
43ГЦ2-100/5-110М4	17,5	16,9—18,14	2,014		5884

Продолжение табл. 12.11

Центробежный компрессор	Частота вращения ротора на номинальном режиме, с <sup>-1</sup>	Частота вращения роторов при работе со сменными зубчатыми парами, с <sup>-1</sup>	Температура газа на выходе из корпуса, °С		Масса компрессора, кг
			низкого давления	высокого давления	
43ГЦ2-100/5-110	151,7	153	156	141	80 650
43ГЦ2-100/5-110М1	158	151,7	164	144	83 000
43ГЦ2-100/5-110М2	165	173	171	148	81 800
43ГЦ2-100/5-110М3	172	153; 165	160	153	81 850
43ГЦ2-100/5-110М4	180	172	188	160	80 680

Мультипликатор — одноступенчатый горизонтального типа с эвольвентным зацеплением.

Охлаждение сжимаемого газа — воздушное.

Охлаждение приводного электродвигателя — антифризом (смесь 60 % триэтиленгликоля с водой) или в летнее время — водой с расходом 0,02 м<sup>3</sup>/с при давлении 0,294 МПа и температуре 30 °С.

Система смазки — циркуляционная принудительная со свободным сливом масла в бак. Во избежание износа подшипников и уплотнений во время пуска и остановки в маслосистеме и системе уплотнений предусмотрены рабочие и резервные маслонасосы с приводом от электродвигателей.

В зависимости от молекулярной массы компримируемого нефтяного газа изготавливают пять модификаций компрессоров, различающихся зубчатыми парами мультипликатора, обеспечивающими соответствующую частоту вращения роторов (табл. 12.11).

В комплект поставки компрессора 43ГЦ2-100/5-110 входят блоки промежуточного и концевого сепараторов, блоки промежуточного и концевого аппаратов воздушного охлаждения масла, арматура, система автоматики и защиты.



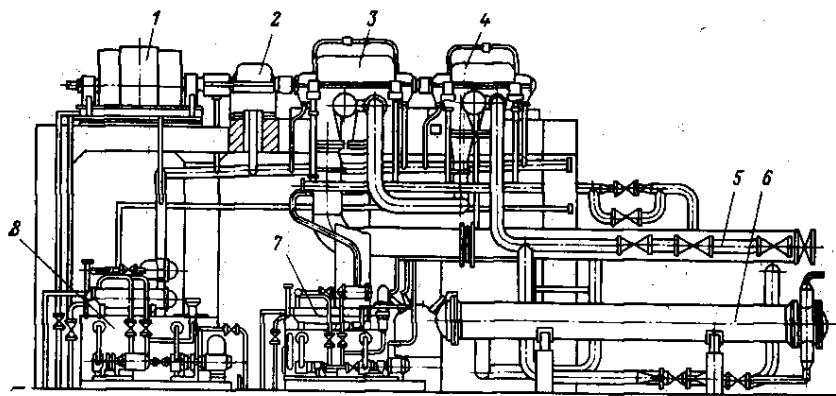


Рис. 12.3. Центробежный компрессор 43ЦКО-160/15:

1 — электродвигатель; 2 — мультипликатор; 3 — корпус низкого давления; 4 — корпус высокого давления; 5 — газовая коммуникация; 6 — охладитель газа; 7 — агрегат системы уплотнений; 8 — агрегат смазки

Система автоматики и КИП обеспечивает дистанционный пуск и останов компрессора; антипомпажную защиту; регулирование и контроль основных параметров; предупредительную и аварийную сигнализацию; блокировку, разрешающую пуск компрессора после выполнения всех предупредительных операций; отключение компрессора при аварийных режимах.

Компрессор типа 43ЦКО-160/15 (рис. 12.3) — центробежная двухкорпусная восьмиступенчатая машина, предназначенная для компримирования углеводородных газов в газодиффундирующих установках. Компрессор состоит из мультипликатора, электродвигателя, агрегатов систем смазки, КИП и автоматики, регулирующей и запорной арматуры.

Основная техническая его характеристика приведена ниже.

Подача, м <sup>3</sup> /с	2,67
Абсолютное давление, МПа:	
на входе в компрессор	0,1
на выходе из компрессора	1,47
Температура газа, °С:	
на входе в компрессор	40
на выходе из компрессора	170
Мощность на валу компрессора, кВт	1250
Частота вращения ротора, с <sup>-1</sup>	166,7
Мощность электродвигателя, кВт	1600
Частота вращения вала электродвигателя, с <sup>-1</sup>	50
Напряжение, В	6000
Габаритные размеры, мм	11 023 × 6 140 × 5 470
Масса, кг	45 000

Корпуса с горизонтальным разъемом, состоят из цилиндра, ротора, пакета закладных деталей, подшипниковых камер, подшипников и фундаментных плит.

Роторы — неразборного типа. Рабочие колеса, изготовленные из высокопрочных и легированных сталей, закреплены на валу на горячей посадке. В данной конструкции компрессора применены масляные концевые уплотнения вала.

Мультипликатор — горизонтального типа с одноступенчатой зубчатой парой. Опоры валов мультипликатора и компрессора — подшипники скольжения.

Система смазки — циркуляционная, принудительная со свободным сливом масла в бак. Для обеспечения нормальной работы подшипников компрессора в этой системе предусмотрен резервный (пусковой) масляный насос, включающийся в том случае, когда основной насос не обеспечивает требуемого давления масла.

Система КИП и А предусмотрена для обеспечения дистанционного пуска и останова; антипомпажной защиты; поддержания заданного давления нагнетания дросселированием и перепуском части газа с нагнетания на всасывание (в атмосферу); изменения и дистанционного контроля основных параметров; предупредительной аварийной сигнализации; блокировки, разрешающей пуск компрессора после выполнения всех предупредительных операций; отключения компрессора при аварийных режимах.

Монтаж компрессорного агрегата осуществляется на двух уровнях: вспомогательное оборудование, система смазки и обводной охладитель размещены на нулевой отметке и на площадках обслуживания; корпуса компрессора, мультипликатор и электродвигатель — на втором этаже фундамента.

На газоперерабатывающих заводах нефтяной газ компримируется с помощью электроприводных компрессоров типа К-380-103-1 и К-890-121-1, рассчитанных для работы на нефтяном газе, состав которого (объемная доля компонентов в %) указан в табл. 12.12.

Таблица 12.12

Компонент	К-380-103-1	К-890-121-1	
	плотность 0,913 кг/м <sup>3</sup>	плотность 1,12 кг/м <sup>3</sup>	плотность 0,857 кг/м <sup>3</sup>
Метан СН <sub>4</sub>	79,47	60,2	80,6
Этан С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	5,05	16,8	9,0
Пропан С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	7,76	14,3	7,8
Н-бутан С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,49	6,1	2,4
Изобутан С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	2,87	—	—
Н-пентан С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,58	—	—
Изопан С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,68	2,6	0,2
Гексан С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	0,39	—	—
Азот	1,5	—	—
Углекислый газ СО <sub>2</sub>	0,21	—	—

В газе не должно содержаться капельной влаги и жидких фракций.

Запыленность газа при 20 °С и 0,101 МПа не должна превышать 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

Ниже приведена техническая характеристика компрессоров.

	К-380-103-1	К-890-121-1
Подача по сухому газу при 20 °С и 0,101 МПа, м <sup>3</sup> /с	10,67	20,4
Объемная подача по влажному газу, отнесенная к начальным условиям, м <sup>3</sup> /с	5,75	13,4
Давление газа, конечное на выходе из корпуса высокого давления, МПа	3,82	3,63
Температура газа на выходе из корпуса высокого давления, °С	155	200
Давление газа, начальное на входе в корпус низкого давления, МПа	0,186	0,157
Температура газа, начальная на входе в корпус низкого давления, °С	15	15
Относительная влажность газа, %	100	100
Плотность сухого газа при 20 °С и 0,101 МПа, кг/м <sup>3</sup>	0,913	0,857—0,98 0,98—1,12
Мощность, потребляемая компрессором, кВт	5300	11 500
Частота вращения роторов, с <sup>-1</sup> :		
корпуса низкого давления	135	101,3/93,9
корпуса высокого давления	290,75	179,4/166,3
Масса компрессора (без главного электродвигателя), т.	37	120,7
Масса, кг:		
корпуса низкого давления	9,2	36
корпуса высокого давления	4,1	12
Масса главного электродвигателя, т	21,6	29,5

**Компрессор типа К-380-103-1** — двухкорпусный, десятиступенчатый. В корпусе низкого давления и в корпусе высокого давления расположено по пять ступеней сжатия. Между этими корпусами установлен промежуточный газоохладитель, соединенный с корпусами перепускными трубопроводами. Привод осуществляется от синхронного электродвигателя типа СТДП-6300-2У4 с помощью редуктора, повышающего частоту вращения до 135 с<sup>-1</sup> с корпусом низкого давления. Кроме того, предусмотрен второй редуктор, обеспечивающий повышение частоты вращения до 290,75 с<sup>-1</sup>.

Маслосистема — открытая, циркуляционная, обеспечивает подачу масла к подшипникам корпусов компрессора, редукторов и электродвигателя на зубчатые передачи редукторов, на зубчатые соединительные муфты и в узлы защиты компрессоров. В комплект этой системы также входят маслоохладители с фильтрами тонкой очистки, масляный бак с фильтрами, поплавковая камера с эжектором, газоотделители и маслопроводы с арматурой.

Подача масла осуществляется главным масляным насосом, установленным на первом редукторе и приводящимся в действие от его вала. Привод пускового и резервного маслонасосов — от асинхронных двигателей.

Система управления, защиты, контроля и сигнализации состоит из щита, на котором размещено дистанционное управление операциями пуска и остановки агрегата, аварийной и предупредительной сигнализации, датчиков параметров для контроля температуры и давления на входе и выходе из компрессора, подачи компрессора.

Кроме того, в состав этой системы входят устройства автоматической защиты от помпажа (автоматическим выпуском избыточного количества газа на факел); обратного потока газа из сети в компрессор (установкой обратного клапана на нагнетательном трубопроводе) и осевого сдвига роторов корпусов сверх допустимого значения; повышения температуры вкладышей подшипников агрегата сверх допустимой; понижения давления масла в системе смазки подшипников агрегата ниже допустимой величины; понижения давления газа на входе в компрессор ниже допустимого значения; повышения давления газа на выходе из компрессора свыше 4,5 МПа (установкой предохранительного клапана на нагнетательной линии компрессора).

**Компрессор типа К-890-121-1** — двухкорпусный, двенадцатиступенчатый с шестью ступенями сжатия в каждом корпусе и с промежуточным охлаждением между корпусами.

Электродвигатель привода соединен через редуктор с корпусом низкого давления, который, в свою очередь, с помощью второго редуктора соединен с корпусом высокого давления. Предусмотренное в зависимости от изменения плотности газа изменение частоты вращения роторов осуществляется путем замены зубчатой передачи первого редуктора.

Компрессор поставляют в виде следующих укрупненных блоков:

блока, включающего корпус низкого давления, первый повышающий редуктор и фильтр тонкой очистки, смонтированные на общей фундаментной раме;

блока, включающего корпус высокого давления, второй повышающий редуктор и фильтр тонкой очистки, смонтированные на общей фундаментной раме;

блока маслоснабжения, состоящего из смазочного бака, маслоохладителей с фильтрами, пусковых смазочных насосов, поплавковых камер, эжектора, гидрозатвора и трубопроводов с арматурой.

Маслосистема — принудительная циркуляционная, обеспечивает подачу масла к подшипникам корпусов компрессора, редукторов и приводного электродвигателя, на зубчатые

передачи редукторов, зубчатые муфты, в узлы защиты и торцовые уплотнения.

Конструктивное исполнение привода главного смазочного насоса аналогично приводу компрессора К-380-103-1. Также предусмотрены два пусковых смазочных насоса с приводом от асинхронных двигателей.

Концевые уплотнения торцового типа установлены на концах валов между подшипниками и проточной частью корпусов компрессора. Надежная работа уплотнения обеспечивается подачей уплотнительного масла под давлением 0,198—0,226 МПа. Уплотнительное масло проходит через концевые уплотнения и поплавковые камеры, а затем через газоотделитель возвращается в маслобак.

Система КИП и автоматики в целом аналогична системе автоматики компрессора К-380-103-1. Она отличается только наличием местного щита с приборами для пуска и останова агрегата, размещаемого непосредственно у компрессора, и автоматической защиты компрессора при повышении вибрации валов роторов корпусов низкого и высокого давления свыше допустимого значения.

#### ГАЗОВЫЕ ВИНТОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Компрессорные установки, изготавливаемые на базе винтовых газовых компрессоров с подачей 10—50 м<sup>3</sup>/мин, по условиям всасывания применяются в нефтяной промышленности для сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа после конечных ступеней сепарации, включая «горячую» вакуумную сепарацию газа и затрубного газа из насосных скважин.

По назначению эти компрессоры можно подразделить на две группы:

компрессоры типов 5ВКГ-10/6, 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7, предназначенные для сбора нефтяного газа с давлением на приеме, близким к атмосферному, и давлением нагнетания 0,6—0,7 МПа;

компрессор типа 6ГВ-18/6-17, дожимающий газ с начального давления 0,6 МПа до 1,7 МПа.

Техническая характеристика компрессорных установок типов 5ВКГ, 6ГВ и 7ВКГ приведена в табл. 12.13.

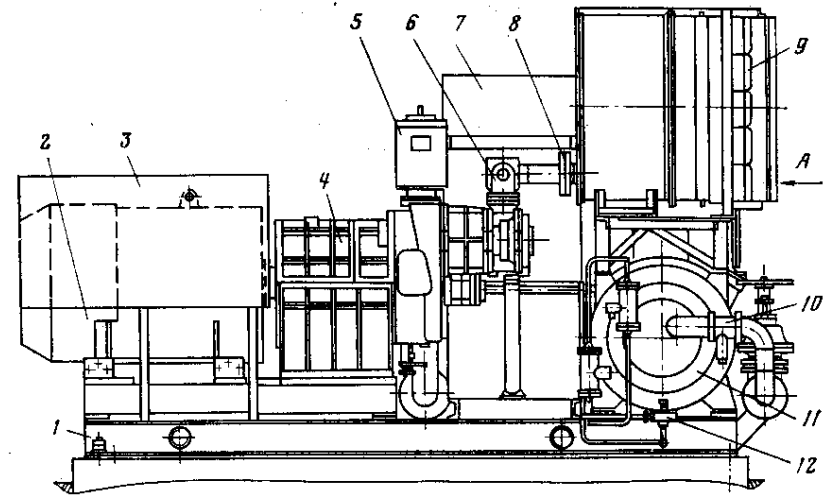
Утилизация нефтяного газа имеет огромное экономическое значение, так как он содержит ценные этан, пропан-бутановые и пентановые фракции.

Массовая доля этих фракций для газа большинства месторождений доходит до 70%. Это характеризует значение нефтяного газа не только как топлива, но и как сырья для нефтехимической промышленности.

Таблица 12.13

Показатели	Компрессорная установка			
	5ВКГ-10/6	6ГВ-18/6-17	7ВКГ-30/7	7ВКГ-50/7
1	2	3	4	5
Подача по условиям всасывания, м <sup>3</sup> /мин	11	18	30	50
Давление газа на всасывании, МПа	0,08—0,12	0,6	0,08—0,12	0,08—0,12
Давление нагнетания, МПа	0,6	1,7	0,7	0,7
Температура газа на приеме, °С	25	15—45	5—45	5—45
Температура газомасляной смеси на нагнетании, °С	80—100	100	100	100
Компрессор	Винтовой маслозаполненный одноступенчатый			
Тип	Винтовой маслозаполненный одноступенчатый			
Габаритные размеры, мм:				
длина	250	1200	250	1190
ширина	577	680	802	809
высота	729	635	670	670
Масса, кг	514	965	989	1100
Передача от электродвигателя	Встроенный мультипликатор	Непосредственно через упругую муфту		
Роторы — ведущий и ведомый:				
Диаметр <i>d</i> , мм	200	250	315	315
Длина <i>l</i> , мм	180	338	284	425
Отношение <i>l/d</i>	0,9	1,35	0,9	1,35
Привод компрессора	Электродвигатель			
Электродвигатель	КО-52-4	ВАО-500L-2V2	ВАО-500L-2V2	
Мощность, кВт	90	400	200	400
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	1500	3000	3000	3000
Напряжение сети, В	380	6000	6000	6000
Мощность, потребляемая компрессором, кВт	64,5	308	179	270
Марки применяемых масел (всесезонные) для компрессора: основные	ТП-30; ТП-46; И-30А; И-40А; И-50А	ТП-22; ТП-30; ТП-46		
заменители		КП-8	КП-8	

1	2	3	4	5
<b>Маслонасос</b> Тип	Шестеренчатый с приводом			
Напор, м	0,4—0,6	0,4—2,1		
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	1500	750		
Привод	От тихоходного зубчатого колеса мультипликатора	BAO-42-842		
<b>Компрессорный агрегат</b>				
Габаритные размеры, мм:				
длина	3200	3760	2980	3190
ширина	1660	1530	1485	1620
высота	1865	2080	2210	2210
Масса, кг	3120	6330	5036	5785
<b>Блок охлаждения масла</b>				
Тип	Воздушный радиаторный	Воздушный радиаторный двухсекционный	Воздушный радиаторный	Воздушный радиаторный двухсекционный
Габаритные размеры блока охлаждения масла, мм:				
длина	860	2260	1125	2300
ширина	1142	850	869	1090
высота	1090	1515	1825	1740
Масса, кг	330	1560	660	1250
<b>Вентилятор охладителя масла (осевой)</b>				
Подача, м <sup>3</sup> /ч	1330	16 200	16 200	16 200
Напор, м	325	750	750	750
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	1430	1500	1500	1500
Привод вентилятора:				
Тип	B100S4Y2-5	BAO-42-4	BAO-42-4	BAO-42-4
Мощность, кВт	3	5,5×2	5,5	5,5×2
Напряжение, В	380	380	380	380
<b>Газоохладитель концевой</b>	Аппарат воздушного охлаждения газа АВМ-Г-9-Ж-25-БЗ-В/6-2-3			



Вид А

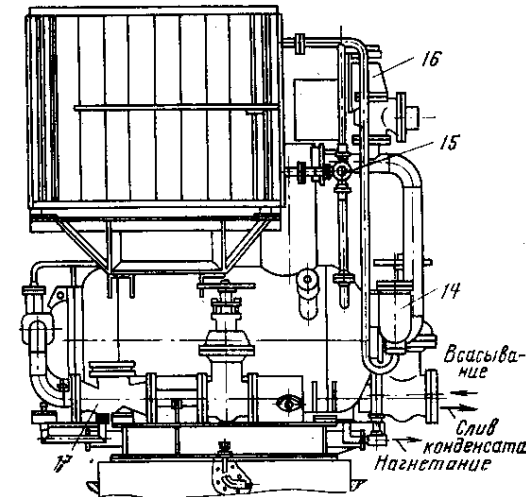


Рис. 12.4. Компрессорная установка 5ВГК-10/6:

1 — сварная рама; 2 — электродвигатель типа КО-52-4; 3 — кожух; 4 — мультипликатор; 5 — газовый фильтр; 6, 10, 12, 13, 16 — клапаны соответственно обратный, поддержания давления, уменьшения давления, обратный, предохранительный; 7 — блок системы автоматики и управления; 8 — компенсатор; 9 — блок охлаждения масла; 11 — маслоотделитель; 14 — масляный фильтр; 15 — регулятор температуры

Однако сбор и транспорт нефтяного газа усложнены рядом особенностей его добычи: разбросанность месторождений на большой территории нефтедобывающего района, падение со временем объемов добычи нефти и газа, разнообразие свойств этих газов в зависимости от состава и физических параметров, труднодоступность вновь разрабатываемых нефтяных месторождений.

Поэтому применяемое оборудование должно быть таким, чтобы можно было обеспечить его монтаж и пуск в эксплуатацию в предельно короткий срок. При снижении добычи нефти и газа на отдельных месторождениях компрессоры должны быть перебазированы с минимальными потерями времени и средств на другие участки. Таким требованиям наиболее полно отвечает винтовой газовый компрессор с впрыском масла в рабочую полость.

Компрессорная установка 5ВКГ-10/6 применяется при сборе газа из затрубного пространства насосных скважин и с конечных ступеней сепарации нефти с небольшим газовым фактором.

Установка (см. табл. 12.13) состоит из компрессора (рис. 12.4) типа 5ВКГ, электродвигателя типов КО-52-4 с кожухом, несущей сварной рамы, блока охлаждения масла, маслоотделителя, клапана сгравливающего, клапана обратного, фильтра газового, компенсатора, клапана поддержания давления, фильтра масла, клапана обратного, клапана предохранительного, регулятора температуры прямого действия и местного блока системы автоматики и управления.

Если компрессоры, рассчитанные на большую подачу, работают с непосредственным приводом от электродвигателя с частотой вращения  $50 \text{ с}^{-1}$ , то компрессор 5ВКГ-10/6 для достижения оптимальных скоростей требует более высоких оборотов. Поэтому он имеет встроенный мультипликатор.

Корпус 1 компрессора (рис. 12.5), имеющий вертикальные разъемы по торцу линий всасывания и нагнетания, жестко крепится на вертикальном фланце картера муфты 2.

В передней его части расположен мультипликатор 4, представляющий собой одноступенчатую повышающую зубчатую передачу. Шестерня смонтирована на консоли ведущего ротора компрессора. Зубчатое колесо вращается на подшипниках качения, для которых в корпусе выполнена третья расточка. Зубчатое колесо через упругую муфту 2 соединено с валом электродвигателя.

Уплотнение вала привода со стороны электродвигателя осуществляется торцевым графитовым уплотнением 3.

На корпусе компрессора смонтирован двухсекционный шестеренчатый насос 5, приводимый во вращение от вала зубчатого колеса через упругую муфту 6 с резиновой звездочкой.

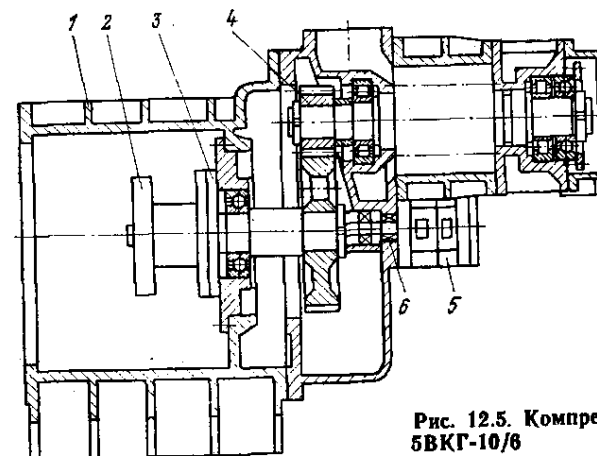


Рис. 12.5. Компрессор 5ВКГ-10/6

Первая секция насоса имеет подачу 75 л/мин и давление подачи 0,8 МПа, вторая — подачу 23 л/мин и давление подачи 0,2 МПа.

Роторы компрессора представляет собой многозаходные винты с зубьями специального профиля, нарезанные на средних утолщенных частях. Ведущий ротор, приводимый во вращение через мультипликатор, имеет четыре зуба. Ведомый ротор, приводимый во вращение непосредственно от ведущего, имеет шесть впадин. Оба ротора вращаются на роликовых подшипниках одного типоразмера, воспринимающих радикальные нагрузки.

Положение роторов относительно корпуса фиксируется радиально-упорными шарикоподшипниками, воспринимающими осевые усилия роторов только в сторону всасывания.

Уплотнение вала привода со стороны электродвигателя осуществляется торцевым графитовым уплотнением. Уплотнение — комбинированное, состоит из графитового кольца марки АПГ-5-83 ТУ 48-20-20—72, втулки и упорного диска. Эти три детали находятся в контакте под давлением усилий точечных пружин, расположенных равномерно по окружности. Втулка и упорный диск выполнены из стали марки 38ХМЮА, торцевые поверхности азотированы.

Блок охлаждения масла собирается на общей раме и состоит из маслоохладителя, вентилятора с электроприводом, диффузора, жалюзей.

Маслоохладитель — аппарат воздушного охлаждения, состоящий из пяти секций, в которых масло движется по эллиптическим трубам с поперечными медными пластинами, а воздух проходит по межтрубному пространству. Выполнен он в виде

сварного цилиндрического сосуда со встроенными циклоном и фильтром тонкой очистки. Газомастная смесь после компрессора поступает в циклон, где поток закручивается и за счет центробежных сил происходит отделение основного количества масла. Масло оседает в сосуде, а газ по центральной трубе циклона направляется в фильтр тонкой очистки.

Фильтр тонкой очистки состоит из барабана и набора металлических сеток. Барабан представляет собой перфорированную обечайку с навитыми на него фильтрующими материалами (стеклоткань, маты из супертонкого стекловолокна). Газ проходит в центр барабана и затем направляется на сетки. Ячейки сеток увеличиваются в размере по ходу движения газа. Мелкие капли масла, попадая на сетки, укрупняются и под действием собственной массы сбрасываются. По специальным трубкам оно отводится в картер компрессора, откуда с помощью второй ступени маслососа подается в рабочую полость компрессора.

