СПРАВОЧНАЯ КНИГА

ПО ТЕКУЩЕМУ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



МОСКВА «НЕДРА» 1979

УДК [622,248.3 + 622.276.5 (035)

Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин/А. Д. Амиров, К. А. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский и др. М., Недра, 1979, с. 309

В справочной книге по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин приведены основные сведения по оборудованию, инструменту и приспособлениям, применяемым при спуско-подъемных операциях, цементировании скважин, изоляции посторонних вод, ловильных и других работах; описаны основные технологические процессы при текущем и капитальном ремонте скважин, дано описание процессов восстановления бездействующих скважин методом зарезки и бурения второго ствола.

Книга предназначена для производственно-технических работников цехов по текущему и капитальному ремонту скважин.

Табл. 150, ил. 146, список лит. — 8 назв.

Авторы: А. Д. АМИРОВ, К. А. КАРАПЕТОВ, Ф. Д. ЛЕМБЕРАНСКИЙ, А. С. ЯШИН, А. А. ДЖАФАРОВ

С $\frac{30802-443}{043(01)-79}$199—79 2504030300

© Издательство «Недра», 1979 г.

РАЗДЕЛ I

НАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, АГРЕГАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

НАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, АГРЕГАТЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

В зависимости от категории и разновидности предстоящего текущего и капитального ремонта скважин применяют соответствующее оборудование и инструмент.

На рис. I.1 приведена принципиальная схема размещения комплекса оборудования для ремонта скважин, в состав которого входят: вышечное сооружение

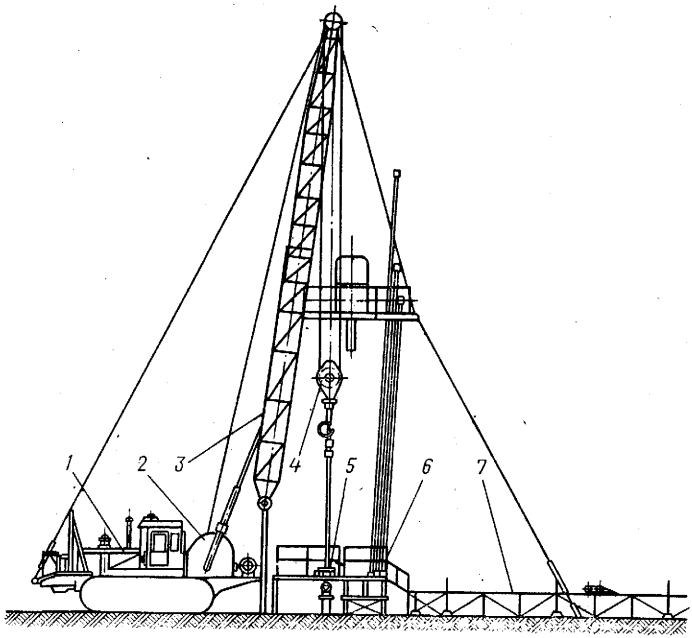


Рис. I.1. Схема размещения комплекса оборудования для ремонта скважин:
1 — транспортная база; *2* — лебедка; *3* — вышка; *4* — талевая система; *5* — ротор; *6* — рабочая площадка; *7* — мостки

с рабочей площадкой и мостками; талевая система; подъемная лебедка или установка (агрегат); насосная установка; ротор; вертлюг; противовыбросовое оборудование; устьевой и подземный инструмент.

В зависимости от вида и сложности ремонтных работ, аварийных ситуаций, возникающих в процессе ремонта скважин, оборудование может поставляться отдельными комплектами или узлами (например, в виде подъемника, вышки или мачты, элементов талевой системы и т. д.); частично укомплектованными (лебедка, вышка, талевая система в комплекте, роторная установка с индивидуальным приводом, насосная установка и т. д.) и полностью укомплектованными механизмами, позволяющими осуществлять полный цикл ремонта скважин.

Вышки и мачты

Вышки и мачты — стационарные или передвижные сооружения, предназначенные для подвески талевой системы, поддержания на весу колонны труб или штанг при ремонтных работах, проводимых на скважине. Используют вышки и мачты: оставшиеся после бурения; специально сооружаемые стационарные эксплуатационные или передвижные; телескопические, транспортируемые на подъемных установках.

Таблица I.1

Техническая характеристика вышек башенного типа

Показатели	ВI-300-53	ВМ-41М	ВМ-28	ВЭС-28-100	ВЭС 28-80
Номинальная грузоподъемность на крюке, т	300	150	110	100	80
Высота, м	53	41	28	28	28
Размеры оснований, м:					
верхнего	2×2	2×2	2×2	2×2	2×2
нижнего	10×10	8×8	8×8	10×10	8×8
Высота проема ворот, м	10,5	8,0	8,0	12,0	12,0
Грузоподъемность «козел», т	6	3	3	3	3
Масса, т	50,5	14,5	14,0	17,7	17,1

Таблица I.2

Техническая характеристика А-образных вышек мачтового типа

Показатели	ВАС-42	БУ-80Бр
Номинальная грузоподъемность, т	200	80
Высота от шарнирной опоры до подкронблочной балки, м	42,8	40,3
Расстояние между опорами ног, м	9,2	6,2
Расстояние между опорными шарнирами подкронблочной балки, м	2,5	1,5
Расстояние между опорами ног и подкоса, м	6,0	6,5—7,0
Масса, т	24,0	18,2

Вышки и мачты различают по грузоподъемности, высоте и конструкции. По системе опор и передачи на фундамент основной нагрузки, а также по степени разборности и методу сборки вышки подразделяются на два типа: башенные и мачтовые, техническая характеристика которых приведена в табл. I.1 и I.2.

Материалом для изготовления вышек и мачт служат сортовой прокат, бурильные, насосно-компрессорные трубы и насосные штанги.

Вышки А-образные секционные мачтового типа по сравнению с вышками башенного типа обладают меньшей металлоемкостью при равной грузоподъем-

ности, более удобны для размещения на рабочей площадке подъемного и вспомогательного оборудования.

Мачты применяют в качестве подъемного сооружения при ремонте неглубоких скважин. Подразделяются они на стационарные и передвижные. Конструктивное исполнение мачты зависит от максимально действующей на нее нагрузки.

Техническая характеристика мачты (по ОТУ 26-02-217—70) приведена в табл. I.3.

Таблица I.3

Основные параметры эксплуатационных мачт

Тип мачты	Грузоподъемность, т	Высота, м	Расстояние между осями ног, м
МЭСН 15×15	15	15	4
МЭСН 17×25	25	17	4
МЭСН 22×25	25	22	4

Передвижные мачты предназначены для ремонта скважин, не имеющих стационарных вышек и мачт. Применяют их на участках безвышечной эксплуатации скважин при значительном межремонтном периоде их работы и при наличии заранее подготовленных площадок и подъездных путей. В восточных нефтяных районах Советского Союза наиболее распространена мачта ПТМТ-40 (передвижная телескопическая мачта трубная, грузоподъемностью 40 т), которая монтируется на гусеничной тележке «Восток» и перевозится с помощью трактора-подъемника. Мачта состоит из двух секций, подъем которых и выдвижение верхней секции производятся с помощью лебедки подъемника через талевую систему.

Рабочая площадка у устья скважины, оборудованная стационарной вышкой, должна иметь размеры не менее 4×6 м, а оборудованная мачтой — 3×4 м. В случае применения самоходных подъемных установок размеры рабочей площадки составляют 4×5 м. Высота рабочей площадки от поверхности земли в зависимости от высоты устья и наличия противовыбросового оборудования может быть от одного до четырех метров.

Такие площадки сооружают из бутобетона с деревянным настилом толщиною не менее 70 мм с уклоном четырех сторон к устью, равным 0,03°, а со стороны мостков — 0,015° для обеспечения стока жидкости.

В комплексы оборудования входят рабочие площадки ферменной конструкции, выполненной из труб, высота которых регламентирована ОСТом 26-16-1513—77 в зависимости от грузоподъемности установки и комплектности противовыбросового оборудования. Высота фланца эксплуатационной колонны над уровнем рабочей площадки должна быть не менее 500 мм.

Приемные мостки и стеллажи, сооружаемые у вышки или мачты на уровне рабочей площадки с наклоном от ног вышки, служат для укладки труб и штанг при проведении спуско-подъемных операций.

Конструкции мостков и стеллажей в зависимости от применяемого материала бывают различными.

В последнее время в ряде нефтяных районов Советского Союза практикуется применение переносных приемных мостков, выполненных в виде металлической пространственной фермы, перевозимой волоком (на полозьях) с помощью трактора.

Фундаменты под ноги эксплуатационных вышек и мачт, якорей оттяжек в зависимости от условий грунта применяют различной конструкции. Фундаменты под самоходные подъемные установки унифицированы, схемы и раз-

меры их приведены на рис. I.2. Площадка под установку представляет собой уплотненное катком основание из бутового камня толщиною 300 мм, покрытое сверху бетоном марки М-150 толщиною не менее 100 мм. Площадка под ноги вышки — плита из бетона той же марки толщиною не менее 300 мм, уложенная на уплотненное основание из бутового камня толщиной не менее 600 мм.

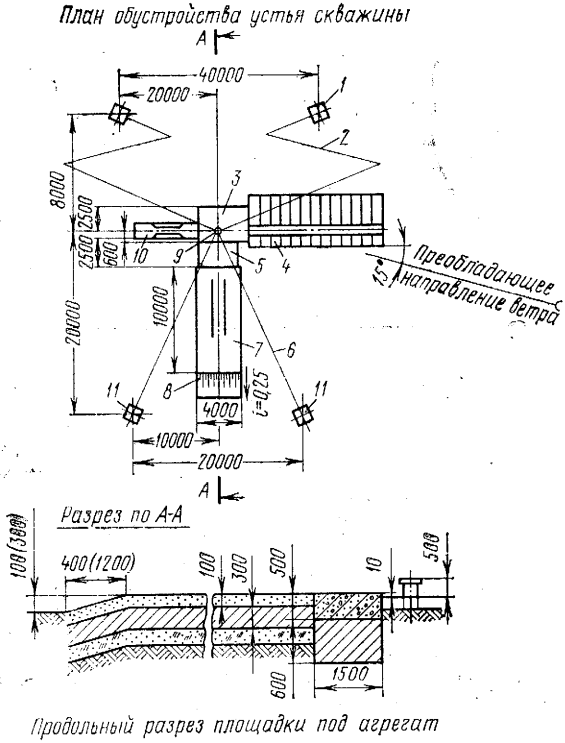


Рис. I.2. Обустройство устья скважины под установку агрегатов:

1 — якорь ветровых оттяжек; *2* — ветровые оттяжки; *3* — рабочая площадка; *4* — приемные мостки; *5* — площадка под ноги вышки; *6* — грузовые оттяжки; *7* — площадка под агрегат; *8* — въезд; *9* — устье скважины; *10* — станок-качалка; *11* — якорь грузовых оттяжек

Эксплуатация вышек и мачт

В процессе эксплуатации вышки и мачты следует периодически осматривать: после сборки и подъема вышки (мачты); до и после транспортирования в собранном виде; перед производством сложных работ (ловильных, расхаживание прихваченного инструмента, спуск обсадной колонны и т. п.); после сильного ветра (на открытой местности свыше 8 баллов и в лесистой — 10 баллов) и открытых нефтегазопроявлений.

При осмотрах вышки (мачты) особое внимание следует обращать на: прямолинейность ног и зазоры в стыках труб, состояние фундаментов (деформацию, трещины, коррозию и другие дефекты); состояние сварных швов, диагональных тяг, балконов, лестниц, ограждений и оттяжек.

Во время ремонтных работ вышка подвергается различным нагрузкам, в том числе вибрациям, особенно когда работы проводятся с погнутой ведущей (квадратной) трубой или при нарушении центрирования вышки. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы болтовые соединения на всех узлах вышки (мачты) были надежно затянуты и укреплены контргайками.

Выявленные дефекты необходимо немедленно устранять.

Подъемные механизмы

К основному оборудованию, с помощью которого проводят спуско-подъемные операции, относят подъемные лебедки, монтируемые на самоходной транспортной базе-автомобиле или тракторе. Лебедка может монтироваться совместно с вышкой, талевой системой и другим оборудованием. В этом случае оборудование в целом называется подъемной установкой, а при более полной комплектации (насосом, ротором, вертлюгом и др.) — комплексом подъемного оборудования. Если на тракторе монтируется только лебедка, такой механизм называется подъемником.

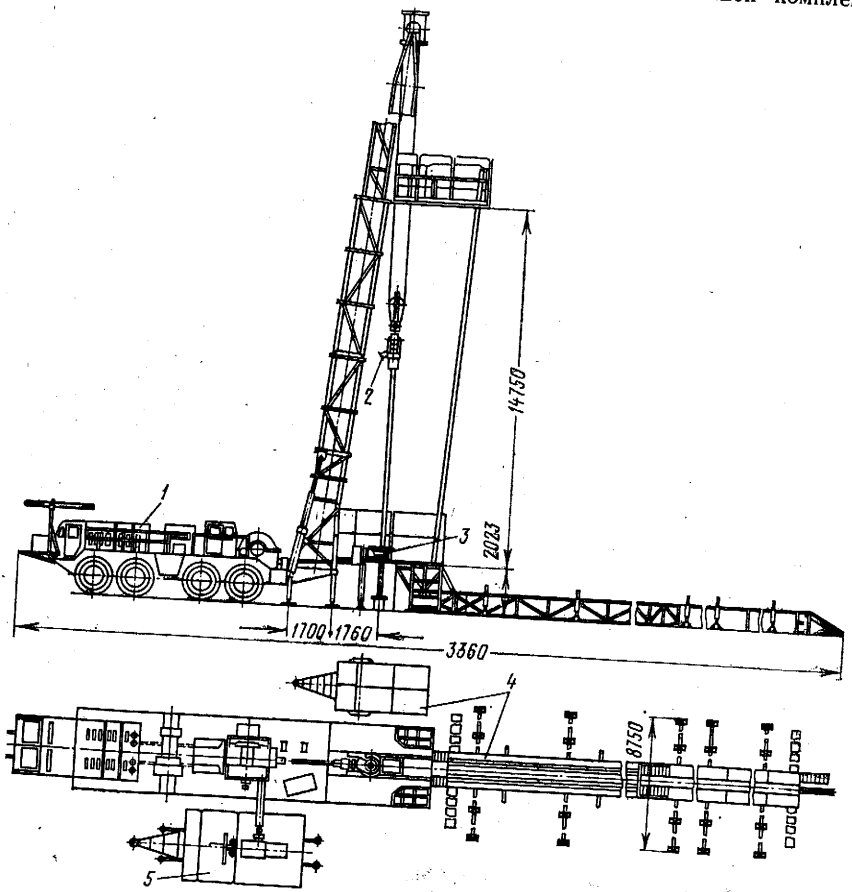


Рис. I.3. Комплекс оборудования КОРО-80 (в рабочем положении):
1 — подъемная установка УПА-80; *2* — вертлюг ВП-80×200; *3* — ротор Р-200; *4* — передвижные приемные мостки МПП-80; *5* — насосный блок БНП-15Гр

В самоходных установках и подъемниках для привода лебедки и других вспомогательных механизмов, как правило, используется двигатель самой транспортной базы. Передача вращения осуществляется от механизма отбора мощности, через трансмиссию и коробку скоростей на барабан лебедки, при вращении которого навивается талевой канат (или наоборот).

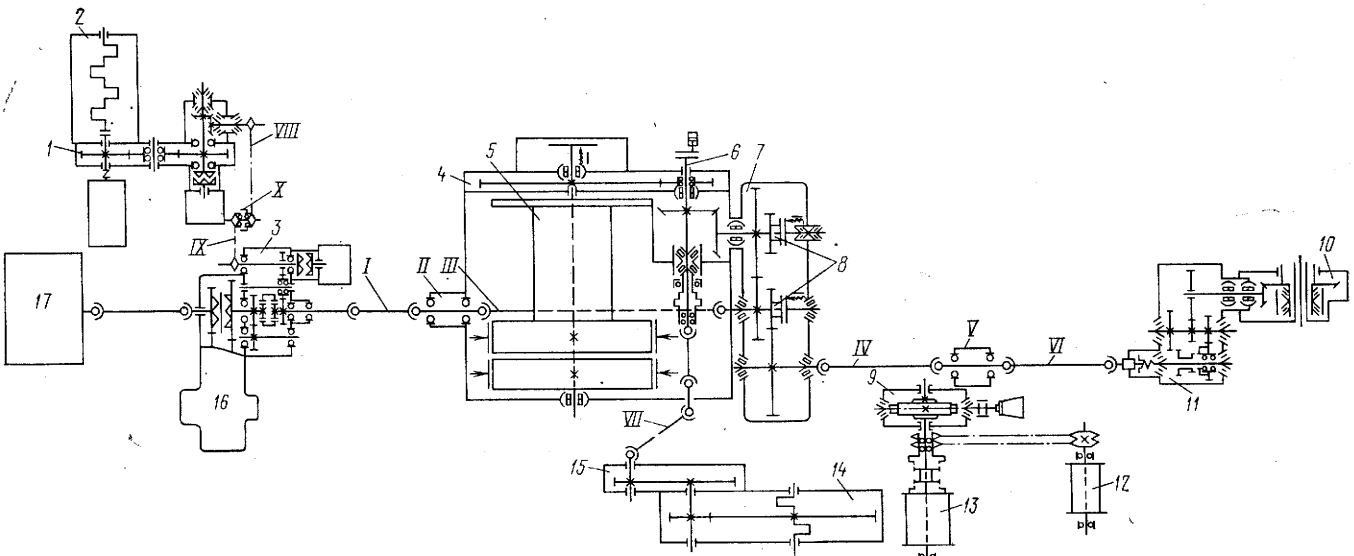


Рис. I.4. Кинематическая схема комплекса оборудования КОРО-80:

1 — редуктор вспомогательного привода; *2* — вспомогательный привод; *3* — коробка отбора мощности; *4* — лебедка; *5* — барабанный вал; *6* — трансмиссионный вал; *7* — раздаточная коробка; *8* — электромагнитная муфта; *9* — червячный редуктор; *10* — ротор Р-200; *11* — коробка привода ротора; *12* — катушка механизации; *13* — барабан выдвижения вышки; *14* — насос 15Гр; *15* — редуктор привода насоса; *16* — раздаточная коробка автомобиля; *17* — гидротрансформатор с планетарной коробкой передач; *I, III, IV, VI, VII*—карданные валы; *II, V, X* — промежуточные опоры; *VIII, IX* — цепные передачи

Параметры подъемных установок и подъемников, выпускаемых машиностроительными заводами, регламентированы ОСТом 26-16-1513—77, в котором предусмотрены следующие грузоподъемности: 12,5; 20; 32; 50; 80; 125 т. Выбор оборудования зависит от глубины скважины, характера и степени сложности производимых работ.

Комплекс оборудования КОРО-80 предназначен для спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами при разбуривании цементных мостов, ловильных работах, фрезеровании, нагнетании в скважину жидкостей и проведении работ по исследованию скважин глубиною до 5000 м в процессе их освоения и капитального ремонта.

Комплекс (рис. I.3) состоит из трех блоков: самоходной подъемной установки УПА-80, смонтированной на четырехосном автомобиле МАЗ-537 высокой проходимости; насосного блока БНП-15Гр, смонтированного на двухосном прицепе МАЗ-8926; передвижных приемных мостков МПП-80 (на пневмо-колесном ходу) с рабочей площадкой и инструментальной тележкой.

КОРО-80 комплектуется: облегченным малогабаритным ротором Р-200; промывочным вертлюгом ВП-80×200; механизированными ключами КГП с гидроприводом (для бурильных труб диаметрами 73 и 89 мм), механизированными ключами АПР—ГП для насосно-компрессорных труб и комплектом инструмента для спуско-подъемных операций.

Подъемная установка УПА-80 состоит из следующих основных узлов: однобарабанной грузовой лебедки, электромагнитного тормоза, телескопической вышки с талевой системой, лебедки для исследования скважин и системы управления, расположенной в специальной кабине машиниста. Привод лебедки и других узлов осуществляется от двигателя автомобиля. Установка в рабочем положении укрепляется с помощью четырех оттяжек.

Насосный блок БНП-15Гр состоит из двухцилиндрового поршневого насоса 15Гр с напорной и выкидной арматурой и двух мерных емкостей. Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала лебедки через специальный карданный вал.

Передвижные приемные мостки МПП-80 состоят из рабочей площадки и собственно мостков, составляющих один блок, и блока инструментальной тележки, который в транспортном положении жестко соединяется с блоком мостков, составляя, таким образом, переднюю часть двухосного прицепа.

Такое конструктивное решение сокращает до минимума монтажно-демонтажные работы, связанные с установкой рабочей площадки и мостков на скважине, и, по существу, сводится к подведению мостков к устью скважины, подъему колес прицепа и развороту стеллажей для труб.

Кинематическая схема комплекса оборудования КОРО-80 приведена на рис. I.4.

Техническая характеристика оборудования КОРО-80

Грузоподъемность на крюке, т	80
Скорость подъема крюка, м/с	0,2—1,2
Привод	От двигателя автомобиля
Мощность, л. с.	525
Лебедка	
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	490×750
Диаметр тормозного шкива, мм	1120
Тормозные ленты:	
число	2
ширина, мм	230
Вышка	
Высота от земли до оси кронблока, м	28
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	19
Оснастка талевой системы	4×5

Насос

Тип	15Гр
Приводная мощность, л. с.	290
Наибольшее давление на выкиде, кгс/см²	400
Наибольшая подача, л/с	16

Мостки

Наибольшая длина укладываемой трубы, м	16
Емкость стеллажей (трубы диаметром 73 мм), м	4500

Рабочая площадка

Габаритные размеры, мм:	
длина	3200
ширина	4100
высота	2100

Ротор

Тип	Р-200
Диаметр проходного отверстия стола, мм	200
Нагрузка на стол, тс	125

Вертлюг промывочный

Тип	ВП-80×200
Диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	75
Рабочее давление, кгс/см²	200
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм:	

	УПА-80	БНП-15Гр	МПП-80
длина	15 500	7 800	17 100
ширина	3 200	2 500	3 200
высота	4 250	3 500	3 100
Масса, кг	48 000	8 820	10 785

Подъемный агрегат А-50У предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб на мостки при освоении и ремонте скважин, а также для разбуривания цементного стакана, промывки скважин с целью удаления песчаных пробок и производства других видов работ.

В табл. I.4 даны скорости подъема крюка и грузоподъемность агрегата при соответствующих скоростях лебедки.

Подъемный агрегат АзИНМАШ-37А (рис. I.5) предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважин.

Агрегат представляет собой самоходную подъемную установку, смонтированную на шасси автомобиля КрАЗ-255Б высокой проходимости. Агрегат состоит из следующих основных узлов: механизма отбора мощности, коробки пере-

Таблица I.4

Скорость подъема крюка и грузоподъемность агрегата А-50У

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	39,8	0,181	50,0
II	69,8	0,317	34,5
III	153,0	0,695	12,6
IV	268,0	1,215	7,5

мены передач, однобарабанной лебедки, вышки с задней и передней опорами, талевой системы и механизмов управления, расположенных в кабине машиниста.

Агрегат укомплектован автоматом АПР-2ВБ и автоматическим штанговым ключом АШК-Г. Кроме того, в нем предусмотрены: ограничитель подъема крюкоблока, системы звуковой и световой сигнализаций установки вышки, контрольно-измерительные приборы работы двигателя и пневмосистемы, а также другие системы блокировки, обеспечивающие безопасность проведения работ при установке агрегата у устья скважины и спуско-подъемных операциях.

В табл. I.5 приведены скорости подъема крюка и грузоподъемность агрегата при соответствующих скоростях лебедки.

Агрегат АзИНМАШ-43А предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважин в болотистых районах и в районах с сильно пересеченным рельефом местности.

Агрегат — тракторная модификация автомобильного агрегата АзИНМАШ-37А; большинство его механизмов унифицированы с последним. В связи с монтажом агрегата на болотоходном гидрофицированном тракторе Т-100МЗ БГС в конструкцию был внесен ряд изменений.

Основные узлы агрегата: механизм отбора мощности и коробка перемены передач, размещенные в одном корпусе, который установлен непосредственно на задней стенке трактора; однобарабанная лебедка, отличающаяся от лебедки АзИНМАШ-37А приводом и привязкой к трактору; механизмы управления, расположенные в кабине тракториста.

Конструктивные особенности лебедки, вышки, талевой системы не отличаются от особенностей аналогичных узлов агрегата АзИНМАШ-37А.

Агрегат укомплектован автоматом АПР-2ВБ.

В табл. I.6 приведены скорости подъема крюка и грузоподъемность агрегата при соответствующих скоростях лебедки.

Отличительные эксплуатационные особенности агрегата: низкое удельное давление на грунт (0,41 кгс/см^2) в транспортном положении, что практически делает его проходимым в любых климатических условиях; относительная повышенная устойчивость в рабочем положении, что позволяет при ремонтах неглубоких скважин и определенных погодных условиях работать без применения оттяжек; наличие в конструкции элементов, обеспечивающих безопасность работы (автоматически срабатывающее противозатаскивающее устройство, взрывобезопасные светильники типа ФВН, дистанционное управление монтажом вышки при переводе ее в рабочее положение и при демонтаже; питание электросистемы напряжением 24 В, наличие блокировочной сигнализации в управлении агрегатом, привод к механизму АПР); высокая оснащенность, обеспечивающая механизацию ряда тяжелых работ (перевод агрегата в рабочее положение, свинчивание и развинчивание труб и штанг, подтаскивание тяжестей и т. д.).



Рис. I.5. Агрегат 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

Таблица I.5

Скорость подъема крюка и грузоподъемность агрегата АзИНМАШ-37А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка (при навивке второго ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,34	32,0
II	0,72	17,5
III	1,45	8,6
«Задний ход»	0,92	—

Таблица I.6

Скорости подъема крюка и грузоподъемность агрегата АзИНМАШ-43А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка (при навивке второго ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,225	28,0
II	0,365	17,3
III	0,615	10,3
IV	1,000	6,3

Агрегат Бакинец-3М предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при ремонтных работах на скважине.

Агрегат смонтирован на гусеничном тракторе Т-100МЗ, принципиальная схема его аналогична схеме агрегата АзИНМАШ-43А.

Агрегат состоит из следующих основных узлов: коробки отбора мощности и передач, вышки с талевой системой, лебедки, системы управления, размещенной в кабине тракториста, и ряда вспомогательных механизмов. Он оснащен системой освещения рабочего места у устья скважины, вышки, а также по траектории движения крюкоблока. Система освещения — во взрывобезопасном исполнении, питается от электрооборудования трактора.

В табл. I.7 приведены скорости подъема крюка и грузоподъемность агрегата на соответствующих скоростях лебедки агрегата.

Техническая характеристика подъемных установок приведена в табл. I.8.

Таблица I.7

Скорость подъема и грузоподъемность агрегата «Бакинец-3М»

Скорость лебедки	Шестиструнная оснастка		Семиструнная оснастка	
	Скорость подъема крюка (при навивке третьего ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемность на крюке, т	Скорость подъема крюка (при навивке третьего ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,169	32,0	0,145	37,0
II	0,231	23,0	0,197	27,0
III	0,357	15,0	0,357	17,5
IV	0,693	7,6	0,594	8,9

Таблица I.8

Техническая характеристика подъемных установок

Показатели	А-50У	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-43А	Бакинец-3М
Номинальная грузоподъемность, т	50	32	28	37
Привод от двигателя	Автомобиль КрАЗ-257	Автомобиль КрАЗ-255Б	Трактор Т-100М3БГС	Трактор Т-100М3
Мощность двигателя, л. с.	240	240	108	108
Лебедка				
емкость барабана (при навивке каната диаметром 15 мм), м	—	2000	2000	1200
Тормозные шкивы				
число	2	1	1	1
диаметр, мм	1000	1000	1000	850
Тормозные ленты				
число	2	2	2	1
ширина, мм	150	120	120	200
Вышка				
высота от земли до оси кронблока, м	22,4	18,0	18,0	17,4
наибольшая длина поднимаемой трубы, м	16,0	12,5	12,5	12,0
Оснастка	3×4	2×3	2×3	3×4
Диаметр талевого каната, мм	25,0	22,5	22,5	18,5
Дополнительное оборудование				
Ротор				
диаметр проходного отверстия, мм	142	—	—	—
нагрузка на стол, тс	50	—	—	—
Насосный блок				
тип насоса	9МГр			
наибольшее давление, кгс/см^2	160			
максимальная подача, л/с	9,95			
Габаритные размеры (в транспортном положении), мм				
длина	12 460	10 050	10 050	11 000
ширина	2 650	2 750	3 297	2 440
высота	4 160	4 060	3 915	3 800
Масса, кг	32 104	20 400	22 450	20 190

Подъемник АзИНМАШ-43П, предназначенный для проведения спуско-подъемных операций при ремонте скважин, оборудованных стационарными вышками или мачтами, смонтирован на гусеничном тракторе Т-100М3 или гусеничном болотоходном тракторе Т-100М3БГС.

Он состоит из следующих узлов: механизма отбора мощности и коробки скоростей, размещенных в одном корпусе; однобарабанной лебедки и пульта управления, расположенного в кабине тракториста. Лебедка подъемника полностью унифицирована с лебедкой агрегата АзИНМАШ-43А.

Таблица I.9

Глубина спуска насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	Глубина спуска, м		
	Оснастка		
	2 × 3	3 × 4	4 × 5
48	6400		
60	4000	6000	
73	3000	4400	5700
89	2000	3000	4000
114	1500	2200	2800

Таблица I.10

Данные о частоте вращения барабана и тяговом усилии на конце талевого каната

Скорость лебедки	Частота вращения вала барабана, об/мин	Скорость набегания каната на барабан (при навивке второго ряда), м/с	Тяговое усилие, тс
I	35,0	0,88	7,50
II	58,3	1,46	4,53
III	96,0	2,42	2,75
IV	159,0	4,01	1,66

Подъемник оснащен безопасной спиральной катушкой для подтаскивания тяжестей; двухрядным цепным колесом для привода ротора и клиноприводным шкивом для перемотки тартального каната на барабан лебедки. При работе в ночное время рабочая площадка и лебедка освещены фарами и светильником, питающимися от электрооборудования трактора.

Глубины спуска насосно-компрессорных труб при различной оснастке талевой системы приведены в табл. I.9.

Данные о частоте вращения вала барабана и тяговом усилии на ходовом конце талевого каната при 1050 об/мин двигателя в зависимости от включенной скорости приведены в табл. I.10.

Техническая характеристика подъемника АзИНМАШ-43П приведена в табл. I.11.

Подъемник ЛПТ-8 предназначен для ремонта скважин глубиною до 2500 м, оснащенных стационарными вышками и мачтами. Подъемник, созданный на базе трактора Т-130, по техническим показателям отличается от агрегата АзИНМАШ-43А. Как видно из рис. I.6, коробка передач подъемника вынесена и размещена на задней стенке станины лебедки. Такая компоновка значительно облегчает обслуживание коробки передач, доступ к прицепному устройству

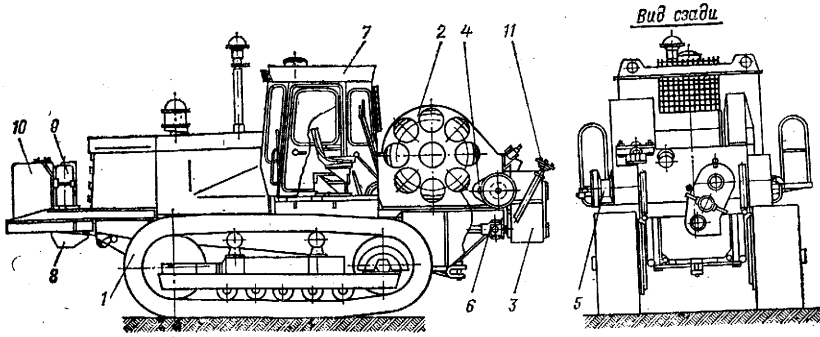


Рис. I.6. Подъемник ЛПТ-8:

1 — трактор; *2* — лебедка; *3* — коробка передач; *4* — редуктор привода катушки; *5* — катушка лебедки; *6* — трансмиссия; *7* — кабина машиниста; *8* — компрессор; *9* — пневмосистема; *10* — топливный бак; *11* — упоры

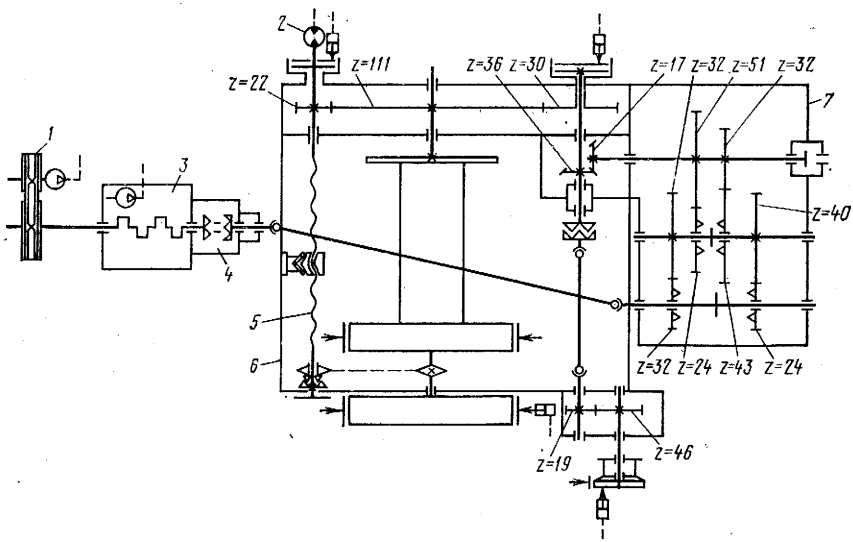


Рис. I.7. Кинематическая схема подъемника ЛПТ-8:

1 — компрессор; *2* — гидравлический двигатель; *3* — двигатель; *4* — КОМ; *5* — ограничитель подъема кронблока; *6* — лебедка; *7* — коробка передач

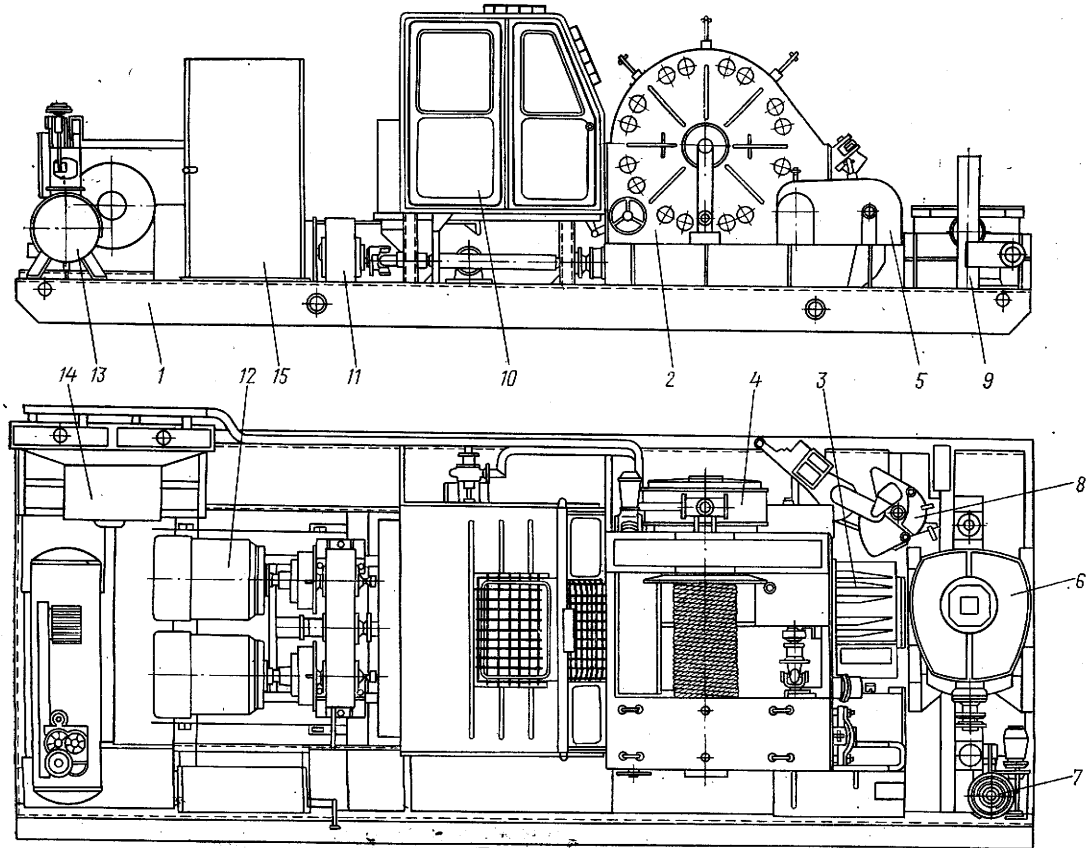


Рис. I.8. Подъемная установка ЛПР-10Э:

1 — рама; *2* — лебедка; *3* — коробка передач; *4* — тормоз электромагнитный порошковый; *5* — редуктор привода ротора и насоса; *6* — ротор; *7* — автомат АПР-2 с гидроприводом; *8* — ключ гидравлический подвесной; *9* — стойка; *10* — кабина машиниста; *11* — редуктор суммирующий; *12* — электродвигатель; *13* — компрессорная установка; *14* — система охлаждения ТЭП; *15* — электрошкаф

и к бортовым фрикционам трактора. Подъемник ЛПТ-8 в отличие от агрегата АзИНМАШ-43П имеет лебедку с тяговым усилием 8,5 тс; более мощную тормозную систему с быстросменными тормозными колодками, изготовленными из ретинакса; оснащен надежным и простым в обращении механизмом противозатаскивателя. Кроме того, вместо безопасной катушки на подъемнике установлена лебедка-катушка со стальным канатом, управляемая из кабины машиниста. Вместе с тем многие узлы в подъемнике заимствованы от агрегата АзИНМАШ-43П.

На рис. I.7 приведена кинематическая схема подъемника ЛПТ-8.

Техническая характеристика подъемника ЛПТ-8 приведена в табл. I.11.

Подъемная установка ЛПР-10Э (в рамном исполнении) предназначена для освоения и капитального ремонта скважин глубиною до 3500 м при наличии стационарных подъемных сооружений, расположенных на морских основаниях.

Установка (рис. I.8) комплектуется лебедкой с тяговым усилием 10 тс, ротором Р-200, механизмами для свинчивания и развинчивания бурильных труб диаметрами 73 и 89 мм и насосно-компрессорных труб диаметрами до 114 мм с гидравлическим приводом, гидрораскрепителем и другими средствами малой механизации.

Лебедка установки создана на базе унифицированной лебедки от подъемника ЛПТ-8, имеет много заимствованных узлов, оснащена противозатаскивающим механизмом, катушкой для подтаскивания тяжестей, цепной звездочкой для привода ротора. Ленточный механический тормоз лебедки сдублирован с электромагнитным тормозом, позволяющим производить спуск колонны по заранее заданному режиму торможения.

Техническая характеристика подъемника ЛПР-10Э приведена в табл. I.11.

Таблица I.11

Техническая характеристика подъемников

Показатели	Подъемник		
	АзИНМАШ-43П	ЛПТ-8	ЛПР-10Э
Наибольшее тяговое усилие на набегающем конце каната, тс	7,5	8,5	10,0
Диапазон скоростей набегающего конца каната, м/с	0,9—4,0	1,12—5,36	1,5—7,2
Привод лебедки от двигателя	Т-100М3	I-130	Два электродвигателя
Мощность привода, л. с.	108	160	204 (150 кВт)
Емкость барабана лебедки (при навивке каната диаметром 15 мм), м	2000	2000	2200
Число тормозных шкивов	1	2	2
Диаметр тормозного шкива, мм	1000	1000	1120
Тормозные ленты:			
число	2	2	2
ширина, мм	120	160	160
Фрикционный материал	Медноасбестовая плетенка	Ретинакс	Ретинакс
Габаритные размеры, мм:			
длина	5 950	6 440	7 000
ширина	2 680	2 750	2 850
высота	3 100	3 000	2 180
Масса, кг	16 400	18 600	12 500

Таблица I.12

Техническая характеристика стационарных лебедок

Показатели	Лебедка		
	ЛМЗ-2	2ЛБ-3	Л1-4М3
Номинальная грузоподъемность, т:			
при оснастке 4×5	60	75	120
при оснастке 5×6	75	100	158
Приводная мощность, кВт	160	320	320
Натяжение ходового конца талевого каната на барабан лебедки, тс	8	10,5	19
Диаметр бочки барабана, мм	400	500	650
Длина бочки барабана, мм	760	690	840
Диаметр тормозных шайб, мм	1064	1100	1170
Ширина тормозных шайб, мм	250	250	250
Габаритные размеры, мм:			
длина *L*	4000	3920	3 700
ширина *B*	2700	2620	2 960
высота *H*	1700	2390	2 390
Масса лебедки (без цепей), кг	7200	9740	11 000

Кроме перечисленных подъемных установок и тракторов-подъемников, при сложных ремонтных работах, проводимых в глубоких скважинах, применяют стационарные двух, трех- и четырехскоростные лебедки марок ЛМЗ-2, 2ЛБ-3 и Л1-4М3, техническая характеристика которых приведена в табл. I.12.

Эксплуатация подъемных механизмов

Подъемник (агрегат) следует устанавливать на бутобетонной площадке и надежно закреплять в удобном месте, откуда хорошо должно быть видно устье скважины. Правильность установки подъемника и определение центричности талевого блока по отношению к устью скважины проверяют путем подъема-спуска ненагруженного талевого блока на полную высоту вышки (мачты). При этом проверяют правильность навивки талевого каната на барабан лебедки. До крепления ходового конца каната на барабане лебедки подъемника канат необходимо пропустить через оттяжной ролик и прикрепить к делительному диску барабана. Затем при самом нижнем положении крюка навивают на рабочую часть барабана лебедки 8—10 витков каната. При ровной навивке каната считают, что подъемник установлен правильно.

В процессе эксплуатации при приеме и сдаче вахты необходимо внешне осмотреть подъемные механизмы и опробовать отдельные их узлы; не реже одного раза в неделю необходимо проверять все узлы, их крепление, степень износа и регулировку. Выявленные неисправности должны быть устранены до начала работы.

Нагружать подъемный механизм следует в соответствии с его технической характеристикой. Скорости подъема необходимо переключать при полной оста-

новке валов. Перегрузки приводят к более интенсивному износу деталей, а часто и к поломке отдельных узлов.

Кроме того, в процессе эксплуатации подъемных механизмов необходимо проводить следующие работы: регулярно проверять и своевременно подтягивать болты крепления всех узлов, при этом особое внимание необходимо обращать на крепление валов лебедки и узлов тормозной системы; проверять состояние шкивов тормоза и шинно-пневматических муфт, не допускать попадание воды и масла на их рабочую поверхность; постоянно наблюдать за ленточным тормозом и производить его регулировку по мере износа тормозных колодок, а при полном износе — заменять их; следить за состоянием подшипников — они должны работать плавно и бесшумно, температура нагрева их не должна превышать 70° С; регулярно проверять цепные передачи и следить за их работой. Особое внимание следует обращать на смазку и состояние шплинтов, поврежденные шплинты заменять новыми; проверять состояние системы управления и тормозной системы подъемных механизмов; проверять состояние кожухов и их крепления; регулярно смазывать трущиеся поверхности, следить за чистотой смазки и за тем, чтобы не были загрязнены каналы для смазки.

Талевая система

Талевая система предназначена для кинематической и динамической связи между лебедкой, отбираемой ею мощностью и поднимаемым грузом (в данном случае максимальной массой труб; массой труб, заполненных жидкостью и т. д.).

Талевая система состоит из кронблока, талевого блока, крюка, талевого каната и направляющего ролика. С целью снижения высоты вышки в подъемных агрегатах крюки выполняют в одном корпусе с талевым блоком. Такие конструкции называются крюкоблоками.

С 1978 г. освоено производство оборудования талевой системы нового нормального ряда (рис. I.9, I.10, I.11 и I.12, табл. I.13 и I.14), в основу которого положены: высокая степень унификации между типоразмерами, а также отдельными видами изделий, простота и удобство обслуживания в промысловых условиях, безопасность и надежность работы как отдельных узлов, так и оборудования в целом.

Стальные (талевые) канаты выпускаются промышленностью различных конструкций и диаметров в зависимости от назначения, условий работы и предъявляемых к ним требований.

По ГОСТ 7679—69 канаты различают по следующим признакам: назначению; механическим свойствам; виду покрытий поверхности проволоки; способу свивки; направлению свивки; типу касания проволоки.

В общем обозначении каната указываются все его отличительные признаки. Например, канат грузовой диаметром 21 мм из проволоки марки I, оцинкованный по группе СС, левой односторонней свивки, нераскручивающийся, с временным сопротивлением разрыву проволоки 160 кгс/мм^2 по ГОСТ 7679—69 обозначается: канат 21,0-Г-I-СС-Л-ОН-160.

Правильный выбор конструкции талевого каната в подъемных агрегатах имеет большое значение не только для его нормальной эксплуатации, но определяет также общую его массу, размеры и массу талевой системы, элементов лебедки, вышки, а следовательно, и всей установки в целом.

Основное требование, предъявляемое к применяемым в подъемных агрегатах стальным канатам — обеспечение заданного расчетного разрывного усилия при конструкции с оптимально-минимальным диаметром, минимальными массой и жесткостью.

Указанным требованиям наиболее полно отвечают канаты с органическим (пеньковым) сердечником, линейного касания (ЛК-О) или точечно-линейного касания (ТЛК-О).

В табл. I.15 приведены данные, согласно ГОСТ 7679—69, для канатов наиболее часто применяемых размеров.

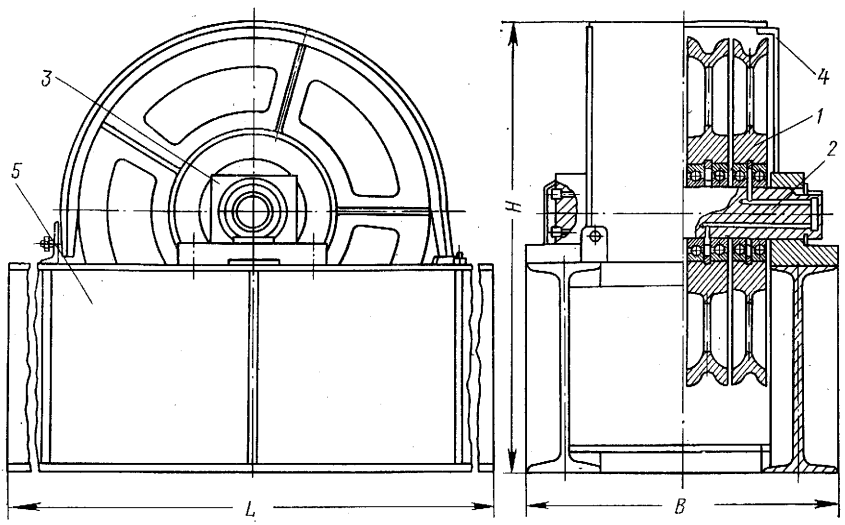


Рис. I.9. Унифицированный кронблок:

1 — шкив в сборе; *2* — ось шкивов; *3* — опора; *4* — ограждение; *5* — рама

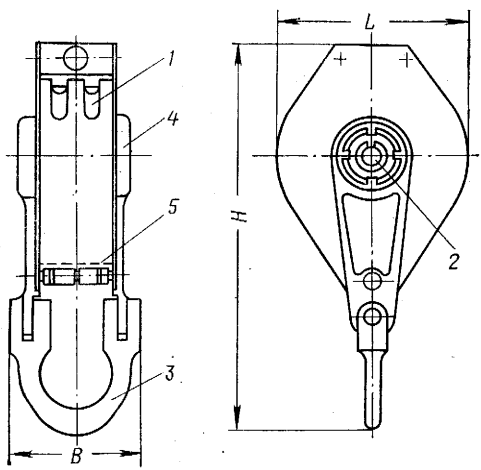


Рис. I.10. Унифицированный талевый блок:

1 — шкив в сборе; *2* — ось шкивов; *3* — серьга; *4* — щеки; *5* — кожух

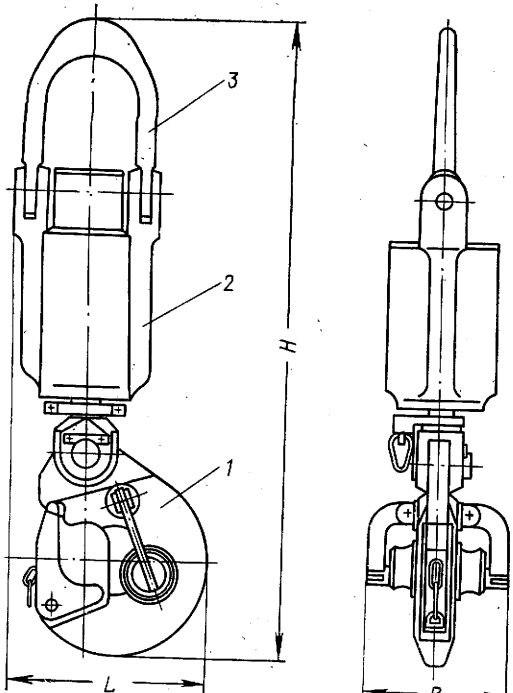


Рис. I.11. Унифицированный подъемный крюк:
1 — рог крюка; *2* — подвеска; *3* — серьга

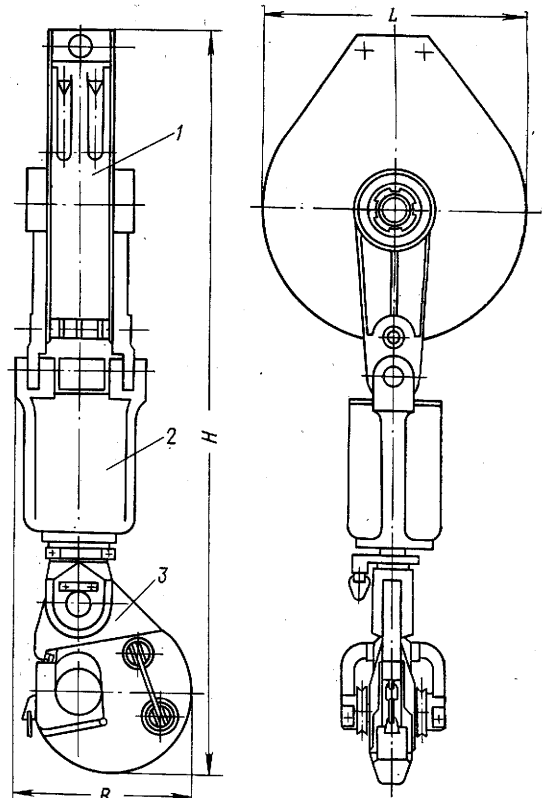


Рис. I.12. Унифицированный крюкоблок:
1 — талевый блок; *2* — подвеска крюка; *3* — рог крюка

Таблица I.13

Техническая характеристика унифицированных кронблоков и талевых блоков

Показатели	Кронблок									Талевый блок					
	КБЭ-12,5	КБЭ-20	КБЭ-32	КБЭУ-50	КБЭР-50	КБЭ-80	КБЭР-80	КБЭ-125	КБЭР-125	БТЭ-12,5	БТЭ-20	БТЭ-32	БТЭ-50	БТЭ-80	БТЭ-125
Грузоподъемность, т	12,5	20,0	32,0	50,0		80,0		125,0		12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125,0
Исполнение	I				II	I	II	I	II	I				II	
Число канатных шкивов	2	3		4				6		1	2		3		5
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	400	450	560	670		800				400	450	560	670	800	
Диаметр талевого каната, мм	16,0	18,5	22,5	26,0		28,0				16,0	18,5	22,5	26,0	28,0	
Габаритные размеры, мм:															
длина L	342	420	484	642	2225	780	840	895	1055	184	262	314	452	520	680
ширина B	540	600	720	850	672	1020	2225	1020	2225	500	556	680	800	860	930
высота H	498	558	688	800	967	940	1045	940	1070	995	990	1255	1405	1740	1800
Масса, кг	102	162	390	529	764	700	1000	1120	1520	105	181	288	517	950	1375

Примечание. 1. Кронблоки изготавливают в двух исполнениях:
I — для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт;
II — с подкронблочной рамой для стационарных эксплуатационных вышек.
2. Талевые блоки изготавливают в двух исполнениях:
I — с однозвенной серьгой;
II — с трехзвенной серьгой.

Таблица I.14

Техническая характеристика унифицированных крюков и крюкоблоков

Показатели	Крюк						Крюкоблок					
	КрЭ-12,5	КрЭ-20	КрЭ-32	КрЭ-50	КрЭ-80	КрЭ-125	КрБЭ-12,5	КрБЭ-20	КрБЭ-32	КрБЭ-50	КрБЭ-80	КрБЭ-125
Грузоподъемность, т	12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125	12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125
Тип	Однорогий		Трехрогий				Однорогий		Трехрогий			
Диаметр зева основного рога, мм	70		100		170		70		100		170	
Радиус зева боковых рогов, мм	—	—	70	76	105		—	—	70	76	105	
Расстояние между осями боковых рогов, мм	—	—	155	170	230		—	—	155	170	230	
Просвет серьги, мм	255		253	283	380		—	—	—	—	—	—
Усилие подъема амортизационной пружины, кгс	200		400		1500		—	—	—	—	—	—
Рабочий ход амортизационной пружины, мм	90		100		135		—	—	—	—	—	—
Число канатных шкивов	—	—	—	—	—	—	1	2		3		5
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	—	—	—	—	—	—	400	450	560	670	800	
Диаметр талевого каната, мм	—	—	—	—	—	—	16,0	18,5	22,5	26,0	28,0	
Габаритные размеры, мм:												
длина L	286	300	422	516	650	750	266	306	422	474	710	830
ширина B	—	—	294	326	350	400	540	556	680	800	960	960
высота H	1008	1053	1353	1443	1800	2000	1343	1438	1848	2008	2800	2900
Масса, кг	61,2	89,51	72,4	269,3	400	675	159	247	430	737	1450	2400

Таблица I.15

Стальные канаты (по ГОСТ 7679—69)

Диаметр каната, мм	Диаметр центрального слоя, 6 проволок	Диаметр первого слоя (внутреннего), 36 проволок	Диаметр второго слоя, 72 проволоки	Диаметр седьмого слоя (наружного), 72 проволоки	Расчетная площадь всех проволок, мм²	Расчетная масса 1000 м смазанного каната, кг	Маркировочная группа по временному сопротивлению разрыва, кгс/мм²									
							140		160		170		180		200	
							Расчетное разрывное усилие, кгс (не менее)									
							суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом
10,0	0,45	0,40	0,40	0,60	34,88	335,6	—	—	5 580	4 740	5 925	5 035	6 275	5 195	6 975	5 665
11,5	0,50	0,45	0,45	0,70	46,05	443,0	—	—	7 365	6 260	7 825	6 650	8 285	6 855	9 210	7 480
12,5	0,55	0,50	0,50	0,75	54,44	524,0	—	—	8 710	7 400	9 250	7 865	9 795	8 105	10 850	8 845
13,5	0,60	0,55	0,55	0,85	68,21	656,5	—	—	10 900	9 275	11 550	9 855	12 250	10 150	13 600	11 050
15,0	0,65	0,60	0,60	0,95	83,55	804,0	—	—	13 350	11 350	14 200	12 050	15 000	12 400	16 700	13 550
16,0	0,70	0,65	0,65	1,00	94,69	911,0	—	—	15 150	12 850	16 050	13 650	17 000	14 100	18 900	15 350
17,5	0,75	0,70	0,70	1,10	112,63	1085,0	15 750	13 400	18 000	15 300	19 100	15 250	20 250	16 750	22 500	18 300
18,5	0,80	0,75	0,75	1,15	125,51	1210,0	17 550	14 900	20 050	17 050	21 300	18 100	22 550	18 650	25 100	20 350
19,5	0,85	0,80	0,80	1,20	139,12	1340,0	19 450	16 550	22 250	18 900	23 650	20 100	25 000	20 700	27 800	22 600
21,0	0,90	0,85	0,85	1,30	160,67	1546,0	22 450	19 100	25 700	21 850	27 300	23 200	29 000	23 900	32 100	26 100
22,5	0,95	0,90	0,90	1,40	183,79	1746,0	25 700	21 800	29 400	24 950	31 200	26 500	33 050	27 250	36 750	29 850
26,0	1,10	1,05	1,05	1,60	243,98	2350,0	34 150	29 000	39 000	33 150	41 450	35 250	43 900	36 300	48 750	39 600
28,5	1,20	1,15	1,15	1,80	302,18	2910,0	42 300	35 950	48 300	41 050	51 350	43 650	54 350	45 000	60 400	49 100
30,0	1,30	1,20	1,20	1,90	334,25	3216,0	46 750	39 750	53 450	45 450	56 800	48 250	60 150	49 750	66 850	54 300

Эксплуатация талевой системы

Для создания условий безопасности и безаварийной эксплуатации талевой системы необходимо обеспечить своевременный и правильный уход за ней, так как незначительные неисправности могут привести к серьезным авариям и несчастным случаям.

Перед пуском талевой системы в работу необходимо проверить: плавность вращения канатных шкивов и степень износа канавок; легкость откидывания кожухов и надежность их крепления; плавность проворачивания ствола крюка в стакане; исправность защелок; надежность крепления всех узлов, гаек, болтов, а также крепления кронблока к подкронблочным балкам; наличие смазки в подшипниках и шарнирах.

Таблица I.16

Карта смазки талевой системы

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Роликоподшипники канатных шкивов	Солидол УС-1 (ГОСТ 1033—73) или солидол С (ГОСТ 4366—76)	Смазывать один раз в неделю ручным насосом, расход по 200 г на каждый шкив
Упорный шарикоподшипник крюка	То же	Смазывать один раз в месяц, расход по 500 г
Шарнирное соединение серьги с корпусом крюка	»	Смазывать один раз в сутки, расход по 20 г
Шарнирное соединение зева крюка со стволом	»	Смазывать один раз в сутки, расход по 20 г
Защелка крюка	»	Смазывать один раз в неделю
Стопор крюка	»	Смазывать один раз в неделю

Все замеченные неисправности должны быть устранены перед началом работы. Кроме того, при наружном осмотре проверяют состояние щек, штропов и других деталей. В случае обнаружения дефектов (вмятин, трещин и т. д.) неисправные детали талевой системы должны быть заменены. В процессе эксплуатации талевой системы необходимо: проверять надежность крепления всех узлов, при этом особое внимание следует обращать на надежность крепления гаек и болтов; следить за износом канавок канатных шкивов; регулярно смазывать подшипники и шарнирные соединения, руководствуясь картой смазки (табл. I.16); следить за чистотой смазки и за тем, чтобы не были загрязнены смазочные каналы; следить, чтобы канатные шкивы вращались свободно без заедания и шума в подшипниках; не допускать работу талевой системы при нагреве подшипников выше 70° С; при обнаружении перегрева подшипники необходимо промыть керосином при помощи ручного насоса, а затем смазать; следить, чтобы канатные шкивы своими ребордами не задевали за кожух, а талевой канат при прохождении через прорези кожухов не задевал за их кромки; проверять легкость вращения крюка вокруг вертикальной оси и на пальце крепления к стволу.

При выявлении неисправностей или поломок в элементах талевой системы работы следует прекратить и произвести ремонт или замену неисправного оборудования (табл. I.17). Работать с неисправным оборудованием категорически запрещается.

Таблица I.17

Возможные неисправности талевой системы и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправности	Способы устранения неисправностей
	Кронблоки и талевые блоки	
Шкивы не вращаются	Поломка подшипников	Заменить подшипники
Шум в подшипниках шкива	Большой износ подшипников	То же
Ступицы шкивов сильно греются	Недостаточное количество смазки в подшипниках	Добавить смазку
	Загрязненность смазки	Промыть маслопроводы и смазать свежей смазкой
Задевание реборд шкивов о кожух	Деформирован кожух	Выправить кожух
	Крюки и крюкоблоки	
Не обеспечен рабочий ход крюка	Ослабла или сломалась пружина	Заменить пружину
Не закрывается защелка зева крюка	Сломалась пружина или фиксатор	Заменить пружину или фиксатор
Не стопорится крюк	То же	То же

Оборудование, применяемое для вращения инструмента

К этой группе оборудования относятся ротор и вертлюг.

Ротор предназначен для вращения колонны бурильных труб при выполнении различных работ по капитальному ремонту скважин, поддержания колонны

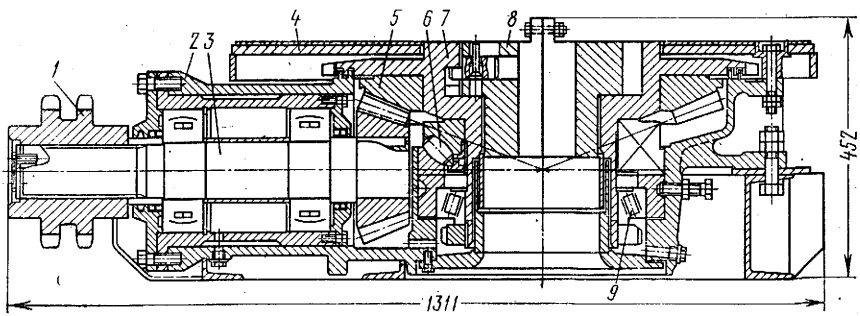


Рис. I.13. Ротор Р-200:

1 — звездочка, $z = 15$; *2* — корпус; *3* — ведущий вал; *4* — кожух стола; *5* — зубчатый венец; *6* — основная опора; *7* — стол; *8* — вкладыши-зажимы; *9* — вспомогательная опора

бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций, для свинчивания и развинчивания бурильных труб во время подъема инструмента.

Ротор Р-200 (рис. I.13) представляет собой конический редуктор, ведомая шестерня которого посажена на стол. Стол, оснащенный устройством для стопорения, опирается на роликовый сферический упорный подшипник. Для привода

Таблица I.18

Техническая характеристика роторов

Показатели	Р-560, Ш-8	Р-410	Р-360	Р-200	Ротор агрегата А-50А
Максимальная статическая нагрузка на стол, тс	160	75	125	125	50
Передаваемая мощность, л. с.	350	130	120	120	130
Допустимая частота вращения стола, об/мин	320	250	300	300	300
Диаметр проходного отверстия стола, мм	560	410	360	200	142
Тип привода	Цепной			Цепной, карданный	Гидравлический
Расстояние от центра стола до оси звездочки, мм	1370	1370	905	—	—
Габаритные размеры, мм:					
длина L	2310	2100	1375	1311	
ширина B	1350	1100	925	820	
высота H	770	640	545	452	
Масса, кг	5000	2680	1230	880	

ротора предназначен вал с малой конической шестерней. Корпус его представляет собой жесткую конструкцию, внутренняя часть которой заполнена маслом. Вкладыши-зажимы для ведущей трубы фиксируются в столе с помощью защелок.

Привод ротора осуществляется механическим (цепная или карданная передача) или гидравлическим способом (по схеме насос—гидравлический двигатель).

Привод также может осуществляться от общего двигателя подъемного оборудования. В этом случае предусматривается привод к ротору (звездочка, кардан, гидроподвод) и от индивидуального привода к ротору. Установки типа МК-3, УРК имеют индивидуальный электропривод и комплектуются катушечным валом.

Техническая характеристика роторов приведена в табл. I.18.

Эксплуатация роторов

Правильный и своевременный уход за ротором обеспечивает длительную и безотказную его работу.

Перед пуском ротора в работу проверяют: правильность его монтажа; состояние стопорного устройства стола ротора (во время пуска и работы ротора стопорное устройство должно находиться в открытом положении, так как включение ротора с закрытым стопорным устройством приведет к поломке отдельных его узлов); состояние зубчатой передачи и подшипников путем вращения вручную ведущего вала (ведущий вал должен проворачиваться усилием одного рабочего плавно, без заеданий и толчков); состояние защелок крепления вкладышей и зажимов (защелки должны легко проворачиваться от действия усилия одного рабочего); уровень и качество смазки в роторе, а также смазки трущихся поверхностей клиньев; состояние и надежность крепления гаек, шпилек и пробок.

В процессе эксплуатации ротора проверяют: надежность крепления всех узлов; следят за уровнем и качеством смазки в роторе; регулярно смазывают трущиеся поверхности и заменяют смазку согласно карте смазки (см. табл. I.19); промывают поверхность стола ротора во избежание попадания бурового раствора в масляные ванны; следят, чтобы через уплотнение ведущего вала не протекало масло; следят за состоянием подшипников (при повышении температуры подшип-

Таблица I.19

Карта смазки роторов

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Ванна приводного вала	Индустриальное масло 45	Промывка керосином и заполнение ванны свежим маслом производятся не реже 1 раза в 2—3 мес. Уровень масла контролируется щупом. По мере надобности масло доливается
Вспомогательная опора	То же	Те же
Коническое зацепление и основная опора	»	»

ников свыше 70° С прекращают работу и устраняют причины перегрева подшипников); следят за исправностью стопорного устройства и защелок.

При выявлении неисправностей или поломок ротора необходимо прекратить работу и провести ремонтные работы. Возможные неисправности при работе ротора и способы их устранения приведены в табл. I.20.

Таблица I.20

Возможные неисправности при работе ротора и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправности	Способы устранения неисправностей
Корпус ротора сильно нагревается	В масляной ванне недостаточно или много масла. Загрязненность масла	Добавить масло до уровня или слить излишнее масло. Слить масло, промыть ванну и залить свежее масло. Проверить состояние уплотнений
Односторонний нагрев ротора	Несовпадение оси вышки с центром стола ротора	Проверить правильность центровки ротора относительно оси скважины и вышки относительно ротора. При несовпадении осей произвести центровку
Стол ротора при вращении вибрирует	Большой люфт в опорах стола	Отрегулировать люфт
Заедание стола ротора	Выход из строя опор стола ротора	Направить ротор на ремонт
Большой люфт приводного вала	Износ подшипников приводного вала	То же
Заедание челюстей в столе ротора	Наклеп на кромках гнезда стола	Срубить фаски 10×45° на кромках гнезда стола и челюстях
Масло в ванне быстро загрязняется	Попадание в ванну промывочной жидкости	Проверить исправность лабиринтного уплотнения

Возможные неисправности	Причины неисправности	Способы устранения неисправностей
Коническая пара работает с ударами	Неправильно отрегулирован зазор между зубьями конической пары. Большой износ зубьев или излом последних	Отрегулировать зазор между зубьями конической пары подбором прокладок под крышку приводного вала. При большом износе или поломке зубьев направить ротор на ремонт

Вертлюг — соединительное звено между талевой системой и буровым инструментом, подвешенным к вращающейся части вертлюга. Он обеспечивает свободное вращение инструмента и подачу промывочной жидкости через колонну труб к забою скважины.

Различают два типа вертлюгов: промывочные (ВП) и эксплуатационные (ВЭ).

Промывочные вертлюги (рис. I.14) предназначены для нагнетания через них промывочной жидкости к забою скважины. Вертлюг подвешивают к элеватору таким образом, что масса колонны передается на элеватор через ствол вертлюга, минуя корпус, который воспринимает нагрузку только от давления прокачиваемой жидкости и массы промывочного шланга. Соединение шланга с вертлюгом — быстросборное.

Техническая характеристика вертлюгов типа ВП приведена в табл. I.21.

Эксплуатационный вертлюг ВЭ-50 (рис. I.15) состоит из двух частей: неподвижной и вращающейся. Неподвижную часть составляют корпус, крышка, серьга и отвод буровой трубы. К вращающейся части вертлюга относится ствол, установленный на трех подшипниках, которые обеспечивают надежное центрирование его относительно корпуса и восприятие осевой и радиальной нагрузок, возникающих при работе. В качестве основной средней опоры применен упорный шариковый подшипник. Верхний подшипник — роликовый конический, нижний — подшипник скольжения.

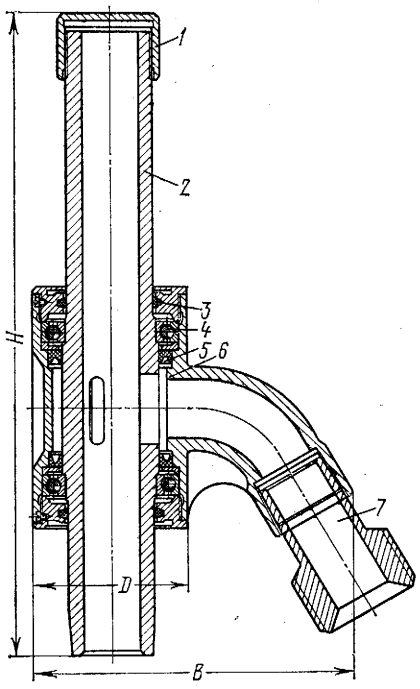
Таблица I.21

Техническая характеристика вертлюгов ВП

Показатели	Тип вертлюга	
	ВП 50×160	ВП 80×200
Грузоподъемность, т	50	80
Диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	60	75
Давление прокачиваемой жидкости, кгс/см²:		
пробное	160	200
рабочее	240	300
Резьба (по ранее действующему ГОСТ 633—63) для условного диаметра труб, мм:		
на конце ствола	73	114
на отводе	60	89
Габаритные размеры, мм:		
высота H	690	880
ширина B	270	410
диаметр корпуса D	160	200
Масса, кг	40	90

Вертлюг имеет надежную уплотнительную систему, предохраняющую от попадания жидкости в опорные узлы. Отвод буровой трубы заканчивается резьбой для присоединения штуцера быстросборного соединения.

Техническая характеристика вертлюгов типа ВЭ приведена в табл. I.22.



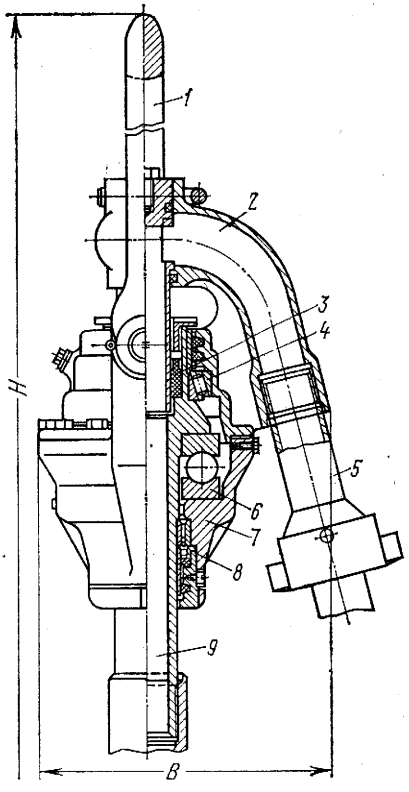


Рис. I.14. Промывочный вертлюг ВП:

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

Рис. I.15. Эксплуатационный вертлюг ВЭ-50:

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

Таблица I.22

Техническая характеристика вертлюгов типа ВЭ

Показатели	Тип вертлюга	
	ВЭ-50	ВЭ-80
Максимальная нагрузка на ствол, тс	50	80
Частота вращения ствола, об/мин	150	150
Диаметр проходного отверстия, мм	60	75
Максимальное давление прокачиваемой жидкости, кгс/см^2	160	200

Продолжение табл. 1.22

Показатели	Тип вертлюга	
	ВЭ-50	ВЭ-80
Присоединительная резьба для условного диаметра труб, мм:		
на стволе вертлюга под переводник (ГОСТ 631 — 75)	89	89
на отводе (ГОСТ 633—63)	73	114
Габаритные размеры, мм:	1330	1875
высота H	415	588
ширина B	370	505
ширина по оси пальца	150	420
Масса, кг		

Эксплуатация вертлюгов

Перед началом эксплуатации (перед сборкой его с ведущей трубой) необходимо проверить следующее.