Масляный фильтр состоит из корпуса, в котором смонтированы два фильтропакета, каждый из них представляет собой перфорированный барабан с навитыми на него двумя слоями гофрированной сетки с ячейкой 1×1 мм и слоем тонкой сетки. Гофры расположены вертикально. Тонкость фильтрации составляет 80 мкм.

На фильтре имеется предохранительный клапан, который срабатывает при перепаде давления, равном 0,1 МПа.

Технологическая схема установки 5ВКГ-10/6 (рис. 12.6).

Нефтяной газ поступает в компрессор 16 через задвижку 14 и газовый фильтр 15. При вращении роторов, по мере освобождения парных полостей, происходит заполнение их газом, поступающим через окно из камеры всасывания. В тот момент, когда полости полностью освобождаются и их объем достигает максимальной величины, они отсекаются от камеры всасывания и процесс заполнения заканчивается.

Объем газа, ограниченный поверхностями роторов и корпуса, по мере вращения роторов уменьшается. Для уплотнения зазоров между роторами и корпусом и для отбора части теплоты, выделяемой при сжатии, подается масло. Процесс сжатия продолжается до тех пор, пока все уменьшающийся объем парных полостей со сжатым газом не подойдет к кромке окна нагнетания. В этот момент процесс сжатия газа в компрессоре заканчивается. При дальнейшем вращении роторов, после соединения парных полостей со сжатым газом с камерой нагнетания происходит процесс выталкивания маслогазовой смеси в нагнетательный патрубок. Затем маслогазовая смесь через обратный клапан 18 и компенсатор 17, поступает в маслоотделитель 5, где газ отделяется от масла.

Маслоотделитель — сварной цилиндрической формы сосуд со встроенным в него циклоном и фильтром тонкой очистки.

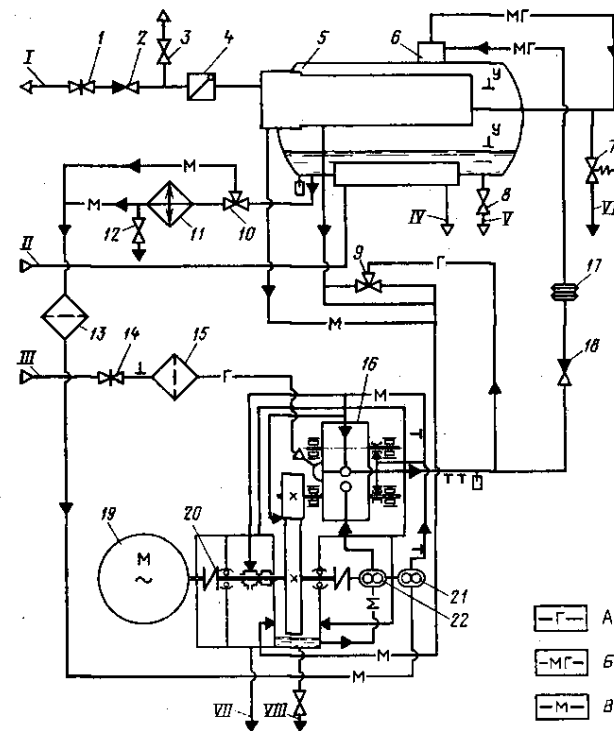


Рис. 12.6. Технологическая схема установки 5ВКГ-10/6:

1, 14 — задвижки; 2, 18 — обратные клапаны; 3, 8, 12 — вентили; 4 — клапан поддержания давления; 5 — маслоотделитель; 6 — циклон; 7 — предохранительный клапан; 9 — клапан; 10 — регулятор температуры; 11 — блок охлаждения масла; 13 — фильтр масла; 15 — газовый фильтр; 16 — компрессор; 17 — компенсатор; 19 — электродвигатель; 20 — муфта сцепления; 21 — первая секция насоса; 22 — вторая секция насоса; I — нагнетание; II — подвод пара; III — газ на прием компенсатора; IV — слив конденсата; V — слив масла; VI — газомастная смесь в приемный сепаратор; VII — слив масла в емкость; VIII — слив масла в дренаж; А — газ; Б — газомастная смесь; В — масло

Газомастная смесь из компрессора поступает в циклон 6, где поток получает вращательное движение и за счет центробежной силы отделяется основное количество масла. Выделившееся масло из маслоохладителя направляется в блок охлаждения 11, затем через фильтр 13 поступает на прием первой секции маслососа 21, которым масло подается в компрессор на охлаждение сжимаемого газа и смазку. Оставшаяся маслогазовая смесь из циклона поступает на фильтр тонкой очистки. На линии входа маслогазовой смеси в фильтр тонкой очистки установлен предохранительный клапан 7.

Фильтр тонкой очистки состоит из фильтрующего барабана и отбойной части.

Фильтрующий барабан представляет собой перфорированную обечайку, покрытую фильтрующими материалами (стеклоткань, маты из стекловолокна). Отбойник собран из набора разнообразных металлических стенок.

Фильтр тонкой очистки служит для более тонкого отделения масла от сжатого газа. В нем отделяются мелкие капли. Масло, отделившееся в фильтре тонкой очистки, поступает по трубкам в картер компрессора. Отработанное масло с подшипников, уплотнений и мультипликатора также сливается в картер компрессора. Из картера масло направляется на прием второй секции маслонасоса 22 и под давлением подается в рабочую полость компрессора.

Для автоматического поддержания температуры масла в нужных пределах установлен регулятор температуры масла РТМ-32. При остановке компрессора срабатывает стравливающий клапан 9 из-за снижения давления в нагнетательной линии компрессора на участке до обратного клапана 18. Блок охлаждения масла 11 включает в себя маслоохладитель, вентилятор, жалюзи, диффузор и др.

Маслоохладитель — трехходовой, состоит из пяти секций и представляет собой аппарат воздушного охлаждения, горизонтального исполнения. Секции маслоотделителя собраны из эллиптических трубок с поперечными медными пластинами. Соединяются они двумя коллекторами, на одном из которых расположены патрубки входа и выхода масла.

Газовый фильтр 15 сварной конструкции, в котором установлены три фильтрующих элемента, представляющие собой цилиндрический перфорированный барабан, плотно обтянутый сеткой № 0,15—0,25 из стали марки 12Х18Н9Т с ячейками 0,3×0,3 мм. Фильтрующий элемент крепится к корпусу фланцем и уплотняется паронитовыми прокладками. Газовый фильтр устанавливается непосредственно на фланец переднего корпуса компрессора.

Клапан 4 смонтирован после маслоотделителя на линии нагнетания для поддержания давления в маслоотделителе не ниже 0,35 МПа при низких давлениях в нагнетательной сети.

Это обусловлено тем, что при низком давлении нагнетания увеличивается скорость маслогазовой смеси в маслоотделителе и ухудшается сепарация газа от масла.

Система автоматики и управления установки 5ВКГ-10/6 обеспечивает управление электродвигателями компрессора и вентилятора маслоохладителя, а также выполняет следующие функции:

не допускает пуск установки при температуре масла в маслоохладителе ниже заданной (+10 °С летом и —10 °С зимой);

отключает электродвигатель компрессора через 20 с после запуска при давлении масла в коллекторе ниже 0,3 МПа;

обеспечивает самозапуск компрессора после временного исчезновения напряжения в сети;

обеспечивает защиту установки с отключением электродвигателя и включение аварийной световой сигнализации с сохранением информации о характере аварий: при понижении давления масла в коллекторе до 0,15 МПа, повышении давления нагнетания до 0,7 МПа, понижении уровня масла в маслоотделителе ниже нормы, повышении уровня масла в маслоотделителе выше нормы (при поступлении нефти через всасывающий коллектор), повышении температуры маслогазовой смеси на нагнетании компрессора выше допустимого и нагрузке электродвигателя;

визуальный контроль основных параметров, т. е. давление газа на всасывающей и нагнетательной линиях, температуры маслогазовой смеси на нагнетании.

Система автоматики и силовая часть выполнены двумя отдельными блоками (блок местный и блок дистанционный).

Блок местной автоматики смонтирован на одной раме с агрегатом и обеспечивает управление и визуальный контроль параметров.

Блок дистанционный смонтирован на отдельной раме и состоит из силового шкафа, внутри которого находится блок станции управления, а в шкафу автоматики смонтирована релейная и сигнальная аппаратура.

Компрессорные установки типов 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 (см. табл. 12.13) унифицированы, предназначены для сжатия нефтяного газа последних ступеней «горячей» или вакуумной сепарации нефти при температуре окружающей среды ±40 °С. Размещают их на открытых площадках, оборудованных навесом, защищающим компрессорные установки от прямого попадания солнечных лучей и атмосферных осадков, а также под специальными защитными кожухами или в вентилируемых помещениях.

Установки состоят из трех самостоятельных блоков (рис. 12.7).

1. Блок компрессорного агрегата, который состоит из компрессора, электродвигателя, соединительной муфты, смонтированных на раме. К раме прикреплены масляные фильтры грубой и тонкой очистки, отсечной клапан и местный блок управления.

2. Блок охлаждения масла, который состоит из холодильников масла и вентилятора с электродвигателем. Причем установка 7ВКГ-30/7 комплектуется одним холодильником, вентилятором и электродвигателем, а установка 7ВКГ-50/7 — двумя холодильниками, вентиляторами и электродвигателями.

3. Дистанционный щит системы автоматики.

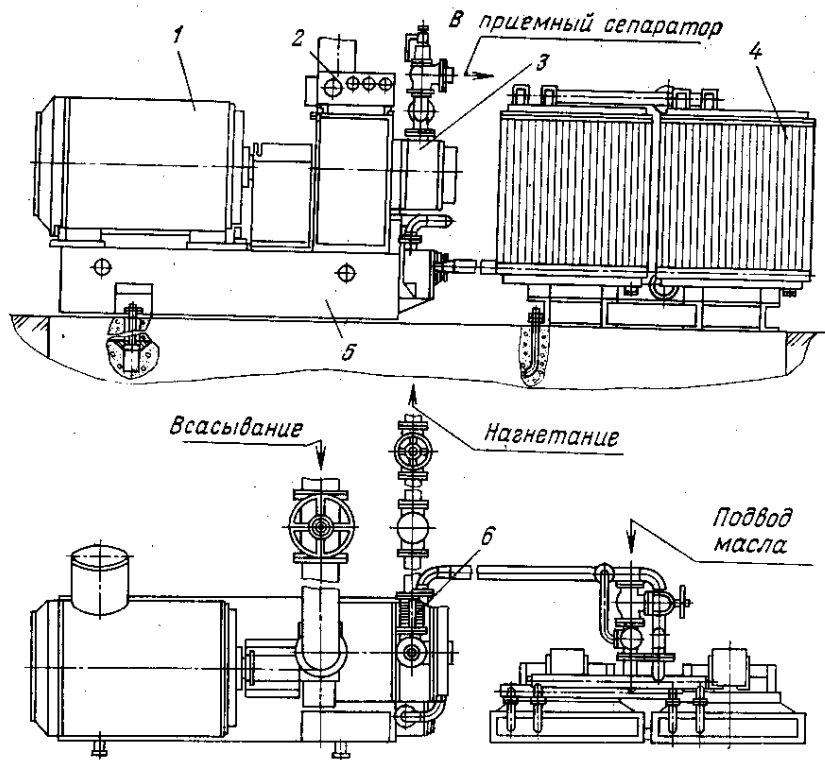


Рис. 12.7. Компрессорная установка 7ВКГ-50/7:

1 — электродвигатель; 2 — местный щит контроля и управления; 3 — компрессор; 4 — блок маслоохладителя; 5 — рама; 6 — компенсатор

Компрессорный агрегат и блок охлаждения масла связаны между собой трубопроводами, а шкафы автоматики—сигнальными и силовыми кабелями.

Арматура на всасывающей и нагнетательной линиях ставляется отдельно. Ее взаимное расположение при монтаже выбирается из условия удобства подвода трубопроводов к компрессорной установке.

Технологическая схема компрессорных установок типов 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 показана на рис. 12.8.

Нефтяной газ с сепарационных установок поступает на компрессор 5 через приемную задвижку 1 и впускной клапан 2. Процесс сжатия происходит аналогично сжатию в компрессоре 5ВКГ.

Маслогазовая смесь из компрессора поступает в сепаратор (в комплект поставки не входит), где газ отделяется от масла

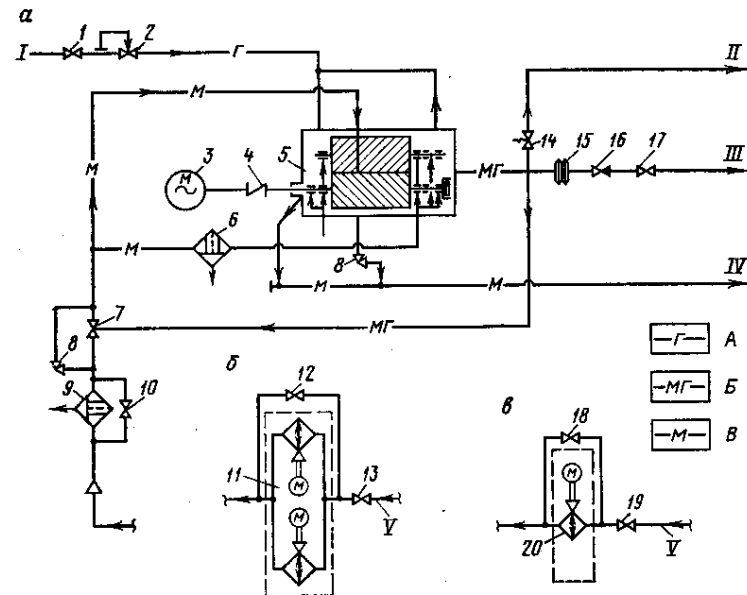


Рис. 12.8. Технологическая схема компрессорных установок типов 7ВКГ-50/7 (а, б) и 7ВКГ-30/7 (б):

1 — задвижка; 2 — впускной клапан; 3 — электродвигатель; 4 — муфта сцепления; 5 — компрессор; 6 — масляный фильтр; 7 — отсечной клапан; 8 — вентиль угловой; 9 — масляный фильтр грубой очистки; 10, 13, 17, 19 — вентили; 11 — блок маслоохладителя 7ВКГ-50/7; 12, 18 — перепускные клапаны; 14 — предохранительный клапан; 15 — компенсатор; 16 — обратный клапан; 20 — блок маслоохладителя; 1 — газ на прием компрессора; II — газомасляная смесь в приемный сепаратор; III — газомасляная смесь к потребителю; IV — слив масла в емкость; V — масло на охладитель; А — газ; Б — газомасляная смесь; В — масло

и направляется в газопровод по назначению, а масло или нефть под давлением нагнетания, пройдя через холодильник 11, фильтры 9 и 6, поступает вновь на компрессор. При неработающем компрессоре для случая, когда масляная система находится под давлением, на компрессорной установке предусмотрен отсечной клапан 7, перекрывающий вход масла в компрессор.

Отсечной клапан необходим для предотвращения подачи масла в компрессор при его остановке. В противном случае масло заполнит рабочие полости компрессора, что затруднит последующий запуск установки и может привести к гидравлическому удару. Клапан закрывается с понижением давления на выходе из компрессора после его остановки. Снижение давления происходит в результате утечки газа из компрессора по зазорам в винтах на всасывание.

Смазка подшипников, создание затвора в запорных втулках, разгрузочном устройстве и концевом уплотнении осуще-



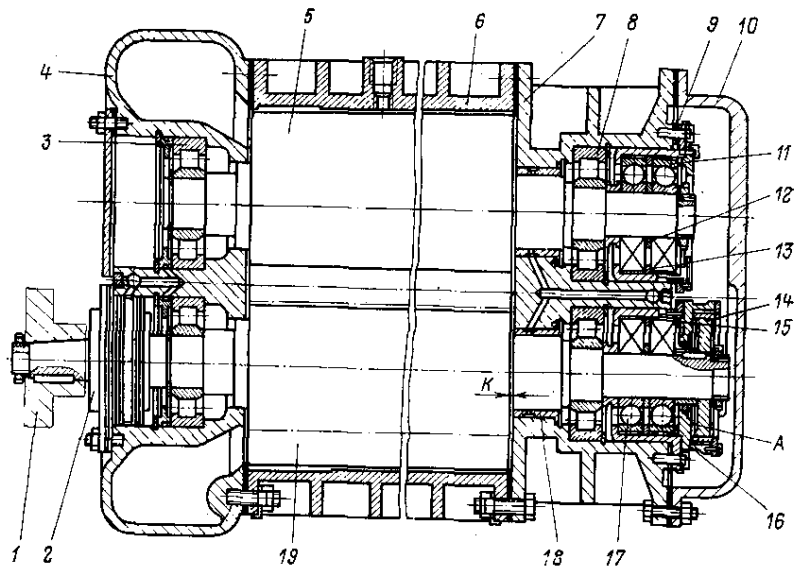


Рис. 12.9. Винтовой компрессор 7ВКГ-30/7 (7ВКГ-50/7):

1 — полумуфта; 2 — корпус уплотнения; 3, 8 — роликоподшипники; 4 — камера всасывания; 5, 19 — соответственно ведомый и ведущий роторы; 6 — блок цилиндров; 7 — камера нагнетания; 9, 15 — регулировочные кольца; 10 — крышка; 11, 17 — шарикоподшипники; 12, 13 — кольца; 14 — разгрузочный поршень; 16 — корпус; 18 — запорная втулка

ствляется тем же маслом, которое дополнительно пропускается через сетчатый фильтр тонкой очистки 6. При запуске компрессорной установки в холодное время года, когда в холодильниках имеется загустевшее масло, подвод масла осуществляется через перепускные клапаны 12 и 18, минуя холодильник, который открывается при давлении в системе около 0,25 МПа. В последующем, при разогревании масла в холодильнике, перепускной клапан закрывается. Для защиты компрессора от повышенного давления нагнетания предусмотрен предохранительный клапан 14.

Приборы визуального контроля и управления электродвигателем компрессора смонтированы на местном щите.

Компрессоры (рис. 12.9) установок 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 унифицированы. Различная подача их получается за счет разных длин винтовой части роторов и средней части корпуса (блока цилиндров).

Ведущий ротор 19 получает вращение от электродвигателя. На нем нарезаны четыре зуба выпуклого профиля. Ведомый ротор 5 имеет шесть зубьев вогнутого профиля, сопряженного с профилем зубьев ведущего ротора.

Корпус компрессора состоит из блока цилиндров 6, камеры всасывания 4 и камеры нагнетания 7. Корпуса имеют две расточки под ведущий и ведомый роторы, выполняемые параллельными. Чтобы параллельность не была нарушена при разборке компрессора, взаимное положение корпусов фиксируется штифтами. Герметичность разъемов достигается прокладками. Со стороны камеры нагнетания устанавливается глухая крышка. Подвод и отвод газа осуществляется с помощью патрубков всасывания и нагнетания.

Роторы вращаются в корпусе на подшипниках качения. Радиальные нагрузки, возникающие при сжатии газа и действующие на роторы, воспринимаются роликовыми подшипниками 3, 8, установленными в расточках камер всасывания и нагнетания. Осевые нагрузки воспринимаются радиально-упорными шариковыми подшипниками 11, 17.

Шариковые подшипники устанавливают в корпусе с зазором по наружному диаметру. Этим достигается четкое разделение функций подшипников: шариковые воспринимают только осевые, а роликовые — только радиальные нагрузки.

Шариковые подшипники устанавливают для фиксации взаимного положения ротора и корпуса. Они расположены в камере нагнетания, так как в этом случае температурные деформации роторов и корпуса в процессе работы меньше влияют на изменение зазора «К» между торцами нагнетания корпуса и роторов. Этот зазор равен 0,08—0,1 мм. Его увеличение вызывает значительный рост обратных утечек газа из полостей сжатия и нагнетания. Аналогичный зазор между торцами корпуса и роторов со стороны всасывания не играет столь существенной роли, так как все полости роторов, выходящие к этому торцу, находятся под давлением, равным давлению газа на линии всасывания. Зазор со стороны всасывания составляет 0,65—0,95 мм.

Пакет из двух радиально-упорных шариковых подшипников собирают в корпусе подшипников до установки в компрессор. С помощью проставочных колец, разделяющих внутренние и наружные обоймы подшипников, определяют осевой люфт подшипников. Эта операция выполняется путем шлифования торцов проставочных колец. Зазор «К» устанавливают осевым смещением роторов путем шлифования регулировочных шайб.

Для уменьшения осевой нагрузки, действующей на подшипники ведущего ротора и увеличения их срока службы, на консоли ротора устанавливают разгрузочный поршень 14. Над поршнем в корпусе разгрузочного устройства, который через дистанционное кольцо замыкает пакет радиально-упорных подшипников, предусмотрена плавающая втулка. Зазор между торцами подшипников и корпусом разгрузочного устройства

составляет 0,00—0,03 мм и получается за счет подшлифовки кольца.

Разгрузочный поршень и плавающая втулка образуют камеру «А», в которую по сверлениям в корпусе из общей маслосистемы компрессорной установки подается масло под давлением. Так как на один торец поршня действует давление масла, а другой находится под воздействием давления всасывания, создается осевое усилие, действующее на ротор и направленное в сторону, обратную действию рабочей силы.

Смазка подшипников осуществляется маслом из общей маслосистемы компрессора. Отработанное масло сливается в нижнюю часть корпуса и попадает на всасывание компрессора. Здесь оно подхватывается газом и уносится в полости сжатия.

Между подшипниковыми узлами на стороне нагнетания и полостями сжатия расположена уплотняющая втулка. Из общей маслосистемы через сверления во втулку подается масло под давлением нагнетания, препятствующее утечке газа в подшипниковую камеру. Компрессор получает вращение непосредственно от электродвигателя через упругую муфту. На выходном конце вала ведущего ротора установлена полумуфта 1. Герметизацию компрессора обеспечивает торцевое уплотнение.

Во время работы компрессора допускается утечка масла в количестве не более 30 г/ч. Просочившееся масло отбрасывается маслосгонным кольцом и отводится на дренаж через штуцер. Все масло, циркулируемое в маслосистеме компрессорной установки, проходит через фильтр грубой очистки. Тонкость фильтрации, обеспечиваемой фильтром, составляет 120 мкм. Блок фильтра состоит из стального корпуса, в котором расположены восемь стандартных фильтрующих пластинчатых элементов 0,12Г41-24. Пропускная способность равна 400 л/мин при вязкости масла  $(0,7—0,8) \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с.

Часть масла, подаваемого на смазку подшипников в камеру разгрузочного поршня и уплотнения, проходит дополнительно через фильтр тонкой очистки. Конструкция фильтра аналогична конструкции фильтра грубой очистки. В корпусе установлены два фильтрующих элемента 0,08Г41-24. Тонкость фильтрации 80 мкм. Пропускная способность фильтра составляет 64 л/мин при вязкости масла  $(0,7—0,8) \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с.

Конструкции сепараторов могут быть различными. В качестве сепарирующих элементов часто применяют кольца Рашига или Палля. Отделившееся масло перед подачей на впрыск и на смазку компрессора охлаждается в блоке холодильников масла.

В компрессорной установке 7ВКГ-50/7 применяют два параллельно соединенных холодильника, в установке 7ВКГ-30/7—один. Каждый холодильник установлен на собственной раме. Трубная батарея состоит из вертикально расположенных ореб-

ренных медных трубок, соединенных пайкой с трубной доской. Масло циркулирует внутри трубок и охлаждается воздухом, продуваемым через холодильник вентилятором, имеющим автономный привод от электродвигателя. Перепускной клапан, обеспечивающий перепуск масла, минуя холодильник в холодное время года, смонтирован на специальном блоке. Отсечной клапан перекрывает подачу масла к компрессору в момент его остановки, способствуя тем самым нормальному запуску компрессора.

При неработающем компрессоре клапан закрыт. После запуска компрессора давление нагнетания в патрубке начинает повышаться. Импульсной линией нагнетательный патрубок связан с корпусом клапана. Под действием давления перемещается золотник, открывая проходное сечение. При исчезновении давления в нагнетательном патрубке после остановки компрессора проходное сечение клапана перекрывается золотником.

В системе автоматики предусмотрена предаварийная световая и звуковая сигнализации с сохранением информации о характере предаварии на щите управления и пульте диспетчера при:

повышении давления нагнетания более 0,7 МПа;

повышении давления масла в коллекторе менее 0,1 МПа;

понижении давления масла, подаваемого на впрыск, ниже 0,4 МПа.

При аварийной ситуации предусмотрены отклонение электродвигателя и включение светозвуковой сигнализации с сохранением информации на щите управления по следующим параметрам:

понижению давления всасывания ниже 0,06—0,08 МПа;

повышению давления нагнетания до 0,75 МПа;

понижению давления масла в коллекторе ниже 0,05 МПа;

повышению температуры нагнетания выше 105 °С;

перегрузке электродвигателя.

Визуальный контроль на местном щите предусмотрен по следующим параметрам: давлению нагнетания; температуре нагнетания; давлению масла в коллекторе смазки; давлению газа на всасывании.