1. Плавность вращения ствола. Ствол должен проворачиваться под действием усилия, приложенного одним рабочим к рукоятке ключа; если он не вращается, необходимо ослабить уплотнение внутренней трубы, если же и после этого ствол не проворачивается, то вертлюг следует заменить. В случае обнаружения трещин, износа или повреждений резьбы вертлюг отправляют на ремонт.

2. Надежность крепления горловины, крышки вертлюга и нижнего фланца, при этом обращают особое внимание на крепление гаек во избежание их самоотвинчивания.

3. Уровень и качество масла в вертикальном положении вертлюга. При необходимости масло добавляют или заменяют свежим.

4. Состояние нижнего уплотнения. При утечке масла через уплотнение заменяют асбографитовые манжеты и севанитовые кольца. Полость севанитового уплотнения набивают густой смазкой.

5. Состояние штропа путем внешнего его осмотра, его вращаемость и наличие смазки в пальцах.

В процессе эксплуатации необходимо проверять: надежность крепления всех узлов вертлюга; состояние масла и его уровень в ванне; состояние подшипников; уплотнения и переводники. В случае повышения температуры подшипников выше 70° С прекращают работу и устанавливают причины перегрева. В случае появления течи через уплотнение прекращают работу и устраняют неисправность. При появлении течи промывочной жидкости через соединение переводника со стволом вертлюга или через ведущую трубу останавливают работу и закрепляют резьбовое соединение.

Вертлюг смазывают согласно карте смазки (табл. I.23); возможные неисправности, возникающие при его работе, приведены в табл. I.24.

Таблица I.23

Карта смазки вертлюгов

Место смазки	Применяемая смазка	Указания по смазке
Опоры вертлюга	Масло цилиндровое	Масло заливать через отверстие в крышке. Масло менять через 3 мес. работы, доливать по мере надобности
Пальцы штропа	Солидол УС-3	Смазывать один раз в смену ручным насосом
Нижнее и верхнее уплотнения	То же	То же

Таблица I.24

Возможные неисправности при работе вертлюга и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправностей	Способы устранения неисправностей
Корпус вертлюга сильно нагревается	В масляной ванне много или недостаточно масла	Добавить масло до уровня или слить излишнее масло
	Загрязненность масла	Проверить качество масла. При загрязнении масло слить, промыть ванну керосином и залить свежее масло
	Неправильно отрегулирован люфт упорных подшипников	Проверить регулировку
Ствол вертлюга проворачивается с большим усилием или совсем не проворачивается	Сильно зажаты сальниковые уплотнения. Неправильно отрегулирован люфт упорных подшипников	Ослабить затяжку уплотнений, не нарушая герметичности. Отрегулировать люфт посредством вращения зажимной гайки верхнего упорного подшипника. За один оборот гайки люфт изменяется на 2 мм
	Разрушен сепаратор основного или верхнего упорного подшипника	Направить вертлюг на ремонт
Ствол вертлюга имеет большой радиальный люфт	Центрирующие подшипники ствола изношены	Те же
Течь масла через нижнее уплотнение	Недостаточно затянуты сальники	Подтянуть сальники
	Износ сальников	Заменить сальники
Течь жидкости через уплотнение	Недостаточная затяжка манжет или их износ	Подтянуть манжеты или поставить новые
	Большой износ или промыв внутренней трубы	Заменить внутреннюю трубу
Течь жидкости через соединение отвода с крышкой	Пробита прокладка	Заменить прокладку
Течь жидкости через резьбовое соединение переводника со стволом	Слабое крепление переводника или повреждение резьбы	Докрепить переводник. Направить вертлюг на ремонт

Промывочные шланги

Промывочный шланг — гибкое соединительное звено между вертлюгом и стояком, через который прокачивают промывочную жидкость. Рассчитан он на рабочее давление 100, 150 и 200 кгс/см², внутренний диаметр шланга составляет 38, 63, 76 и 90 мм, длина — 18 м.

Внутренний и наружный резиновые слои выполнены из нефтемаслостойкой и стойкой к абразивному воздействию резины. Концевые участки имеют дополнительную арматуру, создающую переходную жесткость от шланга к штуцеру.

Промывочные агрегаты и насосы

Для нагнетания различных жидкостей в скважину при промывке ее от песчаных пробок, цементировании, гидроразрыве и других работах применяют передвижные насосные установки.

Насосная установка АзИНМАШ-35 монтируется на автомобиле ЗИЛ-130 и состоит из следующих основных узлов: насоса, манифольда и мерного

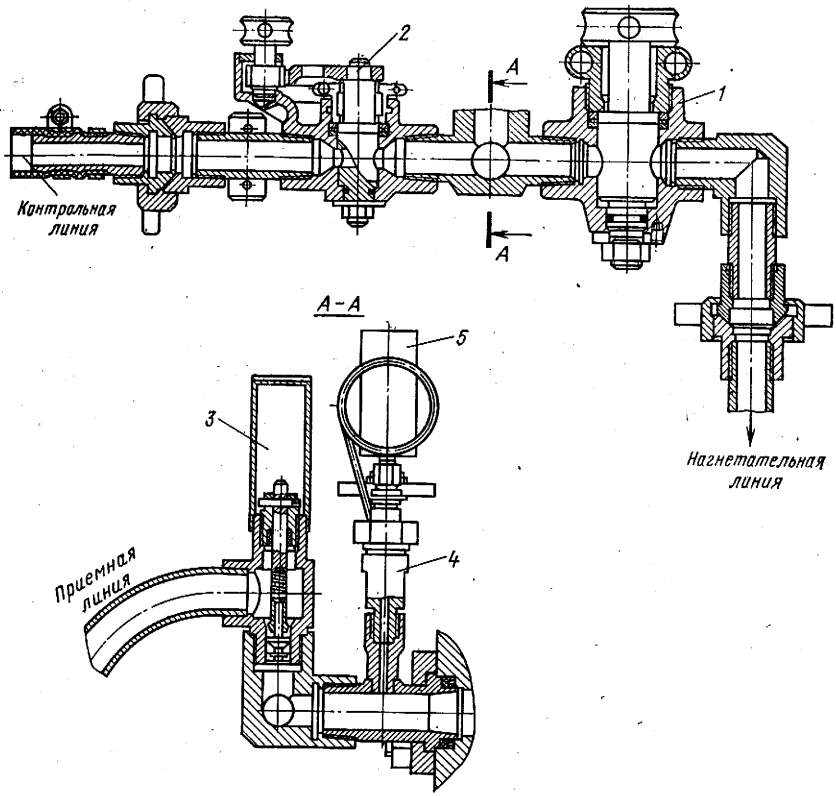


Рис. I.16. Унифицированный манифольд насосных установок:
1 — кран проходной пробковый; *2* — кран секторный; *3* — клапан предохранительный; *4* — разделитель с амортизатором; *5* — манометр

бака. Установка выпускается в двух модификациях: АзИНМАШ-35Б в комплекте с мерным баком и АзИНМАШ-35А без мерного бака.

Насос 2НП-160 — горизонтальный трехплунжерный одинарного действия — развивает давление до 200 кгс/см². Привод его осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданный вал.

Манифольд установки (рис. I.16) состоит из приемной и нагнетательной линий. Приемная линия в виде рукава, присоединенного к приемному коллектору насоса, позволяет принимать жидкость как из мерного бака установки, так и из других источников. Нагнетательная линия комплектуется контрольным секторным краном, предохранительным клапаном со срезным стержнем и рабочим пробковым краном высокого давления.

Мерный бак емкостью 3 м³ (устанавливается только на АзИНМАШ-35Б) укомплектован клапанами и наливными кранами. Для соединения выкида на-

Таблица 1.25

Техническая характеристика промывочных агрегатов

Показатели	Установка			
	АзИНМАШ-35	АзИНМАШ-32М	УНІТ-100 × 200	БНП-15Гр
Транспортная база	Автомобиль ЗИЛ-130	Трактор Т-100М	Трактор Т-130	Прицеп двухосный МАЗ-8926
Привод	Тяговый двигатель автомобиля	Тяговый двигатель трактора	Тяговый двигатель трактора	От подъемной установки
Мощность привода, л. с.	150	108	140	290
Частота вращения вала, об/мин	3200	1070	1070	—
Полезная мощность, л. с.	113	74	112	230
Тип насоса	2НП-160	1НП-160	НП-100ХЛ1	15Гр
Диаметр плунжера, мм	125	125	125	100, 110, 125, 140
Длина хода плунжера, мм	125	125	125	200
Наибольшее число двойных ходов плунжера	206	168	168	90
Наибольшее развиваемое давление, кгс/см^2	200	160	200	400
Наибольшая подача, л/с	15,6	10,3	12,9	16,7
Условный диаметр трубопроводов, мм:				
приемного	100	100	100	100
нагнетательного	50	50	50	50
вспомогательного	50	—	50	—
Длина вспомогательного трубопровода, м	18	—	25	—
Емкость мерного бака, м^3	3	—	—	4
Габаритные размеры, мм:				
длина *L*	6950	5 250	5 850	7800
ширина *B*	2500	2 400	2 500	2500
высота *H*	2180	2 920	3 040	3500
Масса, кг	7990	15 100	17 150	8820

соса с напорной линией, идущей к устью скважины, установка комплектуется вспомогательным трубопроводом с шарнирными коленами и с быстросборными соединительными элементами, общей длиной до 20 м.

Управление установкой АзИНМАШ-35Б осуществляется с поста, размещенного на платформе и сдублированного в кабине водителя, а АзИНМАШ-35А — из кабины водителя.

Техническая характеристика установок приведена в табл. I.25.

Насосная установка УНІТ-100×200 (табл. I.25), смонтированная на мощном гусеничном тракторе Т-130, состоит из следующих основных узлов: монтажной базы; узла отбора мощности; коробки передач; цепного редуктора; насоса и манифольда. Насос типа НП-100ХЛ1 характеризуется тем, что

Таблица 1.26

Техническая характеристика стационарных насосов

Показатели	Тип насоса		
	9МГр	15Гр	12Гр
Полезная мощность, л. с.	78	230	400
Наибольшая (наименьшая) подача, л/с	16,7 (6,0)	16,7 (4,6)	24,0 (15,1)
Наименьшее (наибольшее) давление, кгс/см^2	35 (100)	100 (400)	125 (200)
Длина хода поршня, мм	250	200	300
Число двойных ходов поршня	90	50 и 90	65
Диаметры сменных втулок, мм	80, 90, 100, 115, 127	100, 110, 125, 140	130, 140, 150, 160
Условный диаметр трубопроводов, мм:			
приемного	100	100	150
нагнетательного	50	50	70
Габаритные размеры, мм:			
длина *L*	2630	2640	3340
ширина *B*	1040	1240	2270
высота *H*	1630	2080	2290
Масса, кг	2760	2660	950

гидравлическая часть его обогревается отходящими газами, что позволяет эксплуатировать насос при низких температурах. Привод насоса осуществляется от тягового двигателя трактора через узел отбора мощности, коробку передач и цепной редуктор.

Насосная установка БНП-15Гр (входит в комплект оборудования КОРО-80, УПТ-50 и др.) предназначена для нагнетания жидкостей в скважину. Блок смонтирован на двухосном прицепе МАЗ-8926 и состоит из насоса, приемного и выкидного манифольдов и двух мерных емкостей. Привод насоса осуществляется через карданный вал от специального выводного вала. Насос 15Гр развивает давление до 400 кгс/см^2, имеет сменные втулки диаметром 100, 110, 125 и 140 мм, что позволяет изменять подачу жидкости в диапазоне от 4,6 до 16,7 л/с.

Манифольд и мерные емкости блока полностью унифицированы.

При работах по зарезке и бурению второго ствола наряду с передвижными насосными установками применяют стационарные насосы 9МГр, 15Гр и 12Гр, техническая характеристика которых приведена в табл. 1.26.

Насос 15Гр — приводной, горизонтальный, двухпоршневой двустороннего действия, создан на базе цементировочного насоса 11Т. Гидравлическая и приводная части насоса смонтированы на общей раме. В гидравлической части установлены две взаимозаменяемые коробки, соединенные снизу приемными, сверху нагнетательными коллекторами. В клапанных коробках установлены поршневая группа деталей и клапаны. Приводная часть включает коренной и трансмиссионные валы и шатунный механизм, установленные в сварно-литой станине.

Эксплуатация насосов и промывочных агрегатов

После монтажа стационарного насоса на скважине необходимо провести следующее: установить насос в горизонтальной плоскости по уровню; проверить положение шкива или звездочки трансмиссионного вала насоса относительно

шкива или звездочки приводного вала, а также натяжку и состояние клиновых ремней, состояние ограждения клиноременной передачи; вскрыть люки насоса, проверить наличие и состояние масла в ванне. Если масло загрязнено, то его сливают, масляную ванну промывают керосином, после чего заливают свежее масло до уровня верхней метки маслоуказателя. Кроме того, следует смазать ручным насосом подшипники трансмиссионного и кривошипного валов согласно карте смазки (табл. I.27); в предохранительный клапан установить диафрагму, соответствующую рабочему давлению, разрешенному для диаметра цилиндровых втулок, которые вмонтированы в насос.

Затем производят пробный пуск насоса, для чего полностью открывают пусковую задвижку, чтобы жидкость из насоса через выкидную линию поступала

Таблица I.27

Карта смазки насосов

Место смазки	Наименование смазки	Указания по смазке
Подшипники трансмиссионного вала	Солидол С	Смазывать ручным насосом через отверстия не реже одного раза в неделю
Подшипники кривошипного вала	То же	Те же
Масляная ванна приводной части	Масло индустриальное 50	Заливать масло в количестве, указанном в инструкции к насосу. Менять масло не реже одного раза в 3 мес. Уровень масла замерять щупом

в приемную емкость и давление нагнетания было минимальным. Если насос установлен выше приемной емкости, то перед пуском насоса полости над всасывающими клапанами заполняют водой. После пуска насоса наблюдают за поступлением жидкости из выкидной линии. Обнаруженные неисправности при работе насоса вхолостую необходимо устранить и только после этого пускать его в работу под нагрузкой, предварительно опрессовав рабочий манифольд и линии при давлении не менее полуторакратного максимального рабочего давления.

В процессе эксплуатации насоса необходимо следить за показаниями контрольно-измерительных приборов, состоянием и работой его отдельных узлов и деталей (давление нагнетания не должно превышать допустимое для цилиндровых втулок, установленных в насосе); за состоянием сальников штока и уплотнений крышек клапанов, цилиндров и других соединений гидравлической части насоса и его обвязки; за работой клапанов и поршней (появление стука свидетельствует о ненормальной работе клапанов и поршней, а также о нарушении соединения штока с поршнем или крепления цилиндровых втулок); за тем, чтобы штоки непрерывно промывались водой; за состоянием подшипников, пальцев и направляющих крейцкопфов, которые должны работать без стука (нагрев этих узлов свыше 70° С не разрешается); за соединениями контрштоков с крейцкопфами и штоков с контрштоками; креплениями клапанных коробок к корпусу насоса; клиноременными передачами и их ограждением; за содержанием песка в буровом растворе.

При появлении неисправностей или поломок в насосе необходимо выявить причины и устранить их (табл. I.28).

Таблица I.28

Возможные неисправности насоса и способы их устранения

Возможные неисправности	Причины неисправностей	Способы устранения неисправностей
Насос при пуске в работу не подает жидкость	Наличие неплотностей во всасывающей линии, забита сетка фильтра, большой осадок в приемной емкости, большая высота всасывания	Проверить герметичность всех соединений всасывающей линии и устранить неплотности, очистить фильтр, очистить приемную емкость, поднять уровень жидкости в приемной емкости
Уменьшилась или прекратилась подача жидкости	Износ поршней цилиндровых втулок, клапанов, уплотнений клапана или штока, наличие посторонних предметов под клапаном, засорился фильтр всасывающей линии	Сменить изношенные детали. Очистить клапаны и проверить, свободно ли они поднимаются. Очистить фильтр всасывающей линии
Насос работает неравномерно толчками, при этом колебание давления больше обычного	Износ или неисправность поршня или клапана	Заменить неисправный поршень или клапан
В клапанной коробке шипящий звук и понижение подачи насоса	Промыта клапанная коробка в месте посадки клапана или поршня	Сменить клапанную коробку или поршень
Стук в клапанной коробке	Ослабление крепления поршней на штоке. Ослабление крепления цилиндровых втулок	Подтянуть гайку на штоке, подтянуть гайку или винт крепления втулок
	Поломана пружина клапана	Сменить пружину
	Износ уплотнений цилиндровой втулки или клапана	Сменить уплотнения
Течь жидкости через контрольные отверстия в клапанной коробке	Нарушилось уплотнение цилиндровой втулки или уплотнение клапанной крышки	Проверить состояние поверхностей уплотнения и заменить манжеты
Через уплотнения штока проникает жидкость	Износ сальникового уплотнения или штока	Заменить манжеты или шток
Чрезмерный расход мощности при нормальной подаче жидкости	Засорение фильтра нагревательного тройника	Очистить фильтр
Стук в приводной части насоса	Износ накладок или направляющих крейцкопфа	Отрегулировать или сменить накладки и направляющие крейцкопфа
	Износ пальца крейцкопфа или отверстия крейцкопфа под палец	Сменить изношенные детали
	Ослабление соединения штока с контрштоком или контрштока с крейцкопфом	Подтянуть соединения

Продолжение табл. 1.28

Возможные неисправности	Причины неисправностей	Способы устранения неисправностей
Стук в приводной части насоса	Износ или нарушение регулировки подшипников кривошипного или трансмиссионного валов	Сменить или отрегулировать подшипники с помощью прокладок
Чрезмерный нагрев подшипников	Недостаток или излишек смазки	Добавить или слить масло до уровня
	Загрязненность смазки	Слить смазку, промыть ванну и подшипники и залить свежее масло
	Износ подшипников или нарушена их регулировка	Сменить или отрегулировать подшипники
Удары в насосе и нагнетательном трубопроводе	Отсутствие воздуха в компенсаторах вследствие утечки его через неплотности в соединениях или повреждения баллона	Проверить герметичность соединений и устранить неплотности или заменить баллон. Заполнить баллон сжатым воздухом

БУРИЛЬНЫЕ, ОБСАДНЫЕ, НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ. НАСОСНЫЕ ШТАНГИ

Бурильные трубы

Колонна бурильных труб — связующее звено наземного оборудования с инструментом, применяемым при ремонтно-исправительных, ловильных работах, зарезке и бурении второго ствола и др. Она состоит из бурильных, утяжеленных бурильных труб, ведущей трубы и соединительных элементов (замков, муфт и переводников).

При капитальном ремонте нефтяных, газовых и нагнетательных скважин применяют стальные бесшовные бурильные трубы с высаженными концами, а также трубы с высаженными концами и коническими стабилизирующими поясками, которые изготавливают с резьбой с правым и левым направлениями нарезки.

Трубы в двухтрубки соединяют муфтами, а двухтрубки между собой — замками. На каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от одного из ее концов выбивают клеймо, содержащее: номер трубы; группу прочности; толщину стенки; товарный знак предприятия-изготовителя; месяц и год выпуска.

Место клеймения должно быть обведено светлой краской.

Для труб с условным диаметром 60—102 мм размер клейма должен быть равен 5—8 мм. На каждой муфте должно быть выбито клеймо — товарный знак завода-изготовителя.

Все клейма на трубах и муфтах должны быть выбиты вдоль образующей трубы и муфты.

Рядом с клеймом на каждой трубе вдоль ее образующей наносят маркировку устойчивой светлой краской: а) условный диаметр трубы; б) группу прочности; в) толщину стенки; г) длину трубы.

Высота букв и цифр должна быть 35—50 мм.

Трубы с резьбой левого направления нарезки должны иметь широкий поясок, нанесенный светлой краской, с надписью «Лев.»

В соответствии с ГОСТ 631—75 бурильные трубы изготавливают четырех типов: 1) с высаженными внутрь концами и муфтами к ним; 2) с высаженными наружу концами и муфтами к ним; 3) с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; 4) с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками.

Бурильные трубы всех типов изготавливают длиной 6; 8 и 11,5 м при условном диаметре от 60 до 102 мм и длиной 11,5 м при условном диаметре от 114 до 127 мм. В комплекте допускается до 25% труб длиной 8 м и до 8% длиной 6 м.

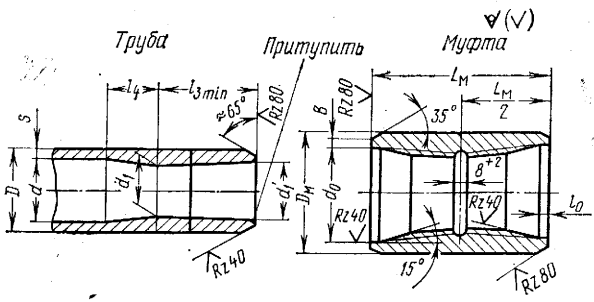


Рис. I.17. Бурильная труба с высаженным внутрь концом и муфта к ней

Бурильные трубы с высаженными концами и муфты к ним. Для соединения труб между собой на высаженных концах нарезают резьбу, на которую навинчивают ниппельную или муфтовую часть замка. Соединение укороченных труб (длиной 6 м) осуществляют при помощи соединительной муфты.

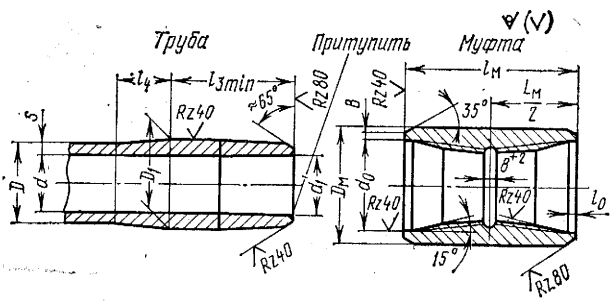


Рис I.18. Бурильная труба с высаженным наружу концом и муфта к ней

На рис. I.17 и в табл. I.29 приведены размеры бурильных труб с высаженными внутрь концами и муфт к ним; на рис. I.18 и в табл. I.30 — размеры труб с высаженными наружу концами и муфт к ним.

Трубы и муфты к ним изготавливают из стали групп прочности: Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

Муфты для труб типов 1 и 2 с условным диаметром 114 мм и менее изготавливают из стали последующей группы прочности с более высокими механическими свойствами. Трубы и муфты должны быть термически обработаны, а резьба муфт к трубам этих типов — оцинкована или фосфатирована.

Бурильные трубы с коническими стабилизирующими поясками. Для снижения переменных напряжений в резьбовом соединении в опасном сечении по последнему витку резьбы применяют бурильные трубы с коническими стабилизирующими поясками.

Высокую прочность и герметичность соединения обеспечивают: внутренние упорные торцы, стабилизирующий уплотнительный поясок и гладкий участок трубы непосредственно за навинченным замком, воспринимающие знакопеременные изгибающие нагрузки.

Таблица I.29

Размеры труб с высаженными внутрь концами и муфт к ним

Условный диаметр трубы, мм	Размеры трубы, мм							Размеры муфты, мм					Масса, кг		
	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	высаженная часть				наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	расточенная часть		ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				длина до переходной части l_3 min (не менее)	длина переходной части l_4	диаметр прохода				диаметр d_0	глубина l_0				
						d_1	d'_1								
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	80	140	63,5	3	5	9,15	1,2	2,7
		9	42,3			24	32						11,3	1,4	
73	73,0	7	59,0	100	40	45	54	95	166	76,2	3	6	11,4	1,6	4,2
		9	55,0			34	43						14,2	2,4	
		11	51,0			28	37						16,8	2,2	
89	89,0	7	75,0	100	40	60	69	108	166	92,0	3	6	14,2	2,4	4,4
		9	71,0			49	58						17,8	3,4	
		11	67,0			45	54						21,2	3,2	
102	101,6	7	87,6	115	55	74	83	127	184	104,8	3	7	16,4	3,0	7,0
		8	85,6			70	79						18,5	3,4	
		9	83,6			66	75						20,4	3,8	
		10	81,6			62	71						22,4	4,0	
114	114,3	7	100,3	130	55	82	91	140	204	117,5	3	7	18,5	4,6	9,0
		8	98,3			78	87						20,9	5,8	
		9	96,3			74	83						23,3	6,0	
		10	94,3			70	79						25,7	6,6	
		11	92,3			68	77						28,0	6,4	
127	127,0	7	113,0	130	55	95	104	152	204	130,2	3	7	20,7	5,8	10,0
		8	111,0			91	100						23,5	6,4	
		9	109,0			87	96						26,2	7,0	
		10	107,0			83	92						28,9	7,6	

Таблица I.30

Размеры труб с высаженными наружу концами и муфт к ним

Условный диаметр трубы, мм	Размеры труб, мм						Размеры муфты, мм					Масса, кг		
	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	высаженная часть			наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	расточенная часть		ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				наружный диаметр D_1	длина до переходной части l_3 min (не менее)	длина переходной части l_4			диаметр d_0	глубина l_0				
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,2	1,5	2,7
		9	42,3									11,3		
73	73,0	7	59,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4	2,5	4,7
		9	55,0									14,2		
		11	51,0									16,8		
89	89,0	7	75,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2	3,5	5,2
		9	71,0									17,8		
		11	67,0									21,2		
102	101,6	8	85,6	114,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5	4,5	9,0
		9	83,6									20,4		
		10	81,6									22,4		
114	114,3	8	98,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9	5,0	11,0
		9	96,3									23,3		
		10	94,3									25,7		
		11	92,3									28,0		

Таблица I.31

Размеры труб (в мм) с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Диаметр прохода высаженной части d_1	Наружный диаметр высаженной части $D_{в\,min}$	Длина механической обработки высаженной части L_{min}	Длина до переходной части высаженной части l_{min}	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
89	89,0	9	71,0	57	89,9	150	145	17,8	3,9
		11	67,0	54				21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	20,4	5,1
		10	81,6	66				22,4	5,0
		9	96,3	78				23,3	7,3
114	114,3	10	94,3	76	115,2	160	155	25,7	7,1
		11	92,3	74				28,0	6,9
		9	109,0	92				26,2	7,8
127	127,0	10	107,0	90	130,2	160	155	28,9	7,6

Примечание. Размер $D_{в\,min}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min}.

Таблица I.32

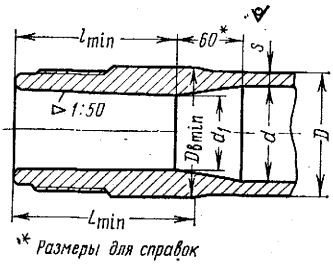
Размеры труб (в мм) с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Диаметр высаженной части d_1	Наружный диаметр высаженной части $D_{в\,min}$	Длина механической обработки высаженной части L_{min}	Длина высаженной части l	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0				16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0				21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6				22,4	
		9	96,3	93,3				23,3	
114	114,3	10	94,3	91,3	130,2	160	165	25,7	7,9
		11	92,3	89,3				28,0	

Примечание. Размер $D_{в\,min}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min}.

На рис. I.19 и в табл. I.31 приведены размеры бурильных труб с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (ТБВК), а на рис. I.20 и в табл. I.32 — с высаженными наружу концами и стабилизирующими поясками (ТБНК).

Высаженная часть труб ТБВК и ТБНК на 15% превышает длину стандартных труб. Номинальный натяг по резьбе и стабилизирующему пояску принят равным в среднем 0,3—0,4 мм.



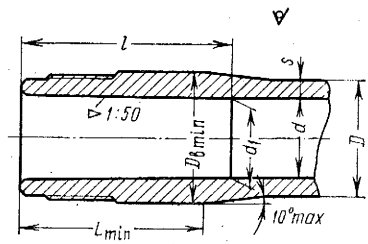


Рис. I.19. Бурильная труба с высаженным внутрь концом и коническим стабилизирующим пояском

Рис. I.20. Бурильная труба с высаженным наружу концом и коническим стабилизирующим пояском

Замки для бурильных труб

Для соединения бурильных труб в колонну предназначены замки, навинчиваемые на них и состоящие из двух деталей: замкового ниппеля с наружной крупной резьбой и замковой муфты с такой же внутренней резьбой. Посредством этой

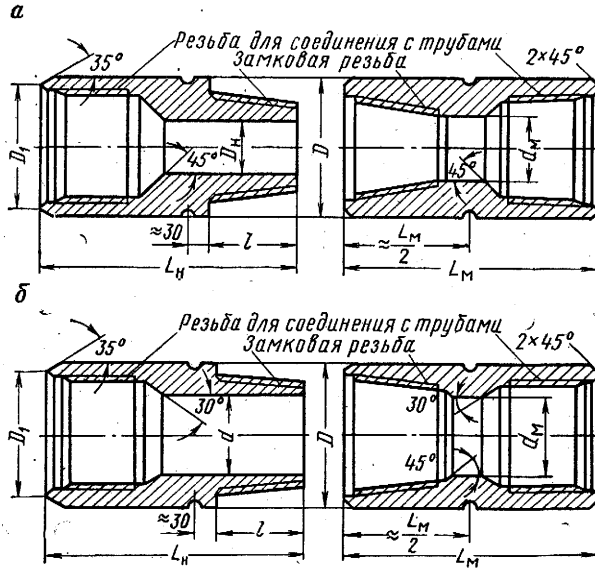


Рис. I.21. Замки для бурильных труб:
а — тип ЗН; *б* — тип ЗШ

резьбы указанные детали замка соединяются между собой. Замки для бурильных труб типов 1 и 2 изготавливают по ГОСТ 5286—75, предусматривающему соединение замков трех типов, отличающихся между собой гидравлическими и прочностными характеристиками:

ЗН — замок с нормальным проходным отверстием (рис. I.21, *а*);
ЗШ — замок с широким проходным отверстием (рис. I.21, *б*);
ЗУ — замок с увеличенным проходным отверстием.

Таблица 1.33

Размеры замков с нормальным проходным отверстием

Типоразмер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы с высаженными внутрь концами, мм	Ниппель и муфта, мм: наружный диаметр D, номинальный	Ниппель и муфта, мм: наружный диаметр D, предельное отклонение	Ниппель, мм: D_1	Ниппель, мм: $d_н$, номинальный	Ниппель, мм: $d_н$, предельное отклонение	Ниппель, мм: $L_н$, номинальная	Ниппель, мм: $L_н$, предельное отклонение
ЗН-80	З-62	60	80	±0,5	70	25	±0,6	240	+30 −10
ЗН-95	З-76	73	95		86	32		260	
ЗН-108	З-88	89	108		102	38		275	
ЗН-113	З-88	89	113		102	38		275	
ЗН-140	З-117	114	140		127	58		305	

Типоразмер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы с высаженными внутрь концами, мм	Ниппель, мм: l, номинальная	Ниппель, мм: l, предельное отклонение	Муфта, мм: $d_м$, номинальный	Муфта, мм: $d_м$, предельное отклонение	Муфта, мм: $L_м$, номинальная	Муфта, мм: $L_м$, предельное отклонение	Замок в собранном виде: длина, мм	Замок в собранном виде: масса, кг
ЗН-80	З-62	60	70	−2	36	±0,6	240	+35 −10	410	12
ЗН-95	З-76	73	88		45		260		432	16
ЗН-108	З-88	89	96		58		275		454	20
ЗН-113	З-88	89	96		58		275		454	23
ЗН-140	З-117	114	108		78		305		502	35

Таблица 1.34

Размеры замков с широким проходным отверстием

Типоразмер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы с высаженными внутрь концами, мм	Ниппель и муфта, мм: наружный диаметр, D, номинальный	Ниппель и муфта, мм: наружный диаметр, D, предельное отклонение	Ниппель и муфта, мм: $d_н$, $d_м$, номинальный	Ниппель и муфта, мм: $d_н$, $d_м$, предельное отклонение	D_1
ЗШ-108	З-92	73	108	±0,5	54	±0,6	86
ЗШ-118	З-101	89	118		62		102
ЗШ-133*	З-108	102	133		71		116
ЗШ-146	З-121	114	146		80		127

Типоразмер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы с высаженными внутрь концами, мм	Ниппель, мм				Муфта, мм		Замок в собранном виде (справочные величины)	
			$L_н$		l		$L_м$			
			номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	длина, мм	масса, кг
ЗШ-108	З-92	73	260		88		260		432	20
ЗШ-118	З-101	89	275	+30	96	−2	275	+30	454	23
ЗШ-133 *	З-108	102	305	−10	102		305	−10	496	34
ЗШ-146	З-121	114	305		114		305		508	38

* Размеры замков приведены в дополнение к ГОСТ 5286—75.

Замки каждого типа могут иметь резьбу с правым и левым направлениями нарезки. При капитальном ремонте скважин применяют замки первых двух типов.

Размеры и массы замков для бурильных труб типов 1 и 2 приведены в табл. I.33 и табл. I.34.

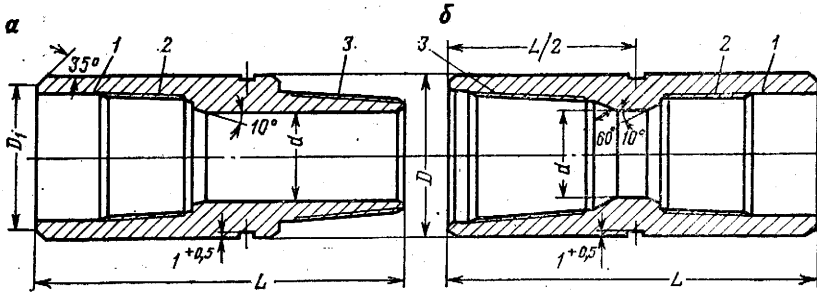


Рис. I.22. Конструкция замков ЗШК и ЗУК труб ТБВК и ТБНК:
а — ниппель; *б* — муфта; *1* — коническая расточка; *2* — резьба ТТ; *3* — замковая резьба

Замки изготавливают из стали марки 40ХН; для замков типоразмера ЗН-80, ЗН-95, ЗН-108 и ЗН-113 по требованию заказчика может быть применена сталь марки 40ХН с более высокими механическими свойствами.

Замковая резьба и резьба для соединения с бурильными трубами с целью предохранения от заедания должны быть фосфатированы или оцинкованы.

Для бурильных труб ТБВК и ТБНК по ТУ 26-02-53—75 применяют замки ЗШК (с широким проходным отверстием) и ЗУК (с увеличенным проходным отверстием).

Замки крепятся на бурильных трубах горячим способом с натягом по резьбе и стабилизирующему пояску при нагреве их до температуры 400—450° С.

В соединении применена трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм, профилем 30°, конусностью 1 : 32. Условное обозначение резьбы ТТ. Применение такой резьбы с сопряжением по внутреннему диаметру и одной стороне профиля позволяет точно выдерживать заданную посадку по резьбе у свинченного соединения.

Характеристика замков приведена на рис. I.22 и в табл. I.35. Профиль и размеры замковой резьбы З-101 замка ЗШК-118 должны соответствовать

Таблица 1.35

Размеры замков (в мм)

Замок	Замковая резьба	Резьбы для соединения замка с трубами	D (предельное отклонение $\pm 0{,}5$)	D_1 (предельное отклонение ± 1)	d (предельное отклонение $\pm 0{,}6$)	L (предельное отклонение $+30 \div 10$)	Масса, кг
ЗШК-108	З-86	ТТ78×5,08×1 : 32	108	94	54	260	7
ЗШК-118	З-101	ТТ82×5,08×1 : 32	118	100	62	275	10
ЗШК-133	З-108	ТТ94×5,08×1 : 32	113	115	72	310	17
ЗУК-120	З-102	ТТ94×5,08×1 : 32	120	110	70	285	14
ЗУК-146	З-122	ТТ107×5,08×1 : 32	146	125	82	310	17
ЗУК-155	З-133	ТТ122×5,08×1 : 32	155	140	95	325	26

ГОСТ 5286—75. Специальная резьба по сравнению со стандартной замковой имеет укороченную на 25% высоту профиля и увеличенную на 23% ширину среза вершин. Эта резьба более износоустойчива в эксплуатации по сравнению со стандартной резьбой, менее чувствительна к механическим повреждениям и обладает пределом выносливости на 15—20% выше, чем у стандартной резьбы.

При навинчивании на ЛБТ стальных замков применяют способ крепления с помощью специального стенда.

На ниппель и муфту каждого замка на поясках для маркировки наносят: товарный знак предприятия-поставщика; типоразмер замка; дату выпуска; номер стандарта.

На замках с левым направлением нарезки протачивается второй поясок меньшей ширины.

Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) предназначены для повышения жесткости и увеличения массы нижней части бурильной колонны, посредством которой создается нагрузка на долото.

УБТ, представляющие собой толстостенные бурильные трубы, изготавливают двух типов: гладкими по всей длине (рис. I.23, *а*) и с конусной проточкой (рис. I.23, *б*) для надежного захвата и удержания их в клиновой подвеске. Кроме того, УБТ поставляют с внутренней замковой резьбой на обоих концах, устанавливают их непосредственно над долотом (наддолотные трубы), и с внутренней замковой резьбой на одном конце и наружной — на другом (промежуточные трубы); последние устанавливают в бурильной колонне между наддолотной утяжеленной трубой или турбобуром и бурильными трубами.

УБТ изготавливают из стали групп прочности Д и К (сталь марки 36 Г2С).

Размеры и масса утяжеленных бурильных труб приведены в табл. I.36.

Таблица I.36

Размеры и масса утяжеленных бурильных труб

Наружный диаметр трубы D, мм	Диаметр цилиндрической проточки D_1, мм	Диаметр канала d, мм	Длина, мм				Замковая резьба	Масса (теоретическая) 1 м трубы, кг
			до верхней конусной проточки l	верхней конусной проточки l_1	цилиндрической проточки l_2	нижней конусной проточки l_3		
95±1	90	32	500	500	500	250	З-76	49
108±1	102	38					З-88	63
146±4	138	75					З-121	97
178±3	168	80					З-147	156

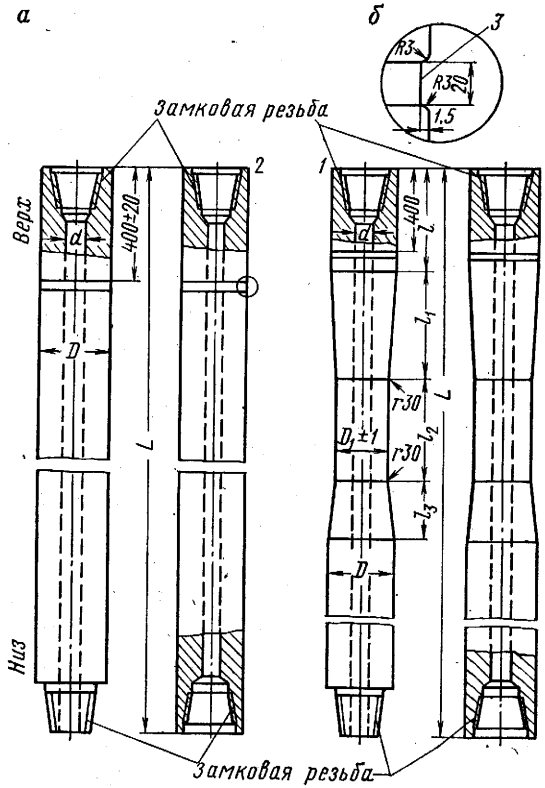


Рис. I.23. Трубы бурильные утяжеленные:

а: *1* — промежуточная труба, *2* — наддолотная труба; *б*: *1* — промежуточная труба, *2* — наддолотная труба, *3* — поясок для маркировки

ВНИИБТ разработаны сбалансированные утяжеленные бурильные трубы УБТС1 с резьбовыми соединениями повышенной прочности, которые изготавливают из стали марки 38ХН3МФА по ГОСТ 4543—71, а также из стали марки 40ХН2МА.

Основные размеры УБТС1 приведены на рис. I.24 и в табл. I.37.

Таблица I.37

Размеры УБТС1 и тип резьбы (в мм)

Наружный диаметр	Типоразмер резьбы	Внутренний диаметр d	Диаметр проточки под элеватор D_1	Диаметр расточки d_1	Длина конуса ниппеля l	R	Теоретическая масса 1 м, кг
89	Зс-73	38	80	42	76	2	36,7
108	Зс-86	50	90	55	89	3	56,1
120	З-101	64	102	65	96	3	
	З-102				90		63,5
133	З-102	64	115	70	90	3	84,0
	Зс-108				114		
146	З-121	68	128	73	102	3	103,0
	З-122	72		78	114		100,0
	З-133	72		82	114		156,0
178	З-140	80	164	90	120	3	154,8
	З-147	90		95	127		145,5

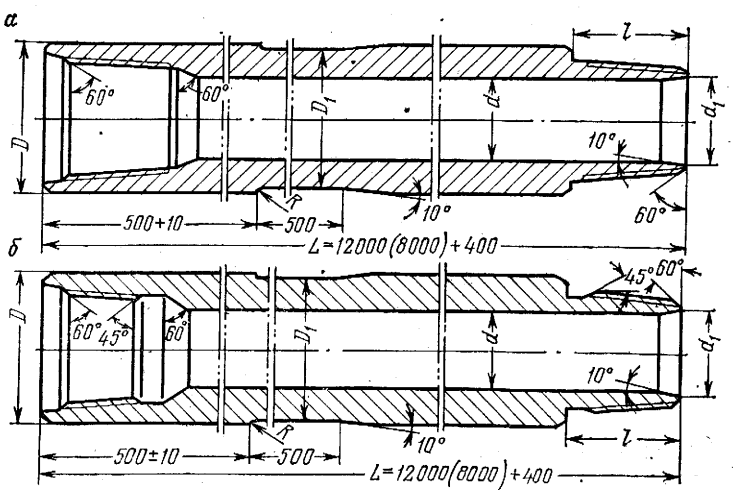


Рис. I.24. Утяжеленные бурильные трубы УБТС1:
а — утяжеленная бурильная труба без разгружающих канавок; *б* — утяжеленная бурильная труба с разгружающими канавками

Ведущие бурильные трубы

Ведущие трубы (рис. I.25) предназначены для передачи вращения от ротора к бурильной колонне и представляют собой толстостенную трубу квадратного сечения. Конструктивно они выполняются в двух вариантах: сборными (составленными из трех деталей) и цельными. Сборные ведущие трубы изготавливают предпочтительно квадратного сечения. Состоят они из штанг, нижнего ПШН (рис. I.26, *а*) и верхнего ПШВ (рис. I.26, *б*) и переводников для соединения ведущей трубы с вертлюгом. Для защиты от износа замковой резьбы на нижний переводник ПШН навинчивают предохранительный переводник ПП.

Вследствие простоты изготовления ведущие трубы сборной конструкции наиболее распространены (ТУ 14-3-126—73 и нормаль Н 293—49).

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. I.38.

На концах ведущих труб нарезается наружная коническая резьба с шагом 8 ниток на длине 25,4 мм и конусностью 1 : 16. У правой ведущей трубы верхний конец имеет левое, а нижний — правое направление нарезки резьбы, и наоборот. Ведущие трубы изготавливают из стали групп прочности Д и К, переводники — из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71. Резьба, нарезаемая на ведущих трубах, не стандартизирована.

С целью повышения усталостной прочности сборных ведущих труб в АзНИПИнефти разработана конструкция с цилиндрическим блокирующим пояском ТВБ. Этот поясок в значительной степени разгружает соединение от переменных напряжений. Переводник навинчивается в горячем состоянии после нагрева до температуры 400—420°С. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются коническая резьбой и блокирующим пояском. Блокирующий поясок расположен на ведущей трубе квадратного сечения (нормаль Н 293—49) за резьбой.

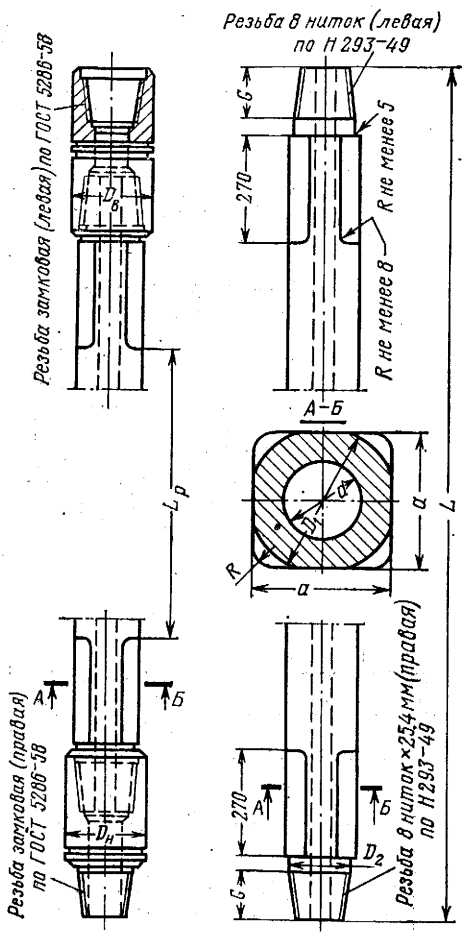


Рис. I.25. Ведущая труба сборной конструкции

В последнее время разработаны конструкции ведущих труб с коническими стабилизирующими поясками ТВКП (рис. I.27). Здесь предусматривается горячекатаная (или с механической обработкой) термообработанная труба с посаженными на нее горячим способом замками. Замки (переводники ПВВК и ПВНК) изготавливают из высокопрочной стали марки 40ХНМА.

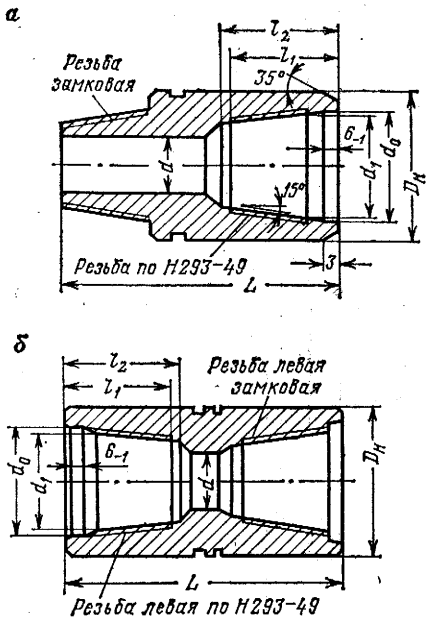


Рис. I.26. Переводники ведущей трубы:
а — нижний; *б* — верхний

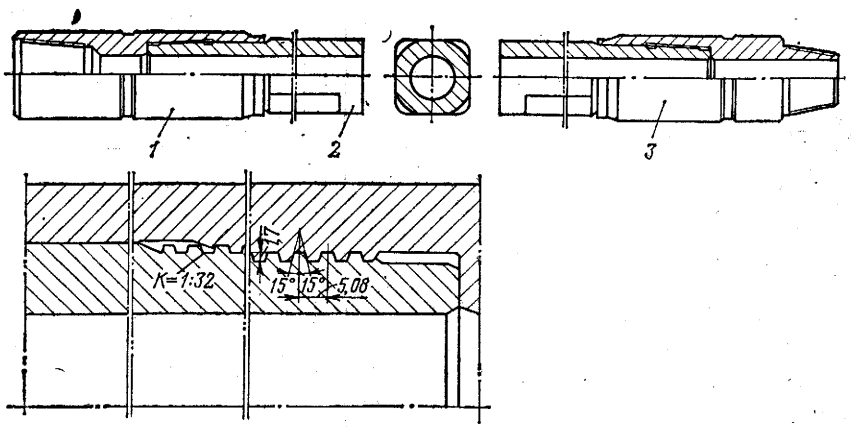


Рис. I.27. Ведущая бурильная труба с переводниками с коническими поясками ТВКП:
1 — верхний переводник ПВВК; *2* — труба; *3* — нижний переводник ПВНК

Таблица 1.38

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный диаметр трубы, дюймы	Сторона квадрата a, мм	Диагональ квадрата, мм (не более)	Радиус R при вершине квадрата, мм (не более)	Диаметр канала d, мм	Диаметр проточки под элеватор D_1, мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2, мм	Длина резьбы σ (включая сбег), мм
По нормали Н 293-49							
$2^1/_2$	65	87	8	32	73	63	65
3	80	105	8	40	89	75	75
4	115	146	16	75	114	110	95
5	140	178	20	80	141	135	105
По ТУ 14-3-126—73							
4	112^{+5}_{-1}	—	20±3	74±4	114	110±0,5	65
5	140±2	—	20±3	85±5	141	135±0,5	110

Длина трубы L, м			Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286—75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
Рабочей части $L_р$ (не менее)	общая		верхнего	нижнего	верхнего $D_в$	нижнего $D_н$	1 м трубы без переводников	Переводника	
	не менее	не более						верхнего	нижнего
По нормали Н 293-49									
9,3	10,0	12,5	З-76Л	З-76	95	95	27	10	9
9,3	10,0	12,5	З-88Л	З-88	108	108	38	12	12
12,7	13,3	15,0	З-152Л	З-121	197	146	65	55	22
13,7	14,5	16,5	З-152Л	З-147	197	178	110	55	35
По ТУ 14-3-126—73									
—	13—2,5	—	—	—	—	—	65,6	—	—
—	14+2,5	—	—	—	—	—	106,6	—	—

Элементы бурильной колонны

Переводники применяют для соединения между собой отдельных частей бурильной колонны или присоединения к ней инструмента с различной по типу и размерам резьбой. Переводники для бурильных колонн изготавливают трех типов: переходные (ПП), муфтовые (ПМ) и ниппельные (ПН).

Переводники переходные (рис. I.28) предназначены для предохранения от быстрого износа замковых резьб, подвергающихся частым свинчиваниям и развинчиваниям при спусках и подъемах бурильных труб, а также для соединения между собой двух деталей, отличающихся типом и размером замковых резьб.

Переводники муфтовые (рис. I.29) и переводники и ниппельные (рис. I.30) применяют в случаях, когда соединяемые концы колонны или инструмента имеют одинаковое ниппельное или муфтовое исполнение.

По конструкции, материалу и размерам переводники для бурильных колонн имеют много общего с бурильными замками, а замковые резьбы у них одни и те же. Наружный диаметр переводников одинаков с наружным диаметром замка или

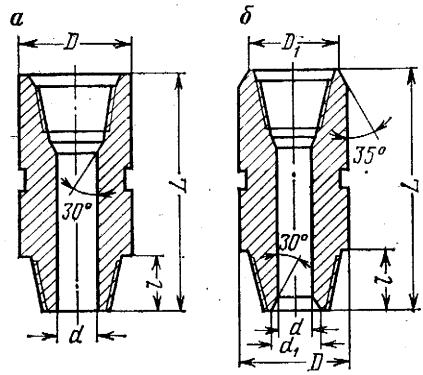


Рис. I.28. Переводники переходные ПП: *а* — увеличенного сечения; *б* — широкого сечения; *в* — нормального сечения

равен наибольшему наружному диаметру одной из двух соединяемых между собой деталей замков. В последнем случае переход к меньшему по размеру замку выполняется в виде скоса под углом 35° с наружной стороны на упорном уступе

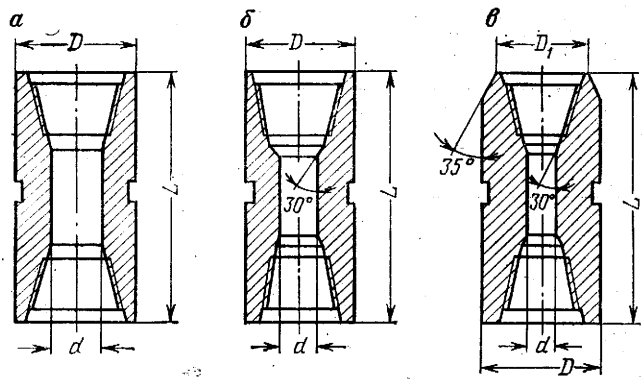


Рис. I.29. Переводники муфтовые ПМ: *а* — увеличенного сечения; *б* — широкого сечения; *в* — нормального сечения

Таблица I.39

Основные размеры обратных клапанов для бурильных труб

Типоразмер обратных клапанов	Наружный диаметр *D*, мм	Длина *L*, мм	Резьба по ГОСТ 5286—75	Масса, кг (не более)
КЗН-80	80	240	З-62	7,2
КЗН-95	95	260	З-76	8,7
КЗН-108	108	280	З-88	11,8
КЗН-113	113	280	З-88	13,7
КЗН-140	140	310	З-117	21,7
КЗШ-108	108	260	З-92	11,0
КЗШ-118	118	280	З-101	13,2
КЗШ-146	146	310	З-121	23,1
КЗУ-108	108	260	З-92	21,0
КЗУ-118	118	290	З-102	25,2

ниппельного конца или на упорном торце муфтового конца переводника. Во всех случаях диаметр проходного отверстия переводника соответствует наименьшему диаметру циркуляционного отверстия замка. Переводники изготавливают из той же марки стали, что и замки для бурильных труб. Переводники для бурильных труб изготавливают по ГОСТ 7360—75.

Переводники любого типоразмера изготавливают с замковой резьбой как с правым, так и с левым направлениями нарезки.

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника на пояске для маркировки наносят: товарный знак предприятия-поставщика; обозначение типоразмера переводника; марку стали; дату выпуска (месяц, год); номер стандарта.

На переводниках с резьбами левого направления нарезки, кроме пояска для маркировки, на расстоянии 10 мм от него протачивается дополнительный опознавательный поясок шириной 5 мм.

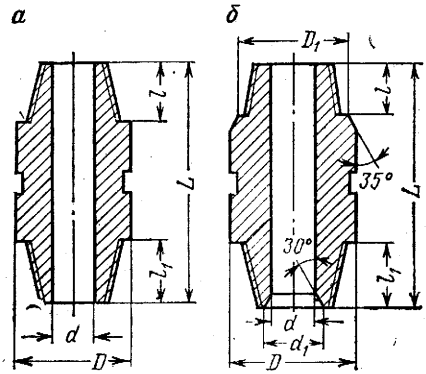


Рис. I.30. Переводники ниппельные ПН: *а* — увеличенного сечения; *б* — широкого сечения

Обратный клапан (рис. I.31), устанавливаемый на бурильной колонне, предназначен для предотвращения выброса жидкости из скважины через бурильные трубы в процессе ее ремонта.

В соответствии с типами бурильных замков предусмотрены обратные клапаны следующих трех типов:

КЗН — для колонны с замками с нормальным проходным отверстием;

КЗШ — для колонны с замками с широким проходным отверстием;

КЗУ — для колонны с замками с увеличенным проходным отверстием.

Клапаны изготавливают с правой и левой замковыми резьбами в соответствии с прежним ГОСТ 9342-60. Резьбы обоих концов клапана выполняют в соответствии с требованиями к замковой резьбе по ГОСТ 5286—75. Основные размеры обратных клапанов приведены в табл. I.39.

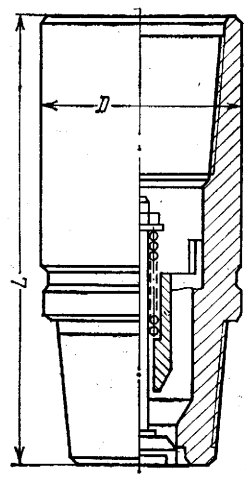


Рис. I.31. Обратный клапан для бурильных колонн

Эксплуатация бурильных труб

Все трубы и соединительные элементы, предназначенные для работы в скважинах, перед вводом их в эксплуатацию, в соответствии с требованиями государственных стандартов, нормалей и технических условий, подвергают на трубных базах внешнему визуальному осмотру, обмеру основных размеров и проверке качества нарезки резьбы гладкими и резьбовыми калибрами.

Перед навинчиванием замков на трубы сборной конструкции и закреплением резьбовых соединений для лучшего сопряжения резьбы соединяемой пары подбирают замковые или соединительные муфты к трубам по фактическим натягам и по конусности резьбы.

Замки с номинальным натягом навинчивают на концы труб с резьбой, не имеющей отклонений от этого натяга. Для концов труб с резьбой, имеющей натяг в пределах плюсового допуска, подбирают деталь замка с трубной резьбой,

натяг которой выполнен с отклонением в пределах заданного минусового допуска, а замок с увеличенным натягом трубной резьбы навинчивают на конец трубы с уменьшенным натягом. Все эти работы проводят в соответствии с действующей «Инструкцией по проверке качества и монтажу бурильных труб сборной конструкции», утвержденной в 1966 г.

Прочность и плотность соединений достигаются при навинчивании вручную предварительно нагретой замковой детали. При навинчивании ненагретого замка имеется возможность без больших усилий во время крепления деталей создать в них напряженное состояние. В таком случае заедания резьбы не будет происходить. Поэтому крепление замков в горячем состоянии более совершенный метод, получивший широкое применение. Подобранные детали замков перед навинчиванием на трубу нагревают в специальных печах. Температуру при этом контролируют термоэлектрическим пирометром, при помощи реле времени или другими способами, обеспечивающими необходимую точность замера. За время нагрева деталей замка конец трубы подготавливают для навинчивания. Для лучшей герметизации соединения резьбу труб перед навинчиванием нагретых замковых деталей смазывают. В качестве смазки рекомендуется смесь графита с техническим глицерином в соотношении 1 : 2. Допускается замена технического глицерина жидким стеклом в той же пропорции. Смазку необходимо наносить тонким слоем по всей поверхности резьбы или более толстым слоем на 3—4 витка, считая от торца трубы. Не допускается свинчивание резьбовых соединений без смазки, так как это может привести к нарушению герметичности. Все трубы, прошедшие контрольную проверку и признанные пригодными для работы, включают в действующий парк бурильных труб.

Комплекты труб отличаются друг от друга разными сочетаниями следующих показателей: наружного диаметра, толщины стенки, группы прочности стали, конструкции (типа) труб и направления нарезки резьбы.

Состав комплекта по числу бурильных труб и длине не ограничивается. Каждому комплекту бурильных труб присваивается свой порядковый номер, а всем трубам, вошедшим в комплект — свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. Комплекты труб учитывают и отрабатывают самостоятельно. Перевод отдельных труб из одного комплекта в другой запрещается.

В отличие от обсадных труб, бурильные трубы на трубопрокатных заводах гидравлическим испытаниям не подвергаются.

Новые бурильные трубы подвергают гидравлическим испытаниям на базах производственного обслуживания после навинчивания на них замков.

Трубы, находящиеся в эксплуатации, испытывают после возвращения на базу по окончании работ на скважине. Испытываемые трубы выдерживают под давлением в течение 15—30 с. Если не обнаруживается течи или «потения», трубы признают годными.

Для контроля качества труб за последние годы широко применяют дефектоскопию, благодаря чему появилась возможность обнаруживать и определять местоположение различных дефектов в трубах (закалочные трещины, раковины, закаты, плены, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым следует отнести в первую очередь усталостные трещины, возникающие и развивающиеся при воздействии переменных нагрузок на бурильную колонну).

Для измерения толщины стенки стальных и легкосплавных бурильных, а также обсадных и насосно-компрессорных труб ВНИИТнефтью разработан бесконтактный ультразвуковой импульсный толщиномер БУИТ-1. Принцип действия толщиномера основан на измерении интервала времени между импульсами ультразвуковых колебаний, отраженных от наружной и внутренней поверхностей контролируемой трубы. При транспортировании и хранении бурильных труб и переводников их резьбы необходимо предохранять колпачками от механических повреждений и коррозии.

Обсадные трубы

Обсадными трубами называют высокопрочные трубы нефтяного сортамента большого диаметра (от 114 до 508 мм), предназначенные для крепления стенок скважины после бурения, перекрытия и изоляции нефтеносных, газоносных, водоносных пластов и пропластков.

Таблица 1.40

Размеры и масса обсадных труб с нормальной длиной резьбы (в мм)

Трубы					Муфты					
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретическая масса 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр $d_о$	длина $l_о$	ширина торцовой плоскости B	масса, кг
114	114,3	6	102,3	16,0	133	159	116,7	12,7	6,0	4,8
		7	100,3	18,5						
		8	98,3	20,9						
127	127	6	115	17,9	146	165	129,4	12,7	6,0	6,0
		7	113	20,7						
		8	111	23,5						
		9	109	26,2						
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	142,1	12,7	6,5	7,1
		7	125,7	22,9						
		8	123,7	26,0						
		9	121,7	29,0						
		10	119,7	32,0						
		11	117,7	34,9						
146	146,1	6,5	133	22,4	166	177	148,5	12,7	6,5	8,0
		7	132	24,0						
		8	130	27,2						
		9	128	30,4						
		10	126	33,5						
		11	124	36,6						
168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	170,7	12,7	6,5	9,1
		7	154,3	27,8						
		8	152,3	31,6						
		9	150,3	35,3						
		10	148,3	39,0						
		11	146,3	42,6						
		12	144,3	46,2						
178	177,8	7	163,8	29,5	196	184	180,2	12,7	6,0	10,1
		8	161,8	33,5						
		9	159,8	37,4						
		10	157,8	41,4						
		11	155,8	45,2						
		12	153,8	49,0						
194	193,7	7	179,7	32,2	216	190	196,1	12,7	6,5	12,2
		8	177,7	36,6						
		9	175,7	41,0						
		10	173,7	45,3						
		12	169,7	53,8						
219	219,1	7	205,1	36,6	245	196	221,5	12,7	7,5	16,2
		8	203,1	41,6						
		9	201,1	46,6						
		10	199,1	51,5						
		12	195,1	61,3						

Трубы					Муфты					
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретическая масса 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр $d_о$	длина $l_о$	ширина торцовой плоскости B	масса, кг
245	244,5	7	230,5	41,0	270	196	246,9	12,7	7,5	17,9
		8	228,5	46,6						
		9	226,5	52,2						
		10	224,5	57,8						
		12	220,5	68,8						
273	273,1	7	259,1	45,9	299	203	275,5	12,7	7,5	20,7
		8	257,1	52,3						
		9	255,1	58,6						
		10	253,1	64,8						
		12	249,1	77,2						
299	298,5	8	282,5	57,3	324	203	300,9	12,7	7,5	22,4
		9	280,5	64,2						
		10	278,5	71,1						
		11	276,5	78,0						
		12	274,5	84,7						
324	323,9	9	305,9	69,8	351	203	326,3	12,7	8,5	23,4
		10	303,9	77,4						
		11	301,9	84,8						
		12	299,9	92,2						
340	339,7	9	321,7	73,3	365	203	342,1	12,7	8,5	25,5
		10	319,7	81,3						
		11	317,7	89,1						
		12	315,7	96,9						
(351) *	351,0	9	333,0	75,9	376	229	353,0	16,0	8,5	29,0
		10	331,0	84,0						
		11	329,0	92,2						
		12	327,0	100,3						
(377) *	377,0	9	359,0	81,6	402	229	379,0	16,0	8,5	31,0
		10	357,0	90,4						
		11	355,0	99,2						
		12	353,0	107,9						
407	406,4	9	388,4	88,1	432	228	408,8	12,7	8,5	35,8
		10	386,4	97,7						
		11	384,4	107,2						
		12	382,4	116,6						
(426) *	426,0	10	406,0	102,5	451	229	428,0	16,0	8,5	37,5
		11	404,0	112,5						
		12	402,0	122,4						
508	508,0	11	486,0	134,7	533	228	510,4	12,7	8,5	44,6

* Трубы этих размеров изготовляют по ТУ 14-3-71—72. Трубы диаметром до 273 мм изготовляют из стали групп прочности до Л включительно, трубы диаметром до 340 мм — из стали групп прочности до Е, трубы диаметром до 426 мм — из стали групп прочности до К и 508-мм трубы — из стали групп прочности С и Д.

Таблица 1.41

Размеры и масса обсадных труб с удлиненной резьбой (в мм)

Трубы					Муфты					
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретическая масса 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр $d_о$	длина $l_о$	ширина торцовой плоскости B	масса, кг
114	114,3	7	100,3	18,5	133	177	116,7	12,7	6	5,8
		8	98,3	20,9						
		9	96,3	23,4						
127	127,0	7	113,0	20,7	146	196	129,4	12,7	6	7,4
		8	111,0	23,5						
		9	109,0	26,2						
140	139,7	7	125,7	22,9	159	203	142,1	12,7	6,5	8,7
		8	123,7	26,0						
		9	121,7	29,0						
		10	119,7	32,0						
		11	117,7	34,9						
146	146,1	7	132,0	24,0	166	215	148,5	12,7	6,5	9,7
		8	130,0	27,2						
		9	128,0	30,4						
		10	126,0	33,5						
		11	124,0	36,6						
168	168,3	8	152,3	31,6	188	222	170,7	12,7	6,5	11,3
		9	150,3	35,3						
		10	148,3	39,0						
		11	146,3	42,6						
		12	144,3	46,2						
		14	140,3	53,3						
178	177,8	8	161,8	33,5	196	228	180,2	12,7	6,0	12,9
		9	159,8	37,4						
		10	157,8	41,4						
		11	155,8	45,2						
		12	153,8	49,0						
		14	149,8	56,5						
194	193,7	8	177,7	36,6	216	235	196,1	12,7	6,5	15,5
		9	175,7	41,0						
		10	173,7	45,3						
		12	169,7	53,8						
		14	165,7	62,0						
219	219,1	9	201,1	46,6	245	254	221,5	12,7	7,5	21,5
		10	199,1	51,5						
		11	197,1	56,4						
		12	195,1	61,3						
245	244,5	9	226,5	52,2	270	266	246,9	12,7	7,5	25,5
		10	224,5	57,8						
		11	222,5	63,3						
		12	220,5	68,8						
		14	216,5	79,5						

Примечание. Трубы изготовляют из стали группы прочности от С до Р включительно.

Обсадные трубы и муфты к ним изготавливают в соответствии с ГОСТ 632—64 из сталей марок: С, Д, К, Е, М и Р. Трубы выпускают с нормальной и удлиненной резьбой. В зависимости от глубин скважин и геологических условий применяют трубы соответствующих типоразмеров, толщины стенок и марок стали. Размеры и масса труб с нормальной длиной резьбы приведены на рис. I.32 и в табл. I.40, а с удлиненной резьбой — в табл. I.41. Обычно трубы поставляют длиной от 9,5 до 13 м. В комплекте может быть не более 20% труб длиной от 8 до 9,5 м и не более 10% — длиной от 5 до 8 м.

Трубы групп прочности К, Е, Л, М, Р подвергают термообработке.

Резьба муфт должна быть оцинкована или фосфатирована. На каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца, свободного от муфты, выбивают клеймо,

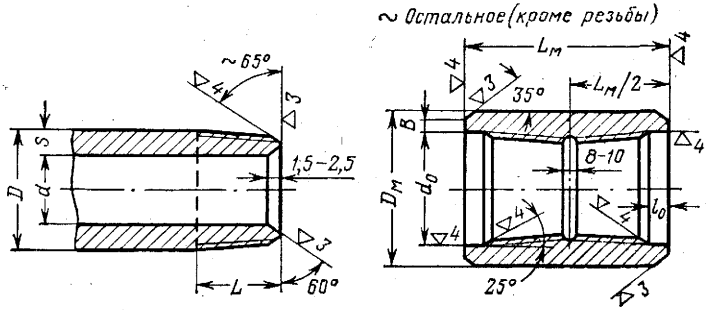


Рис. I.32. Обсадные трубы и муфты к ним

на котором указаны: условный диаметр в мм (номер трубы); группа прочности, длина резьбы; толщина стенки в мм; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска.

Каждый поставляемый комплект труб снабжают сертификатом, удостоверяющим качество труб и соответствие их требованиям стандарта.

Обсадные трубы повышенной прочности и герметичности

Обсадные муфтовые трубы с трапецеидальной резьбой ОТТМ-1 обеспечивают высокую сопротивляемость соединения воздействию осевых растягивающих нагрузок и предназначены для использования их в наиболее нагруженных участках обсадной колонны. Габаритные размеры труб и муфт ОТТМ-1 такие же, как у обсадных труб по ГОСТ 632—64.

В соединении труб ОТТМ-1 применена трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм, конусностью 1 : 16, глубиной 1,6 мм и углами наклона профиля 3 и 10°.

Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5, помимо высокой прочности соединений, под воздействием осевых нагрузок обеспечивают герметичность при давлении газа до 500 кгс/см². В трубах ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 соединения идентичны и обеспечивают полную взаимозаменяемость при их использовании. Трубы ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 отличаются способом выполнения концов (рис. I.33). Трубы ОТТГ-1 соединяются с помощью муфт, трубы ТБО-4 (безмуфтовые) имеют высадку наружу, трубы ТБО-5 (безмуфтовые) имеют наружную высадку только с одного конца, на котором выполняется муфтовая часть соединения, так же как и для труб ТБО-4, а другой конец полностью соответствует трубе ОТТГ-1.

Наружный диаметр соединений труб ТБО-4 и ТБО-5 на 9—12 мм меньше диаметра муфт обсадных труб по прежнему ГОСТ 632—64. При необходимости уменьшения габаритных размеров соединений труб ОТТГ-1 муфты к ним могут быть выполнены с уменьшенным наружным диаметром.

Герметичность соединений труб ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 обеспечивается коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торца трубы. Резьбовая часть этих соединений соответствует резьбовому соеди-

нению труб ОТТМ-1. Переход с труб ОТТМ-1 на трубы того же диаметра типа ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 может осуществляться без применения переводников. В соединении предусмотрен контакт по внутренним упорным торцам, фиксирующий заданный натяг при закреплении соединения. Основные размеры труб ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 и их соединений приведены в табл. I.42.

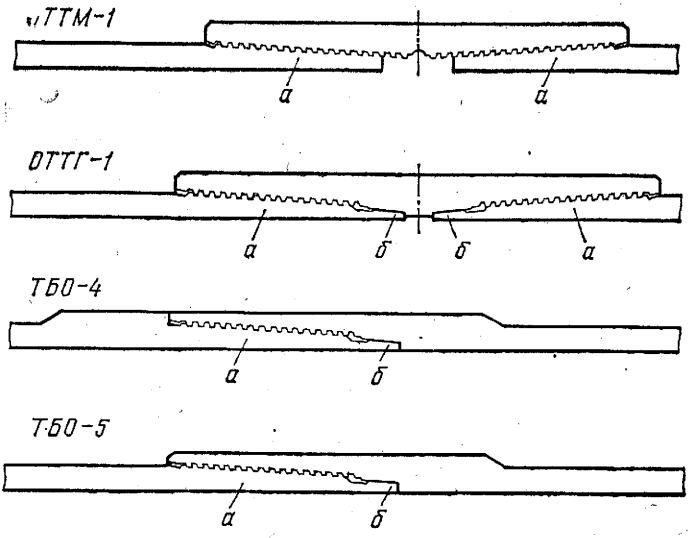


Рис. I.33. Конструкция обсадных труб ОТТМ-1, ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5:

а — резьбовое соединение; *б* — уплотнительная часть соединения

Таблица I.42

Размеры труб ОТТГ-1, ТБО-4 и ТБО-5 (в мм)

Условный диаметр трубы	Толщина стенки		Наружный диаметр муфты ОТТГ-1		Наружный диаметр соединения ТБО-4 и ТБО-5	Длина муфты ОТТГ-1	Внутренний диаметр муфты ОТТГ-1
	ОТТГ-1	ТБО-4 и ТБО-5	нормальный	уменьшенный			
114	7—9	—	133	124	—	205	97
127	8—9	9	146	136	136	210	110
140	8—11	9—11	159	149	149	218	119
146	8—11	9—11	166	156	156	218	126
168	8—12	9—12	188	178	178	225	148
178	8—14	9—12	198	187	187	234	158
194	8—14	9—12	216	206	206	242	172
219	8—12	10—12	245	232	232	254	198
245	8—14	10—12	270	257	257	254	223
273	8—12	10—12	299	286	286	254	256

Элементы обсадной колонны

При спуске обсадных колонн применяют ряд деталей и узлов (элементов обсадной колонны), предназначенных для соединения, разъединения обсадных труб, облегчения спуска и других целей.