Установка типа 6ГВ-18/6-17 предназначена для дожатия нефтяного газа в системе внутрипромыслового сбора и транспорта и может быть применена также в технологических установках по очистке и переработке углеводородных газов.

Она состоит из блоков: компрессорного агрегата, холодильников и системы автоматики. Каждый блок представляет собой законченный, испытанный и готовый к эксплуатации узел. Компрессорный агрегат и блок холодильников связаны между собой трубопроводами, а шкафы системы автоматики — сигнальными и силовыми кабелями.

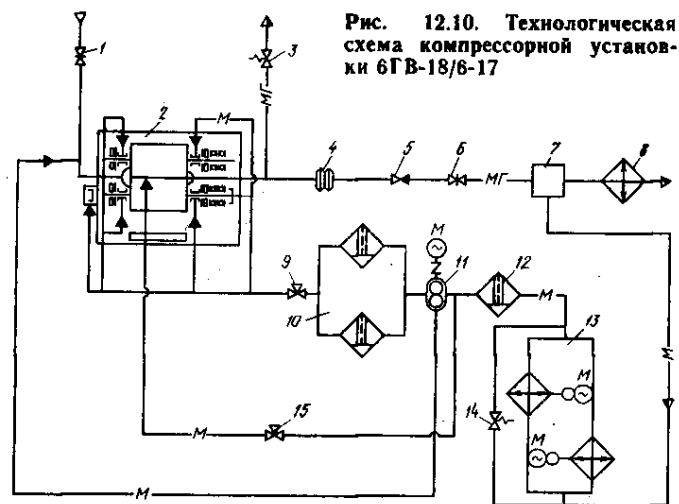


Рис. 12.10. Технологическая схема компрессорной установки 6ГВ-18/6-17

Отдельно поставляют задвижку на линии всасывания, вентиль и обратный клапан — на линии нагнетания. Их устанавливают на опорах вблизи компрессора.

Принцип действия компрессорной установки 6ГВ-18/6-17 (рис. 12.10) аналогичен принципу действия установок 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7. Различие состоит в том, что компрессор 6ГВ-18/6-17 имеет маслонасос, установленный на линии подачи масла к разгрузочным устройствам и узлам смазки. Он позволяет увеличить давление масла в камерах разгрузочных устройств для компенсации повышенных нагрузок, действующих на подшипники в дожимающем компрессоре.

Газ через задвижку 1 поступает в компрессор 2. В процессе сжатия в рабочую полость подается по специальным сверлениям масло для охлаждения газа и уменьшения внутренних перетечек. Из компрессора газомасляная смесь через обратный клапан 5 и задвижку 6 поступает в сепаратор 7. Как и в компрессорных установках 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 сепаратор не входит в комплект поставки, а подбирается проектантом станции один на группу компрессоров или на всю станцию. В сепараторе, установленном на расстоянии не более 20 м от компрессора, происходит разделение газомасляной смеси. Газ проходит через газоохладитель 8, где охлаждается до температуры 70 °С и ниже, и подается потребителю.

Масло поступает в блок охлаждения масла 13, проходит фильтр грубой очистки 12, отсечной клапан 15 и подается на впрыск в компрессор. Часть его затем засасывается маслонасосом 11 и через фильтры тонкой очистки 10 и отсечной кла-

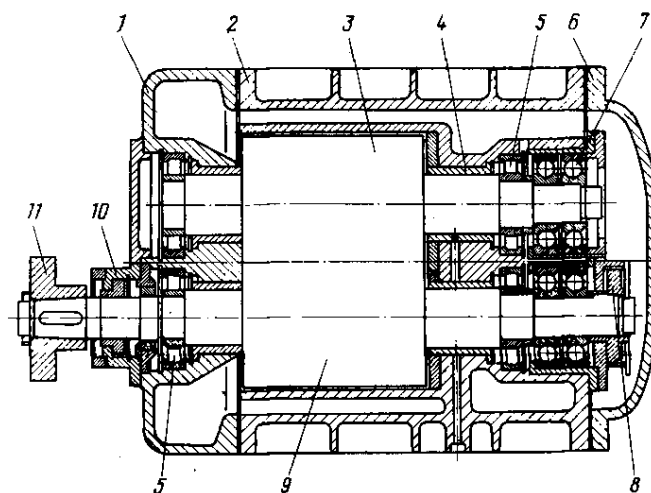


Рис. 12.11. Компрессор 6ГВ-18/6-17

пан 9 направляется на смазку подшипников компрессора, в разгрузочные устройства и концевое уплотнение. Отсечные клапаны не позволяют маслу проникнуть в компрессор, когда он не работает, а масляная система находится под давлением.

Для облегчения запуска компрессора при отрицательных температурах окружающего воздуха, когда масло в блоке охлаждения загустевает предусмотрен перепускной клапан 14. Он открывается при перепаде давления в блоке выше 0,25 МПа и перепускает масло мимо холодильников. С повышением температуры масла перепад давления снижается и перепускной клапан закрывается.

На нагнетательном патрубке установлены предохранительный клапан 3 и компенсатор 4. Роль последнего заключается в том, чтобы не допускать передачи усилий, возникающих от температурных деформаций нагнетательного трубопровода, на компрессор.

В отличие от компрессоров 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 корпус компрессора 6ГВ-18/6-17 (рис. 12.11) состоит из двух частей: камеры всасывания 1 и блока цилиндров, совмещенного с камерой нагнетания 2. Вертикальный разъем между обеими частями корпуса герметизирован с помощью фасонной паронитовой прокладки. Аналогичная прокладка установлена также между блоком цилиндров с камерой нагнетания и крышкой корпуса 6. Взаимное положение деталей корпуса друг относительно друга фиксируется штифтами. Винтовые части ведущего 9 и ведомого 3 роторов размещены в расточках блока

цилиндров. Конструкция роторов аналогична конструкции роторов компрессоров 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7. Ведущий ротор на винтовой части имеет четыре зуба выпуклого профиля, ведомый — шесть зубьев вогнутого профиля. Профили ведущего и ведомого роторов сопряжены друг с другом и нарезаны с высокой точностью. Отклонение от номинального положения профиля составляет 0,03 мм.

В верхней части камеры всасывания расположен патрубок всасывания, через который газ подается в компрессор. Патрубок нагнетания, через который газ отводится от компрессора, расположен в нижней части блока цилиндров.

На блоке цилиндров выполнены опорные лапы для установки компрессора на раме. В камерах корпуса компрессора имеются расточки для установки подшипников качения, а также деталей уплотнения.

Радиальные нагрузки воспринимаются роликовыми подшипниками 5, расположенными на сторонах всасывания и нагнетания компрессора. Осевые нагрузки воспринимаются радиально-упорными шариковыми подшипниками 7, установленными на стороне нагнетания. На каждом роторе имеется по два подшипника.

На ведущем роторе подшипники устанавливают в одну сторону, и при правильной регулировке каждый из них несет половину нагрузки от осевых сил. Регулировка осуществляется в корпусе подшипников путем устранения осевого люфта за счет подбора и подшлифовки колец между наружными и внутренними обоймами подшипников.

На ведомом роторе подшипники устанавливают в разные стороны. Один из подшипников воспринимает рабочую нагрузку, направленную в сторону всасывания. Геометрия роторов такова, что осевая нагрузка, действующая на подшипники этого ротора, значительно меньше, чем нагрузка на подшипники ведущего ротора. Другой подшипник фиксирует ротор в осевом направлении, так как в момент запуска компрессора возникают силы, отбрасывающие ротор к торцу нагнетания.

Смазка подшипников проводится под давлением общей маслосистемы. Отработанное масло сливается в корпус и по специальному каналу, выполненному в литье корпуса, поступает на всасывание компрессора.

Как и в компрессорах 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7, на консоли ведущего ротора установлен разгрузочный поршень 8, позволяющий уменьшить осевые нагрузки, действующие на шариковые подшипники, и увеличить тем самым их срок службы. Конструкция разгрузочного устройства и принцип действия аналогичны таким же как и в вышеупомянутых машинах.

Между полостями сжатия и подшипниковыми камерами установлены четыре уплотнительные втулки 4. В среднюю

часть втулок под давлением подается масло, препятствующее утечкам сжимаемого газа в подшипниковые камеры. На уплотнительных втулках ведомого ротора в определенных местах выполнены проточки, закрытые с торцов. Масло, подаваемое в проточки под давлением, оказывает воздействие на ротор, разгружая роликовые подшипники от радиальных сил.

На выходном конце ведущего ротора установлено торцевое уплотнение 10. Конструкция уплотнения подобна уплотнению компрессоров 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7. Она состоит из тех же деталей и отличается только их размерами. Допускаемая утечка масла из компрессора через уплотнение составляет 30 г/ч. Просочившееся масло отбрасывается маслосгонным кольцом и отводится через специальный штуцер наружу.

Полумуфта 11 на ведущем роторе служит для передачи вращения от электродвигателя непосредственно к компрессору. Электродвигатель также устанавливается на раме. Взаимное положение электродвигателя и компрессора фиксируется штифтами.

Все масло, поступающее как на впрыск, так и на всасывание компрессора, проходит через фильтр грубой очистки, обеспечивающий тонкость фильтрации 160 мкм. В качестве фильтрующего элемента применяют перфорированную стальную трубу с навитой стальной сеткой. Пропускная способность фильтра составляет 250 л/мин.

В корпусе фильтра две полости — неочищенного и отфильтрованного масла. Полость неочищенного масла имеет сливное отверстие для удаления грязи.

Фильтр тонкой очистки представляет собой стальной корпус, в котором размещены два стандартных бумажных элемента «Реготмас» 460-1-05. Тонкость фильтрации 30 мкм, пропускная способность 54 л/мин. Максимально допустимый перепад на масло фильтре 0,25 МПа.

В состав агрегата входят два параллельно установленных фильтра тонкой очистки, работающих одновременно. Для циркуляции масла предусмотрена установка маслонасоса, включающая насос, электродвигатель и упругую муфту. Установка собирается на специальном корпусе и крепится к компрессору в вертикальном положении.

Маслонасос шестеренчатого типа имеет корпус, в котором на подшипниках скольжения вращаются два зубчатых ротора. На выходном валу насоса расположено торцевое уплотнение. Подача насоса составляет 190 л/мин.

Отсечной клапан, обеспечивающий запуск компрессора, перекрывает подачу масла в компрессор в момент его остановки. Открытие его происходит после запуска компрессора при повышении давления в патрубке нагнетания до 1 МПа.

Блок охлаждения состоит из двух параллельно соединенных маслоохладителей, вентиляторов и электродвигателей вентиляторов, установленных на общей раме. В его состав включены также перепускной клапан и вентиль, предназначенные для перепуска масла, минуя маслоохладитель в холодное время года.

Маслоохладитель представляет собой аппарат воздушного охлаждения вертикального типа. Масло движется по оребренным медным трубкам и обдувается воздухом.

Система автоматики компрессора 6ГВ-18/6-17 позволяет контролировать основные параметры, осуществлять запуск и остановку компрессора, электродвигателей маслонасоса и блока охлаждения.

Тип системы — электрический. Питание электрических цепей управления, сигнализации и контроля осуществляется постоянным током напряжением 24 В от сети 380/220 В через трансформатор и выпрямитель.

Система автоматики обеспечивает:

пуск электродвигателя компрессора только при работающем маслонасосе;

пуск электродвигателей вентиляторов охлаждения масла только при работающем компрессоре;

автоматическое включение и выключение вентиляторов при температуре нагнетания газа компрессора 35 °С (выключение), 60 °С (включение).

### ПЕРЕДВИЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

В процессе освоения скважины в основном используют компрессорный способ, заключающийся в нагнетании сжатого воздуха в межтрубное пространство (редко в насосно-компрессорные трубы) для вытеснения жидкости через насосно-компрессорные трубы и аэрации столба жидкости с целью уменьшения ее плотности и снижения гидростатического давления ее на забой. В таких случаях применяют передвижные компрессорные установки поршневого типа с дизельным приводом.

Компрессорная станция СД-9/101М1 предназначена для подачи сжатого воздуха в нефтяные скважины при их освоении, а также для проведения других процессов, когда периодически необходим сжатый воздух. Оборудование станции (рис. 12.12) смонтировано на общей раме, которая крепится к шасси автомобиля КраЗ-257Б1. Для сжатия воздуха применен поршневой, оппозитный, двухрядный, четырехцилиндровый, четырехступенчатый компрессор 2ВМ-4-9/101, выпускаемый в сборе с редуктором. Привод осуществляется от дизели 2Д12Б через редуктор, карданный вал и муфту сцепления.

Станция укомплектована сборным трубопроводом для подключения ее к скважине.

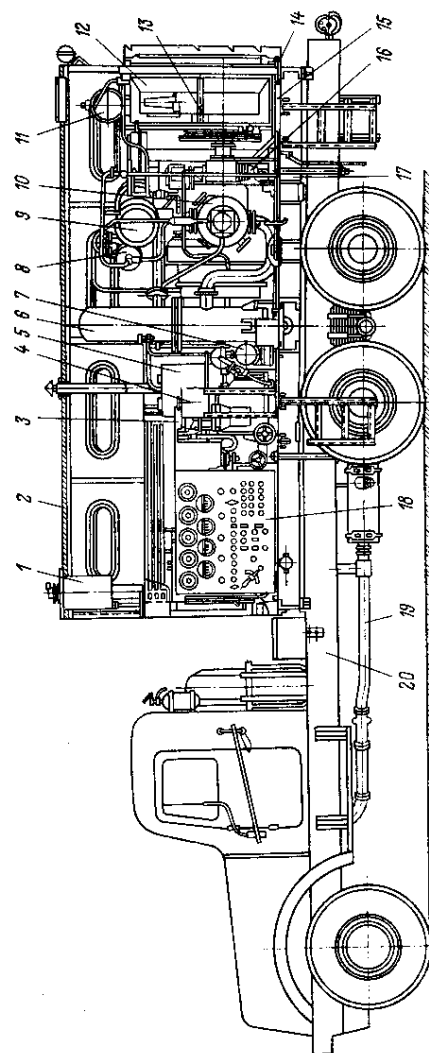


Рис. 12.12. Компрессорная станция СД-9/101М:

1 — глушитель; 2 — клапан; 3 — воздухоочиститель; 4 и 5 — топливный бак соответственно ГЖД-500 и дизеля; 6, 8, 9 — холодильный блок соответственно II, III и I ступеней; 7 — подогреватель; 10 — цилиндр II и IV ступеней; 11 — бак расширительный; 12 — блок охлаждения; 13 — клиноремная передача; 14 — водопровод; 15 — система смазки; 16 — компрессор; 17 — рама; 18 — щит управления; 19 — система подогрева; 20 — шасси автомобиля

В процессе сжатия атмосферный воздух через фильтр попадает во всасывающую линию компрессора, где последовательно сжимается в его четырех ступенях, и по нагнетательному трубопроводу через обратный клапан подается потребителю. После сжатия в каждой ступени воздух охлаждается в холодильниках, выполняющих одновременно функции влаго- и маслоотделителей. Для ограничения давлений воздуха по ступеням после каждого холодильника установлены предохранительные клапаны. Автоматика станции обеспечивает контроль за ее работой, аварийную защиту, сигнализацию и освещение пульта управления и подкапотного пространства.

Компрессор относится к типу поршневых крещкопфных машин с оппозитным расположением цилиндра. Он состоит из базы и двух горизонтально, противоположно расположенных рядов цилиндров по два в каждом из них: соответственно I и III, II и IV ступеней сжатия. На цилиндрах установлен промежуточный холодильник для охлаждения воздуха после I ступени.

База компрессора объединяет раму, узлы шатунно-кривошипного механизма, систему смазки механизма движения и редуктора с полумуфтой. Для понижения частоты вращения двигателя и передачи вращающего момента на коленчатый вал установлен редуктор.

В компрессорной станции предусмотрен подогрев масла дизеля во время ее эксплуатации при температуре ниже 5 °С подогревателем ПЖД-600 и выхлопными газами от двигателя автомобиля, а также двухступенчатыми воздухоочистителями инерционного типа и др.

Наряду с пуском дизеля стартером от аккумуляторных батарей предусмотрен воздушный пуск. Давление в баллоне контролируется манометром на пульте управления. Пуск дизеля обеспечивается при минимальном давлении пускового воздуха 4 МПа. Одной заправки баллона до 10 МПа достаточно для пяти-шести запусков.

Циркуляционная система смазки от шестеренного насоса блока смазки предназначена для смазки механизма движения и редуктора. Система смазки от лубрикатора — насоса высокого давления для подачи масла в цилиндры и сальники.

Блок охлаждения включает два вентилятора толкающего типа с приводом от вала компрессора через клиноременную передачу, расширительный бак, радиатор и трубопроводную обвязку.

Техническая характеристика станции приведена ниже.

Компрессор . . . . .	2ВМ4-9/101
Мощность, потребляемая станцией, кВт . . . . .	150
Частота вращения вала компрессора, мин <sup>-1</sup> . . . . .	750
Привод компрессора . . . . .	Дизель 2Д12Б

Частота вращения вала дизеля при номинальной подаче, мин <sup>-1</sup> . . . . .	1356
Подача компрессора, м <sup>3</sup> /мин . . . . .	9
Давление нагнетания, МПа . . . . .	9,91
Относительная влажность сжимаемого воздуха при температуре 25 °С, %, не более . . . . .	98
Максимальная запыленность воздуха, мг/м <sup>3</sup> . . . . .	50
Охлаждение компрессора и сжатого воздуха . . . . .	Водяное (антифриз)
Температура воздуха, °С:	
номинальная . . . . .	20
максимальная . . . . .	45
минимальная . . . . .	50
Заправочная вместимость, л:	
топлива . . . . .	240
масла дизеля . . . . .	120
воды (антифриза) . . . . .	150
Габаритные размеры станции, включая автомобиль, мм:	
длина . . . . .	9610
ширина . . . . .	3000
высота . . . . .	3315
Масса станции без автомобиля, кг . . . . .	11 600
Общая масса с заправкой, кг . . . . .	21 500

## Глава 13 НАСОСЫ

В различных технологических процессах нефтяной и газовой промышленности — добыче, сборе, подготовке и транспорте продукции нефтяных скважин, магистральном транспорте нефти, процессах повышения нефтеотдачи пластов, поддержании пластового давления и водоснабжении, а также в различных технологических установках газоперерабатывающих заводов и компрессорных станциях применяется разнообразное насосное оборудование, различающееся по принципу действия, конструктивному исполнению, приводу и характеристикам перекачиваемой жидкости.

### НЕФТЯНЫЕ НАСОСЫ

Нефтяные центробежные насосы, рассчитанные на работу в условиях возможного образования взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, применяют в промысловых системах сбора, подготовке и транспорте нефти, технологических установках нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств для перекачивания нефти, сжиженных углеводородных газов, нефтепродуктов и других жидкостей, сходных с указанными по физическим свойствам (плотности, вязкости и др.) и коррози-

Таблица 13.1

Сталь	Температура перекачиваемой среды в (°С) для насосов типов			
	К	С	СД	ВМ
Углеродистая С	От -30 до +400	От -30 до +200	От -30 до +400	От -50 до +300
Малоникелевая М	От -70 до -30	—	—	—
Хромистая Х	От 0 до +400	От 0 до +200	От 0 до +400	От 0 до +300
Никельсодержащая Н	От -80 до +400	От -80 до +200	—	—

онному воздействию на материал деталей насосов. Максимальное содержание твердых взвешенных частиц в перекачиваемой жидкости не должно превышать 0,2 % (по массе). Размеры частиц должны составлять не более 0,2 мм.

Изготавливают насосы следующих типов: К — консольные горизонтальные одно- и двухступенчатые; С — горизонтальные секционные межопорные с осевым разъемом корпуса; СД — горизонтальные секционные межопорные двухкорпусные; ВМ — вертикальные, встраиваемые в трубопровод.

В зависимости от температуры перекачиваемой среды для изготовления деталей проточной части насоса используют различные стали (табл. 13.1).

Условное давление корпуса  $p_y$  — один из параметров, определяющий соответствие насоса конкретным условиям эксплуатации (табл. 13.2). При этом давление на входе в насос не должно превышать: для насосов типов К, С, СД — 2,5 МПа и для насосов типа ВМ — 1 МПа.

Насосы типа К, предназначенные для работы в системах промышленного сбора, подготовке и транспорте нефти, выпускаются в специальном исполнении с охлаждением узлов и деталей перекачиваемой жидкостью.

Основные технические характеристики насосов типа К для перекачиваемой среды плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,01 \text{ см}^2/\text{с}$  приведены в табл. 13.3.

Одноступенчатые консольные насосы с подачей до  $250 \text{ м}^3/\text{ч}$  имеют рабочее колесо одностороннего входа, насосы с подачей свыше  $250 \text{ м}^3/\text{ч}$  — рабочее колесо двухстороннего входа.

Корпус насоса отливается заодно с опорными лапами, входным и выходными патрубками и устанавливается на стойках фундаментной плиты. Опорные поверхности лап расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось вала насоса. Корпус насоса может быть изготовлен со спиральным отводом (рис. 13.1) или рассчитан на установку направляющего аппарата

Таблица 13.2

Насос	Напор, м	Условное давление корпуса $p_y$ , МПа, для насосов из стали			
		С	Х	М	Н
Горизонтальный консольный (К)	50	—	4	4	—
	80	—	—	—	—
	125 200	—	—	—	—
	240	—	5	5	—
	320	—	—	—	—
	370	—	6,4	6,4	—
	500	—	8	8	—
Горизонтальный секционный межопорный с осевым разъемом корпуса (С)	500	6,4	—	—	6,4
	750	10	—	—	10
Горизонтальный, секционный межопорный двухкорпусной (СД)	500	8	—	—	—
	750	10	—	—	—

рата (рис. 13.2). Направляющий аппарат одноступенчатых насосов к корпусу насоса крепится с помощью прижимных дисков винтами и фиксируется посредством штифтов. Направляющие аппараты в двухступенчатых насосах крепятся к торцу крышки насоса шпильками и гайками.

Крышка насоса присоединяется к корпусу со стороны привода, стык между фланцами крышки и корпуса герметизируется спирально навитой прокладкой.

Вал насоса устанавливают на двух опорах — шариковых подшипниках, смонтированных в подшипниковом кронштейне, который опорной лапой присоединен к фундаментной плите, а фланцем — к крышке корпуса.

Подшипниковая опора со стороны привода состоит из двух радиально-упорных подшипников, воспринимающих осевое и радиальные усилия. Между этими подшипниками устанавливаются комплектовочные шайбы, создающие предварительный натяг в подшипниках. Внутренние кольца подшипников от осевого перемещения закрепляются с помощью шайбы и гайки, которые одновременно крепят полумуфты зубчатой муфты и распорную втулку. Другая подшипниковая опора вала — два радиальных шариковых подшипника, предусмотрена для восприятия радиальных усилий.

Насосы с приводом монтируются на общей фундаментной плите, соединение валов осуществляется с помощью зубчатой

Таблица 13.3

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %, не менее	Кавитационный запас, м (+0,5 м)	Мощность электропривода, кВт	Число ступеней
НК35/50	35	50	55	2,8	4—13	1
НК35/80	35	80	52	2,8	5,5—22	1
НК35/125	35	125	50	2,8	7,5—40	1
НК35/240	35	240	47	2,8	13—75	2
НК65/50	65	50	63	3,1	5,5—47	1
НК65/80	65	80	60	3,1	7,5—30	1
НК65/125	65	125	58	3,1	10—55	1
НК65/240	65	240	55	3,1	17—110	2
НК120/50	120	50	72	4	7,5—30	1
НК120/80	120	80	70	4	10—55	1
НК120/125	120	125	68	4	17—75	1
НК120/200	120	200	66	4	22—110	2
НК120/370	120	370	65	4	40—200	2
НК120/500	120	500	62	4	90—500	3
НК210/50	210	50	75	5	10—55	1
НК210/80	210	80	74	5	13—75	1
НК210/125	210	125	73	5	22—110	1
НК210/200	210	200	72	5	40—200	1
НК210/370	210	370	72	5	75—400	2
НК210/500	210	500	65	5	132—800	2
НК360/50	360	50	76	4,8	13—90	3
НК360/80	360	80	75	4,8	22—132	1
НК360/125	360	125	75	4,8	40—250	1
НК360/200	360	200	72	4,8	75—400	2
НК360/320	360	320	72	4,8	110—500	2
НК360/500	360	500	68	4,8	160—800	4
НК600/50	600	50	80	5,8	30—132	1
НК600/80	600	80	80	5,8	40—200	1
НК600/125	600	125	80	5,8	55—315	1
НК600/200	600	200	75	5,8	90—500	2
НК600/320	600	320	75	5,8	160—800	2
НК600/500	600	500	70	5,8	250—1250	3
НК1000/125	1000	125	80	6	110—500	1
НК1000/200	1000	200	80	6	160—800	2
НК1000/320	1000	320	78	6	250—1250	2
НК1000/50	1000	50	82	5	40—200	1
НК1000/80	1000	80	82	5	75—315	1
НК1600/50	1000	50	84	6	75—315	1
НК1600/80	1000	80	84	6	110—500	1

Примечание. Частота вращения вала насосов типов НК35/50—НК1000/320 составляет 2950 мин<sup>-1</sup>, насосов типов НК1000/50—НК1600/80—1475 мин<sup>-1</sup>.