Переводники для перехода с замковой резьбы на резьбу обсадных труб предназначены для соединения между собой колонны бурильных и обсад-

ных труб и для присоединения к бурильной колонне различных инструментов, на присоединяемом конце которых имеется резьба под муфту обсадных труб.

Конструктивно переводники представляют собой сочетание муфтового замка с ниппельным концом обсадной трубы.

Переводники поставляют как с правым, так и с левым направлениями нарезки резьбы на обоих концах или с правой резьбой на одном и левой резьбой — на другом.

На кольцевом пояске, вытачиваемом на наружной цилиндрической поверхности, выбивают клеймо-маркировку: товарный знак завода-изготовителя, обозначение переводника, дату выпуска (месяц и год).

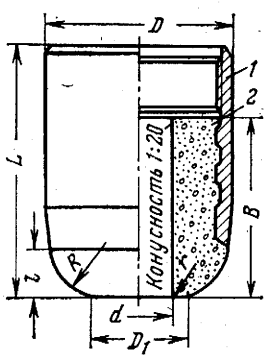
На переводниках с левым направлением нарезки рядом с пояском для маркировки имеется второй опознавательный поясок.

Низ обсадной колонны

В нижней части обсадной колонны монтируют следующие элементы, обеспечивающие успешный спуск и цементирование колонн.

Башмачная направляющая пробка предназначена для правильного направления спускаемой обсадной колонны по стволу скважины.

Башмачные направляющие пробки изготавливают из серого чугуна марки Сг 12-28 по ГОСТ 1412—70. В последние годы при спуске обсадных колонн стали применять бетонную направляющую пробку ПБН, состоящую из металлического корпуса и бетонного наконечника. Конструкция пробки показана на рис. I.34, а размеры приведены в табл. I.43. Преимущества бетонной направляющей пробки — небольшая стоимость изготовления и легкость ее разбуривания.



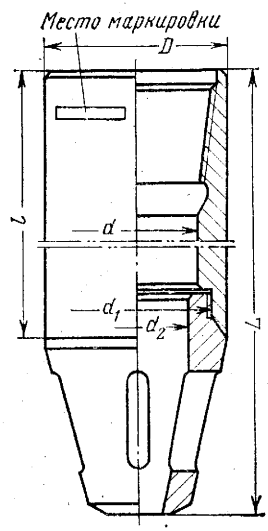


Рис. I.34. Бетонная направляющая пробка:
1 — металлический корпус; *2* — бетонный наконечник

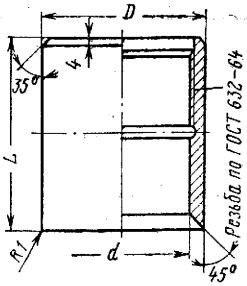
Рис. I.35. Башмак БП с направляющей чугунной пробкой

Башмак колонны предназначен для придания жесткости низу обсадной колонны. Он представляет собой толстостенный стальной патрубок и в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 26-02-227—71 выпускается двух типов: БП — с направляющей чугунной пробкой; Б — с фаской без направляющей пробки. Основные размеры башмаков БП приведены на рис. 1.35 и в табл. 1.44, а башмаков Б — на рис. 1.36 и в табл. 1.45. Резьбы башмака и пробки по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632—64.

Башмаки БП поставляют свинченными с направляющими пробками. На башмаки клеймением наносят маркировку с указанием товарного знака завода-

изготовителя, условного обозначения башмака, порядкового номера и даты выпуска. Над башмаком колонны устанавливают башмачный патрубок длиной 1,5—2,0 м с резьбой на концах.

Нижний конец патрубка свинчивают с башмаком, а на верхний навинчивают удлиненную муфту, внутри которой помещен обратный клапан. Патрубок изготавливают из муфтовой заготовки для обсадных труб. В теле патрубка сделано несколько отверстий диаметром



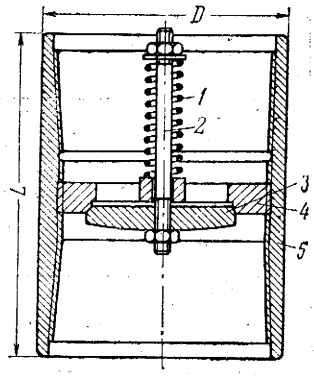


Рис. I.36. Башмак Б с фаской без направляющей пробки

Рис. I.37. Тарельчатый обратный клапан типа 02:
1 — пружина; *2* — шток; *3* — тарелка; *4* — седло; *5* — корпус

25—32 мм, расположенных по винтовой линии и предназначенных для выхода раствора из колонны.

Обратный клапан применяют для облегчения спуска колонны обсадных труб, а также в целях предотвращения выброса или обратного движения

Таблица I.43

Основные размеры бетонной направляющей пробки

Типоразмеры бетонной направляющей пробки	Размеры, мм								Объем бетона, см³
	D	D_1	d	L	l	R	r	B	
ПБН-114	133	70	40	255	35	45	5	170	1260
ПБН-146	166	90	55	295	45	50	6	200	2350
ПБН-168	188	105	65	310	50	60	6	210	3400

Таблица I.44

Основные размеры башмаков колонны БП

Типоразмер башмака	Условный диаметр обсадной трубы (по ГОСТ 632—64)	Размеры, мм						Масса, кг (не более)	
		D	d	d_1	d_2	l (предельное отклонение) ± 3	L	корпуса	башмака в сборе
БП-114	114	133	103	110,0	85	320	500	12,5	22
БП-127	127	146	115	122,0		250	530	15,5	26
БП-140	140	159	128	134,0	95	380	530	19,0	31
БП-146	146	166	133	143,6		400	560	21,5	35
БП-168	168	188	156	165,6		405	625	24,0	42

Таблица I.45

Основные размеры башмаков колонны Б

Типоразмер башмака	Условный диаметр обсадной трубы, мм (по ГОСТ 632—64)	Размеры, мм			Масса, кг (не более)
		D	*d*	*L* (предельное отклонение ± 3)	
Б-114	114	133	103	200	10
Б-127	127	146	115	210	11
Б-140	140	159	128	220	12
Б-146	146	166	133	230	14
Б-168	168	188	156	230	15

цементного раствора. Кроме того, применение обратного клапана способствует, частичной промывке и очищению заколонного пространства.

С учетом конкретных условий спуска и цементирования обсадных колонн создано несколько разновидностей обратных клапанов, отличающихся друг от друга как конструкцией, так и принципом действия.

Клапаны делятся на корпусные и бескорпусные, а по виду запорного элемента — на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку. По принципу действия различают следующие три основные группы обратных клапанов: а) полностью исключающие перемещение жидкости из заколонного пространства в колонну при ее спуске в скважину; б) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны жидкостью при определенном (задаваемом) перепаде давления над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающие возможность обратной циркуляции жидкости; в) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны при спуске в скважину и позволяющие вести промывку скважины методом обратной циркуляции (включается в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус).

Клапаны первой группы целесообразно использовать при креплении вертикальных скважин, где возможны нефте- газо- и водопроявления, но отсутствуют поглощения жидкости. Клапаны второй группы рекомендуется применять в наклонных скважинах с аналогичными условиями. Клапаны третьей группы рационально использовать при креплении вертикальных и наклонных скважин в условиях поглощения и отсутствия проявлений пластов.

Конструкция широко применяемого в настоящее время тарельчатого обратного клапана типа 02, изготавляемого по техническим условиям ТУ 26-02-238—70, показана на рис. I.37. Техническая характеристика обратных клапанов приведена в табл. I.46.

Таблица I.46

Техническая характеристика обратных клапанов типа 02

Шифр клапана	Условный диаметр трубы, мм	Рабочее давление, кгс/см²	Размеры, мм		Масса, кг
			диаметр *D*	длина *L*	
02-127	127	64	146	226	13
02-140	140		159	233	14
02-146	146		166	245	15
02-168	168		188	255	17

Резьбы на концах корпуса клапана по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632—64. Обратный клапан в собранном виде подвергают гидравлическому испытанию водой на давление, равное 1,5 p (где p — рабочее давление), в течение 10 мин.

В последнее время находят применение новые конструкции обратных клапанов — диафрагменный, дифференциальный и др. Эти конструкции клапанов позволяют автоматизировать процесс непрерывного заполнения колонны.

Обратные клапаны ЦКОД (рис. I.38 и I.39) изготавливают по ТУ 39-052—74, ТУ 39-070—74, ТУ 39-071—74, ТУ 39-196—76. Их параметры и размеры установлены ОСТ 39-013—74. Относятся они к корпусным клапанам третьей группы.

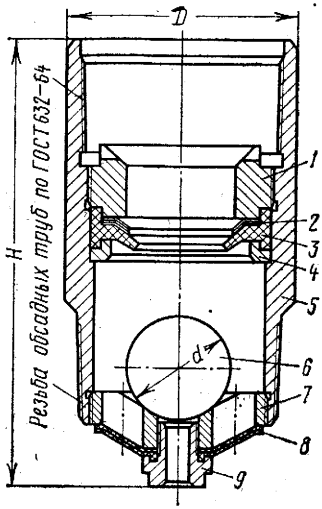


Рис. I.38. Обратный клапан ЦКОД-1:

1 — нажимная гайка; *2* — набор разрезных шайб; *3* — резиновая диафрагма; *4* — опорное кольцо; *5* — корпус; *6* — пластмассовый шар; *7* — ограничительное кольцо; *8* — резино-тканевая мембрана; *9* — дроссель

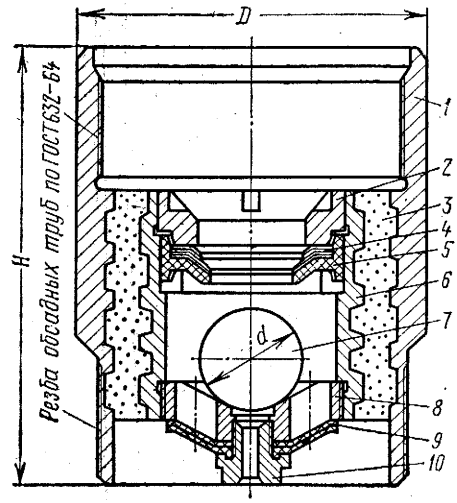


Рис. I.39. Обратный клапан ЦКОД-2:

1 — корпус; *2* — нажимная гайка; *3* — бетонная или пластмассовая подвеска; *4* — набор разрезных шайб; *5* — резиновая диафрагма; *6* — чугунная втулка; *7* — пластмассовый шар; *8* — ограничительное кольцо; *9* — резинотканевая мембрана; *10* — дроссель

При спуске обсадной колонны клапаны обеспечивают постоянное саморегулируемое заполнение ее жидкостью через отверстие в дросселе. Обсадную колонну, оборудованную обратным клапаном ЦКОД, спускают без запорного элемента — шара.

Шар опускают внутрь колонны после ее спуска на заданную глубину. Проходя через разрезные шайбы и диафрагму, он занимает свое рабочее положение. При необходимости шар может быть установлен в корпусе перед спуском колонны. В этом случае самозаполнение колонны жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана имеет опорную торцовую поверхность для остановки цементировочной разделительной пробки. Поэтому при использовании клапанов не требуется установки кольца «стоп».

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД приведена в табл. I.47.

Обратные клапаны типа ЦКО представляют собой модификацию клапанов ЦКОД и предназначены для аномальных условий цементирования, связанных с опасностью выброса или сильного поглощения жидкости. В первом случае, когда имеется опасность выброса жидкости, клапаны типа ЦКО спускают в скважину с предварительно помещенным в корпусе шаром и используют как обычный

обратный клапан. Во втором случае (при поглощении жидкости) клапан ЦКО используют аналогично ЦКОД.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») предназначено для остановки цементировочной пробки на заданной глубине и получения четкого сигнала об окончании продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Упорные кольца изготавляют в соответствии с ТУ 26-02-245—70 из серого чугуна, качество которого должно соответствовать ГОСТ 1412—70. Размеры упорных колец приведены на рис. I.40 и в табл. I.48.

Турбулизаторы устанавливают на обсадной колонне для завихрения восходящего потока цементного раствора в заколонном пространстве при

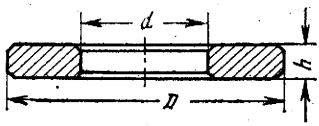


Рис. I.40. Упорное кольцо

цементировании скважины. Рекомендуется размещать турбулизаторы против границ зон уширений ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга.

Турбулизаторы изготавливают по ТУ 39-054—74.

Основные параметры турбулизаторов приведены в табл. I.49.

Таблица I.47

Техническая характеристика обратных клапанов ЦКОД

Шифр клапана	Условный диаметр, мм	Размеры, мм		Давление рабочее, кгс/см²	Температурные условия эксплуатации, °С (не более)	Диаметр шара, мм	Масса, кг (не более)	
		диаметр D	длина H				изделия	разбуриваемых металлических деталей
ЦКОД-114-1	114	133	290	150	150	45	11,0	3,2
ЦКОД-127-1	127	146	315	150	150	45	14,0	4,4
ЦКОД-140-1	140	159	350	150	150	76	17,0	4,8
ЦКОД-146-1	146	166	350	150	150	76	19,8	4,8
ЦКОД-168-1	168	188	350	150	150	76	25,0	7,3

Таблица I.48

Размеры и масса упорных колец

Условный диаметр обсадных труб, мм	Размеры, мм			Масса, кг
	D	d	h	
114	106—0,5	60+0,9	15—0,4	0,70
127	118—0,5	70+0,9	15—0,4	0,83
140	130—0,5	80+0,9	15—0,4	0,96
146	136—0,5	80+0,9	15—0,4	1,00
168	158—0,5	105+0,9	18—0,4	1,58

Таблица I.49

Основные параметры турбулизаторов

Шифр	Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг
ЦТ-146/190-3	146	186	110	1,0
ЦТ-168/214-3	168	206	110	1,3

Насосно-компрессорные трубы

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания через них в скважины воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонтам скважин.

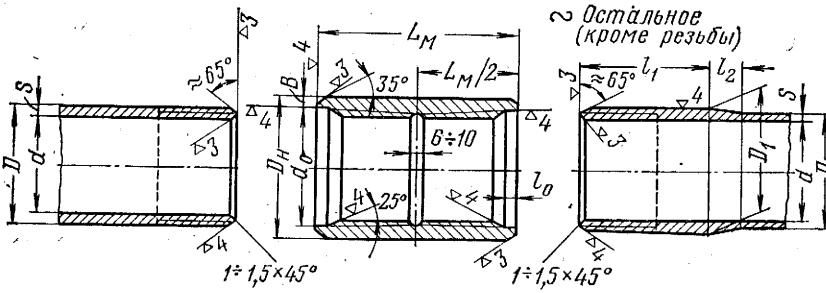


Рис. I.41. Соединительные концы насосно-компрессорных труб и муфты к ним

Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 633—63 двух типов: с гладкими и с высаженными наружу концами, на которых нарезают наружную резьбу, а на один конец навинчивают соединительную муфту. Прочность гладких труб в нарезанной части составляет 80—85% прочности ненарезанной части. У труб с высаженными наружу концами прочность в нарезанной части равна прочности тела трубы в гладком месте.

На расстоянии 0,4—0,6 м от конца труб со стороны муфт выбивают клеймо-маркировку, указывающую: условный диаметр трубы, мм (номер трубы); группу прочности стали; толщину стенки, мм; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска.

Маркировку обводят светлой краской. В маркировке указывают толщину стенки только для труб с условным диаметром 73 и 89 мм.

В ряде случаев товарный знак завода-изготовителя выбивают на муфтах.

Размеры и масса труб и муфт к ним приведены на рис. I.41 и в табл. I.50.

Трубы и муфты к ним изготавливают из сталей одной группы прочности Д, К, Е, Л и М.

Трубы гладкие и муфты к ним из стали групп прочности К, Е, Л, М и трубы с высаженными концами из стали всех групп прочности для снятия остаточных внутренних напряжений подвергают термической обработке.

Каждая труба снабжена муфтой, навинченной на один ее конец. При свинчивании труб с муфтами их резьбы покрывают смазкой, обеспечивающей герметичность соединения и предохраняющей резьбу от задиров и коррозии.

По середине муфты на наружной поверхности для определения группы прочности труб протачивают пояски глубиной не более 1 мм и шириной 5—7 мм с расстоянием между ними 5—10 мм: для труб из стали группы прочности К — один поясок, группы прочности Е — два пояска, группы прочности Л — три пояска и группы прочности М — четыре пояска.

Таблица I.50

Техническая характеристика насосно-компрессорных труб

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Труба, мм			Муфта, мм					Теоретическая масса, кг		
				высаженная часть					расточка			1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				наружный диаметр D_1	длина до переходной части l_1	длина переходной части l_2	наружный диаметр $D_н$	длина муфты $L_м$	диаметр d_0	глубина l_0	ширина торцовой плоскости B			
Трубы гладкие														
48	48,3	4,0	40,3	—	—	—	56,0	96	50,0	8,0	2,5	4,39	—	0,5
60	60,3	5,0	50,3	—	—	—	73,0	110	62,0	8,0	5,0	6,84	—	1,3
73	73,0	5,5	62,0	—	—	—	89,0	132	74,7	8,0	6,5	9,16	—	2,4
		7,0	59,0									11,39		
89	88,9	6,5	76,0	—	—	—	107,0	146	90,6	8,0	6,5	13,22	—	3,6
102	101,6	6,5	88,6	—	—	—	121,0	150	103,5	9,5	6,5	15,22	—	4,5
114	114,3	7,0	100,3	—	—	—	132,5	156	116,0	9,5	6,5	18,47	—	5,1
Трубы с высаженными наружу концами														
33	33,4	3,5	26,4	37,30	45	25	48,3	89	39,0	8,0	3,5	2,58	0,1	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,00	51		56,0	95	47,5	8,0	3,5	3,34	0,2	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,20	57		63,5	100	55,0	8,0	3,5	4,39	0,4	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,90	89		78,0	126	67,5	9,5	4,5	6,84	0,7	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,60	95		93,0	134	80,0	9,5	5,5	9,16	0,9	2,8
		7,0	59,0									11,39		
89	88,9	6,5	76,0	95,25	102		114,3	146	97,0	9,5	6,5	13,22	1,3	4,2
		8,0	73,0									15,98		
102	101,6	6,5	88,6	107,95	102		127,0	154	109,5	9,5	6,5	15,22	1,4	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,65	108		141,3	160	122,5	9,5	6,5	18,47	1,6	6,3

На трубах группы прочности Д пояски не протачивают.

Безмуфтовые насосно-компрессорные трубы НКБ-1 обеспечивают герметичность соединений при давлении газа до 500 кгс/см². Концы труб имеют высадку наружу; соединение обладает большей прочностью, чем прочность тела гладкой части трубы. Контакт по внутренним упорным торцам обеспечивает гладкую беззазорную поверхность внутреннего проходного канала. Герметичность соединений обеспечивается коническими уплотнительными поверхностями, расположенными за резьбой со стороны меньших диаметров.

Размеры и масса труб НКБ-1 приведены в табл. I.51. В соединениях труб применена трапецеидальная резьба с углами наклона профиля 3 и 10°, шагом 4,233 мм, конусностью 1 : 12 и глубиной профиля 1,2 мм.

Таблица I.51

Размеры и масса безмуфтовых труб НКБ-1

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Диаметр высаженной части, мм	Длина высаженной части, мм	Наибольший внутренний диаметр в плоскости торца трубы, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	120	53,5	6,84	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	125	65,5	9,16	2,2
		7,0	59,0	86		63,0	11,39	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	125	79,5	13,22	3,2
		8,0	72,9	104		77,0	15,98	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	125	92,0	15,22	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	125	104,0	18,47	4,8

Муфтовые насосно-компрессорные трубы НКМ обеспечивают герметичность соединений при давлении газа до 500 кгс/см². Прочность соединений составляет 85—90% прочности тела трубы, что на 25—35% превышает прочность соединений гладких НКТ по ГОСТ 633—63.

Конструкция конических уплотнительных поверхностей и профиль резьбы аналогичны применяемым в соединениях труб НКБ-1. При докреплении соединений происходит контакт по внутренним упорным торцам.

Размеры труб и муфт НКМ и страгивающей нагрузки приведены в табл. I.52.

Насосно-компрессорные трубы из алюминиевых сплавов. Известно, что на нефтепромыслах значительное количество стальных НКТ выходит из строя вследствие коррозийных разрушений в агрессивной среде. Наиболее интенсивная коррозия стальных НКТ происходит в сильно обводненных скважинах, в продукции которых содержится сероводород.

Применение алюминиевых труб из сплава Д16-Т показало их устойчивость к воздействию сероводородной коррозии и исключило потребность в применении ингибиторов коррозии. Благодаря небольшой массе удельная прочность алюминиевых труб в 2,5 раза выше, чем стальных. Это позволяет составлять колонну из алюминиевых труб в 2,5 раза длиннее, по сравнению с колонной из стальных труб.

Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями. Основная цель нанесения защитных покрытий на поверхность НКТ — предотвращение отложений в них парафина, солей и гипса, а также защита от коррозии. При использовании труб с покрытиями уменьшается число потребных текущих ремонтов скважин, увеличивается срок их службы.

Внутреннюю поверхность НКТ покрывают жидким стеклом, эмалями, эпоксидными смолами или лаками. Наиболее распространено стеклование труб. Слой стекла на внутреннюю поверхность НКТ наносят в специальных механизированных цехах. Указанные покрытия хорошо зарекомендовали себя на практике: при деформации труб сохраняется целостность покрытий и устойчивость их к истиранию. Испытания труб на «раздавливание» показали, что лаковые покры-

Таблица I.52

Размеры труб и муфт НКМ

Условный диаметр трубы, мм	Труба, мм			Муфта, мм			Страгивающие нагрузки для соединения, кгс				
							группа прочности марки стали				
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр	наружный диаметр	длина	внутренний диаметр	Д	К	Е	Л	М
73	73,0	5,5	62,0	89	135	60	41 230	54 250	59 670	70 520	81 370
		7,0	59,0				53 300	70 130	77 140	91 170	105 200
89	88,9	6,5	75,9	107	155	74	61 280	80 630	88 690	104 820	120 950
		8,0	72,9				76 140	100 190	110 210	130 250	150 280
102	101,6	6,5	88,6	121	155	88	70 820	93 190	102 510	121 150	139 780

тия при этом не разрушаются, в эпоксидных смолах образуются трещины, а эмаль и стекло разрушаются. По износостойкости силикатные покрытия (эмали и стекла) превосходят полимерные (смолы и лаки). Термостойкость полимерных покрытий составляет 100—150° С, силикатных — 200—600° С.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб

Предельно безопасная глубина подвески труб $l_{доп}$ при фонтанно-компрессорной эксплуатации определяется с учетом растяжения от сил собственной массы по формулам:

$$l_{доп} = \frac{\sigma_т}{K\rho g}; \qquad (I.1)$$

для гладких труб

$$l_{доп} = \frac{Q_{стр}}{Kq_{тр}}. \qquad (I.2)$$

Здесь $l_{доп}$ — допустимая глубина подвески труб, м; $\sigma_т$ — предел текучести материала труб при растяжении, кгс/мм²; K — коэффициент запаса прочности, обычно принимаемый равным 1,3—1,5; ρ — плотность материала труб, кг/м³; g — ускорение свободного падения тела; $Q_{стр}$ — страгивающая нагрузка для труб, тс; $q_{тр}$ — масса 1 м труб, кг.

При насосном способе эксплуатации предельно допустимая длина подвески колонны труб определяется по формуле

$$l_{доп} = \frac{Q_{стр}}{K(q_{тр} + q_{шт} + q_{ж})}, \qquad (I.3)$$

где $q_{шт}$ — масса 1 м штанг, кг; $q_{ж}$ — масса 1 м столба жидкости в кольцевом пространстве между штангой и трубой, кг.

Допустимые глубины спуска одноразмерных колонн гладких труб при различных способах эксплуатации, рассчитанные по формулам (I.2) и (I.3), приведены в табл. I.53.

Таблица I.53

Предельная глубина спуска одноразмерных колонн гладких насосно-компрессорных труб (в м)

Условный диаметр трубы, мм	Способ эксплуатации	Группа прочности стали				
		Д	К	Е	Л	М
48	Фонтанно-компрессорный	1780	2350	2550	3050	3500
	Насосно-компрессорный	1100	1450	1600	1850	2150
60	Фонтанно-компрессорный	2000	2600	2850	3400	3900
	Насосно-компрессорный	1200	1600	1750	2050	2400
73	Фонтанно-компрессорный	2050	2700	3000	3500	4100
	Насосно-компрессорный	1300	1700	1900	2200	2550
89	Фонтанно-компрессорный	2150	2850	3150	3700	4250
	Насосно-компрессорный	1400	1850	2000	2400	2750
102	Фонтанно-компрессорный	1950	2550	2800	3300	3800
	Насосно-компрессорный	1250	1650	1800	2100	2450
114	Фонтанно-компрессорный	1950	2600	2850	3400	3900
	Насосно-компрессорный	1250	1650	1800	2150	2450

Переводники

Переводниками называют небольшие патрубки с различной нарезкой на концах (внутренней или наружной), служащие для соединения между собой насосно-компрессорных труб различных типоразмеров.

Обычно их применяют при спуске комбинированных колонн НКТ, а также для присоединения различного подземного оборудования с насосно-компрессорными трубами.

В соответствии с отраслевой нормалью Министерства химического и нефтяного машиностроения ОН26-02-116—68, переводники для НКТ изготавливают муфтово-ниппельного типа. На наружной цилиндрической поверхности переводников выбивают маркировку клеймами, содержащую: условное обозначение переводника; группу прочности стали; товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска.

Эксплуатация насосно-компрессорных труб

В процессе эксплуатации НКТ необходимо соблюдать следующие правила.

1. Для погрузки, перевозки и разгрузки труб применять механизированные трубовозки. Разрешается погружать и разгружать трубы вручную, с соблюдением необходимых правил по технике безопасности. Для облегчения этих работ необходимо применять специальные приспособления. Запрещается перевозить трубы волоком; нельзя допускать, чтобы при перевозке трубы свешивались и изгибались.

2. При выгрузке труб не разрешается их сбрасывать на землю, необходимо пользоваться краном; каждую трубу следует снимать вручную или скатывать по специальным накатам, не допуская их ударов между собой.

3. Трубы следует укладывать на площадке, подложив под них деревянные бруски для предохранения от провисания и загрязнения. Нельзя укладывать трубы на землю. На резьбовую часть каждой трубы должно быть навинчено предохранительное кольцо, которое снимается лишь перед их свинчиванием.

4. Подтаскивать трубы на мостки следует при помощи специальных вилок.

5. При свинчивании труб в двухтрубки их следует соединять между собой на ровном месте на четырех брусках или досках равной высоты, обеспечивающих свободную работу ключами. В целях обеспечения лучшего центрирования свинчиваемых труб на брусках должны быть сделаны углубления.

6. С целью проверки состояния (наличия смятия, овальности, погнутости, отложения парафина, солей или окалины на стенках труб) перед подъемом труб с мостков через них необходимо пропустить шаблон длиной 0,5—1,0 м и диаметром на 2—3 мм меньше внутреннего диаметра трубы. При подъеме с мостков необходимо слегка постукивать по трубе, чтобы очистить ее от окалины и других прилипших частиц. Нижний конец трубы нужно поддерживать, следя за выходом шаблона. Трубы, через которые шаблон не прошел, в скважину спускать нельзя, их следует отбраковывать. На нижнем конце трубы должно быть надето предохранительное кольцо. Если кольцо не установлено, под нижний конец трубы необходимо подложить лоток или тележку, на которых и следует подтягивать ее к устью скважины.

7. При спуске труб двухтрубками необходимо следить за тем, чтобы при проходе через первый пояс вышки средние муфты не задевали за крестовины и не изгибались.

8. Перед свинчиванием трубы необходимо металлической щеткой тщательно очистить от грязи резьбу как муфты, так и нарезанного конца трубы и смазать резьбу специальной смазкой.

9. Трубы, имеющие неодинаковые диаметры и разнотипные резьбы, нужно свинчивать только при помощи переводников. При этом необходимо предварительно рассортировать трубы таким образом, чтобы в нижних рядах были уложены трубы, которые будут спущены последними.

10. Ударять по муфте трубы в целях облегчения свинчивания или отвинчивания труб не разрешается.

11. При свинчивании труб следует крепить их до полного прекращения вращения трубы при стандартной длине рукоятки ключа. Не допускается применять рычаги с целью увеличения длины рукоятки ключа (при ручном свинчивании труб).

12. Трубы, которые свинчиваются между собой слишком легко и свободно, следует отбраковывать.

13. Для освобождения нижнего элеватора трубы следует плавно приподнять, без рывков, на малой скорости подъемника. Опускать элеватор на устье скважины надо также плавно, избегая ударов.

14. При спуске труб двухтрубками необходимо принимать меры для предотвращения ударов муфт о фланец эксплуатационной колонны; рекомендуется пользоваться направляющей воронкой.

15. При подъеме из скважины трубы следует укладывать на мостки, при этом между рядами (не менее трех по длине труб) должны быть предусмотрены деревянные прокладки.

Для перевозки насосно-компрессорных и обсадных труб применяют автотрубовозы. На морские скважины трубы доставляют на палубах крановых судов или барж. В северных труднодоступных районах страны, в условиях бездорожья трубы перевозят тракторами-тягачами, либо с помощью транспортных самолетов или вертолетов.

Однако в целом по стране большая часть труб перевозится с помощью автотрубовозов, которые, помимо транспортировки тяжелых длинномерных грузов (труб, турбобуров и др.), позволяют осуществлять механизированную погрузку и разгрузку перевозимых грузов.

Техническая характеристика электромеханизированного трубовоза 2ТЭМ

Марка автомобиля	ЗИЛ-131
Масса перевозимого груза, т:	
по дорогам с бетонным и асфальтовым покрытиями	6,5
по грунтовым дорогам и участкам бездорожья	4,0
Максимальная скорость при движении по горизонтальному участку и ровному асфальтовому шоссе, км/ч	60

Максимальная масса одновременно погружаемого длинномерного груза, т 3,0
Допускаемые длины погружаемых длинномерных грузов, м 5—13
Габаритные размеры, мм:
а) длина:
при максимально раздвинутом дышле 16 160
при минимально раздвинутом дышле 11 770
б) ширина 2 500
в) высота без груза 2 680
Масса, т 9,8

Насосные штанги

Насосные штанги — свинчиваемые между собой стальные стержни круглого сечения, предназначенные для передачи возвратно-поступательного движения от станка-качалки к плунжеру насосов. С их помощью также осуществляется спуск и подъем вставных насосов.

Штанга (рис. I.42) имеет резьбу и участок с квадратным сечением для захвата ее ключом при свинчивании и развинчивании резьбового соединения. Для соединения штанг между собой служат муфты. Согласно ГОСТ -13877—68 штанги изготавливают диаметрами 12, 16, 19, 22 и 25 мм со средней длиной 8 м (табл. I.54, табл. I.55).

Для регулирования посадки плунжера скважинного насоса предназначены укороченные штанги длиной 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 и 3,0 м. С 1972 г. штанги выпускаются с накатанной резьбой. Для упрочения у основания резьбы делаются выточки.

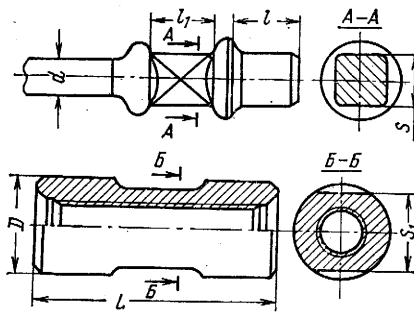


Рис. I.42. Насосная штанга и муфта к ней

Сальниковый (полированный) шток в отличие от штанг изготавливают без головок, но он имеет на концах стандартную резьбу.

Для изготовления штанг по ГОСТ 13877—68 обычно применяют стали марок 40 (углеродистая), 20НМ (никель-молибденовая) и 30ХМА (хромисто-марганцовистая).

В целях повышения износоустойчивости, обеспечения равнопрочности штанг, снижения воздействия на них коррозийной среды их подвергают термообработке: нормализации, нормализации с последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты, нормализации с последующей закалкой и высоким отпуском или дробеструйной обработке. В последнем случае поверхностный слой штанг накле-

Таблица I.54

Характеристика штанг и муфт

Штанга (размеры в мм)				Муфта (размеры в мм)			Масса, кг		
d	l	l_1	s	D	L	s_1	штанги	муфты	1 м штанги с муфтой
12	28	20	17	26	70	—	7,26	0,15	0,93
16	31	35	22	24	70	32	12,93	0,40	1,67
19	37	35	27	42	82	36	18,29	0,55	2,35
22	41	35	27	46	90	41	24,50	0,64	3,14
25	47	42	32	55	102	46	31,65	1,15	4,09

Таблица I.55

Характеристика укороченной штанги

Длина, мм	Диаметр, мм				
	12	16	19	22	25
	Масса, кг				
1000±50	1,20	2,07	2,92	3,71	6,90
1200±50	1,41	2,39	3,37	4,30	7,67
1500±50	1,69	2,86	4,08	5,20	8,82
2000±50	2,16	3,65	5,14	6,70	10,75
3000±50	3,08	5,23	7,37	9,68	14,61

пывают, при этом его твердость повышается и появляются сжимающие напряжения.

Штанговые муфты изготавливают из стали 40 по ГОСТ 1050—74, их подвергают поверхностной закалке токами высокой частоты (с незакаленными концами длиной не более 6 мм) на глубину 1,2—2 мм с твердостью не ниже HRC-50.

Элементы колонны насосных штанг

Сальниковый (полированный) шток — самая верхняя штанга в колонне, предназначенная для обеспечения герметичности устья скважины при возвратно-поступательных перемещениях колонны насосных штанг внутри устьевого сальника. Во избежание быстрого изнашивания устьевого сальника шток должен иметь чистую и полированную гладкую поверхность.

Сальниковые штоки изготавливают из термически обработанного (нормализованного) или нагартованного круглого стального проката твердостью НВ-241 (не более). Подвешивают их к головке балансира станка-качалки на канатных подвесках, а с колонной насосных штанг соединяют с помощью муфты.

Размеры сальникового штока выбирают в зависимости от длины хода станка-качалки (табл. I.56).

Протекторная штанговая муфта (рис. I.43) предназначена для предотвращения износа насосных труб и штанговых муфт и обеспечения надежности работы колонны штанг при знакопеременных нагрузках в насосных скважинах. Материалом для изготовления муфт служит стальной сердечник, армированный пластическим материалом КГ-10 под давлением 800—1200 кгс/см^2 при температуре 220—240° С.

Пластинчатые скребки (рис. I.44), применяемые для удаления

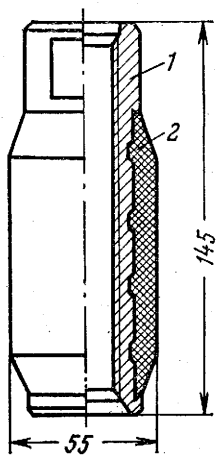
Таблица I.56

Показатели	Диаметр штока, мм				
	31	31	36	36	36
Максимальная длина хода станка-качалки, мм	900	1800	3000	4500	6000
Длина сальникового штока, мм	2600	4600	5600	7100	8100
Допускаемая нагрузка на шток, тс	5	5	10	10	15

отложений парафина на стенках насосных труб, изготавливают из 2,5—3-мм листового железа и прикрепляют к штангам с помощью хомутов. Потребное число скребков

$$n = \frac{h_п + 50}{l + l_п}, \qquad (I.4)$$

где $h_п$ — глубина отложения парафина, м; l — длина хода плунжера насоса или расстояние между пластинами, м; $l_п$ — длина пластины, м.



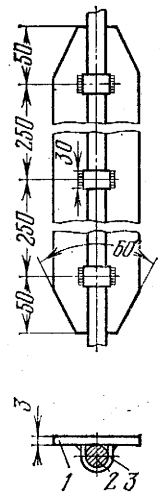


Рис. I.43. Протекторная штанговая муфта:
1 — труба; *2* — муфта

Рис. I.44. Пластинчатый скребок:
1 — скребок; *2* — насосная штанга; *3* — хомут

Размеры пластинчатых скребков приведены в табл. I.57.

Скребок-завихритель (рис. I.45) устанавливают на колонне насосных штанг в скважинах, в которых наблюдается обильное поступление песка.

Наружная поверхность скребков термически обрабатывается до твердости HRC 35—40 или токами высокой частоты на толщину не менее 2 мм.

Утяжеленный низ (рис. I.46) колонны насосных штанг применяют для устранения продольного изгиба нижней части колонны штанг. Собирается он из сплошных трубчатых штанг большого сечения и состоит из секций длиной по 4—5 м.

Чем больше диаметр насоса, тем большее число секций должен иметь утяжеленный низ. Вес низа выбирают таким образом, чтобы была обеспечена работа

Таблица I.57

Размеры пластинчатых скребков

Условный диаметр насосных труб, мм	Длина скребков, мм	Ширина скребка (в мм) для штанги диаметром, мм			Угол заострения, °	Угол притупления α, мм
		19	22	25		
60	600	42	42	—	60	25
73	600	55	55	55	60	30
89	600	70	70	70	60	30

верхней штанги в режиме растяжения. В противном случае возможен быстрый выход из строя штанги, соединенной с утяжеленным низом, в результате возникновения дополнительных напряжений.

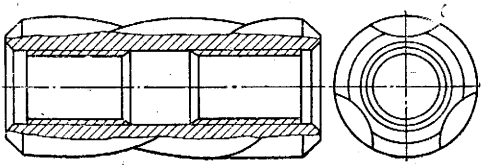


Рис. I.45. Скребок-завихритель

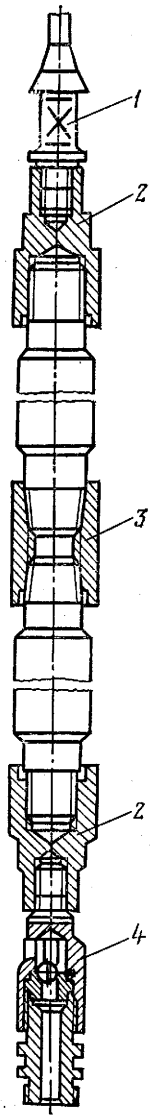


Рис. I.46. Утяжеленный низ колонны штанг:
1 — штанга; *2* — переводник; *3* — соединительная муфта; *4* — переводник к насосу

Подбор колонны насосных штанг

Для облегчения подбора колонны насосных штанг составлены таблицы допускаемых глубин спуска насосов на штангах при разных значениях приведенного напряжения (табл. I.58—I.60). В этих таблицах глубины спуска насосов рассчитаны для средних параметров: 1) числа ходов насоса в минуту $n = 12$ ход/мин; 2) длины хода сальникового штока $s = 1{,}8$ м.

Таблица 1.58

Глубина спуска насоса на штангах, изготовленных из углеродистых сталей при $\sigma_{пр}$ = 7 кгс/мм² (в м)

Одноступенчатая колонна

Диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм						
	28	32	38	43	55	68	93
16	1150	1020	860	720			
19	1300	1170	1000	880	650		
22					790	590	380
25							470

Двухступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм					
		19	16	22	19	25	22
28	1480	503	977				
32	1310	498	812				
38	1100	495	605				
43	920	506	414				
28	1620			454	1166		
32	1460			454	1006		
38	1260			454	806		
43	1060			445	615		
55	820			451	369		
55	960					403	557
68	720					403	317

Трехступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм					
		22	19	16	25	22	19
28	1760	457	493	810			
32	1570	456	502	612			
38	1490				402	447	641
43	1270				419	445	406

Таблица 1.59

Глубина спуска насоса на штангах, изготовленных из легированной стали при $\sigma_{пр} = 9$ кгс/мм^2 (в м)

Одноступенчатая колонна

Диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм							
	28	32	38	43	55	68	93	120
22					1000	760	490	340
25							600	410

Двухступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм					
		19	16	22	19	25	22
28	1890	662	1228				
32	1680	655	1025				
38	1410	649	761				
43	1180	649	531				
28	2080			582	1498		
32	1870			561	1309		
38	1610			563	1047		
43	1310			537	773		
55	1050			567	483		
38	1810					507	1303
43	1570					524	1046
55	1230					492	738
68	910					500	410

Трехступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм					
		22	19	16	25	22	19
28	2270	568	635	1067			
32	2010	563	643	804			
28	2450				490	564	1396
32	2200				506	572	1122
38	1900				494	570	836
43	1620				502	568	550

Таблица 1.60

Глубина спуска насоса на штангах, изготовленных из легированной стали при $\sigma_{пр} = 11$ кгс/мм² (в м)

Одноступенчатая колонна

Диаметр штанг, мм	Диаметр насоса, мм						
	28	32	38	43	55	68	93
16	1790	1600	1340	1120			
19	2050	1830	1580	1350	1020	750	470
22							600

Двухступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм			
		19	16	22	19
28	2300	805	1495		
32	2060	804	1256		
38	1730	796	934		
43	1450	798	652		
28	2550			688	1862
32	2280			684	1596
38	1970			690	1280
43	1690			692	998
55	1280			692	588
68	935			692	243

Трехступенчатая колонна

Диаметр насоса, мм	Глубина спуска, м	Диаметр штанг, мм		
		22	19	16
28	2750	688	798	1264
32	2460	688	788	984
38	2070	684	808	578
43	1740	696	800	244

Эксплуатация насосных штанг

Работоспособность насосных штанг зависит от правильного обращения с ними при транспортировании, хранении и эксплуатации. В целях максимального увеличения срока службы штанг и межремонтного периода работы скважин необходимо соблюдать следующие правила.

1. Не допускать составления одноступенчатых колонн или отдельных ступеней многоступенчатых колонн из штанг, изготовленных из сталей различных марок.

2. При спуске в скважину новых штанг необходимо оставлять на мостках три—четыре запасные штанги, изготовленные из стали той же марки, для замены в случае необходимости. Не допускается применение бывшей в работе штанги взамен вышедшей из строя.

3. Штанговые муфты должны навинчиваться «от руки» до соприкосновения их торца с буртом. Штанги и муфты, не обеспечивающие плотного свинчивания (вследствие дефектов торца муфты или бурта штанги), следует отбраковывать.

4. При развинчивании колонны штанг во время спуско-подъемных операций запрещается обстукивание муфты ключом. Трудно развинчиваемые соединения необходимо разъединять штанговым ключом с удлиненной рукояткой.

5. Резьбовые соединения перед свинчиванием штанг необходимо тщательно очищать от грязи, смазывать, а затем свинчивать при необходимом крутящем моменте.

6. Лучший способ хранения штанг при ремонте скважины — подвешивание их на люстру (при наличии системы МСПД).

7. Необходимо внимательно следить за правильной установкой штанг элеватора во избежание их изгиба. Выпрямлять искривленные штанги запрещается— их следует отбраковывать.

Штанги поставляют с заводов комплектно в пакетах с плотно завинченными на один конец муфтами. Для предохранения их от повреждений, скопления грязи и влаги при хранении и транспортировании на открытую резьбу штанги навинчивают предохранительный колпачок, а на открытый конец муфты — предохранительную пробку. В каждый пакет укладывают по 12 штанг (в три слоя, по 4 штанги в одном ряду), между рядами, стянутыми стальной лентой, предусматривают деревянные прокладки. Число хомутов семь. Масса пакета в зависимости от диаметра штанг колеблется от 180 до 400 кг.

Штанги перевозят на специальных агрегатах ЗАПШМ, смонтированных на базе тягача ЗИЛ-157КВ или на агрегатах АПШ — на базе ЗИЛ-131В. Агрегаты обеспечивают механизированную погрузку и разгрузку насосных штанг.

Масса перевозимого груза агрегатом в зависимости от дорожных условий составляет от 2,5 до 6,0 т, масса поднимаемого груза при максимальном вылете стрелы в 3600 мм — 500 кг, максимальная высота подъема крюка — 5700 мм, рабочий угол поворота стрелы в плане составляет 200°. Габаритные размеры агрегата следующие.

	ЗАПШМ	АПШ
Длина, мм	13 100	12 900
Ширина, мм	2 500	2 500
Высота, мм	3 100	3 100
Масса, кг	9 380	9 750
Длина платформы, мм	8 500	8 100
Ширина платформы, мм	2 200	2 200

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

При спуско-подъемных операциях применяют трубные и штанговые элеваторы, ключи, штропы, спайдеры, различный мелкий инструмент и приспособления.

Элеваторы

Элеватор предназначен для захвата колонны труб или штанг и удержания их на весу в процессе спуско-подъемных операций. В зависимости от вида захватываемой колонны применяют трубные и штанговые элеваторы. Трубные элеваторы, в свою очередь, подразделяются на элеваторы для обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.

По конструкции различают элеваторы одноштропные и двухштропные.

Элеватор состоит из следующих основных деталей и узлов: корпуса, захвата, замка и предохранителя.

Корпус элеватора как основная деталь, несущая нагрузку, выполняется литым или кованным.

Важная деталь элеватора — замок, который должен обеспечить надежное соединение захватного устройства в период спуско-подъемных операций. Это достигается предохранительным устройством, которым оснащается каждый замок в целях предупреждения самооткрывания.

Конструктивное исполнение элеваторов зависит от диаметра захватываемых труб и штанг, от способа захватывания и от массы несущей нагрузки. Этим объясняется многообразие конструкций элеваторов, применяемых при ремонте скважин. Например, для обсадных и бурильных труб применяют двухштропные элеваторы, для насосно-компрессорных труб — как двухштропные, так и одноштропные. Для захвата штанг применяют одноштропные элеваторы.

Одноштропные элеваторы

Элеваторы ЭТА (табл. I.61) предназначены для захвата насосно-компрессорных и бурильных труб под муфту.

Элеватор (рис. I.47) состоит из корпуса *2*, шарнирно соединенного с серьгой *1*, сменных захватов *3* для труб и рукоятки *4*, которая одновременно является

Таблица I.61

Техническая характеристика элеваторов ЭТА

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг	
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	элеватора	захвата
ЭТА-32	32	48 60 73	260	200	525	16,0	3,6 3,2 2,9
ЭТА-50	50	48 60 73 89	280	230	550	22	3,8 3,4 3,1 2,9
ЭТА-80	80	73 89 102 114	300	270	575	27	4,2 4,0 3,6 3,2

и запорным устройством. Эксплуатационные особенности этого элеватора — простота и удобство обращения во время работы, автоматичность процесса захвата труб, наличие сменных захватов, позволяющих одним размером элеватора ремонтировать скважины с несколькими размерами труб.

Элеватор ЭТА может применяться как при механизированном свинчивании — развинчивании труб, так и при ручном — в комплекте со спайдером.

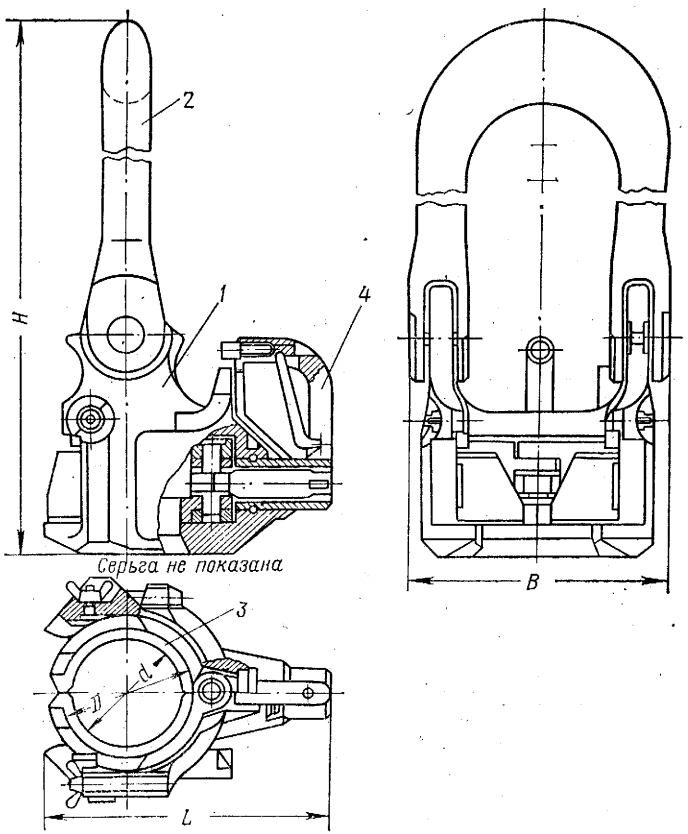


Рис. I.47. Элеватор ЭТА

По ОСТ 26-02-446—73 элеваторы ЭТА выпускают трех типоразмеров для труб диаметрами от 48 до 114 мм.

Элеваторы с захватным приспособлением ЭЗН (рис. I.48, табл. I.62). В комплект входят: два элеватора, захватное приспособление и штроп. Захватное приспособление со штропом заменяет пару штропов, применяемых при работе с двухштропными элеваторами.

Захватное приспособление состоит из захвата, затвора и серьги, в которую предварительно вдевают штроп. Затвор запирает открытый зев захвата, винт которого ограничивает движение затвора и препятствует полному выходу его из захвата. Чтобы открыть затвор, его рукоятку необходимо повернуть вверх и вытянуть до отказа, а чтобы закрыть — повернуть ее до попадания в выемку в корпусе захвата.

Основные узлы элеватора (см. рис. I.48): корпус и створка. Снизу корпус имеет круговой опорный фланец. Два паза в корпусе элеватора направляют движение шлицев створки. Корпус в сборе со створкой придает элеватору замкнутую трубообразную форму. Муфта трубы опирается на выступы, имеющиеся на верхних буртах корпуса. Для удобства работы к элеватору приварена ручка. Две

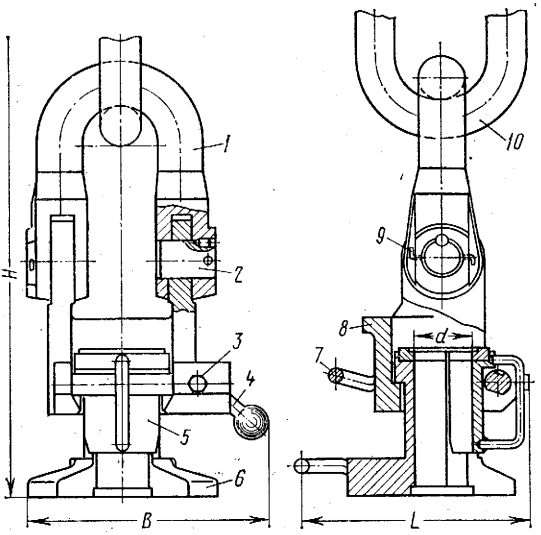


Рис. I.48. Элеватор ЭЗН:
1 — серьга; *2* — палец; *3* — винт; *4* — затвор; *5* — створка; *6* — корпус; *7* — рукоятка; *8* — захват; *9* — шплинт; *10* — штроп

лыски в средней части корпуса препятствуют проворачиванию элеватора в захвате.

Элеваторы ЭГ (табл. I.63) предназначены для работы с автоматом АПР-2ВБ. Элеватор регламентирован ГОСТ 13866—68 и состоит из корпуса, створки, защелки и серьги.

Таблица I.62

Техническая характеристика элеваторов ЭЗН

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр трубы, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг	
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	захватного приспособления со штропом	общая
ЭЗН48-15	15	48	245	300	740	18,5	27,5
ЭЗН60-15		60	250	315	770	19,5	29,0
ЭЗН60-25	25		300	315	885	33,0	47,0
ЭЗН73-50	50	73	300	320	995	56,5	73,0
ЭЗН89-50		89	300	330	1020	60,0	77,0
ЭЗН114-50		114	300	355	1030	67,5	81,0

Таблица I.63

Техническая характеристика элеваторов ЭГ

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр труб, мм	Наружный диаметр высадки труб, мм	Габаритные размеры, мм			Масса со штропом, кг
				длина L	ширина B	высота H	
ЭГ-33-16В	16	33	37,3	160	155	425	11,0
ЭГ-42-16		42	—				
ЭГ-42-16В			46,0				
ЭГ-48-16В		48	53,2				
ЭГ-60-50	50	60	—	220	185	490	21,0
ЭГ-60-50В			65,9				
ЭГ-73-80	80	73	—	220	225	535	27,0
ЭГ-73-80В			78,6				
ЭГ-89-80		89	—	225	250	540	32,0
ЭГ-89-80В			95,25				
ЭГ-102-80		102	—	250	285	620	52,0
ЭГ-102-80В			107,95				
ЭГ-114-80			—				
ЭГ-114-80В		114	120,65	250	285	620	52,0

Таблица I.64

Техническая характеристика элеваторов ЭТАР

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Число сменных захватов	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				длина L	ширина B	высота H	
ЭТАР-12,5	12,5	3	26; 33; 42	190	230	565	11,0
ЭТАР-20,0	20,0	4	42; 48; 60; 73	250	260	575	16,6

Таблица I.65

Техническая характеристика элеваторов ЭШН

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Диаметр отверстия (в мм) для штанг диаметрами, мм		Высота корпуса, мм	Диаметр штропа, мм	Габаритные размеры			Масса, кг
		16; 19; 22	25			длина L	ширина B	высота H	
ЭШН-5	5	27	32	60	22	228	125	500	9,7
ЭШН-10	10	27	32	72	25	232	125	500	11,7

Элеватор ЭНКБ-80 (рис. I.49) захватывает тело трубы с удержанием на весу колонны безмуфтовых труб при ремонте скважин. Элеватор состоит из корпуса *1*, двух створок (левой *7* и правой *3*) с затвором *4*, клиньев *9*, рычага управления *10* и серьги *11*. На клиньях створок установлены рычаги, которые при надевании элеватора на трубу автоматически замыкают створки.

Техническая характеристика элеватора ЭНКБ-80

Грузоподъемность, т	80
Диаметры захватываемых труб, мм	60, 73 и 89
Габаритные размеры, мм:	
длина	320
ширина	320
высота	905
Масса, кг	126

Элеватор ЭТАР (табл. I.64) предназначен для проведения спуско-подъемных операций в неглубоких скважинах при свинчивании и развинчивании вручную насосно-компрессорных труб. Особенно эффективны эти элеваторы при работе с трубами небольшого диаметра и полыми штангами.

Элеватор состоит из корпуса, шарнирно соединенного с серьгой; сменных захватов для труб и рукоятки, одновременно выполняющей роль запорного устройства. Благодаря сменным захватам два размера элеваторов обеспечивают захват труб шести размеров.

Элеваторы ЭШН (табл. I.65) предназначены для захвата насосных штанг под головку. Элеватор состоит из корпуса, втулки, вкладыша и штропа. Внутри кольцевой расточки корпуса размещается поворотная втулка, расположенная эксцентрично относительно отверстия элеватора. В корпусе и втулке имеется прорезь для ввода штанги. На опорный выступ элеватора накладывается сменный вкладыш, предохраняющий его корпус от износа. Корпус элеватора имеет два шипа, на которые надевается штроп, свободно поворачивающийся на них.

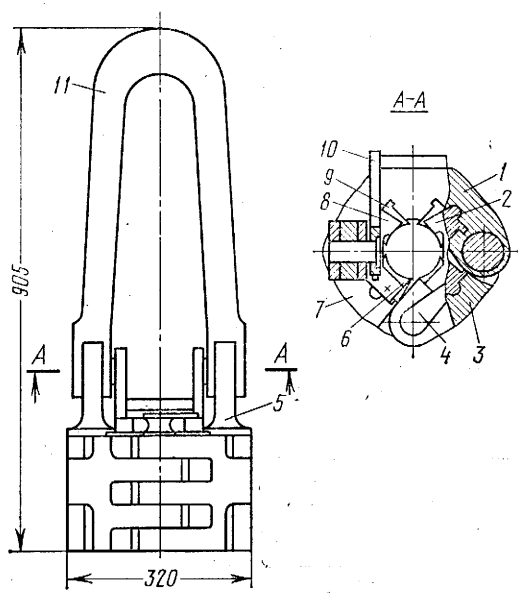


Рис. I.49. Элеватор ЭНКБ-80:
1 — корпус; *2* — правый рычаг; *3* — правая створка; *4* — затвор; *5* — проушины; *6* — клинья створки; *7* — левая створка; *8* — левый рычаг; *9* — клинья корпуса; *10* — рычаг управления; *11* — серьга

Двухштропные элеваторы

Элеватор ЭТАД (рис. I.50, табл. I.66) с захватным устройством автоматического действия состоит из корпуса, шарнирного выдвижного захвата, упоров, рукоятки и подпружиненных защелок штропов. Крепление рукоятки с корпусом выполнено таким образом, что рукоятка исполняет также функцию запорного устройства. Благодаря наличию сменных захватов одним элеватором можно производить спуско-подъемные операции с несколькими типоразмерами

труб. Элеватор применяют в тех случаях, когда работы по свинчиванию и развинчиванию инструмента осуществляются вручную. В комплект элеватора входят: два элеватора, захватное устройство и два штропа.

По ОСТ 26-16-1514—77 предусматривается выпуск элеваторов ЭТАД грузоподъемностью 32, 50, 80 и 125 т.

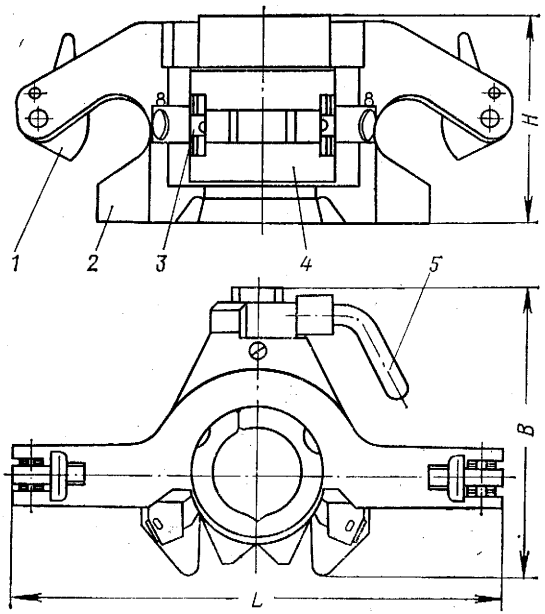


Рис. I.50. Элеватор ЭТАД: *1* — предохранитель; *2* — корпус; *3* — упор; *4* — захват; *5* — рукоятка

Таблица I.66

Техническая характеристика элеваторов ЭТАД

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр трубы, мм	Габаритные размеры, мм			Масса (без захвата), кг
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
ЭТАД-32	32	48 60 73	370	200	120	15
ЭТАД-50	50	48 60 73 89	410	240	175	21
ЭТАД-80	80	73 89 102 114	510	260	220	35
ЭТАД-125	125	73 89 102 114 127	610	300	250	55

Элеватор-спайдер ЭС 33-52×28 (рис. 1.51) предназначен для захвата и удержания на весу колонны безмуфтовых труб при спуско-подъемных операциях.

Элеватор-спайдер состоит из корпуса *1* разрезной конструкции с зевом, клиньевой подвески *3*, створки *5* с затвором *4*, опорной плиты *8* с центратором *7*. Если элеватор-спайдер используется как элеватор, его подвешивают к крюку двумя штропами, если же его используют как спайдер, то в опорную плиту устанавливают центратор и крепят его на устьевом фланце.

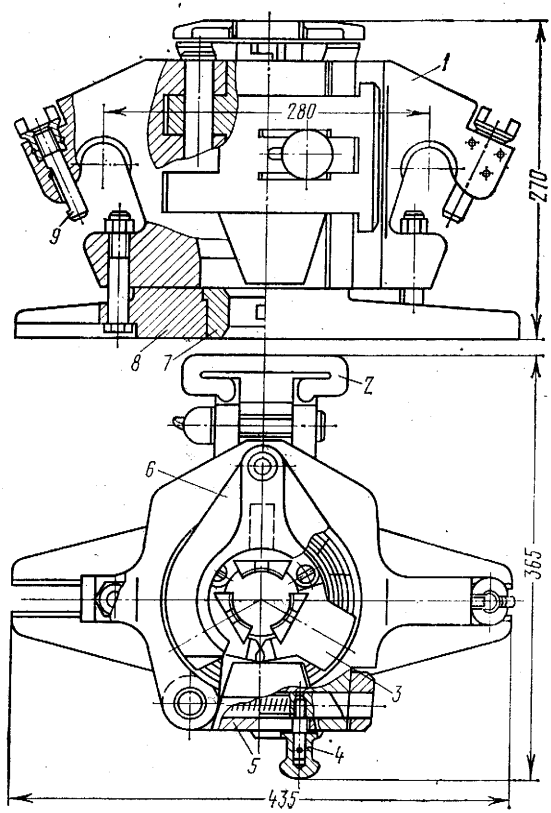


Рис. 1.51. Элеватор-спайдер ЭС 33-52×28:

1 — корпус; *2* — рычаг управления; *3* — клиньевая подвеска; *4* — затвор; *5* — створки; *6* — основание клиньевой подвески; *7* — центратор; *8* — опорная плита; *9* — предохранитель от выпадения штропов

Техническая характеристика элеватора-спайдера

Грузоподъемность, т	28
Диаметр захватываемых труб, мм	33, 42, 48 и 52
Угол клина	9° 27′ 45″
Расстояние между центрами проушин, мм	280
Габаритные размеры, мм:	
длина	435
ширина	365
высота	270
Масса, кг	71

Таблица I.67

Техническая характеристика элеваторов ЭХЛ

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Условный диаметр, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
ЭХЛ-48	10	48	135	110	370	14
ЭХЛ-60	15	60	155	110	370	17
ЭХЛ-73	25	73	160	130	370	20
ЭХЛ-89	35	89	180	145	395	27
ЭХЛ-114	40	114	210	160	440	35

Элеватор ЭХЛ (табл. I.67) состоит из массивного кованого корпуса, затвора с рукояткой и предохранительного устройства. В верхней части корпуса имеется кольцевая выточка, куда вкладывается затвор, к которому навинчивается поворотная рукоятка, в закрытом положении фиксируемая предохранителем.

В табл. I.68 приведены технические параметры корпусных элеваторов, выпускаемых промышленностью для бурильных и обсадных труб.

Таблица I.68

Техническая характеристика элеваторов для обсадных и бурильных труб (по ТУ 26-02-411—76)

Шифр элеватора	Грузоподъемность, т	Диаметр расточки, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
Элеваторы корпусные для бурильных труб						
К73-110	110	76	610	240	250	60
К89-110	110	92	610	240	250	74
К102-110	110	106	645	260	250	71
К114-140	140	118	670	278	260	87
Элеваторы корпусные для обсадных труб						
К168-170	170	172	780	336	290	151
К178-170	170	182	780	336	290	148
К194-170	170	198	850	390	290	168
К219-170	170	224	850	390	290	148
К245-170	170	250	890	435	290	229
Элеваторы литые для обсадных труб						
ЭН-198-125	125	198	785	370	325	167
ЭН-223-125	125	223	810	375	325	210
ЭН-250-125	125	250	840	425	325	229

Спайдер

Спайдер (рис. I.52, табл. I.69) предназначен для удержания на весу колонны обсадных труб в процессе спуска их в скважину.

Спайдер устанавливают на устье скважины до спуска колонны. При этом должна быть соблюдена соосность спайдера и вышки. Горизонтальность уста-

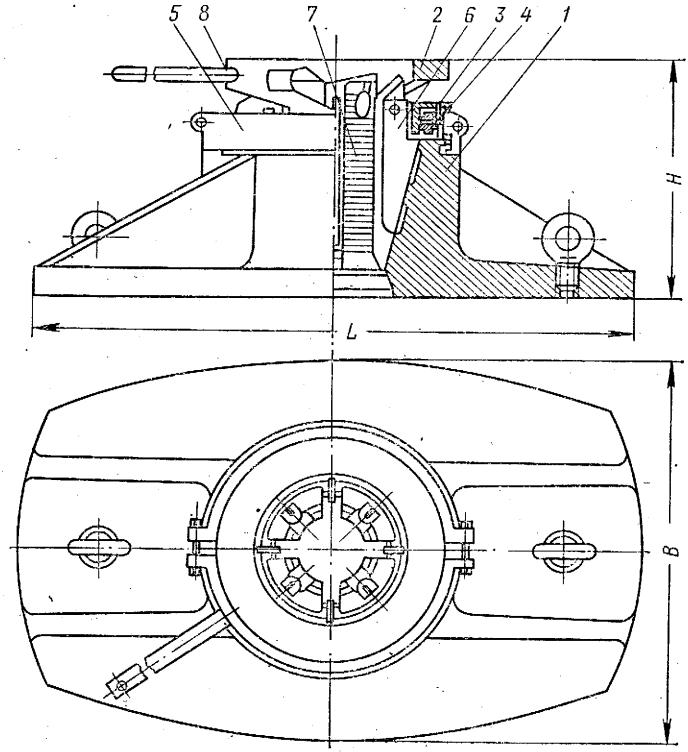


Рис. I.52. Спайдер:

1 — корпус; *2* — кулак; *3* — ролики кулака; *4* — пальцы роликов кулака; *5* — хомут; *6* — клинья; *7* — плашки; *8* — рукоятка

Таблица I.69

Техническая характеристика спайдера СОТШ

Показатели	Шифр спайдера	
	СОТШ-1	СОТШ-2
Допускаемая нагрузка на спайдер, тс	320	320
Условный диаметр обсадных труб, мм	146; 168	273; 299
Управление спайдером	Ручное	
Габаритные размеры, мм:		
длина *L*	1350	1350
ширина *B*	850	850
высота *H*	540	540
Масса, кг:		
спайдера	1300	1425
полного комплекта	1470	1600

новки спайдера проверяют уровнем. До монтажа спайдера необходимо наружным осмотром выявить дефекты в отдельных деталях и заменить их запасными. Все детали должны быть очищены от грязи и смазаны смазкой ЛЗ-162, а спайдер в сборе — проверен в ненагруженном состоянии на свободное (усилием одного человека) открытие и закрытие.

При работе со спайдером необходимо следить за тем, чтобы не загрязнялись зубья и беговые дорожки роликов; нельзя допускать ударов муфт спускаемых обсадных труб о плашки спайдера и посадку нагруженного элеватора на кулак спайдера.

Работа со спайдером проводится следующим образом. При спуске обсадной трубы необходимо, чтобы последняя равномерно захватывалась плашками и не скользила по ним под нагрузкой. Захват осуществляется зубьями плашек за гладкое тело трубы.

По мере спуска обсадных труб с увеличением их массы силы трения трубы о зубья плашек способствуют более низкой посадке плашек на конусах и увеличению радиальных усилий, что повышает надежность захвата.

При подъеме труб последние за счет сил трения стремятся снять плашки с конусов, тем самым радиальные усилия снижаются и подъем плашек при повороте кулака производится без всяких затруднений. Кулак предназначен для подъема и опускания плашек с помощью специального рычага. В этих целях необходимо лишь повернуть кулак в ту или другую сторону вокруг оси спайдера. При этом пальцы роликов плашек, расположенные в наклонных направляющих вырезах кулака, будут поднимать или опускать плашки. Поворот кулака в ту или другую сторону облегчается тем, что он установлен в корпусе на роликах.

Хомут служит для направления кругового перемещения кулака, а также предотвращения смещения его вверх. Круговой выступ кулака входит в соответствующий вырез хомута. Размеры вырезов и выступов подобраны таким образом, что падение плашек в скважину (при отсутствии в спайдере труб) исключается.

Раскрытие плашек в верхнем положении на 20—22 мм превышает размер номинального диаметра муфты, что обеспечивает свободный пропуск спускаемой колонны обсадных труб через спайдер.

По окончании работ по спуску колонны необходимо спайдер разобрать, промыть керосином, вытереть насухо и смазать трущиеся поверхности корпуса, кулака, ролика кулака и плашек.

Штропы

Штропы (табл. I.70) предназначены для подвески элеватора на крюк. Конструктивно это замкнутая стальная петля овальной формы, сильно вытянутая по одной оси. Изготавливают их цельнокатаными или сварными.

Штропы различают по назначению: буровые нормальные — ШБН; буровые укороченные — ШБУ и эксплуатационные — ШЭ.

Таблица I.70

Техническая характеристика штропов

Шифр штропа	Грузоподъемность, т	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		длина L	ширина B	диаметр струны	
ШБН-125	125	1890	360	75	143
ШБУ-125	125	1200	360	75	90
ШБН-75	75	1300	330	60	64
ШБУ-75	75	975	330	60	49
ШЭ-50	50	890	210	45	26
ШЭ-28	28	850	190	35	15

Ключи

Ключи различных конструкций и типоразмеров применяют для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб и штанг при спуско-подъемных операциях.

Для свинчивания и развинчивания труб в основном применяют ключи двух типов: шарнирные и цепные. Шарнирные ключи легче цепных, удобны и просты в эксплуатации; при работе с ними поверхность труб в меньшей степени подвергается различным повреждениям.

Шарнирные ключи подразделяются на машинные и ручные.

Машинные ключи БУ, ОМН, УМК-1 (табл. I.71) применяют для докрепления или раскрепления замкового соединения бурильных труб или соединения труб обсадной колонны.

Таблица I.71

Техническая характеристика машинных ключей

Шифр ключа	Диаметр захвата, мм		Габаритные размеры, мм			Тяговое усилие на рукоятке, кгс	Масса, кг
			длина L	ширина B	высота H		
Универсальный бурильный ключ БУ							
	Труба	Замок					
БУ-73	73	95	1250	360	140	300	95,0
БУ-89	89	108					
Ключ для обсадных труб ОМН							
	Труба	Муфта					
ОМН-146	146	166	1420	360	180	800	83,5
ОМН-168	168	188	1445	370	180	800	87,0
ОМН-194	194	216	1485	380	180	800	92,0
ОМН-219	219	243	1510	410	180	800	97,5
ОМН-245	245	269	1555	430	180	800	104,5
Универсальный машинный ключ УМК-1							
УМК-1	—	108	212	1590	570	1120	6000	203,0

Ключи трубные двухшарнирные КТД (табл. I.72) предназначены для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб как вручную, так и с помощью автомата АПР-2ВБ.

Ключ (рис. I.53) состоит из большой *2* и малой *1* челюстей и рукоятки *3*, шарнирно соединенных между собой. На оси шарнира большой челюсти и рукоятки *6* насажена пружина *4*, стягивающая челюсти к центру образующих дуг, за счет чего ключ удерживается на трубе. На малой челюсти *1* расположены самоустанавливающийся сухарь *5* с дугообразной зубчатой поверхностью, благодаря которой сухарь всей поверхностью контактирует с трубой (в отличие от других

Таблица I.72

Техническая характеристика ключей КТД

Шифр ключа	Условный диаметр труб, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
КТД-33	33	345	115	70	2,5
КТД-42	42	350	120	70	2,5
КТД-48	48	400 (300)	175	72	4,0 (3,0)
КТД-60	60	415 (315)	190	72	4,5 (3,5)
КТД-73	73	640 (375)	200	74	6,5 (4,2)
КТД-89	89	655 (390)	230	74	7,0 (5,0)

Примечание. Размеры в скобках соответствуют размерам ключей, предназначенных для работы с автоматом АПР.

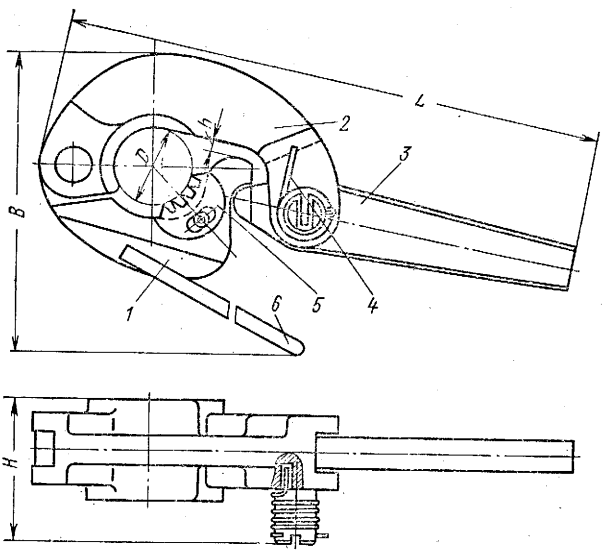


Рис. I.53. Трубный ключ КТД

применяемых шарнирных ключей). Это обеспечивает более надежное захватывание трубы, снижает давление на контактной поверхности, что предохраняет сухари и поверхность труб от износа и повреждения.