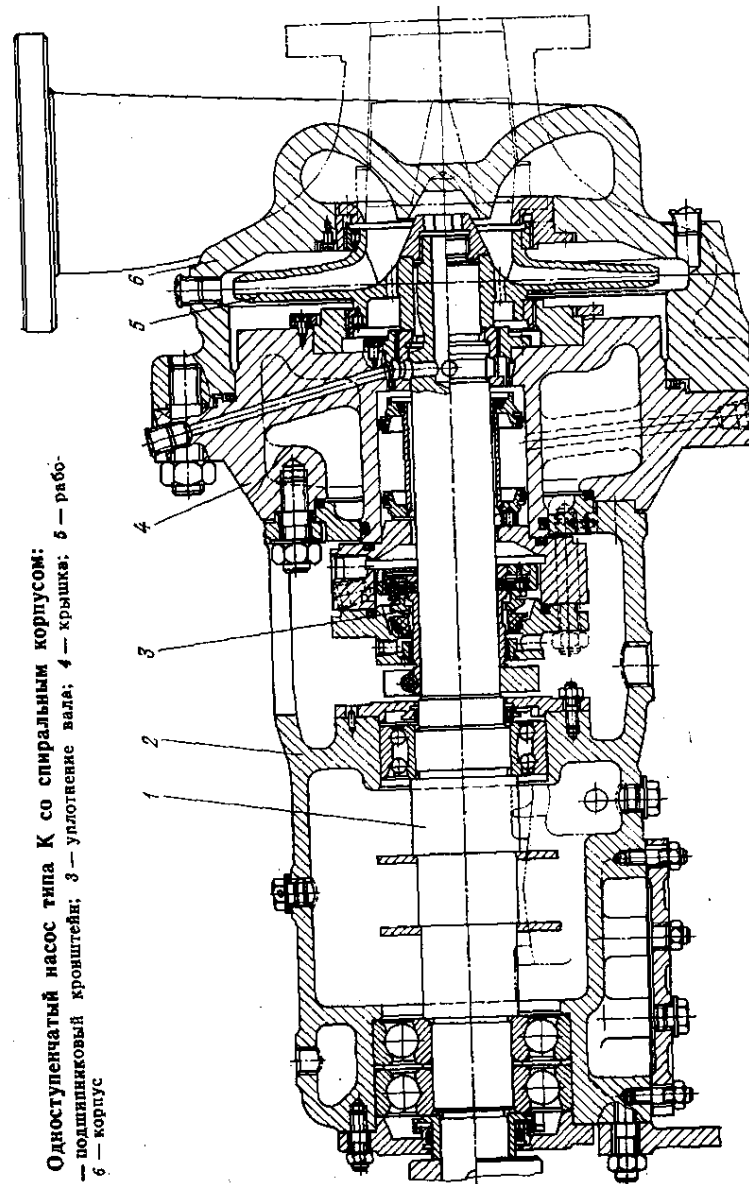


Рис. 13.1. Одноступенчатый насос типа К со спиральным корпусом:  
1 — вал; 2 — подшипниковый кронштейн; 3 — подшипниковый кронштейн; 4 — крышка; 5 — рабочее колесо; 6 — корпус



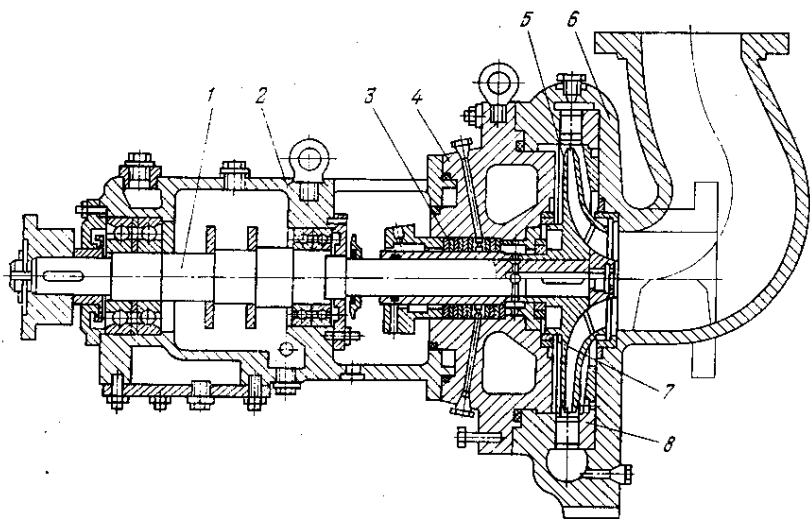


Рис. 13.2. Одноступенчатый насос типа К с направляющим аппаратом:  
1 — вал; 2 — подшипниковый кронштейн; 3 — уплотнение вала; 4 — крышка; 5 — рабочее колесо; 6 — корпус; 7 — направляющий аппарат; 8 — уплотняющие кольца

муфты с промежуточным валом. При этом длина промежуточного вала позволяет разбирать насос без демонтажа его корпуса, электродвигателя, входного и выходного трубопроводов. Зубчатая муфта имеет ограждение, которое крепится к фундаментной раме болтами.

Насосы типа К изготавливают с направляющим аппаратом или со спиральным отводом.

Конструктивно одноступенчатый насос, имеющий рабочее колесо одностороннего входа жидкости с направляющим аппаратом (см. рис. 13.2), состоит из вала, подшипникового кронштейна, уплотнения вала, крышки, рабочего колеса, корпуса, направляющего аппарата с уплотняющими кольцами плавающего типа.

Снижение давления в камере перед уплотнением вала осуществляется разгрузочным устройством, соединяющим область высокого давления за колесом с полостью всасывания.

Насосы типа С и СД — секционные межопорные насосы, подразделяются на насосы типа НС — нефтяные секционные, и НСД — нефтяные секционные двухкорпусные (рис. 13.3).

Основные технические характеристики насосов этого типа для перекачиваемой среды плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,01 \text{ см}^3/\text{с}$  приведены в табл. 13.4.

В горизонтальных секционных межопорных нефтяных насосах типа С (с осевым разъемом корпуса) и типа НС (двухкор-

пусные с торцовым разъемом корпуса) используют рабочие колеса одностороннего входа. Их устанавливают на валу между двумя выносными опорами.

В качестве опор вала используются два радиальных шарикоподшипника, воспринимающих радиальные нагрузки, и два радиально-упорных шарикоподшипника, воспринимающих осевые усилия и радиальные нагрузки.

Смазка подшипников — жидкостная. Уплотнения вала — сальниковые (с подводом или без подвода затворной жидкости) и торцовые одинарные или двойные.

Насос и электродвигатель, соединенные с помощью зубчатой муфты с промежуточным валом, монтируют на общей фундаментной плите.

Насос состоит (см. рис. 13.3) из верхней половины корпуса 7 и нижней половины 10, входной камеры I ступени 4, входной камеры V ступени 8, секции 5, уплотнения вала 3, вала 2 и рабочего колеса 6. Первая опора 1, расположенная у соединительной муфты, имеет два радиально-упорных шарикоподшипника, вторая опора 9 — два радиальных шарикоподшипника.

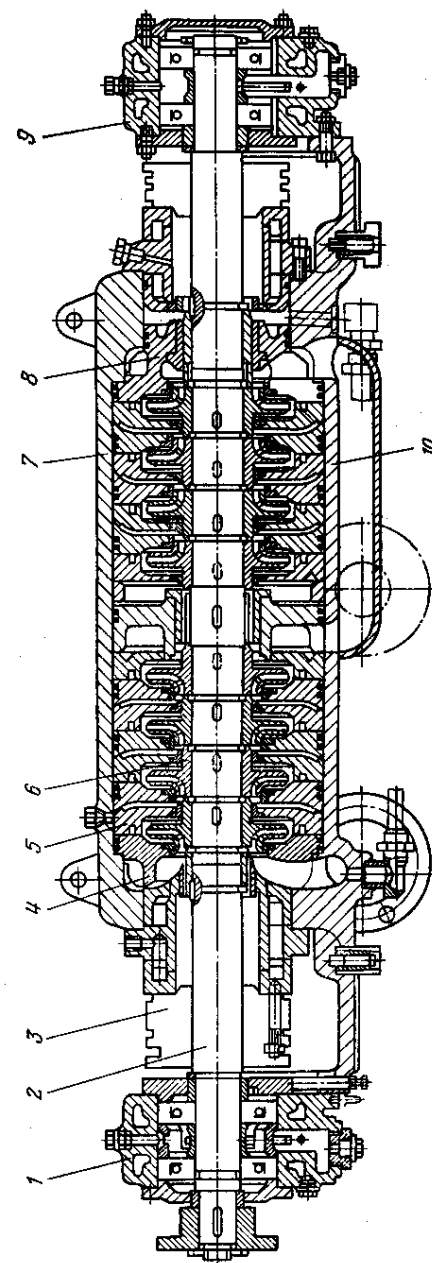


Рис. 13.3. Секционный межопорный насос

Таблица 13.4

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %, не менее	Кавитационный запас, м (+0,5 м)	Число ступеней	Мощность электро-двигателя привода, кВт
НС35/500	35	500	54	3,2	8	22—132
НСД35/500	35	500	54	3,2	8	22—132
НС65/500	65	500	58	3,1	8	30—200
НСД65/500	65	500	58	3,1	8	30—200
НС65/750	65	750	55	4,2	8	40—315
НСД65/750	65	750	55	4,2	8	40—315
НС120/750	120	750	65	4,5	8	90—500
НСД120/750	120	750	65	4,5	8	90—500
НС210/700	210	700	72	5,5	8	132—800
НСД210/700	210	700	72	5,5	8	132—800
НС360/750	360	750	72	5,2	8	250—1250
НСД360/750	360	750	72	5,2	8	250—1250

Примечание. Частота вращения вала насосов составляет 2950 мин<sup>-1</sup>.

В табл. 13.5 указаны габаритные размеры и масса насосов типов НС и НСД.

Насосы типа Н, предназначенные для работы при температуре жидкой среды 3—200 °С, изготавливают двух- и четырехступенчатыми.

Основные детали четырехступенчатого насоса типа Н с осевым разъемом (рис. 13.4) — опоры 1 вала (радиальные подшипники) и 9 (радиально-упорные подшипники), вал 2, верхняя половина корпуса 3, нижняя 7, уплотнения 4 вала — торцовые (одинарные и двойные) или сальниковые (с подводом или без подвода затворной жидкости), сменные защитные втулки 5 вала, рабочие колеса 6 одностроннего входа жидкости и переводная труба 8.

Снижение давления на уплотнение вала обеспечивается разгрузочным устройством (лабиринтной втулкой и отводящей трубкой), устанавливаемым в насосе в области повышенного давления.

Таблица 13.5

Насос	Габаритные размеры фундаментной плиты, мм			Диаметр патрубка, мм		Масса, кг	
	длина	ширина	высота	входного	выходного	насоса	агрегата без привода
НС35/500	3345	1390	1735	100	80	1260	1985
НС65/500	3345	1390	1735	100	80	1260	1985
НС65/750	3950	1500	1950	150	125	2129	3288
НС120/750	3950	1500	1950	150	125	2129	3288
НСД210/700	3565	1220	1290	150	125	2650	4730

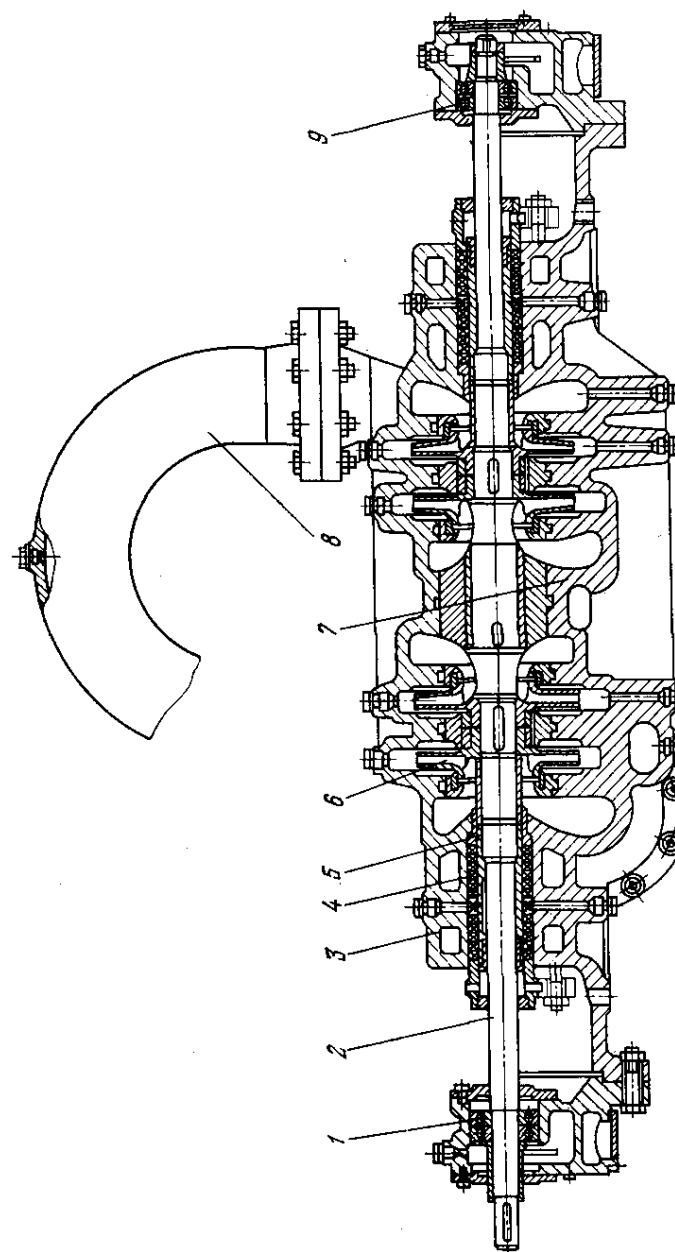


Рис. 13.4. Четырехступенчатый насос типа Н

Таблица 13.6

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Высота всасывания, м	К. п. д., %	Число ступеней	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Электро-двигатель		Масса, кг	
								Мощность, кВт	Напряжение, В	насоса	насосного агрегата (наибольшая)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4Н-5×2	55	106	3,5	62	2	220	2960	7,5—55	380	350	1170
	51,5	94				208					
	47	80				194					
4Н-5×4	36	220	3,5	53	4	220	2960	4—75	380, 610	1155	1830
	40	180				208					
	35	155				194					
	36	125				180					
5Н-5×2	90	190	3,5	63	2	275	2960	40—132	380	920	2060
	88	156				250					
	80	132				230					
	7	113				210					
5Н-5×4	90	338	3,5	60	4	265	2960	125—200	380	1840	3858
	85	300				250					
	80	258				230					
	75	210				220					
6Н-7×2	140	180	3,5	70	2	290	2960	55—125	380	1434	2206
	128	147				165					
	116	119				240					
6Н-10×1	170	270	3,5	73	4	259	2960	22—250	380, 660	2424	3223
	162	246				245					
	155	225				235					
	148	206				225					
	141	187				215					

Входной и выходной патрубки, отлитые вместе с нижней половиной корпуса насоса, расположены горизонтально в плоскости, перпендикулярной к оси насоса.

Валы насоса и электродвигателя соединены посредством зубчатой или втулочно-пальцевой муфты.

Насосный агрегат монтируется на общей фундаментной плите, включая вспомогательные трубопроводы в пределах насосного агрегата (в том числе запорно-регулирующая арматура и КИП и А).

Основные технические характеристики насосов типа Н представлены в табл. 13.6.

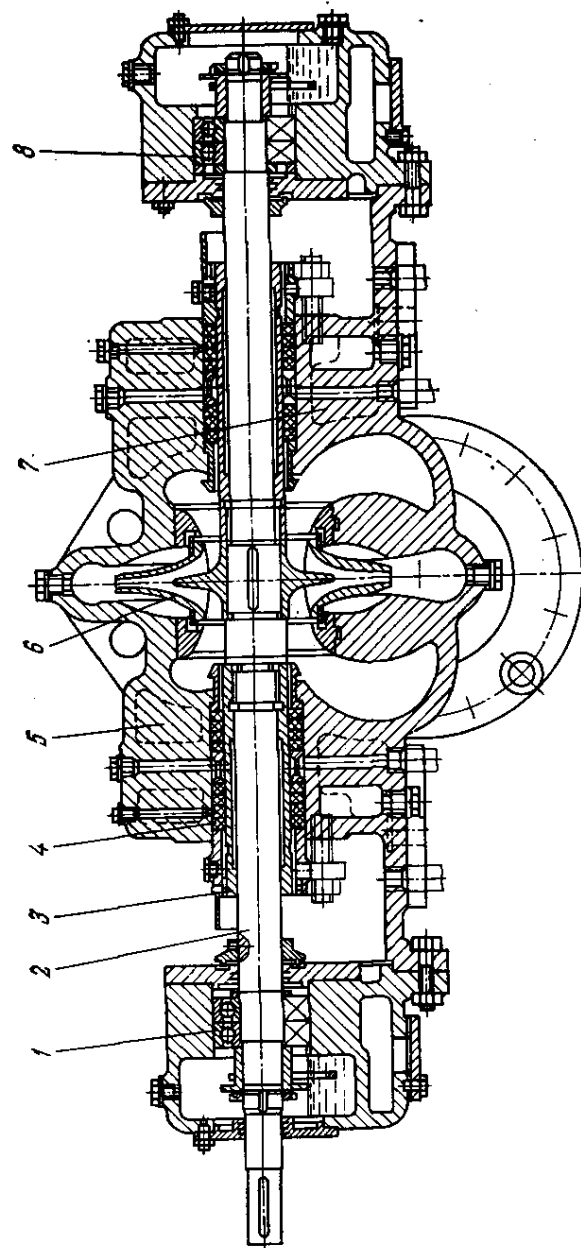


Рис. 13.5. Насос типа НД

Таблица 13.7

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Высота всасывания, м	К. п. д., %	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Электро-двигатель		Масса, кг	
							Мощность, кВт	Напряжение, В	насоса	насосного агрегата
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8НД-6×1	200	100	6,3	66	280	2950	55—	380,	330	1680
	190	90	6,0	65	265		100	660		
	175	75	5,7	245						
	160	65	5,5	58	225					
8НД-9×2	240	132	5	74	235	2950	75—	380,	878	2935
	230	120		70	225		160	660		
	220	110		69,5	215					
	210	94		67	200					
	200	84		66	190					
8НД-ВНМ	600—400	35—42	3,8—6,5	79—78	525	960	110	—	735	2150
	500—400	33—36	5,5—6,5	80—79	500	960	250	—	735	3438
	500—400	28—32	5,5—6,5	80—79	470	960	160	380,	750	—
								660		
	720—540	89—94	1,4—4	—	525	1450	75	380,	750	—
								660		
	720—540	76—84	1,4—4	—	500	1450	55	—	750	—
	720—540	67—74	1,4—4	—	470	1450	75	—	750	—
10НД-6×1	450	58	5,4	80,5	435	2950	40—	380,	765	2325
	435	54	5,5	—	420		132	660		
	410	49	5,8	—	400					
	390	44,5	6,0	—	380					
	370	39,5	6,2	—	360					
	360	37	6,25	—	348					
12НДС-НМ	1000—650	24—30	5—6	88	460	960	55—	—	1150	3858
	900—600	22—27	6	83	430	960	250			
	900—720	18—21	6	83	400	960				
	1260—900	64—70	3,6—5	88	460	1450				
	1260—900	44—51	3,6—5	89	400	1450				
	1260—900	54—60	3,6—5	88	430	1450				
14НД-СН	1260—900	37—42	5	87—85	540	960	110—	—	1554	4742
	1260—900	32—37	5	85—85	500	960	160			
	1080—800	32—33	5	88—64	480	960				

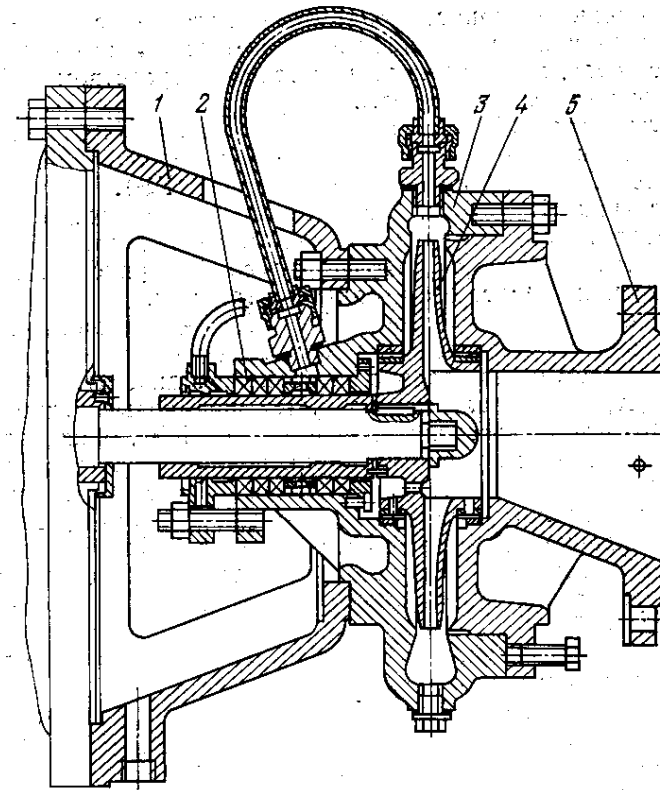


Рис. 13.6. Насос типа НКЭ

Межопорные насосы типа НД с рабочими колесами двухстороннего входа предназначены для перекачивания жидкостей с температурой 3—200 °С.

К группе насосов этого типа относятся также насосы типов НДВНМ, НДС-НМ, НДСН (табл. 13.7).

Насосы типа НД с осевым разъемом корпуса (рис. 13.5) состоят из опор вала 1 (радиальные шарикоподшипники) и 8 (радиально-упорные шарикоподшипники); вала 2, сменных защитных втулок 3, уплотнений 4 вала — сальниковых (с подводом или без отвода затворной жидкости) или торцовых (одинарных и двойных), верхней 5 и нижней 7 половин корпуса и рабочего колеса 6.

Заодно с нижней половиной корпуса отливаются входной и выходной патрубки, расположенные горизонтально в плоскости, перпендикулярной к оси насоса.

Обе половины корпуса и рабочее колесо насоса изготавливаются из чугуна, вал и сменные защитные втулки — из стали. Насос соединяется электродвигателем посредством зубчатой или втулочно-пальцевой муфты.

Насосы типа НК и НКЭ — консольные одноступенчатые предназначены для перекачивания нефтепродуктов температурой 0—200 °С (типа НК) и 0—80 °С (типа НКЭ).

Насос типа НКЭ (рис. 13.6) состоит из взрывобезопасного электродвигателя с удлиненным валом, на котором смонтировано уплотнение 2 вала, рабочее колесо 4, корпус 3, переходник 1 и крышка насоса 5 с входным патрубком.

Уплотнения валов насосов НК и НКЭ — торцовые (одинарные и двойные; у насосов НКЭ только одинарные) и сальниковые (с подводом и без подвода затворной жидкости).

В качестве опор вала используются шариковые подшипники в корпусе электродвигателя (для насосов НКЭ), один радиальный и два радиально-упорных шарикоподшипника (для насосов НК). Для уменьшения осевого давления в насосах предусматривается разгрузочное устройство (отводящая трубка), отключаемое при давлении на входе в насос более 0,5 МПа.

Входной патрубок располагается вдоль оси насоса, выходной — ориентирован вертикально или может быть повернут на 90°, 180° или 270°.

Основные технические характеристики насосов типов НК и НКЭ приведены в табл. 13.8.

В насосах типов Н, НД, НК и НКЭ шифр означает: первая цифра — диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, буква Н — нефтяной, Д — двухстороннего входа жидкости в рабочее колесо, К — консольный, Э — электронасос, цифры после букв — первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, вторая — число ступеней насоса. Например, в условном обозначении 6НКЭ-6×1:6 — диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, Н — нефтяной, К — консольный, Э — электронасос, 6 — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, 1 — одноступенчатый.

Насос типа НК с приводом устанавливается на общей фундаментной плите, валы насоса и двигателя соединяются друг с другом с помощью втулочно-пальцевой муфты.

Габаритные размеры и масса насосов типа НК и НКЭ приведены в табл. 13.9.

Насосы типов НА и НВ. К этим насосам относятся вертикальные насосы, предназначенные для откачки из заглубленных резервуаров нефтепродуктов (насосы типа НА) и дренажных жидкостей (насосы типа НВ) температурой не более 80 °С с плотностью не выше 1100 кг/м<sup>3</sup>.

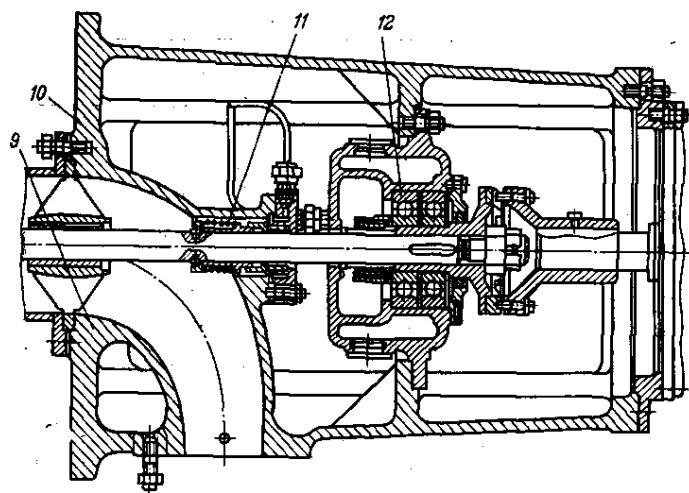
Насосы типа НА (рис. 13.7) состоят из насосной части, включающей приемный патрубок 1, рабочие колеса 2, направляю-

Таблица 13.8

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Подпор, м	К. п. д., %	Диаметр рабочего колеса, мм	Электродвигатель		Масса насосного агрегата, кг	
						Мощность, кВт	Напряжение, В	НК	НКЭ
4НК-5×1 (4НКЭ-5×1)	60	55	5	58	220	17	380	616	297
	50	52	7	58	208	17		616	297
	45	46	7	57	192	13—17		571	297
	45	38	7	57	180	17		571	297
5НК-5×1 (5НКЭ-5×1)	100	98	5	58	275	55	380	920	594
	90	80	5	58	250	40		880	554
	80	66	5	56	225	30		752	451
5НКЭ-5×1	95	45	5	64	210	22	380	—	400
	95	40	5	64	200	17		—	317
5НК-9×1	95	45	5	64	210	22	380	713	—
	95	40	7	64	200	17		626	—
	85	38	7	64	190	17		626	—
	85	32	7	64	180	13		594	—
	80	28	7	64	170	13		594	—
5НКЭ-9×1	85	38	5	64	190	17	380	—	317
	85	32	5	64	180	17		—	—
	80	28	5	64	170	18		—	—
6НК-6×1 (6НКЭ-6×1)	120	115	5—7	59	305	75	380	1163	804
	75	83	5—7	58	250	40		942	562
	110	98	5—7	59	280	55		951	602
6НК-9×1 (6НКЭ-9×1)	120	65	5—7	69	240	40	380	892	545
	105	66	5—7	68	235	40		892	545
	105	59	5—7	68	225	30		750	447
	95	55	5—7	68	215	30		750	447
	95	48	5—7	68	205	22		720	413
	90	45	5—7	68	195	22		720	413

Примечание. Частота вращения вала насосов составляет 2950 мин<sup>-1</sup>.

щие аппараты 3, вертикальный вал 4, напорную колонку 5, являющуюся напорным трубопроводом, опорной стойки 10. Напорная колонка соединяет насосную часть с опорной стойкой 10, на верхнем фланце которой установлен электродвигатель. В зависимости от глубины резервуара, из которого ведется откачка, изменяется число секций, составляющих напорную колонку; в стыках секций устанавливаются секционные кресто-



вины со втулками 6, выполняющими роль подшипников промежуточного вала 7. Промежуточный вал состоит из нескольких частей, соединяемых резьбовыми муфтами 8.

В опорной стойке размещены выходной патрубок насоса 9, узел уплотнения вала 11 и спаренный радиально-упорный подшипник 12. Соединение промежуточного вала с валом электродвигателя осуществляется с помощью втулочно-пальцевой муфты.

Конструктивно насос типа НВ (рис. 13.8) отличается от насоса типа НА тем, что над насосной частью установлена напорная камера 6, к боковому фланцу которой подсоединен отдель-

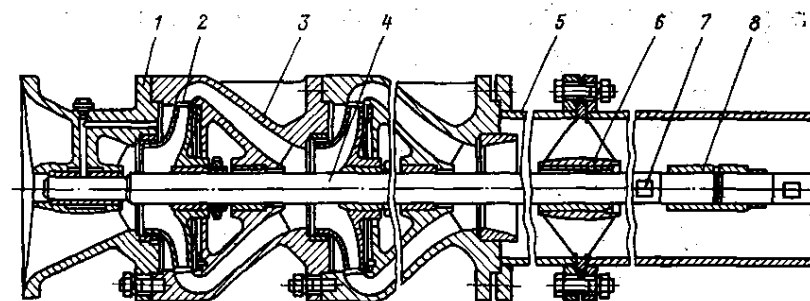


Рис. 13.7. Насос типа НА

ный напорный трубопровод для транспортирования откачиваемой жидкости.

Соответственно изменена конструкция опорной стойки, где отсутствует выходной патрубок.

Основные детали насоса типа НВ — насосная часть, напорная камера, промежуточный вал, поддерживающая колонка и опорная стойка.

Насосная часть состоит из приемного патрубка 1, вертикального вала 5, четырех рабочих колес 3 и четырех направляющих аппаратов 4.

Напорная камера 6 присоединяется к насосной части и поддерживающей колонке 8.

К фланцу патрубка напорной камеры присоединяется напорный трубопровод.

Промежуточный вал 10 насоса состоит из нескольких частей, соединяемых резьбовыми муфтами 9 с левой резьбой.

Поддерживающая колонка 8 состоит из нескольких трубных секций, число которых зависит от положения емкости, из которой должна откачиваться жидкость. В верхней секции расположена камера уплотнения вала. В середину камеры к уплотнению 12 подводится затворная жидкость. В каждом стыке трубных секций устанавливаются направляющие подшипники 11 промежуточного вала.

Охлаждение и смазка подшипника 2, расположенного в приемном патрубке, и подшипника 7 — в стыке напорной камеры и поддерживающей колонки, а также направляющих подшипников 11 промежуточного вала осуществляется чистой водой или перекачиваемой жидкостью, прошедшей через фильтр, давлением 0,12—0,15 МПа.

Поддерживающая колонка присоединяется к опорной стойке 13, на верхний фланец которой устанавливается фланцевый электродвигатель. В опорной стойке размещены два радиально-

Таблица 13.9

Насос	Диаметр патрубка, мм		Длина насоса, мм	Масса, кг
	выходного	входного		
4НК-5×1	60	100	938	259
4НКЭ-5×1	60	100	389	78
5НК-5×1	75	125	944	272
5НКЭ-5×1	75	125	427	109
5НК-9×1	75	125	1004	264
5НКЭ-9×1	75	125	390	93
6НК-6×1	100	150	1040	343
6НКЭ-6×1	100	150	444	114
6НК-9×1	100	150	980	272
6НКЭ-9×1	100	150	429	103

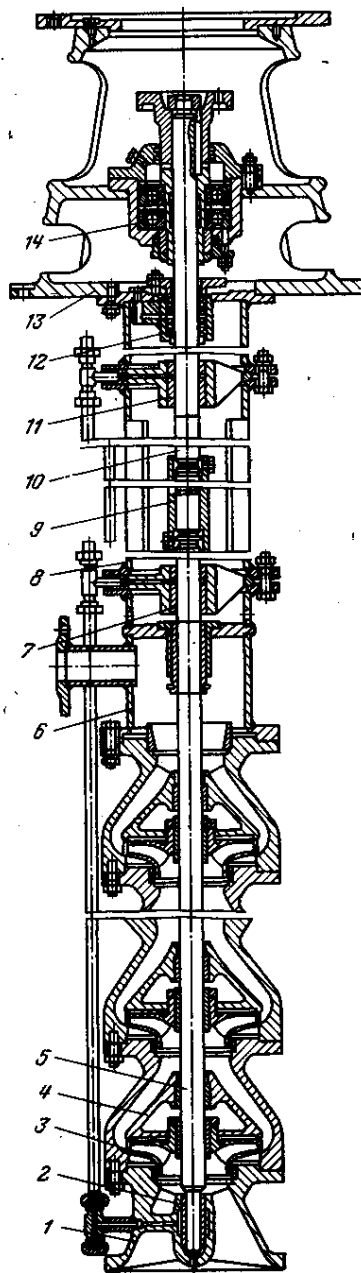


Рис. 13.8. Насос типа NB

упорных шарикоподшипника 14. Смазка шарикоподшипников — консистентная.

Валы насоса и электродвигателя соединены втулочно-пальцевой муфтой.

Основные технические характеристики вертикальных насосов приведены в табл. 13.10.

В зависимости от требуемой глубины спуска насоса в заглубленный резервуар насосы типа НА поставляют с числом секций напорной колонки от 1 до 7; насосы типа NB поставляют в зависимости от числа секций, оговариваемых в заказе в варианте исполнения насоса по длине.

Габаритные размеры и масса вертикальных насосов приведены в табл. 13.11.

Шифр насосов типов НА и NB означает: первые цифры (одна или две) — внутренний диаметр обсадной трубы (входного патрубка), уменьшенный в 25 раз; буквы Н — нефтяной, А — артезианский, В — вертикальный; цифры после букв — первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, вторая — число ступеней насоса.

Центробежные нефтяные насосы для магистральных трубопроводов, применяемые в системах магистральных трубопроводов, предназначены для перекачки нефти и нефтепродуктов с температурой от  $-5$  до  $80^{\circ}\text{C}$ , объемным содержанием механических примесей не более 0,05 % и размером частиц не более 0,2 мм, с кинематической вязкостью не более  $3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Эти насосы подразделяются на спиральные одноступенчатые

Таблица 13.10

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %	Число ступеней
12НА-9×4	80	43	71—72	4
12НА-22×6	150	54	72—74	6
2NB-9×4	40	46	48—49	4

Примечание. Частота вращения вала насосов составляет 1470 мин<sup>-1</sup>.

(с подачей 1250 м<sup>3</sup>/ч и более) и секционные многоступенчатые (с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/ч).

Предусмотрено изготовление следующих типов: НСУ — нефтяные для откачки утечек; НПВ — нефтяные подпорные вертикальные; НМ — нефтяные магистральные.

Основные параметры насосов для магистральных трубопроводов приведены в табл. 13.12.

Насосы с подачей 1800 м<sup>3</sup>/ч и более предназначены только для магистрального транспорта нефти.

С целью расширения области применения насосов типа НМ с подачей 1250 м<sup>3</sup>/ч и более допускается применение сменных роторов для работы при подачах 0,5; 0,7 или 1,25 от номи-

Таблица 13.11

Насос	Диаметр входного патрубка, мм	Длина насоса, мм		Масса насоса, кг	
		с напорной (поддерживающей) колонкой	с электродвигателем	с напорной колонкой	с электродвигателем
12НА-9×4	290	2260	3 555	628	850
		3510	4 805	729	950
		4760	6 055	784	1010
		6010	7 305	874	1100
		7260	8 555	917	1140
		8510	9 805	1032	1260
12НА-22×6	320	9760	11 055	1080	1310
		3 050	4 590	790	1210
		4 300	5 840	893	1330
		5 550	7 090	948	1370
		6 800	8 340	1038	1460
		8 050	9 590	1079	1500
2NB-9×4	350	9 300	10 840	1196	1620
		10 550	12 090	1241	1690
		2561	3586	—	670
		3352	4377	—	715
		3953	4978	—	750
		5725	6750	—	850

Таблица 13.12

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	К. п. д., %	Допу- скаемый кавити- ационный запас, м	Габаритные размеры насоса, мм			Масса насоса, кг, не более
					длина	ши- рина	вы- сота	
НОУ50-350	50	350	60	5	1500	1500	4120	4 400
НПВ1250-60	1250	60	76	2,2	2300	2370	6155	11 940
НПВ2500-80	2500	80	82	3,2	2300	2370	6155	11 870
НПВ3600-90	3600	90	84	4,8	2500	3100	6960	17 000
НПВ5000-120	5000	120	85	5	2500	3100	6960	16 700
НМ125-550	125	550	72	4	2230	1510	1230	1 950
НМ180-500	180	500	72	4	2230	1510	1230	1 950
НМ250-475	250	475	75	4	2190	1540	1315	3 150
НМ360-460	360	460	78	4,5	2190	1540	1315	3 190
НМ500-300	500	300	80	4,5	2050	1540	1315	3 000
НМ710-280	710	280	80	6	2180	1540	1315	3 200
НМ1250-260	1250 900	260 255	80 79	20 16	1840	1400	1200	2810
НМ1800-240	1800 900 1250	240 230 230	83 80 81	25 20 20	2100	1600	1300	3500
НМ2500-230	2500 1250 1800	230 220 225	86 81 83	32 25 27	2135	1800	1405	3920
НМ3600-230	3600 1800 2500	230 220 225	87 81 84	38 33 35	2135	1800	1435	4490
НМ5000-210	5000 2500 3500	210 200 205	88 81 85	42 27 30	2255	2300	1665	4600
НМ7000-210	7000 3500 5000	210 200 205	89 81 85	52 42 45	2405	2300	1785	6130
НМ10000-210	10 000 5 000 7 000 12 500	210 200 205 210	89 80 84 87	65 45 60 97	2505	2600	2125	9800

Примечания: 1. Значения к. п. д., напора, допускаемого кавитационного запаса приведены для воды с кинематической вязкостью  $0,01 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с. 2. Частота вращения вала насосов типа НПВ составляет 1500 мин<sup>-1</sup>, остальных типов насосов — 3000 мин<sup>-1</sup>.

Таблица 13.13

Насос	Диаметр рабочего колеса, мм	Подача сменного ротора, м <sup>3</sup> /ч	Коэффициент быстроходности
НМ10000-210	520	12 500	226,2
	495	10 000	233
	505	7 000	232
	475	500	222,6
НМ7000-210	475	7000	195,7
	475	5000	178,4
	467	3500	202,8
НМ5000-210	450	5000	165
	470	3500	153,5
	430	2500	160
НМ3600-230	450	3600	113
	430	2500	114,4
	450	1800	113
НМ2500-230	430	2500	105,4
	405	1800	113,4
	425	1250	104
НМ1250-260	440	1250	62,5
	418	900	64,8

нальной; при этом предельные отклонения не должны превосходить: по к. п. д. — 2 % и по напору (+5) — (—3 %).

Для насосов типов НМ и НПВ аналогично насосам типа НК допускается уменьшение подачи и напора при неизменной частоте вращения в пределах полей  $Q-H$  путем отточки рабочих колес (не более четырех вариантов размеров рабочих колес) при условии снижения к. п. д. не более, чем на 3 %.

Значения коэффициентов быстроходности и подач сменных роторов насосов типа НМ в зависимости от диаметра рабочего колеса указаны в табл. 13.13.

Предельное давление корпуса насосов НМ125—НМ310 равно 10 МПа, насосов НМ1250—НМ10000—7,4 МПа, подпорных насосов (НПВ) — 1,6 МПа, насосов для откачки утечек (НОУ) — 4,4 МПа.

Прочность корпуса и конструкция магистральных насосов типа НМ с подачей 500 м<sup>3</sup>/ч и более обеспечивают надежную работу трех последовательно соединенных однотипных насосов.

Конструкция магистральных насосов типа НМ с подачей до 360 м<sup>3</sup>/ч включительно позволяет осуществлять последовательное соединение двух однотипных насосов.



В качестве привода центробежных нефтяных насосов применяются электродвигатели во взрывозащищенном исполнении, для насосов типа НМ (подачей 1250 м<sup>3</sup>/ч и более) допускается применение электродвигателей в обычном исполнении, устанавливаемых в отдельном помещении или отделенных от насоса разделительной стенкой. Конструкция уплотнения проема в разделительной стенке должна исключать попадание паров нефти и нефтепродуктов в помещения электродвигателей.

Конструктивно магистральные нефтяные насосы подразделяются на спиральные одноступенчатые (с подачей 1250 м<sup>3</sup>/ч и выше) и секционные многоступенчатые (с подачей до 1250 м<sup>3</sup>/ч).

Центробежный одноступенчатый горизонтальный магистральный насос (рис. 13.9) с двухзавитковым спиральным отводом и рабочим колесом двухстороннего входа состоит из корпуса и ротора.

Корпус насоса с осевым разъемом состоит из верхней и нижней половин, соединяемых с помощью шпилек. Уплотнение между половинками корпуса обеспечивается прокладкой; для гашения струи нефти при выходе из строя прокладки разъем корпуса по контуру закрывается специальными щитками.

В нижней части корпуса отлиты лапы для крепления насоса к фундаменту.

Входной и напорный патрубки отлиты заодно с корпусом, располагаются в его нижней части и направлены в противоположные стороны перпендикулярно к оси насоса.

Ротор насоса состоит из вала с закрепленным на нем рабочим колесом, защитных втулок и подвижных деталей торцового уплотнения.

Рабочее колесо — сварнолитое, посажено на вал плотной посадкой с помощью шпоночного соединения. Детали ротора зафиксированы на валу от осевого перемещения с помощью гаек со стопорными шайбами.

Ротор в корпусе насоса устанавливается с помощью дистанционного кольца соответствующей толщины.

Опоры ротора — подшипники скольжения, корпуса и крышки подшипников — чугунные с баббитовой заливкой. Положение корпусов подшипников в кронштейнах фиксируется штифтами.

Смазка подшипников — принудительная, при аварийном отключении электроэнергии предусмотрены смазочные кольца. Для предупреждения вытекания масла из корпусов подшипников устанавливаются уплотнительные и маслоотражательные кольца на валу насоса.

Осевые усилии ротора воспринимаются двумя радиально-упорными шарикоподшипниками, внутренние обоймы которых жестко зафиксированы на валу с помощью гайки.

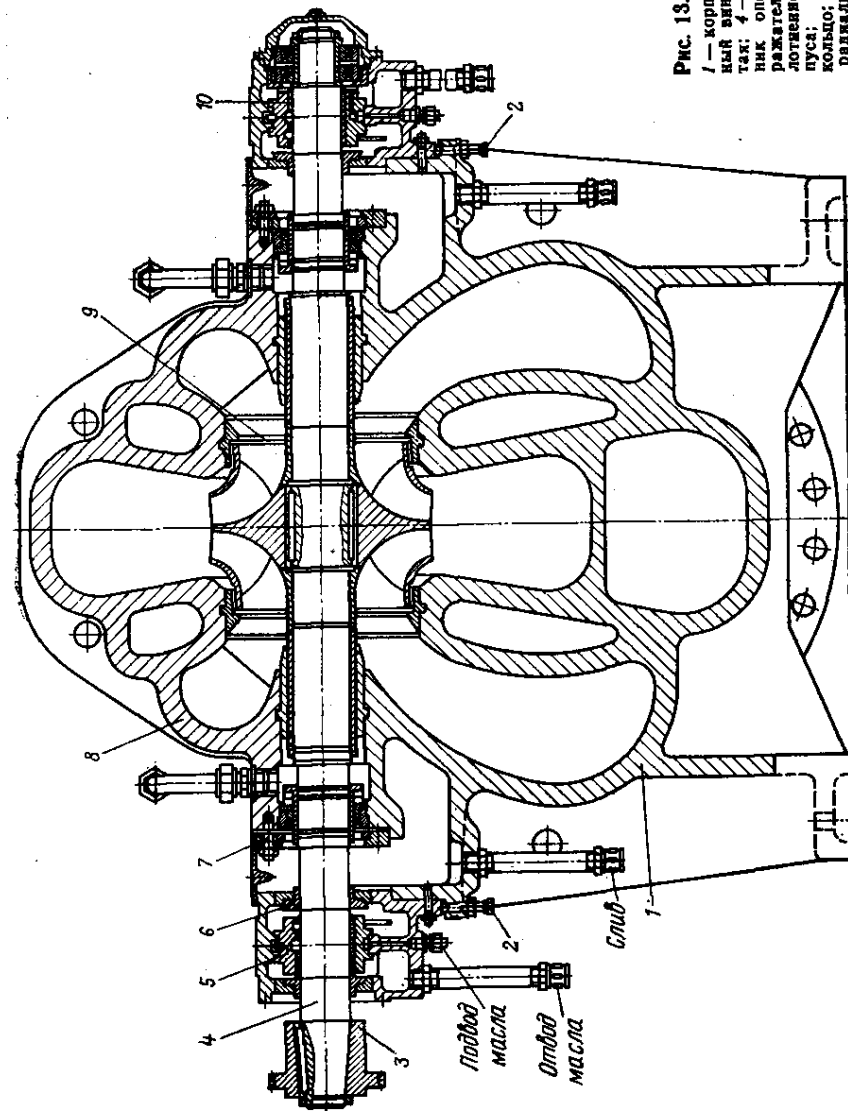


Рис. 13.9. Насос типа НМ:  
1 — корпус; 2 — регулировочный винт; 3 — втулка зубчатая; 4 — ротор; 5 — подшипник опорный; 6 — маслоотражатель; 7 — торцовое уплотнение; 8 — крышка корпуса; 9 — уплотнительное кольцо; 10 — подшипник радиально-упорный

Уплотнения вала в местах его выхода из корпуса — торцовое, гидравлически разгруженное.

Маслоустановка насосного агрегата обеспечивает смазку подшипников насоса и электродвигателя.

## НЕФТЯНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Нефтяная насосная станция представляет собой комплекс сооружений и устройств для перемещения нефти до потребителя или до следующей насосной станции.

В системе внутрипромыслового сбора и транспорта продукции нефтяных скважин предусмотрены дожимные насосные станции, обеспечивающие транспорт продукции скважин по нефтесборным коллекторам до установок подготовки нефти и центральных пунктов сбора и подготовки нефти.

В системе магистральных нефтепроводов различают головные и промежуточные насосные станции. Головная предназначена для приема нефти и подачи ее в магистральный нефтепровод, промежуточная — для обеспечения повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном нефтепроводе.

Насосная станция состоит из основного оборудования — магистрального и подпорных насосных агрегатов, включая систему КИП и автоматики, и вспомогательного — системы смазки, охлаждения, вентиляции, сбора и отвода утечек.

В систему автоматики и управления нефтяной насосной станции входят следующие подсистемы: общестанционной автоматики, насосных агрегатов, вспомогательного оборудования и сооружений.

Комплект средств и приборов общестанционной автоматики управления предусматривает:

централизованный контроль основных параметров станции, их регистрацию, необходимую сигнализацию и защиту; отключение насосных агрегатов при отклонении параметров от номинальных;

регулирование суммарной подачи агрегатов путем дросселирования или перепуска;

контроль загазованности или возникновения пожара и выполнения соответствующих функций управления;

дистанционный запуск вспомогательных систем и открытие задвижек на технологических трубопроводах.

Подсистема вспомогательного оборудования и сооружений обеспечивает:

сигнализацию о неисправности рабочего и резервного агрегатов;

автоматический запуск резервного насосного агрегата при неисправности основного.

Система автоматики магистрального насосного агрегата обеспечивает защиту по следующим основным параметрам:

температура подшипников насоса и двигателя, корпуса насоса, воздуха на выходе электродвигателя;

сила тока в обмотках электродвигателя;

утечка перекачиваемой жидкости из уплотнений насоса;

давление масла на входе в подшипниках;

давление охлаждающей воды на входе в электродвигатель;

частота вибрации насосного агрегата, замеряемая на подшипниках насоса и электродвигателя.

С помощью автоматики осуществляются запуск и остановка агрегатов и контроль параметров работы насоса.

Для отдельного или совместного транспорта безводной и обводненной нефти в районах с тяжелыми климатическими условиями (на Севере и Западной Сибири) применяются блочные нефтяные насосные станции типа БНС, основные технические данные которых приведены ниже.

Станция	БНС20000-30ХЛ1-Б38 БНС20000-30ХЛ1-0
Подача, м <sup>3</sup> /ч:	
номинальная	24 000
условная	20 000
Давление, МПа:	
условное	3
на входе в станцию (насос)	1,6
на выходе из станции (насоса)	4
Режим работы	Непрерывный автоматический без постоянного присутствия обслуживающего персонала НК560/300МО12аСОП
Насос	325
Подача насоса, м <sup>3</sup> /ч	4 (1 резервный)
Число насосов	Электродвигатель ВАО500-2
Вид привода насоса	1255 1250
Потребляемая мощность станции, кВт	Переменный
Ток	6000, 380/220
Напряжение, В	
Габаритные размеры, мм:	
длина	12 800
ширина	7 700
высота	4 000
Масса, кг	91 290 176 240

БНС состоит из насосных блоков (четырёх) и блока управления. В состав насосного блока входят основание, крытие, установка насосного агрегата, трубопроводная обвязка, система вентиляции и отопления, электрооборудование, приборы контроля и автоматики.

В насосном блоке на фундаментной плите установлен агрегат, состоящий из модифицированного центробежного нефтяного насоса НК560/300 МО12аСОП с горизонтально расположенным входным патрубком, торцовым уплотнением типа ОП, соединенного муфтой с электродвигателем.

Блок управления предназначен для дистанционного автоматического управления и контроля оборудования насосной станции, измерения расхода перекачиваемой жидкости и аварийно-предупредительной сигнализации. Его масса составляет 8150 кг, габаритные размеры — 9000 × 3200 × 2073 мм.

Система автоматики и управления обеспечивает:

аварийную сигнализацию и расшифровку характера аварийного состояния по следующим позициям: включение насосного агрегата; аварийная остановка агрегата; включение цепей контроля давления; положение задвижки на выходе из насоса.