Таблица I.73

Техническая характеристика ключей КТГУ

Шифр ключа	Условный диаметр труб, мм	Крутящий момент, кгс·м	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
КТГУ-60	60	250	360	150	46	4
КТГУ-73	73	300	376	160	55	5
КТГУ-89	89	350	414	185	55	7

Трубный ключ КТНМ (ключ трубный нормальный модернизированный) состоит из шарнирно соединенных челюсти и рукоятки. В челюсть вставлена плоская плашка, а в рукоятку — дугообразная с выпуклой рабочей поверхностью. На оси шарнира установлена пружина, обеспечивающая удержание ключа на вертикальной трубе.

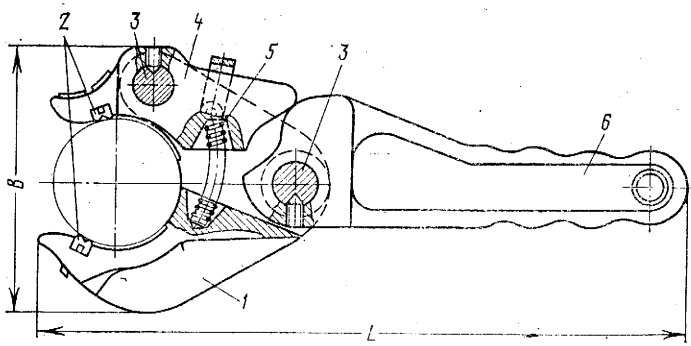


Рис. I.54. Трубный ключ КТГУ

Трубный ключ КТГУ (рис. I.54, табл. I.73) используется при механизированном свинчивании и развинчивании труб с помощью механизмов АПР-2ВБ, КМУ и КГП, имеющих водило. Ключ состоит из рукоятки *6* и створки *4*, шарнирно соединенных с челюстью *1* при помощи пальца *3*. При надевании ключа на трубу створка *4* поворачивается вокруг пальца *3* и под действием пружины *5* плотно прижимается сухарем *2* к трубе.

Стопорный ключ КСИ 60-89 (рис. I.55, табл. I.74) предназначен для стопорения колонны труб от проворачивания при механизированном свинчивании и развинчивании труб. Ключ состоит из челюстей *1*, соединенных шарнирно с помощью пальца *2*, двух защелок *3* и сухаря *4*. При надевании ключа на трубу под воздействием пружины одна защелка замыкает ключ, а вторая — предотвращает самооткрывание. Эксцентричная расточка внутренней поверхности челюсти обеспечивает заклинивание сухаря между трубой и челюстью. Для работы с трубами различных диаметров необходимо предварительно заменить сухарь соответственно диаметру труб.

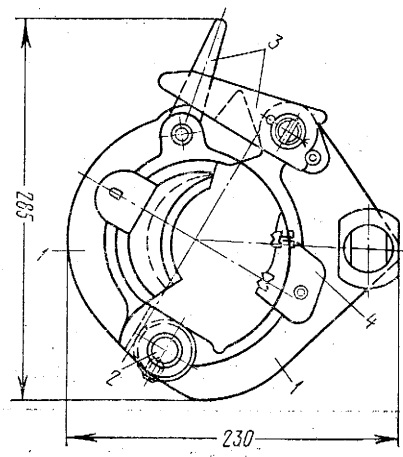


Рис. I.55. Стопорный ключ КСИ60-89

Штанговые ключи КШ (табл. I.75) предназначены для свинчивания и развинчивания вручную насосных штанг в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин.

Круговой штанговый ключ КШК предназначен для отвинчивания штанг (внутри насосных труб) при заклинивании плунжера насоса.

Ключ состоит из обода, неподвижной и подвижной плашек, зажимного винта и ступицы, состоящих из двух дисков.

Таблица I.74

Техническая характеристика ключа КСИ60-89

Условный диаметр труб, мм	Крутящий момент, кгс·м	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
60 73 89	250 300 350	285	230	146	15

Техническая характеристика ключа КШК

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

Таблица I.75

Техническая характеристика штанговых ключей КШ

Шифр ключа	Диаметр штанги, мм	Размер зева под трубу квадратного сечения (квадрат), мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
КШ16	16	22	490	103	30	3,5
КШ19-22	19 и 22	27	710	103	30	4,7
КШ25	25	32	710	103	30	6,5

Цепные ключи (табл. I.76), предназначенные для свинчивания и развинчивания вручную насосно-компрессорных труб различных диаметров, выпускают двух типов: КЦН (ключ цепной нормальный) и КЦО (облегченный).

Таблица I.76

Техническая характеристика цепных ключей

Шифр ключа	Диаметр захватываемых труб, мм	Допустимое усилие на рукоятке, кгс	Длина цепи, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				длина *L*	ширина *B*	высота *H*	
КЦН-1	60—114	95	665	1160	92	110	17,1
КЦО-1	60—114	95	665	660	92	110	9,2
КЦН-2	114—146	115	944	1570	122	136	24,6
КЦН-3	145—245	140	1370	2100	150	165	46,1

ДОЛОТА

Классификация долот

Долото — режуще-истирающий рабочий инструмент, предназначенный для разрушения горных пород и цементной массы.

Известно значительное число различных типоразмеров долот, выбор которых определяется применяемым способом бурения и физико-механическими свойствами проходимых горных пород.

Долота классифицируются по следующим основным признакам.

I. По характеру воздействия на породу долота подразделяются на четыре класса: 1) дробящие; 2) дробяще-скалывающие; 3) истирающе-режущие; 4) режуще-скалывающие.

II. По назначению долота подразделяются на три класса: 1) разрушающие горную породу сплошным забоем; 2) разрушающие горную породу кольцевым забоем (колонковые долота); 3) для специальных целей (пикообразные, фрезерные, зарезные, эксцентричные и оправочные).

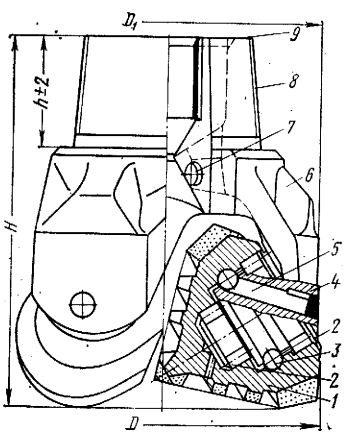
III. По конструкции промывочных устройств и способу использования гидравлической мощности струи бурового раствора долота подразделяются на два вида: 1) гидромониторные; 2) проточные.

Долота, независимо от их назначения, конструкции и типа, в соответствие с размером применяемых обсадных труб должны иметь номинальные диаметры.

Долота для сплошного бурения

Шарошечные долота для сплошного разрушения забоя выпускаются с одной, двумя и тремя шарошками.

В зависимости от конструкции корпуса шарошечные долота делятся на две группы.



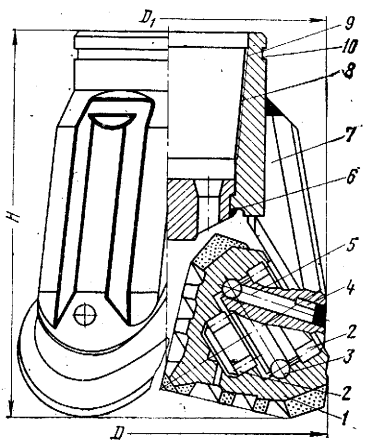


Рис. I.56. Долото группы А:

1 — шарошка; *2* — ролики; *3* —шарики; *4*, *6* и *7* — штифты; *5* — палец; *8* — присоединительная резьба; *9* — поясок для маркировки

Рис. I.57. Долото группы Б:

1 — шарошка; *2* — ролики; *3* — шарики; *4* — штифт; *5* — палец; *6* — плита; *7* — лапа; *8* — корпус; *9* — присоединительная резьба; *10* — поясок для маркировки

Группа А — секционные (бескорпусные). Корпус сваривается из отдельных секций, на цапфах которых смонтированы свободно вращающиеся на опорах шарошки (рис. I.56).

Группа Б — цельнокорпусные. Корпус — цельный, литой, к нему привариваются лапы с укрепленными на них шарошками (рис. I.57).

Таблица I.77

Основные параметры шарошечных долот для сплошного бурения

Диаметр долота D, мм	Предельное отклонение диаметра долота, мм	Высота долота H, мм		Диаметр корпуса долота D_1, мм	Тип резьбовой головки	Присоединительная резьба	Длина резьбового ниппеля h, мм	Суммарное сечение промывочных каналов, см²	Допустимая осевая нагрузка, тс	Масса, кг
		двух- и трехшарошечного	одношарошечного							
46	±0,75	90	—	43	И	З-33; ГОСТ 8482—57	40	1,7	1,5	1,0
59		120	—	56		З-41,5; ГОСТ 8467—57	45	1,7	2,0	1,5
76		120	—	72		З-42; ГОСТ 7918—75	50	1,7	3,5	2,0
93		160	—	90		З-50; ГОСТ 7918—75	60	2,5	4,0	3,5
97		175	—	94		З-62; ГОСТ 5286—75	70	2,5	5,0	4,2
112		175	—	109		З-63,5; ГОСТ 7918—75	70	2,5	6,0	5,0
118		205	—	115		З-76; ГОСТ 5286—75	88	4,0	6,0	6,5
132	±1,0	200	—	128		З-63,5; ГОСТ 7918—75	70		7,0	8,0
140		235	266	136	П	З-88; ГОСТ 5286—75	96		10,0	11,8
145		235	—	141				6,0	12,0	12,9
151		245	—	147						13,9
161		245	320	157					15,0	16,0
172	±1,25	250	—	168	Е	З-121; ГОСТ 5286—75	102	9,0	18,0	18,0
190		275	350	175				10,0	22,0	21,8
214		300	360	208	Л			13,5	26,0	37,8
243		320	—	237				17,0	30,0	48,3

Секционные долота выпускаются диаметрами от 46 до 320 мм, цельнокорпусные — от 326 до 490 мм. В верхней части долот группы А для присоединения к бурильной колонне предусмотрена наружная конусная резьба (ниппель), а у долот группы Б — внутренняя конусная резьба (муфта).

Для прохода промывочной жидкости к забою скважины в долотах сделаны специальные отверстия, направляющие жидкость на шарошки, между шарошками, в центр долота или сразу в несколько направлений. Форма, сечение, расположение и число промывочных каналов зависят от назначения, типа и размера долота. Гидромониторные долота должны иметь набор сменных минералокерамических насадок. Основные параметры шарошечных долот по нормали ОН 26-02-128—69 приведены в табл. I.77.

Одношарошечные долота предназначены для бурения в твердых и крепких породах и серийно изготовляются диаметрами 140, 161, 190 и 214 мм.

Одношарошечное долото 7В-140С-1 (рис. 1.58) состоит из корпуса *1*, на цапфе *2* которого расположена шарообразная шарошка *4*. Опора долота содержит два шарикоподшипника *3* и *5*, один из которых *3* — замкового типа. Угол наклона оси цапфы к оси долота — 30°. Вооружение долота выполнено из твердосплавных цилиндрических штырей с клиновидной режущей кромкой, которые вставляются в отверстия шарошки на глубину 11 мм, а затем припаиваются. Штыри над телом шарошки выступают на 5 мм. Забой промывается через канал в корпусе, из которого струя жидкости вытекает по касательной к поверхности шарошки, имеющей шесть продольных пазов.

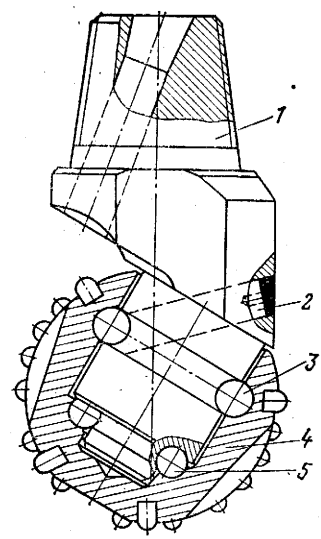


Рис. I.58. Одношарошечное долото

Долота для специальных целей

Пикообразные долота (табл. I.78) по отраслевой нормали ОН 26-02-88—68 изготовляют двух типов:

ПЦ диаметрами от 97 до 445 мм для разбуривания цементных стаканов, пробок, а также башмаков и других элементов низа обсадной колонны после ее цементирования;

ПР (рис. I.59) диаметрами от 118 до 445 мм для расширения ствола скважин в мягких и вязких породах с пропластками пород средней твердости, а также отвода в сторону металлических предметов, оставшихся на забое.

Долота диаметрами от 97 до 190 мм изготавливают цельноштампованными, а диаметрами от 214 до 445 мм — сварными.

Фрезерные долота ДФТС (рис. I.60) и долото-фрезер ФР (рис. I.61) предназначены для бурения скважин в неабразивных и малоабразивных плотных породах, а также для разбуривания цементных мостов и металлических предметов в скважине. Отличительные особенности долот ДФТС — расположение твердосплавного вооружения по спирали и конструкция центральной части долота. Основные параметры фрезерных долот ДФТС и ФР по нормали Н-968—64 приведены в табл. I.79.

Зарезные долота применяют при зарезке второго ствола. Их выпускают тех же размеров, что и пикообразные. В зависимости от размера долота диаметр плеч должен быть менее диаметра режущей части на 100—150 мм. Переход от плеч к направлению должен быть плавным. Высота направления зарезного долота составляет 100—125 мм.

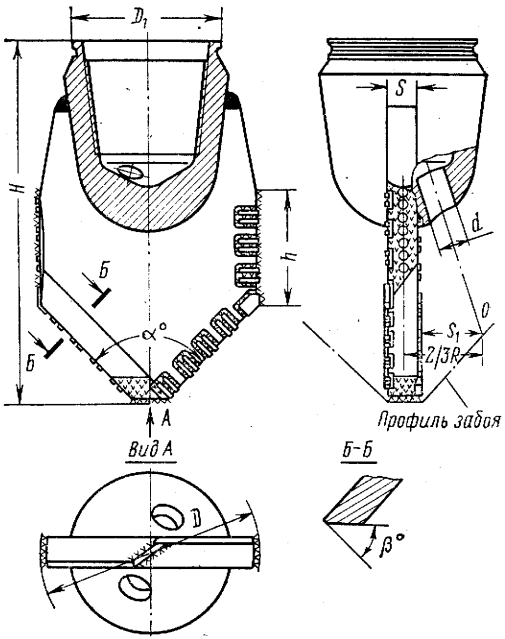


Рис. 1.59. Пикообразное долото ПР

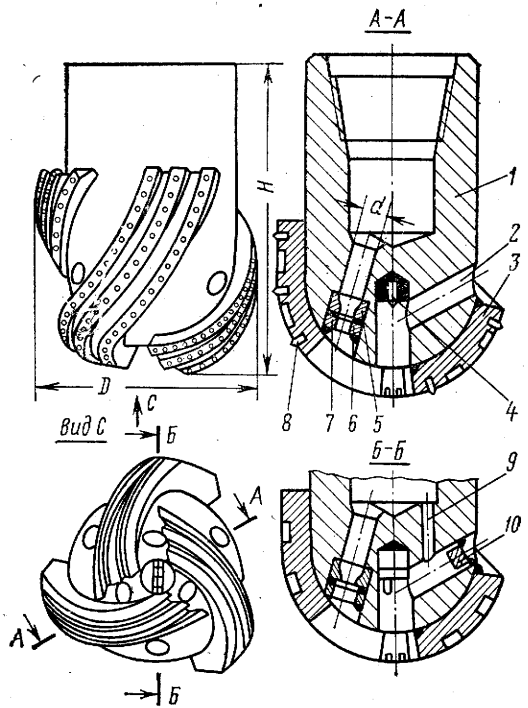


Рис. 1.60. Фрезерное долото ДФТС:

1 — корпус; *2* — отвод; *3* — спиральная лента; *4* — твердосплавные пластинки; *5* — коническая насадка; *6* — втулка; *7* — резиновое уплотнение; *8* — пластинки; *9* — промывочное отверстие; *10* — пробка

Таблица I.78

Основные параметры пикообразных долот ПЦ и ПР

Шифр долота	Диаметр долота D, мм	Допустимое отклонение, мм	Диаметр корпуса на торце D_1, мм	Диаметр промывочного канала d, мм	Присоединительная резьба	Толщина лопасти S, мм	Высота калибрующей части h, мм	Высота долота H (не более), мм	Допустимая осевая нагрузка на долото, тс	Масса, кг
ПЦ-97	97	±0,5	80	13	З-62; ГОСТ 5286—75	20±2	85±5	220	1,0	6,0
ПЦ-112	112		83		З-63,5; ГОСТ 7918—75				2,0	7,0
ПЦ-118 ПР-118	118		95	16	З-76; ГОСТ 5286—75			250	2,0	7,5
ПЦ-132 ПР-132	132		83		З-63,5; ГОСТ 7918—75				2,5	8,0
ПЦ-135 ПР-135	135		108		З-88; ГОСТ 5286—75,			280	2,5	8,5
ПЦ-140 ПР-140	140			18		25±2	95±7		3,0	11,5
ПЦ-151 ПР-151	151	±1,0						320	3,5	12,5
ПЦ-161 ПР-161	161			20					4,0	13,0
ПЦ-190 ПР-190	190		146	27	З-121; ГОСТ 5286—75	30±3	110±10	360	5,0	22,0
ПЦ-214 ПР-214	214			30					6,0	24,0
ПЦ-243 ПР-243	243			33				390	7,0	25,0
ПЦ-269 ПР-269	269			35			135±12		8,0	26,0

Эксцентричные долота выпускают как по типу двухлопастных долот, так и пикообразных. Эксцентриситет их устанавливается в зависимости от диаметра и должен быть не менее 50 мм. Малая лопасть не должна быть менее половины диаметра шейки долота.

Оправочные долота применяют для исправления смятий колонны.

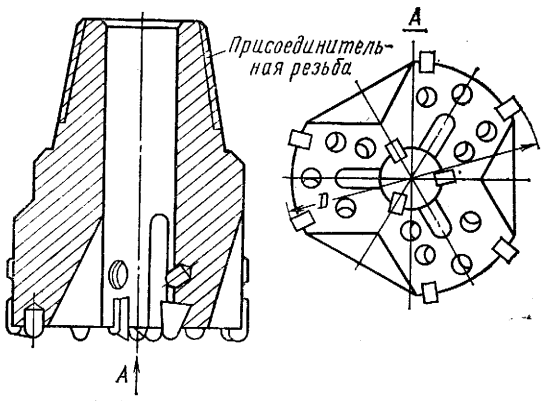


Рис. I.61. Долото-фрезер

Таблица I.79

Основные параметры фрезерных долот ДФТС и ФР

Шифр долот	Диаметр долота D, мм	Допустимое отклонение, мм	Диаметр промывочного канала d, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	Высота долота H, мм	Допускаемая осевая нагрузка на долото, тс	Масса, кг
ДФТС-118	118	± 1,0	13	З-76	185	7	8
ДФТС-140	140	± 1,0	13	З-88	220	12	10
ДФТС-190	190	± 1,5	24	З-121	240	15	20
ФР-140	140	± 0,5	36	З-88	200	15	10
ФР-190	190	± 1,0	50	З-121	250	18	21

ЛОВИЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Инструменты для ловли и извлечения из скважин насосно-компрессорных труб

Неосвобождающиеся ловильные инструменты

Внутренняя труболовка ТВ (рис. I.62, табл. I.80) предназначена для ловли за внутреннюю поверхность верхнего конца насосно-компрессорных труб и извлечения их из скважин целой колонной или отвинчиванием

по частям. Для ловли 48 и 60-мм труб труболовки ТВ изготовляют в одноплашечном, а для 73-мм труб и более — в шестиплашечном исполнении.

АзИНМАШ разработал различные типоразмеры труболовок ТВ. Изготавливают их как с левым, так и с правым направлением резьбовых соединений.

Наружная труболовка ТНЗ-168 (рис. I.63, табл. I.81) предназначена для ловли за наружную поверхность муфты или тела насосно-компрес-

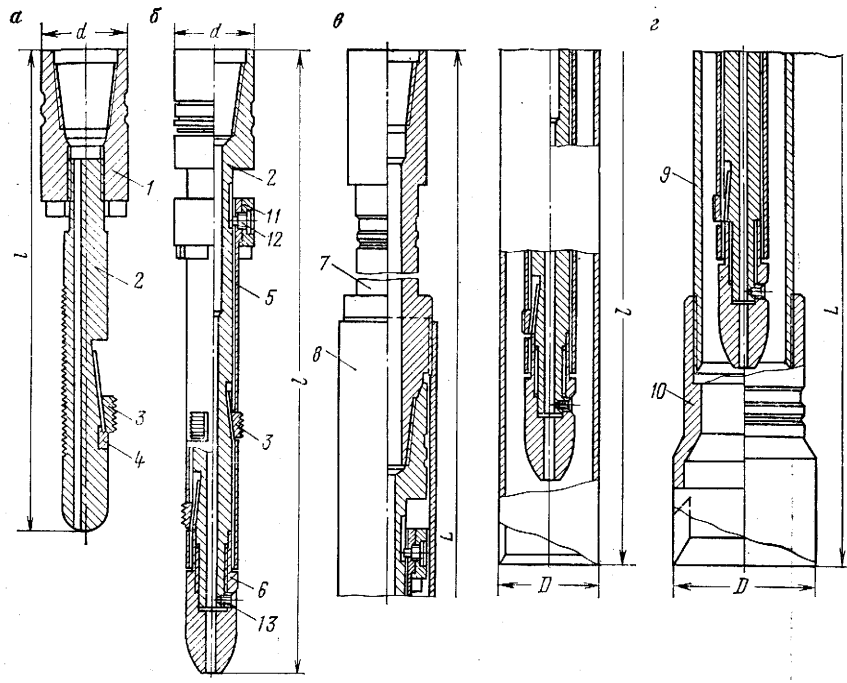


Рис. I.62. Внутренняя труболовка:

а — ТВ-60-92; *б* — ТВ-73-92; *в* и *г* — ТВ-73-92 с центрирующими приспособлениями; *1* — переводник; *2* — цилиндрический стержень; *3* — плашки; *4* — поперечный клин; *5* — плашкодержатель; *6* — наконечник; *7* — головка; *8, 9* — направления; *10* — воронка; *11* — плашкодержатель; *12* — направляющий винт; *13* — стопорный винт

сорных труб, извлечения из скважин аварийных труб целой колонной или отвинчиванием их по частям в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм и более.

Универсальный эксплуатационный метчик МЭУ (рис. I.64, табл. I.82), предназначенный для ловли насосно-компрессорных труб — единый массивный стержень, в котором совмещены удлиненный конус и цилиндр. В последнем нарезана внутренняя замковая резьба для соединения с бурильными трубами, а на поверхности удлиненного конуса (с конусностью 1 : 8) — резьба специального профиля (8 ниток на 25 мм длины резьбы с углом при вершине 55°) для врезания в тело аварийных труб и 4—5 продольных канавок — для выхода стружки при врезании.

Метчик имеет сквозное отверстие для прохода струи промывочной жидкости. В целях обеспечения лучшего врезания метчика в тело аварийной трубы передние грани продольных канавок на режущей части метчика выполнены под углом 3°.

Метчики МЭУ изготовляют четырех типоразмеров с правым или левым направлением резьбы и поставляют без центрирующих приспособлений.

Таблица I.80

Техническая характеристика труболовок ТВ

Шифр труболовки	Условный диаметр обсадной колонны, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимых труб, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Габаритные размеры, мм				Масса, кг	
					труболовки		труболовки с центрирующими приспособлениями		труболовки	труболовки с центрирующими приспособлениями
					d	*l*	*D*	*L*		
ТВ-48-80 *	102—168	48	20	З-62	80	730	80—138	885—955	10,0	24,0—33,0
ТВ-60-92 *	114—194	60	25	З-76	92	625	114—160	1538—1643	12,5	53,0—63,0
ТВ-73-92		73	40			830			18,5	59,5—69,5
ТВ-89-110	140—245	89	60		110	955	134—200	1605—1732	29,0	77,0—105,0
ТВ-102-130	168—273	102	80	З-88	130	1020	160—236	1773—1905	50,5	124,0—160,0
ТВ-114-130		114	100			1070			55,0	129,0—171,5

* Труболовка с одноплашечным механизмом захвата.

Метчики МЭУ 36-60 и МЭУ 46-80 изготовляют из стали марки 12ХН2, остальные — из стали марки 20Х. Все метчики подвергают термической обработке — цементации ловильной резьбы с последующей закалкой и отпуском.

Метчик так же, как и другие ловильные инструменты, может применяться с центрирующим приспособлением или без него. Если метчик без центрирующего приспособления, то его присоединяют непосредственно к колонне бурильных

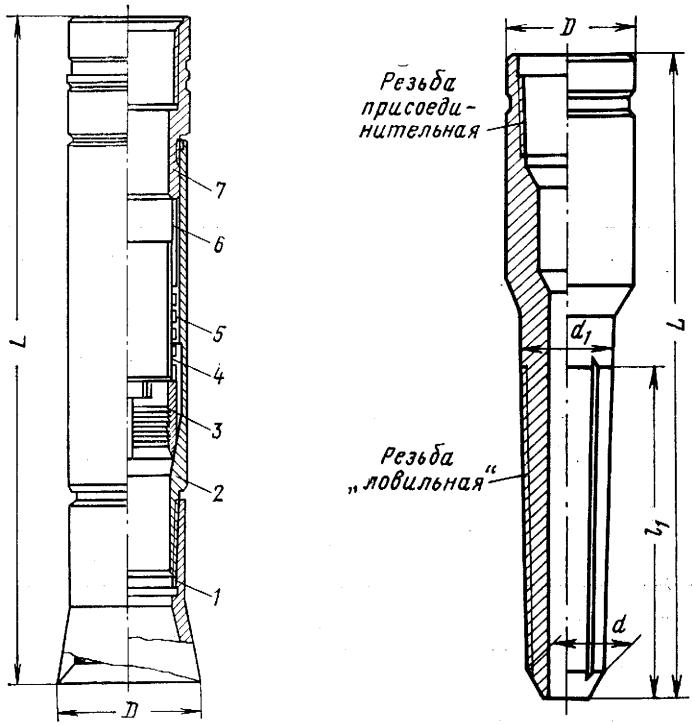


Рис. I.63. Наружная труболовка ТН3-168:

1 — воронка; *2* — корпус; *3* — плашки; *4* — стакан; *5* — цилиндрическая пружина; *6* — кольцо; *7* — переводник

Рис. I.64. Универсальный эксплуатационный метчик МЭУ

труб. Если применяют центрирующее приспособление, на присоединительную резьбу навинчивают головку, к которой затем присоединяют колонну бурильных труб. В зависимости от размера кольцевого пространства между ловимой трубой и эксплуатационной колонной (или внутренними стенками труб первого ряда — при двухрядном лифте) на головку навинчивают направление с вырезом (либо без выреза), но с воронкой соответствующего диаметра, навинченной на нижний конец направляющей трубы.

На рис. 1.65 приведены компоновки метчиков с центрирующими приспособлениями, а в табл. 1.83 — типоразмеры центрирующих приспособлений, применяемых в сочетании с метчиком соответствующего размера.

Специальный эксплуатационный метчик МЭС (табл. 1.84) предназначен для захвата насосно-компрессорных труб за резьбу муфты и для извлечения аварийных труб. Конструкция метчиков МЭС (рис. 1.66) аналогична конструкции МЭУ. В отличие от последних ловильная резьба на нижнем конце метчика МЭС нарезана по профилю резьбы соответствующего размера насосно-компрессорных труб (гладких или с высаженными концами), но с увеличенным натягом.

Таблица I.81

Техническая характеристика наружных труболовок ТН3

Шифр труболовок	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	Диаметр объекта ловли, мм			Грузоподъемность, т	Верхняя присоединительная резьба	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
		насосно-компрессорной трубы	муфты трубы	муфты трубы с высаженными концами			D	L	
ТН3-102	102	48	48	—	20	73-мм гладких насосно-компрессорных труб	84	465	11,8
ТН3-114	114	48; 60	48	48	30	89-мм бурильных труб	95	418	14,0
ТН3-146	146	60; 73	60	—	40	102-мм насосно-компрессорных труб	116	590	25,0
ТН3-168	168 и более	60; 73; 89	60; 73	60; 73	65	114-мм бурильных труб	138	765	32,0

Вдоль ловильной резьбы специального метчика профрезерованы продольные канавки для выхода стружки. Передние грани последних на режущей части выполнены под углом 3°.

Таблица I.82

Техническая характеристика универсальных эксплуатационных метчиков МЭУ

Шифр метчиков	Условный диаметр колонны обсадных труб, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимых труб, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Габаритные размеры, мм				Масса, кг
					d	d_1	D	L	
МЭУ 36-60	114—168	48	30	З-50	36	60	65	420	8,5
МЭУ 46-80	114—194	60; 73	45	З-76	46	80	90	500	12,7
МЭУ 69-100	140—273	89;	60	З-88	69	100	108	485	21,0
МЭУ 85-127	168—273	102; 114	75	З-117	85	127	134	580	28,0

Схема сборки метчиков МЭС с центрирующими приспособлениями аналогична таковой для метчиков МЭУ (см. рис. I.65). При этом используются те же головки и детали, что и при МЭУ.

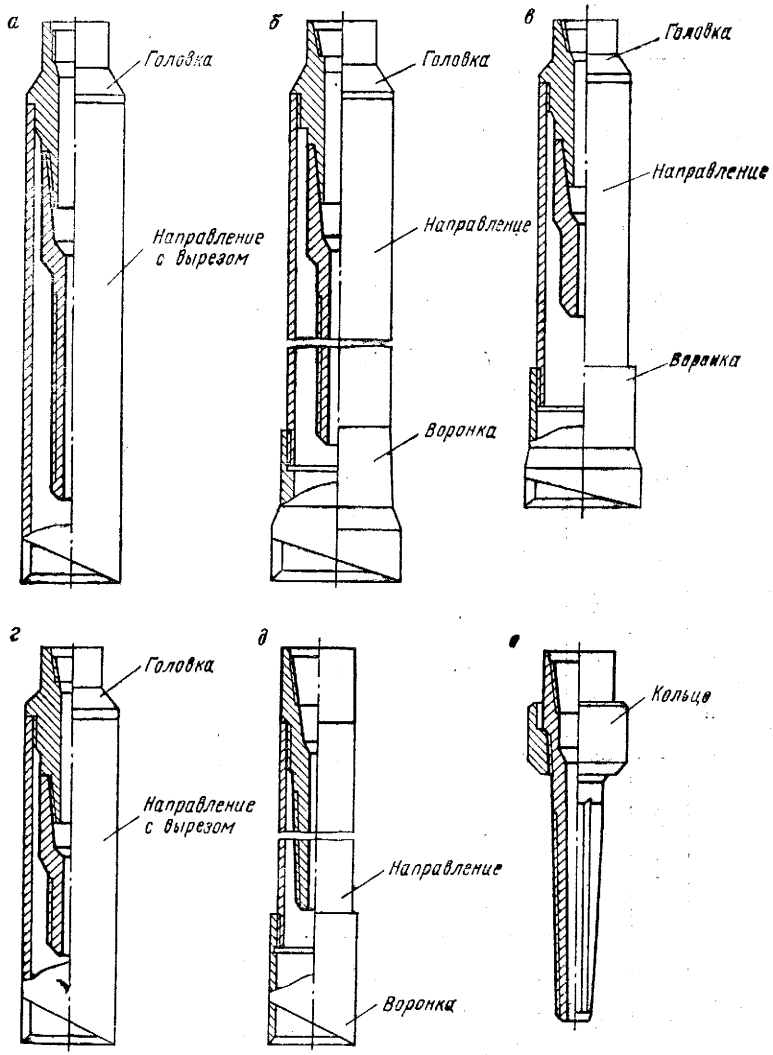


Рис. I.65. Компоновка метчиков с центрирующими приспособлениями:
а—е — различные схемы компоновок

Метчики МЭС изготовляют 14 типоразмеров с ловильной резьбой правого или левого направлений. Метчики МЭС-В33 и МЭС-В42 изготавливают из стали марки 12ХН2, остальные — из стали марки 20Х. Все они подвергаются термической обработке — цементации ловильной резьбы с последующими закалкой и отпуском.

Таблица I.83

Типоразмеры центрирующих приспособлений

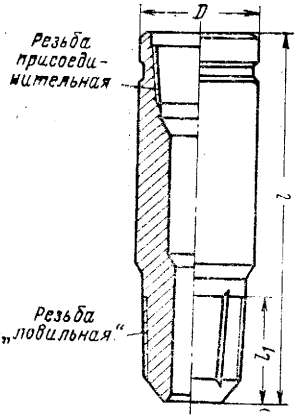
Шифр универсальных метчиков	Шифр специальных метчикав	Центрирующие приспособления по ОСТ 26-02-1312—75			Диаметр колонны, мм	Условный диаметр ловимой трубы
		головка	направление	воронка		
МЭУ 36-40	МЭС-В33	Г-3-50/73	НВ-73-69/89	—	114	В33
	МЭС-В42		Н-73/89-69	В-89-70/110	127	В42
	МЭС-48			В-89-70/112	140	48 / В48
	МЭС-В48			В-89-70/118	146	
				В-89-70/132	168	
МЭУ-46-80	МЭС-60	—	—	—	114	60
	МЭС-В60	Г-3-76/102	НВ-102-98/114	—	127	В60
	МЭС-73				140	
					146	73
	МЭС-В73		Н-102/114-98	В-102-90/132	168	
				В-102-90/140	178	В73
				В-102-90/160	194	

Продолжение табл. I.83

Шифр универсальных метчиков	Шифр специального метчика	Центрирующие приспособления по ОСТ 26-02-1312—75			Диаметр колонны, мм	Условный диаметр ловимой трубы
		головка	направление	воронка		
МЭУ 69-100	МЭС-89	Г-3-88/127	— — НВ-127/119/140	— — —	140; 146 168 178	89
			Н-127/140-127	В-140-125/160	194	В89
				В-140-125/180	219	
	МЭС-В89			В-140-125/200	245	
				В-140-125/236	273	
МЭУ 85-127	МЭС-102	—	—	—	168; 178; 194	102
	МЭС-В102	Г-3-117/168	НВ-168-156/180	—	219	В102
	МЭС-114		Н-168/168-150	В-168-150/200	245	114
	МЭС-В114			В-168/150/236	273	В114

Универсальный бурильный метчик МБУ (рис. I.67, табл. I.85) предназначен для ловли колонны бурильных труб. Он по конструкции отличается от конструкции метчиков МЭУ наличием дополнительной наружной присоединительной резьбы под центрирующим устройством (расположенной выше верхнего окончания «ловильной» резьбы), а также конусностью «ловильной» резьбы (1 : 16).

Специальный замковый метчик МСЗ (рис. I.68, табл. I.86) предназначен для ловли аварийных бурильных труб за внутреннюю замковую резьбу. Эти метчики по конструкции аналогичны конструкции МЭС.



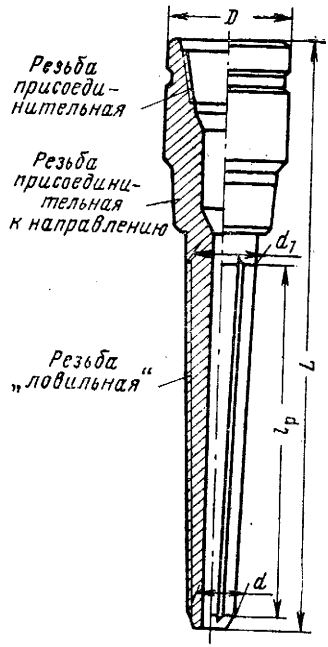


Рис. I.66. Специальный эксплуатационный метчик МЭС

Рис. I.67. Универсальный бурильный метчик МБУ

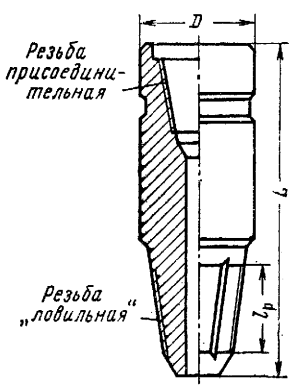
Различают наибольшую и наименьшую грузоподъемности метчиков, соответствующие допустимым натяжениям инструмента (ловильной колонны) при захвате аварийной (ловимой) колонны бурильных труб за элементы наибольшего или наименьшего внутреннего диаметра.

Таблица I.84

Характеристика специальных эксплуатационных метчиков МЭС

Шифр специального эксплуатационного метчика	Условный диаметр обсадной колонны, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимой трубы, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Размеры, мм		Масса, кг
					D	l	
МЭС-В33	114—168	В33	21	З-50	65	240	7,0
МЭС-В42		В42	28				7,0
МЭС-48		48	36				7,5
МЭС-В48		В48	36				

Шифр специального эксплуатационного метчика	Условный диаметр обсадной колонны, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимой трубы, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Размеры, мм		Масса, кг
					D	l	
МЭС-60	114—194	60	56	З-76	90	270	8,0
МЭС-В60		В60					8,5
МЭС-73		73	76			280	10,0
МЭС-В73		В73	76			280	10,5
МЭС-89	140—273	89	109	З-88	108	290	13,5
МЭС-В89		В89					14,0
МЭС-102	168—273	102	126	З-117	134	300	18,0
МЭС-В102		В102					19,0
МЭС-114		114	153			310	20,5
МЭС-В114		В114					21,0



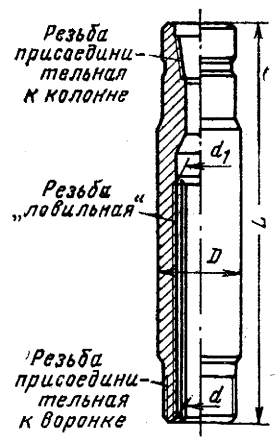


Рис. I.68. Специальный замковый метчик МСЗ

Рис I.69. Несквозной колокол К

Колокола К и КС предназначены для ловли насосно-компрессорных труб нарезанием резьбы на их наружной поверхности.

Несквозной колокол К (рис. I.69) — кованый стальной патрубок специальной формы; на его внутреннем верхнем конце нарезана резьба муфты бурильного замка для соединения с колонной бурильных труб, на которой колокол спускают в скважину.

Таблица I.85

Техническая характеристика универсальных бурильных метчиков МБУ

Шифр универсальных метчиков	Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм		Диапазон захватываемых диаметров труб, мм	Грузоподъемность, т		Присоединительная резьба			Размеры, мм				Масса, кг
	необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный диаметр обсадной колонны)		наименьшая	наибольшая	к колонне	к направлению		d	d_1	D	L	
						ГОСТ 5286—75	ГОСТ 633—63	ГОСТ 632—64					
МБУ-20-45	97,0—151,0	114—168	24—40	16	30	З-62	73		20	45	80	715	9,0
МБУ-22-54	108,0—161,0	127—178	28—48	22	42	З-76	89	—	22	54	95	830	13,0
МБУ-32-93	118,0—214,0	140—219	38—65	30	64	З-88	102		32	73	108	980	20,0
МБУ-58-94	140,0—269,0	168—273	64—85	56	82	З-102		114	58	94	120	905	34,5

Таблица I.86

Техническая характеристика специальных замковых метчиков МСЗ

Шифр специальных метчиков	Шифр замков бурильных труб	Диаметр скважины в месте обрыва колонны аварийных труб, мм		Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба (замковая)	Размеры, мм		Масса, кг
		необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный диаметр обсадных труб)			D	L	
МСЗ-62	ЗН-80	97—151	114—168	100	З-62	80	280	4
МСЗ-76	ЗН-95 ЗЛ-90	108—161	127—178	160	З-76	95	300	5
МСЗ-88	ЗН-108 ЗН-113 Раструб ТБПВ-73	118—161	140—178	200	З-88	108	320	14
МСЗ-92	ЗШ-108 ЗУ-108 ЗЛ-120	132—161	146—178	200	З-92			15
МСЗ-101	ЗШ-118 ЗЛ-120	140—214	168—219	200	З-101	118		16
МСЗ-102	ЗУ-120 Раструб ТБПВ-89				З-102	120		15

Внутри нижней половины колокола нарезана «ловильная» резьба специального профиля, отличающаяся от профиля резьбы насосно-компрессорных труб углом при вершине ниток резьбы (8—10 ниток на 25 мм длины резьбы, конусностью 1 : 16); для выхода стружки на внутренней поверхности колокола сделано 4—5 продольных канавок.

Для облегчения нарезания резьбы на теле ловимой трубы и уменьшения при этом потребных усилий передние грани продольных канавок выполнены под углом 3°; вершины ниток ловильной резьбы на колоколах заострены.

До 1977 г. несквозные ловильные колокола КБ и КЭ выпускались двух нормальных рядов (по двум различным нормалям). В настоящее время разработан единый ряд колоколов (табл. I.87), рассчитанных на все случаи ловильных работ.

Колокола изготовляют из стали марки 20Х с правым и левым направлениями нарезки. Ловильная резьба их подвергается термообработке — цементации на глубину 1,5 мм с последующими закалкой и отпуском.

Сквозные колокола КС (рис. I.70, табл. I.88) предназначены для ловли насосно-компрессорных труб за наружную поверхность верхней муфты в случаях, когда из них выступают концы труб меньшего диаметра или других

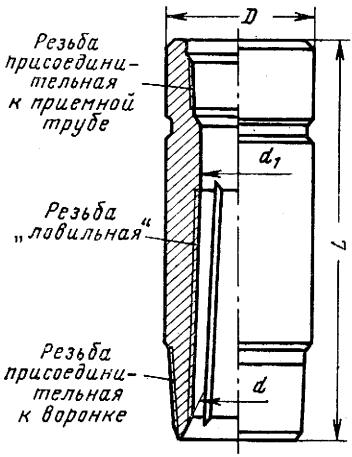


Рис. I.70. Сквозной колокол КС

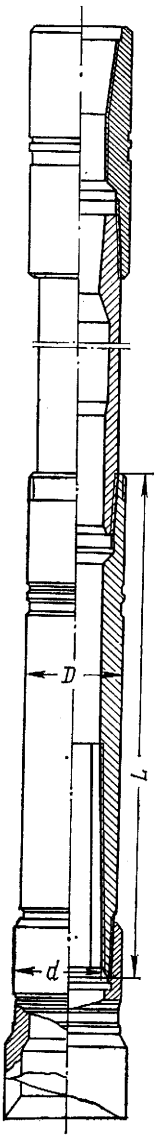


Рис. I.71. Компоновка сквозного колокола с приемной трубой

Таблица I.87

Техническая характеристика несквозных ловильных колоколов К

Шифр колокола	Диапазон захватываемых диаметров труб, мм	Диаметр скважины в месте обрыва аварийной колонны, мм		Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба			Размеры, мм				Масса, кг
		необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный размер обсадной колонны)		к ловильной колонне (замковая)	к воронке		диаметр ловильной резьбы		D	L	
						по ГОСТ 633—63	по ГОСТ 632—64	наибольший	наименьший			
К42-25	33—38		114—168	25	З-50	60		42	25	65	385	6,5
К50-34	42—46			35				50	34		340	5,0
К58-40	48—54			45	З-62	89		58	40	90	490	15,0
К70-52	60—67	97—151		65				70	52		510	14,0
К85-64	73—82	108—161	127—178	75	З-76	102		85	64	102	550	18,0
К100-78	89—97	132—214	146—219	85		В114		100	78	122	595	26,5
К100-91	102—108	140—214	168—219	100			127	110	91	132	555	26,5
К125-103	114—121	161—269	194—273	110			146	125	103	148	560	31,0
К135-113	127—132	190—269	219—273	125			168	135	113	170	635	33,0
К150-128	140—147	214—490	245—426	135			194	150	128	194	655	49,0
К174-143	154—171	243—508	273—508	150			219	174	143	220	800	98,0

Таблица I.88

Техническая характеристика сквозных ловильных колоколов КС

Шифр колокола	Объекты ловли			Диаметр скважины в месте обрыва трубы, мм		Резьба присоединительная				Размеры, мм				Масса, кг
						к приемной трубе		к воронке		диаметр ловильной резьбы				
	замки бурильных стальных и легкосплавных труб	муфты насосно-компрессорных и геологоразведочных труб (диаметр, мм)	утяжеленные бурильные трубы	необсаженной (по долоту)	обсаженной (условный диаметр обсадной трубы)	по ГОСТ 632—64	по ГОСТ 633—63	по ГОСТ 632—64	по ГОСТ 633—63	наибольший d_1	наименьший d	D	L	
КС54	—	33	—	97—151	114—168	—	3-60	—	3-73	54	39	73	330	8,0
КС69	—	42; 48; 50					3-73		3-89	69	52	90	380	13,0
КС85	ЗН-80	60		108—161	127—178		3-89		3-102	85	68	108	390	17,0
КС100	ЗН-95 ЗЛ-90	63,5; 73	89 95	132—214	146—219		3-102		В114	100	79	122	450	20,0
КС115	ЗН-108 ЗШ-108 ЗЛ-110	89	108	151—214	168—219	3-114		3-140		115	94	140	460	24,0
КС125	ЗШ-118 ЗУ-120 ЗЛ-120	—	120	161—269	194—273	3-127		3-146		125	106	148	440	25,0
КС132	—	102	—	190—269	219—273	3-146		3-168		132	113	168	430	48,0
КС150	ЗН-140 ЗЛ-136 ЗШ-133 ЗУ-146	114	133 146			3-146		3-178		150	123	178	580	50,0

Таблица I.89

Техническая характеристика овершотов ОЭ2

Шифр овершотов	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимых труб, мм	Грузоподъемность, т	Размеры корпуса, мм			Присоединительная резьба на корпусе	
				наружный диаметр воронки D	наружный диаметр корпуса d	длина L	Приемные трубы	Нижняя воронка
ОЭ2-48×114	114 146 168—273	48	10	95 116 135—242	95	1000	Резьба левая 73-мм бурильных труб	Цилиндрическая ЗМ-85, левая Через специальный переводник, резьба левая 114-мм бурильных труб
ОЭ2-60×146	146 168 194—273	60 60	15	116 135 160—242	116	1050	Резьба левая 89-мм бурильных труб	Цилиндрическая ЗМ-85, левая Через специальный переводник, резьба левая 114-мм бурильных труб
ОЭ2-73×168	168 194 219—273	73	20	135 160 188—242	135	1200	Резьба левая 114-мм бурильных труб	Через специальный переводник, резьба левая 114-мм бурильных труб

стержневых предметов, препятствующие накрыванию верхнего конца труб обычными несквозными колоколами К.

Кроме того, иногда конец аварийных ловимых труб деформируется таким образом, что захватить их обычными несквозными колоколами К невозможно. В таких случаях применяют колокола КС.

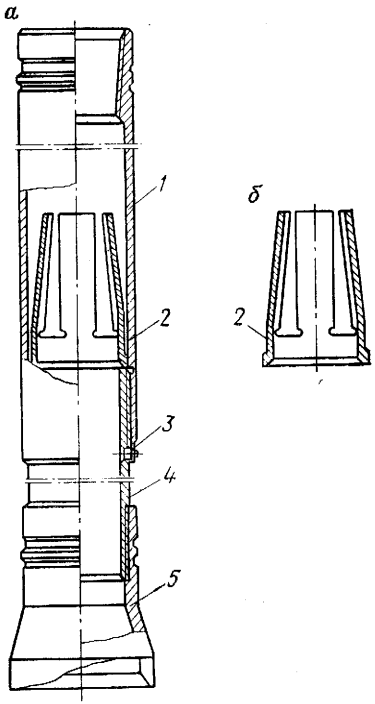


Рис. I.72. Овершот ОЭ2:
а — в сборе; *б* — стакан с пластинчатыми пружинами

На рис. I.71 показана компоновка сквозного колокола с приемной трубой.

Овершот ОЭ2 (рис. I.72), предназначенный для извлечения из скважины неприхваченных насосно-компрессорных труб, состоит из цилиндрического корпуса *1*, внутри которого помещается кольцо с тремя пружинами *2*, изготовленными как единый узел с кольцом.

Пружина с наружной стороны имеет выступ, входящий в кольцевую расточку корпуса *1*, благодаря чему предотвращается продольное перемещение кольца с пружинами в последнем. На нижнем конце корпуса *1* нарезана цилиндрическая резьба для присоединения переводника *4*. Во избежание самоотвинчивания переводник *4* стопорится с корпусом при помощи винта *3*. С нижним кольцом переводника соединена воронка *5* соответствующего размера. На верхнем конце корпуса овершота нарезана соответствующая резьба под бурильные трубы.

АзИНМАШем разработано три типоразмера овершотов, техническая характеристика которых приведена в табл. I.89.

Освобождающиеся ловильные инструменты

Внутренняя освобождающаяся труболовка ударного действия ТВОК1-114×168 предназначена для извлечения из скважины целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм либо извлечения ее по частям в эксплуатационной 168-мм колонне.

Труболовка (рис. I.73) представляет собой цилиндрический корпус *5*, в нижней части которого имеется наклонная плоскость с продольным выступом посередине. На этом выступе установлена плашка *6* с поводком *8*. Плашка *6* свободно перемещается по наклонной плоскости корпуса; ее движение вниз ограничивается клином *7*, запрессованным в поперечный паз корпуса. На диаметрально противоположной стороне наклонной плоскости (на корпусе) имеется эксцентричный выступ с гребенчатыми зубцами. Поводок *8* проходит через отверстия винта *11*, который ввинчен в кольцо *2*, свободно надетое на корпус. Положение кольца на корпусе фиксируется винтами *10* и *12*, гладкие концы которых входят в соответствующие отверстия корпуса. На верхний конец поводка навинчена гайка *9*.

В продольных пазах корпуса на диаметрально противоположных его сторонах винтом *4* закреплены концы двух пластинчатых пружин *3*. Их верхние изогнутые концы выступают за габарит корпуса труболовки (по диаметру). Корпус труболовки имеет сквозное промывочное отверстие. На верхнем конце корпуса наре-

зана коническая резьба для присоединения к 89-мм бурильной колонне с помощью муфты-переводника *1*.

При ловле аварийных труб обычно труболовку, не доводя до верхнего конца последних, осторожно вводят в них до упора кольца *2* о верхний конец трубы. Осевая сжимающая нагрузка, передаваемая на труболовку, не должна превышать 0,5—1,0 тс, чтобы предотвратить преждевременное срезание винтов *10* и *12*. Плашка введенной в аварийную трубу труболовки под действием собственной

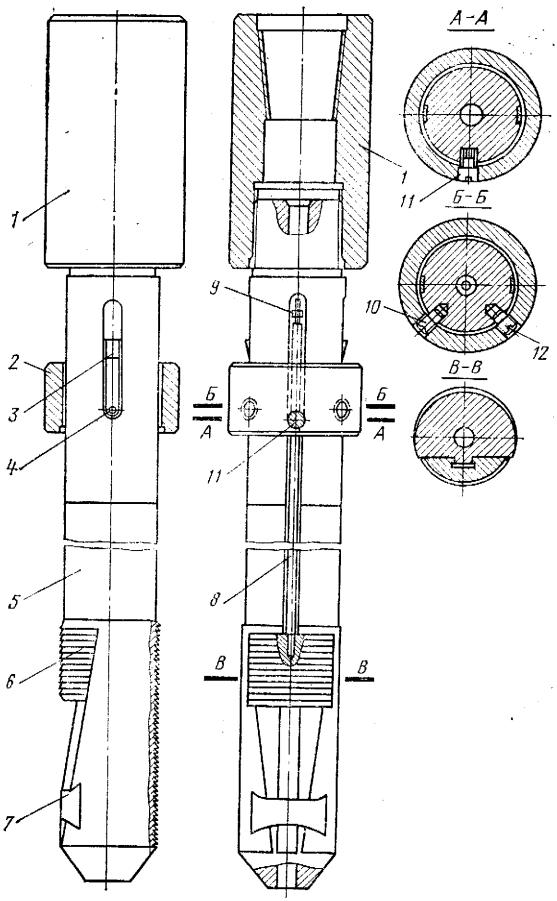


Рис. I.73. Внутренняя освобождающаяся труболовка ТВОК1-114×168

массы, опускаясь вниз по наклонной плоскости, заклинивается между ловимой трубой и корпусом труболовки. При натяжении инструмента гребенчатые зубцы плашки и эксцентричного выступа корпуса врезаются в тело аварийной трубы и надежно захватывают ее.

Для освобождения труболовки (если не удается извлечь аварийные трубы) инструмент резко опускают вниз. При этом винты *10* и *12*, удерживающие кольцо *2*, срезаются и корпус труболовки свободно перемещается вниз. Плашка утапливается в габариты корпуса, а выступ винта *11* с отверстием, упирающийся в гайку поводка, удерживает плашку в корпусе в верхнем положении. Освобождение труболовки происходит за счет выхода концов пластинчатых пружин за пределы нижнего торца кольца, т. е. за габариты корпуса труболовки.

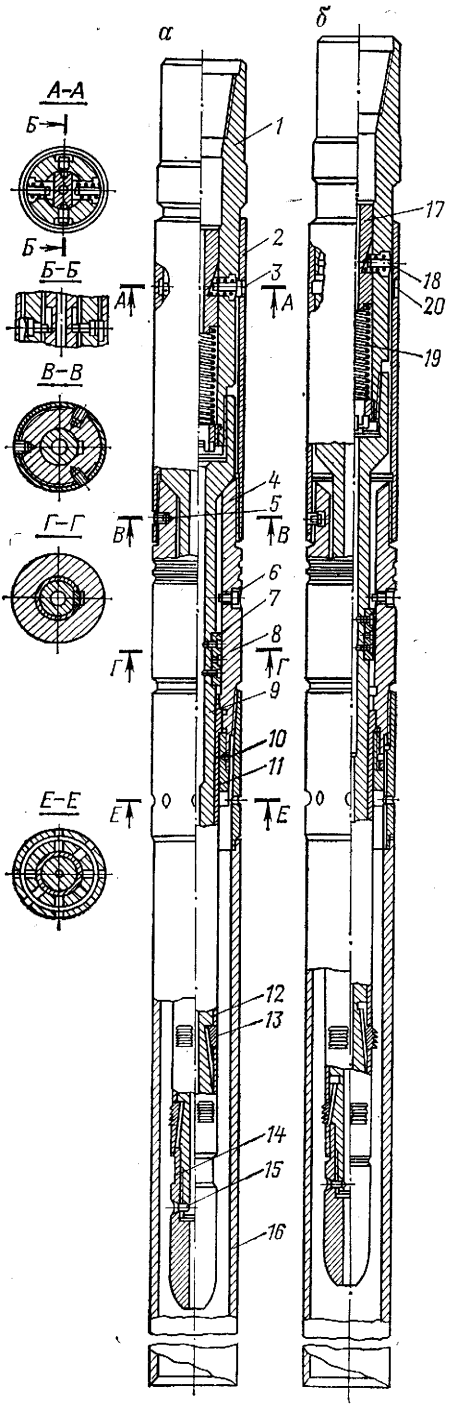


Рис. I.74. Внутренняя освобождающаяся труболовка гидравлического действия ТВГ-73-2-115:

а — в освобожденном положении; *б* — в положении захвата

После подъема труболовки для повторного ее использования срезанные винты заменяют новыми, а кольцо на корпусе труболовки устанавливают в исходное положение.

Внутренняя освобождающаяся труболовка гидравлического действия ТВГ-73-2-115 предназначена для извлечения целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм либо извлечения их из скважины по частям в эксплуатационных колоннах диаметром 146 мм и более.

Труболовка ТВГ - 73 - 2 - 115 (рис. I.74) состоит из механизма захвата, гидравлического механизма освобождения и промежуточных деталей.

Стержень *9* — основная деталь механизма захвата — имеет шесть наклонных плоскостей, расположенных в два яруса. В каждом из них предусмотрены три плоскости, оси симметрии которых располагаются под углом 120° друг к другу. Посередине каждой плоскости в продольных выступах свободно перемещаются плашки *13*. Каждая из них с передней стороны имеет нарезы пилообразного профиля (для захвата ловимых труб), с задней — скошенную плоскость и паз с профилем сечения, соответствующим профилю выступа. Это позволяет плашке свободно перемещаться вдоль стержня. Плашки надеваются на продольные выступы стержня вместе с плашкодержателем *12*, представляющим собой полый тонкостенный цилиндр с шестью окнами, в которых помещаются плашки. Ход плашек в верхнем положении ограничивается упором конической поверхности головки на аналогичную поверхность опоры стержня, в нижнем — упором торцов плашек нижнего яруса в бурт наконечника *14*, соединенного со стержнем и закрепляемого стопорным винтом *15*.

Гидравлический механизм освобождения труболовки соединяется с головкой стержня при помо-

щи левой конусной резьбы. Механизм состоит из цилиндра *1*, внутри которого при определенном перепаде давления прокачиваемой жидкости свободно перемещается поршень-штуцер *17*. Последний, опираясь на пружину поршня *19*, имеет сбоку две наклонные плоскости, к которым силой упругости пружины *20* прижаты фиксаторы *18*. Каждый из фиксаторов при продольном перемещении поршня также перемещается в поперечном направлении (в соответствующем гнезде цилиндра). Перемещение поршня-штуцера ограничивается специальными винтами *8*.

На верхнем конце цилиндра труболовки нарезана резьба с левым направлением под 89-мм бурильные трубы, на которых она спускается в скважину. В комплект промежуточных деталей труболовки входят: кожух, опора стержня, башмак, шпонка и стопорные винты.

Кожух *2* с пазом и овальным отверстием в верхней части свободно надевается на цилиндр гидравлического механизма. Паз закрывается крышкой *3*, которая вставляется в кожух сбоку.

Кожух в нижней части имеет цилиндрическую резьбу для присоединения к опоре стержня *4* и фиксируется тремя стопорными винтами *5*, *6* и *10*. На верхнем конце опоры *4* предусмотрен конический уступ для опоры головки стержня. Внутри опоры *4* расположена канавка прямоугольного профиля, вдоль которой может скользить шпонка *7*, закрепленная на стержне и предназначенная для передачи крутящего момента стержнем непосредственно опоре последнего при центрировании ловимых труб.

В средней части опора стержня снабжена наружной конической резьбой, в которую ввинчиваются центрирующие приспособления *16* соответствующего диаметра. В нижней части опора стержня также снабжена цилиндрической резьбой для присоединения башмака *11*, в который упирается головка плашкодержателя. При вводе труболовки внутрь ловимой трубы башмак упирается в торец трубы или в ее верхнюю муфту. Восходящий поток жидкости проходит через вырезы, предусмотренные в башмаке опоры.

Техническая характеристика труболовок гидравлического действия приведена в табл. I.90.

Отличие принципа действия труболовки гидравлического действия от труболовки ударного действия заключается в том, что поршень-штуцер гидравлического механизма под действием перепада давления при прокачке промывочной жидкости перемещается в крайнее нижнее положение. Вследствие взаимодействия наклонных плоскостей поршня-штуцера и фиксаторов при движении вниз фиксаторы перемещаются в поперечном направлении. В результате штоки их входят в кольцевую канавку кожуха.

Введя труболовку внутрь аварийной трубы, промывку прекращают и выжидают некоторое время, пока уровни жидкости в бурильных трубах и в скважине не сравняются. После этого поршень-штуцер, не испытывая перепада давления, под действием пружины поршня перемещается в крайнее верхнее положение, что, в свою очередь, вызывает радиальное перемещение фиксатора. В результате фиксаторы утапливаются и не препятствуют перемещению стержня вверх относительно кожуха и плашкодержателя. При натяжении инструмента зубья плашек врезаются в стенки ловимой трубы под действием радиальных сил, возникающих вследствие расклинивания плашек стержнем труболовки.

Освобождение труболовки (если невозможно извлечь захваченные трубы) осуществляется следующим образом. Инструмент резко опускают, при этом действие массы труб передается труболовке. Стержень последней перемещается вниз до упора в уступ опоры, при этом плашки, расклиненные стержнем, продолжают перемещаться радиально в направлении к оси стержня и отрываются от стенок трубы, а труболовка освобождается.

Во избежание повторного захвата труболовкой аварийной трубы плашки фиксируются в освобожденном положении. Для этого прокачкой жидкости через труболовку приводят в действие гидравлический механизм освобождения инструмента.

Прокачка жидкости осуществляется до тех пор, пока труболовка не будет выведена из ловимых труб. Захват аварийных труб труболовкой и освобождение

Табл

Техническая характеристика трубо

Шифр труболовки	Объект ловли	Пространство ловли	Растягивающая нагрузка на труболовку, необходимая при отвинчивании труб, тс	Грузоподъемность, т	Разме		
					Наибольший наружный диаметр D		
					труболовки	центрирующего приспособления (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)	
						минимальный	максимальный
	насосно-компрессорные трубы условного диаметра, мм	внутри эксплуатационных колонн условного диаметра, мм					
ТВГ-60-1-92	60	114	2	25	92	—	—
ТВГ-73-1-92	73	114	5—6	40	92	—	—
ТВГ-73-2-115	73	146—273	5—6	40	115	115	240
ТВГ-89-2-115	89	146—273	7	60	115	136	242
ТВГ-114-1-132	114	168—273	10	90	132	168	242

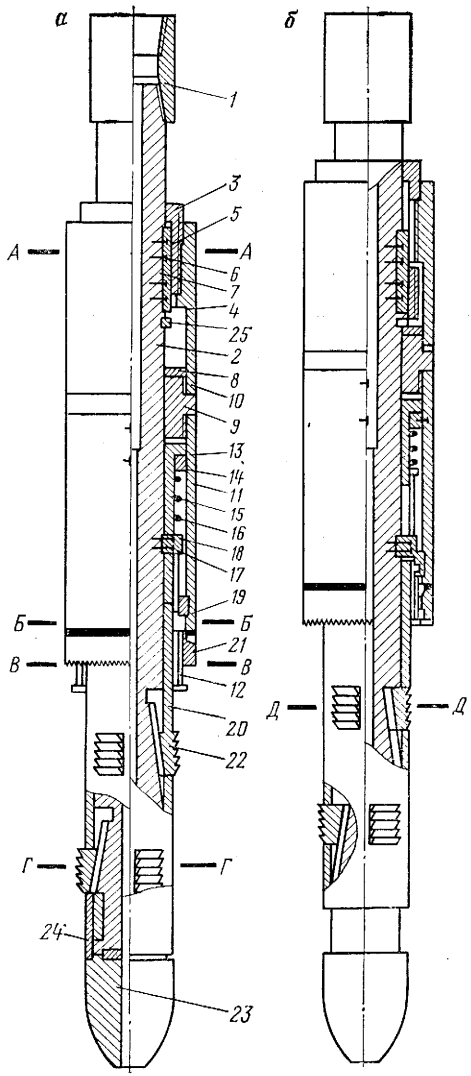
ица 1.90

ловок гидравлического действия ТВГ

ры, мм			Масса теоретическая, кг			Примечание
Длина L			труболовки	с центрирующим приспособлением (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)		
труболовки	с центрирующим приспособлением (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)					
	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная	
1130	—	—	35,0	—	—	Применяется без центрирующего приспособления Обеспечивает промывку
1300	—	—	48,3	—	—	Применяется без центрирующего приспособления
1400	1450	2000	65,0	76,6	110,0	Применяется только с центрирующим приспособлением
1550	1650	2000	78,0	118,0	150,0	Применяется с центрирующим приспособлением в колоннах диаметром 168 мм и более
1800	2020	2070	120,0	172,0	190,0	Применяется с центрирующим приспособлением в колоннах диаметром 194 мм и более

их (в случае необходимости) могут быть осуществлены многократно без подъема труболовки.

Внутренняя освобождающаяся труболовка механического действия ТВМ-114-1-132 с блокирующим механизмом



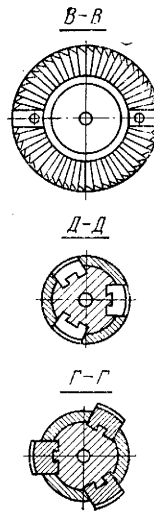


Рис. I.75. Внутренняя освобождающаяся труболовка механического действия ТВМ-114-1-132:
а — в положении захвата; *б* — в освобожденном положении

предназначена для извлечения целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм или отвинчивания ее по частям в 168-мм колонне.

Труболовка ТВМ-114-1-132 (рис. I.75) состоит из механизмов: захвата *1*, блокирующего и освобождающего.

Механизмы захвата у труболовок механического и гидравлического действия в основном аналогичны. Стержень *2* в своей нижней части имеет шесть наклонных плоскостей с выступом посередине. На этих плоскостях смонтировано шесть

плашек *22*, которые одновременно входят в «окна» плашкодержателя *12*. Стержень труболовки нижним концом соединяется с наконечником *23* и стопорится винтом *24*. Освобождающий *4* и блокирующий *11* корпусы, соединенные между собой ниппелем *9* с левым направлением резьбы, также смонтированы на стержне труболовки.

Корпус механизма освобождения крепится к ниппелю винтом *10*.

Блокирующий механизм предотвращает преждевременное самопроизвольное освобождение плашек труболовки во время спуска последней в скважину с вращением.

В верхней части корпуса *4* механизма освобождения нарезана трапецеидальная резьба левого направления, в которую навинчивается винт-фиксатор *5*. Последний свободно надет на стержень труболовки и связан с ней установленными на нем двумя шпонками *7*, закрепляемыми винтами *6*. Винт-фиксатор в исходном положении занимает крайнее верхнее положение в корпусе освобождающегося механизма. При перемещении стержня вниз бурт *25* садится на кольцо *8*, установленное на верхнем конце ниппеля. Кольцевое пространство между стержнем и корпусом *4* освобождающегося механизма закрывается крышкой *3*.

На верхнем конце стержня нарезана замковая резьба ЗН-73 левого направления для присоединения переводника *1*, имеющего на верхнем конце резьбу ЗН-89. С помощью переводника *1* осуществляется соединение труболовки с бурильной колонной.

Верхний конец плашкодержателя *12* входит в корпус *11* блокирующего механизма и своим кольцевым выступом занимает место между нижним торцом ниппеля и кольцом *14*, соединенным с корпусом блокирующего механизма винтами *13*.

Связанный таким образом с блокирующим и освобождающим механизмами плашкодержатель может свободно перемещаться с ними по стержню вверх и вниз. На плашкодержатель надета пружина *15* (*16*), ниже блокирующего механизма — стакан *19* с двумя продольными прорезями в диаметрально противоположных сторонах и двумя кулачками у нижнего конца, входящими в соответствующие пазы корпуса блокирующего механизма.

В направлении прорезей стакана *19* на плашкодержателе сделаны два продольных сквозных окна. Через прорези стакана и продольные окна плашкодержателя проходят две шпонки *17*, закрепленные со стержнем труболовки винтами *18*. Таким образом, шпонки связывают стакан *19* со стержнем *2*, а стакан, в свою очередь, связан с корпусом блокирующего механизма указанными кулачками.

На нижнем торце блокирующего механизма имеются радиальные гребенчатые насечки и два отверстия, в которых установлены толкатели *20*, верхние концы которых упираются в нижний торец стакана *19*. В указанных отверстиях толкатели удерживаются поперечными клиньями *21*. Перемещение плашек вверх ограничивается упором кольцевого бурта стержня до верхнего торца кольца *8*, а вниз — упором плашек до торца наконечника труболовки *23*.

В собранном виде труболовку спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм с левым направлением резьбы. Накрыв верхний конец аварийных труб, захватную часть труболовки полностью вводят в ловимую трубу, на верхний торец которой сажают гребенчатый торец блокирующего механизма. При этом нижние выступающие концы толкателя также упираются в торец ловимой трубы. Таким образом толкатели утапливаются в корпусе блокирующего механизма. Толкатели при этом верхними концами, перемещая стакан *19* вверх, выводят его кулачки из пазов блокирующего механизма, отключают последний от стержня труболовки и позволяют стержню вращаться относительно корпуса блокирующего и освобождающегося механизмов.

Для захвата аварийных труб труболовкой натягивают инструмент и затем поднимают всю 114-мм колонну труб целиком либо по частям вращением колонны бурильных труб против часовой стрелки.

Если это не удается, для освобождения труболовки резко опускают инструмент вниз. При этом под действием массы бурильных труб стержень труболовки перемещается вниз до упора своим кольцевым буртом о торец упорного кольца *8*. Таким образом действие массы бурильных труб передается корпусу блокирующего

механизма. При перемещении стержня вниз плашки отрываются от стенок ловимой трубы и утапливаются в плашкодержателе. После этого инструмент вращают против часовой стрелки. При этом посредством шпонки *7* также вращается и винт-фиксатор *5*, который, перемещаясь вниз до кольцевого бурта стержня, полностью отвинчивается от корпуса освобождающегося механизма. Тем самым труболовка освобождается от захвата.

При ловильных работах в колоннах большого диаметра в целях облегчения центрирования и ввода труболовки в ловимые трубы труболовки оснащаются центрирующими приспособлениями, которые, кроме выполнения основной функции по центрированию и накрыванию аварийных труб, также предотвращают контакт, а следовательно, и трение корпуса механизма освобождения труболовки о стенки колонны.

Самопроизвольная фиксация плашек труболовки в освобожденном положении предотвращается вращением инструмента при спуске труболовки, оснащенной центрирующим устройством, и вращением его в процессе накрывания аварийных труб.

АзИНМАШем разработаны аналогичные труболовки также и без блокирующего механизма, в которых с ниппелем *9* соединяется короткий кольцевой башмак. На нижнем торце последнего нарезаны радиальные гребенчатые зубья. При этом заплечик верхнего кольца плашкодержателя, находясь между ниппелем *9* и башмаком, создает связь между механизмом освобождения и плашками механизма захвата. Указанное в значительной мере упрощает конструкцию труболовки, уменьшая ее длину и массу.

Техническая характеристика внутренних освобождающихся труболовок механического действия приведена в табл. I.91.

Внутренняя освобождающаяся глубинная труболовка механического действия ТВМ-114-3-95 предназначена для извлечения целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм или по частям в эксплуатационной 168-мм колонне.

Эту труболовку применяют в случаях:

а) если прихваченные в скважине трубы не деформированы, при этом аварию можно ликвидировать с помощью такой труболовки по ускоренной технологии;

б) если верхний конец аварийных труб «разворонен» или имеет продольную трещину.

При этом для их успешной ловли захват производят за внутреннюю поверхность не самой верхней трубы, а следующей (второй или третьей), т. е. неповрежденной.

Основные механизмы труболовки ТВМ-114-3-95 (рис. I.76) — механизмы захвата и освобождения.