Аварийная и предупредительная сигнализация дублируется при телеуправлении дистанционно.

Насосный агрегат можно включать вручную как с блока управления, так и непосредственно с постов управления, расположенных в насосных блоках.

### ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ СЕКЦИОННЫЕ НАСОСЫ ТИПА ЦНС

Центробежные секционные насосы типа ЦНС предназначены для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по химической активности и вязкости и имеющих следующие характеристики.

Водородный показатель (рН) . . . . .	7—8,5
Массовое содержание механических примесей, %, не более . . . . .	0,1
Размер твердых частиц, мм, не более . . . . .	0,1
Микротвердость твердых частей, ГПа, не более . . . . .	1,47

Насосы типа ЦНС изготавливаются следующих модификаций:

ЦНС — для температуры перекачиваемой жидкости до 45 °С;

ЦНСГ — для перекачивания жидкости с температурой до 105 °С;

ЦНСМ — для перекачивания турбинного масла марки Л22 с температурой до 60 °С в масляной системе турбогенераторов.

Основные параметры насосов типа ЦНС приведены в табл. 13.14.

Конструктивно центробежные секционные насосы типа ЦНС 300 (рис. 13.10) состоят из корпуса и ротора.

Корпусные детали насоса: крышки входная 19 и нагнетания 12, корпусы направляющих аппаратов 13, 31, направляющие аппараты 14, передний 28 и задний 1 кронштейны.

Подвод жидкости к рабочему колесу I ступени 40 с уплотнительным кольцом 39 осуществляется через входной патрубок входной крышки, направленный под углом 90° к оси насоса и располагаемый в горизонтальной плоскости. Напорный патрубок в крышке нагнетания направлен вертикально вверх.

Корпусы направляющих аппаратов, направляющие аппараты, входная крышка и крышка нагнетания крепятся друг

Таблица 13.14

Насос	Подача, м³/ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас, м	К. п. д., %	Частота вращения (синхронная), мин⁻¹	Число ступеней	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
							длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦНС 38-44	38	44	3,6	67	3000	2	839	420	430	210
ЦНС 38-86		66				3	910			225
ЦНС 38-88		88				4	981			260
ЦНС 38-110		110				5	1052			285
ЦНС 38-132		132				6	1123			310
ЦНС 38-154		154		7		1194	335			
ЦНС 38-176		176		8		1265	360			
ЦНС 38-198		198		9		1336	385			
ЦНС 38-220		220		10		1407	410			
ЦНС 60-50		50		60		3	69			1500
ЦНС 60-75	75	3	1195		540					
ЦНС 60-100	100	4	1290		600					
ЦНС 60-125	125	5	1385		660					
ЦНС 60-150	150	6	1480		720					
ЦНС 60-175	175	7	1575		780					
ЦНС 60-200	200	8	1670		840					
ЦНС 60-225	225	9	1765		900					
ЦНС 60-250	250	10	1860		960					
ЦНС 60-66	60	66	4,5		69		3000	2	870	
ЦНС 60-99		99		3		950		260		
ЦНС 60-132		132		4		1030		290		
ЦНС 60-165		165		5		1110		320		
ЦНС 60-198		198		6		1190		350		
ЦНС 60-231		231		7	1270	380				
ЦНС 60-264		264		8	1350	410				
ЦНС 60-297		297		9	1430	440				
ЦНС 60-330		330		10	1510	470				
ЦНС 105-98		105		98	5,5	73		3000	2	1220
ЦНС 105-147	147		3	1315			570			
ЦНС 105-196	196		4	1410			630			
ЦНС 105-245	245		5	1535			690			
ЦНС 105-294	294		6	1630			750			
ЦНС 105-343	343		7	1725		810				
ЦНС 105-392	392		8	1820		870				
ЦНС 105-441	441		9	1915		930				
ЦНС 105-490	490		10	2010		990				
ЦНС 180-85			85						2	1125
ЦНС 180-128		128	3		1230			850		
ЦНС 180-170		170	4		1335			965		

Продолжение табл. 13.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦНС 180-212 ЦНС 180-255 ЦНС 180-297	180	212 255 297	4	73	1500	5 6 7	1440 1545 1650	690	715	1080 1215 1340
ЦНС 180-340 ЦНС 180-383 ЦНС 180-425	180	340 383 425	4	73	1500	8 9 10	1755 1860 1965	690	715	1465 1590 1715
ЦНС 180-500 ЦНС 180-600 ЦНС 180-700 ЦНС 180-800 ЦНС 190-900	180	500 600 700 800 900	7	72	3000	3 4 5 6 7	1510 1613 1720 1825 1930	640	710	1250 1350 1450 1550 1650
ЦНС 300-120 ЦНС 300-180 ЦНС 300-240 ЦНС 300-300 ЦНС 300-360 ЦНС 300-420 ЦНС 300-480 ЦНС 300-540 ЦНС 300-600	300	120 180 240 300 360 420 480 540 600	4,5	76	1500	2 3 4 5 6 7 8 9 10	1365 1485 1605 1725 1845 1965 2085 2205 2325	865	830	1225 1390 1550 1775 1940 2115 2340 2500 2675
ЦНС 300-650 ЦНС 300-780 ЦНС 300-910 ЦНС 300-1040	300	650 780 910 1040	12	76	3000	5 6 7 8	2295 2420 2545 2670	760	790	2000 2160 2320 2480
ЦНС 500-160 ЦНС 500-240 ЦНС 500-320 ЦНС 500-400 ЦНС 500-480 ЦНС 500-560 ЦНС 500-640 ЦНС 500-720 ЦНС 500-800	500	160 240 320 400 480 560 640 720 800	5	76	1500	2 3 4 5 6 7 8 9 10	1960 2105 2250 2395 2640 2685 2830 2975 3120	1070	1050	2550 2870 3190 3510 3980 4315 4650 4985 5320
ЦНС 500-1040	500	1040	16	79	3000	11	2500	1300	1500	6200

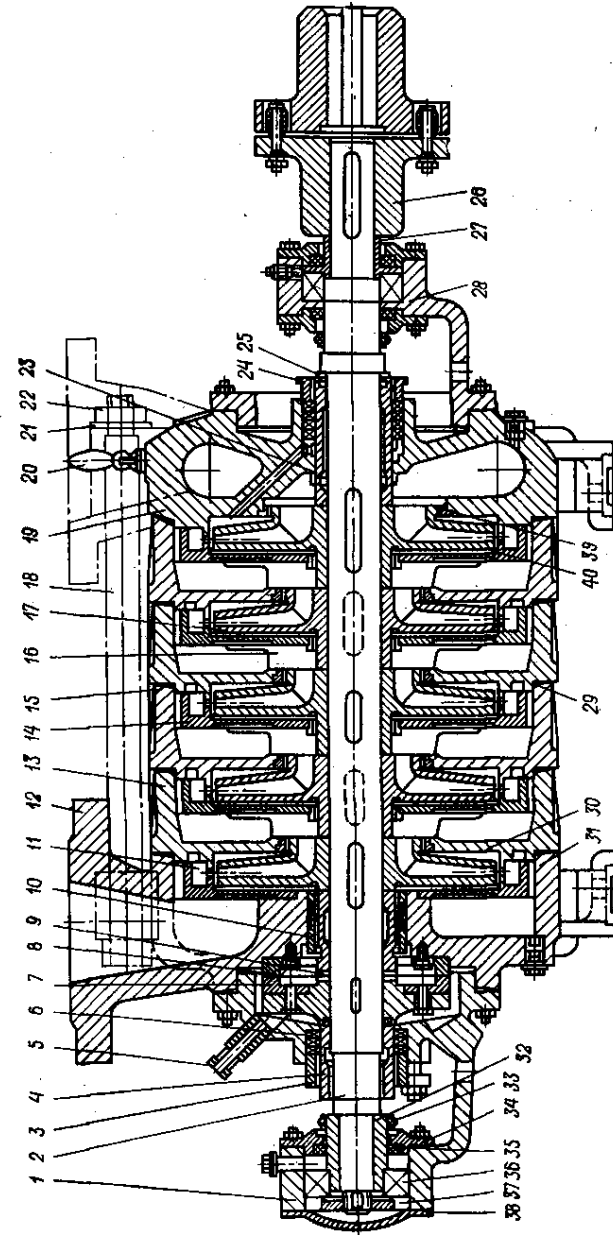


Рис. 13.10. Насос ЦНС300

к другу с помощью стяжных болтов 18 с шайбами 21 и 22. Стыки корпусов направляющих аппаратов уплотняются круглым резиновым шнуром 29.

Корпус направляющего аппарата 13 с уплотнительным кольцом 15, направляющий аппарат 14 с уплотнительным кольцом 16 совместно с рабочим колесом 17 составляют секцию насоса.

Ротор насоса представляет собой вал 2, на котором на шпоночных соединениях смонтированы рабочие колеса 17, 30 и 40, кольцо 25, защитная втулка вала 24, дистанционная втулка 11, регулировочные кольца 9, разгрузочный диск 7. Осевое перемещение деталей, смонтированных на валу, устраняется с помощью гайки ротора 4.

В местах выхода вала из ротора установлены сальниковые уплотнения 6 со втулкой 3, прижимающие набивку.

Для предупреждения подсосывания воздуха через сальник на стороне входной крышки предусмотрен гидравлический затвор, при этом жидкость под давлением, равным давлению после I ступени, проходит через отверстие В во входной крышке к втулке гидравлического затвора 23, в которой имеется отверстие для подвода жидкости к защитной втулке вала 24. Проходя по защитной втулке вала через сальниковую набивку, перекачиваемая жидкость не только предупреждает попадание воздуха в насос, но и охлаждает сальниковое уплотнение.

Опоры вала — подшипники качения, устанавливаемые в переднем и заднем кронштейнах на скользящей посадке, позволяющие ротору перемещаться в осевом направлении на величину разбега ротора. В заднем кронштейне 1, закрываемом с торцов крышками 34 и 38, подшипник, установленный на втулке 32, удерживается от перемещения гайкой 37.

Отверстия под подшипники в кронштейнах закрыты крышками. Места выхода вала из кронштейнов герметизируются резиновыми манжетами 35. Отбойные кольца 33 устраняют попадание воды в подшипниковые камеры.

Уравновешивание возникающего при работе насоса осевого усилия осуществляется при помощи разгрузочного устройства, состоящего из диска 7, кольца 8, разгрузочной 10 и дистанционной 11 втулок.

Конструкция насосов ЦНС38, ЦНС60, ЦНС105, ЦНС180, по существу, одинакова с описанной для насосов ЦНС300 и может отличаться небольшими изменениями отдельных деталей.

Конструкция насосов типа ЦНСГ не предусматривает охлаждения сальников перекачиваемой жидкостью и создания гидравлического затвора, в котором нет необходимости, так как насос работает с подпором.

Охлаждение подшипников осуществляется водой от постороннего источника.

Выходящая из разгрузочного устройства жидкость в насосах типа ЦНСГ отводится в приемный трубопровод или наружу по трубке 5. Отвод воздуха при заполнении насоса водой осуществляется с помощью крана 20.

Секционные насосы, вследствие одинаковой конструкции секции (ступеней) насоса, позволяют при одной и той же подаче путем набора секций получать заданные напоры. При этом насосы конструктивно различаются длиной вала, длиной стяжных шпилек, обводной трубки и числом секций.

Насос с электродвигателем соединен с помощью упругой муфты 26.

### ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОНСОЛЬНЫЕ НАСОСЫ

Горизонтальные центробежные консольные насосы типа К предназначены для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности и имеющих следующие характеристики.

Температура, °С, не более	45
Водородный показатель, рН	6—8
Массовое содержание взвешенных частиц, %	0,3
Размер взвешенных частиц, мм	0,1
Содержание абразивной фазы во взвешенных частицах, %	2

Предусмотрено изготовление двух конструкций центробежных консольных насосов:

К — с горизонтальным валом и отдельной стойкой;

КМ — моноблочные, с горизонтальным валом.

Основные технические характеристики насосов типа К приведены в табл. 13.15.

Одноступенчатые консольные, центробежные насосы типов К и КМ с односторонним подводом жидкости к рабочему колесу имеют вертикальный разъем в вертикальной плоскости между крышкой и корпусом и требуют отсоединения трубопроводов для проведения ремонтных работ.

Основные детали насосов типа К (рис. 13.11, а): корпус 2, крышка корпуса 1 с входным патрубком 16, рабочее колесо 3, вал 8 и опорная стойка 9. Напорный патрубок расположен под углом 90° к оси насоса и в зависимости от условий монтажа и эксплуатации может быть повернут вместе с корпусом на 90, 180 и 270°.

Корпус насоса — литая деталь, внутренняя полость которой выполнена в виде спирали с диффузорным каналом и напорным патрубком. Крышка корпуса имеет входной патрубок 16.

Рабочее колесо, закрепленное на валу гайкой 4, состоит из двух дисков — ведущего и ведомого, соединенных пространст-

Таблица 13.15

Насос	2	3	4	5	6	7	8	Электрогенератор			Габариты агрегата, мм			15
								9	10	11	12	13	14	
1	Подача, м³/ч	Напор, м	Высота всасывания, м	К. п. д., %	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин⁻¹	Потребляемая мощность, кВт	Мощность, кВт	Частота вращения, мин⁻¹	Напряжение, В	длина	ширина	высота	Масса агрегата, кг
1,5К-8/19	6	20,3	6	44	128	2900	0,7	1,1	2810	220, 380	752	240	317	47,7
2К-20/18	11	21,0	6	—	129	2900	1,2	1,5	3000	220, 380	768	257	321	51,5
2К-20/30	10	34,5	6	—	162	2900	1,8	1,5	300	220, 380	788	257	321	58,2
3К-45/30	30	34,8	6	—	168	2900	4,6	4	2880	220, 380	940	304	378	93,6
4К-90/20	6	25,7	5	—	148	2900	5,6	5	2880	380, 660	970	304	373	104,4
2К-20/20	10	34,9	6	52,6	162	2900	1,8	4	2900	240, 400	868	335	333	108
3К-6	45	54	6	63	—	2900	10,5	13	2920	380, 660	1340	535	495	310
3К-6а	40	41,5	6	56	—	2900	7,5	10	2920	220, 500	1310	535	495	295
4К-6а	90	87	5	65	—	2900	32,9	45	2920	380, 660	1590	575	630	515
4К-6а	85	76	5	62	—	2900	28	37	2920	380, 660	1550	575	630	490
4К-8	90	55	5	73	—	2900	18,5	22	3000	380, 660	1360	515	525	350
4К-8а	90	48	5	67	—	2900	15,8	17	3000	220, 380	1325	515	525	335
4К-12	90	34	5	77	—	2900	10,8	12	2900	380, 660	1425	575	555	420
4К-12а	85	28,6	5	70	—	2900	9,2	10	2920	220, 500	1310	535	495	295
6К-12	162	20	6	81	—	1450	10,9	13	1500	380, 660	1350	515	525	365
6К-8	162	32,5	6	78	—	1450	18,4	30	1450	380, 660	1470	575	555	465
6К-8а	140	28,6	6	71	—	1450	15,1	18,5	1500	380, 660	1500	535	565	415
6К-8б	140	22	6	71	—	1450	12,1	22	1470	380, 660	1495	515	585	435
6К-12а	150	115	6	73	—	1450	8,1	10	1460	220, 380	1370	535	495	340
8К-18	288	17,5	6	83	—	1450	16,6	30	1450	380, 660	1565	575	555	510
8К-12	288	29	6	82	—	1450	27,7	37	—	220, 380	1640	575	630	560
8К-12а	250	24	6	78	—	1450	21,0	30	1450	380, 660	1490	575	555	485
8К-18а	260	15,5	6	80	—	1450	13,7	17	1500	380, 660	1445	515	525	410

1,5КМ-8/19	6	20,3	6	44	128	2900	0,7	1,5	2900	220, 380	532	225	267	50,5
2КМ-20/18	11	21	6	56	129	2900	0,6	2,2	2900	220, 380	560	230	267	58,4
2КМ-20/30	10	34,5	6	52,6	162	2900	1,8	4	2900	220, 380	588	257	290	77,4
3КМ-6	45	54	6	63	—	2900	10,5	17	3000	220, 380	777	454	413	196
3КМ-6а	40	41,5	6	56	—	2900	7,5	17	3000	220, 380	777	454	413	196
4КМ-8	90	55	5	73	—	2900	18,5	22	3000	380, 660	815	485	413	204
4КМ-8а	90	43	5	67	—	2900	15,8	17	3000	220, 380	777	485	413	197
4КМ-12	90	34	5	77	—	2900	10,8	17	3000	220, 380	777	473	413	142
4КМ-12а	85	28,6	5	70	—	2900	9,2	17	3000	220, 380	777	473	413	195
6КМ-12	162	20	6	81	—	1450	10,9	13	1500	380, 660	807	543	413	230
6КМ-12а	150	15,0	6	73	—	1450	8,1	13	1500	380, 660	807	543	413	230
3К-6И	43,2	50	4,4	—	—	2900	9,1	10	2920	220, 500	1310	535	495	285
3К-6И/2	43,2	50	3	—	—	2900	9,1	10	2920	220, 500	1310	535	495	285
3К-6И/1	41,2	45,5	—	—	—	2900	8,2	13	2920	380, 660	1340	548	495	305

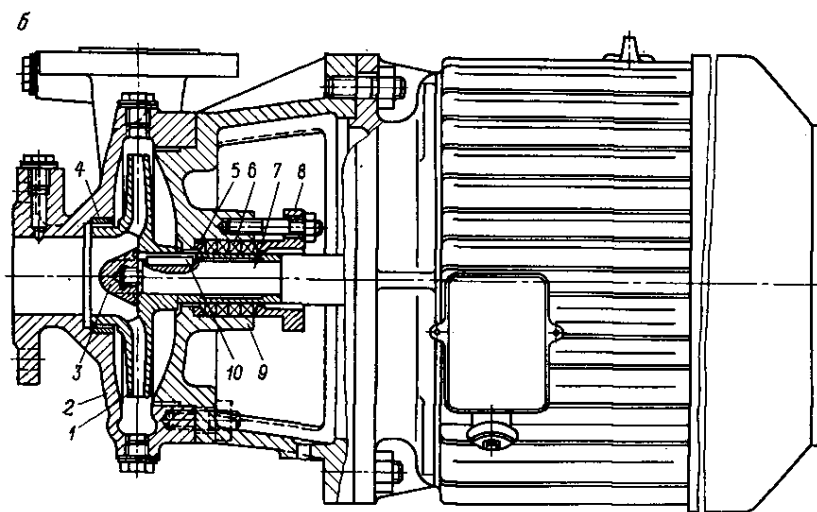
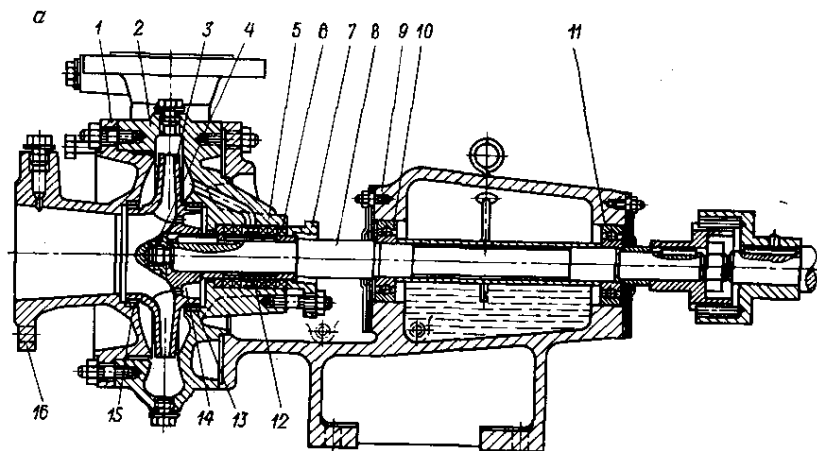


Рис. 13.11. Консольные насосы типов К (а) и КМ (б)

венными или цилиндрическими лопатками. Ведущий диск имеет несколько разгрузочных отверстий 14 для выравнивания осевых сил. Жидкость в это колесо вводится в осевом направлении.

Сальник состоит из корпуса 5, крышки 7, набивки 6 и кольца гидравлического уплотнения 12.

Рабочие колеса, разгруженные от осевых сил, имеют двухстороннее, остальные — одностороннее уплотнение, образуемое за счет зазора между цилиндрическими поверхностями колеса и кольцами 13 и 15.

Вал насоса 8 вращается в шарикоподшипниках 10 и 11, размещенных в опорной стойке. Смазка подшипников осуществляется жидким маслом, заливаемым в корпус опорной стойки.

Привод насоса К осуществляется электродвигателем через упругую муфту.

Основными деталями насосов типа КМ (рис. 13.11, б): спиральный корпус 2, рабочее колесо 1 и корпус сальника 9.

Рабочее колесо 1, насаженное на удлиненный конец вала 7 электродвигателя, закреплено шпонкой 10 и специальной гайкой 3 с левой резьбой.

Для уменьшения потерь от перетоков жидкости из области высокого в область низкого давления и для защиты корпуса и рабочего колеса от износа устанавливается двухстороннее уплотнение с помощью двух защитно-уплотнительных колец 4.

Узел уплотнения вала состоит из корпуса сальника 9, отлитого за одно целое с крышкой насоса, крышки сальника 8, набивки 6 и грунбуксы 5.

#### ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ

Осевые насосы предназначены для перекачивания воды с температурой не более 35 °С, содержанием взвешенных частиц до 3 г/л размерами 0,1 мм, содержанием абразивной фазы во взвешенных частицах не более 2% при водородном показателе рН, равном 6—10.

Предусмотрено изготовление следующих типов осевых насосов:

ОВ — осевые вертикальные насосы с жестко закрепленными лопастями рабочего колеса (основное направление);

ОПВ — с ручным приводом поворота лопастей рабочего колеса.

В зависимости от типоразмеров осевые насосы изготавливаются в следующих модификациях:

с электроприводом поворота лопастей (Э);

с электроприводом поворота лопастей (ЭГ);

с подводом камерного типа (К);

с подводом камерного типа и электроприводом поворота лопастей (КЭ);

малогабаритные с подводом камерного типа (МК);

малогабаритные с подводом камерного типа и с электроприводом поворота лопастей (МКЭ);

моноблочные (МБ);

моноблочные с подводом камерного типа (МБК).

Предусмотрен выпуск шести моделей осевых насосов — 2, 3, 5, 6, 10, 11.

Основные технические характеристики осевых насосов представлены в табл. 13.16.

Таблица 13.16

Насос	Диаметр рабочего колеса, мм	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Гидравлический к. п. д. насоса, % (для номинального режима)	Допусковый запас, % (для номинального режима)	Мощность насоса, кВт	Масса насоса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОВ 2500-4,5	470	2 500	4,5	730	85	5	50	1 859
ОВ 3250-8		3 250	8			9,0	110	
ОВ 5200-11	550	5 200	11		84	10	235	2 100
ОВ 3400-4,5		3 400	4,5	730		7	65	
ОВ 4500-7,5	700	4 500	7,5	960	83	11	130	2 000
ОВ 8100-11		8 100	11	730		10	360	3 800
ОВ 5580-4,7	870	5 580	4,7	585	86	7	115	3 700
ОВ 6850-7,3		6 850	7,3	730		11	225	
ОВ 10700-13,6 (ОПВ 10700-13,6)	1100	10 700	13,6	585	85	11,5	560	6 200
ОВ 11700-21 (ОПВ 11700-21)		11 700	21	730		12,5	880	
ОВ 11500-9,7 (ОПВ 11500-9,7)	1450	11 500	9,7	585	84	10	470	6 000
ОВ 8800-4,8		8 800	4,8	485		8	190	5 900

ОПВ 10 600-6,8	10 600	6,8	585			11	270	
ОВ 18 000-15 (ОПВ 18000-15)	18 000	18 000	15	485	86	12	1000	8 700
ОВ 18 700-22 (ОПВ 18700-22)		18 700	22	585		13	1400	8 900
ОВ 19 200-10,5 (ОПВ 18700-10,5)	1100	19 200	10,5	485	85	11	780	8 700
ОВ 13 300-4,2		13 300	4,2	365		7	250	
ОПВ 18 000-7,5	1450	18 000	7,5	485	86	12	550	8 400
ОВ 30 500-14,7 (ОПВ 30500-14,7)		30 500	14,7	365		12	1700	15 000
ОВ 33 500-10,5 (ОПВ 33500-10,5)	1450	33 500	10,5	365	85	11	1380	
ОВ 24 500-4,6		24 500	4,6	290		8	500	14 500
ОПВ 30 500-7,4	1850	30 500	7,4	365	86	12	2150	15 500
ОВ 33 500-17 (ОПВ 33500-17)		33 500	17					
ОВ 50 000-15,2 (ОПВ 50000-15,2)	1850	50 000	15,2	290	86	13	3000	40 000
ОВ 54 700-10,7 (ОПВ 54700-10,7)		54 700	10,7			12	2400	
ОВ 44 000-5,5	1850	44 000	5,5	250	84	10	1100	39 500
ОПВ 50 000-7,8		50 000	7,5	290		12	1400	
ОВ 57 500-18,6 (ОПВ 57500-18,6)	1850	57 500	18,6		86	13	4000	41 000
ОВ 68 000-18 (ОПВ 68000-18)		68 000	18	333		15	4100	39 500



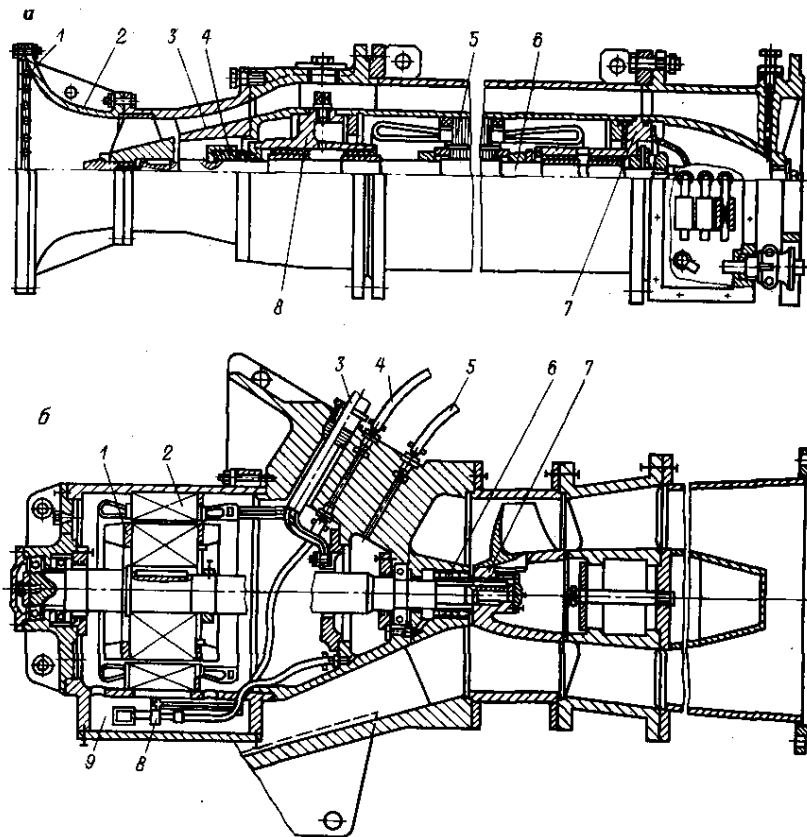


Рис. 13.12. Электронасос типов ОМПВ (а) и ОПВ (б)

Насосы типа ОВ с рабочим колесом диаметром до 700 мм комплектуют с подводом камерного типа, насосы типов ОВ и ОПВ — с рабочим колесом диаметром от 870 до 1100 мм — с изогнутой всасывающей трубой или подводом камерного типа, а свыше 1100 мм — только с изогнутой всасывающей трубой.

Осевые электронасосы типа ОМПВ (рис. 13.12, а) — погружные, моноблочного исполнения — состоят из насоса и встроенного водозаполненного герметизированного электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

Для предупреждения попадания механических частиц установлена защитная сетка 1. Рабочее колесо 2 и лопаточный отвод 3 подсоединены к электродвигателю, который состоит из статора 5, ротора 6, насаженного на вал, вращающийся в двух опорах скольжения, опор и уплотнения 4.

В корпусе электродвигателя (стальной трубе) посредством стопорных колец и специальных колец зафиксированы подшипниковые щиты 7 и 8. В подшипниковом щите 8 установлены неподвижные элементы торцевого уплотнения, обеспечивающего герметизацию полости электродвигателя от перекачиваемой жидкости.

Осевые электронасосы типа ОПВ (рис. 13.12, б) — моноблочные насосные агрегаты со встроенным электродвигателем «сухого» типа. Статор 2 электродвигателя расположен в герметичном корпусе со стороны всасывающей части насоса. В полость электродвигателя по шлангу 5 непрерывно подается воздух с постоянным избыточным давлением 0,03—0,05 МПа. Накапливающаяся в сборнике 9 вода удаляется через шланг 4 под избыточным давлением воздуха. В этом сборнике смонтирован также узел сигнализатора протечек 8. Сигнал о наличии в сборнике воды подается в сеть сигнализации через контрольные жилы силового кабеля 3.

На общем валу электронасоса смонтированы ротор электродвигателя 1 и рабочее колесо 7 с жестко закрепленными лопастями. Узел уплотнения 6 разделяет полости осевого насоса и электродвигателя.

Погружные центробежные электронасосы типа ЭЦВ предназначены для перекачивания воды, имеющей следующие характеристики.

Температура, °С	25
Водородный показатель (рН)	6,5—9,5
Общая минерализация (сухой остаток), мг/л	1500
Массовая доля твердых механических примесей, %	0,01
Содержание, мг/л:	
хлоридов	350
сульфатов	500
сероводорода	1,5

Для перекачивания воды с характеристиками, отличающимися от предусмотренной области применения, насосные агрегаты изготавливаются в исполнениях:

Х — для химически активной воды;

Тр — для повышенной температуры;

Г — для повышенного содержания механических примесей.

Установка электронасосного агрегата состоит из центробежного электронасоса (насоса типа ЭЦВ и электродвигателя типа ПЭДП), токоподводящего кабеля, водоподъемного трубопровода, оборудования устья скважины и системы автоматического управления.

Насосные агрегаты выпускаются с различными поперечными размерами для установки в скважины с внутренним диаметром обсадных труб 100; 122; 150; 200; 250; 301; 353; 402 и 486 мм.

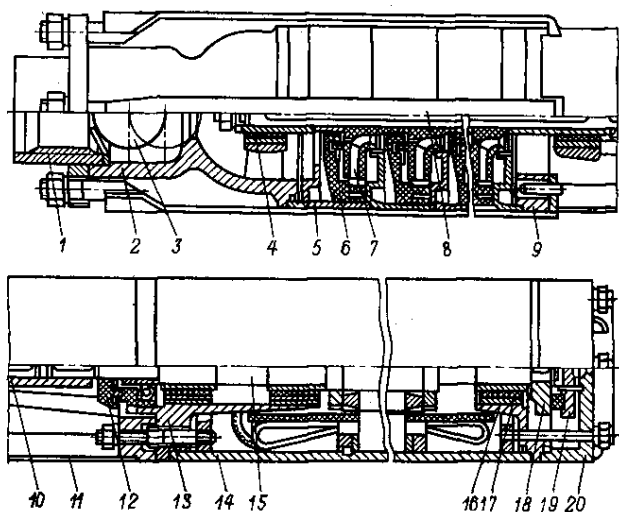


Рис. 13.13. Электронасос типа ЭЦВ (исполнение I):

1 — напорный патрубок; 2 — корпус радиального подшипника; 3 — обратный клапан; 4 — радиальный подшипник; 5 — обойма лопаточного отвода; 6 — лопаточный отвод; 7 — рабочее колесо; 8 — вал; 9 — подвод; 10 — муфта; 11 — сетка; 12 — пескосбрасыватель; 13, 16 — подшипниковые щиты; 14 — корпус статора; 15 — ротор; 17 — радиальный подшипник; 18 — пята; 19 — подпятник; 20 — корпус подпятника

Центробежные насосы типа ЭЦВ — одно- или многоступенчатые с вертикальным расположением вала, ступенями насоса радиального или полуосевого типа со смазкой и охлаждением подшипников перекачиваемой водой (рис. 13.13), изготавливаются в четырех конструктивных исполнениях:

исполнение I — рабочие колеса зафиксированы на валу; штампованные обоймы лопастных отводов; осевое гидравлическое усилие воспринимается опорой, установленной в электродвигателе;

исполнение II — цилиндрические обоймы, фиксирующие отводы в осевом направлении и разделяющие межступенчатые полости с образованием щелевых уплотнений рабочих колес;

исполнение III — рабочие колеса зафиксированы на валу; обоймы лопастных отводов — литые; ступени насосов — полуосевые; осевое гидравлическое усилие воспринимается опорой, смонтированной в электродвигателе;

исполнение IV — моноблочные электронасосные агрегаты; с общим валом насоса и электродвигателя.

Насосы типа ЭЦВ рассчитаны на работу с подпором, укомплектованы напорными патрубками для присоединения агрегата к водоподъемному трубопроводу и обратными клапанами.

Основные технические характеристики выпускаемых насосных агрегатов указаны в табл. 13.17.

Таблица 13.17

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Число ступеней насоса	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	К. п. д. насоса, %	К. п. д. агрегата, %	Мощность электродвигателя, кВт	Габариты электронасосного агрегата, мм		Масса, кг
								размер при виде сверху	длина	
ЭЦВ5-4-125	4	125	22	2850	51	34	2,8	114	1887	75
ЭЦВ5-4-80	4	80	14	2850	57	38	2,8	114	1640	75
ЭЦВ6-4-130	4	130	13	2850	57	41	2,8	145	1654	80
ЭЦВ6-4-190	4	190	18	2850	57	41	4,5	145	1991	100
ЭЦВ6-6,3-60	6,3	60	6	2850	60	39	2	145	1350	70
ЭЦВ6-6,3-85	6,3	85	9	2850	62	44	2,8	145	1540	70
ЭЦВ6-6,3-125	6,3	125	13	2850	62	46	4,5	145	1910	82
ЭЦВ6-10-50	10	50	6	2850	66	45	2,8	145	1346	69
ЭЦВ6-10-80	10	80	9	2850	66	47	4,5	145	1560	85
ЭЦВ6-10-110	10	110	12	2850	67,5	59	5,5	145	1760	90
ЭЦВ6-10-140	10	140	15	2850	67	61	8	145	1950	110
ЭЦВ6-10-185	10	185	21	2850	67	51	8	145	2274	120
ЭЦВ6-10-235	10	235	27	2850	66	51	11	145	2684	160
ЭЦВ6-16-50	16	50	6	2850	66	47	4,5	145	1490	80
ЭЦВ6-16-75	16	75	9	2850	68	52	5,5	145	1600	86
ЭЦВ6-16-110	16	110	13	2850	65	52	8	145	1860	110
ЭЦВ6-16-160	16	160	17	2850	65	52	11	145	2678	115
ЭЦВ6-25-140	25	140	23	2850	66	56	16	186	3291	160
ЭЦВ6-25-100	25	100	7	2850	70	57	11	186	1832	143
ЭЦВ8-16-140	16	140	10	2850	70	56	11	186	1765	150
ЭЦВ8-25-150	25	150	10	2850	70	58	16	186	2101	185
ЭЦВ8-25-300	25	300	19	2900	68	58	32	186	3955	390
ЭЦВ8-40-60	40	60	5	2850	68	54	11	186	1630	175
ЭЦВ8-40-90	40	90	7	2850	68	55	16	186	1981	245
ЭЦВ8-40-180	40	180	15	2900	68	58	32	186	3105	375
ЭЦВ10-63-65	63	65	3	2920	71	59	22	235	1618	209
ЭЦВ10-63-110	63	110	5	2920	71	61	32	235	1971	260
ЭЦВ10-63-150	63	150	7	2920	71	60	45	235	2281	310
ЭЦВ10-63-180	63	180	9	2920	71	60	45	235	2500	410
ЭЦВ10-63-270	63	270	13	2920	71	61	65	235	3235	730
ЭЦВ10-120-60	120	60	3	2920	71	60	32	235	2150	345
ЭЦВ10-160-15	160	15	1	2850	70	55	11	235	1778	180
ЭЦВ12-160-65	160	65	2	2920	70	60	45	281	2000	400
ЭЦВ12-160-100	160	100	3	2920	70	62	65	281	2157	490
ЭЦВ12-210-25	210	25	1	2920	72	61	22	281	1416	250
ЭЦВ12-255-30	255	30	1	2920	72	60	32	281	1600	295
ЭЦВ12-375-30	375	30	1	2920	73	62	45	381	1755	365
ЭЦВ14-210-300	210	300	6	2920	73	63	250	281	5295	1820
ЭЦВ16-375-175	375	175	3	2920	73	64	250	378	5241	1720

## ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ ТИПОВ Д И В

Горизонтальные центробежные насосы типа Д предназначены для перекачивания воды и жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности и имеющих следующие характеристики.

Температура, °С	85
Массовое содержание твердых включений, %	0,05
Максимальный размер твердых включений, мм	0,2

Насосы типа Д подачи 180—1600 м<sup>3</sup>/ч можно использовать для перекачивания нефти и нефтепродуктов кинематической вязкостью до 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>/с (обозначение материалов деталей проточной части — Б); химически активных жидкостей (обозначение материала деталей проточной части — К); воды с массовым содержанием твердых включений до 1%, микротвердостью не более 6,5 ГПа (обозначение материала деталей проточной части — В).

Основные технические характеристики насосов типа Д приведены в табл. 13.18.

Одноступенчатые горизонтальные насосы типа Д (рис. 13.14) с рабочим колесом двухстороннего входа и полуспиральным подводом жидкости выполнены с осевым разъемом в горизонтальной плоскости, тем самым обеспечивается контроль, ремонт и замена деталей насоса без снятия его с фундамента, демонстра трубопроводов и электродвигателя.

Основные детали насоса: корпус 1, крышка 2, вал 4, опоры вала — шарикоподшипники 7, устанавливаемые в корпусах, закрепляемых в подшипниковых кронштейнах, отлитых заодно с корпусом насоса. На валу с помощью шпоночного соединения смонтировано рабочее колесо насоса 3, осевое перемещение которого вдоль вала устраняется с помощью защитных втулок и гаек.

Защитно-уплотнительные кольца 5 обеспечивают уплотнение и защиту от износа рабочего колеса, корпуса и крышки корпуса. Уплотнение вала в местах его выхода из корпуса осуществляется с помощью сальников 6, с мягкой сальниковой набивкой и подводом затворной жидкости через отверстия в крышке насоса.

*Центробежные вертикальные насосы типа В* (рис. 13.15) — одноступенчатые, с рабочим колесом одностороннего входа — состоят из спирального корпуса 5, верхней 13 и нижней 15 крышек корпуса, рабочего колеса 4, зафиксированного на валу 9 с помощью шпоночного соединения 6 и гайки 3 или фланцевого соединения.

Подвод выполнен заодно с нижней крышкой насоса и направлен вертикально вниз, спиральный отвод расположен горизонтально под углом 90° к оси насоса.

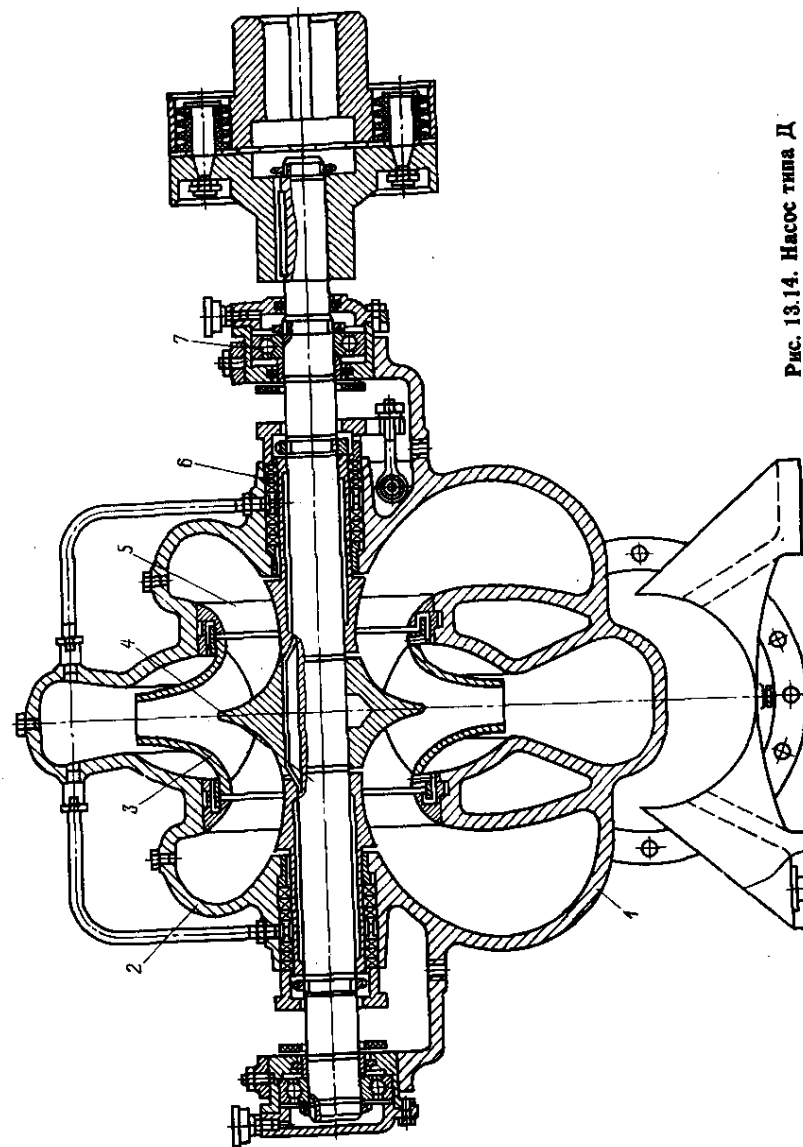


Рис. 13.14. Насос типа Д

Таблица 13.18

Насос	2	3	4	5	6	7	8	Габаритные размеры насоса, мм			12	Габаритные размеры насосного агрегата, мм			16
								Длина	Ширина	Высота		Длина	Ширина	Высота	
	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Диаметр рабочего колеса, мм	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Мощность насоса, кВт	К. п. д., %	Допускаемый вакуум, м	Длина	Ширина	Высота	Масса насоса, кг	Длина	Ширина	Высота	Масса насосного агрегата, кг
Д1200-95	200 100	95 23	280 280	2950 1450	85 10	70 70	6,5 3,5	830 830	640 640	520 520	210 210	1905 1905	670 670	795 795	1 063 1 063
Д1320-70	320	70	242	2950	90	78	6	830	730	570	255	1905	799	845	1 207
Д1200-36	200	36	350	1450	35	72	5,5	830	800	620	270	1674	746	796	898
Д1320-50	320	50	405	1450	76	76	4,5	1287	970	700	370	1905	966	892	1 225
Д1500-65	500	65	465	1450	135	76	4,5	1160	970	820	620	2545	1060	1130	2 871
Д1630-90	630 500	90 36	525 525	1450 960	265 94	75 75	6,5 5	1160 1160	1260 1260	870 870	730 730	2575 2575	1328 1328	1295 1295	2 967 2 967
Д1800-57	800	57	432	1450	177	82	4	1160	1160	900	880	2645	1170	1200	3 273
Д11250-65	1 250 800	65 28	460 460	1450 960	314 95	86 86	6 4,5	1210 1210	1390 1390	1010 1010	1 160 1 160	2640 2640	1450 1450	1343 1343	3 613 3 613
Д1250-125	1 250	125	625	1450	620	76	5	1440	1240	1110	1 710	3163	1255	1229	4 922
Д1600-90	1 600 1 000	90 40	540 540	1450 960	500 148	87 87	7 4	1440 1440	1850 1850	1080 1080	1 520 1 520	2793 2793	1418 1418	1282 1282	3 066 3 066
Д2000-21	2 000 1 250	21 14	460 460	980 730	150 100	86 86	5 3	1620 1620	1350 1350	1280 1280	1 630 1 630	2967 2782	1350 —	1485 1485	3 595 3 381
Д2000-100	2 000	100	856	980	760	75	6,5	2050	1550	1420	2 480	3795	1550	1815	8 542
Д2500-62	2 500 2 000	62 34	700 700	980 730	500 250	87 87	7,5 5,5	2130 2130	2080 2080	1440 1440	2 870 2 870	3557 3475	2080 2080	1815 1680	7 872 6 582
Д3200-33	3 200 2 500	33 17	550 550	980 730	400 200	88 88	7 5	2260 2260	1760 1760	1500 1500	2 940 2 940	3685 3685	1760 1760	1785 1785	7 154 7 154
Д3200-75	3 200 2 500	75 45	765 765	980 730	800 350	87 87	7,5 5,5	2320 2320	2300 2300	1600 1600	4 150 4 150	3821 4000	2300 2310	1972 2045	11 308 10 548
Д4000-95	4 000 3 200	95 55	825 825	980 730	1330 600	88 88	7 5,5	2450 2450	2260 2260	1760 1760	4 960 4 960	4360 4360	2260 2260	2455 2455	12 340 12 340
Д5000-32	5 000 4 000	32 20	700 615	730 585	500 270	88 88	8 5,5	2360 2360	2150 2150	1895 1895	5 000 5 000	3880 3880	2150 2150	1900 1900	11 400 11 400
Д6300-80	6 300 5 000	80 50	990 990	730 585	1750 900	88 88	7,5 5,5	2780 2780	2700 2700	2120 2120	8 700 8 700	6720 6720	2700 2700	2340 2340	18 700 18 700
Д112500-24	12 500	24	985	485	950	88	7	3300	3100	3190	15 800	4970	3100	3200	24 500

Таблица 13.19

Насос	Номинальные параметры				Частота вращения, мин. <sup>-1</sup>	Мощность насоса, кВт	Габаритные размеры насосов, мм			Масса, кг
	подача, м <sup>3</sup> /ч	напор, м	к. п. д., %	допустимый ка-витационный запас, м			длина	ширина	высота	
600В-1,6/100 (28В-12)	5 760	100	88	14	750	1 900	2800	2500	6 400	10 520
800В-2,5/100 (32В-12)	9 000				600	2 950	2990	3000	6 500	11 310
1000В-4,0/100	14 400				500	4 500	3000	3000	6 950	12 800
1200В-6,3/100 (52В-14)	22 680	63	89	11,5	375	7 500	4300	4200	7 000	31 500
1000В-4/63 (40В/16)	14 400				500	2 900	3000	3000	6 950	12 800
1200В-6,3/63 (52В-17)	22 680				375	5 000	3700	3350	6 650	24 000
2000В-16/63 (В17-16/55)	57 600	40	87	12,5	250	12 400	5900	5250	11 400	110 000
800В-2,5/10 (36В-22)	9 000				600	1 150	2900	2350	7 450	14 500
1000В-4,0/40 (44В-22)	14 400				500	1 850	3300	3000	5 580	14 600
1200В-6,3/40 (58В-22)	22 680	13,5			375	2 900	4200	4000	7 000	32 000
1600В-10/40 (72В-22)	36 000				300	4 600	5000	4700	7 000	34 150

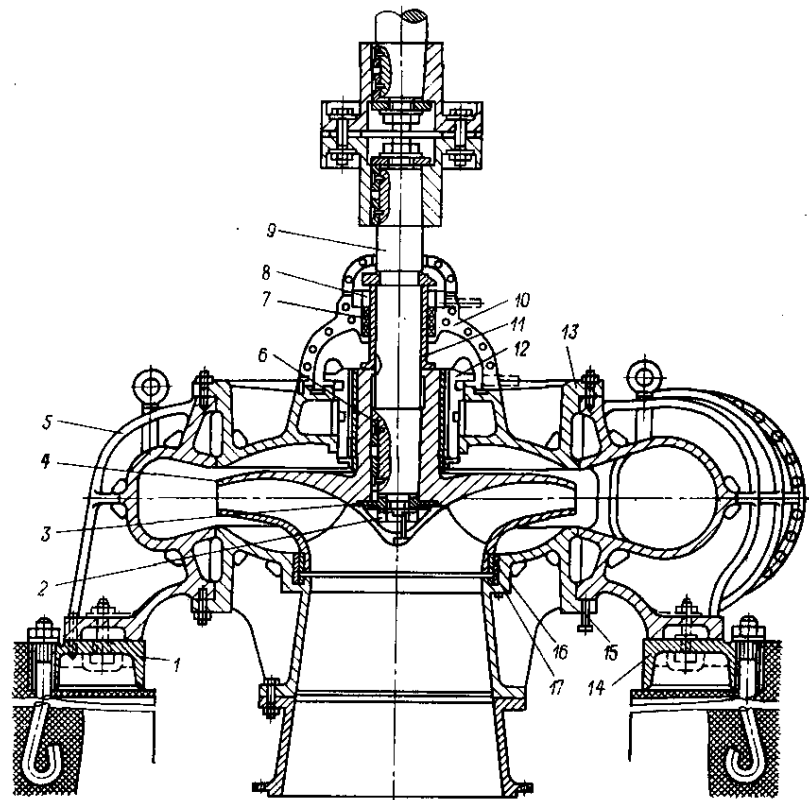


Рис. 13.15. Насос типа В:

1, 14 — фундаментная рама; 2 — защитная крышка; 3 — гайка крепления рабочего колеса; 4 — рабочее колесо; 5 — спиральный корпус; 6 — шпоночное соединение; 7 — сальниковое уплотнение; 8 — крышка сальника; 9 — вал; 10 — корпус сальника; 11 — защитная втулка вала; 12 — подшипник скольжения; 13 — верхняя крышка корпуса; 15 — нижняя крышка корпуса; 16, 17 — защитно-уплотнительные кольца

Уплотнение между рабочим колесом и нижней крышкой насоса со стороны входа жидкости обеспечивается защитно-уплотнительными кольцами 16 и 17. В месте выхода вала из верхней крышки корпуса уплотнение обеспечивается сальником.