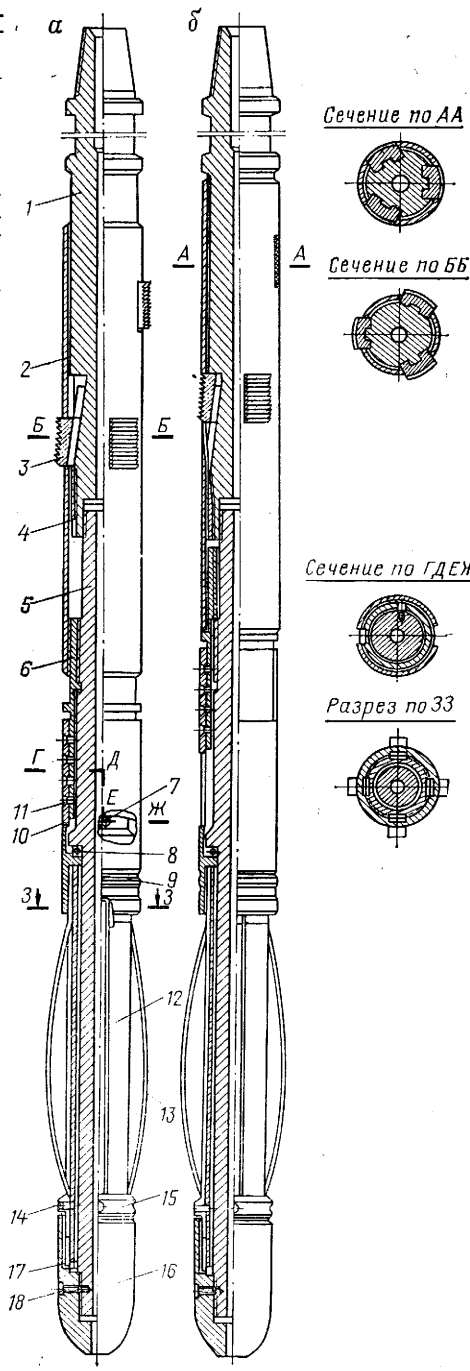
Механизм захвата состоит из корпуса *1*, шести плашек *3*, плашкодержателя *2* и упорной гайки *4*. Корпус представляет собой цилиндрическое тело с шестью наклонными плоскостями на боковой поверхности, расположенными в два яруса, по которым перемещаются плашки. Посередине каждой наклонной плоскости имеется продольный выступ, на который свободно надевается захватная плашка. Верхний конец корпуса снабжен наружной присоединительной резьбой по калибру замка 73-мм бурильных труб с левым направлением резьбы, а на нижнем — наружной цилиндрической резьбой для навинчивания упорной гайки *4* и внутренней конической с левым направлением резьбы (по профилю резьбы 48-мм насосно-компрессорных труб с высаженными концами) для присоединения корпуса механизма освобождения *5* к корпусу механизма захвата *1*. В последних просверлены сквозные продольные отверстия для промывки скважины через труболовку.

Захватные плашки надевают на продольные выступы наклонных плоскостей корпуса вместе с плашкодержателем, представляющим собой тонкостенный цилиндр с шестью окнами. Ход плашек ограничивается в верхнем положении упором в заплечик корпуса, в нижнем — упором в торец упорной гайки, навинченной на нижний конец корпуса.

Снизу с корпусом механизма захвата соединен корпус механизма освобождения при помощи конической резьбы левого направления. В верхней части

Рис. 1.76. Внутренняя освобождающаяся глубинная труболовка механического действия ТВМ-114-3-95:

а — в положении захвата; *б* — в освобожденном положении



последнего нанесена наружная трапецеидальная резьба левого направления для присоединения к этому механизму фиксатора-стакана *6*. Ниже трапецеидальной резьбы на корпусе *5* сделан кольцевой уступ, в который упирается шарикоподшипник *8*.

Фиксатор-стакан с внутренней трапецеидальной резьбой имеет в средней части кольцевой бурт для упора винтом *7* нижнего торца плашкодержателя при освобождении труболовки от захвата. На нижней половине фиксатора-стакана (снаружи) на диаметрально противоположных сторонах шурупами *11* закреплены две шпонки *10*, которые входят в соответствующие пазы направляющей *9* фиксатора-стакана, надетого на корпус *5*. Верхний конец фиксатора при любом положении последнего (а также плашкодержателя и плашек) находится внутри плашкодержателя.

С нижним концом направляющей *9* свинчивается тормоз труболовки, состоящий из пружинодержателя *12*, четырех плоских пружин *13* и кольца *15*. Нижние концы пружин закреплены на пружинодержателе при помощи четырех винтов *14*. Верхние концы пружин не закрепляются, а, находясь в свободном состоянии в пазах пружинодержателя, утапливаются в нижней части направляющей *9*.

Тормоз труболовки вместе с направляющей *9* монтируется отдельно и в собранном виде надевается снизу на корпус *5* механизма освобождения. Затем на нижний конец корпуса надевается упорный шарикоподшипник *17* и завинчивается наконечник *16*, последний во избежание самоотвинчивания фиксируется винтом *18*.

Наличие упорных шарикоподшипников обеспечивает свободное вращение корпуса механизма освобождения внутри тормозного устройства.

Табл

Техническая характеристика внутренних освобождающихся

Шифр труболовки	Объект ловли	Пространство ловли	Растягивающая нагрузка на труболовку, необходимая при отвинчивании труб, тс	Грузоподъемность, т	Габаритные		
					наибольший наружный диаметр D		
					самой труболовки	с центрирующим приспособлением (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)	
						минимальный	максимальный
	насосно-компрессорные трубы условного диаметра, мм	внутри эксплуатационных колонн условного диаметра, мм					
ТВМ60-2-108 (без блокирующего механизма)	60	114 и более	2	25	92	108	242
ТВМ73-1-92 (с блокирующим механизмом)	73	114	5—6	40	92	—	—
ТВМ73-2-108 (без блокирующего механизма)	73	114 и более	5—6	40	92	114	136—242
ТВМ89-2-134 (без блокирующего механизма)	89	146 и более	7	60	110	134	242
ТВМ114-1-132 (с блокирующим механизмом)	114	168	10	90	132	—	—
ТВМ114-1-132 (без блокирующего механизма)	114	168 и более	10	90	132	168	236

ица I.91

труболовок механического действия ТВМ

размеры, мм			Масса (теоретическая), кг			Примечания
длина L			самой труболовки	с центрирующим приспособлением (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)		
самой труболовки	с центрирующим приспособлением (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны)					
	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная	
1200	1540	1600	34,0	65,0	75,0	В 114-мм колонне применяется без центрирующего приспособления
1513	—	—	58,5	—	—	Применяется без центрирующего приспособления
1120	1690	2075	38,0	69,0	93,0	Применяется с центрирующим приспособлением
1470	2190	2250	53,0	115,0	125,0	В 146-мм колонне применяется без центрирующего приспособления
2322	—	—	166,0	—	—	Применяется без центрирующего приспособления
1762	2062	2152	120,0	226,0	241,3	В 194-мм колонне и более применяется с центрирующим приспособлением

Таблица I.92

Техническая характеристика наружных труболовок

Шифр труболовки	Объект ловли	Пространство ловли	Грузоподъемность, т	Размеры, мм					Масса теоретическая, кг		
				Наибольший наружный диаметр D			Длина L				
				труболовки	центрирующей воронки		с центрирующей воронкой		труболовки	с центрирующей воронкой	
					минимальный	максимальный	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная
	насосно-компрессорные трубы условного диаметра, мм	внутри эксплуатационных колонн условного диаметра, мм									
1 ТНМ 73-146	(гладкие, за тело трубы) 73 (гладкие, за тело и муфту трубы) 60	146—273	40	116	116	242	1654	1762	76,0	81,0	99,5
1 ТНО 89-168	(гладкие, за тело трубы) 89 (гладкие, за муфту трубы) 73	168—273	40	136	138	242	1903	2050	122,2	127,4	137,0

Примечание. Центрирующие воронки диаметрами 116 и 138 мм выпускаются одинаковой длины.

Техническая характеристика труболовки ТВМ-114-3-95

Грузоподъемность, т	90
Габаритные размеры, мм	
максимальный диаметр (по пружинам)	120
диаметр механизма захвата (при сомкнутом положении плашек)	95
длина труболовки	1842
Масса, кг	73

До ловильных работ по ускоренной технологии следует промыть внутреннюю полость труб. Труболовку спускают в скважину в исходном положении подвижных деталей (см. рис. I.76, *б*) на комбинированной колонне бурильных труб диаметром 73×89 мм с левым направлением резьбы. Не доводя труболовку до верхнего конца аварийных труб, спуск замедляют, осторожно при промывке труб вводят труболовку в ловимые трубы и медленно продолжают спуск до намеченной глубины.

Затем дают небольшую натяжку инструменту; при этом под действием радиальных сил, возникающих вследствие расклинивающего действия наклонных плоскостей корпуса труболовки, плашки, перемещаясь в радиальном направлении, врезаются зубьями в стенки аварийных труб и захватывают их.

При отвинчивании аварийных труб (если их не удается извлечь целой колонной) натяжка инструмента по индикатору массы должна несколько превышать массу труб, расположенных выше труболовки.

При невозможности извлечь или отвинтить аварийные трубы труболовку освобождают. Для этого инструмент опускают, действие массы колонны бурильных труб передается на труболовку, благодаря чему плашки отрываются от стенок ловимых труб, входят в труболовку и предварительно освобождают ее от захвата.

Затем, не поднимая инструмент, вращают его против часовой стрелки и медленно опускают. При этом в том же направлении (вместе с корпусом механизма освобождения и с плашками) вращается корпус труболовки, а фиксатор, удерживаемый от вращения (ввиду его связанности с направляющей фиксатора), посредством своей шпонки начинает перемещаться вверх по труболовке до полного отвинчивания. Бурт фиксатора при этом будет препятствовать перемещению плашкодержателя вместе с плашками вниз, в результате чего труболовка полностью освободится.

Наружные освобождающиеся торцевые труболовки 1ТНО-89-168 и 1ТНМ 73-146 (табл. I.92) по конструкции одинаковы, за исключением размеров деталей и их назначения.

Труболовка 1ТНО 89-168 предназначена для извлечения целой колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм за наружную поверхность муфты или за наружную поверхность верхнего (безмуфтового) конца колонны 89-мм колонны труб или по частям в эксплуатационных колоннах диаметром 168 мм и более.

Труболовку освобождают механическим путем, вращением против часовой стрелки, если аварийные насосно-компрессорные трубы извлечь не удалось.

Труболовка (рис. I.77) состоит из механизмов захвата и освобождения, а также входящих в общую сборку деталей.

Механизм захвата состоит из корпуса труболовки, четырех плашек, плашкодержателей, специального переводника и других деталей.

Механизм освобождения состоит из упорного винта, гайки-фиксатора, специального упора и других деталей.

Корпус труболовки *4* одновременно является корпусом механизма захвата и представляет собой полое сварное тело вращения специальной формы. Верхний конец этого корпуса имеет внутреннюю резьбу левого направления, соответствующую резьбе бурильных 114-мм труб, в которую ввинчивается переводник *1*. На этом же конце нарезана цилиндрическая резьба, в которую ввинчивается специальный упор *2*, ниже резьбы сделаны четыре паза под выступы гайки-фиксатора *5* механизма освобождения.

Упор *2* предназначен для ограничения перемещения упорного винта *6* механизма освобождения вверх и состоит из нижней части упора и патрубка, при-

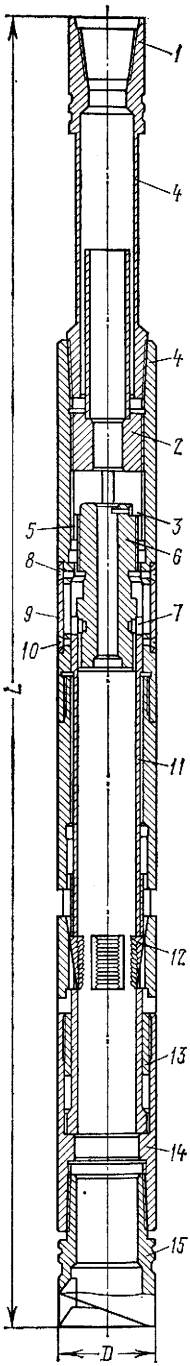


Рис. I.77. Наружная освобождающаяся торцовая труболовка 1ТНО-89-168:

1 — переводник; *2* — упор; *3* — винт-ограничитель; *4* — корпус; *5* — гайка-фиксатор; *6* — упорный винт; *7* — специальный винт; *8, 10* — винты; *9* — планка; *11* — плашкодержатель; *12* — плашка; *13* — стопорный винт; *14* — переводник; *15* — воронка

варенных один к другому. Нижний конец корпуса снабжен цилиндрической резьбой левого направления, через которую к корпусу посредством специального переводника *14* привинчивается воронка *15*. В стенках нижней части корпуса с наклонным плоским дном сделаны четыре паза, по которым свободно перемещаются захватные плашки *12*, вмонтированные в окна плашкодержателя *11*.

С внутренней стороны плашки имеют зубья, которыми они врезаются в тело или муфту ловимой трубы, а с тыльной — наклонные поверхности, которыми они скользят по наклонным плоскостям пазов корпуса.

Перемещение плашек вниз ограничивается упором нижнего торца плашкодержателя *11* в кольцевой уступ переводника *14*, а вверх — упором верхнего торца упорного винта *6* механизма освобождения. Таким образом, упорный винт свободно может вращаться в плашкодержателе.

Упорный винт *6* механизма освобождения имеет на верхнем конце трапецеидальную резьбу левого направления, на нижнем — радиально расположенные зубья. В средней части винта сделаны канавки под выступы плашкодержателя *11* и специальные винты *7*. В верхний конец упорного винта сбоку ввинчен винт-ограничитель *3*, одним концом входящий в центральное отверстие упорного винта, другим — выступающий наружу. На упорный винт также навинчена гайка-фиксатор *5* механизма освобождения, имеющая снаружи четыре выступа, которые входят в продольные пазы корпуса труболовки *4*. Эта гайка вместе с упорным винтом может перемещаться вдоль оси корпуса труболовки на длину хода плашек и вращаться с корпусом относительно упорного винта.

В комплект труболовки входят два упорных винта *6* — длинный и короткий. Первый из них применяется при ловле труб за муфту, второй — за тело. Длинный винт ограничивает прохождение муфты аварийной трубы выше плашек.

В собранном виде труболовку спускают в скважину на бурильных 89-мм трубах с левым направлением резьбы. Не доводя труболовку до верхнего конца аварийных труб, спуск замедляют и осторожно накрывают ею их верхний конец. Затем инструмент приподнимают на 1,0—1,5 м, вращая против часовой стрелки, затем спускают вниз, заводя, таким образом, конец аварийных труб внутрь труболовки.

После ввода аварийных труб в труболовку для их захвата дают натяжку инструменту. В это время плашки, скользя по наклонным поверхностям пазов корпуса вниз, своими зубьями врезаются в тело трубы или муфты.

Труболовку освобождают от захватного механизма, если не удается извлечь колонну аварийных труб целиком или по частям. Процесс освобождения данной труболовки аналогичен предыдущим, но имеет некоторые особенности.

Для фиксации плашек в освобожденном положении, не поднимая инструмент, вращают его с труболовкой против часовой стрелки примерно на 20 оборотов. При этом корпус и связанные с ним плашкодержатель, плашки, гайка-фиксатор, переводник, упор и воронка будут вращаться относительно неподвижных аварийных труб и упорного винта. Неподвижность упорного винта обеспечивается за счет врезания в торец ловимых труб зубьев, сделанных на нижнем торце упорного винта, под действием части массы инструмента, передаваемой упорному винту через его верхний торец и нижний торец упора *2*.

В процессе вращения гайка-фиксатор перемещается вниз до тех пор, пока полностью не выйдет из зацепления с упорным винтом и не станет в крайнем нижнем положении. Гайка-фиксатор, выйдя из зацепления с упорным винтом, своим нижним торцом и выступами упирается в заплечик корпуса, а верхним — удерживает винт (и связанные с ним плашкодержатель и плашки) в крайнем верхнем положении, не препятствуя при этом дальнейшему вращению корпуса и связанных с ним деталей относительно неподвижных аварийных труб и упорного винта. Зафиксировав плашки и плашкодержатель указанным способом, можно поднимать освобожденную труболовку.

Освобождающийся метчик-калибр МКО1-114×168 предназначен для ловли и извлечения из скважины аварийных насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм целой колонной захватом за муфту или по частям в эксплуатационной 168-мм колонне.

Корпус метчика-калибра *1* (рис. I.78) представляет собой стальной стержень, имеющий на верхнем конце резьбу левого направления замка бурильных 89-мм труб, при помощи которой метчик-калибр присоединяется к последним. На нижнем конце корпуса нарезана резьба под наконечник *3*, а выше сделаны три на-

Таблица I.93

Техническая характеристика метчиков-калибров МКО

Шифр метчика-калибра	Условный диаметр колонны, в которой производится ловля, мм	Условный диаметр ловимых труб, мм	Грузоподъемность, т	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса, кг	Примечания
					максимальный диаметр	общая длина		
МКО1-89×146	146	89	50	Замковая З-88	120	350	10,6	В 168-мм колоннах и более применяется с центрирующим устройством
МКО1-114×168	168	114	60	Замковая З-88	132	420	14,0	В 219-мм колоннах и более применяется с центрирующим устройством
МКО1-168×219	245	168	100	Замковая З-117	185	480	36,8	

клонных паза с выступами посередине. Внутри корпуса метчика-калибра сделано сквозное продольное отверстие для прохода промывочной жидкости.

В пазы корпуса вставлены плашки *2*, имеющие на наклонной тыльной части пазы, соответствующие по форме и размерам выступу наклонных пазов корпуса.

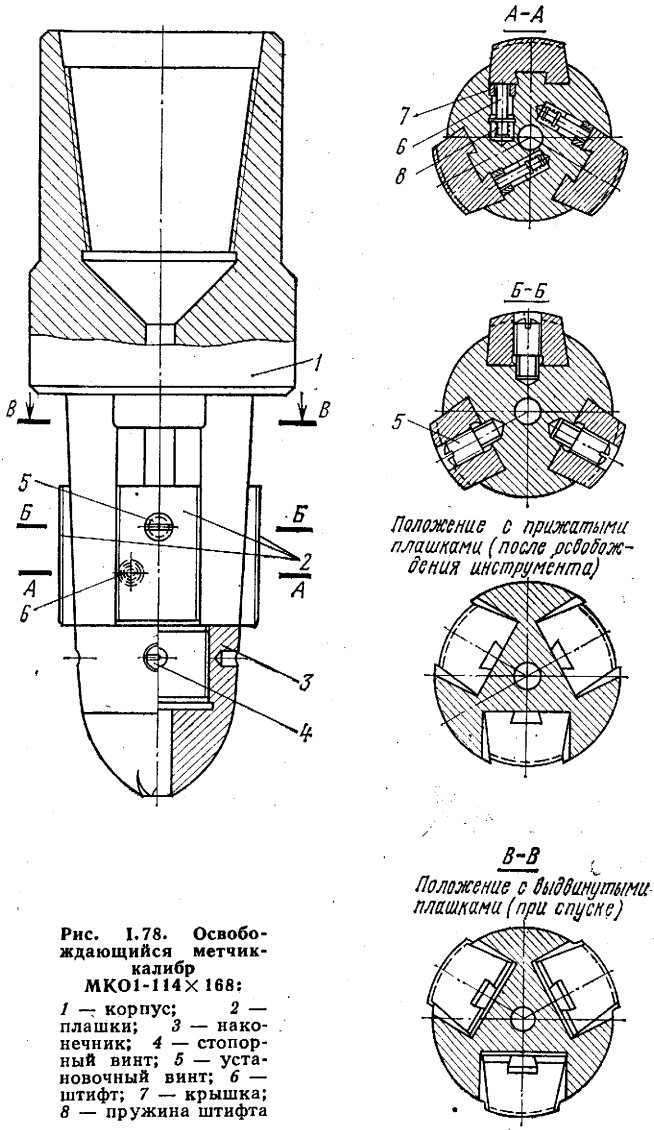


Рис. I.78. Освобождающийся метчик-калибр МКО1-114×168:

1 — корпус; *2* — плашки; *3* — наконечник; *4* — стопорный винт; *5* — установочный винт; *6* — штифт; *7* — крышка; *8* — пружина штифта

Снаружи плашки снабжены специальной нарезкой левого направления, соответствующей по профилю резьбе ловимых труб. Снизу плашки упираются о торец наконечника *3*, навинченного на корпус метчика-калибра. Нижний конец наконечника имеет обтекаемую форму, что облегчает ввод метчика в муфту аварийной трубы.

В крайнем нижнем (рабочем) положении плашки удерживаются от самопроизвольного перемещения вверх при помощи установочных винтов *5*. В глухих отверстиях корпуса метчика-калибра под плашками установлены подпружиненные штифты *6*.

АзИНМАШем разработаны аналогичные освобождающиеся метчики-калибры для ловли за муфту аварийных насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм и эксплуатационной 168-мм колонны, техническая характеристика которых приведена в табл. I.93.

Ввод в аварийные трубы метчика-калибра осуществляют так же, как и труболовок. При вращении метчика-калибра против часовой стрелки внутри муфты аварийной трубы нарезается резьба и, таким образом, метчик-калибр прочно соединяется с последней. После этого извлекают трубы или отвинчивают муфту.

Метчик-калибр освобождают от захвата, если извлечь трубы или отвинтить муфту не удается. В этих целях резко разгружают инструмент, благодаря чему под действием массы бурильных труб винты *5* срезаются, корпус метчика-калибра перемещается вниз (по отношению к плашкам). Последние, двигаясь в радиальном направлении к центру, освобождают метчик-калибр от захватного механизма. После перемещения корпуса вниз (по отношению к плашкам) подпружиненные штифты *6*, освободившиеся от препятствия тыльной части плашек, под действием пружин *8* выходят наружу и тем самым препятствуют дальнейшему перемещению плашек вниз. Освобожденный таким образом метчик-калибр поднимают из скважины.

Инструменты для ловли и извлечения из скважин насосных штанг, тартального каната, каротажного кабеля, желонки и мелких предметов

Нешарнирные удочки УО1-168, УК1-168, УООП1-168 и УОП1-168 предназначены для ловли и извлечения из скважин тартальных канатов диаметром 19 мм и менее, а также каротажных кабелей диаметрами не более 22 мм.

Удочки (рис. I.79) представляют собой стержни *3* круглого сечения с приваренными крючками *4* специальной формы. На верхнем конце стержня нарезана резьба левого направления для ввинчивания переводной муфты *1*, имеющей резьбу замка бурильных 89-мм труб для ввинчивания удочки к последним. На нижний конец переводной муфты навинчивается воронка *2*, служащая направлением и одновременно ограничителем входа стержня в клубок спутанного каната или кабеля.

Каждая из указанных удочек имеет свои отличительные особенности, связанные со специфичными условиями ловли.

Однорогая удочка УО1-168 снабжена четырьмя крючками, расположенными на едином стержне с разных его сторон и на различной высоте.

Однорогая удочка УОП1-168 снабжена двумя крючками, расположенными диаметрально противоположно. Внутри стержня имеется сквозное отверстие для прохождения промывочной жидкости.

Однорогая односторонняя удочка УООП1-168 снабжена двумя крючками, расположенными с одной стороны стержня на разной высоте. Эта удочка имеет сквозное отверстие в стержне для циркуляции промывочной жидкости.

АзИНМАШем разработаны аналогичные конструкции удочек для производства ловильных работ в эксплуатационных колоннах различного диаметра. Их техническая характеристика приведена в табл. I.94.

Шарнирная удочка УШ1-168 (рис. I.79) представляет собой цельнокованый стержень *3* круглого сечения, на верхнем утолщенном конце которого нарезана резьба для ввинчивания в переводник *1*. На верхнем конце этого переводника нарезана замковая резьба бурильных труб для присоединения удочки к колонне бурильных труб, а на нижний его конец навинчена воронка *2*.

В теле стержня на различном расстоянии друг от друга сделаны прорези, в которые вставлены шарнирные крючки *7*, соединенные со стержнем при помощи пальцев *6*. Над каждым крючком укреплена пластинчатая пружина *5*, служащая для отбрасывания крючков в крайнее нижнее положение.

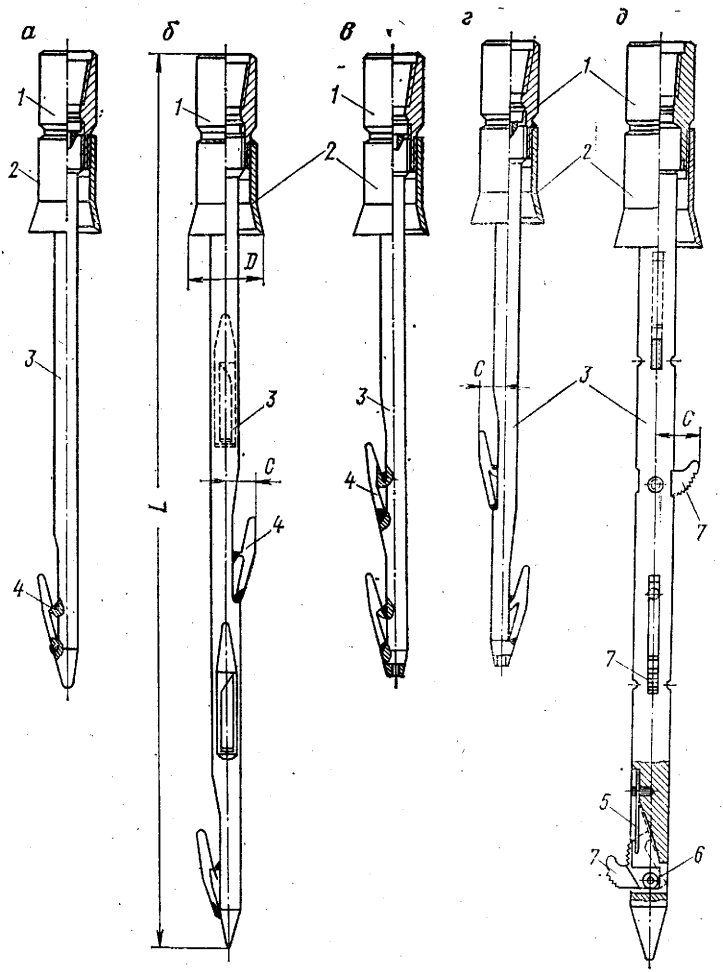


Рис. I.79. Удочки:
а — удочка-крючок УК1-168; *б* — удочка УО1-168; *в* — удочка УООП1-168; *г* — удочка УОП1-168; *д* — шарнирная удочка УШ1-168

Крючки *7*, поворачиваясь на пальцах *6*, входят внутрь прорезей, облегчая тем самым ввод стержня в клубок спутанного аварийного каната или кабеля.

АзИНМАШем разработаны аналогичные шарнирные удочки для ловильных работ в скважинах различного диаметра, их техническая характеристика приведена в табл. I.95.

Комбинированный ловитель ЛКШТ-168 предназначен для ловли и извлечения из скважин насосных штанг всех диаметров как одиночных, так и расположенных в виде пучка (или в два—три ряда), а также насосно-компрес-

Таблица I.94

Техническая характеристика удочек

Шифр удочки	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	Грузоподъемность, т	Длина крючка *C*, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса (теоретическая), кг
					длина	диаметр	
УК1-146	146	25	42,5	З-76	1400	113	27,0
УК1-168	168	30	50,0	З-88	1600	138	33,0
УО1-146	146	25	42,5	З-76	1800	113	35,0
УО1-168	168	30	45,0	З-88	2000	138	40,0
УОП1-146	146	25	42,5	З-76	1300	113	24,0
УОП1-168	168	30	50,0	З-88	1200	138	28,7
УООП1-146	146	25	42,5	З-76	1300	113	24,0
УООП1-168	168	30	50,0	З-88	1200	138	28,7

сорных труб диаметрами 48,60 и 73 мм, спущенных в эксплуатационную колонну диаметром 168 мм и более. Грузоподъемность ловителя — 45 т.

Ловитель (рис. I.80) состоит из четырех корпусов, свинченных между собой переводниками с конической резьбой, плашек, пружин, стаканов, клапана и других деталей.

Таблица I.95

Техническая характеристика шарнирных удочек УШ

Шифр удочки	Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	Грузоподъемность, т	Форма сечения стержня	Диаметр стержня или диагональ при квадратном сечении, мм	Длина максимального вылета крючка *C*, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса, кг
							длина	диаметр	
УШ1-114	114	20	Квадратная	55	47,0	З-76	1290	95	23
УШ1-146	146	25	Квадратная	70	56,5	З-76	1360	113	34
УШ1-168	168	30	Круглая	55	68,0	З-88	1600	138	37
УШ1-219	219	40	Круглая	80	90,0	З-88	1775	190	66

В корпусе *1* клапана располагаются в проушинах стакана *6* два зажима *4*, имеющие специальные гребенчатые нарезы для захвата аварийных штанг. Положение стакана *6* фиксируется в корпусе винтами *5*. Зажимы *4* свободно поворачиваются на осях *3*, обеспечивая необходимые отклонения для пропуска внутрь ловителя конца аварийных штанг за счет отжатия пружины *2*. При их помощи зажимы поджимаются к ловимым штангам, а также возвращаются в исходное положение.

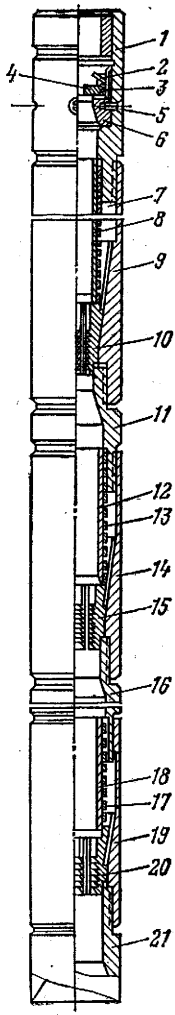


Рис. I.80. Комбинированный ловитель ЛКШТ-168

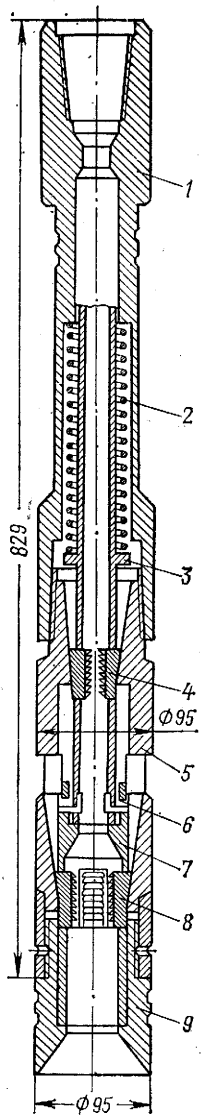


Рис. I.81. Комбинированный ловитель ЛКШ-114

Корпус клапана снабжен присоединительной резьбой левого направления, рассчитанной под 114-мм бурильную трубу. Нижний *19* и средние *9* и *14* корпусы конструктивно почти не отличаются друг от друга. В каждый корпус вставлены по три плашки (*10*, *15*, *20*), имеющие на захватывающей части острые гребенчатые нарезы, а на конической тыльной части — выступы, которые входят в соответствующие пазы корпусов. Сверху на торцах плашек установлены стаканы *7*, *12* и *18*, служащие направлением для цилиндрических винтовых пружин *8*, *13* и *17* прямоугольного сечения.

Пружины предварительно поджимаются при свинчивании корпусов ловителя между собой. Причем в средних и нижнем корпусах поджатие пружин осуществляется переводниками *11* и *16*. С нижним корпусом соединяется воронка *21* с вырезом, служащая для направления ловимых штанг и труб внутрь ловителя.

Ловитель в собранном виде спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Причем диаметр первой трубы, свинченной непосредственно с ловителем, равен 114 мм. Не доводя ловитель до верхнего конца штанг, спуск замедляют и в случае необходимости промывают скважину, вращая инструмент. При этом концы одиночных штанг свободно проходят через все корпусы ловителя, входят в клапан, откидывают зажимы и входят внутрь бурильных труб. Зажимы под действием силы пружины и собственной массы возвращаются в исходное положение и своими насечками захватывают штанги за тело или за муфту.

Одновременно остальные аварийные штанги (расположенные в несколько рядов в колонне), раздвигая плашки, проходят в нижний и верхний корпусы ловителя, насколько это позволяют проходные отверстия последних. Затем ловитель поднимают; при этом плашки всех корпусов, спускаясь вниз, захватывают штанги либо трубы соответствующих размеров, вошедшие в корпусы.

Комбинированный ловитель ЛКШ-114 предназначен для извлечения аварийных штанг из скважин с диаметром эксплуатационных колонн 114 мм. При этом ловля может быть осуществлена:

а) за тело или муфту штанг диаметрами 12, 16, 19 и 22 мм;

б) за верхний безмуфтовый конец недеформированных насосно-компрессорных труб диаметром 48 мм с гладкими концами.

Основное преимущество комбинированных ловителей — возможность ловли насосных штанг указанных размеров без замены плашек благодаря расположению в два яруса.

Комбинированный ловитель ЛКШ-114 грузоподъемностью 24 т (рис. I.81) состоит из корпуса *5*, двух комплектов плашек *4* и *8*, верхнего и нижнего плашкодержателей *3* и *7*, удлинителя корпуса *1*, воронки *9*, пружины *2*, соединительных винтов *6*.

В верхней и нижней частях корпуса *5* (на внутренней поверхности последнего) сделаны специальные наклонные пазы, в которых располагаются: сверху — плашки *4* для ловли штанг за тело, снизу — плашки *8* для ловли их за муфту.

Выполнение пазов в корпусе *5* в виде «ласточкина хвоста» позволяет плашкам, перемещаясь в осевом направлении, одновременно перемещаться и в радиальном, что обеспечивает их приближение к оси корпуса и захват аварийной штанги.

Принцип действия комбинированного ловителя ЛКШ-114 аналогичен предыдущему с той лишь разницей, что он спускается в скважины на 73-мм бурильных трубах с левым направлением резьбы.

Модернизированный ловитель штанг ЛШПМ2 предназначен для ловли и извлечения из насосно-компрессорных труб оборвавшихся или отвинтившихся (но не прихваченных) насосных штанг.

Корпус ловителя, изготовленный из толстостенной трубы, имеет продольный наклонный вырез с вертикальным участком. К нижней части корпуса на резьбе присоединяется стакан, который стопорится винтом. В тыльной стороне корпуса вырезано окно в соответствии с шириной вилки, имеющей подковообразную форму. Последняя шарнирно соединена с нижней частью окна корпуса. Планка, приваренная к тыльной поверхности корпуса, защищает шарнирное соединение от ударов о стыки насосных труб. К корпусу ловителя прикреплена пластинчатая пружина, предназначенная для принудительного поворота вилки вниз при ловильных работах. К верхней части корпуса приварен штанговый наконечник,

предварительно закрепленный заклепками. Конфигурация и размеры вилки соответствуют форме и размерам шейки штанг.

В зависимости от размера ловимой штанги каждый ловитель снабжается сменными вилками. При ловле штанг внутри насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм стакан отсутствует.

Указанный ловитель спускают в скважину на насосных штангах. При этом верхний конец аварийных штанг поднимает вилку и свободно проходит через механизм захвата.

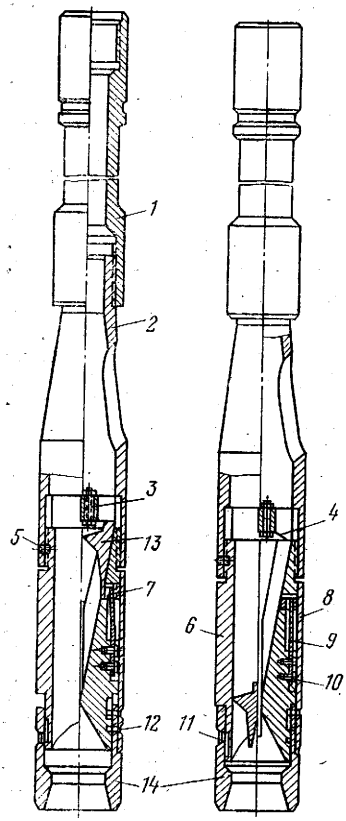


Рис. I.82. Канаторезка 2Кр 19×146

Спуск ловителя продолжают до тех пор, пока мимо вилки не пройдет муфтовое соединение ловимых штанг. После этого вилка под действием собственной массы и силы пружины поворачивается и при подъеме ловителя принимает горизонтальное положение. При дальнейшем подъеме ловителя заплечик головки ловимых штанг упирается в вилку, после чего аварийные штанги могут быть подняты на поверхность.

Основное преимущество такого ловителя — простота конструкции и возможность ловли и извлечения штанг из насосных труб, независимо от того, произошел их обрыв или отвинчивание. К недостаткам его следует отнести небольшую грузоподъемность. Кроме того, штанголовитель указанной конструкции не обеспечивает ловлю штанг за тело.

Техническая характеристика штанголовителей ЛШПМ приведена в табл. I.96.

Канаторезка 2Кр 19×146 предназначена для резки тартального каната и каротажного кабеля диаметром не более 19 мм в 146-мм эксплуатационной колонне.

Канаторезка (рис. I.82) состоит из механизмов резания каната и фиксации ножа.

Две половины корпуса канаторезки *6* сварены между собой. При этом в корпусе предусмотрен сквозной канал квадратного сечения, расположенный эксцентрично относительно его оси. Одна сторона квадратного канала в верхней части углублена и выполнена в виде наклонного паза (в форме «ласточкина хвоста»), по которому скользит нож *13*.

Корпус *6* наружной цилиндрической резьбой соединен с направляющим удлинителем *2* и закреплен винтами *5*. Нижняя часть корпуса имеет конусную выборку, обеспечивающую плавный вход каната или кабеля в квадратный канал. На наружной поверхности корпуса сделан продольный паз с профилем «ласточкин хвост» для планки *8* и радиально расположенное отверстие под фиксатор ножа *7*.

На боковой поверхности корпуса (в нижней части) сделаны два паза прямоугольного сечения, в которые вставляется пружина фиксатора *9*, закрепляемая винтами *10*. Нож *7* сложной конфигурации, изготовляется он из высокоуглеродистой стали и подвергается термообработке. Тыльная часть его выполнена в виде выступа с профилем «ласточкин хвост» и имеет наклонную опорную поверхность. Для предотвращения трения каната об нож и устранения тем самым преждевременного затупления ножа на верхнем торце корпуса крепится упор *3* с пружиной *4*.

Таблица I.96

Техническая характеристика штанголовителей ЛШПМ

Шифр штанголовителя	Условный диаметр ловимых насосных штанг, мм	Условный диаметр колонны насосно-компрессорных труб, в которой производится ловля, мм	Грузоподъемность, т	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
				диаметр	длина	
ЛШПМ2-73	16; 19	73	4,0	56	1820	7,1
ЛШПМ2-89	16; 19; 22	89	5,5	68	1950	12,0
ЛШПМ2-114	22,25	114	9,0	93	2000	18,0

Направляющий удлинитель *2* с боковым удлиненным отверстием для пропуска каната в верхней части снабжен наружной резьбой бурильных труб диаметром 73 мм, в нижней — внутренней цилиндрической резьбой для навинчивания на корпус. На верхнюю часть направляющего удлинителя навинчивается переводник *1* для присоединения канаторезки к колонне насосно-компрессорных труб.

Механизм фиксации ножа состоит из опорного кольца *14*, четырех винтов, планки *8*, фиксатора *7* и пружины *9*.

В опорном кольце предусмотрены два отверстия, куда ввинчены установочные винты *11*, и прямоугольной формы продольный паз, в который вставляется планка *8*, закрепляемая винтами *12*.

Планка *8* на одном конце имеет одно отверстие под выход фиксатора *7*, на другом — два отверстия под винты *12* для крепления к опорному кольцу *14*.

Фиксатор *7* — цилиндрическое тело вращения со сквозными окнами на боковых поверхностях и с коническим уступом, на который концом опирается плоская пружина *9*. Концы фиксатора разновременно входят: один — в полость корпуса, удерживая нож в верхнем положении, другой — в соответствующее отверстие планки *8*, куда она передвигается при посадке канаторезки на дужку желонки.

Канаторезку с ножом в исходном положении спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, предварительно пропустив канат внутрь канаторезки через нижнюю часть отверстия, выводя его наружу через окно в направляющем удлинителе.

Свободный конец подлежащего резке каната закрепляют на лебедке и, дав небольшую натяжку, спускают канаторезку до подхода ее к дужке желонки. При сжимающей нагрузке на канаторезку винт *12* срезается. Корпус вместе с присоединенным к нему направляющим удлинителем *2* и колонной труб движется относительно опорного кольца *14* и планки *8* вниз до упора нижнего торца корпуса в верхний торец опорного кольца. При этом фиксатор ножа *7* под действием силы пружины *9* своим тонким концом входит в отверстие планки *8*, одновременно позволяя ножу двигаться под действием силы пружины *4* и собственной массы вниз по пазу.

Не поднимая канаторезку вверх, дают небольшое натяжение канату и в таком положении канаторезку поднимают. При этом нож *13* под действием сил трения между его острием и канатом остается на месте, а корпус своим наклонным пазом давит и перемещает нож в радиальном направлении и тем самым режет канат или кабель. Канат (кабель) поднимают на поверхность, навивая на барабан лебедки. После этого поднимают канаторезку.

Для последующей работы срезанный винт следует заменить и установить детали канаторезки в исходное положение.

Райберы и фрезеры

Конусный райбер РК-1 предназначен для фрезерования внутренней поверхности верхнего поврежденного конца оставшихся в скважине насосно-компрессорных труб.

Райбер (рис. I.83, табл. I.97) — тело с цилиндрическими и коническими участками, с зубьями на их поверхности и сквозным отверстием для прохода промывочной жидкости. В верхней части райбер снабжен замковой резьбой для присоединения к бурильным трубам.

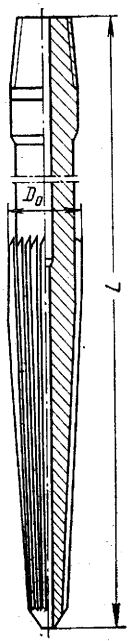


Рис. I.83. Конусный райбер РК-1

Длина конусной части райбера обеспечивает фрезерование поврежденной трубы для последующего спуска внутренней труболовки на глубину не менее 0,5 м.

Райберы как с правым, так и с левым направлениями резьбы и зубьев изготавливают из стали

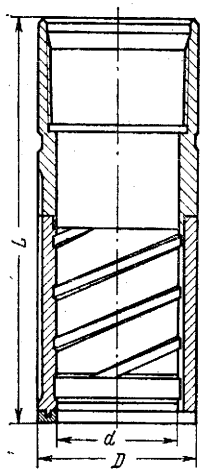


Рис. I.84. Режуще-истирающий кольцевой фрезер ФК

марки 20Х и подвергают термообработке — цементации зубьев на глубину 1,5—2,0 мм с последующими закалкой и отпуском на твердость НВ = 58—60.

Режуще-истирающие кольцевые фрезеры ФК (табл. I.98) предназначены для фрезерования, выравнивания и очистки кольцевого пространства между колонной прихваченных насосно-компрессорных и бурильных труб, а также деформированных насосных штанг в обсаженных скважинах.

Фрезер (рис. I.84) состоит из цилиндрического корпуса с равномерно расположенными противозаклинивающими каналами на наружной поверхности и

Таблица I.97

Техническая характеристика конусных райберов РК

Шифр райбера	Диаметр обрабатываемых НКТ, мм	Размеры, мм			Масса, кг
		присоединительная резьба	D_0	L	
РК1-60	73	З-76	60	940	14
РК1-75	89	З-76	75	1020	24
РК1-98	114	З-88	98	1050	35

Таблица I.98

Техническая характеристика режуще-истирающих кольцевых фрезеров ФК

Шифр фрезера	Условный диаметр колонны, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм			Масса, кг
			D	*d*	*L*	
ФК-90×61	114	З-73	90	61	300	8,0
ФК-95×74	114	—	95	74	160	4,0
ФК-104×75	127	З-89	104	75	300	10,0
ФК-112×82	140	—	112	82	180	7,0
ФК-118×89	140 и 146	З-102	118	89	320	12,5
ФК-124×96	146	—	124	96	180	7,0
ФК-136×102	168	З-114	136	102	350	17,5
ФК-140×110	168 и 178	З-127	140	110	350	16,0

рядом чередующихся пазов (направленных по винтовой линии и пересекающих промывочные каналы) — на внутренней. Нижний конец корпуса армирован дробленым металлокерамическим твердым сплавом.

Перед спуском в скважину фрезер соединяют с приемной трубой сваркой или посредством резьбы бурильных труб. Эту трубу свинчивают с колонной бурильных труб; она выполняет функции приемника, внутрь которого входит офрезерованная насосно-компрессорная труба или другой аварийный предмет. Труба-приемник изготовляется из бурильной трубы с таким расчетом, чтобы ее внутренний диаметр был не меньше внутреннего диаметра фрезера.

Для обеспечения нормального режима работы осевая нагрузка в начальный период фрезерования не должна превышать 0,5 тс при частоте вращения ротора 60—80 об/мин и подаче промывочного насоса не менее 10 л/с. Фрезеры изготовляют с присоединительными резьбами правого или левого направлений и винтовыми канавками.

Режуще-истирающиеся фрезеры ФЗ (табл. I.99) предназначены для сплошного фрезерования аварийных труб, штанг и других метал-

Таблица I.99

Техническая характеристика режуще-истирающих фрезеров ФЗ

Шифр фрезера	Условный диаметр колонны, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса, кг
			диаметр *D*	длина *L*	
ФЗ-90	114	З-62	90	210	8,2
ФЗ-95			95		9,0
ФЗ-104	127	З-76	104	215	11,0
ФЗ-115	140		115	220	12,0
ФЗ-118	146		118		13,5
ФЗ-135	168	З-88	135	230	16,5
ФЗ-140	168 и 178		140		17,5
ФЗ-150			150		19,0

лических предметов в эксплуатационных колоннах и для очистки их от последних до требуемых интервалов.

Фрезер (рис. I.85) состоит из цилиндрического корпуса с резьбой на верхнем конце для присоединения к бурильным трубам; нижний конец фрезера армируется дробленым металлокерамическим твердым сплавом, а в его торце предусмотрены отверстия для прохода промывочной жидкости в зону фрезерования.

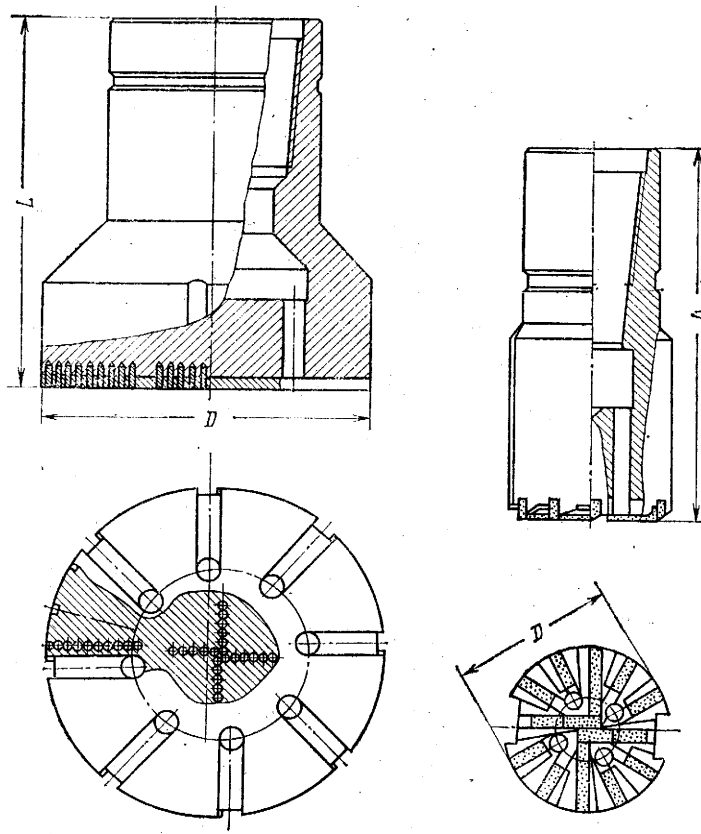


Рис. I.85. Режуще-истирающий фрезер ФЗ

Рис. I.86. Забойный фрезер ФЗЭ

Нормальная работа фрезера в начальный период обеспечивается при осевой нагрузке не более 0,5 тс с равномерным повышением до 3—10 тс, при частоте вращения вала ротора 60—90 об/мин и подаче промывочного насоса не менее 12 л/с.

Фрезеры изготавливают с резьбами правого или левого направления.

Забойный фрезер ФЗЭ (табл. I.100) предназначен для тех же целей, что и фрезер ФЗ, но по сравнению с ним более эффективен при фрезеровании легкосплавных труб.

Нижний торец фрезера (рис. I.86) снабжен режущими зубьями и отверстиями для подачи промывочной жидкости в зону фрезерования, а в верхней части — присоединительной внутренней замковой резьбой для присоединения фрезера

к бурильной колонне. В зубья фрезера (радиальные пазы) вмонтированы твердосплавные пластины. Режущие кромки зубьев расположены по оси. Для предохранения внутренней поверхности обсадной колонны от истирания все периферийные режущие кромки зубьев фрезера утоплены в корпусе и заплавлены латунью. В корпусе фрезера предусмотрены сквозные стружкоотводящие противозаклинивающие каналы.

Нормальная работа фрезера обеспечивается при осевой нагрузке в начальный период фрезерования не более 0,5 тс с равномерным повышением до 2,5—3,0 тс при частоте вращения ротора 60—90 об/мин и подаче промывочного насоса не менее 12 л/с.

Фрезеры изготовляют с присоединительными резьбами и зубьями правого и левого направлений. Зубья фрезера могут быть реставрированы один раз.

Колонные конусные фрезеры ФКК (рис. I.87, табл. I.101) предназначены для выравнивания и расширения суженного участка обсадных колонн, а также для очистки внутренней поверхности эксплуатационных колонн от цементной корки и продуктов коррозии. Цилиндрическая, коническая и нижняя торцовая части фрезера оснащены режущими зубьями, представляющими собой пазы с вмонтированными в них твердосплавными пластинами. В верхней части (по внутренней поверхности фрезера) нарезана замковая резьба для присоединения к колонне бурильных труб. Фрезер снабжен боковыми промывочными отверстиями, расположенными под углом к оси инструмента.

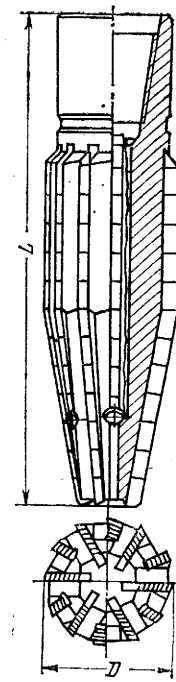


Рис. I.87. Колонный конусный фрезер ФКК

Таблица I.100

Техническая характеристика забойных фрезеров ФЗЭ

Шифр фрезера	Условный диаметр колонны обсадных труб, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса, кг
			D	L	
ФЗЭ-90	114	З-62	90	230	8,5
ФЗЭ-102	127		102		9,5
ФЗЭ-110	140	З-76	110	250	11,5
ФЗЭ-115			115		12,5
ФЗЭ-120	146		120		13,5
ФЗЭ-125			125		14,5
ФЗЭ-135	168	З-88	135	260	18,0
ФЗЭ-140			140		19,0
ФЗЭ-145			145		20,3
ФЗЭ-150	168; 178	З-101	150	290	26,0
ФЗЭ-160	194		160		27,5

Таблица 1.101

Техническая характеристика колонных конусных фрезеров ФКК

Шифр фрезера	Условный диаметр колонны обсадных труб, мм	Присоединительная резьба	Размеры, мм		Масса, кг
			диаметр D	длина L	
ФКК-93	114	З-62	93,3	350	12
ФКК-97			97,3	352	15
ФКК-106	127	З-76	106,0	373	17
ФКК-115	140		114,7	428	21
ФКК-121	146		120,7	431	24
ФКК-127		З-88	127,0	428	27
ФКК-137	168		137,3	430	37
ФКК-143			143,3	460	40
ФКК-149		З-101	149,3	475	45

ПАКЕРЫ

Пакеры (табл. 1.102) — специальные устройства, предназначенные для надежного разобщения отдельных участков ствола скважины друг от друга.

Пакеры широко применяют при различных ремонтных работах, проводимых непосредственно в скважинах, при осуществлении мероприятий по воздействию

Таблица 1.102

Техническая характеристика пакеров ПВ-М, ПВ-М-Г и якорей ЯГ и ЯГМ

Шифр пакеров и якорей	Максимальная температура рабочей среды, °С	Максимальный перепад давления, кгс/см²	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
			наружный	проходного отверстия		
ПВ-М-118-500	100	500	118	48	790	24
ПВ-М-122-500			122			
ПВ-М-136-500			136	59	840	33
ПВ-М-140-500			140			
ПВ-М-К118-500	150	500	118			
ПВ-М-К122-500			122	48	790	24
ПВ-М-К136-500			136	59	840	33
ПВ-М-К140-500			140			
ПВ-М-Г-122-140	325	140	122	48	930	27
ПВ-М-Г-140-140			140	59	1030	35
ЯГ-118-500	150	500	118	52	600	32
ЯГ-138-500			138	70		40
ЯГМ-118-350	150	350	118	48	630	26
ЯГМ-136-350			136	59		39
ЯГМ-К118-350			118	48		26
ЯГМ-К136-350			136	59		39

на призабойную зону скважин, а также при совместно-раздельной эксплуатации последних (в том числе при нагнетании воды, газа, сжатого воздуха через ствол одной скважины в два-три пласта).

Основной уплотнительный элемент пакеров всех типов — специальная износоустойчивая резина, которая под воздействием внешних сил расширяется и, упираясь в стенки обсадных труб, разобщает между собой отдельные участки колонны.

По способу установки в колонне различают пакеры с опорой и без опоры на забой, а по способу создания давления (силы) на деформирующий уплотнительный элемент — механического и гидравлического действия.

На промыслах широко применяют пакеры различных конструкций.

Пакеры ПВ-М и ПВ-М-1 предназначены для разобщения различных участков обсадной колонны при ремонтных работах и при воздействии на призабойную зону скважин.

Шлипсовые узлы в пакерах имеют одинаковую конструкцию. Шлипсы одновременно служат фрикционными башмаками.

В пакерах ПВ-М применены резиновые уплотнительные элементы, а в пакерах ПВ-М-1 — резиновые и асбестовые уплотнительные элементы и алюминиевые защитные шайбы.

При спуске пакера в скважину шлипсы фиксируются в нижнем положении; их освобождают вращением насосно-компрессорных труб по часовой стрелке на $^1/_4$ оборота. При последующей подаче труб вниз шлипсы заклиниваются в обсадной колонне, а манжеты уплотняются. Пакеры освобождают натяжением колонны труб.

Якори ЯГ и ЯГМ (см. табл. I.102) предназначены для удержания пакеров на месте установки от смещения вверх при ремонтах и работах по воздействию на пласт.

В якорях ЯГ плашки ступенчатые, уплотненные в радиальных отверстиях корпуса резиновыми манжетами и снабженные пластинчатыми возвратными пружинами. Плашки выдвигаются под воздействием перепада давления.

Таблица I.103

Техническая характеристика пакеров ПНМШ, ПНГК и ПНГС

Показатели	Шифр пакера						
	ПНМШ-146-500	ПНМШ-168-500	ПНМШ-219-300	ПНГК-146-500	ПНГК-168-500	ПНГС-146-500	ПНГС-168-500
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	168	219	146	168	146	168
Максимальный перепад давления, кгс/см^2	500	500	300	500	500	500	500
Способ управления работой пакера	Механический, шлипсовый			Гидравлический с клапаном		Гидравлический	Самоуплотняющийся
Диаметр пакера, мм:							
по манжетам	118	138	192	118	138	118	138
по пружинам	142	166	250	—	—	142	166
Присоединительная резьба под трубы диаметром, мм	73	89	114	73	89	73	89
Длина, мм	1370	1390	1650	980	1060	850	900
Масса, кг	39	62	104	38	52	46	58

В якорях ЯГМ использованы шлипсы, установленные в направляющих пазах конуса и шлипсодержателя. Конус одновременно служит силовым гидроцилиндром и под действием перепада давления выдвигает шлипсы до контакта с обсадной колонной. При натяжении колонны насосно-компрессорных труб

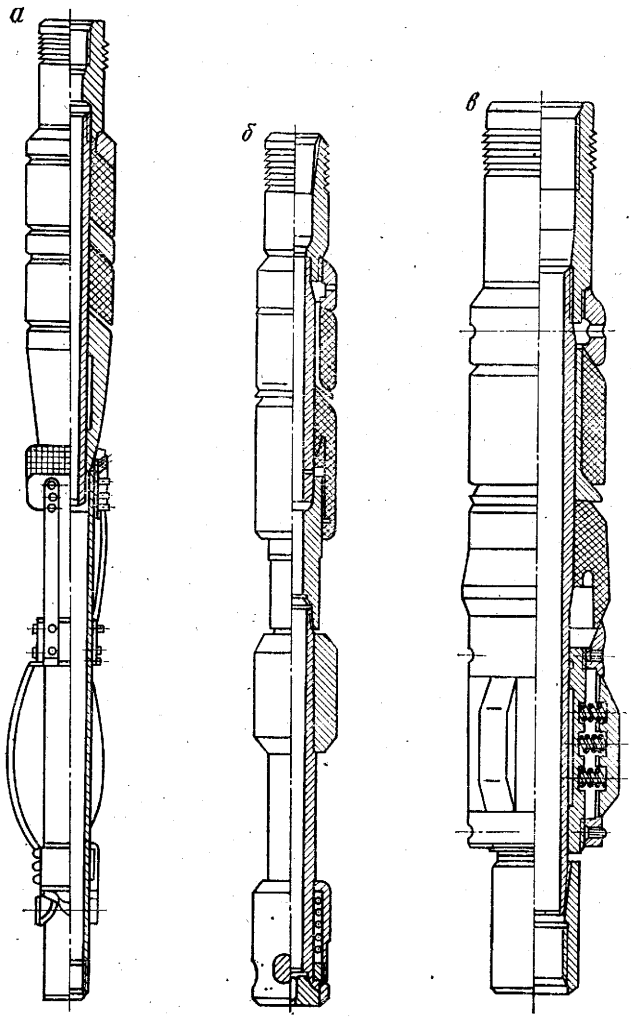


Рис. I.88. Пакеры для гидравлического разрыва пласта

конус возвращает шлипсы в исходное положение и облегчает снятие якоря с места установки.

Пакеры ПНМШ, ПНГК и ПНГС (табл. I.103) применяют при гидравлическом разрыве пласта. Спуск их в скважину осуществляется с якорями на насосно-компрессорных трубах. Устанавливают их в колонне на заданной глубине. Выпускают пакеры трех видов: шлипсовые, гидравлические и гидравлические самоуплотняющиеся.

Шлипсовый пакер ПНМШ (рис. I.88, *а*) состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца.

Таблица I.104

Техническая характеристика якорей

Показатели	Шифр якоря		
	ЯПГ-146-500	ЯПГ-168-500	ЯПГ-219-300
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	168	219
Допустимый перепад давления (не более), кгс/см²	500	500	300
Воспринимаемое усилие при допустимом перепаде давления, тс	90	120	120
Число плашек	12	16	8
Наибольший диаметр при опущенных плашках, мм	118	136	185
Длина, мм	810	904	1014
Масса, кг	33	43	90

Обсадная колонна герметизируется резиновыми уплотнительными манжетами под действием массы колонны насосно-компрессорных труб при опоре конуса на шлипсы пакера. Пакер поднимают через 2 ч по окончании гидравлического разрыва пласта и после снижения давления под ним.

Пакер гидравлический ПНГК (рис. I.88, *б*) состоит из головки, опорного кольца, ограничителя, верхней ограничительной манжеты, ее седла, штока, фонаря и клапана. Герметизация обсадной колонны достигается деформацией гидравлической манжеты под давлением жидкости для гидроразрыва.

Пакер гидравлический самоуплотняющийся ПНГС (рис. I.88, *в*) состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца. Обсадная колонна герметизируется самоуплотняющейся манжетой под давлением жидкости для гидроразрыва.

Якорь (рис. I.89, табл. I.104) состоит из корпуса, головки, плашки, патрубка, трубки, хвостовика, винта, предохранительной гайки и заглушки. В верхнюю часть корпуса ввинчена головка, заканчивающаяся резьбой муфты для присоединения к насосно-компрессорным трубам. К нижней части корпуса привинчен хвостовик с резьбой бурильных труб левого направления нарезки, соединяющий якорь с пакером. Внутри якоря расположен патрубок, предохраняющий резиновую трубку от разбухания. В корпус якоря вставляют восемь плашек. Плашки от выпадения предохраняются шпонками, которые крепятся к корпусу винтами.

Под действием перепада давления внутри и вне якоря резиновая трубка выдвигает плашки до упора о внутренние стенки обсадной колонны. Врезаясь острыми концами зубьев плашек в колонну, якорь воспринимает усилие, действующее на пакер. После снятия давления резиновая трубка принимает первоначальное положение и плашки свободно входят в корпус якоря.

Во избежание разрыва резиновой трубки не рекомендуется создавать давление в затрубном пространстве.

Промежуточный гидромеханический пакер ППГМ1 (рис. I.90, табл. I.105) предназначен для разобщения двух участков эксплуатационной колонны при обычной или раздельной эксплуатации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. Состоит он из уплотнительного, заякоривающего, клапанного устройств и гидропривода.

Пакер спускают в скважину на заданную глубину на колонне насосно-компрессорных труб. Посадку его производят гидромеханическим способом.

С целью создания упора для сжатия уплотнительных манжет проходное отверстие пакера перекрывают сбрасыванием шарика. При этом создается давле-

ние в колонне НКТ, винты срезаются, поршень передвигает плашки по конусу и пакер с помощью якоря укрепляется в колонне труб («заякоривается»). При последующем спуске колонны НКТ под действием их массы герметично разобщается часть колонны выше и ниже пакера. Дальнейшее увеличение давления приводит к срезу винтов клапанного устройства, в результате чего седло с ша-

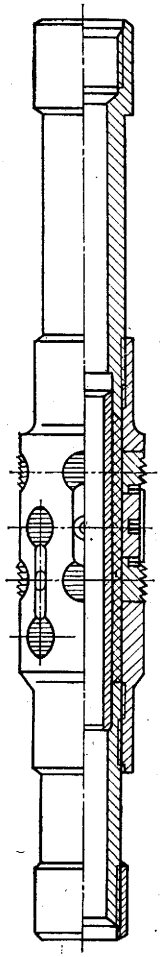


Рис. I.89. Якорь плашечный

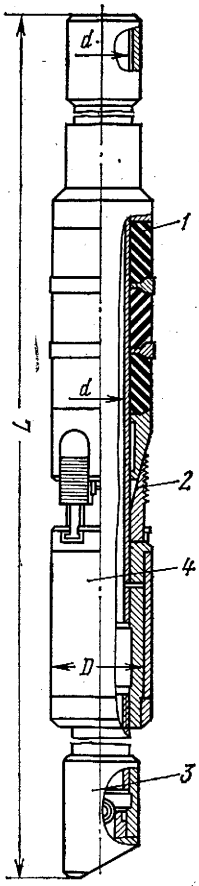


Рис. I.90. Промежуточный пакер ППГМ1 с гидромеханическим уплотнением:
1 — уплотняющий узел; *2* — заякоривающий узел; *3* — шариковый клапан; *4* — устройство гидропривода

риком, выпадая, освобождает проходное отверстие пакера. Большое проходное отверстие пакера ППГМ1 позволяет применять его в различных технологических процессах при эксплуатации скважин газлифтным, фонтанным и компрессорным способами. Отсутствие необходимости вращения колонны НКТ позволяет применять пакер в глубоких и наклонно-направленных скважинах.

Пакер извлекают из скважины при подъеме колонны НКТ без проведения дополнительных работ.

Таблица I.105

Техническая характеристика пакеров ППГМ1

Показатели	Шифр пакера			
	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	146	168	168
Максимальный перепад давления, кгс/см²	160	160	160	160
Максимальная температура рабочей среды, ° С	150	150	150	150
Присоединительная резьба под трубы диаметром, мм	73	73	89	89
Габаритные размеры, мм:				
наружный диаметр *D*	114	122	133	142
диаметр канала *d*	62	62	76	76
длина канала *L*	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

Пакер КПИ5-500 (рис. I.91) предназначен для многократных операций по обработке продуктивных пластов без подъема оборудования на дневную поверхность, а также для одновременно-раздельной закачки воды в пласт. Состоит он из верхнего герметизирующего узла: цилиндра *6*, седла *2*, уплотнительных элементов *4*, промежуточного кольца *5* и упора *7*; нижнего герметизирующего узла: цилиндра *18*, уплотнительных элементов *16*, промежуточного кольца *17*, нижнего упора *19*, верхнего упора *15*; клапанного устройства: клапана *1*, седла *2*, патрубка *3*, муфты *12*; гидромеханического якоря и фиксатора, расположенного между уплотнительными узлами.

Фиксатор, предназначенный для удержания герметизирующих узлов в рабочем положении при промывках и создании давления в обрабатываемом интервале, состоит из корпуса *10*, верхнего цилиндра *8* с замками *9*, нижнего цилиндра *11* с канавками.

Герметизирующие узлы соединяются насосно-компрессорными трубами *13* и *14*, выбираемыми в зависимости от мощности обрабатываемого интервала.

Пакер спускают в скважину вместе с якорем на колонне насосно-компрессорных труб. Нагнетая жидкость в колонну труб, создают избыточное давление и шлипсы якоря входят в зацепление со стенками обсадной колонны. Под действием массы колонны НКТ уплотнительные элементы перекрывают и герметизируют интервал, удерживаясь фиксатором в рабочем положении в течение всего процесса обработки пласта.

Техническая характеристика пакера КПИ5-500

Условный диаметр обсадной колонны, мм	146
Максимальный перепад давления, кгс/см²	500
Максимальная температура рабочей среды, °С	130
Диаметр, мм	118
Длина, мм	Интервал обработки
Масса, кг	37,5

Термостойкий гидромеханический пакер ПТГМ-146-120-325 предназначен для уплотнения колонны НКТ в эксплуатационной колонне при нагнетании в пласт перегретого пара или горячей воды. Состоит он из верхних и нижних шлипсовых узлов, герметизирующего узла с асбесторезиновыми манжетами, гидроцилиндра и клапанного устройства.

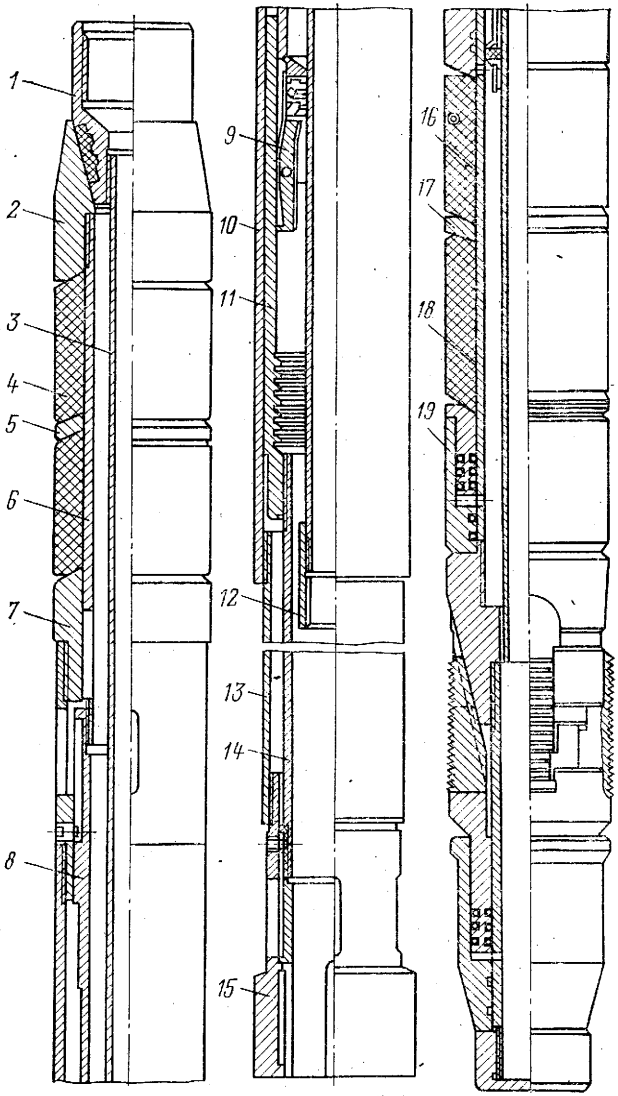


Рис. I.91. Пакер клапанный интервальный КПИ5-500

При закачке жидкости в НКТ после перекрытия седла шариком поршни цилиндра, выдвигаясь, уплотняют манжеты и заклинивают шлипсовые узлы. С повышением давления седло срезается и открывает проходной канал пакера. Пакер освобождают натяжением колонны НКТ.

При использовании пакера уменьшаются температурные напряжения в обсадной колонне, сокращаются потери тепла и ускоряется процесс тепловой обработки скважин.

Техническая характеристика пакера ПТГМ-146-120-325

Условный диаметр обсадной колонны, мм	146
Максимальный перепад давления, кгс/см²	120
Максимальная рабочая температура, °С	325
Диаметр проходного канала, мм	48
Длина, мм	1690
Масса, кг	70

Пакер-пробка ППМ-146 (рис. I.92), предназначенный для разобщения пластов в обсаженных скважинах путем создания герметичной перемычки в заданном интервале, состоит из трех основных узлов: промывочной муфты, мультипликатора и уплотнительной головки. Применение его перспективно в высокотемпературных скважинах, в которых продуктивные пласты расположены так близко друг от друга, что создание герметичной перемычки между ними обычными способами невозможно.

Спуск пакера-пробки в скважину осуществляется как на бурильных, так и на насосно-компрессорных трубах. Конструкция пакера предусматривает возможность промежуточных промывок скважины.

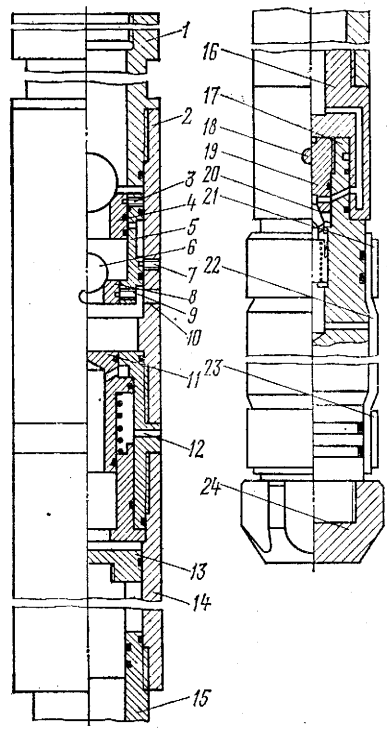


Рис. I.92. Пакер-пробка ППМ-146:

1 — переводник; *2* — корпус; *3, 7, 9* — штифты; *4, 5, 8* — втулки; *6* — шар; *10* — боковые отверстия; *11* — клапан; *12* — отверстие; *13* — поршень; *14* — цилиндр низкого давления; *15* — цилиндр высокого давления; *16* — переводник; *17* — корпус; *18* — штифт; *19* — пробка; *20* — обратный клапан; *21, 22, 23* — обжимные втулки; *24* — направляющая пробка

Техническая характеристика пакера-пробки ППМ-146

Условный диаметр обсадной колонны, мм	146
Давление, кгс/см²	50—200
Показатели уплотнительного элемента:	
рабочая длина, мм	830
диаметр, мм	110
предельное рабочее давление внутри манжеты, кгс/см²	600
Диаметр, мм	110
Длина, мм	3500
Масса, кг	175

При спуске пакера-пробки в скважину клапан *11* находится в разгруженном состоянии, так как давление жидкости в трубах и в затрубном пространстве уравновешивается через отверстие *12* под клапаном. Таким образом, пружина удерживает клапан в закрытом состоянии.

Отношение площадей поршня *13* мультипликатора характеризует степень повышения давления. Меняя размеры сменного цилиндра *15* при постоянных размерах цилиндра *14* можно многократно повышать рабочее давление.

Для приведения пакера-пробки в действие в колонну труб опускают шар *6*, который садится на седло втулки *8* и перекрывает центральное отверстие. При

этом срезаются штифты *7* и втулка *5* передвигается вниз до упора, закрывая боковые отверстия *10* в корпусе *2*. С повышением давления срезаются штифты *9*, втулка *8* проталкивается вниз, открывая при этом центральное отверстие. В колонне труб создается давление 50—200 кгс/см², вследствие чего пусковой клапан передвигается, открывая центральное отверстие, через которое рабочая жидкость попадает в цилиндр *14* мультипликатора. Повышенное в мультипликаторе давление через отверстия в переводнике *16*, корпусе *17*, пробке *19* и обратный клапан *20* передается во внутреннюю полость металлической обжимной втулки *22*. При этом втулка (манжета) раздается и герметично закрепляется в обсадной колонне. Это достигается за счет уплотнительных колец, закрепленных на металлическом элементе. После снятия избыточного давления колонна труб, на которой был спущен в скважину пакер-пробка, отсоединяется от уплотнительной головки при натяжении 1—2 тс, достаточном для среза штифтов *18*.

Кроме непосредственного разобщения пластов, применение пакера-пробки исключает цементацию продуктивного пласта и предотвращает аварии, связанные с преждевременным схватыванием цементного раствора.

Комплект устройств УОП

Комплект устройств УОП (табл. I.106) предназначен для отсекания пласта при текущем и капитальном ремонтах полуфонтанных скважин, эксплуатируемых штанговыми или погружными центробежными электронасосами.

Комплект устройств УОП разработан двух типоразмеров, каждый из которых можно использовать как при эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами (рис. I.93), так и погружными центробежными электронасосами (рис. I.94).

Таблица I.106

Техническая характеристика устройства УОП

Показатели	Шифр			
	УОП-118-140	1УОП-118-140	1УОП-136-140	УОП-136-140
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	146	168	168
Диаметр колонны подъемных труб, мм	73	73	73	73
Максимальный наружный диаметр пакера, мм	118	118	136	136
Рабочее давление, кгс/см²	140	140	140	140
Максимальное усилие освобождения пакера при его извлечении, тс	12	12	12	12
Максимальная глубина спуска оборудования, м	2000	2000	2000	2000
Диаметр проходного отверстия, мм:				
скважинного оборудования	50	50	50	50
наземного оборудования	96	62	62	116
Габаритные размеры, мм				
скважинного оборудования:				
диаметр	118	118	136	136
длина	4435	4755	6190	6500
наземного оборудования:				
высота (без штока)	200	450	450	200
ширина	395	200	200	395
длина	1000	1815	1815	1000
Масса, кг:				
скважинного оборудования	345	177	212	381
наземного оборудования	70	113	113	89

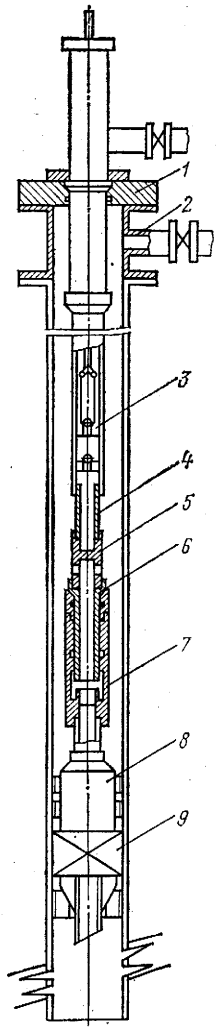


Рис. I.93. Схема испытания скважинным насосом:

1 — устройство для герметизации устья; *2* — тройник; *3* — насос; *4* — сквозной переводник; *5* — глухой переводник; *6* — разъединитель колонны; *7* — клапан-отсекатель; *8* — якорь гидравлический; *9* — пакер

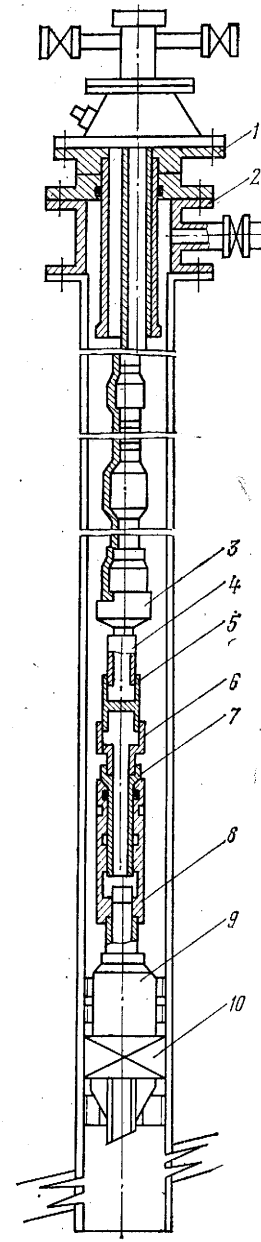


Рис. I.94. Схема испытания погружным электроцентробежным насосом:

1 — устройство для герметизации устья; *2* — тройник; *3* — насос; *4* — сквозной переводник; *5* — глухой переводник; *6* — телескопическое соединение; *7* — разъединитель колонны; *8* — клапан-отсекатель; *9* — якорь гидравлический; *10* — пакер

Устройство для герметизации предназначено для герметизации устья при подъеме НКТ; сквозной переводник — для подачи жидкости из затрубного пространства в НКТ, а глухой — из НКТ в затрубное пространство; разъединитель колонны — для отсоединения колонны подъемных труб от клапана-отсекателя в сборе с пакером; клапан-отсекатель — для предотвращения притока жидкости из нижнего пласта при отсоединении колонны подъемных труб от клапана-отсекателя в сборе с пакером, оставляемым в скважине.

Спуск оборудования проводят следующим образом. Проверяют проходимость в колонне шаблоном длиной 2 м и диаметром на 3 мм больше максимального наружного диаметра спускаемого подземного оборудования. Пакер ПД-ЯГМ совместно с якорем ЯГ-1, клапаном-отсекателем и разъединителем колонны на подъемных трубах спускают в скважину со скоростью 0,8 м/с до требуемой глубины, затем производят посадку пакера. Колонна подъемных труб отсоединяется от клапана-отсекателя после посадки пакера за счет давления прокачиваемой жидкости.

Эксплуатация пакеров и якорей

До спуска пакера в скважину колонну необходимо обследовать конусной печатью и проверить проходимость шаблоном до верхних отверстий фильтра. Длина и диаметр шаблона должны быть несколько больше соответствующих размеров пакера и якоря. Спуск пакера производят, если шаблон свободно проходит до необходимой глубины. В противном случае спуск пакера возможен только после устранения повреждений или очистки стенок колонны от цементной корки, отложений парафина, солей и продуктов коррозии.

Перед каждым спуском пакера в скважину проверяют подвижность фонаря и штока, уплотнительные элементы (манжеты, имеющие дефекты, заменяют новыми), надежность крепления резьбовых соединений пакера. При этом особое внимание следует обратить на резьбовое соединение головки со штоком пакера.

В качестве смазки резьбовых соединений рекомендуется применять графитную смазку УСА (ГОСТ 3333—55) или заменитель — смесь 80% жирового солидола УС-2 или УС-3 (ГОСТ 1033—73) с 20% графита.

В пакерах, имеющих плоские пружины, проверяют наличие трещин или надломов, особенно в местах заклепочных соединений.

Для пакеров с опорой на забой длину хвостовика выбирают с таким расчетом, чтобы пакер находился на расстоянии 5—7 м выше верхних отверстий фильтра.

Перед каждым спуском якоря в скважину проверяют: надежность крепления резьбовых соединений корпуса с головкой и хвостовиком якоря; герметичность мест уплотнений и выдвижение плашек при избыточном внутреннем давлении. С этой целью якорь опрессовывают в течение 5 мин, вставляя его в отрезок обсадной трубы соответствующего диаметра. Давление опрессовки должно быть на 25% больше максимального рабочего давления для данного якоря. Утечки через резьбовые соединения не допускаются.

Пакер и якорь спускают в скважину на колонне НКТ. После установки пакера на заданной глубине, его испытывают на герметичность агрегатом. При спуске гидравлического якоря с пакером в скважину встречаются случаи произвольного укрепления пакера с помощью якоря в стволе. Обычно это происходит при значительной скорости спуска и небольшом диаметре спускаемых труб вследствие возникновения избыточного давления. Для предотвращения произвольного укрепления пакера скорость его спуска должна быть в пределах 3 м/с для 89-мм труб и 4 м/с для 102-мм труб.

Пакер следует поднимать на поверхность через 1—2 ч после того, как будет снято давление на забое. Якорь от связи с колонной освобождают созданием давления в затрубном пространстве.

Поднятые пакер и якорь тщательно промывают и очищают от грязи, песка и парафина. Особенно тщательно очищают от нефти резиновые манжеты. Затем пакер и якорь разбирают для осмотра или замены вышедших из строя деталей; смазывают трущиеся поверхности и резьбу.

При заклинивании пакера в скважине колонну НКТ вращают по часовой стрелке. При этом якорь отвинчивается от пакера и извлекается на поверхность вместе с колонной НКТ. В скважину спускают режуще-истирающий кольцевой фрезер ФК, офрезеровывают пакер и извлекают его на поверхность.

Механизация процессов ремонта

В нефтегазодобывающей промышленности текущий и капитальный ремонт скважин — наиболее трудоемкие участки работы. Механизация процессов ремонта скважин — одна из важнейших задач технического прогресса в технологии добычи нефти и газа.

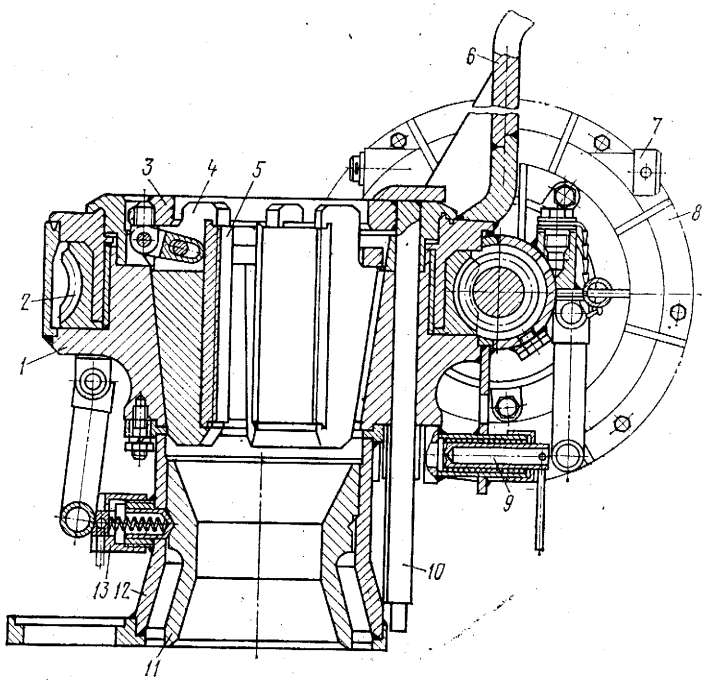


Рис. I.95. Автомат АПР-2ВБ:

1 — корпус автомата; *2* — червячное колесо; *3* — клиновая подвеска; *4* — корпус клина; *5* — плашка; *6* — водило; *7* — вал вилки включения маховика; *8* — электропривод; *9* — ось балансира; *10* — направляющая клиновой подвески; *11* — центратор; *12* — пьедестал центратора; *13* — фиксатор центратора

Автомат АПР-2ВБ (рис. I.95), предназначенный для механического свинчивания и развинчивания НКТ с одновременным центрированием, захватом и удержанием их на весу, состоит из следующих основных узлов: вращателя, клиновой подвески, центратора, балансира с грузом и электропривода. Автомат комплектуется сменными узлами клиновой подвески и втулками центратора для труб диаметрами 60—114 мм.

Автомат монтируется и крепится на фланце устья скважины. Для свинчивания и развинчивания НКТ с помощью автомата используются элеваторы ЭГ или ЭТА, трубный ключ КТГУ, стопорный ключ КСИ и подкладные вилки.

При спуско-подъемных операциях наиболее широко применяют автоматы АПР-2ВБ с электроприводом и АПР-ГП с гидроприводом.

Механический универсальный ключ КМУ (рис. I.96), предназначенный для механического свинчивания и развинчивания НКТ, а также

одновременного их центрирования, захвата и удержания на весу при текущем ремонте скважин, состоит из следующих узлов: вращателя с электроприводом, стойки и разрезного спайдера. Вращатель с электроприводом представляет собой

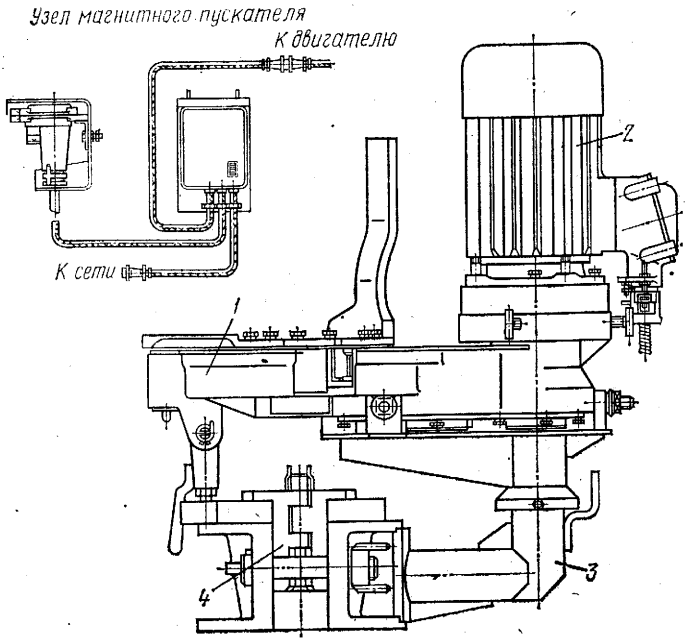


Рис. I.96. Механический универсальный ключ КМУ:
1 — вращатель; *2* — электродвигатель; *3* — стойка; *4* — спайдер

редуктор с цилиндрической передачей с прорезом в большой шестерне для надевания ключа на трубу. Вращатель прикреплен к плите поворотной стойки, насаженной на кронштейн спайдера.

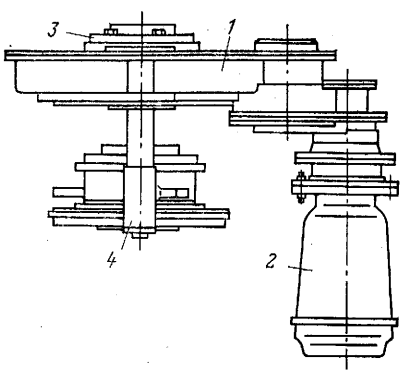


Рис. I.97. Механический подвесной трубный ключ КМПТ

Принцип действия ключа следующий. Приподняв трубу (или двухтрубку) колонны НКТ, спайдером захватывают всю колонну, затем на колонну надевают ключ, поворачивая его на оси кронштейна. При этом пульт фиксатора вращателя будет скользить по эксцентричной поверхности спайдера; при совмещении осей ключа и спайдера фиксатор попадает в паз. Таким образом, надевая трубный ключ КГТУ и включая вращатель, ключ вводят в работу по мере отвинчивания НКТ.

Свинчивание труб осуществляется в обратном порядке. При работе с данным ключом применяют элеваторы ЭГ или ЭТА.

Механический подвесной трубный ключ КМПТ (рис. I.97), предназначенный для свинчивания и развинчивания НКТ диаметрами 48—114 мм при текущем ремонте скважин, состоит из вращателя *1* со сменными вкладышами *3* с тремя заклинивающими роликами, приводного гидравлического двигателя *2* с гидросистемой и подвесного кронштейна *4*. Ключ замкнутого типа с гидравлическим приводом и применяется лишь с подъемными установками, снабженными гидросистемой.

Отличительная особенность ключа — приложение усилия отвинчивания

в трех равномерно расположенных по окружности точках, что значительно повышает эффективность работы ключа, особенно при закреплении и раскреплении резьбы.

Механизированный гидравлический подвесной ключ КГП предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб диаметрами 73 и 89 мм. Ключ входит в комплект подъемных установок для капитального ремонта и освоения скважин, снабженных гидросистемой. Ключ разрезного типа состоит из вращателя, гидравлического двигателя с гидроприводом и подвесного кронштейна. Применяют этот ключ в комплекте с элеваторами ЭТА и ключами КТГУ и КСИ.

Автоматический штанговый ключ АШК-Г предназначен для механизированного свинчивания и развинчивания насосных штанг диаметрами 16, 19, 22 и 25 мм.

Ключ АШК-Г — подвесного типа и состоит из вращателя со сменными захватными устройствами и вкладышами для захвата под квадратную часть штанг указанных диаметров. На корпусе вращателя вверху установлен приводной двигатель, внизу — шарнирно закреплен стопорный ключ.

Привод ключа осуществляется от электродвигателя мощностью 1,1 кВт с питанием от промысловой сети (380 В). Привод может быть также гидравлическим, если подъемные установки, оснащенные гидросистемой, укомплектованы ключами АШК-Г.

Техническая характеристика ключей АПР-2ВБ, АПР-ГП, КМУ, КМПТ, КГП и АШК-Г приведена в табл. I.107.

Таблица I.107

Техническая характеристика механизированных ключей

Показатели	Шифр ключа					
	АПР-2ВБ	АПР-ГП	КМУ	КМПТ	КГП	АШК-Г
Максимальная нагрузка на спайдер, тс	75	75	32	—	—	—
Максимальный крутящий момент, кгс·м	450	450	450	450	3000	100
Частота вращения водила, об/мин	48	до 80	60	60	144	110
Диаметры захвата труб, мм	48—114	48—114	48—89	60—114	73—89	16—25
Тип привода	Электродвигатель АСВ-41-4А	Гидравлический	Электродвигатель ВАО-32-4	Гидравлический	Гидравлический	Электродвигатель ВАО-12-4
Мощность, кВт	3,5	—	3,0	—	—	1,1
Напряжение, В	380	—	380	—	—	380
Габаритные размеры, мм:						
длина	950	800	840	700	—	600
ширина	525	525	410	570	—	400
высота	650	650	1020	580	—	1420
Масса, кг:						
автомата (ключа)	198	180	370	130	280	65
полного комплекта	485	370	460	370	—	115

Наряду с механизацией операций по свинчиванию и развинчиванию труб и штанг, существенное снижение трудоемкости работ может быть достигнуто за счет наиболее рационального размещения поднятых из скважин труб и штанг. В этих целях применяют оборудование МСПД (механизация спуско-подъемных операций в добыче нефти) с установкой поднятых труб за палец и подвеской штанг на люстру на скважинах со стационарными вышечными сооружениями. Это оборудование состоит из люльки с перемещающейся лебедкой, подвески для штанг, пальца для труб, системы трубо-штангодержателя.

На подъемных установках УПА-80, КОРО-3-50 для вертикального размещения труб вышки оснащены специальными устройствами — полатями, позволяющими также совмещать ряд операций по спуску и подъему труб.

Средства малой механизации также существенно сокращают утомляемость рабочих при ремонте скважин и облегчают их труд. К этим средствам относятся: безопасная шпилевая катушка, гидрораскрепитель резьбовых соединений, гидродомкраты подъема ног вышек агрегатов, быстросъемное устройство по установке оттяжек, автозатаскиватель ведущей трубы в шурф, блок для якорного каната, приспособления для отвинчивания трехшарошечных и лопастных долот, ограничитель подъема талевого блока, машинка для стягивания ролико-втулочных цепей, приспособление для крепления неподвижного конца талевого каната, четырехколесная тележка для откатки труб на мостки, приспособление против разбрызгивания жидкости, приспособление для перемещения труб и др.

ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН И ЕГО РАЗНОВИДНОСТИ

Текущий ремонт скважин — комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке его, стенок скважин и забоев от различных отложений (песка, парафина, солей, продуктов коррозии), а также по осуществлению в скважинах геолого-технических и других мероприятий по восстановлению и повышению их дебитов.

Цель текущего ремонта скважин — устранение различных неполадок и нарушений в режиме их работы и в работе подземного оборудования, а также подготовка к опробованию и освоению новых скважин различного назначения (разведочных, эксплуатационных, нагнетательных и др.), полученных после бурения или капитального ремонта.

Основной объем работ при текущем ремонте скважин связан со спуско-подъемными операциями, т. е. со спуском и подъемом подземного оборудования (труб, штанг, насосов, их узлов и деталей), а также различных инструментов и приспособлений.

Профилактические (планово-предупредительные) и восстановительные ремонты

Текущий ремонт скважин подразделяют на планово-предупредительный (профилактический) и восстановительный.

Планово-предупредительный (профилактический) — ремонт скважин, запланированный заблаговременно, предусмотренный соответствующими графиками (декадными, месячными и т. д.).

В результате профилактического ремонта предупреждаются различные отклонения от установленного технологического режима эксплуатации скважин, снижение их дебитов и полное прекращение подачи жидкости, вызываемые износом и другими неполадками в работе подземного оборудования и самой скважины.

Восстановительный — ремонт скважин, вызванный непредвиденным резким ухудшением установленного технологического режима их эксплуатации или внезапной остановкой по различным причинам (прекращение подачи электроэнергии, разрыв выкидной линии, коллектора и т. д.).

Межремонтный период (МРП) — продолжительность эксплуатации скважины (в сутках) от предыдущего до следующего ремонта. Обычно он исчисляется в среднем за квартал (полугодие, год) по каждой скважине, цеху по добыче нефти и газа (промыслу), нефтегазодобывающему управлению (НГДУ), объединению в целом (в среднем) и по способам эксплуатации.

Отношение фактически отработанного времени к календарному (выражаемых соответственно в скважино-месяцах, отработанных и числившихся), называется коэффициентом эксплуатации. При высокой организации производства этот коэффициент достигает 0,95—0,98, а по фонтанному способу добычи нефти — 0,99—1,0.

Разновидности текущего ремонта скважин

В зависимости от способа эксплуатации, глубины и геолого-технической характеристики ремонтируемой (или вновь вводимой в эксплуатацию) скважины, а также цели ремонта и его вида технология текущего ремонта скважин бывает различной. Она включает выполнение следующих основных операций.

Текущий ремонт фонтанно-компрессорных скважин:

спуск или подъем однорядного, полуторядного или двухрядного лифта;

перебор лифта или замена отдельных труб с дефектами или изношенными резьбовыми соединениями;

изменение погружения подъемных труб под уровень жидкости (допуск или убавка);

проверка и замена пакеров, якорей, газлифтных клапанов и других пусковых приспособлений;

замена или очистка подъемных труб, забитых песком, парафином, отложениями солей и продуктами коррозии;

чистка или промывка скважин от песчаных пробок;

осуществление различных геолого-технических и других мероприятий.

В большинстве случаев при текущем ремонте фонтанно-компрессорных скважин совмещают несколько разновидностей ремонта (например, расхаживание труб, промывка скважины от песчаной пробки, крепление призабойной зоны, дострел и перестрел фильтра и т. д.).

Текущий ремонт насосных скважин:

спуск или подъем скважинных штанговых (трубных, вставных, манжетных) насосов; проверка их состояния и замена новыми или отремонтированными;

проверка и замена клапанных узлов и других деталей штанговых насосов;

проверка, очистка или замена глубинных штуцеров и защитных приспособлений;

спуск, подъем, проверка и замена подземного оборудования скважин, работающих с применением ЭЦПН или ГПН;

изменение глубины погружения насоса;

проверка насосных труб на герметичность;

замена насосных труб с дефектами или изношенными резьбовыми соединениями новыми;

очистка насосных труб (с их подъемом и без подъема на поверхность) от отложений парафина, солей и продуктов коррозии;

чистка или промывка скважин для удаления песчаных пробок;

ликвидация обрывов или отвинчивания насосных штанг и сальниковых штоков;

расхаживание заклиненного плунжера;

расхаживание прихваченных насосных труб;

изменение типоразмера скважинного насоса, насосных труб и штанг;

проведение исследовательских работ, связанных с подъемом труб и штанг;

проведение геолого-технических и других мероприятий по воздействию на призабойную зону скважин.

Как и в предыдущем случае, при текущем ремонте насосных скважин стараются совмещать несколько операций (например, проверка и замена насоса, очистка от песка защитных приспособлений, очистка или промывка песчаных пробок, изменение погружения труб, проведение геолого-технических и других мероприятий по воздействию на призабойную зону скважины и т. д.).

Спуско-подъемные операции

Подъем и спуск насосно-компрессорных труб осуществляется с помощью автоматов АПР-2ВБ, штанг — автоматов АШК, МШК и других механизмов.

При спуске труб каждую из них необходимо тщательно шаблонировать, очистить резьбовые соединения и смазать их специальной графитовой смазкой.

Для приготовления такой смазки рекомендуются следующие рецепты (по массе), %:

Графитовый порошок	50—60	Графит	30
Технический жир	5	Солидол	24
Каустическая сода (32° Be)	1,5	Известковое молоко	8
Машинное масло . .	33,5—43,5	Машинное масло	36
		Канифоль	2

Кроме того, в качестве смазки резьбовых соединений НКТ применяют готовые консистентные смазки Р-2 или Р-402. Во избежание задевания торцов труб о торцы эксплуатационной колонны (или тройников, крестовиков) применяют направляющие воронки. Каждую спускаемую в скважину трубу замеряют стальной рулеткой (с точностью до 1 см) и записывают в определенной последовательности, считая от первой снизу.

Замер длины спускаемых в скважину НКТ. Для точного учета длины каждой трубы и длины всей колонны НКТ, спускаемой в скважину, необходимо:

а) уложить на стеллажах мостков ремонтируемой скважины один ряд труб муфтами к устью; выровнять муфты так, чтобы торцы их располагались по одной линии;

б) замеренные длины труб записать с точностью до 0,01 м (до 1 см); записи рекомендуется вести столбиками по 10 или 20 цифр в ряду (для облегчения подсчетов общей длины спускаемых труб);

в) замерив и записав длины труб, уложенных в первом ряду, необходимо сверху поперек проложить деревянные прокладки из досок толщиной по 25 мм (через равные промежутки по длине труб — по три);

г) после замеров и записи длин первого ряда труб уложить второй ряд труб также муфтами в сторону устья скважины, выравнивая муфты в одну линию (с отступом от первого ряда на 150—200 мм);

д) замерить и записать длины труб второго, третьего рядов и т. д.

РЕМОНТ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ФОНТАННО-КОМПРЕССОРНЫМ СПОСОБОМ

Подготовка скважин к ремонту

До начала ремонта фонтанно-компрессорной скважины с целью прекращения фонтанирования ее необходимо заглушить нефтью, водой или буровым раствором. Для очистки от песчаных пробок или сальников из продуктов коррозии скважину промывают аэрированной жидкостью или нагнетают в нее газ (сжатый воздух). Затем к верхнему концу труб присоединяют трубу или двухтрубку и всю колонну НКТ опускают. В случае прихвата труб их следует расхаживать, отмечая мелом интервалы движения труб вниз и вверх. Эти работы следует проводить лишь при наличии индикатора массы.

Если расхаживанием освободить прихваченные трубы не удается, необходимо отвинтить одну трубу (двухтрубку), а к прихваченной колонне НКТ присоединить вертлюг с трубой и, расхаживая ее, одновременно попытаться восстановить циркуляцию. Если и при этом освободить прихваченные трубы не удается, скважину передают в капитальный ремонт.

Разборка и сборка фонтанно-компрессорной арматуры

Для разборки фонтанно-компрессорной арматуры вначале необходимо разъединить боковые фланцы, снять буферный патрубок, отложить его и взамен него присоединить теми же болтами подъемный патрубок с приваренным фланцем на нижнем конце и муфтой на верхнем. Отвинтив болты между тройником и центровой (посадочной) задвижкой, элеватор следует завести под муфту подъемного патрубка и осторожно приподнять, а затем снять арматуру.

Сборка фонтанно-компрессорной арматуры осуществляется в обратном порядке.

По эргазлифтным скважинам до снятия арматуры необходимо отключить подачу газа (сжатого воздуха), а затем плавно «разрядить» кольцевое и затрубное пространства.

Иногда в процессе спуско-подъемных операций начинаются выбросы, а затем бурные нефтегазовые проявления. Для быстрого закрытия и глушения скважины

в подобных случаях посадочную (центровую) задвижку с переводником отсоединяют от арматуры и к переводной катушке присоединяют одну или две трубы, а к задвижке — подъемный патрубок. В такой компоновке задвижку спускают в шурф. При начале выброса и открытого фонтанирования нетрудно присоединить указанную компоновку к поднимаемым или спускаемым трубам, посадить затем всю колонну НКТ на тройник, закрепить болты и приступить к глушению скважины. На случай возможных открытых фонтанов в ремонтируемой фонтанной и полуфонтанной скважине заранее должны быть подготовлены и сложены в углу вышки комплекты болтов, шпилек, металлических прокладок, патронные ключи, инструмент для работы в газовой среде и т. д.

Подъем насосно-компрессорных труб

Прежде чем начать подъем колонны НКТ, необходимо убедиться в том, что они не прихвачены. Это особенно важно при ремонте глубоких скважин. Прихват труб определяют по индикатору массы.

При подъеме колонны труб из скважины следует соблюдать следующие правила:

а) подъем первой трубы колонны труб проводится при помощи специального подъемного патрубка; при ремонте глубоких скважин необходимо применять подъемный патрубок с термообработанным резьбовым концом;

б) при подъеме колонны НКТ нельзя допускать резких переходов с одной скорости подъема на другую и превышения нагрузки более 20% собственной массы колонны труб, что может возникнуть вследствие трения муфт труб об эксплуатационную колонну, особенно в искривленных и наклонно-направленных скважинах;

в) отвинченную трубу можно поднимать лишь тогда, когда имеется уверенность в том, что труба полностью вышла из резьбы муфты;

г) не рекомендуется ударять «ручниками» по муфте в целях ослабления резьбового соединения перед отвинчиванием труб;

д) перед подачей поднятой трубы на мостки на ее резьбу (ниппель) следует навинтить предохранительное кольцо, затем ниппельный конец установить на специальный лоток или клапан, медленно опуская при этом талевый механизм;

е) при работе с МСПД на полу следует установить прочную деревянную платформу.

Подтаскивать трубы на мостки следует при помощи специальных вилок.

Спуск насосно-компрессорных труб

При спуске насосно-компрессорных труб в ремонтируемую или вновь осваиваемую эксплуатационную или нагнетательную скважину рекомендуется соблюдать следующее:

а) при подъеме с мостков не допускать раскачивания трубы (двухтрубки) и ее ударов о детали вышки, станка-качалки, фонтанно-компрессорного оборудования или другие предметы; а при работе двухтрубками — не допускать задевания средних муфт о первый пояс вышки;

б) посадку навинчиваемой трубы в муфту предыдущей трубы следует проводить плавно, без резких ударов, затем вручную навинтить 2—3 витка, соблюдая строгую вертикальность трубы и соосность талевого механизма с осью устья скважины;

в) свинчивание труб осуществлять автоматами АПР-2ВБ или трубными ключами, необходимо добиваться полного завинчивания трубы на всю длину резьбы;

г) не допускать вращения колонны труб при их свинчивании, во избежание этого на муфте необходимо устанавливать контрключ;

д) подъем колонны труб для снятия нижнего элеватора или освобождения от клинового захвата, а также спуск колонны и посадку ее на устьевой фланец (или фланец тройника) следует проводить плавно, без рывков и ударов, на малой скорости;

е) при спуске ступенчатой колонны из труб разных марок сталей следует раздельно замерять и записывать их длины, при переходе от труб меньшего диаметра к большему должны быть применены соответствующие переводники;

ж) все отбракованные трубы должны убираться с мостков с пометкой «брак»;

з) на верхний конец колонны спущенных НКТ следует навинчивать подъемный патрубок, ввинчиваемый в планшайбу или в нижнюю часть тройника;

и) при спуске труб, помимо надежного завинчивания очередного резьбового соединения, следует докреплять муфты, а при спуске двухтрубок — промежуточные муфтовые соединения;

к) рекомендуется после 10—12 ремонтов нижние трубы использовать для верхней части колонны, а верхние — для нижней (если эти трубы одной марки).

Допуск насосно-компрессорных труб

Допуск труб проводится в случаях, когда освоение скважины ведется методом постепенного увеличения глубины погружения, либо в случаях снижения уровня в скважине в процессе ее эксплуатации, что легко заметить по постепенному падению рабочего давления. В обоих случаях величина допуска труб должна быть заранее рассчитана.

Длина допускаемых труб должна быть согласована с руководством промысла.

Допускаемые в скважину трубы должны быть заранее уложены на мостках. Марка, диаметр и резьба их должны соответствовать марке, диаметру и резьбе труб, находящихся в скважине.

До разборки арматуры фактическую длину допускаемых труб необходимо заранее замерить и данные замера занести в книгу документации скважины.

Основное условие, которое необходимо соблюдать при спуске наращиваемых труб, — выполнять эту операцию в возможно короткие сроки. Когда при спуске конец допускаемых труб приближается к переводнику воздушных труб (при комбинированном лифте), допуск последних необходимо проводить замедленно и осторожно, чтобы не ударить их о переводник и не оборвать «хвостовые» трубы.

Уменьшение длины колонны насосно-компрессорных труб

Уменьшение длины колонны труб необходимо в тех случаях, когда невозможно «продавить» скважину или эксплуатировать ее компрессорным способом. Кроме того, уменьшать длину труб можно при ограничении отбора жидкости, подъема ее уровня, возрастания содержания механических примесей в струе, либо по другим геолого-техническим причинам.

Порядок уменьшения длины труб такой же, как и при их подъеме, только эта операция проводится в обратном допуску труб порядке.

Длину и число поднятых из скважины труб необходимо замерить и данные записать в книге документации скважины.

Замена насосно-компрессорных труб

Замена насосно-компрессорных труб (частями или полностью) проводится в случаях:

а) сильной изношенности резьбовых соединений, через которые сжатый газ (воздух) проникает в трубы;

б) наличия на теле труб отверстий, трещин, свищей или сильного их корродирования;

в) отложений солей на внутренней поверхности труб;

г) отложений парафина на внутренней поверхности труб, если невозможно очистить их без извлечения на поверхность;

д) необходимости уменьшения или увеличения диаметра подъемных труб;

е) изменения системы или конструкции лифта.

Для замены труб следует заранее подвезти к скважине необходимые новые трубы, проверить, замерить и уложить их на стеллажах. При подъеме из сква-

жины отработанных труб следует каждую из них проверить (резьбу, тело, внутреннюю поверхность). Затем при помощи глубинной лебедки или аппарата Яковлева рекомендуется замерить уровень жидкости. Для очистки от песчаной пробки скважину промывают.

Спускаемые новые трубы должны соответствовать поднятым из скважины, если при этом по геолого-техническим причинам не предвидится изменения глубины их погружения.

Переборка труб проводится тогда, когда по геолого-техническим причинам требуется допуск подъемных труб, а глубина спуска переводника первого ряда труб ограничивает это. В этих случаях приходится либо поднимать оба ряда труб и за счет уменьшения длины «хвостовика» увеличивать глубину спуска верхней части воздушных труб и затем соответственно этой глубине допускать подъемные трубы, либо, увеличив глубину подвески воздушных труб (за счет верхней части их), увеличить соответственно глубину подвески подъемных труб.

При замене и переборке труб необходимо соблюдать правила спуско-подъемных операций.

Ремонт скважин, оборудованных газлифтными клапанами

Особенность ремонта фонтанно-компрессорных скважин, оборудованных газлифтными клапанами, заключается в том, что на расчетных глубинах в колонне НКТ устанавливают специальные патрубки с вмонтированными в них газлифтными клапанами. До их спуска обследуют состояние колонны и забоя. При наличии пробки скважину очищают или промывают. Спуск газлифтных клапанов в скважины, колонны которых деформированы, имеют дефект или сильно корродированы, не допускается. Тарировка клапанов, их проверка, монтаж и демонтаж осуществляются на специальном стенде.

РЕМОНТ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НАСОСНЫМ СПОСОБОМ

При ремонте насосных скважин проводят следующие операции: спуск и подъем насосных штанг или труб; ликвидацию обрыва и отвинчивания штанг; проверку и замену клапанов, посадочного конуса или его гнезда; смену насосов; промывку или очистку скважин от песчаных пробок; расхаживание заклинившегося плунжера в цилиндре насоса; ликвидацию утечки жидкости из насосных труб и т. д.

Разборка и сборка станка-качалки и устьевого оборудования

При спуско-подъемных операциях перед началом ремонта насосных скважин частично разбирают станок-качалку. Установив головку балансира в крайнем верхнем положении, на сальниковом штоке несколько выше крышки устьевого сальника закрепляют штанговый зажим. Отсоединив канатную подвеску от сальникового штока, плавно опускают всю колонну насосных штанг до тех пор, пока нижняя сторона закрепленного на сальниковом штоке штангового зажима не сядет плотно на крышку устьевого сальника. После этого, захватив нижний конец головки балансира канатным штропом, подвешенным на крюк талевой системы, производят плавный подъем колонны. Во время этой операции оператор внимательно следит за движением штропа и головки балансира, подавая рукой сигналы трактористу, который регулирует скорость вращения лебедки трактора-подъемника. В процессе дальнейшего подъема колонны головка балансира станка-качалки поворачивается вокруг шарнира. Когда головка балансира начнет поворачиваться в обратную сторону, по сигналу оператора прекращают подъем колонны и начинают плавный ее спуск. Продолжая поворачиваться вокруг шарнира, головка своей тыльной частью ложится на верхнюю полку балансира. В таком положении головка балансира находится до тех пор, пока производится ремонт скважины.

Для станков-качалок, выпускаемых по ГОСТ 5866—76, головки балансиров изготавливают поворотными. После отсоединения сальникового штока канатную подвеску присоединяют к штропам талевой системы. Немного приподняв ее, оттягивают вручную вправо или влево вспомогательный канатик, заранее прикрепленный к головке балансира, при этом последняя отводится в сторону.

После окончания ремонта скважины головку балансира канатным штропом, подвешенным к крюку талевой системы, плавно поднимают с балансира, вследствие чего она, поворачиваясь на шарнире, занимает исходное положение. Затем канатную подвеску соединяют с сальниковым штоком.

После разъединения сальникового штока и головки балансира разбирают устьевое оборудование насосной скважины.

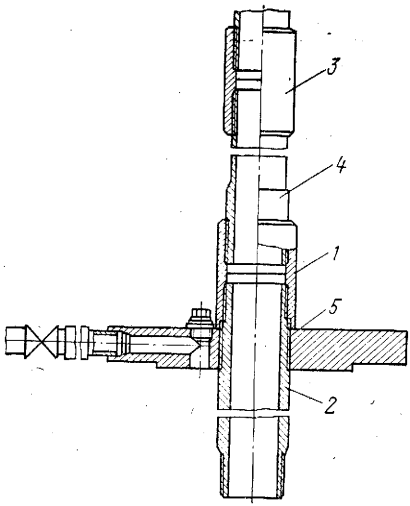


Рис. II.1. Оборудование для подвески труб с высаженными концами

При наличии сальника несамоуплотняющейся конструкции для подъема штанг применяют следующий способ разборки устьевого оборудования. Для замены скважинного трубного насоса сальник и выкидную линию разъединяют, оставляя болты с навинченными на них гайками во фланце, находящемся на конце выкидной линии, а прокладки откладывают в сторону. Затем сальниковый шток вместе с колонной спущенных в скважину штанг поднимают на высоту 0,5—0,6 м, тем самым освобождая устьевой сальник от зажима, опиравшегося на его крышку. После этого отвинчивают сальник от верхней муфты устьевого фланца, прочно привязывают его штропом к штанговому зажиму и поднимают колонну штанг вместе с сальником до выхода из насосных труб очередной муфты штанг.

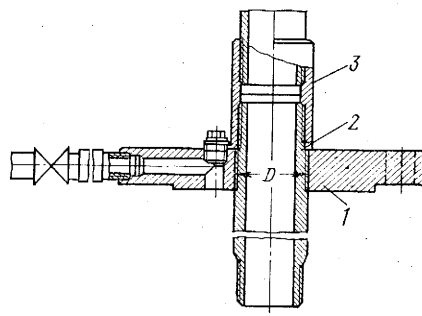


Рис. II.2. Оборудование для подвески труб с гладкими концами

Как только муфта штанги окажется над муфтой труб (на высоте 0,3—0,4 м от последней), подъем колонны приостанавливают, а под штанговую муфту на торец муфты насосных труб устанавливают штанговый элеватор соответствующего размера и запирают им штанги. Затем при плавном спуске сажают муфту штанги на элеватор и, отвинтив верхнюю штангу вместе с сальником, осторожно укладывают ее в сторону на мостках скважины. С этого момента скважина считается готовой к подъему штанг и труб.

Для подвески НКТ и герметизации сальникового штока широко применяют устьевое оборудование конструкции АзИНМАШа.

Оборудование для подвески насосных труб с высаженными концами (рис. II.1) состоит из шайбы *5*, патрубка *4*, муфт *1* и *3* и переводного патрубка *2*. Наружный диаметр шайбы зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Шайба имеет внутреннюю цилиндрическую резьбу для ввинчивания в нее патрубка. Привалочные поверхности шайбы гладкие, с нанесенными на них

рисками. Это сделано с учетом применения колонных головок с фланцами различных конструкций: с одним и двумя выступами.

На верхний конец патрубка навинчивают муфту для присоединения переводника, один конец которого имеет резьбу, соответствующую резьбе НКТ с высаженными концами, а другой — резьбу, соответствующую резьбе гладких НКТ.

Для подвески НКТ с гладкими концами (рис. II.2) применяют шайбу *1* с внутренней резьбой для присоединения патрубка *2*. К верхнему концу патрубка привинчивается муфта *3*, а к нижнему концу ее подвешиваются насосно-компрессорные трубы.

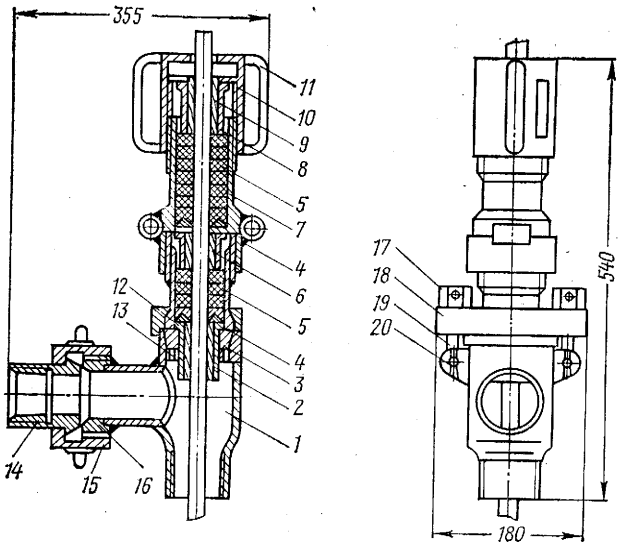


Рис. II.3. Устьевой сальник СУСГ2:
1 — тройник; *2, 6, 8* — нижняя, промежуточная (средняя) и верхняя втулки; *3* — шаровая головка; *4* — нижний и верхний манжетодержатели; *5* — нижняя и верхняя сальниковые набивки; *7* — корпус сальника; *9* — вкладыши; *10* — крышка корпуса; *11* — ручка; *12* — уплотнительное кольцо; *13* — стопор; *14* — ниппель; *15* — накидная гайка; *16* — наконечник; *17* — гайка; *18* — крышка; *19* — откидной болт; *20* — палец

В связи с внедрением напорных систем сбора нефти и газа применяют устьевые сальники с самоуплотняющимися головками СУСГ1 и СУСГ2, работающие на повышенных давлениях. Сальник СУСГ2 с двойным уплотнением (рис. II.3) состоит из двух основных узлов: самоустанавливающейся шаровой головки и тройника. В шаровой головке помещены нижняя и промежуточная (средняя) втулки, нижний манжетодержатель и нижняя сальниковая набивка. В корпусе сальника, навинченном на головку, помещены верхний манжетодержатель, верхняя сальниковая набивка и верхняя втулка (грундбукса). Сальниковую набивку подтягивают крышкой, навинченной на корпус. В верхней части крышки предусмотрен резервуар для масла, служащий для смазки трущихся поверхностей сальникового штока и вкладышей.

Шаровая головка в тройнике удерживается крышкой, закрепленной двумя откидными болтами и гайками. Болты в тройнике установлены при помощи пальцев. Тройник снабжен специальным устройством для присоединения сальника к выкидной линии, состоящим из наконечника, ниппеля и накидной гайки.

Сальник этого типа позволяет заменять изношенные сальниковые набивки, не снижая давление в скважине до атмосферного.

Техническая характеристика устьевого сальника СУСГ2

Давление на устье, кгс/см²:	
при движении сальникового штока	40
при неподвижном сальниковом штоке	140
Число уплотняющих элементов	2

Габаритные размеры, мм:	
длина	355
ширина	380
высота	540
Масса, кг	24

При подъеме скважинного насоса вставного типа и плунжера трубного насоса разборка устьевого оборудования значительно упрощается, если устье скважины оборудовано сальником самоуплотняющейся конструкции СУСГ1 или СУСГ2. При этом выкидную линию не отсоединяют от сальника, как и сальник от муфты планшайбы (посадочного фланца).

Для подъема штанг, плунжера трубного насоса, а также вставного насоса достаточно отвинтить верхнюю головку сальника и приподнять сальниковый шток на небольшую высоту (до выхода из сальника соединительной муфты сальникового штока со штангами). После этого, зарядив штанговый элеватор под соединительной муфтой, устанавливают его на верхний торец сальника. Затем сажают соединительную муфту на элеватор, отвинчивают от нее сальниковый шток и вместе с верхней крышкой сальника убирают в сторону.

Спуск и подъем насосных труб

Спуск труб в скважину начинают со спуска насоса, если насос трубного типа, или рубашки с замковой пружиной, — если насос вставного типа.

При спуске насоса трубного типа в зависимости от характеристики скважины под него ввинчивают фильтр, предохранительную сетку или газопесочный якорь. Затем насос захватывают трубным элеватором и, приподняв над устьем, осторожно спускают в скважину. Посадив элеватор на предохранительную воронку, установленную на фланце эксплуатационной колонны, на верхней стяжной муфте насоса закрепляют цепной ключ.

Подняв элеватором трубу-одиночку или двухтрубку и придерживая насос цепным ключом, ввинчивают трубу в муфту насоса. Закрепив резьбу, трубу вместе с насосом спускают в скважину и сажают удерживающий их элеватор на фланец тройника. Затем плунжер на штангах пропускают в цилиндр насоса. Убедившись, что плунжер свободно проходит в цилиндр насоса, поднимают его и, отложив на мостки, приступают к спуску всей колонны насосных труб.

Проверка посадки плунжера после спуска первой трубы делается для того, чтобы убедиться в том, что при завинчивании ее не произошло перекоса. Перед спуском вставного насоса в скважину предварительно спускают рубашку с замковой пружиной.

Подъем насосных труб из скважины начинают с ввинчивания подъемного патрубка в муфту посадочной планшайбы, на который надевают элеватор. Затем планшайбу вместе с подъемным патрубком приподнимают до выхода из скважины первой муфты спущенных в скважину труб, под которую подводят элеватор. Закрыв на трубе элеватор, сажают на него трубы, отвинчивают планшайбу и, оттащив ее в сторону, приступают к подъему труб.

Спуск и подъем насосных штанг

Процесс спуска и подъема насосных штанг такой же, что и для труб. Так как масса поднимаемых штанг значительно меньше массы труб той же длины, спуско-подъемные операции производят на бо́льших скоростях, чем для труб, и при меньшем числе струн оснастки. Поднятые из скважины штанги укладывают на мостках рядами, прокладывая между ними специальные деревянные рейки. Во избежание изгиба штанг запрещается поднимать сдвоенные штанги (при работе без оборудования по новой технологии — НТСПШ).

Перед свинчиванием резьбу штанг очищают и смазывают. Резьбу соединяемых штанг крепят до отказа. Стучать, ударять по муфте и телу штанг ручниками, ключами, металлическими предметами и инструментами запрещается.

Обнаруженная на мостках или же при подъеме из скважины дефектная штанга бракуется и откладывается в сторону, а по окончании ремонта убирается с мостков скважины.

Укладываемые на мостках скважины насосные штанги должны иметь не менее шести опорных точек, равномерно распределенных по всей их длине. Укладывать трубы, инструмент, какой-либо груз на уложенные на мостках скважины штанги, а также передвигаться по ним — запрещается. Провисание концов штанг, уложенных на мостках скважины, или соприкосновение их с землей не допускается. Перед спуском насосных штанг в скважину каждую из них тщательно осматривают. Не допускается применять штанги, изготовленные из сталей различных марок. При спуске ступенчатой колонны, состоящей из штанг нескольких диаметров, следует строго придерживаться показателей специальных расчетных таблиц, приведенных в разделе I данной книги.

Подъем насосных труб с жидкостью

Подъем насосных труб с жидкостью в том случае, если спущен трубный насос, проводится тогда, когда не удается извлечь заклинившийся в цилиндре насоса плунжер или же не представляется возможным сорвать конус приемного клапана с посадочной муфты.

Если спущен насос вставного типа, эта операция проводится в том случае, когда не удается извлечь собственно скважинный насос. Тогда, разобрав устьевое оборудование, круговым штанговым ключом захватывают верхнюю штангу и, вращая ее против часовой стрелки, отвинчивают их. Отвинчивание штанг может произойти в любом месте колонны. Затем, подняв отвинченную часть колонны штанг, приступают к подъему труб. При полном отвинчивании резьбы поднятой трубы и подъеме ее из заточки муфты жидкость выливается из нее. Во избежание загрязнения рабочего места применяют приспособление против разбрызгивания жидкости.

Ликвидация обрыва или отвинчивания штанг

При обрыве штанг в насосные трубы спускают шлипс, который прочно захватывает тело штанги, после чего штанги поднимают. Затем оборвавшуюся штангу заменяют новой того же диаметра и той же марки стали, что и остальная колонна штанг. Спускают полный комплект штанг, собирают наземное оборудование скважины и пускают станок-качалку в ход.

Для замены дефектных или оборвавшихся штанг на мостках скважины должно находиться не менее двух запасных новых штанг соответствующего диаметра и той же марки стали.

При отвинчивании штанг в насосные трубы спускают штанговый ловитель (клапан). После захвата им штанг последние поднимают из скважины, проверяют, соединяют и вновь спускают в трубы. Если резьба отвинтившихся штанг имеет дефект, их заменяют новыми. Если обрыв или отвинчивание штанг произошел в нижней части колонны штанг, поднимают всю колонну.

Увеличение и уменьшение глубины подвески насосных труб

Увеличение глубины подвески скважинного насоса в основном диктуется результатами исследований. Оно может варьировать в самых широких пределах — от нескольких метров до нескольких десятков метров. Как показала практика эксплуатации, увеличивать глубину подвески насоса в один прием более чем на 50 м нерационально.

Вначале из скважины извлекают штанги с плунжером (если насос трубного типа) или с насосом (если насос вставного типа), а затем наращивают намеченное число труб с той же резьбой и той же марки стали, что и у труб, спущенных в скважину. После посадки на планшайбу колонны насосных труб спускают поднятые из скважины штанги с плунжером (или с насосом), а затем начинают производить наращивание дополнительного числа штанг. Как только плунжер (или насос)

дойдет до нужного положения, насосные трубы заполняют водой, а затем устанавливают правильное положение плунжера в цилиндре насоса. Обычно считается нормальным, когда при самом нижнем положении головки балансира станка-качалки нижний конец плунжера удален от верхней точки узла приемного клапана на 150 мм.

Для удобства составления колонны насосных штанг строго определенной длины применяют укороченные штанги (метровки). После сборки устьевого оборудования и соединения сальникового штока с канатной подвеской включают станок-качалку. Правильное положение плунжера в цилиндре насоса в процессе эксплуатации скважины контролируется телединамометром или ручным динамографом, показания которых позволяют проводить необходимую корректировку этого положения.

При необходимости уменьшения глубины подвески насоса по геологическим, технологическим или другим причинам вначале поднимают штанги с плунжером (или с насосом), а затем убавляют намеченное число труб. После уменьшения числа труб и посадки оставшейся колонны с планшайбой на устьевой фланец в скважину спускают штанги с плунжером (или с насосом) до тех пор, пока плунжер (или насос) не дойдет до нужного положения. Заливают трубы водой и контролируют правильное положение плунжера в цилиндре насоса. После свинчивания колонны штанг с сальниковым штоком и сборки устьевого оборудования, а также станка-качалки скважину запускают в работу. Убедившись, что насос работает нормально и подает жидкость, бригада переходит к очередной скважине, намеченной к ремонту.

Ликвидация заклинивания плунжера

При заклинивании плунжера в цилиндре насоса после разборки станка-качалки и устьевого оборудования плавно подтягивают колонну насосных штанг. Как только плунжер выйдет из цилиндра насоса, необходимы многократная посадка и подъем плунжера до полного выхода его из цилиндра насоса. Если насос двухклапанный, то при этом жидкость, заполняющая насосные трубы, устремляется в скважину и промывает цилиндр насоса. Если насос трехклапанный, то при повторных подъемах и посадках плунжера захватывают (ловят) приемный клапан, вследствие чего жидкость, как и в двухклапанном насосе, из насосных труб сливается в скважину.

Убедившись, что плунжер свободно проходит по всей длине цилиндра насоса и заеданий на пути его движения не происходит, опускают плунжер до нижнего положения и заливают насосные трубы водой. Затем вновь приподнимают штанги до полного выхода плунжера вместе с приемным клапаном из цилиндра насоса. Вода, находящаяся в насосных трубах, вновь стекает в скважину, попутно промывая цилиндр насоса. После этого плунжер опускают до нижнего положения, вследствие чего приемный клапан садится в гнездо. Затем насосные трубы вновь заливают водой, производят сборку устьевого оборудования скважины и станка-качалки и запускают скважину в работу. Убедившись в том, что насос нормально подает жидкость, бригада переходит на очередную скважину, согласно графику ремонта.

В тех случаях, когда плунжер сильно заклинило и при подтягивании штанг вверх он остается неподвижным, при помощи кругового штангового ключа отвинчивают штанги и поднимают их по частям попеременно, с подъемом (также частями) спущенных в скважину насосных труб. Отвинчивая частями штанги и трубы, извлекают из скважины насос с заклиненным плунжером. После этого в скважину спускают новый насос.

При заклиненном плунжере трубы приходится поднимать заполненными жидкостью. Во избежание заклинивания плунжера в цилиндре насоса рекомендуется: а) привести диаметр насосных труб в соответствие с диаметром насоса; б) применять защитные приспособления; в) обеспечить создание соответствующих скоростей подъема жидкости в насосных трубах; г) не допускать загрязнения штанг на мостках скважин; д) обмывать колонну насосных штанг после спуска их в трубы.

При заклинивании плунжера в цилиндре вставного насоса штанги плавно подтягивают вверх. Если плунжер заклинило сильно, то при натяжке колонны насосных штанг насос выходит из замковой пружины и его вместе со штангами извлекают из скважины. Затем в скважину на штангах спускают новый насос, а заклинившийся отправляют на ремонт.

Спустив в скважину новый насос, трубы заливают водой, проверяют герметичность насоса, производят сборку устьевого оборудования и станка-качалки.

В случае заклинивания плунжера вставного насоса плавно поднимают штанги вместе с насосом и заменяют его новым.

Замена колонны насосных штанг

Колонну насосных штанг полностью заменяют новой, если штанги износились и не выдерживают возникающих нагрузок. В этом случае заранее на мостках скважины подготавливают штанги. После подъема штанг в скважину спускают новые. Посадив плунжер (или насос), заполняют насосные трубы водой. Затем штанги поднимают вверх на 4—5 м, при этом вода из насосных труб выливается в скважину и смывает со штанг прилипшие к ним грязь, песок и ржавчину. После установки плунжера в цилиндре насоса (или самого насоса) заполняют насосные трубы водой, корректируют общую длину колонны насосных штанг при помощи метровок и производят сборку устьевого оборудования и станка-качалки.

Отработанные штанги отвозят в промысловый ремонтный пункт. Здесь после сортировки и отбраковки наиболее сохранившуюся часть штанг используют для работы в скважинах с малой нагрузкой, а полностью износившиеся штанги бракуют. Отбраковывает штанги старший инженер промысла с мастером по текущему ремонту скважин.

Спуско-подъемные операции в наклонных скважинах

Спуск и подъем труб и штанг в наклонных скважинах проводится обычным путем. Во избежание задевания торцами насосных труб за стыки труб эксплуатационной колонны муфты насосных труб должны иметь сферические фаски.

Чтобы убедиться в отсутствии прихвата насосных труб в эксплуатационной колонне перед подъемом их из скважины рекомендуется пользоваться гидравлическим индикатором массы. Насосные штанги в наклонных скважинах применяют с калеными шлифованными или протекторными муфтами, так как обычные муфты вследствие кривизны эксплуатационной колонны (а отсюда и кривизны расположения спущенных в скважину насосных труб) быстро истираются от соприкосновения со стенками насосных труб и выходят из строя. При этом обычно муфты, истираясь сами, одновременно истирают и насосные трубы, выводя их из строя. Применение каленых шлифованных или протекторных муфт в наклонно-направленных скважинах удлиняет срок службы насосных труб и штанг.

Ремонт скважин, в которые спущены трубные насосы

Ремонт скважин, эксплуатирующихся трубными насосами, производят на основе показаний замера дебита жидкости, данных телединамограмм или показаний ручного динамографа. В зависимости от вида ремонта на скважине заблаговременно проводят соответствующую подготовку рабочего места.

К ремонту скважины, в которую спущен трубный насос, относятся работы, связанные со спуско-подъемными операциями штанг и труб.

Проверка и замена трубного насоса. После разборки станка-качалки и устьевого оборудования из скважины извлекают насосные штанги с плунжером и укладывают рядами на мостках. Затем вместе с цилиндром насоса и защитным приспособлением, присоединенным к его приему, извлекают насосные трубы.

После окончания подъема насоса при помощи глубинной лебедки или аппарата Яковлева определяют глубину уровня и забоя в скважине. Если на забое

не обнаруживают песчаной пробки, то приступают к спуску нового насоса, который заблаговременно подготавливают и укладывают вблизи скважины. Если после проверки насоса на поверхности устанавливают, что цилиндр и плунжер насоса сильно сработаны, их заменяют новыми. Если же они еще пригодны для дальнейшей эксплуатации, то их промывают керосином и вновь спускают в скважину. Порядок спуска насоса следующий. Вначале спускают защитное приспособление под насос (газовый, песочный или газопесочный якорь, сепаратор, фильтр, защитную сетку). Затем, присоединив прием насоса к защитному приспособлению, спускают его на насосных трубах на заранее обусловленную глубину.

Закончив спуск труб и посадив их на планшайбу, спускают плунжер на насосных штангах. По окончании спуска штанг, не допуская их на 5—6 м до цилиндра насоса, спущенные в скважину насосные трубы заливают водой. После этого сажают плунжер в цилиндр насоса и отсоединяют приемный клапан, если насос трехклапанный. Заполнив насосные трубы водой до устья, определяют нижнее положение плунжера в цилиндре насоса при максимальном наклоне головки балансира станка-качалки. После этого производят сборку устьевого оборудования скважины и станка-качалки. Затем, присоединив сальниковый шток к головке балансира станка-качалки при помощи канатной подвески, скважину запускают в работу. Так как насосные трубы до пуска скважины были заполнены водой, то при первых же качаниях балансира станка-качалки начинается подача жидкости насосом.

Поднятый из скважины отработанный насос отправляют в промысловый ремонтный пункт для соответствующего осмотра и определения пригодности его к дальнейшей работе в других скважинах.

Замена клапанов. Для замены клапанов штанги вместе с плунжером насоса поднимают из скважины. Если насос трехклапанный, то предварительно ловят приемный клапан при помощи захватного приспособления, смонтированного на нижнем конце плунжера. Клапаны заменяют целиком (шарик и седло заменяют одновременно). Замена только шарика или седла или же переворачивание седла не разрешается, так как на заводе седло притирается к шарику только с одной стороны. Для отвинчивания клеток клапанов применяют ключи «звездочки». Во избежание порчи ребер клетки и поверхности шарика применение оправки или кусков железа (при отвинчивании клеток клапанов) не допускается.

После замены отработанных клапанов плунжер спускают в трубы на насосных штангах. Посадив плунжер в цилиндр насоса и отсоединив приемный клапан от нижнего конца плунжера (если насос трехклапанный), штанги обмывают водой из шланга. Затем спущенные в скважину трубы заполняют водой, устанавливают устьевое оборудование, собирают станок-качалку, сальниковый шток присоединяют к канатной подвеске.

В целях увеличения срока службы клапанных узлов в последнее время прибегают к гуммированию шариков в седле клапанов либо впрессовывают втулки из высокопрочной резины, полиуретана и других износоустойчивых материалов.

Проверка и замена захватных приспособлений. У двухклапанных трубных скважинных насосов захватным приспособлением приемного клапана является соединительный шток, а у трехклапанных — байонетный захват или специальный замок. В зависимости от вида захватного приспособления, вышедшего из строя, производят подъем штанг или труб.

Если у двухклапанного насоса произошел обрыв соединительного штока, то обычно поднимают насосные трубы, так как спуск ловильного приспособления в цилиндр насоса для ловли конца оставшегося соединительного штока, ввинченного в клетку приемного клапана, может привести к порче втулок цилиндра. В случае отвинчивания нижнего конца соединительного штока от клетки приемного клапана последний приходится вылавливать. Для ловли приемного клапана на штангах спускают специальный палец, имеющий на своем нижнем конце резьбу, соответствующую резьбе соединительного штока, и несколько бо́льшую конусность. На высоте 1 м от нижнего конца резьбы пальца на штангах устанавливают направление с диаметром несколько меньшим, чем диаметр плунжера, так, чтобы оно могло свободно проходить в цилиндр насоса, не нарушая его поверхности.

При допуске штанг (благодаря направлению) резьба пальца попадает в резьбу клетки приемного клапана (чему в значительной мере способствует большая конусность резьбы пальца). Затем штанги вращают по часовой стрелке, свинчивая тем самым палец с клеткой, и поднимают их на поверхность.

Так как при ловле приемного клапана насосные трубы обычно заполняют водой, то при подъеме штанг захваченный конус срывается с места и жидкость сливается из насосных труб. Если при подъеме штанг жидкость остается в трубах, то операцию по ловле приемного клапана повторяют. После извлечения приемного клапана на дневную поверхность его проверяют и, если необходимо, заменяют. Затем клапан соединяют с соединительным штоком плунжера и вместе с последним спускают в цилиндр насоса.

В случае выхода из строя нижней части замка у трехклапанного насоса и необходимости проверки приемного клапана трубы поднимают, а клапан, если это нужно, заменяют.

При выходе из строя верхней части замка у трехклапанного насоса штанги вместе с плунжером поднимают и ремонтируют верхнюю часть замка. После этого штанги опускают, захватывают приемный клапан, поднимают на поверхность и проверяют его состояние.

Ремонт скважин, в которые спущены вставные насосы

Одно из главных преимуществ вставного насоса — при ремонте скважины поднимают лишь штанги, а трубы на поверхность не извлекают.

У насосов этого типа наиболее часто приходится заменять узел посадочного конуса или клапанные узлы.

Монтируемые клапаны следует испытывать на вакуумметре, при этом гнезда должны плотно садиться в соответствующие выточки. При осмотре клапанов проверяют также состояние поверхности плунжера и плавность его прохода в цилиндр. Крепление резьбовых соединений при этом обязательно.

В случае обнаружения более сложных дефектов в поднятом насосе его бракуют и в скважину спускают новый насос.

Замена вставного насоса. Если намечается замена вставного насоса, то к скважине заранее доставляют исправный насос и укладывают его на деревянных прокладках. Из скважины поднимают отработанный насос и спускают в нее новый.

После посадки нового насоса насосные трубы заполняют водой для проверки герметичности и правильности его посадки, затем «срывают» насос с посадочного гнезда. При этом вода из труб устремляется вниз, смывая частицы грязи и песка с наружной поверхности штанг и внутренней поверхности насосных труб.

Затем насос повторно сажают на место, трубы заполняют водой, монтируют устьевое оборудование, присоединяют сальниковый шток к канатной подвеске и запускают станок-качалку.

Замена посадочного гнезда. Посадочное гнездо вставного насоса монтируют в рубашке, спускаемой в скважину на насосных трубах. Поэтому для замены рубашки необходимо поднять трубы. Особое внимание следует уделять состоянию конусной фаски, разделяющей жидкость, находящуюся в насосных трубах и в скважине. Необходимо также убедиться в том, что посадочное гнездо плотно садится в расточку рубашки и при его закреплении перекоса не происходит. При этом проверяют состояние замковой пружины. Ее также заменяют новой, если обнаружен какой-либо дефект.

В случае перекоса посадочного гнезда в рубашке вставного насоса жидкость после пуска станка-качалки поступать не будет. Поэтому рубашку вставного насоса следует проверить в собранном виде, а затем на трубах спустить в скважину.

Ремонт скважин, в которые спущены насосы с манжетными плунжерами

В скважины, которые подают нефть вместе с сероводородными корродирующими водами, спускают насосы с манжетными плунжерами конструкции АзНИПИнефть или с гуммированным плунжером конструкции ГрозНИПИнефть.

Так как корродирующая среда почти не оказывает влияния на манжетные плунжеры, то наиболее распространенным видом ремонта скважин, оборудованных такими насосами, является ремонт, связанный лишь с подъемом и спуском штанг для замены клапанов.

Насосы с манжетными плунжерами дешевле стандартных. Плунжеры этих насосов состоят из комплекта манжет, изготовленных из прорезиненной ткани. Причем число манжет, входящих в полный комплект, для насосов различных диаметров различно.

Практикой установлено, что с увеличением глубины спуска насоса срок службы манжет сокращается. Наиболее благоприятные результаты получают при применении манжетных насосов больших диаметров, которые используют для откачки значительных объемов жидкости при форсированных режимах эксплуатации скважин. В качестве цилиндра у насоса с манжетным плунжером служит цилиндр стандартного насоса, собранный из втулок или труб соответствующего диаметра с обработанной внутренней поверхностью. Материал манжетного плунжера более подвержен механическим повреждениям, чем стального плунжера, и поэтому при спуско-подъемных операциях необходимо соблюдать ряд дополнительных правил. Порча манжет может произойти из-за задевания их о стыки труб. Поэтому свинчивание труб должно производиться до отказа, причем на концах их не должно быть заусенцев или выступов. Нельзя спускать манжетный плунжер в трубы, на которых имеются отложения солей или окалины, так как вследствие сужения проходного сечения труб при спуско-подъемных операциях манжеты выйдут из строя. Манжетный плунжер нельзя спускать в запарафиненные трубы, так как при этом может произойти смятие манжет, забивание промежутков между ними парафином.

При спуско-подъемных операциях с манжетным плунжером следует соблюдать чистоту рабочего места. Необходимо, чтобы спускаемые в скважину трубы и штанги были чистыми, так как попадание грязи в цилиндр насоса приведет к выходу манжет из строя.

При посадке плунжера в цилиндр насоса следует учитывать, что высокая посадка его, т. е. хотя бы частичный выход плунжера из цилиндра в крайнем верхнем положении, недопустима. Поэтому посадку манжетного плунжера в цилиндр необходимо производить с особой тщательностью. Не должно иметь места также смещение втулок в цилиндре насоса, иначе даже при непродолжительной работе они выйдут из строя вследствие задевания плунжера за край выступающей втулки.

При транспортировании насоса, а также при спуске его в скважину во избежание сдвига втулок необходимо соблюдать большую осторожность. После подъема насоса тщательно проверяют втулки. Если произошел их сдвиг, то спускают новый цилиндр, а поднятый отправляют в промысловый пункт по ремонту насосов.

В случае заедания манжетного плунжера в цилиндре насоса расхаживать его не разрешается, так как манжеты при этом могут быть выведены из строя. Необходимо поднять плунжер на поверхность, определить причину заедания и устранить ее. Сажать манжетный плунжер в цилиндр насоса с усилием также не разрешается.

При крайнем нижнем положении плунжера ни одна из манжет не должна выходить из цилиндра, так как это может привести к заклиниванию плунжера или же срезу манжеты. Поэтому у цилиндра манжетного насоса патрубок-удлинитель должен быть укороченным до 10—15 см. Тугая посадка манжетного плунжера в цилиндре насоса не допустима. Плунжер в цилиндре насоса должен ходить свободно, плавно и без толчков. Внутренняя поверхность втулок должна быть гладкой, без глубоких рисок и ржавчины.

Ремонт скважин, в которые спущены погружные центробежные электронасосы

Подготовка скважин к спуску в них погружного агрегата заключается в предварительной проверке состояния эксплуатационной колонны (от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100—150 м) и забоя специальным

шаблоном, диаметр которого должен быть на 4 мм больше максимального наружного диаметра погружного агрегата и длиной не менее 2 м. При этом следует избегать спуска шаблона в фильтровую часть.

Наземное оборудование погружных установок состоит из электрооборудования и устьевых коммуникаций.

К наземному электрооборудованию относятся: линия электропередач (при фидерной системе электропитания), станция управления, трансформатор и кабель, подводящий электроэнергию к погружному электродвигателю.

К устьевому оборудованию относятся: механизированный барабан для свивки и навивки кабеля, подвесной ролик, устьевой пьедестал для спуско-подъемных операций, планшайба и устьевая арматура.

Подготовительные работы перед спуском ЭЦН заключаются в подготовке рабочего места, оборудования мостков для укладки на них погружной установки, монтаже подвесного ролика ко второму поясу вышки; подготовке всех вспомогательных приспособлений и инструментов для соединения отдельных частей погружного агрегата и крепления кабеля к агрегату и насосным трубам.

Подвесной ролик служит для направления кабеля к устью скважины, облегчения операций по спуску и подъему и недопущения перегибов кабеля. Механизированный кабельный барабан устанавливают в 15—17 м от устья скважины в поле зрения тракториста. Ось барабана должна быть перпендикулярна к линии, соединяющей центры барабана и устья скважины. Кабель, спускаемый в скважину, должен сбегать с верхней части барабана.

Погружной агрегат доставляют на ремонтируемую скважину на агрегате АТЭ-6М в разобранном виде.

Работы по спуску погружного агрегата в скважину выполняют в следующем порядке: двигатель соединяют с гидрозащитой и насосом на устье скважины в такой последовательности. Надевается монтажный хомут на компенсатор, поднимают его с мостков и спускают в скважину до посадки хомута на фланец эксплуатационной колонны. Затем снимают крышку компенсатора, надевают хомут на двигатель, приподнимают его над устьем скважины и снимают нижнюю транспортировочную крышку. Далее соединяют двигатель с компенсатором, вывинчивают пробку и открывают на 3—4 оборота перепускной клапан двигателя. Затем вновь завинчивают пробку и снимают хомут с компенсатора, спускают двигатель в скважину до посадки хомута на фланец эксплуатационной колонны. После этого снимают крышку кабельного ввода двигателя, промывают контакты сухим трансформаторным маслом и замеряют сопротивление изоляции двигателя и кабеля. Оно должно быть не менее 10 кОм.

После осуществления всех этих мероприятий вывинчивают пробку двигателя, в отверстие ввинчивают штуцер маслонасоса и прокачивают масло до перелива его через отверстие в колодке кабельного ввода, соединяют муфту кабеля с колодкой токоввода двигателя и устанавливают на место крышку. Затем испытывают на герметичность кабельный ввод и фланцевое соединение двигателя с компенсатором при давлении масла 10 кгс/см^2 в течение 5 мин. При опрессовке перепускной клапан компенсатора должен быть открыт.