Вал установлен в подшипнике скольжения 12, воспринимающем радиальные нагрузки, осевая сила и масса вращающихся деталей воспринимаются пятой электродвигателя.

Соединение насосов типа В с электродвигателем — фланцевое или с помощью жестких муфт. Основные технические характеристики насосов типа В приведены в табл. 13.19.

## ВИХРЕВЫЕ И ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВЫЕ НАСОСЫ

Вихревые насосы предназначены для перекачивания воды, нейтральных, химически активных, токсичных, легковоспламеняющихся, горючих и взрывоопасных жидкостей, имеющих следующие характеристики.

Температура, °С, не более	85
Вязкость, м <sup>2</sup> /с, не более	36·10 <sup>-6</sup>
Массовое содержание твердых частиц, %, не более	0,01
Размеры твердых частиц, мм, не более	0,05

Центробежно-вихревые насосы предназначены для перекачивания воды и нейтральных жидкостей, имеющих следующие характеристики.

Температура, °С, не более	105
Вязкость, м <sup>2</sup> /с, не более	36·10 <sup>-6</sup>
Массовое содержание твердой фазы, %, не более	0,01
Размеры твердых частиц, мм, не более	0,05

Насосы изготавливают в следующих конструктивных исполнениях:

ЦВ — горизонтальный двухступенчатый вихревой насос;

ВК — горизонтальный одноступенчатый вихревой консольный насос;

ВКС — горизонтальный одноступенчатый вихревой консольный самовсасывающий насос;

ВКО — горизонтальный одноступенчатый вихревой консольный охлаждаемый (обогреваемый) насос.

Конструкция уплотнения вихревого насоса определяется типом перекачиваемой жидкости: для горючих, легковоспламеняющихся взрывоопасных и токсичных жидкостей применяются двойные торцовые уплотнения; для нетоксичных, негорючих жидкостей — сальниковые уплотнения.

В центробежно-вихревых насосах уплотнение вала — торцовое одинарное.

В условном обозначении вихревого насоса ВКС 10/45А: В — вихревой; К — консольный; С — самовсасывающий; 10 — подача, л/с; 45 — напор, м; А — исполнение по материалу (сталь углеродистая и серый чугун).

Основные технические характеристики вихревых и центробежно-вихревых насосов приведены в табл. 13.20.

Горизонтальные двухступенчатые центробежно-вихревые насосы типа ЦВ (рис. 13.16) с односторонним подводом жидкости состоят из следующих основных деталей: корпуса 1 с торцовым разъемом и вставками 5 для подвода и отвода жидкости от вихревого насоса (заодно с корпусом отлиты входной и напорный патрубки, направленные вертикально вверх); крышки 3; ротора, состоящего из вала 4, на который с помощью шпоночного соединения насажены центробежное рабочее колесо 6

Таблица 13.20

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Максимальная высота самовсасывания, м	Допускаемый диаметр каната	К. п. д., %	Масса, кг	Насос			Электродвигатель			Габаритные размеры агрегата, мм			Наибольшая масса агрегата, кг		
							Длина	Ширина	Высота	Мощность, кВт	Частота вращения, мин	Напряжение, В	Длина	Ширина	Высота			
ВК-1/16	8,6	16	4	4	28	33	440	200	260	260	1,5	1500	380, 660	865	366	440	102	
ВКС-1/16						36	450	250	380	380	5,5	1500	380, 660	1056	515	462	170	
ВК-2/26	7,2	26	4	5	33	36	450	200	270	270	7,5	1500	380, 660	1112	510	484	217	
ВКС-2/26						39	450	270	390	390	10	1500	380, 660	1153	570	494	225	
ВКО-2/26						35	470	200	270	270	30	1500	380, 660	1315	605	587	402	
ВК-4/24	14,4	24	4	6	41	39	460	220	270	270	17	3000	220, 500	1315	505	565	360	
ВКС-4/24						41	460	280	380	380	22	3000	220, 400	1315	597	645	445	
ВКО-4/24						38	480	220	270	270	30	3000	240, 415	1375	597	645	480	
ВК-5/24	18	24	4	6,5	38	42	460	240	280	280	40	3000	220, 400	1445	660	735	593	
ВКС-5/24						45	460	280	400	400								
ВКО-5/24						42	480	280	280	280								
ВК-10/45	36	45	3	7	35	52	500	260	290	290								
ВКС-10/45						57	500	350	440	440								
ВКО-10/45						53	120	260	290	290								
ЦВ-4/85	14,4	85	—	5	33	110	620	310	350	350								
ЦВ-5/105	18	105	—	3	41	110	620	310	350	350								
ЦВ-5/140	18	140	—	3	38	110	620	310	350	350								
ЦВ-6,3/160	22,7	160	—	3	41	110	620	310	350	350								

Примечание. Частота вращения вала насоса типа ЦВ составляет 2900 мин<sup>-1</sup>, для остальных типов насосов — 1450 мин<sup>-1</sup>.

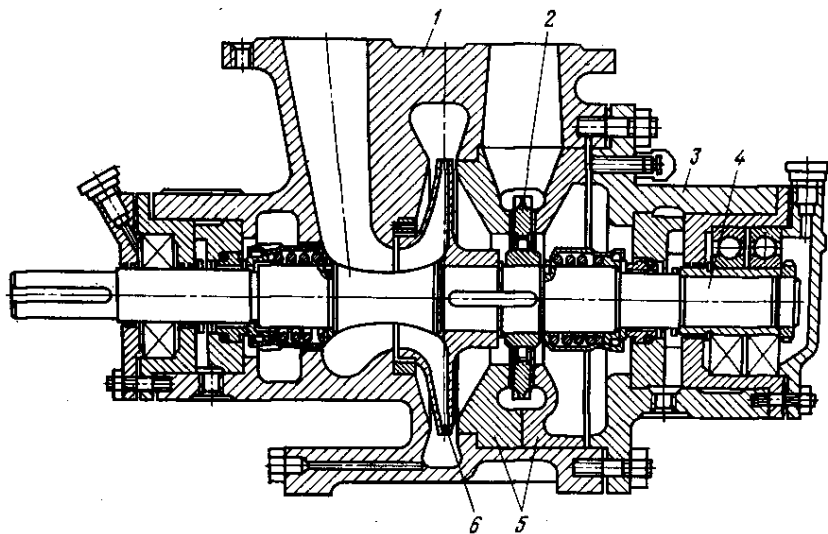


Рис. 13.16. Центробежно-вихревой насос типа ЦВ

(I ступени) и вихревое 2 колесо со вставками (II ступени), зафиксированные от осевого перемещения. На валу также установлены подвижные элементы одинарных торцовых уплотнений. Опоры вала — шариковые подшипники качения. Одинарный шарикоподшипник воспринимает радиальную нагрузку, двойной подшипник — радиально-осевые нагрузки. Горизонтальные одноступенчатые консольные вихревые насосы типа ВК состоят из следующих основных деталей: корпуса, к которому с одной стороны подсоединена крышка, а с другой — кронштейн; ротора, состоящего из вала, на котором на шпоночном соединении установлено вихревое колесо. Уплотнение вала в месте выхода из корпуса — сальниковое (для агрессивных и взрывоопасных жидкостей — двойное торцовое). Опоры вала — подшипники качения, устанавливаемые в кронштейне.

Вихревые насосы типа ВКС изготавливают с воздушным колпаком для обеспечения самовсасывания.

Насосы типа ВКО имеют крышку обогрева и диск, образующие совместно с крышкой корпуса и корпусом насоса камеры обогрева.

#### ДОЗИРОВОЧНЫЕ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ

Дозировочные электронасосные агрегаты предназначены для дозирования нейтральных и агрессивных жидкостей, эмульсий и суспензий кинематической вязкостью от 0,0035 до 8 см<sup>2</sup>/с,

температурой от —15 до +200 °С, массовой долей твердой неабразивной фазы до 10 %, размером зерен твердой неабразивной фазы не более 1 % от диаметра условного прохода соединительных патрубков.

Основные параметры, характеризующие работу этого агрегата, — это категория точности дозирования, подача, давление нагнетания, допускаемая вакуумметрическая высота всасывания.

Категория точности дозирования в установленном диапазоне изменения рабочих параметров номинального режима определяется отклонением фактической подачи эталонной жидкости при номинальном режиме агрегата, выраженным в процентах от номинальной подачи.

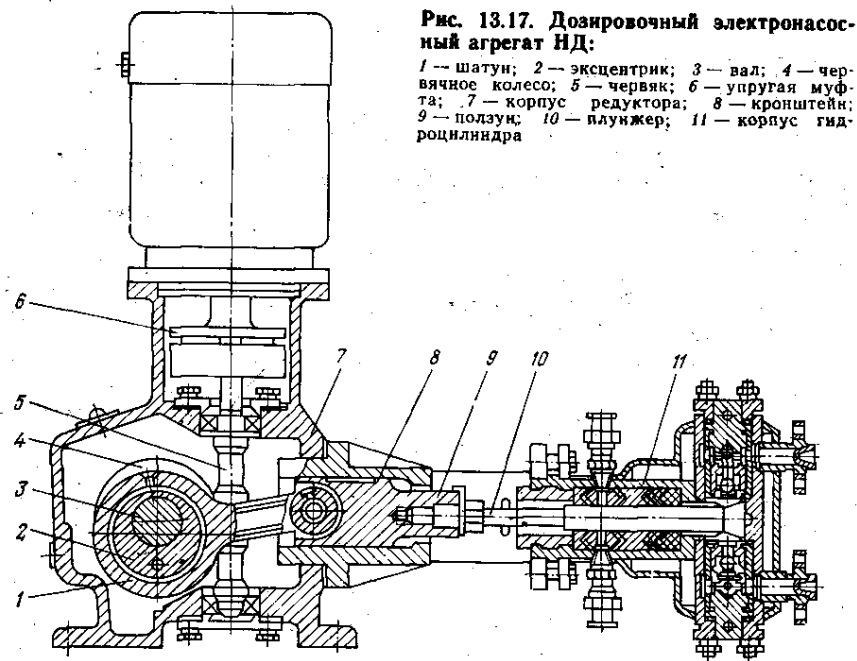
Фактическая подача вычисляется по отношению объема жидкости, подаваемой агрегатом, ко времени и зависит от диаметра плунжера, длины его хода, числа ходов плунжера в единицу времени, а также от давления и физико-механических свойств дозируемой жидкости (вязкости сжимаемости, плотности и т. д.). Эти факторы определяют коэффициент подачи агрегата или его объемные потери — утечки через уплотнения, потери от сжимаемости дозируемой жидкости, деформации элементов конструкции насоса и т. д.

Давление нагнетания определяется параметрами насосной установки, т. е. превышением высоты уровня жидкости в нагнетательном резервуаре над осью насоса, давлением в нагнетательном резервуаре, а также потерями в нагнетательном трубопроводе и физико-механическими свойствами перекачиваемой жидкости.

Вакуумметрическая высота всасывания зависит от давления во всасывающем резервуаре, высоты уровня жидкости в нем над осью насоса, потерь во всасывающем трубопроводе, давления насыщенных паров и других физико-механических свойств перекачиваемой среды. Допустимая вакуумметрическая высота всасывания дозировочных электронасосных агрегатов (при работе на холодной чистой воде с температурой не выше 30 °С) равна 3 м при предельном давлении и наибольшей длине хода плунжера. Превышение вакуумметрической высоты всасывания может вызвать кавитацию, которая приводит к нарушению точности дозирования, снижению подачи, а также к увеличению шума и вибрации агрегата и ускоренному износу узлов прочной части насоса.

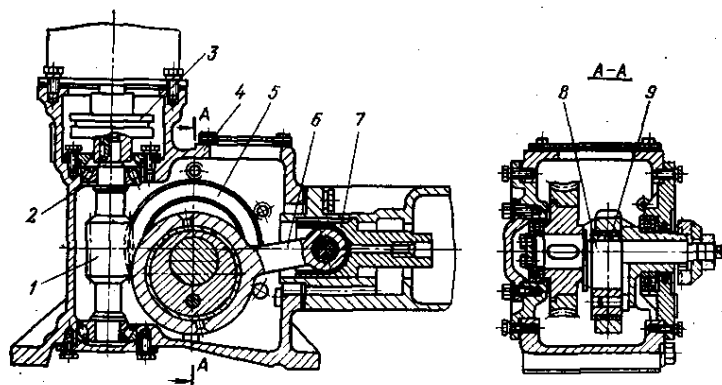
Дозировочный одноплунжерный электронасосный агрегат (рис. 13.17) состоит из редуктора с механизмом регулирования, гидроцилиндра и электродвигателя.

Редуктор с регулирующим механизмом (рис. 13.18) предназначен для преобразования вращательного движения приводного вала двигателя в возвратно-поступательное движение



**Рис. 13.17. Дозировочный электронасосный агрегат НД:**

1 — шатун; 2 — эксцентрик; 3 — вал; 4 — червячное колесо; 5 — червяк; 6 — упругая муфта; 7 — корпус редуктора; 8 — кронштейн; 9 — ползун; 10 — плунжер; 11 — корпус гидродолятора



**Рис. 13.18. Редуктор агрегата НД:**

1 — червяк; 2 — подшипник; 3 — муфта; 4 — корпус; 5 — червячное колесо; 6 — шатун; 7 — ползун; 8 — вал; 9 — эксцентрик

плунжера, а также для бесступенчатого регулирования длины хода плунжера. Червяк расположен вертикально в роликовых подшипниках. Верхний конец вала червяка соединен муфтой с валом электродвигателя, который монтируется на фланце кор-

пуса. Червячное колесо закреплено на валу, имеющем эксцентриковую шейку, на которую надет эксцентрик. Изменяя положение эксцентрика относительно эксцентриковой шейки вала, можно менять эксцентриситет от максимума до нуля.

Шатун, надетый на эксцентрик, предназначен для преобразования вращательного движения вала червячного колеса в возвратно-поступательное движение ползуна, с которым соединен плунжер. Меняя эксцентриситет, можно получить различную длину хода плунжера.

В дозировочных агрегатах с предельным давлением до 10 МПа манжеты, уплотняющие плунжер и фонарь, поджимаются при помощи нажимного стакана, в агрегатах с предельным давлением свыше 10 МПа манжеты, уплотняющие плунжер, поджимаются при помощи нажимного стакана, а уплотняющий фонарь — нажимной втулкой.

В качестве промывочной и затворной жидкости используют чистую жидкость, нейтральную по отношению к окружающей среде и дозируемому продукту.

Область применения дозировочных электронасосных агрегатов определяется стойкостью материала, из которого изготовлена проточная часть насоса, а также стойкостью материала уплотнений.

Агрегаты выпускают в климатическом исполнении У. Они эксплуатируются также и вне помещений при температуре воздуха 40—45 °С.

В состав дозировочного агрегата входят дозировочные насосы следующих типов:

НД — с регулированием подачи вручную при остановленном насосе;

НДЭ — с автоматическим и дистанционным регулированием подачи (с электрическим исполнительным механизмом).

Дозировочные насосы изготавливают в различных исполнениях:

по категории точности дозирования: 0,5; 1 и 2,5 (индексы 0,5; 1; 2,5);

по материалу деталей проточной части: из стали марки 20Х13 (индекс Д); из стали марки 12Х18НДТ (индекс К); из титана и его сплавов (индекс Т).

В зависимости от наличия рубашки для обогрева или охлаждения проточной части различают следующие насосы:

без рубашки обогрева или охлаждения проточной части (индекс 1);

с рубашкой обогрева и охлаждения (индекс 2).

В зависимости от конструкции уплотнительного узла проточной части различают следующие насосы:

без подвода охлаждающей, промывочной или затворной жидкости (индекс 3);



с подводом охлаждающей, промывочной или затворной жидкости (индекс 4).

*Дозировочные электронасосные многоплунжерные агрегаты* предназначены для одновременного дозирования нескольких различных жидких компонентов в технологических процессах. Такие агрегаты состоят из нескольких дозировочных насосов с общим приводным валом. Область их применения по роду дозируемой жидкости, параметрам, конструкции, а также материалу гидроцилиндра аналогична области применения дозировочных одноплунжерных агрегатов.

В состав агрегатов входят дозировочные насосы следующих типов: НДР и НДЭ. Эти насосы предусмотрены для дозирования трех или шести жидких компонентов.

В основу конструкции дозировочных насосных агрегатов заложен блочный принцип. На базе одного привода и семи типоразмеров гидроцилиндров может быть изготовлен дозировочный агрегат с различным (в пределах мощности мотор-редуктора) сочетанием гидроцилиндров для любых условий эксплуатации как по параметрам, так и по роду дозируемой жидкости.

Агрегаты типов ЗНДР и 6НДР изготавливают в общепромышленном и взрывозащищенном исполнении, агрегаты типов ЗНД...Э и 6НД...Э, смонтированные на общей раме, — только в общепромышленном исполнении.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Глава 1. Оборудование для эксплуатации фонтанных скважин</b>	<b>3</b>
Оборудования обвязки обсадных колонн	3
Фонтанная арматура для нефтяных и газовых скважин	7
Запорные устройства	12
Регулирующие устройства	16
Станция управления арматурой СУАП-2	18
Оборудование фонтанных морских скважин КУФО-100×70М	19
Манифольд для опробования морских скважин МСК-80×70ПК2	20
Оборудование устьевое для опробования морских скважин КУОВ-80×70ПК2	21
Оборудование для предупреждения открытых фонтанов	22
Комплексы управления скважинными клапанами-отсекателями КУСА и КОУК	22
Комплексы скважинного оборудования КПП, КПП 1 и КПП 2	35
Комплексы скважинного оборудования КСГ и КСГ1	38
Станция управления СУЭ-35, СУ1-35, СУ3-35	40
Пилотные клапаны типа КП	42
Клапаны-отсекатели типов КАУ и КА	43
Клапаны циркуляционные типов КЦМ, КЦМ1 и КЦГ, КЦГ1	49
Клапаны ингибиторные типов КИНГ, КИНС и КИНГСИ	50
Телескопические соединения типов СТ, СТ2, СТ2Г и СТ2А	51
Посадочные nipples	51
<b>Глава 2. Оборудование для добычи нефти ШСН</b>	<b>53</b>
Станки-качалки	53
Редукторы Ц2НШ	58
Подвески устьевого штока ПСШ	59
Штоки сальниковые устьевые ШСУ	60
Штанги насосные	60
Сальники устьевые СУС	64
Оборудование устьевое ОУ-140-146/168-65Б и ОУ-140-146/168-65БХЛ	65
Оборудование ОУГ-65×21	66
Скважинные штанговые насосы	67
<b>Глава 3. Оборудование для эксплуатации скважин газлифтным способом</b>	<b>88</b>
Газлифтные установки типов Л, ЛН, ЛНТ и ЛНП	91
Газлифтные клапаны типа Г	99
Скважинные камеры типов К, КТ, КТ1 и КТ1Н	102
Циркуляционные клапаны типов КЦНГ, КЦВГ и пробка типа П	105
Испытательный универсальный стенд СИУ-40	106
Комплект инструментов для обслуживания фонтанных и газлифтных скважин	108
<b>Глава 4. Оборудование для эксплуатации нефтяных скважин погружными бесштанговыми насосами</b>	<b>113</b>
Установки погружных центробежных электронасосов	113
Погружные двигатели	130
Гидрозащита погружных электродвигателей	137
Устройства комплектные серии ШГС 5805	138
Подстанции трансформаторные комплектные серии КТППН	142
Подстанции трансформаторные комплектные серии КТППНКС	144
Кабель	148
Установки погружных винтовых электронасосов	149
Установки погружных диафрагменных электронасосов	162
Установки гидропоршневых насосов	167
Комплекс оборудования типа КОС1	175
Сильфонный клапан-отсекатель КАС1-35	176
<b>Глава 5. Оборудование и инструмент для ремонта скважин</b>	<b>178</b>

Установки подъемные	178
Установки насосные	198
Установки смесительные	202
Роторы и роторные установки Р360-Ш14М и УКР-50	203
Оборудование противовибросное для капитального ремонта скважин	205
Превенторы пласечные ПП-180×35 и ПП-180×35К2	208
Превентор универсальный ПУ1-180×35К2	210
Манифольды МПБ2-80×35 и МПБ2-80×35К2	212
Прямоточные задвижки ЗМ-80×35, ЗМ-80Г×35, ЗМ-80×35К2 и ЗМ-80Г×35К2	213
Регулируемые дроссели ДР-80×35, ДР-80Г×35, ДР-80×35К2 и ДР-80Г×35К2	214
Установка гидравлического управления ГУП 100Бр-1	216
Кронблоки эксплуатационные	216
Блоки талевые эксплуатационные	218
Крюки эксплуатационные КППШ и КН	219
Штропы эксплуатационные	221
Вертлюги	222
Элеваторы	224
Спайдеры	228
Ключи	229
Метчики МЭУ и МЭС	235
Колокола КС и К	237
Труболовки	240
Ловители	245
Штанголовители	247
Фрезеры	247
Отклонитель ОТЗ	255
Печать универсальная ПУ2	256
Глава 6. Оборудование для технологических процессов в добыче нефти	257
Установка насосная УН1-630×70А(4АН-70)	257
Установки насосные УНЦ1-160×32К, УНЦ1-160×50К и УНЦ1-160×70К	259
Установки насосные УНЦ1-160×50К и УНЦ2-160×50	260
Установка насосная УНБ1-160×63	263
Установка насосная УНБ1-400×400	264
Установка насосная УНБ1Р-400	265
Установка насосная АКПП-500	267
Смесительная установка ИСМР-20	268
Смесительная установка УС6-30	269
Смесительная установка УС5-30	271
Установки пескосмесительные 4ПА и УСП-50	273
Установка пескосмесительная УСПР-63	274
Автоцистерна ППЦ-23	276
Автоцистерна АЦ-10	277
Прицеп-цистерна ПЦ18-8350	278
Автоцистерна АЦПП-21-5523А	279
Блок манифольда 1БМ-700	280
Арматура устья 2АУ-700	282
Установка ППУА-1200/100	283
Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100	284
Агрегаты АДПМ	285
Глава 7. Установки для исследования и проведения скважинных работ	286
Установки для исследования скважин	286
Установки для проведения скважинных работ	292
Оборудование устьевое тросовое ОТПКЗР-80×70К2	296
Оборудование устьевое тросовое ОТП2-80×35 (ОУП-80×35) и ОТП2-80×35К2 (ОУП-80×35К2)	299
Оборудование устьевое тросовое ОТК4-65×21	300

Превентор ПГ-100×35	303
Глава 8. Эксплуатационные пакеры, якоря и разъединители колонн	306
Пакеры	307
Якоря	321
Разъединители колонн	323
Глава 9. Оборудование для механизации работ	332
Электромеханизированный трубовоз ТВЭ-6, 5-131А	332
Агрегат для перевозки штанг АПШ	335
Агрегат АТЭ-6М	337
Самопогрузчик промышленный ПС-0,5К	338
Самопогрузчик промышленный ПС-6,5М	340
Агрегат 2ПАРС	342
Агрегат АЗА-3	345
Агрегат для обслуживания подъемных установок 2АОП	347
Цементосмесительная установка 2АУМ	350
Установки для перевозки и перемотки кабеля	352
Агрегат для наземного ремонта оборудования АНР-1М	355
Агрегат 2АРОК	359
Маслозаправщик МЗ-4310СК	362
Агрегат для обслуживания промышленных электроустановок АОЭ-01	365
Агрегат для ремонта водоводов 2АРВ	369
Агрегат для обслуживания замерных установок АЗУ	370
Агрегат АК-6	374
Полевая лаборатория бесштанговых насосов ПЛБН-64	375
Специализированная машина для обслуживания скважин МОС	376
Агрегат АРСТА-1	377
Специализированная машина операторов 2СМО	378
Глава 10. Оборудование для поддержания пластового давления	380
Центробежные насосы типа ЦНС	380
Насосные станции системы поддержания пластового давления	385
Конструктивное исполнение БКНС с насосами ЦНС180	390
Устьевая арматура для нагнетательных скважин	393
Установка погружных центробежных электронасосов для поддержания пластового давления	395
Глава 11. Оборудование для сбора и подготовки нефти	402
Блочные автоматизированные групповые замерные установки	402
Комплекс оборудования для отделения нефти от газа и свободной воды	412
Нефтяные нагреватели и печи	427
Отстойники и электродегидраторы	439
Блоки дозирования химреагентов	449
Глава 12. Компрессоры	451
Классификация компрессоров	451
Поршневые компрессоры	453
Угловые компрессоры	454
Оппозитные компрессоры	458
Газомоторные компрессоры	460
Центробежные компрессоры	473
Газовые винтовые компрессоры	480
Передвижные компрессорные установки	500
Глава 13. Насосы	503
Нефтяные насосы	503
Нефтяные насосные станции	526
Центробежные секционные насосы типа ЦНС	528
Горизонтальные центробежные консольные насосы	533
Погружные насосы	537
Центробежные насосы типа Д и В	544
Вихревые и центробежно-вихревые насосы	550
Дозировочные электронасосные агрегаты	552