Далее с двигателя снимают верхнюю крышку, проверяют вращение вала шлицевым ключом (вал должен проворачиваться без заеданий), надевают хомут на протектор и поднимают его над устьем скважины. Затем проверяют вращение вала протектора, а также посадку шлицевой муфты на валы двигателя и протектора и соединяют двигатель с протектором. Вывинчивают пробку протектора и через клапан в головке двигателя закачивают трансформаторное масло до появления его в отверстии под пробкой, ввинчивают манометр в отверстие под пробку и фланцевое соединение протектора с двигателем испытывают на герметичность при давлении 2 кгс/см^2 в течение 10 мин. Затем давление снижают до атмосферного и манометр вывинчивают.

После осуществления всех контрольных работ верхнюю крышку протектора снимают, приподнимают насос над устьем скважины и снимают крышку насоса, проверяют вращение валов насоса и протектора и посадку шлицевой муфты и соединяют насос с протектором.

Далее погружной агрегат приподнимают над устьем скважины, вывинчивают пробку из компенсатора, открывают перепускной клапан компенсатора и вновь

ввинчивают пробку. Затем кратковременно включают двигатель для определения правильности направления вращения вала. После этого погружной агрегат соединяют с первой трубой, под которой монтируют спускной клапан. Спуск НКТ с погружным агрегатом не отличается от спуска труб при обычном ремонте скважин. Разница заключается в том, что одновременно и параллельно с НКТ спускают кабель, который крепят к трубам с помощью металлических хомутов с пряжкой. При этом необходимо следить за тем, чтобы кабель не закручивался вокруг труб, что может вызвать осложнения. Во время спуска труб необходимо проверять состояние изоляции кабеля. Скорость спуска погружного агрегата не должна превышать 0,25 м/с. После спуска ЭЦН собирают устьевое оборудование. Если при этом необходимо регулировать дебит скважины, то на устье устанавливают штуцер соответствующего диаметра.

Подъем и демонтаж погружного агрегата проводятся в обратном порядке. Остальные ремонтные работы в скважинах, оборудованных ЭЦН (например, чистка и промывка песчаных пробок, удаление парафинистых, солевых и других отложений и т. д.), существенно от таковых при обычном текущем ремонте не отличаются.

Прежде, чем приступить к работам по подъему агрегата из скважины, необходимо выключить установку и блок «рубильник — предохранитель». Затем отсоединяют кабель, питающий двигатель от станции управления и проверяют сопротивление изоляции системы кабель — двигатель. При необходимости глушат скважину и после этого демонтируют устьевую арматуру, сливают жидкость из колонны НКТ через спускной клапан, установленный над насосом. Отверстие в спускном клапане вскрывают при помощи металлического стержня диаметром 35 мм и длиной 650 мм, сбрасываемого в трубу с поверхности. При ударе стержня о штуцер последний в месте надреза обламывается, и, таким образом, открывается отверстие в спускном клапане. В результате жидкость из труб перетекает в эксплуатационную колонну. После удаления жидкости из насосных труб в муфту верхней из них, подвешенной на планшайбе, ввинчивают подъемный патрубок длиной 0,5—1,0 м, имеющий на одном конце резьбу, а на другом — муфту для захвата элеватором. Затем разбирают уплотнение кабеля в планшайбе или колонной головке, устанавливают пьедестал на фланец эксплуатационной колонны, поднимают насосные трубы с кабелем. Погружной агрегат поднимают со скоростью не более 0,25 м/с.

По мере подъема труб кабель освобождают от хомутов, не допуская падения их в скважину. По мере подъема кабель навивается на барабан. При этом необходимо следить за тем, чтобы он навивался равномерно и не касался земли.

Во время спуско-подъемных операций проводить какие-либо работы с кабелем запрещается. Не допускаются резкие перегибы кабеля и удары по его броне. Кабель из скважины должен поступать на верхнюю часть барабана. После подъема агрегата снимают защитные кожухи (защитные хомуты) плоского кабеля. Под головкой нижней секции насоса устанавливают хомут, агрегат спускают до места посадки хомута на фланец эксплуатационной колонны и верхнюю секцию насоса отсоединяют от нижней. После проверки вращения вала верхнюю секцию закрывают защитной крышкой и укладывают на мостки.

В процессе демонтажа узлы агрегата (насос, протектор, двигатель, компенсатор и муфту кабеля) закрывают крышками.

Кроме обычных ЭЦН и ЭЦНИ, в последнее время широко применяют электронасосы для бесштрубной эксплуатации скважин; для совместно-раздельной их эксплуатации; для добычи воды из одних пластов и закачки в другие, а также в системе поддержания пластового давления.

Применяют также и винтовые электронасосы, которые внешне от обычных ЭЦН не отличаются. В этом случае нефть из скважин на поверхность подается не центробежным, а винтовым (одновинтовым) насосом. В таких насосах применяют четырехполюсные синхронные электродвигатели с частотой вращения вала 1500 об/мин, а в обычных ЭЦН — двухполюсные электродвигатели с частотой вращения вала 3000 об/мин.

ЭЦН можно применять в глубоких, наклонно-направленных, чисто нефтяных и сильно обводненных скважинах при небольшом содержании механически

примесей, а также при добыче йодобромистых вод, для дренажа нагнетательных скважин, извлечения остаточных кислотных растворов после обработок скважин и т. д.

Проверка, очистка и замена защитных приспособлений

Защитные приспособления (газовые якори, предохранительные сетки, песочные и газопесочные якори) монтируют под приемами насосов, а поэтому для проверки их на дневную поверхность поднимают всю колонну насосных труб и насос.

У газовых якорей вибрационного типа проверяют состояние вибрационных пружин, вибраторов и центральной трубки. Износившиеся пружины заменяют новыми, причем проверяют, свободно ли движутся вибраторы под действием пружин и не происходит ли задевание их краев за внутреннюю поверхность кожуха вибратора.

Нижнюю часть якоря очищают от песка. Если требуется значительный ремонт якоря, то в скважину спускают новый, а поднятый из нее якорь отправляют в ремонтную мастерскую.

После подъема песочного или газопесочного якоря песочную камеру его очищают от песка и промывают водой. Проверяют также резьбу переводника якоря, при помощи которой он присоединяется к приему насоса, а также прочищают входные отверстия в якорь. В случае обнаружения дефектов на резьбе переводника в скважину спускают новый якорь. При проверке защитных сеток и фильтров, монтируемых под приемами скважинных насосов, проверяют присоединительную резьбу, а также очищают входные отверстия.

Особенности ремонта морских скважин

Технологически освоение разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на морских нефтепромыслах, их текущий и капитальный ремонт от аналогичных работ в скважинах, расположенных на суше, существенно не отличаются. Однако эти работы на морских скважинах в значительной мере осложняются следующими обстоятельствами:

а) ограниченностью рабочих площадок вокруг устьев морских скважин;

б) значительной удаленностью морских скважин от основных материально-технических баз, цехов и мастерских;

в) большим числом скважин, пробуренных с одного куста наклонно-направленным способом, т. е. с большой кривизной стволов скважин;

г) зависимостью ремонтных работ и операций по освоению скважин от гидрометеорологических условий в открытом море;

д) требованиями охраны моря от загрязнения нефтью, пластовыми водами, кислотами, щелочами и химическими реагентами, а также песком и грязью, насыщенными нефтью, и. т. д.

Большинство морских скважин располагается крупными кустами (по 10—12 и до 30 скважин в кусте) на небольших по размерам металлических площадках, примыкающих к эстакадам, либо на отдельных кустовых основаниях, расположенных в открытом море.

Размеры приэстакадных площадок составляют 60 × 36 м, из них на площади 40 × 15 м располагаются скважины, а для размещения подъемных и промывочных агрегатов, а также прочего ремонтного оборудования остается рабочая площадь менее 450 м^2.

Ремонтные работы в таких условиях осложняются еще и тем, что устья скважин располагаются друг от друга на расстояниях 1,5—2,5 м и реже 8—10 м, а расстояния между двумя рядами скважин — от 2,5 до 10 м. Кроме того, в большинстве случаев ремонтные работы проводят в непосредственной близости от действующих фонтанных и газлифтных скважин, что опасно с точки зрения возникновения пожаров.

На отдельных морских основаниях свободная рабочая площадь для установки агрегатов и различных механизмов может быть несколько больше.

Очевидно, ремонтные работы на морских скважинах еще больше осложняются при расположении их устьев на дне моря, т. е. под водой.

Доставка на отдельные основания промывочных и заливочных агрегатов, различных подъемных сооружений, тракторов-подъемников, буровых растворов, кислот, щелочей, различных химреагентов, сухой глины, утяжелителей, обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб, насосных штанг, ЭЦН, скважинных насосов, защитных приспособлений, инструмента и других материалов осуществляется крановыми судами (реже — на спаренных киржимах), а самих вахт — вертолетами или катерами. На приэстакадные площадки все указанное оборудование и инструмент также доставляются крановыми судами, а иногда и по эстакаде на тяжеловозах и трубовозах.

Так как размеры площадок в обоих случаях небольшие (что затрудняет размещение станков-качалок) и на большинстве отдельных оснований электроэнергия отсутствует, насосно-компрессорный способ эксплуатации на морских нефтепромыслах имеет ограниченное применение. Большинство морских скважин эксплуатируется фонтанным либо газлифтным способами с поддержанием пластовых давлений. Поэтому большинство ремонтных работ на морских скважинах сводится к спуско-подъемным операциям с НКТ, а также к промывке и чистке скважин от песчаных пробок, дренажу нагнетательных скважин и осуществлению в скважинах различных исследовательских работ, геолого-технических мероприятий и методов воздействия на призабойную зону скважин.

Все эти работы достаточно подробно описаны в соответствующих разделах данного справочного пособия.

Необходимо лишь учитывать, что вследствие значительной кривизны стволов морских скважин необходимо с муфт НКТ обоих рядов лифтовых труб снимать фаску (снизу и сверху), что предохраняет их от зацеплений и обрывов.

РЕМОНТ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным способом

До спуска оборудования для раздельной эксплуатации (ОРЭ) необходимо тщательно подготовить скважину: обследовать техническое состояние эксплуатационной колонны, очистить или промыть скважину от песчаной пробки.

Рассмотрим конструктивные особенности некоторых видов подземного оборудования ОРЭ и ремонта скважин.

Установка фонтанная эксплуатационная 2УФЭ (рис. II.4) состоит из двух рядов насосно-компрессорных труб (НКТ) *2* и *3* диаметрами 60 и 48 мм, параллельно расположенных в скважине. Вначале спускают хвостовик *9* из 73-мм насосно-компрессорных труб с укрепленными на нем седлом обратного шарового клапана *10*, шлипсовым пакером *8*, гидравлическим якорем *7* и перепускным клапаном *5* для освоения скважины. В этот хвостовик спускают второй ряд 48-мм насосно-компрессорных труб *6* с уплотнительным конусом, который садится в седло *4*, имеющееся на верхнем конце хвостовика. Дальнейший спуск указанной концентричной сборки осуществляется на насосно-компрессорных трубах диаметром 60 мм, по которым поступает продукция нижнего пласта.

Для эксплуатации верхнего пласта в скважину параллельно первой колонне *2* спускают второй ряд труб *3* диаметром 48 мм. Ее башмак устанавливают над фильтром верхнего пласта. Разрезное металлическое кольцо *1* со сточенным на конус верхним торцом обеспечивает плавный переход от наружной поверхности муфты к телу трубы и тем самым исключает зацепление муфт при спуске и подъеме НКТ. Такие кольца устанавливают над каждой муфтой обоих рядов труб.

Освоение скважины по обоим пластам осуществляется одновременно. В этих целях в 60-мм трубы забрасывают металлический шар, который садится в седло на конце колонны и временно отключает нижний пласт от скважины. Затем в ту

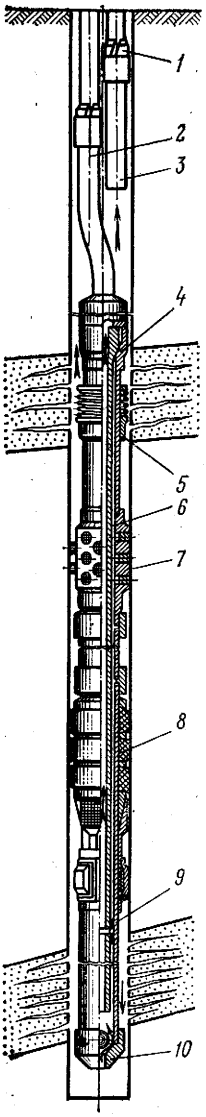


Рис. II.4. Схема подземного оборудования 2УФЭ для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным способом с параллельной подвеской лифтов

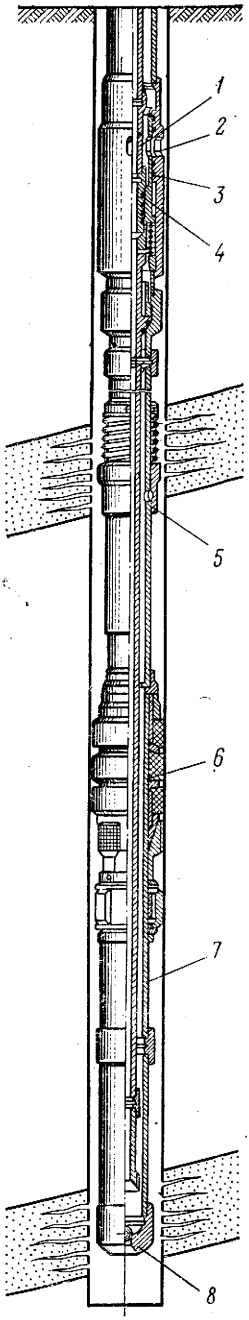


Рис. II.5. Схема подземного оборудования 2УФК для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным способом с концентрической подвеской лифтов

же колонну НКТ подается аэрированная жидкость, которая вытесняет жидкость из центральных 48-мм труб и наружных 73-мм труб (хвостовых) через перепускной клапан в эксплуатационную колонну над пакером. Путем открытия соответствующих задвижек на устье скважины жидкость из эксплуатационной колонны и НКТ, предназначенных для эксплуатации верхнего пласта, выливается наружу. Для предупреждения смещения пакера и 60-мм труб под действием перепада давлений на этой колонне устанавливают якорь. Если этих осложнений не ожидается, то применяют более простую схему оборудования 1УФЭ (без якоря и хвостовика под пакером).

Для фонтанной эксплуатации раздельным способом двух пластов применяют оборудование УФК четырех модификаций. На рис. II.5 приведена схема подземного оборудования 2УФК для эксплуатации скважин глубиной 3000 м и при расстояниях между фильтрами эксплуатируемых пластов 50 м и более. Установка предназначена для добычи парафинистой нефти. При отсутствии в продукции скважины парафина на базе этой установки можно собрать оборудование упрощенного типа 1УФК.

Подземная часть этого оборудования состоит из хвостовика и двух колонн НКТ, спускаемых концентрически. В 146-мм колоннах применяют наружные трубы диаметрами 89 и внутренние — диаметрами 48 мм.

В 168-мм колоннах применяют следующее сочетание НКТ: наружные диаметрами 73 × 114 мм и внутренние диаметрами 48 × 73 мм.

На наружных трубах хвостовика *7* последовательно устанавливают седла обратного шарового клапана *8*, пакер шлипсового типа *6*, перепускной *5* и золотниковый *3* клапаны. Масса хвостовых НКТ диаметрами 89 × 114 мм создает нагрузку, достаточную для предупреждения смещения пакера вверх и, таким образом, отпадает необходимость в установке гидравлического якоря. В наружном ряду труб монтируется подпружиненная конусная опора *4*, на которую опирается колонна труб внутреннего ряда. При посадке этих труб опора смещается вниз и отверстия *1* и *2* золотникового клапана совмещаются. Через эти отверстия продукция верхнего пласта попадает в кольцевое пространство между концентрически расположенными колоннами НКТ. Вызов притока из обоих пластов в этом случае производится путем закачки в НКТ внутреннего ряда аэрированной жидкости.

Отложения парафина из центральных труб удаляются скребками, а из кольцевого пространства — прокачкой горячей нефти.

Для раздельной эксплуатации пластов, в продукции которых в значительном количестве присутствует песок, применяют оборудование 3УФК. Это оборудование предназначено для 168-мм колонны с использованием концентрично расположенных трех рядов НКТ (48, 73, 114 мм). Подземная часть оборудования 3УФК состоит из хвостовика (труб диаметром 48 и 73 мм, спускаемых концентрично) и верхней части НКТ диаметром 114 мм, разделенных пакером. После освобождения пакера в 114-мм трубы спускают 73-мм трубы, а в последние — 48-мм трубы. Нижний пласт эксплуатируется через внутренние трубы, а верхний пласт — по затрубному пространству. Кольцевое пространство между 114 и 73-мм трубами остается свободным и в случае необходимости используется для промывки пробки над нижним пластом. Промывка пробки над верхним пластом осуществляется циркуляцией жидкости из затрубного пространства через кольцевое на поверхность.

Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным и насосным способами

На рис. II.6 приведена схема расположения оборудования 1УНФ, состоящая из хвостовика с двумя концентрическими рядами НКТ *11* и *10* диаметрами 48 и 73 мм соответственно; разобщающего пакера шлипсового типа *13* и перепускного клапана одностороннего действия *12*. Внутренний ряд труб подвешивается на конусной опоре *8* и уплотняется резиновыми кольцами *9*.

На нижнем конце наружных труб имеется седло *14* для обратного шарового клапана. Хвостовик спускают в скважину на НКТ *5*, в которых монтируются

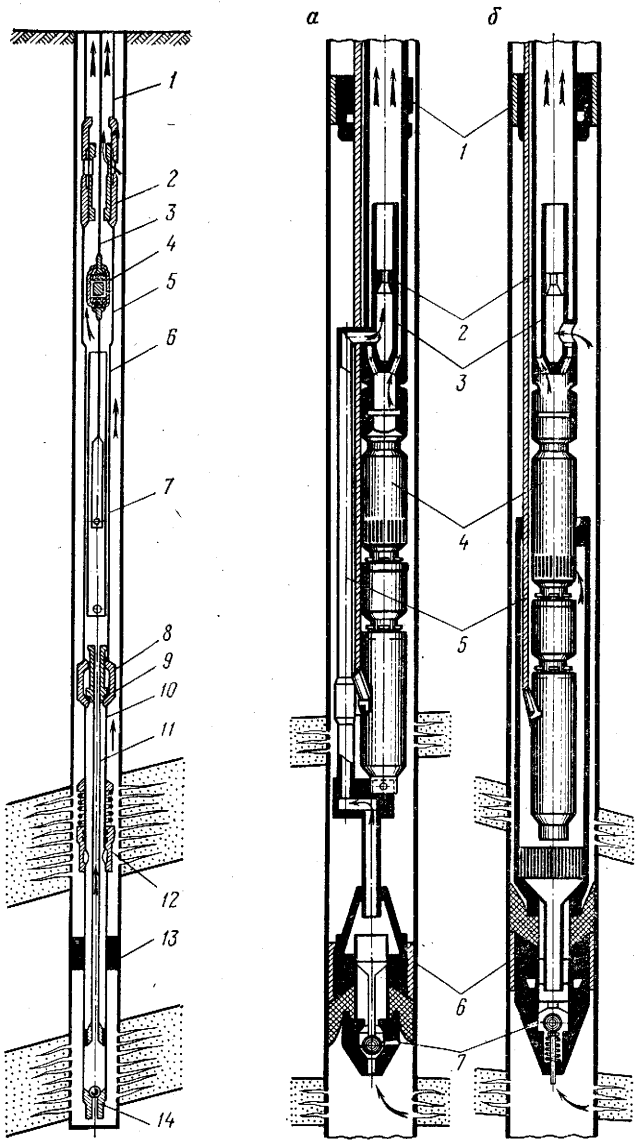


Рис. II.6. Схема подземного оборудования 1УФН для раздельной эксплуатации двух пластов (штанговым насосом и фонтанным способом)

ис. II.7. Схема подземного оборудования для раздельной эксплуатации двух пластов погружными электронасосами

замковая опора *6* для вставного штангового скважинного насоса *7* и золотниковый клапан *2* для прохода жидкости из верхнего фонтанного пласта в НКТ.

При спуске в скважину штангового насоса золотниковый клапан открывается с помощью специального захвата *4*, смонтированного на колонне штанг *3*. При подъеме насоса клапан закрывается тем же захватом. Спуск оборудования в скважину осуществляется на НКТ *1* диаметром 89 мм.

На рис. II.7 показано оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной с применением погружного центробежного электронасоса. Оборудование состоит из разобщающего пакера *6*, погружного электронасоса *4*, разобщителя *3* для установки сменного забойного шнура *2* и системы сменных клапанов *5*.

При эксплуатации по схеме фонтан — ЭЦН (см. рис. II.7, *а*) в качестве отводного канала используется труба, проходящая параллельно насосному агрегату, а по схеме ЭЦН — фонтан (см. рис. II.7, *б*) — кожух, охватывающий нижнюю часть агрегата, включая прием насоса.

Трубный якорь *1*, установленный над ЭЦН, воспринимающий и передающий посредством шлипсов действие массы труб на эксплуатационную колонну, предохраняет электронасос от чрезмерной осевой нагрузки. Разобщающий пакер не имеет постоянного соединения с ЭЦН, его заранее устанавливают между эксплуатируемыми пластами при помощи специального инструмента, спускаемого в скважину на колонне НКТ. Установка пакера на заданной глубине осуществляется за счет действия гидравлического давления, создаваемого в колонне.

После установки пакера колонну НКТ извлекают на поверхность и в скважину спускают оборудование ЭЦН.

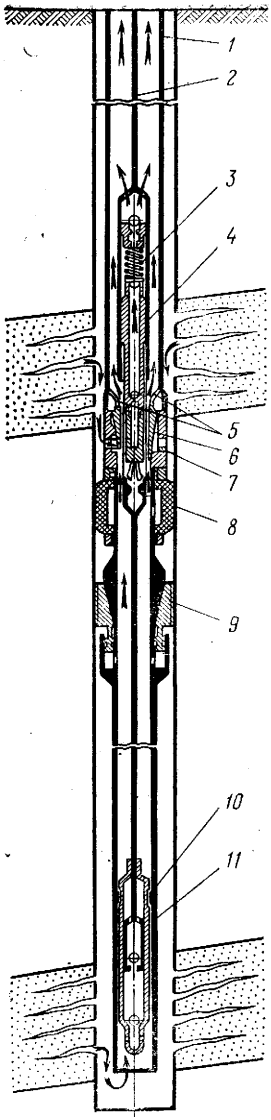
Внизу пакера расположен обратный шаровой клапан *7*, который при извлечении из скважины оборудования, работающего по схеме фонтан — ЭЦН, отключает нижний фонтанный пласт. Поэтому не требуется его глушения. При работе же по схеме ЭЦН — фонтан для извлечения скважинного оборудования необходимо предварительно верхний фонтанный пласт заглушить, что достигается прямой или обратной закачкой бурового раствора через отверстия в боковых стенках разобщителя. Наличие шарового клапана исключает при этом одновременное глушение нижнего пласта, эксплуатируемого ЭЦН.

Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов сдвоенными штанговыми насосами и погружным центробежным электронасосом

На рис. II.8 приведена схема одного из вариантов оборудования УГР с пакером гидравлического типа, когда в скважину спускают два штанговых насоса. Это оборудование применяют в скважинах при отсутствии газа в подпакерной зоне. На колонне насосно-компрессорных труб *1* закрепляется замковая опора нижнего насоса *10*, гидравлический якорь *9*, пакер гидравлического типа *8* и замковая опора верхнего насоса *7*. В насосно-компрессорные трубы на колонне штанг *2* спускают два последовательно соединенных насоса, устанавливаемых в соответствующих замковых опорах. Уплотнение пакера достигается за счет давления пластовой жидкости верхнего пласта. Тем же давлением плашки гидравлического якоря распираются, предупреждая продольное перемещение колонны НКТ. Две параллельные тяги *5*, проходящие через вертикальные пазы в посадочном корпусе *6* верхнего насоса, осуществляют связь между подвижным цилиндром верхнего насоса *4* и плунжером *11* нижнего насоса. Эти пазы изолированы от горизонтальных каналов, которые служат для пропуска жидкости из верхнего пласта к приему верхнего насоса. Продукция нижнего пласта заполняет хвостовую часть НКТ и через вертикальные пазы посадочного конуса верхнего насоса поступает в насосно-компрессорные трубы, где смешивается с продукцией верхнего пласта.

Депарафинизацию труб в скважинах, оборудованных УГР, осуществляют прокачкой горячей нефти (обратной промывкой).

Устройство *3* типа ШБ позволяет периодически отключать нагнетательный клапан верхнего насоса и осуществлять раздельные замеры дебитов каждого пласта.



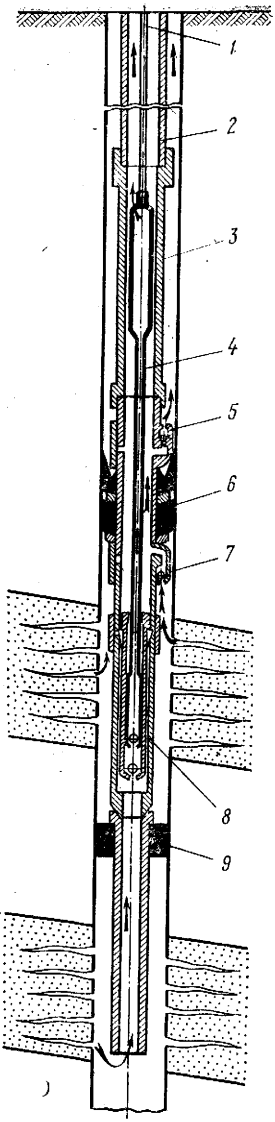


Рис. II.8. Схема подземного оборудования 2УГР для раздельной эксплуатации двух пластов штанговыми скважинными насосами

Рис. II.9. Схема подземного оборудования для раздельной эксплуатации двух пластов штанговыми насосами дифференциального типа

На рис. II.9 приведена разновидность схемы УГР, когда используется сочетание обычного трубного вставного насоса *8* (внизу) и насоса *3* дифференциального типа (вверху). Плунжеры верхнего и нижнего насосов соединены полым штоком *4*, а цилиндры — через узел *6* разобщения затрубного пространства. По обе стороны этого узла установлены всасывающий *7* и нагнетательный *5* клапаны для верхнего насоса. Колонна штанг *1* служит для привода в действие обоих насосов.

Продукция нижнего пласта поступает на прием нижнего насоса и откачивается через полый шток и плунжер верхнего насоса на поверхность по колонне труб *2*. Продукция верхнего пласта через всасывающий клапан поступает в верхний насос и через нагнетательный клапан подается на поверхность по эксплуатационной колонне. Пласты разобщаются шлипсовым пакером *9*.

Депарафинизация труб в этом случае осуществляется циркуляцией горячей нефти и пластинчатыми скребками. Циркуляция горячей нефти производится через насосно-компрессорные трубы, нагнетательный клапан *5* и далее через эксплуатационную колонну после извлечения плунжера верхнего насоса.

На рис. II.10 приведена схема расположения оборудования для раздельной эксплуатации пластов с применением центробежного электронасоса. Вначале спускают двухсекционный пакер *8* со шлипсовым якорем *9*. После спуска и установки пакера поднимают посадочный инструмент и на колонне труб *2* в скважину спускают насос *3* с дистанционно регулируемым забойным штуцером *6* и стационарными глубинными приборами (дебитомером *7* и манометром *5*). Над насосом на трубах устанавливают якорь *1*.

Давление из насосно-компрессорных труб передается на механизм штуцера через трубку *4*. Продукция нижнего пласта из центральной трубки в сердечнике пакера проходит через глубинный дебитомер, забойный штуцер и попадает в эксплуатационную колонну скважины на прием насоса.

Продукция верхнего пласта из кольцевого канала в сердечнике пакера проходит через корпус забойного штуцера и далее в эксплуатационную колонну, где смешивается с продукцией нижнего пласта.

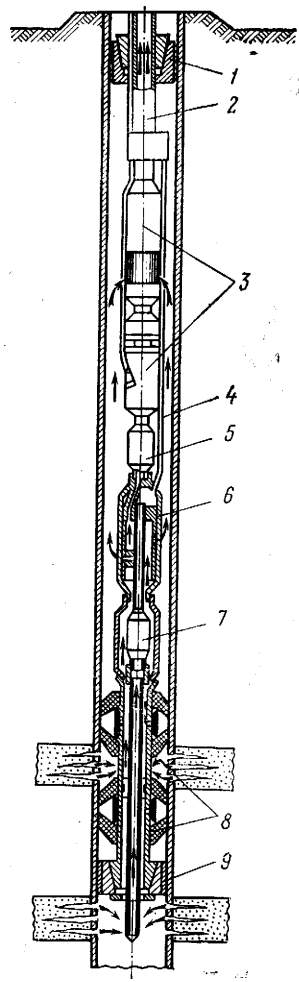
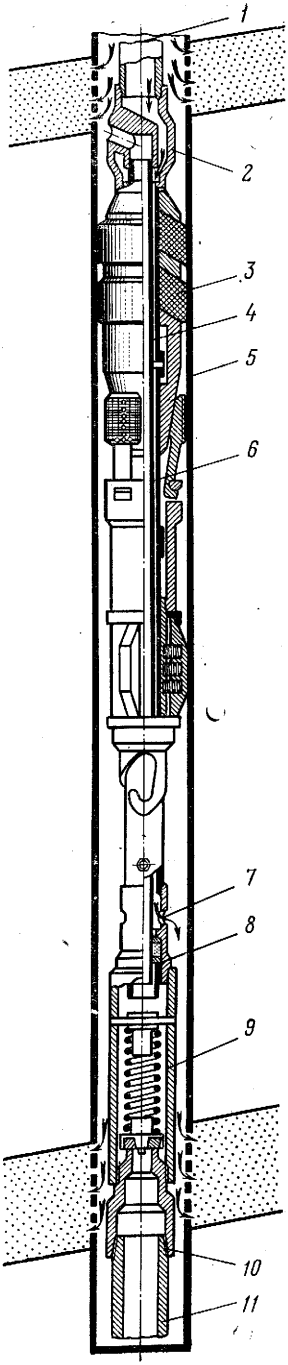


Рис. II.10. Схема подземного оборудования для раздельной эксплуатации двух пластов погружными центробежными электронасосами

Оборудование для закачки воды в два пласта через одну нагнетательную скважину

На рис. II.11 и II.12 приведены соответственно схемы оборудования ОРЗ-2П-146 и ОРЗ-2П-168 для нагнетания воды соответственно в два пласта через одну скважину при колоннах диаметрами 146 и 168 мм.

На колонне насосно-компрессорных труб *1* (см. рис. II.11) в скважину спускают шлипсовый пакер *3* особой конструкции. Этот пакер снабжен муфтой пере-



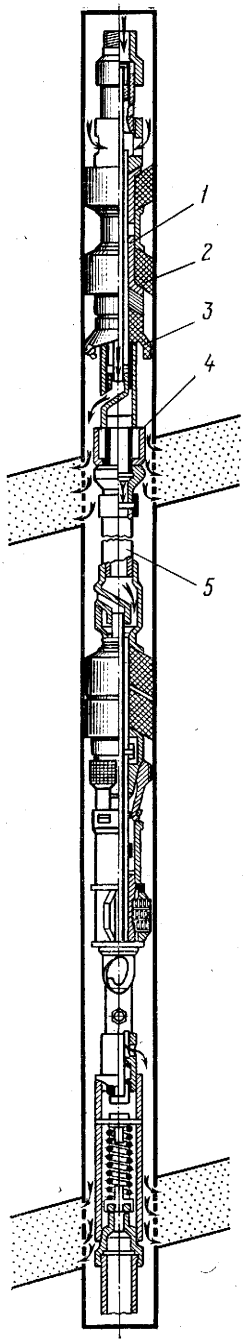


Рис. II.11. Схема подземного оборудования ОРЗ-2П-146 для раздельной закачки воды в два пласта через одну нагнетательную скважину с колонной диаметром 146 мм

Рис. II.12. Схема подземного оборудования ОРЗ-2П-168 для раздельной закачки воды в два пласта через нагнетательную скважину диаметром 168 мм

крестного течения *2*, подпружиненным промывочным клапаном *9* и центральным патрубком *6*, нижний конец которого пропущен через сальник *8*.

Вода под высоким давлением закачивается по эксплуатационной колонне *5* в верхний пласт, а с низким давлением — через насосно-компрессорные трубы в нижний пласт.

Переток воды внутри скважины в нижний пласт предотвращается тем, что давление воды, закачиваемой в верхний пласт, через горизонтальный клапан в муфте перекрестного течения и центральный патрубок передается на тарелку промывочного клапана и прижимает ее к посадочному седлу.

Закачиваемая в НКТ вода через межтрубный канал *4* в сердечнике пакера и отверстия *7* попадает в нижний пласт. Данное оборудование в случае необходимости позволяет промывать методом прямой промывки фильтровые зоны обоих пластов. В этих целях открывают задвижку на затрубном пространстве скважины и отключают водовод, а внутрь НКТ продолжают закачку воды, которая промывает фильтр нижнего пласта и, проходя через хвостовую трубу *11*, открывает промывочный клапан, затем через горизонтальный канал в муфте перекрестного течения попадает в эксплуатационную колонну и далее размывает пробку над фильтром верхнего пласта.

Если требуется в нижний пласт закачивать воду под более высоким давлением, чем в верхний, необходимо на поверхности перед спуском оборудования в скважину перевернуть корпус промывочного клапана и прикрепить его к сальнику посредством резьбового соединения *10*. В этом случае для удаления песчаных пробок применяют метод обратной промывки.

Из схемы, приведенной на рис. II.12 видно, что в этом случае применяют два пакера: второй устанавливают в эксплуатационной колонне над фильтром верхнего пласта и соединяют с нижним пакером посредством промежуточной колонны *5* насосно-компрессорных труб. Верхний пакер предохраняет колонну от давления воды, закачиваемой в верхний пласт, если его значение превышает допустимый предел для указанной колонны. Пакер имеет самоуплотняющуюся манжету *3*, обращенную раструбом вниз.

При спуске оборудования в скважину во избежание повреждения на манжету надевают предохранительный металлический кожух *4*, который сбрасывается с манжеты давлением жидкости при опрессовке оборудования в колонне. Выше самоуплотняющейся манжеты на сердечнике пакера монтируют ограничительные втулки *1* с цилиндрическими резиновыми манжетами *2*, которые сжимаются массой НКТ, фиксируют пакер по центру колонны и обеспечивают нормальную работу самоуплотняющейся манжеты.

При эксплуатации по схеме ОРЗ-2П-168 (см. рис. II.12) предусматривается закачка воды через НКТ в верхний пласт с высоким давлением, а в нижний пласт — с низким давлением через эксплуатационную колонну. Удаление песчаных пробок в этом случае осуществляется методом обратной промывки. Если давление нагнетаемой в верхний пласт воды не опасно для эксплуатационной колонны, оборудование ОРЗ-2П-168 можно спускать в скважину без верхнего пакера, и тогда оно работает по той же схеме, что и оборудование ОРЗ-2П-146.

СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ

Ликвидацию песчаных пробок проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом, очисткой скважины с помощью струйного насоса, желонки и гидробура.

Прямая промывка

Прямая промывка скважин для удаления песчаных пробок — процесс удаления из скважин песка, когда промывочная жидкость нагнетается внутрь спущенных труб, а размытая порода выносится жидкостью через затрубное пространство (рис. II.13).

Для повышения эффективности разрыхления пробок на конец колонны НКТ навинчивают различные приспособления, представляющие собой короткие патрубки, называемые мундштуками; а) со срезанным косо концом (тип «перо»); (б) с закругленным концом тип «карандаш») с проходным сечением от 12 до 37 мм; в) с фрезером на конце; г) с комбинированным фрезером-карандашом.

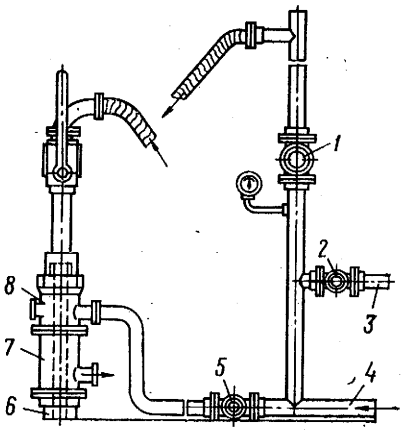


Рис. II.13. Схема прямой скоростной промывки скважин для удаления песчаных пробок:
1, 2, 5 — краны; *3* — выкид в чан; *4* — выкид от насоса; *6* — скважина; *7* — тройник; *8* — промывочная головка

Скоростная прямая промывка (рис. II.13) отличается от обычной прямой промывки тем, что в период наращивания промывочных труб процесс промывки не прекращается: это исключает оседание размытого песка и прихват промывочных труб.

Обратная промывка

Обратная промывка скважин для удаления песчаных пробок — процесс удаления песка из скважин с нагнетанием промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка. Устье скважины оборудуют сальником (рис. II.14), который состоит из корпуса *8*, изготавливаемого из металлического патрубка с приваренным отводом *9* для присоединения выкидной линии промывочного агрегата. Внутри корпуса приварен конус *7*, служащий для заклинивания резинового уплотнения *6*. На верхнюю часть корпуса навинчена гайка *1* с ручками *2* для зажатия резинового уплотнения и для посадки на нее колонны промывочных труб с элеватором при наращивании очередной трубы. Шпилька *4*, шайба *5* и кольцо *3* вместе с резиновым уплотнением изготовляются как одно целое в специальной пресс-форме.

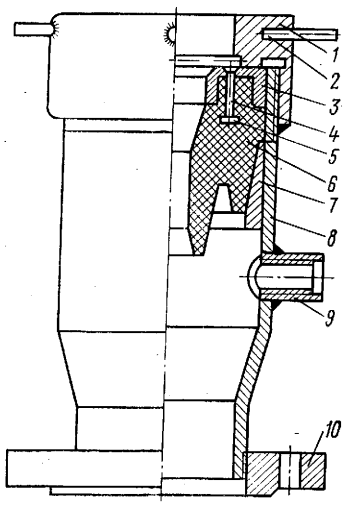


Рис. II.14. Сальник для обратной промывки скважин

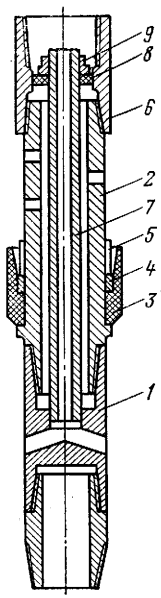
В нижней части корпуса имеется фланец *10*, с помощью которого сальник крепится к тройнику или крестовику. Сальник для обратной промывки скважин действует подобно самоуплотняющемуся поршню. Давление промывочной жидкости распирает резиновое уплотнение и тем самым герметизирует затрубное пространство.

В табл. II.1 приведены значения скоростей подъема жидкости в промывочных трубах различных диаметров при обратной промывке скважин.

Для промывки плотных песчаных пробок рекомендуется применять комбинированную промывку с помощью промывочного устройства ПУ-1 конструкции Б. И. Арутюнова.

Промывочное устройство ПУ-1 (рис. II.15) состоит из циркуляционной муфты *1* с продольными и поперечными отверстиями для направления жидкости из затрубного пространства (над резиновой манжетой) в трубы и обратно из затрубного пространства (под резиновой манжетой) в промывочные трубы.

На нижний конец циркуляционной муфты навинчивают переводник для присоединения промывочного устройства к трубам. На верхний конец циркуляционной муфты навинчивают корпус *2*, в котором просверлено несколько отверстий. Снаружи на корпус надета резиновая самоуплотняющая манжета 3, которая удерживается распорным кольцом 4 и зажимной гайкой 5. На верхний конец корпуса навинчивают спецмуфту 6. В середине циркуляционной муфты имеется гнездо, в резьбу которого ввинчивают нижний конец внутреннего патрубка 7. Верхний конец этого патрубка снаружи герметизируется сальниковой набивкой *8* и грундбуксой *9*. Этим исключается возможность прохода жидкости через соединение внутреннего патрубка со спецмуфтой.



Работы с промывочным устройством ПУ-1 проводят в следующем порядке. В скважину спускают промывочные трубы, затем к ним присоединяют устройство, в верхний конец которого ввинчивают наращиваемую трубу или двухтрубку и спускают в скважину. Башмак промывочных труб должен находиться на 15—20 м выше пробки. Для отвода жидкости, выходящей из колонны промывочных труб, пользуются отводной головкой. На устье устанавливают сальник для обратной промывки и через его отвод заканчивают промывочную жидкость в затрубное пространство. Вследствие перекрытия межтрубного пространства манжетой 3 жидкость через отверстия в корпусе 2 и продольные каналы циркуляционной муфты *1* подается по трубам к забою скважины. Смесь размытой пробки и жидкости поднимается по затрубному пространству до циркуляциочной муфты и, проходя через ее поперечные каналы и патрубок 7, поступает в промывочные трубы, а затем выносится на поверхность.

Рис. II.15. Промывочное устройство ПУ-1 конструкции Б. И. Арутюнова

Таблица II.1

Скорость подъема жидкости в трубах при обратной промывке

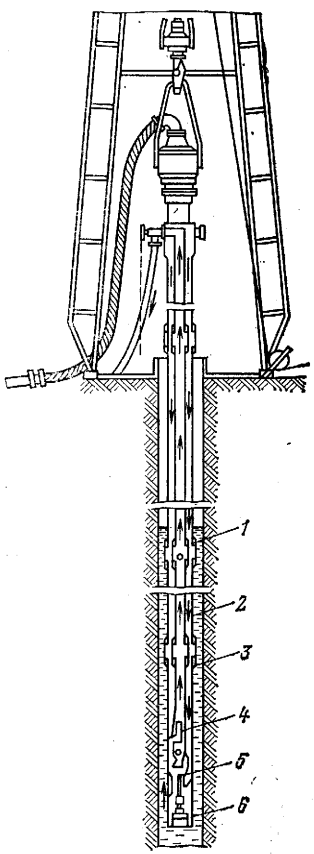
Расход жидкости, л/с	Скорость подъема жидкости в трубах, см/с при условном диаметре труб, мм					
	48	60	73	89	102	114
3	236	153	100	66	48	37
4	315	204	133	88	64	50
5	393	255	166	110	80	62
6	472	306	200	132	96	75
7	551	357	233	154	112	88
8	630	408	266	176	128	100
9	708	459	300	198	144	111
10	789	510	333	220	160	125
12	945	612	400	262	192	150
15	1023	765	500	330	240	186
17	1338	850	566	377	274	218

По окончании размыва пробки на длину наращенной трубы элеватор, загруженный колонной промывочных труб, сажают на сальник и закачивают 1—2 м³ жидкости (для подъема размытой пробки на безопасную высоту). Затем наращивают новую трубу. Эти операции повторяют в зависимости от мощности пробки. По окончании промывки снимают с устья скважины сальник и поднимают трубы с промывочным устройством.

Перед спуском ПУ-1 в скважину необходимо проверить: надежность крепления резьбовых соединений специальной муфты с корпусом, корпуса с циркуляционной муфтой; сообщаемость через продольные отверстия (для этого наливают воду в циркуляционную муфту, вода должна пройти через ее продольные отверстия и выйти через отверстия корпуса промывочного устройства); сообщаемость через поперечные отверстия (для этого наливают воду в патрубок, вода должна выйти через поперечные боковые отверстия циркуляционной муфты); состояние резиновой манжеты, которая должна быть хорошо закреплена зажимной гайкой и своей внутренней поверхностью плотно прилегать к корпусу, а нижней поверхностью входить в кольцевую посадочную канавку. Перед спуском ПУ-1 в скважину необходимо резиновую манжету смазать тавотом.

Промывка скважин струйными аппаратами

Такие аппараты применяют для промывки скважин, когда эксплуатационная колонна имеет дефекты, либо эксплуатируемый пласт сильно дренирован.



Установка для промывки скважин состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды).

Струйный аппарат (рис. II.16) представляет собой инжектор, состоящий из диффузора *3*, сопла *4* и размывочной головки *6*. При упоре размывочной головки в песчаную пробку механический клапан *5* открывается и жидкость подается через кольцевое пространство к размывочной головке. Вода и размытый песок удаляются по внутренней трубе на поверхность. Если пробка промыта, механический клапан закрывается и вода в пласт не поступает. В сдвоенных трубах *2* внутренняя труба подвешивается на точечных опорах без резьбовых соединений. Герметизация внутренней колонны труб осуществляется при помощи резиновых уплотнений *1*, помещенных в муфтах внутренней трубы. При спуске внешней колонны одновременно происходит наращивание внутренней колонны.

В случаях, когда очистка скважин осуществляется со специальными сдвоенными трубами, диаметр аппарата равен 90 мм. Если аппарат спускают на одном ряду труб внутрь штангового насоса, наружный диаметр аппарата выбирают таким, чтобы он свободно проходил через седло конуса и замок вставного насоса самого малого диаметра. Длина струйного аппарата со сдвоенными трубами диаметром 90 мм составляет около 1 м, а масса его около 15 кг. Промывку скважин струйным аппаратом обычно осуществляют:

а) с применением специальных сдвоенных труб и без них;

Рис. II.16. Схема струйного аппарата

б) без подъема трубного и вставного насосов;
в) со сдвоенными трубами нижней части НКТ;
г) с установкой пакера.

Удаление песчаных пробок с помощью гидробура

Удаление песчаных пробок из скважин можно осуществлять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют гидробур (рис. II.17), спускаемый в скважину на канате.

После удара о пробку гидробур приподнимают на 2—3 м и вновь ударяют долотом о поверхность пробки. При очередном подъеме плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость — в поршневой насос.

Путем таких ударов удается в несколько приемов вобрать в гидробур всю осевшую на забое скважины песчаную пробку.

Во избежание образования петель каната в колонне или большого его натяга и обрыва рекомендуется работы производить на I или II скорости подъемника.

Техническая характеристика гидробура

Общая длина, м	9,8
Наружный диаметр, мм	90
Максимальная проходка за один рейс в 168-мм колонне, м	1,5
Полезная емкость желонки, л	25
Длина хода плунжера насоса, м	1,2
Диаметр плунжера, мм	88
Теоретический объем плунжера, л	3,17
Диаметр тартального каната, мм	15,5

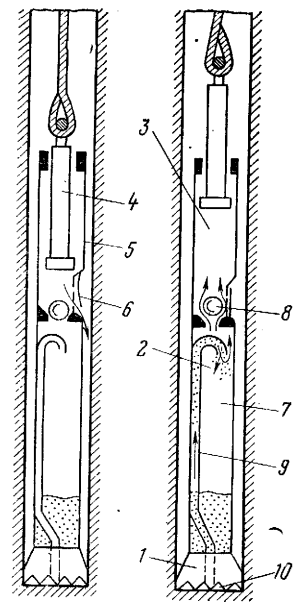


Рис. II.17. Беструбный гидробур 2ГБ-90:
1 — долото; *2* — желонка; *3* — плунжерный насос; *4* — плунжер; *5* — корпус насоса; *6* — боковой клапан; *7* — корпус желонки; *8* — шариковый клапан; *9* — центральная труба

Удаление песчаных пробок сжатым воздухом, аэрированной жидкостью и пенами

Очистка скважин для удаления песчаных пробок воздухом, аэрированной жидкостью и пенами может быть осуществлена в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых (неуплотненных) пробок. При этом для герметизации устья необходимо применять сальник для обратной промывки (см. рис. II.14) скважин.

Преимущества этого способа очистки скважин заключаются в следующем:

1) исключается или значительно сокращается поглощение промывочной жидкости пластом;

2) ускоряется процесс ввода скважины в эксплуатацию после удаления пробки;

3) появляется возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра (зумпфа), что обеспечивает создание свободного «кармана» для накопления песка в период последующей эксплуатации скважины, а это, в свою очередь, способствует удлинению межремонтного периода ее работы.

На рис. II.18 приведена схема оборудования скважины при промывке ее аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ.

В скважину спускают промывочные трубы *10*, башмак которых устанавливают на 10—15 м выше уровня песчаной пробки *12*. Верхнюю трубу, присоединенную к вертлюгу, оборудуют обратным клапаном *9*. Обратные клапаны *4* устанавливают также на линии для подачи воздуха и воды в аэратор *5*. Устье скважины герметизируют сальником *8*.

Вода с добавкой ПАВ при помощи насоса промывочного агрегата *13* нагнетается в аэратор *5*, куда одновременно поступает воздух по линии *1*. Выкид аэратора соединяют с промывочным шлангом. Контроль и регулирование процесса промывки осуществляют с помощью вентиля *3*, расходомера *2*, манометра *7* и отвода *6*, который служит для уменьшения давления до атмосферного на линии нагнетания при наращивании труб. Размытая пробка выносится на поверхность по затрубному пространству, поступает в линию *11*, через которую отводится на дневную поверхность.

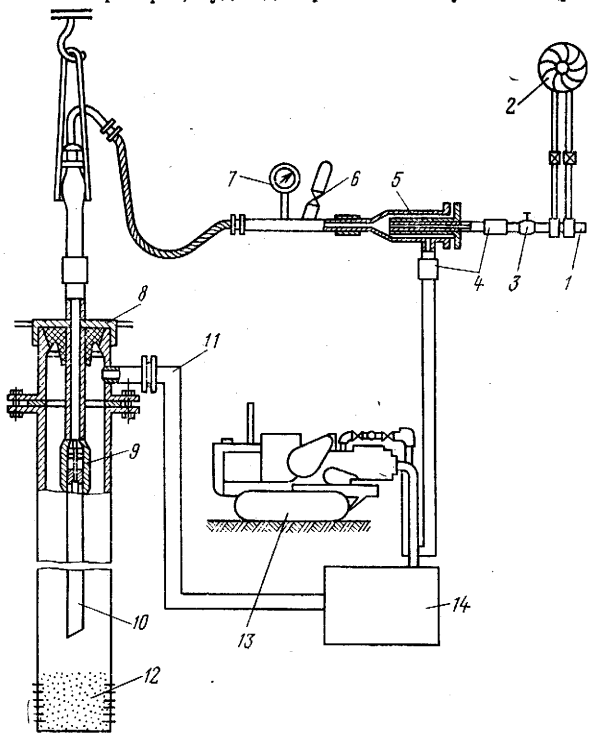


Рис. II.18. Схема оборудования скважины при промывке ее аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ (пенами)

Перед началом промывки приготавливают раствор ПАВ в емкости *14* или в емкостях агрегата.

Добавка ПАВ к воде рекомендуется в следующих количествах (в % к массе воды):

Сульфанол	0,1—0,3
Сульфонатриевые соли	1,0—2,0
ОП-7 и ОП-10	0,05—0,1
ДС-РАС	0,5—1,0

Соотношение количества воды и воздуха принимают в зависимости от дренированности пласта, проницаемости призабойной зоны и пластового давления.

Для скважин, эксплуатирующих истощенные пласты, рекомендуется пользоваться следующими данными для определения степени аэрации в зависимости от пластового давления:

Пластовое давление, % от гидростатического давления	60—40;	40—25;	25—15
Степень аэрации системы воздух—вода, $м^3/м^3$	15—20;	20—30;	30—50

Включая насос агрегата и открывая воздушный вентиль, регулируют процесс аэрации жидкости, обработанной ПАВ.

После восстановления циркуляции приступают к промывке скважины. По мере выноса песчаной пробки наращивают промывочные трубы, прекращая на время подачу в скважину аэрированной жидкости.

Промывка скважин пенами. При определенной концентрации раствора ПАВ в воде (например, при добавке к воде 0,5% сульфанола и при соотношениях этого раствора к воздуху в пределах 1 : 20—1 : 40) образуется стабильная пена, которая используется для промывки скважин.

Технологический процесс промывки скважин пенами проводится так же, как и промывка аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ (см. рис. II.18). При удалении песчаной пробки воздухом технологический процесс значительно упрощается: отпадает необходимость в промывочном агрегате *13* и в аэраторе *5*.

В скважинах, поглощающих большое количество жидкости с незначительным пластовым давлением, применяют комбинированный метод удаления пробки. Вначале ее удаляют одним из указанных способов, затем (не вскрывая фильтра), последние 2—3 м пробки очищают желонкой.

Удаление песчаных пробок желонками

Этот метод заключается в последовательных спуске на забой и подъеме желонки.

Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков:

а) длительность процесса;
б) возможность протирания эксплуатационных колонн;
в) возможность обрыва тартального каната;
г) загрязнение рабочего места.

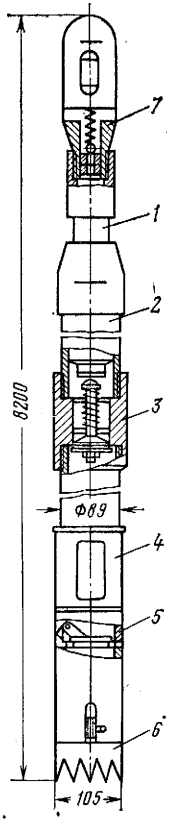
При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется применять простые желонки, при плотных пробках — поршневые, во всех остальных случаях — автоматические.

Рекомендуемые области применения желонок

Диаметр колонны насосно-компрессорных труб, мм	114,	127,	140,	146,	168,	178,	194 и более
Диаметр желонки, мм	73		89			114	

На рис. II.19 показана двухкамерная желонка гидравлического действия ЖД-89 конструкции АзИНМАШ. Она состоит из полого штока *1*, корпуса *2*, представляющего собой воздушную (сверху) и песочные камеры, межкамерного

клапана *3*, заслонки *4*, поворотного обратного клапана *5*, съемного наконечника *6* и ушка *7* с шариковым клапаном. Вместо фрезерного наконечника может быть применен пиковый наконечник. Канат прикрепляют к желонке за ушко *7* и перед спуском в скважину закрывают окно песочной камеры желонки заслонкой *4*. Во время спуска желонки в скважину воздушная камера герметично закрывается с одного конца межкамерным клапаном *3* и в верхней части — уплотнителем между полым штоком и головкой желонки.



Полый шток опускается на песчаную пробку и, упершись в шток клапана *3*, открывает сообщение между воздушной и песочной камерами. В это время жидкость с песком под действием перепада давления устремляется из скважины в песочную камеру желонки. После выравнивания давления в камерах желонки клапаны *3* и *5* закрываются. Тогда желонку извлекают из скважины и открыв заслонку, освобождают ее от песка.

В зависимости от глубины скважины применяют тартальные канаты диаметрами 16 или 19,5 мм. При спуске желонки в скважину к моменту приближения ее к уровню жидкости во избежание образования петель на канате скорость спуска замедляют. При самом нижнем положении желонки в скважине на барабане лебедки должно оставаться не менее 2—3 рядов каната. Поднимать желонку после отрыва ее от пробки следует на максимально возможной скорости, а при приближении к устью скорость уменьшают. Необходимо систематически проверять надежность крепления каната к желонке, герметичность клапана, надежность дужки, крепление клапанной коробки к корпусу автоматической желонки и т. д. При обнаружении дефектов их надо устранять до повторного спуска желонки в скважину.

Не допускается чистка скважин желонками при наличии сломов и смятий в колонне.

Рис. II.19. Двухкамерная желонка гидравлического действия ЖД-89

Меры по предотвращению осложнений при промывке скважин для удаления песчаных пробок

1. Перед промывкой скважины необходимо провести подготовительные работы, основными из которых являются: проверка наземных сооружений, оборудования и инструмента; выбор и проверка промывочных труб, подъемника и промывочного насоса; выбор способа промывки, промывочной жидкости и специальных приспособлений на случай фонтанных проявлений; замер глубины забоя.

2. При промывке наклонных и глубоких скважин следует пользоваться гидравлическим индикатором массы.

3. Промывку фонтанных и разведочных скважин следует проводить при установленных под вертлюгом центральной задвижке фонтанной арматуры и переводной катушке. Для быстрой герметизации устья скважины при внезапных фонтанных проявлениях во время ее промывки нижний фланец катушки необходимо снабдить свинцовым пояском, а канавку верхнего фланца крестовика заполнить клингеритовой прокладкой. На скважине необходимо иметь комплект инструментов для работы в газовой среде.

4. Если в качестве промывочной жидкости используют буровой раствор или нефть, необходимо соорудить специальную систему желобов для циркуляции жидкости.

5. Перед промывкой скважины всю систему от насоса до ее устья необходимо промыть водой и опрессовать на давление, не менее полуторакратного рабочего давления, ожидаемого в процессе промывки.

6. При промывке водой подавать ее следует из двух самостоятельных источников. При промывке буровым раствором и нефтью их запас на скважине должен быть не менее трех объемов скважины.

7. Спуск промывочных труб без восстановления циркуляции следует прекратить, не доводя их башмак на 50—100 м до песчаной пробки.

8. После спуска промывочных труб до установленной глубины и восстановления циркуляции при наращивании труб следует восстанавливать циркуляцию после каждого наращивания, достичь песчаной пробки и приступить к промывке.

Спускать трубы во время наращивания следует осторожно, чтобы не углубиться в песчаную пробку, которая может забить конец промывочных труб.

Во избежание погружения конца промывочных труб в пробку при очередном их наращивании длина верхней двухтрубки должна быть на 2—3 м больше длины любой двухтрубки, спускаемой в скважину.

Запрещается пробивать крепкие песчаные пробки промывочными трубами. Для этой цели следует применять специальные наконечники.

9. Если при наращивании промывочных труб конец их будет забит, не следует развивать чрезмерно высокие давления для восстановления циркуляции во избежание уплотнения пробки. В таких случаях после каждого подъема 100—150 м труб необходимо попытаться восстановить циркуляцию обратной промывкой. Если после неоднократных попыток восстановить циркуляцию не удается, необходимо полностью поднять трубы и очистить забитый конец.

10. При прекращении подачи жидкости насосом необходимо приподнять трубы и принять срочные меры к возобновлению промывки. Число приподнимаемых труб зависит от способа промывки, диаметров промывочных труб и эксплуатационной колонны, подачи промывочного насоса и высоты пробки. Обычно приподнимают не менее 70—100 м труб. До возобновления промывки через каждые 10—20 мин следует расхаживать трубы, внимательно наблюдая за показанием индикатора массы. Кроме того, следует соединить водяную линию с затрубным пространством.

11. Если при двухрядном и полуторарядном лифте первый ряд труб прихвачен песчаной пробкой, освобождать его следует только после удаления песчаной пробки внутри первого ряда труб. Промывку ведут обычным путем до башмака первого ряда труб. Затем без прекращения прокачки жидкости промывают скважину до полного удаления песка из затрубного пространства между первым рядом труб и эксплуатационной колонной.

После этого продолжают промывку до вскрытия фильтра.

Во избежание осложнений в процессе промывки при двухрядном лифте конец первого ряда труб необходимо снабдить специальным башмаком, позволяющим свободно поднимать промывочные трубы из-под башмака. Кроме того, нижние муфты промывочных труб должны иметь конусные фаски с верхней стороны муфты.

12. При промывке буровым раствором скважин с высоким пластовым давлением необходимо систематически проверять плотность раствора. При снижении его плотности для предотвращения выброса или фонтанирования скважины следует закачать в скважину буровой раствор заданной плотности до полной его замены. После этого продолжают промывку.

При первых признаках проявления необходимо прекратить промывку скважины, герметизировать устье и установить фонтанную арматуру.

РАЗДЕЛ III

ТЕХНОЛОГИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К РЕМОНТУ

Подготовительные работы

База производственного обслуживания (БПО) по заказу промысла обязана до проведения работ по капитальному ремонту скважин провести следующие операции:

а) проложить водяную линию и провести линии электропередачи, отремонтировать подъездные пути, фундамент под ноги вышки или мачты и подготовить площадку для установки трактора-подъемника;

б) в соответствии с характером предстоящих работ соорудить новые или отремонтировать имеющиеся вышки или мачты; проверить состояние оттяжек у вышки или мачты и заменить пришедшие в негодность; установить оттяжной ролик;

в) доставить на скважину необходимый комплект насосно-компрессорных труб;

г) поднять из скважины трубы и штанги и разобрать станок-качалку.

О состоянии передаваемой на капитальный ремонт скважины составляется двусторонний акт.

Все остальные работы по подготовке рабочего места выполняет цех по капитальному (текущему) ремонту скважин.

Мастер по капитальному ремонту скважин обязан до подхода бригады осмотреть скважину, подготавливаемую к ремонту и заблаговременно совместно с прорабом устранить все недостатки в ее подготовке. По прибытии на скважину бригада устанавливает трактор-подъемник или передвижной агрегат с последующей подготовкой рабочего места в соответствии с существующими требованиями. При наличии на скважине оттяжного ролика трактор-подъемник устанавливают на расстоянии, превышающем на 10 м высоту наземного сооружения. При работе без оттяжного ролика для предотвращения опрокидывания вышки или мачты трактор-подъемник устанавливают вплотную к рамному брусу так, чтобы исключить трение ходового конца талевого каната о фермы вышки.

В дневное время необходимо организовать работы по оснастке талевой системы. В зависимости от глубины скважины и характера работ применяют следующие оснастки: 2 × 3; 3 × 4; 4 × 5 и 5 × 6. Ходовой конец талевого каната крепят на барабане подъемного механизма, а неподвижный конец — к рамному брусу вышки или к специальному приспособлению; при креплении неподвижного конца к рамному брусу канат следует обвить вокруг него не менее трех раз, завязать специальным узлом и закрепить тремя зажимами. Кроме того, следует смонтировать промывочное оборудование, при этом шланг соединяют с промывочной линией через стояк, снабженный манометром; собрать машинные ключи и на специальных подвесках через блоки с противовесами отрегулировать для свободной работы ими. Верхний машинный ключ должен быть свободно подвешен, а нижний привязан канатом к ноге вышки или мачты. Подтаскиванием ручного и вспомогательного инструмента к устью подготовка скважины к ремонту в основном завершается.

Ниже приводится описание и техническая характеристика агрегатов, применяемых при подготовительных работах.

Агрегат 1ПАРС, предназначенный для механизации трудоемких процессов в подготовительных работах при ремонте скважин, позволяет выполнять земляные работы, устанавливать опоры мостков и площадки для укладки труб и штанг, расчищать подъездные пути к скважине, монтаж и демонтаж устьевого оборудования в пределах заданной грузоподъемности и такелажные работы. Наи-

более эффективно агрегат может быть использован в суровых климатических условиях восточных нефтяных районов и на участках с безвышечной эксплуатацией скважин.

Агрегат смонтирован на тракторе Т-100МГП и состоит из гидравлического крана модели 4030, механизма для разработки грунта, лебедки и бульдозерного отвала. Управление исполнительными механизмами гидравлическое и осуществляется из кабины трактора.

Техническая характеристика агрегата 1ПАРС

Максимальный вылет стрелы крана, м	3,6
Грузоподъемность крана при максимальном вылете стрелы, кг	500
Размеры нарезаемой щели, мм:	
глубина	1500—1700
ширина	140
Общая масса, кг	16 100

Агрегат АЗА-3, смонтированный на шасси автомобиля ЗИЛ-131, высокой проходимости, предназначен для механизации процесса установки якорей, оттяжек вышек и мачт.

С помощью агрегата можно выполнять следующие работы: заглубление и извлечение винтовых анкеров; бурение шурфов под закладные якори.

Привод его осуществляется от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности.

Техническая характеристика агрегата АЗА-3

Максимальная глубина погружения анкеров, м	3
Максимальный диаметр лопасти винтового анкера, мм	500
Глубина бурения шурфов, м	2
Диаметр шурфа, мм	350
Частота вращения шпинделя, об/мин	14; 38; 63; 100
Габаритные размеры, мм:	
длина	8200
ширина	2500
высота	2670
Масса, кг	9300

Агрегат АМЯ-6Т, смонтированный на трелевочном тракторе ТДТ-75, предназначен для механизации установки якорей, оттяжек вышек и мачт буровых установок, агрегатов для ремонта и освоения скважин.

Состоит он из мачты, ротора, механизма подачи ротора, лебедки, трансмиссии, гидро- и электросистем.

Мачта — металлическая, трубчатая, сварная с однострунной оснасткой. В транспортном положении она укладывается на специальные опоры. Ротор служит для передачи крутящего момента и осевой подачи винтового якоря или бура. Лебедка — однобарабанная, планетарная, двухскоростная. Привод лебедки и ротора осуществляется от тягового двигателя трактора.

Техническая характеристика агрегата АМЯ-6Т

Диаметр заглубляемых якорей, мм	350; 500
Глубина погружения винтовых якорей, м	6
Диаметр шурфа, мм	До 450
Способ бурения	Шнековый
Глубина бурения, м	До 4
Ротор	
Частота вращения, об/мин:	
на I скорости	10,8
на II скорости	21,2
Максимальный крутящий момент, кгс·м	3000
Патрон	Клиновый захват с гидроприводом

Мачта	
Грузоподъемность, кг	6000
Высота до оси кронблока, мм	9850
Лебедка	
Грузоподъемность, кг	3000
Диаметр барабана, мм	285
Диаметр каната, мм	13,5
Длина каната, м	30
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:	
длина	10 200
ширина	2 400
высота	3 950
Масса агрегата, кг	13 480
Удельное давление на грунт, кгс/см²	0,472

Институтом ТатНИИнефтемаш разработан промысловый самопогрузчик ПС-6,5 для механизированной погрузки, разгрузки и транспортирования оборудования массой до 5 т. Самопогрузчик смонтирован на автомобиле высокой проходимости КрАЗ-255Б.

Техническая характеристика самопогрузчика ПС-6,5

Максимальная масса оборудования для погрузки лебедкой, т	5,0
Максимальная масса перевозимого груза, т	6,5
Максимальное тяговое усилие лебедки, кгс	7000
Габаритные размеры, мм:	
длина	8 800
ширина	2 750
высота	3 200
Масса самопогрузчика с грузом, кг	13 000

Агрегат АТЭ-6М предназначен для механизированной погрузки и разгрузки оборудования установки погружных электронасосов и их транспортировки.

Техническая характеристика

Монтажная база	Самопогрузчик—модель 5912 с гидрокраном
Грузоподъемность, т	5,8
Максимальная масса перевозимого барабана, т	5,0
Максимальная скорость агрегата, км/ч	60
Ширина дорожного просвета, мм	360
Лебедка:	
тяговое усилие, тс	7,0
диаметр каната, мм	18,5
Гидрокран:	
грузоподъемность при максимальном вылете стрелы, т	1,0
максимальный вылет стрелы, м	4,0
угол поворота стрелы в плане, °	200—280
рабочее давление в гидросистеме, кгс/см²	25
Угол наклона качающейся рамы, °	12
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	10 900
ширина	2 750
высота	3 340
Масса без груза, кг	13 850

Документация бурового мастера

Перед началом ремонтных работ на скважине буровому мастеру выдают наряд — основной документ на все виды работ, а при зарезке и бурении второго ствола — геолого-технический наряд (ГТН). Эти документы составляет технический отдел цеха ПКРС совместно с геологической службой НГДУ на основании наряда.

В случае изменения или дополнения плана работ в процессе ремонта мастер обязан получить дополнительный наряд с подробным описанием технологического процесса ремонта скважины и указанием нормативной его продолжительности.

Геолого-технический наряд состоит из двух частей: геологической и режимно-технологической. В вводной части ГТН указываются номер скважины, проектная глубина, горизонт, отклонение и азимут (если скважина наклонно-направленная), основная техническая характеристика оборудования.

В геологической части отражаются стратиграфический и литологический разрезы скважины, крепость пород, конструкция скважины, интервалы производства электрометрических работ, а также интервалы глубин, на которых возможны осложнения.

В режимно-технологической части в соответствии с проходимыми породами по интервалам указываются тип и размер долот, параметры режима бурения, показатели работы долот, параметры промывочной жидкости и рекомендуемые химические реагенты и утяжелители.

Буровой мастер обязан ознакомить всех членов бригады с характером ремонта скважины и технологическим процессом. Ежедневно он заполняет суточный рапорт о проделанной работе на скважине повахтенно в строгом соответствии с показаниями диаграммы индикатора массы. Рапорт — первичный и основной документ, по которому производится нормирование и оплата труда членам бригады; составляется техническая документация и проводится анализ проделанной работы.

Начальник участка ежедневно проверяет рапорт бурового мастера, сличает с диаграммой и утверждает его; инженер технического отдела цеха проверяет соответствие записей в суточном рапорте с диаграммой, проверяет ход технологического процесса ремонта скважины и заносит сведения о проделанной работе в журнал.

Буровой мастер в журнале записывает данные о замерах труб, спускаемых в скважину, размерах и видах ловильных или другихинструментов, параметрах промывочной жидкости, замеряемых в процессе бурения. При бурении второго ствола он ведет учет работы долот (отмечает тип и размер, проходку на долото, время пребывания на забое, интервал бурения и параметры режима бурения).

Кроме того, буровой мастер ведет учет и заполняет табель выхода на работу по вахтам всех членов бригады. Фамилии членов бригады, отмеченных в табеле, должны соответствовать фамилиям, указанным в суточном рапорте по вахтам.

В журнале по технике безопасности контролирующие лица отмечают обнаруженные недостатки, а буровой мастер по этим записям принимает меры к их устранению.

Перед началом ремонта скважины, после окончания всех подготовительных работ и устранения недостатков, буровой мастер обязан получить акт комиссии, разрешающий производство ремонтных работ. Без наличия такого акта начинать работы категорически запрещается.

Капитальный ремонт скважины считается законченным, если все намеченные планом работы выполнены и если при испытании ее колонна окажется герметичной.

В противном случае при отрицательных результатах и неполном или некачественном выполнении намеченных работ скважина считается незаконченной (или не полностью законченной) капитальным ремонтом.

При этом могут быть приняты следующие решения.

1. При невозможности повторения или продолжения капитально-восстановительных работ по данной скважине по технико-экономическим и геологическим соображениям цехом КПРС составляется акт о нецелесообразности или невозможности дальнейшего продолжения намеченных работ. После решения техсовета и

утверждения этого акта руководством НГДУ выполненный по данной скважине объем работ считается законченным.

2. Если в процессе для капитального ремонта скважина остановлена, а затем введена в эксплуатацию силами промысла, то выполненный цехом КПРС объем работ считается завершенным в том месяце, в котором капитально-восстановительные работы были приостановлены, о чем составляется двусторонний акт.

3. Если техсовет при главном инженере НГДУ принимает решение о ликвидации скважины, в которой дальнейшие ремонтно-восстановительные работы прекращены по геолого-техническим причинам, фактически выполненный цехом КПРС объем работ считается завершенным в том месяце, в котором дальнейшие работы были приостановлены.

Основание для оформления акта об окончании работ — письменное разрешение начальника НГДУ.

После окончания ремонта скважины составляется акт о сдаче—приеме скважины. В этом акте дается краткое описание работ, проведенных на скважине.

По окончании капитально-восстановительных ремонтных работ руководство промысла должно в течение 48 ч подписать акт приема скважины от цеха КПРС. Возможные споры и разногласия в этой области решаются главным инженером НГДУ.

В процессе проведения работ по капитальному ремонту скважин возможны аварии или осложнения.

К авариям относят:

1) падение в скважину труб, штанг и других предметов;

2) слом бурильных труб и срыв в резьбовом соединении при фрезеровании, райберовке и разбуривании цементных и песчаных пробок, при проведении ловильных и ремонтных работ.

3) прихват труб в процессе бурения, углубления, цементирования и промывки скважин;

4) оставление в скважине долот, шарошек, райберов и других инструментов в процессе зарезки и бурения второго ствола, углубления и разбуривания цементного стакана.

К осложнениям относят:

1) обрыв ловильного инструмента или бурильных труб при работе гидравлическим домкратом с целью освобождения прихваченных труб, не поддающихся расхаживанию;

2) слом бурильных труб, ловильных и специальных инструментов при исправлении нарушений в эксплуатационной колонне и в зоне фильтра;

3) прихват печати при обследовании нарушений колонны и в зоне фильтра.

На каждую аварию составляется акт по установленной форме.

В соответствии с актами об аварии инженер технического отдела цеха КПРС ведет учет аварий в журнале.

ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

При обследовании скважин проводят работы с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины, подземного оборудования и т. д.

При исследовании скважин проводят работы с целью установления интенсивности притока жидкости из пласта в скважину через ее фильтр в зависимости от значения забойного давления, притока жидкостей и газов через нарушения в эксплуатационной колонне, определения характера пройденных скважиной пластов (по каротажной характеристике) и контроля технического состояния обсадной колонны и цементного кольца в заколонном пространстве (ядерные методы исследования).

Перед капитальным ремонтом скважины по геолого-технической документации и результатам обследования необходимо выяснить техническое состояние эксплуатационной колонны. Предварительное обследование колонны до ремонтно-изоляционных, ловильных работ и при возврате скважин на нижезалегающие горизонты обязательно, так как не обнаруженные дефекты в колонне или фильтровой части до цементирования скважины могут привести к осложнениям.

Состояние колонны и фильтровой части скважины, местонахождение и состояние оставшихся в скважине насосно-компрессорных труб, штанг, насосов и других посторонних предметов устанавливают печатями — специальными устройствами, корпус которых покрыт свинцовой оболочкой толщиной 8—10 мм.

Плоская печать применяется для определения глубины находящегося в скважине аварийного подземного оборудования, состояния его концов и переходных воронок обсадных колонн. Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны на 10—12 мм.

Конусная печать применяется для получения отпечатков стенки эксплуатационной колонны, фильтровой части, участков сложных нарушений, смятий, трещин и т. п.

Свинцовую оболочку конусной печати изготавливают так, чтобы диаметр широкой части был бы на 6—10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса была бы на 50—55 мм меньше широкой части.

Универсальная печать ПУ-2 (рис. III.1, табл. III.1) в отличие от свинцовых имеет алюминиевую оболочку и состоит из корпуса, зажимного устройства и переводника. Корпус *3* представляет собой цилиндрическое тело, на верхнем конце которого нарезана конусная резьба под переводник *9*. На утолщенную часть корпуса снизу надеваются сменные резиновый стакан *1* и алюминиевая оболочка *2*. Стакан удерживается четырьмя винтами, ввинченными в корпус. К цилиндрической части корпуса приварена шпонка *4*, а несколько выше нарезана трапецеидальная резьба, в которую ввинчивается гайка *6*.

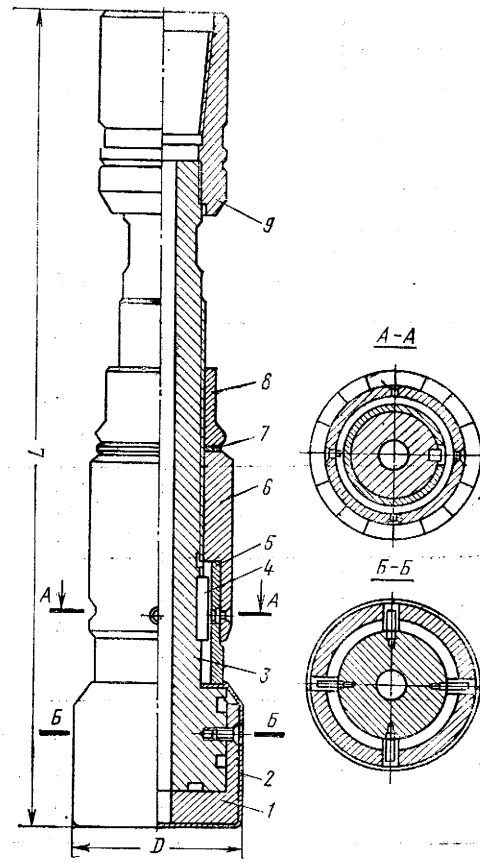


Рис. III.1. Универсальная печать ПУ-2

Зажимное устройство состоит из гайки и нажимной втулки *5*, имеющей с внутренней стороны шпоночную канавку и свободно надетой на корпус печати. Гайка и нажимная втулка *5* связаны между собой винтами, концы которых входят в кольцевую канавку нажимной втулки. При вращении гайки *6* последняя толкает своим внутренним торцом нажимную втулку вдоль шпонки и тем самым приводит ее в поступательное движение.

Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания гайки *6* и освобождения алюминиевой оболочки предусмотрена контргайка *8* с шайбой *7*.

Печать в собранном виде спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. Не доводя до верхнего конца обследуемого объекта, спуск печати замедляют, а при необходимости дальнейший ее спуск и посадку

Таблица III.1

Техническая характеристика печати ПУ-2

Шифр печати	Условный диаметр обследуемой колонны, мм	Габаритные размеры печати, мм		Масса, кг
		Диаметр D	Длина L	
ПУ-2-102	102	75 84	485	7,7
ПУ-2-114	114	88 94 100	550	16,0
ПУ-2-146	146	106 112 118	580	21,7
ПУ-2-168	168	125 131 137 141	637	27,6
ПУ-2-194	194	150 156 162	720	43,3
ПУ-2-219	219	175 181 187 192	880	54,5
ПУ-2-273	273	225 231 237 243	925	75,8

производят с промывкой скважины. При этом сжимающая нагрузка, передаваемая на печать, должна составить 1,5—2,0 тс, что вполне достаточно для получения довольно отчетливого оттиска на алюминиевом торце верхнего конца оставшегося в скважине предмета.

Под действием сжимающей нагрузки алюминиевая оболочка и резиновая подушка деформируются. После снятия нагрузки по оттиску можно получить представление о деформациях колонны и о форме и размерах находящегося в скважине предмета.

После подъема печати из скважины алюминиевую оболочку с оттиском снимают; при необходимости тут же на устье скважины печать оснащают новой алюминиевой оболочкой для очередного ее использования.

Гидравлическая печать ПГ-146-1 (рис. III.2) предназначена для обследования 146-мм эксплуатационных колонн. В трубы, на которых спускают печать в скважину, нагнетают жидкость. Проходя через отверстие A, просверленное во внутренней трубе, жидкость попадает под резиновый

элемент, который плотно прижимается к внутренней стенке колонны. Давление доводят до 12 кгс/см² и выдерживают в течение 5 мин, затем давление уменьшают до атмосферного, а печать поднимают на поверхность.

Техническая характеристика печати ПГ-146-1

Рабочее давление, кгс/см²	12
Давление испытания, кгс/см²	15
Температура среды, °С	80
Наружный диаметр, мм	110
Наружный диаметр резинового элемента, мм	85
Внутренний диаметр резинового элемента, мм	70
Длина печати, мм	5000
Масса, кг	50

Гидравлическая печать ПГ-146-1 отличается от аналогичных устройств тем, что позволяет получить более четкое представление о характере и конфигурации повреждений колонны на всей площади соприкасающихся поверхностей резинового элемента и обсадной колонны (длина резинового элемента 4 м).

При ловильных работах необходимо обследовать концы аварийных труб для правильного выбора ловильного инструмента и последующей работы по извлечению аварийного подземного оборудования.

Осмотр печати перед спуском и после ее подъема, посадка ее на обследуемое место или на конец аварийного оборудования должны производиться под контролем мастера. Не допускается посадка печати дважды, так как это дает неточный и неправильный отпечаток. После подъема печати из скважины нельзя ударять по свинцовой оболочке или «перьям» металлическими предметами, зажимать цепными или другими ключами, бросать ее и т. д. Все эти нарушения могут привести к искажениям отпечатка и к ошибкам при составлении дальнейшего плана работ.

Отпечатки следует внимательно изучать и фиксировать в соответствующей документации, а при необходимости фотографировать.

Иногда наличие в колонне дефектов (продольных трещин, незначительных потертостей колонны, пропусков в резьбовых соединениях и т. д.), через которые

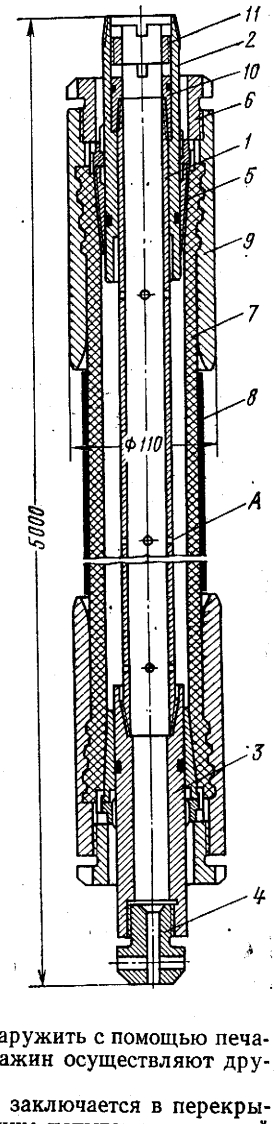


Рис. III.2. Гидравлическая печать ПГ-146-1:
1 — внутренняя труба; *2, 3* — корпуса; *4* — штуцер; *5* — конусный узел; *6* — стопорная гайка; *7* — резиновый элемент; *8* — пластичный слой; *9* — втулка; *10* — поршень; *11* — гайка

в скважину поступают посторонние воды, не удается обнаружить с помощью печатей. В таких случаях обследование и исследование скважин осуществляют другими способами.

Один из способов обследования состояния колонны заключается в перекрытии фильтровой части песком или глиной с последующим испытанием верхней части колонны на герметичность. В этом случае после обследования скважины печатями фильтровую часть ее утрамбовывают песком или глиной с таким расчетом, чтобы искусственно созданная насыпная пробка была на 5—10 м выше верхних отверстий фильтра. После этого колонну испытывают на герметичность опрессовкой. Если колонна герметична, скважину промывают для удаления искусственной пробки, вскрывают фильтровую часть и производят заливку под давлением

через отверстия фильтра. Если колонна не герметична, следует определить место и характер дефекта, отремонтировать его и уже после этого производить дальнейшие работы. Верхнюю часть колонны можно обследовать с помощью пакера, не утрамбовывая фильтровую часть песком или глиной.

Исследование скважин

В процессе эксплуатации и перед ремонтом скважины ее необходимо исследовать. Для исследования скважин используют агрегаты АзИНМАШ-8А, АзИНМАШ-8Б, ЗУИС и АзИНМАШ-45, предназначенные для спуска и подъема различных глубинных приборов (манометра, термометра, пробоотборника и др.) в нефтяные и газовые скважины с целью определения глубины забоя, уровня жидкости, пластового давления, температуры, кривизны скважины и других параметров.

Основной узел агрегатов — глубинная лебедка — смонтирована на самоходном шасси с приводом от двигателя транспортной базы. Все агрегаты укомплектованы лебедкой марки ГЛ-2000 и различаются лишь монтажной базой. Монтажной базой агрегата АзИНМАШ-8А служит шасси автомобиля повышенной проходимости ГА-66А, агрегата АзИНМАШ-8Б — шасси автомобиля ГАЗ-53А, агрегата АзИНМАШ-45 — УАЗ-452, а установки ЗУИС — гусеничный плавающий транспортер ГАЗ-71.

Глубинная лебедка ГЛ-2000 состоит из трансмиссионного и барабанного валов, ручного колодочного тормоза, механизма укладчика проволоки на барабан, механизма для измерения длины спущенной в скважину проволоки со счетчиком УНГ-1. Лебедка комплектуется механическим пружинным динамометром для измерения усилия натяжения проволоки. Привод ее осуществляется от тягового двигателя автомобиля.

Техническая характеристика агрегатов приведена в табл. III.2.

Таблица III.2

Техническая характеристика агрегатов

Показатели	Агрегаты			
	АзИНМАШ-8А	АзИНМАШ-8Б	ЗУИС	АзИНМАШ-45
Максимальное натяжение проволоки, кгс	700	700	700	700
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6—1,8	1,6—1,8	1,6—1,8	1,6—1,8
Глубина обслуживаемых скважин, м	6000	6000	6000	7000
Скорость подъема инструмента (в м/с) при частоте вращения вала двигателя, об/мин:				
600	0,94	0,94	1,4	0,7—1,3
2000	3,2	3,2	4,8	—
3500	—	—	—	4,1—7,6
Емкость барабана лебедки, м	6000	6000	6000	7200
Грузоподъемность, т	2,5	3,5	1,0	0,8
Мощность двигателя, л. с.	115	115	115	70
Габаритные размеры, мм				
длина	5700	6200	5440	4360
ширина	2270	2225	2552	1940
высота	2720	2680	2015	2040
Масса, кг	4520	4320	4950	2509

Геофизические методы исследования скважин

Под геофизическими методами исследования скважин подразумевают:

а) исследования с целью определения характера пройденных скважиной пластов — различными способами каротажа;

б) способы контроля технического состояния стволов скважин.

К геофизическим методам исследования скважин с целью определения характера пород относятся: электрический каротаж, газокаротаж, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК). Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и гамма-гамма-каротаж возможны как в незакрепленной обсадной колонной скважине, так и в закрепленной скважине, так как гамма-лучи проникают сквозь металл. Поэтому эти методы особенно ценны при исследовании скважин, в которых электрокаротаж не применялся.

До проведения геофизических работ соответствующим образом подготавливают скважину. Для этого около скважины со стороны мостков монтируют площадку для установки на ней подъемника и лаборатории. Проход от площадки к устью скважины должен быть свободным, а пол и мостки очищены от грязи и посыпаны песком.

Ротор во избежание поворота после установки на него блок-баланса необходимо надежно закрепить. При отсутствии ротора устье оборудуют подмостками для укрепления на них блок-баланса. К устью скважины необходимо заблаговременно подвести водяную линию.

Ствол скважины подготавливают с таким расчетом, чтобы при геофизических работах обеспечить беспрепятственный спуск и подъем геофизических приборов. Для этого необходимо: а) на незакрепленном интервале проработать ствол скважины долотом номинального диаметра; б) обеспечить однородность бурового раствора по всему стволу, для чего необходимо провести не менее двух циклов промывки ствола скважины.

Температурные измерения в скважинах

Температурные измерения (термометрические исследования) позволяют решить ряд практических задач, возникающих при бурении, эксплуатации и капитальном ремонте скважин (например, отбивка высоты подъема цемента за колонной, установление места притока воды и т. д.).

Для измерения температуры в скважине в основном пользуются термометром сопротивлений, спускаемым на каротажном кабеле. По изменению сопротивления определяют температуру среды. Время, в течение которого термометр воспринимает температуру окружающей среды, невелико; это позволяет без больших погрешностей замерять температуру при непрерывном спуске термометра в скважину. В результате измерений получают кривую изменения температуры с глубиной — температурную кривую (термограмму).

Геофизические методы исследования широко применяют для контроля технического состояния обсадных колонн и решения ряда других задач, возникающих при бурении, эксплуатации и капитальном ремонте скважин.

Контроль качества цементирования обсадной колонны

По окончании бурения после спуска обсадной колонны, ее цементирования и затвердения цементного раствора образуется цементное кольцо, исключающее возможность сообщения между различными пластами и обводнения нефтегазоносных пластов. Однако в ряде случаев цементирование по разным причинам (плохое качество цемента, влияние глинистой корки и т. д.) оказывается неудачным: цементный раствор не доходит до намеченного уровня, в результате цементное кольцо не перекрывает продуктивные пласты; на некоторых интервалах не образуется цементного кольца или оно не захватывает всего сечения затрубного пространства и т. д.

Для контроля цементирования обсадной колонны наиболее широко применяют термометрию.

Измерения термометром проводят для отбивки верхнего уровня цементного кольца, т. е. для определения высоты подъема цементного раствора.

Так как затвердевание раствора (схватывание) сопровождается выделением тепла, участок в заколонном пространстве, заполненный раствором, отмечается на термограмме повышенными показаниями температуры на фоне общего постепенного ее роста с глубиной. Уровень раствора отбивается по резкому повышению температуры. При этом температура повышается тем быстрее, чем меньше прошло времени от начала закачки цементного раствора. Поэтому измерения термометром следует проводить сразу же после освобождения устья скважины от оборудования для закачки раствора.

Определение глубины притока воды в скважину

При поступлении в скважину воды из пластов необходимо изолировать обводняющий водоносный пласт. Для этого определяют глубину, на которой происходит приток воды в скважину, и очаг обводнения — водоносный пласт. Глубина залегания последнего может совпадать с глубиной притока (перфорационных отверстий или нарушений колонны). Однако в общем случае глубина притока отличается от глубины залегания водоносного пласта: вода, прежде чем попасть в скважину, проходит по трубному пространству.

При благоприятных условиях движение воды в затрубном пространстве можно установить по результатам измерений термометром, проводимых в сочетании с операциями, имеющими целью вызвать отдачу или поглощение воды пластом. При этом изменение температуры в затрубном пространстве благодаря теплообмену через колонну будет отмечаться изменением температуры жидкости, заполняющей скважину.

Глубину притока посторонней воды в ствол скважины через дефекты эксплуатационной колонны определяют с помощью резистивиметра, электротермометра, дебитомера.

Резистивиметром место дефекта в эксплуатационной колонне определяют следующим образом.

После изоляции фильтра уровень жидкости в скважине снижают до тех пор, пока через дефект не будет поступать посторонняя вода. По результатам исследования строят кривую зависимости дебита посторонней воды от динамического уровня и определяют положение статического уровня в скважине. Отбирая пробу воды, устанавливают ее соленость, выраженную в градусах Боме (°Be).

По окончании исследования скважину промывают до тех пор, пока не будет удалена посторонняя вода. Затем колонну заполняют водой, соленость которой должна отличаться от солености посторонней воды на 2—5° Be. Так, если соленость посторонней воды равна 4—5° Be и более, скважину можно заполнить пресной или морской водой, имеющей соленость 1,4—2° Be. Если же соленость посторонней воды составляет 1,5—3° Be, то следует применять воду с соленостью 5—7° Be. Такую воду приготавливают следующим образом. Из скважины откачивают воду в емкость. Затем в эту воду добавляют необходимое количество технической поваренной соли, ускоряя процесс ее растворения перемешиванием. Воду требуемой солености закачивают через промывочные трубы до тех пор, пока вся жидкость не будет заменена. Затем резистивиметром замеряют удельное сопротивление воды. Первый (контрольный) замер должен показать, что скважина заполнена водой одинаковой солености. После контрольного замера с помощью желонки снижают уровень в скважине для вызова притока посторонней воды через место нарушения в эксплуатационной колонне.

После установления статического уровня посторонняя вода в эксплуатационной колонне должна подняться на высоту 50—100 м. Снизив уровень жидкости, вновь замеряют удельное сопротивление воды. При этом определяют наличие посторонней воды в определенном интервале с соленостью, отличающейся от солености воды, заполнившей скважину до снижения уровня. Если показание резистивиметра окажется неясным, снижение уровня и замер резистивиметром повторяют несколько раз. Сравнивая полученные диаграммы замеров, определяют глубину местонахождения дефекта в эксплуатационной колонне.

Электротермометр применяют для определения места притока посторонней воды в случаях, когда требуется длительная подготовка скважины для применения резистивиметра.

Работы по определению притока с помощью электротермометра выполняют в такой последовательности. После изоляции существующего фильтра в скважине снижают уровень жидкости для вызова притока посторонней воды.

Скважину исследуют на приток и заполняют водой до устья, оставляя в таком состоянии на 24—48 ч для установления определенной температуры жидкости по всему стволу. Затем спускают электротермометр для контрольного замера температуры. Как известно, действие электротермометра основано на принципе увеличения электрического сопротивления воды с повышением ее температуры. При контрольном замере определяется равномерное повышение температуры по мере увеличения глубины замера. Выполнив контрольный замер, снижают уровень жидкости в скважине (тартанием) для вызова притока посторонней воды через дефект в эксплуатационной колонне. После снижения уровня (на 20—50 м ниже статического) замеряют температуру жидкости по стволу скважины. Место притока устанавливают по резкому изменению температурных кривых на диаграмме электротермометра.

В ряде случаев при капитальном ремонте скважин применяют ускоренный метод определения места притока посторонней воды электротермометром. Сущность его заключается в том, что после заполнения скважины водой до устья сразу же проводят контрольный замер. Если имеется приток посторонней воды, будет отмечена температурная аномалия в месте притока. Однако ускоренный метод не всегда обеспечивает получение четких диаграмм.

Дебитомером определяют место притока (дефекта в колонне) следующим образом. После изоляции фильтра скважины снижают уровень жидкости в колонне до тех пор, пока скорость ее притока через дефект в колонне не превысит порога чувствительности дебитомера.

После вызова притока прибор медленно опускают в ствол скважины. При этом, если он находится выше дефекта в колонне, то регистрируется приток жидкости, направленный вверх. Если же прибор расположен ниже места дефекта в колонне, движение жидкости не регистрируется. Место дефекта в колонне соответствует глубине, где дебитомер регистрирует прекращение притока жидкости.

Некоторые методы контроля технического состояния скважин, осуществляемые с помощью геофизических исследований, перечислены ниже.

Измерения термометром . . .	Определение высоты подъема цемента. Выявление при благоприятных условиях затрубной циркуляции воды
Гамма-гамма-каротаж (ГГК)	Контроль качества цементирования колонны
Измерение резистивиметром . .	Определение места притока и поглощения воды

РЕМОНТНО-ИСПРАВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Ремонт скважины и герметизация ее устья

До начала работ по капитальному ремонту скважины необходимо обследовать ее устье и в случае неисправности — отремонтировать. Особенно это важно перед ремонтом газовой скважины, у которой давление в верхней части эксплуатационной колонны и на устье скважины может достигать значительной величины.

Сначала обследуют состояние колонной головки: проверяют герметичность соединения пьедестала с эксплуатационной колонной и осматривают внутреннюю поверхность пьедестального патрубка. Если патрубок сильно протерт, разъеден песком или же его резьба пропускает жидкость (газ), его заменяют. В этих целях разбирают фланцевое соединение. На бурильных трубах опускают внутреннюю освобождающуюся труболовку и захватывают ею обсадную трубу ниже пьедестального патрубка, затем с помощью подъемного механизма натягивают колонну и отвинчивают от нее патрубок с пьедесталом.

На устье устанавливают разъемное лафетное кольцо, на клинья — бурильную трубу. С верхней муфты бурильной трубы снимают элеватор и изношенный

пьедестальный патрубок, после чего устанавливают пьедестал в обратной последовательности.

При обследовании клиньевых колонных головок (ГКК) проверяют герметичность сальникового уплотнения в колонном фланце и соединения колонны с катушкой. Лишь после проверки и приведения в надлежащее состояние колонной головки (устьевого фланца) можно приступать к ремонтно-исправительным работам.

Исправление дефектов в колонне

К дефектам, которые можно исправить, относятся смятие и слом обсадной колонны. Величина смятия колонны может быть различной и оценивается по изменению внутреннего диаметра колонны.

Если смятый участок колонны по длине равен одному—двум наружным ее диаметрам, а внутренний диаметр сузился до 0,85 его номинального значения, смятия считаются незначительными.

Смятия считаются значительными, если длина смятого участка составляет три—двадцать диаметров колонны, а внутренний диаметр сузился до 0,8 его номинального значения.

В зависимости от характера и длины смятой части применяют тот или иной инструмент: оправочные долота, грушевидные и колонные конусные фрезеры.

Обычно работы начинают инструментом, диаметр которого на 4—5 мм больше минимального диаметра в смятой части колонны. После спуска инструмента до необходимой глубины начинают вращать его с помощью ротора при частоте его вращения 40—80 об/мин. Осевую нагрузку поддерживают согласно данным табл. III.3.

Таблица III.3

Осевая нагрузка на оправочный инструмент

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127—146	168	219—273
Диаметр бурильных труб, мм	60	73	89	114
Осевая нагрузка на оправочный инструмент, тс	0,5—1,0	1,0—2,0	2,0—4,0	3,0—5,0

По мере расширения места смятия используют одно за другим оправочные долота с последовательным увеличением диаметра на 5 мм. Если при использовании оправочных долот не получают положительных результатов и место смятия протирается, то участок смятия офрезеровывают грушевидными или колонными фрезерами.

Грушевидный фрезер спускают поочередно и поразмерно так, чтобы образовался свободный проход для пропуска шаблона под номинальный диаметр обсадной колонны. Выправленный участок изолируют от возможного проникновения посторонних вод и осыпания породы. Это достигается двумя способами:

а) нагнетанием под давлением через дефект в колонне цементного раствора;

б) установкой металлических пластырей с помощью устройства Дорн.

Если исправить дефект не удается, то спускают дополнительную колонну или «летучку». Если же по каким-либо причинам спустить колонну нельзя, скважину возвращают на вышележащий горизонт или производят зарезку и бурение второго ствола.

Устройство Дорн предназначено для установки металлических пластырей в местах нарушений герметичности эксплуатационных колонн в скважинах диаметром 146 и 168 мм, образовавшихся в результате трещин, коррозии, протираний, нарушений резьбовых соединений, селективной изоляции пластов в зоне перфорации и т. д.

ВНИИКРнефть разработал устройства:

1) без опоры на обсадную колонну (рис. III.3);

2) с опорой на обсадную колонну (рис. III.4).

Работа устройств обоих типов основана на расширении продольно гофрированной трубы до плотного контакта с обсадной колонной за счет избыточного давления в полости дорнирующей головки с последующей протяжкой устройства

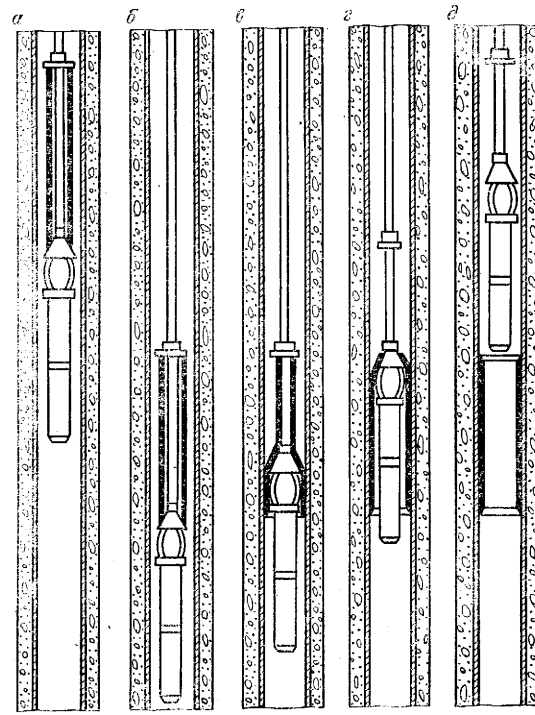


Рис. III.3. Последовательность работы устройства типа Дорн без опоры на колонну:

а — спуск устройства в скважину; *б* — положение пластыря относительно поврежденного участка колонны; *в* — положение дорнирующей головки после окончания работы силовых цилиндров, обеспечивающих сцепление пластыря с обсадной колонной; *г* — процесс дорнирования (расширения) протягиванием устройства талевой системой; *д* — подъем устройства на поверхность

талевой системой. По принципу работы эти устройства отличаются следующим. Надежное сцепление пластыря с ремонтируемой колонной в устройстве первого типа осуществляется за счет силовых цилиндров, которые обеспечивают заход дорнирующей головки в пластырь в начальный период дорнования.

Второго типа устройство обеспечивает сцепление пластыря с колонной за счет опоры якорей на колонну, что позволяет удерживать пластырь в начальный период дорнования.

Устройство первого типа можно использовать, когда нарушение находится менее чем в трех метрах от забоя, а устройство второго типа, — когда оно находится на расстоянии не более 0,5 м. Устройство не рекомендуется применять, когда ремонтируемая колонна сильно повреждена и может быть разорвана опорным устройством — якорем.

Техническая характеристика устройства Дорн

	Без опоры на колонну	С опорой на колонну
Рабочая температура, °С	100	100
Рабочее давление в устройстве, кгс/см²	120	120
Внутренний диаметр колонны, мм . . .	124—132	124—132
Длина хода секторной головки, мм . .	300	400

Наружный диаметр предварительного деформирующего конуса, мм	116	116
Радиальная длина хода дорнирующих секторов, мм	7	7
Радиальная длина хода секторов якоря, мм	—	7
Осевое усилие, необходимое для раздорнования пластыря, кгс	1800	1800
Длина устройства, мм	6100	6100

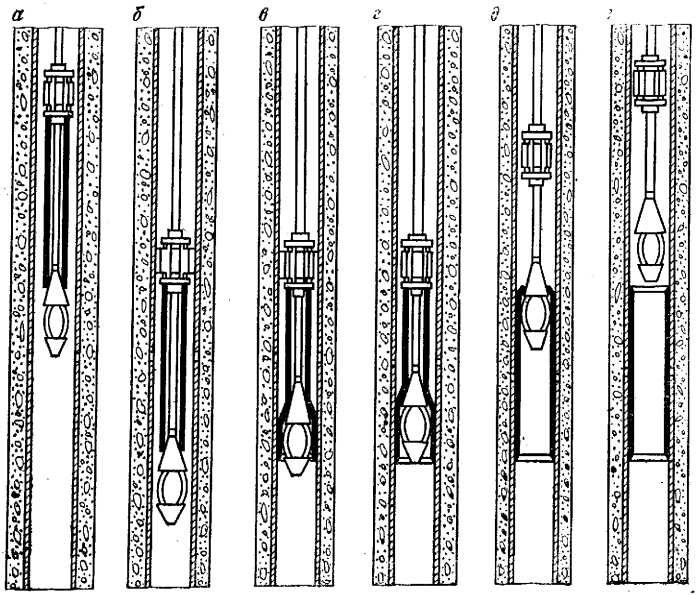


Рис. III.4. Последовательность работы устройства типа Дорн с опорой на колонну:
а — спуск устройства в скважину; *б* — положение пластыря и опорного устройства (якоря) относительно поврежденного участка обсадной колонны; *в* — положение дорнирующей головки в момент сцепления пластыря с ремонтируемой колонной в начальный период дорнования; *г* — положение в момент протяжки устройства с отключенным опорным устройством (якорем); *д* — положение дорнирующей головки в процессе дорнирования (протягивания) устройства талевой системой; *е* — подъем устройства на поверхность

Замена поврежденной части колонны

Поврежденную часть колонны заменяют в том случае, если место дефекта расположено выше башмака технической колонны и уровня цементного кольца в межколонном пространстве. Для этого верхнюю часть эксплуатационной колонны на 5—6 м выше места дефекта обрезают труборезкой и извлекают из скважины. Затем освобождающейся внутренней труболовкой, спущенной на бурильных трубах с левым направлением резьбы, отвинчивают и извлекают поврежденную часть колонны. Оставшуюся в скважине последующую (техническую) колонну проверяют шаблоном соответствующего диаметра. При нормальном прохождении шаблона спускают новую колонну. При этом нижнюю часть спускаемой колонны оборудуют специальным направлением с козырьком, диаметр которого на 10—12 мм меньше диаметра технической колонны. Козырек служит для того, чтобы завести и направить колонну при свинчивании. В нижней трубе для направления и центрирования спускаемой части колонны обсадных труб с оставшейся в скважине частью устанавливают конусную пробку, которую после соединения труб

разбуривают. После свинчивания колонну проверяют под растягивающей нагрузкой, равной 60—70% ее массы. Затем определяют герметичность места нового соединения колонны, при необходимости прокачивают цементный раствор в межколонное пространство.

Исправление конца оставшихся в скважине труб (обрезов)

Трубы исправляют одним из следующих способов:

1) обработкой оправочными долотами и грушевидными фрезерами, т. е. комбинацией их по размерам, начиная от размера на 10—12 мм больше внутреннего диаметра колонны до номинального (эти работы осуществляют по той же технологии, что и исправления дефектов колонны);

2) наращиванием специальной двусторонней воронки, состоящей из нижней части с козырьком, патрубка и верхней части; последнюю спускают на право-левом переводнике или на шпильках.

В первом случае воронку заводят в межколонное пространство и отвинчивают от спущенных бурильных труб посредством право-левого переводника, во втором — после установки воронки на трубу при допуске бурильных труб срезают шпильки, поднимают бурильные трубы, оставляя воронку. Наружные диаметры верхней и нижней частей воронки должны быть на 5—10 мм меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Работы, связанные с установкой воронки, требуют меньше времени, чем при исправлении конца трубы колонны. Поэтому, если возможно, обсадную трубу отвинчивают и извлекают и на ненарушенный конец оставшейся трубы устанавливают двустороннюю воронку.

Перекрытие дефектов в эксплуатационной колонне спуском дополнительной колонны

Дополнительную колонну в скважину спускают, если:

невозможно устранить дефект в эксплуатационной колонне путем цементирования;

в эксплуатационной колонне имеется несколько дефектов на разных глубинах, не поддающихся ремонту;

имеется возможность спустить дополнительную колонну ниже места слома в основной эксплуатационной колонне.

Дополнительную колонну спускают в основную эксплуатационную колонну, устанавливая башмак ее ниже дефекта и выше продуктивного горизонта или на забое.

В отдельных случаях с целью экономии обсадных труб спускают «летучку», которая перекрывает только интервал дефектов, при этом нижняя и верхняя части эксплуатационной колонны остаются прежними.

Дополнительную колонну спускают в скважину с последующим цементированием или же с установкой пакера. При цементировании колонны обеспечивается надежная изоляция притока посторонних вод. Длину колонны выбирают из расчета создания цементного кольца в затрубном пространстве на 30—50 м выше верхнего дефекта в эксплуатационной колонне. На нижний конец «летучки» навинчивают башмак с фаской, а верхний (рис. III.5) оборудуют воронкой *8* с левой резьбой в верхней части. «Летучку» соединяют с колонной бурильных труб *1* переводником с обратным клапаном, который состоит из корпуса *2* и муфты *6* с левой резьбой. Внутри муфты установлены шариковый клапан *4* с пружиной *3* и тарельчатый клапан *7*. Каналы *5* соединяют клапан *4* с затрубным пространством.

Перед спуском «летучки» резьбу труб тщательно протирают и смазывают. Закачав расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости, обратной промывкой вымывают излишки цементного раствора через шариковый клапан пе-

реводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает полное удале, ние излишков цементного раствора из кольцевого пространства выше воронки- благодаря чему исключается прихват переводника и бурильных труб затвердевшим цеметным раствором.

По окончании срока твердения цементного раствора отвинчивают колонну бурильных труб, поднимают ее из скважины, электротермометром определяют высоту подъема цемента за «летучкой» и проверяют ее на герметичность. Затем разбуривают оставшуюся цементную пробку и промывают скважину до забоя. На этом ремонт скважины заканчивается.

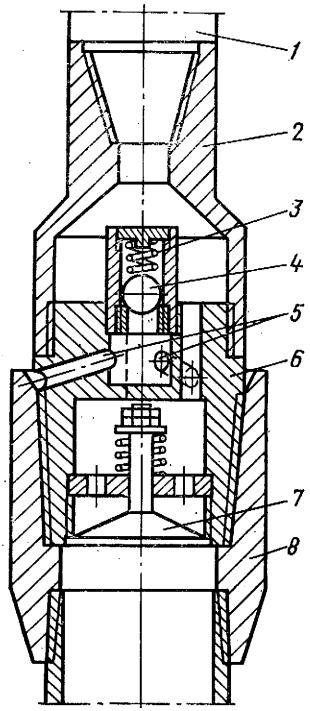


Рис. III.5. Переводник с обратным клапаном для спуска «летучки»

Дополнительные обсадные колонны можно спускать с пакерами различных конструкций. Наиболее целесообразно применять пакеры механического и гидравлического действия, предназначенные для разобщения пластов при раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Дополнительную колонну с пакером без опоры на забой спускают следующим образом. В интервале существующего фильтра создают песчаную или глинопесчаную пробку высотой на 5—10 м выше верхних отверстий фильтра. В скважину спускают шаблон и, если последний беспрепятственно проходит по всему стволу до насыпной пробки, спускают дополнительную колонну с пакером. Затем воду в стволе скважины заменяют буровым раствором.

При использовании пакера механического действия резиновые элементы уплотняются под действием массы дополнительной колонны. В случае применения пакера гидравлического действия при закачке жидкости в трубы освобождаются чашеобразные резиновые манжеты пакера от предохранительных кожухов. Верхнюю часть колонны закрепляют на устье скважины, затем испытывают пакер и дополнительную колонну на герметичность. В этих целях в затрубное пространство в зависимости от диаметра деформированной колонны закачивают буровой раствор под давлением 40—80 кгс/см². Если не наблюдается перелива бурового раствора из труб дополнительной колонны, то это означает, что пакер уплотнен, а дополнительная колонна герметична. Тогда в скважину спускают трубы и промывают ее.

Для спуска дополнительных колонн на небольшую глубину нельзя применять пакеры, уплотняемые массой колонны обсадных труб вследствие небольшой ее величины. В этих случаях применяют пакеры, уплотнение которых достигается при натяжке колонны труб вверх и установке верхнего конца колонны на клинья колонного фланца. Возможен спуск «летучки» в скважину с верхним и нижним самоуплотняющимся пакерами, чашеобразные манжеты которых препятствуют движению жидкости в кольцевом пространстве между дефектной и дополнительной колоннами.

Если дефект в эксплуатационной колонне находится на небольшой глубине от устья скважины, устранить его закачкой раствора под давлением трудно. Цементированием в этом случае нельзя создать прочных цементных пробок, так как схватывание цементного раствора происходит при низкой температуре, небольшом давлении и значительном поглощении жидкости через дефект в колонне. Ремонтные работы в таких случаях можно проводить с помощью устройства Дорн или путем спуска дополнительной колонны в кольцевое пространство между эксплуатационной и технической колоннами или кондуктором.

При наличии на устье скважины колонной головки пьедестальный патрубок эксплуатационной колонны заменяют патрубком с заглушкой. Если же эксплуатационная колонна закреплена на хомуте, в ее верхнюю муфту ввинчивают заглушку, снимают колонну с хомута и осторожно разгружают. На устье скважины устанавливают ротор. На нижний конец дополнительной обсадной трубы навинчивают торцевой фрезер длиной 0,3—0,5 м с зубьями высотой 22—25 мм, армированными твердым сплавом. Наружный диаметр фрезера должен быть на 10—12 мм больше диаметра муфты дополнительной колонны, а внутренний — на 8—10 мм меньше внутреннего диаметра этой колонны.

К верхнему концу обсадной колонны через переводник присоединяют вертлюг, обсадную колонну пропускают в отверстие стола ротора и фрезером накрывают верхний конец эксплуатационной колонны. Вращая обсадную трубу с фрезером при одновременной промывке скважины буровым раствором, обуривают эксплуатационную колонну на длину первой обсадной трубы. Обычным методом наращивают очередную обсадную трубу и продолжают обуривание до тех пор, пока дополнительная колонна не окажется на необходимой глубине. Затем из верхней муфты дополнительной колонны отвинчивают переводник с вертлюгом, устанавливают цементировочную головку и цементируют колонну.

После окончания закачки цементного раствора снимают цементировочную головку и монтируют колонную головку. В этих целях в дополнительную и эксплуатационную колонны ввинчивают патрубки с фланцами и пьедесталом. Дополнительную колонну устанавливают на фланец технической колонны (кондуктора), а эксплуатационную — на пьедестал дополнительной колонны. После монтажа колонной головки скважину оставляют в покое на срок, необходимый для затвердевания цементного раствора.

Если эксплуатационная колонна была установлена на хомуте, после окончания процесса цементирования снимают цементировочную головку и при помощи подъемного патрубка колонну устанавливают в то же положение, в каком она находилась до снятия с хомута. После окончания срока затвердевания цементного раствора дополнительную колонну обвязывают с устьем, а эксплуатационную колонну сажают на хомут и вывинчивают из верхней трубы подъемный патрубок.

По окончании работ по цементированию дополнительной колонны шаблоном проверяют проходимость эксплуатационной колонны, после чего испытывают ее на герметичность.

Разбуривание цементных пробок

Цементные пробки разбуривают: 1) роторным способом, 2) турбобуром или забойным винтовым двигателем, 3) гидропескоструйным перфоратором, 4) беструбным электробуром.

1. При разбуривании роторным способом применяют пикообразные долота. В интервале фильтра и в местах нарушения эксплуатационной колонны используют пикообразное долото в комбинации с райбером; долотом разбуривают цементную пробку, а райбером центрируют долото и оправляют колонну.

2. При разбуривании турбинным способом применяют секционные турбобуры и забойные винтовые двигатели типа Д в сочетании с долотами соответствующих диаметров.

Двигатель Д-85 применяют при разбуривании цементных мостов в эксплуатационных колоннах долотами диаметрами от 95 до 140 мм, а двигатель Д1-54 — в насосно-компрессорных трубах долотами диаметрами от 59 до 95 мм.

Техническая характеристика забойных винтовых двигателей при промывке скважины технической водой

	Д-85	Д1-54
Число зубьев:		
статора	10	6
ротора	9	5
Шаг винтовой линии зуба статора, мм	370	222
Расход жидкости, л/с	5—7	1—2,5
Частота вращения вала, об/мин	200—250	240—600

Перепад давления, кгс/см²	30—35	40—50
Вращающий момент, кгс·м	34—40	7—10
Габаритные размеры, мм:		
диаметр	85	54
длина	3160	1990
Масса, кг	90,0	24,6

Перед пуском двигатель необходимо осмотреть. Особое внимание следует обращать на статор (отсутствие вмятин и трещин) и на состояние присоединительных резьб. В зимнее время его необходимо прогреть паром или горячей водой.

С увеличением нагрузки на долото и крутящего момента на валу двигателя возрастает перепад давления. Это позволяет контролировать нагрузку на долото по давлению на стоянке.

Проверка технического состояния двигателя

Что проверяется и методика проверки	Технические требования
Наружным осмотром статор и присоединительные резьбы	На статоре не допускается вмятин. Резьбы не должны иметь задиров, износа профиля и других дефектов
Перед каждым долблением осевой и радиальный люфты вала	Допускается: осевой люфт — до 3 мм; радиальный — до 2 мм
Двигатель перед пуском запускается над устьем скважины, при этом проверяется:	
а) плавность запуска и остановки	Должен запускаться при 5—10 кгс/см². Вал должен вращаться без рывков и заеданий
б) герметичность резьбовых соединений	Отсутствие течи при полном расходе жидкости

3. Для разбуривания цементных пробок с помощью перфораторов применяют торцовые гидроперфораторы различных конструкций.

У торцового перфоратора конструкции Туркменского филиала ВНИИнефти в корпусе установлены четыре насадки диаметром 4,5 мм и два шариковых клапана для обратной промывки. Перфоратор спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и дальнейшие работы ведут так же, как и при гидропескоструйной перфорации.

4. Для разбуривания цементных пробок электробуром применяют бесструбный электробур с местной циркуляцией промывочной жидкости. Электробур, спускаемый в скважину на кабель-канате, состоит из электродвигателя для вращения насоса и долота, центробежного насоса и шламосборника. Для спускоподъемных операций и подачи электроэнергии к электробуру применяют передвижные установки, смонтированные на автомобилях.

Для очистки цементной корки со стенок эксплуатационной колонны применяют пикообразные или трехшарошечные долота, грушевидные фрезеры, ступенчатые фрезеры и скребки с режущими лезвиями.

Фрезер и скребки, спускаемые на колонне насосно-компрессорных труб, при перемещении колонны вниз—вверх счищают цементную корку.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Цементирование скважин проводят в случаях, когда необходимо:

а) обеспечить изоляцию продуктивных объектов от посторонних вод;

б) создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне;

в) перекрыть фильтр при возврате скважины на выше- или нижезалегающий горизонты;

г) создать цементные пояса в призабойной зоне скважины с целью надежной изоляции от высоконапорных нижних вод;

д) перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне;

е) обеспечить изоляцию продуктивных горизонтов друг от друга и от посторонних вод в интервале спуска эксплуатационной колонны или «хвостовика» при зарезке и бурении второго ствола, а также при спуске дополнительной колонны или «летучки»;

ж) закрепить призабойную зону скважины с целью предотвращения или уменьшения образования пробок.

Для цементирования скважин применяют различные материалы и оборудование.

Тампонажные материалы

К тампонажным материалам относятся цементы и другие вяжущие вещества. В зависимости от вида вяжущей основы используют следующие тампонажные материалы: а) цементы на основе портландцемента; б) цементы на основе доменных шлаков; в) известково-песчаные смеси; г) прочие цементы (гипсовые, белитовые, на основе природных минералов и горных пород и т. п.); д) органические крепители на полимерной основе.

Тампонажный цемент — продукт, состоящий из смеси вяжущих веществ (портландцемента, шлака, извести, пластмасс и т. д.) минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака и др.) или органических (отходов целлюлозного производства и др.) добавок, дающих после затворения водой или другой жидкостью раствор, затвердевающий затем в прочный цементный камень необходимого качества.

В зависимости от добавок (наполнителей) цементы подразделяются на следующие виды: песчаные, волокнистые (с органическими и неорганическими наполнителями — асбестом, целлофаном, шелухой и др.), пуццолановые, трепельные, гельцементы, гематито-магнетитовые, шлаковые, перлитовые и др.

По роду жидкости затворения различаются следующие тампонажные растворы: водные, водноэмульсионные (водонефтяные) и нефтецементные (дизельное топливо, предельный керосин, безводные нефти и др.), а по времени начала схватывания — быстро схватывающиеся со сроком схватывания менее 40 мин, ускоренно схватывающиеся (от 40 мин до 1 ч 20 мин), нормально схватывающиеся (от 1 ч 20 мин до 2 ч), медленно схватывающиеся (более 2 ч).

В зависимости от температуры испытания и условий применения различают три класса тампонажных цементов:

а) для «холодных» скважин (ХЦ) с температурой испытания 22 $\pm$ 2° С;

б) для «горячих» скважин (ГЦ) с температурой испытания 75 $\pm$ 3° С;

в) для глубоких высокотемпературных скважин (ВЦ), которые, в свою очередь, подразделяются на несколько групп (до 100, 120, 150, 170 и 200° С).

По плотности (в г/см^3) тампонажные растворы подразделяются на: а) легкие с плотностью до 1,30; б) облегченные — 1,30—1,75; в) нормальные — 1,75—1,95; г) утяжеленные — 1,95—2,20; д) тяжелые — выше 2,20.

Министерством нефтяной промышленности установлена следующая номенклатура тампонажных материалов (на базе портландцементов и шлака).

1. Облегченные цементы для получения растворов плотностью 1,40—1,60 г/см^3 на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин по ГОСТ 1581—78, а также на основе шлакопесчаной смеси (для температур 90—140° С). В качестве облегчающего компонента допускается использование глины (глинопорошки) или активных гидравлических добавок (пемза, диатомит, трепел, опока и др.).

2. Утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см^3 на базе тампонажного цемента по ГОСТ 1581—68 для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси (для температур 90—140° С). В качестве утяжеляющих добавок используют барит, магнетит, колошниковую пыль и другие утяжелители.

Таблица III.4

Сроки схватывания и пределы прочности цементного камня

Назначение цемента	Температура твердения, °С	Начало схватывания после затворения, ч (не ранее)	Конец схватывания после затворения, ч (не позднее)	Предел прочности при изгибе, кгс/см², (не менее)
Для «холодных» скважин	22±2	2	10	27
Для «горячих» скважин	75±3	1 ч 45 мин	4 ч 30 мин	62

3. Термостойкие шлакопесчаные цементы для цементирования скважин с температурой 90—140° С.

4. Термостойкие шлакопесчаные цементы для цементирования скважин с температурой 140—190° С (на базе ферромарганцевых шлаков).

5. Низкогигроскопичные цементы.

Широко применяемый тампонажный портландцемент — продукт, состоящий из смеси измельченных материалов заданного минералогического состава. Примерный его химический состав, %:

окись кальция CaO — 60—67; кремнезем SiO_2 — 17—25; глинозем Al_2O_3 — 3—8; окись железа Fe_2O_3 — 0,3—0,6; окись магния MgO — 0,1—4,5; сернистый ангидрид SO_3 — 0,3—1,0; фосфорный ангидрид P_2O_5 — 0,1—0,3; окись калия и натрия ($K_2O + Na_2O$) — 0,5—1,3; двуокись титана TiO_2 — 0,2—0,5.

Тампонажные цементы должны обладать: замедленным началом схватывания; ускоренным началом твердения с соответствующей этому моменту высокой прочностью; низкой проницаемостью после схватывания и твердения; большой текучестью; высокой плотностью.

Для цементирования скважин с температурой на забое до 40° С применяют тампонажный цемент для «холодных» скважин, при цементировании скважин с температурой на забое до 75° С — тампонажный цемент для «горячих» скважин. Если температура на забое выше 75° С, применяют специальные цементы для сверхглубоких скважин.

Данные о сроках схватывания цементных растворов и прочности образцов цементного камня для «холодных» и «горячих» скважин приведены в табл. III.4.

Начало схватывания цементного раствора характеризуется потерей подвижности и загустеванием раствора. На его схватывание в скважине влияет водоцементное отношение, степень помола, присутствие и состав воды, нефти и газа, температура и давление.

Водоцементное отношение — отношение массового количества воды к массовому количеству сухого цемента (В : Ц). Для цементирования скважин применяют тампонажные растворы с водоцементным отношением от 0,4 до 0,5.

Специальные тампонажные цементы

Кроме тампонажных портландцементов, применяют цементы, предназначенные для цементирования скважин в специфических условиях их ремонта.

Портландцемент тампонажный песчанистый. Технические условия на портландцемент тампонажный песчанистый (ТУ 21-1-5—67), предназначенный для цементирования нефтяных и газовых скважин, разработаны Министерством промышленности строительных материалов СССР.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек размером 40 × 40 × 160 мм, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение двух суток должен быть:

для «холодных» скважин не менее 20 кгс/см² при температуре твердения 22 ± ± 2° С; для «горячих» скважин не менее 40 кгс/см² при температуре твердения 75 ± 3° С.

Таблица III.5

Плотность цементного теста и характеристика цементных образцов-балочек после твердения в течение двух суток

Цемент	Температура твердения, °С	Плотность теста, г/см³		
		До 1,45	1,45—1,55	1,55—1,65
		Предел прочности при изгибе, кгс/см² (не менее)		
Для «холодных» скважин	22±2	5	7	10
Для «горячих» скважин	75±3	10	15	15

Растекаемость цементного теста по конусу АзНИИ должна быть не менее 180 мм. Время схватывания тампонажных растворов после затворения должно быть: для «холодных» скважин: начало — не ранее 2 ч, конец — не позднее 12 ч; для «горячих» скважин: начало — не ранее 1 ч 45 мин, конец — не позднее 4 ч 30 мин.

Портландцемент тампонажный облегченный. Технические условия ТУ 21 АзССР-12—72 на портландцемент тампонажный облегченный разработаны Министерством промышленности строительных материалов Азерб. ССР взамен ТУ 21-1-6—67. Он предназначен для цементировочных работ в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах. Пределы прочности при изгибе цементных образцов-балочек размером 40 × 40 × 160 мм после твердения в течение двух суток должны соответствовать данным, приведенным в табл. III.5.

Время схватывания растворов после затворения должно быть: для «холодных» скважин: начало — не ранее 2 ч, конец — не позднее 18 ч; для «горячих» скважин: начало — не ранее 1 ч 45 мин, конец — не позднее 8 ч.

В отдельных случаях по согласованию с потребителем допускается поставка цементов и с другими сроками схватывания.

Низкогигроскопичный тампонажный портландцемент. Технические условия ТУ 21-1-4—67 на низкогигроскопичный тампонажный портландцемент разработаны Министерством промышленности строительных материалов СССР. Этот цемент — разновидность тампонажного портландцемента (ГОСТ 1581—78) и характеризуется повышенной устойчивостью свойств при длительном хранении.

Время схватывания цементного раствора после затворения должно быть: для «холодных» скважин: начало — не ранее 2 ч, конец — не позднее 12 ч; для «горячих» скважин: начало — не ранее 1 ч 45 мин, конец — не позднее 5 ч.

Белитокремнеземистый тампонажный цемент для высокотемпературных скважин (БКЦ). Технические условия 21-1-3—67 на цемент БКЦ разработаны Министерством промышленности строительных материалов СССР и Министерством нефтяной промышленности. Он предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин с высокой температурой.

Растекаемость стандартно приготовленного цементного теста по конусу АзНИИ должна быть не менее 180 мм. Время схватывания цементного раствора при твердении в условиях высоких температур и давлений должно соответствовать данным табл. III.6.

Предел прочности при изгибе цементных образцов-балочек размером 40 × × 40 × 160 мм после твердения их в течение двух суток в автоклаве должен соответствовать данным табл. III.7.

Цемент шлакопесчаный совместного помола. Технические условия на шлакопесчаные цементы ТУ 39-9-27—71 разработаны Министерством нефтяной промышленности. Эти цементы предназначены для изоляции пластов соленосных отложений.

Цементы шлакопесчаные совместного помола должны удовлетворять требованиям, приведенным в табл. III.8.

Таблица III.6

Время схватывания цементного раствора в условиях высоких температур и давлений

Условия испытания	Начало, не ранее	Конец, не позднее
Температура 90—150° С, давление 200—400 кгс/см²	1 ч 45 мин	10 ч
Температура 130—200° С, давление 400—700 кгс/см²	1 ч 45 мин	8 ч

Таблица III.7

Прочностная характеристика цементных образцов-балочек

Температура твердения, °С	Давление, кгс/см²	Предел прочности, кгс/см² (не менее)
90—130	200—400	30
130—150	500—700	40
150—300	500—700	50

Сроки схватывания цементов ШПЦС-120 и ШПЦС-200 определяют при условиях, приведенных в табл. III.9.

Утяжеленные тампонажные цементы. Технические условия ТУ 39-9-25—71 на утяжеленные тампонажные цементы разработаны Министерством нефтяной промышленности. Эти цементы предназначены для цементировочных работ в нефтяных и газовых скважинах, в том числе для изоляции пластов соленосных отложений. Их характеристика приведена в табл. III.10.

Таблица III.8

Характеристика шлакопесчаных цементов совместного помола

Показатели	Марка цемента	
	ШПЦС-120	ШПЦС-200
Тонкость помола, выраженная удельной площадью поверхности, см²/г	3000±300	2600±200
Растекаемость цементного раствора, мм	180—200	180—200
Сроки схватывания, ч		
начало (не ранее)	2	2
конец (не позднее)	10	8
Предел прочности при изгибе, кгс/см² (не менее)	30 (через 48 ч)	46 (через 24 ч)

Таблица III.9

Условия определения сроков схватывания цементов

Марка цемента	Время выхода на режим, мин	Температура, °С	Давление, кгс/см²
ШПЦС-120	45±5	120±3	400±50
ШПЦС-200	80±10	200±5	600±50

Таблица III.10

Свойства специальных утяжеленных тампонажных цементов

Показатели	Марка цемента					
	УЦГ-1	УЦГ-2	УШЦ-1-120	УШЦ-2-120	УШЦ-1-200	УШЦ-2-200
Тонкость помола, выраженная удельной площадью поверхности, $см^2/г$	2500± 200	2200± 200	2500± 200	2200± 200	2500± 200	2200± 200
Растекаемость цементного раствора, мм	180—200	180—200	180—200	180—200	180—200	180—200
Плотность цементного раствора, $г/см^3$	2,06—2,15	2,16—2,25	2,06—2,15	2,16—2,25	2,06—2,15	2,16—2,25
Сроки схватывания, ч:						
начало (не ранее)	1,75	1,75	2	2	2	2
конец (не позднее)	5	5	10	10	8	8
Пределы прочности при изгибе, $кгс/см^2$						
через 48 ч ОЗЦ, (не менее)	25	25	30	30	—	—
через 24 ч ОЗЦ (не менее)	—	—	—	—	45	45

Сроки схватывания цементов УЦГ-1 и УЦГ-2 определяются в соответствии с ГОСТ 1581—68 на тампонажный цемент для «горячих» скважин.

Сроки схватывания цементов УШЦ-1-120, УШЦ-2-120, УШЦ-1-200 и УШЦ-2-200 определяют в автоклаве при условиях, приведенных в табл. III.11.

Плотность некоторых цементов приведена в табл. III.12.

Гельцемент — смесь тампонажного цемента и бентонитовых глин. Обычно затворяют его на буровом растворе плотностью 1,10—1,15 г/см³ и применяют для цементирования скважин, интенсивно поглощающих жидкость.

Таблица III.11

Сроки схватывания цементов

Марка цемента	Время выхода на режим, мин	Температура, °С	Давление, кгс/см²
УШЦ-1-120, УШЦ-2-120	45±5	120±3	400±50
УШЦ-1-200, УШЦ-2-200	80±10	200±5	600±50

Расширяющийся цемент — смесь 75—85% тампонажного и 15—25% гипсоглиноземистого цементов. В процессе схватывания раствора объем цемента увеличивается до 2% от первоначального, в результате чего в заколонном пространстве развивается значительное давление. Это способствует образованию более плотного и непроницаемого цементного камня.

Таблица III.12

Плотность тампонажных цементов

Марка цемента	Плотность $\rho_т$, г/см³	Марка цемента	Плотность $\rho_т$, г/см³
УЦГ-1	3,5	УШЦ-1-200	3,4
УЦГ-2	3,7	УШЦ-2-200	3,6
УШЦ-1-120	3,4	ШПЦС-120	2,8
УШЦ-2-120	3,6	ШПЦС-200	2,8
		Шлаковый	2,9

Во ВНИИКРНефти разработан феноло-шлаковый тампонирующий материал, содержащий доменный основной шлак, фенол и формалин в соотношении 78 : 10 : 12. Образующийся тампонажный камень имеет высокую прочность ($\sigma_{изг}$ = 60—80 кгс/см²; $\sigma_{изг}$ = 120—150 кгс/см²), хорошую адгезию к металлу колонн, смоченному буровым раствором, и к горным породам. Фильтрат раствора, проникая в поры и трещины горных пород, затвердевает и образует прочный тампонажный камень, который хорошо противостоит корродирующему воздействию растворов солей, в том числе поливалентных.

Качество выбранной марки тампонажного цемента должно быть проверено в лаборатории, после чего на каждую партию цемента выдается паспорт по установленной форме. Цемент, не прошедший лабораторных испытаний, применять для цементировочных работ запрещается. Цемент следует просеивать на цементном складе, не более чем за 6 суток до его использования.

Транспортирование и хранение цемента. 1. Цемент должен отгружаться в бумажных мешках (четырех-, пяти-, или шестислойных) или транспортироваться на специальных машинах-цементовозах, соответствующих ГОСТ 22237—76.

По соглашению сторон допускается транспортирование его и в другой таре.

2. На бумажных мешках должны быть обозначены: наименование завода, марка цемента, номер заводской партии, год, месяц и число затаривания.

3. Цемент, отгруженный в цементовозах, должен сопровождаться документом, содержащим сведения, указанные в п. 2.

4. При транспортировании и хранении цемент следует предохранять от влаги и загрязнения.

5. Цементы следует хранить раздельно по маркам.

Регулирование свойств цементного раствора и камня

Свойства цементного раствора и камня могут быть изменены введением в раствор наполнителей, активных добавок или после обработки химическими реагентами. К параметрам тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью технологии или особенностями условий скважины, относятся: для тампонажных растворов — время загустевания или сроки схватывания, плотность, водоотдача, реологические свойства, седиментационная устойчивость; для тампонажного камня — механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость и др.

Для увеличения сроков схватывания цементных растворов применяют реагенты-замедлители, а для сокращения — ускорители.

В качестве реагентов-замедлителей применяют: сульфит-спиртовую барду (ССБ), карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) различных марок, лесохимические полифенолы (ПФЛХ), синтан марки ПЛ, виннокаменную кислоту (ВКК), технический винный камень (ТВК), смесь виннокаменной и борной кислот (ВК и БК), трилон Б, сегнетовую соль, лимонную кислоту и др.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) — отход целлюлозной промышленности. Концентрат жидкой ССБ представляет собой густую жидкость темно-коричневого цвета плотностью 1,25—1,30 г/см³. Этот реагент отличается непостоянством замедляющих свойств и не на все цементы действует одинаково, а при добавках в количестве более 0,5% к массе цемента вспенивает раствор и снижает прочность камня.

С увеличением дозировки ССБ сроки схватывания цементных растворов замедляются; повышение температуры и давления требует увеличения расхода ССБ вследствие ускорения адсорбционных процессов, гидролиза и гидратации цемента. Поскольку ССБ несколько разжижает цементные растворы, то ее применяют и для снижения водоцементного отношения и повышения плотности (а при небольших значениях В : Ц и для ускорения сроков схватывания).

В качестве пеногасителя вместе с ССБ применяют нейтрализованный черный контакт (НЧК) в количестве 0,1—0,2% от массы цемента.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) марок Л-35, Л-40, ПР-0-27 — замедлитель начала схватывания цементного раствора при температурах до 130° С и высоких давлениях, представляющий собой белый зернистый порошок плотностью 1,70 г/см³. При его растворении в воде получается густая жидкость желтоватого цвета. КМЦ более стабильна, чем ССБ, и не вспенивает цементный раствор, при этом действие ее до определенного предела прямо пропорционально вводимому количеству.

На практике обычно применяют 10%-ный водный раствор КМЦ, получаемый путем гидравлического перемешивания порошка КМЦ с подогревом раствора до температуры 60—80° С. Этот раствор отличается стойкостью и длительное время не теряет замедляющих свойств. Для получения цементного раствора с началом схватывания 5—6 ч при температуре 75° С достаточно добавить КМЦ в количестве 0,5—0,6% от массы цемента.

В качестве замедлителя сроков схватывания цементных растворов используют лесохимические полифенолы (ПФЛХ), действие которых аналогично действию ССБ, но в отличие от последней они вызывают значительно меньшее пенообразование и большую термостойкость. Добавки ПФЛХ в количестве до 0,3% при температуре 75° С действуют замедляюще: при больших дозировках (до 1%) время конца схватывания раствора затягивается, тогда как время начала схватывания ускоряется; при более высокой температуре замедляющее действие ПФЛХ значительно ослабевает.

Для замедления сроков схватывания цементных растворов при температурах до 170° С может быть применен реагент Л-6, который получают гидролизным путем

из отходов пищевой промышленности. Добавка Л-6 в количестве 1,5—2,0% от массы цемента позволяет обеспечить начало схватывания раствора при температуре 170° С и давлении до 700 кгс/см² через 2—3 ч, а конец — через 3—4 ч.

Синтан марки ПЛ. Для получения цемента с началом схватывания 5—6 ч при температуре 75° С необходимо к тампонажному цементу для «горячих» скважин добавить 0,3—0,7% (от массы цемента) синтана марки ПЛ и 0,2—0,4% НЧК, а при температуре 120° С, соответственно, 2% синтана и 0,2—0,4% НЧК.

В качестве реагентов-ускорителей чаще всего применяют хлориды натрия и кальция, каустик, хлористый алюминий, кальцинированную соду, жидкое стекло и др. Хлориды кальция и натрия наряду с ускорением сроков схватывания и твердения несколько повышают первоначальную подвижность цементных растворов.

В табл. III.13 приведены данные, характеризующие влияние поверхностно-активных добавок на механическую прочность цементного камня из цемента Карадагского завода (г. Баку).

С помощью различных химических реагентов можно регулировать плотность тампонажных растворов и прочность цементного камня. Снижение плотности растворов достигается введением в них реагентов и материалов с высоким газовоздухосодержанием, легких органических и неорганических материалов или реагентов, а также материалов, которые способны удерживать значительные количества воды. Наиболее эффективны реагенты-структурообразователи (например, КМЦ, гипан), материалы типа пластмасс с плотностью, близкой к 1,0 г/см³, и бентонитовые глинопорошки, хорошо удерживающие воду.

Таблица III.13

Влияние добавок различных ПАВ на механическую прочность цемента Карадагского завода при В : Ц = 0,5

ПАВ	Содержание, %		Механическая прочность на разрыв, кгс/см²		
	ПАВ	НЧК	через 2 дня	через 14 дней	через 28 дней
Температура 75° С					
Синтан ПЛ	0,3	—	20,9	25,2	25,8
	0,3	0,2	21,5	28,7	28,1
КМЦ Л-35	0,4	—	11,8	—	22,0
КМЦ Л-40	0,4	—	11,6	—	18,7
КМЦ ПР-0-27	0,6	—	7,8	—	16,6
	0,4	—	11,8	—	18,3
Лакричный корень	0,6	—	7,8	—	16,8
	0,3	0,2	19,7	26,3	28,5
	0,7	0,2	23,4	33,5	35,1
Температура 120° С					
Синтан ПЛ	2,0	0,2	19,1	28,7	23,7
	2,0	0,4	17,9	25,0	21,9
КМЦ Л-35	0,6	—	15,1	—	16,3
	1,0	—	13,6	—	13,3
КМЦ Л-40	0,5	—	15,8	—	15,7
	1,0	—	13,2	—	14,6
КМЦ ПР-0-27	0,5	—	16,8	—	16,1
	1,0	—	16,1	—	17,7

Повышение плотности тампонажного раствора достигается благодаря вводу утяжеляющих добавок (барит, магнетит, гематит и др.) и кварцевого песка; снижению водоцементного отношения с одновременной обработкой растворов реагентами-пластификаторами (ССБ, ПФЛХ и др.); введению утяжеляющих добавок с одновременным снижением водоцементного отношения и обработкой раствора реагентами-пластификаторами. Механическую прочность и проницаемость тампонажного камня регулируют путем введения в раствор различных материалов и химических реагентов.

При всех температурных условиях механическая прочность портландских и шлаковых цементов увеличивается, а проницаемость уменьшается при снижении водоцементного отношения; такое же действие в условиях высоких температур и давлений оказывает введение кварцевого песка в тампонажный раствор.

Добавление глины в небольших количествах (до 5—8%) способствует повышению механической прочности портландцементного и шлакоцементного камня в условиях высоких температур и давлений. Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

Оборудование, применяемое при цементировании скважин

Цементировочные агрегаты

Цементировочные агрегаты предназначены для приготовления, закачки и продавливания тампонажных и других растворов в скважину и за колонну и вымывания излишков раствора из скважины; промывки скважины через спущенную колонну обсадных или заливочных труб и глушения скважин; обработки призабойной зоны скважин, закачки растворов изотопов, проведения гидропескоструйной перфорации и других технологических операций; гидравлической опрессовки оборудования и эксплуатационной колонны.

В нефтегазовых районах страны широко распространены цементировочные агрегаты ЦА-320М, 5ЦА-320С, 3ЦА-400А и АС-400М1 (табл. III.14).

Таблица III.14

Техническая характеристика цементировочных агрегатов

Показатели	ЦА-320М	5ЦА-320С	3ЦА-400А	АС-400М1
Монтажная база (шасси автомобиля)	КрАЗ-257	Сани	КрАЗ-257	Татра
Тип двигателя привода водоподающего насоса	ГАЗ-51А	ГАЗ-51	—	11АНДВ-350
Тип водоподающего насоса	1В	БВ-15	—	2Ш
Подача насоса, л/с	13	13	—	15,8
Давление на выкиде, кгс/см²	15	15	—	15,0
Тип цементировочного насоса	9Т	9Т	11Т	3РС-220М
Подача насоса, л/с:				
минимальная	2,9	2,9	6,6	3,6
максимальная	23,0	23,0	33,0	15,4
Максимальное давление при минимальной подаче, кгс/см²	320	320	400	400
Давление при максимальной подаче, кгс/см²	40	40	80	92
Емкость мерного бака, м³	6,4	6,4	6,0	3,0
Общая масса агрегата, т	17,5	9,8	22,5	17,7

Техническая характеристика насоса 1В приведена в табл. III.15.

Технические характеристики цементировочных насосов приведены в табл. III.16—III.18.

Таблица III.15

Техническая характеристика насоса 1В

Показатели	I скорость		II скорость	
Частота вращения вала двигателя, об/мин	1500	1700	1500	1700
Частота вращения вала насоса, об/мин	60,5	68,5	125	140
Необходимая мощность, л. с.	14	16	29	33
Подача, л/с	5,6	6,4	11,6	13,0
Давление, кгс/см²	15	15	15	15

Таблица III.16

Техническая характеристика цементировочного насоса 9Т

Режим работы	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление, кгс/см² при диаметре втулок, мм			Подача, л/с при диаметре втулок, мм		
				100	115	127	100	115	127
Максимальная подача	1700	II	28	305 *	225 *	182 *	3,0	4,1	5,1
	1700	III	54	159	117	95	5,8	7,9	9,8
	1700	IV	83	102,6	76	61	9,0	12,2	15,1
	1700	V	125	69	50	40	13,5	18,3	23,0
Максимальное давление	1500	II	27	320 *	230 *	185 *	2,9	4,0	4,9
	1500	III	48	180	134	107	5,2	7,0	8,7
	1500	IV	73	117	87	70	7,9	10,7	13,3
	1500	V	110	78	58	47	11,9	16,1	20,0

* Допустимая кратковременная работа.

Таблица III.17

Техническая характеристика цементировочного насоса 11Т

Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление, кгс/см² при диаметре втулок, мм			Подача, л/с при диаметре втулок, мм		
		110	125	140	110	125	140
I	43,2	400	300	235	6,6	8,8	11,2
II	62,0	275	210	162	9,5	12,6	16,1
III	91,8	185	140	110	14,1	18,6	23,8
IV	127,0	135	100	80	19,5	25,8	33,0

Таблица III.18

Техническая характеристика плунжерного цементировочного насоса 3РС-220М

Скорость	Число двойных ходов плунжера в минуту	Диаметр плунжера, мм					
		90		100		115	
		Подача, л/с	Давление, кгс/см²	Подача, л/с	Давление, кгс/см²	Подача, л/с	Давление, кгс/см²
I	56	3,6	400	4,4	324	5,8	245
II	102	6,5	219	8,0	178	10,6	134
III	149	9,4	151	11,6	122	15,4	92

Цементосмесительные машины и агрегаты

Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортирования сухих тампонажных материалов (глинопорошков) и механизированного приготовления тампонажных (глинистых) растворов.

В промысловой практике применяют цементосмесительные машины СМ-4М, СМ-10, СМП-20, 2СМН-20 и цементосмесительные агрегаты 1АС-20, 2АС-20, 3АС-30, технические характеристики которых приведены в табл. III.19 и III.20.

Таблица III.19

Техническая характеристика цементосмесительных машин

Показатели	СМ-4М	СМ-10	СМП-20	2СМН-20
Монтажная база (шасси автомобиля)	ЗИЛ-131А	ЯАЗ-219	Прицеп 3-П1-20	КрАЗ-257
Масса перевозимого груза, т	3—4	10	20	8—10
Объем бункера, м³	3,2	7,5	14,5	14,5
Вместимость бункера (по цементу), т	4	10	20	20
Способ получения раствора	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический
Производительность (в м³/мин) при приготовлении:				
цементного раствора	0,4—0,6	0,6—1,0	0,8—1,6	0,6—1,2
цементно-бентонитового раствора	—	—	—	0,5—1,0
бурового раствора	—	—	—	1,0—2
Плотность приготовляемого тампонажного раствора, г/см³	1,7—2,0	1,7—2,0	1,75—2,0	1,75—2,0
Давление жидкости затворения, кгс/см²	6—10	7—10	7—15	8—20
Масса ненагруженной машины, т	6,8	11,8	8,5 *	13,8

* Масса машины СМП-20 указана без массы автотягача.

Таблица III.20

Техническая характеристика цементосмесительных агрегатов

Показатели	1АС-20	2АС-20	3АС-30
Монтажная база (шасси автомобиля)	КрАЗ-219	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б
Масса перевозимого груза, т	9,5	9,5	6,0
Объем бункера, м³	14,5	14,5	14,0
Способ приготовления раствора	Механико-гидравлический		Пневмогидравлический
Максимальная производительность при приготовлении растворов, м³/мин	2,0	1,8	1,8
Плотность приготовляемого тампонажного раствора, г/см³	1,8—2,0	1,7—2,0	1,3—2,4
Водоподающий блок:			
тип насоса	1В (трехплунжерный)	4К-6 (центробежный)	4К-6 (центробежный)
максимальная подача, л/с	13,0	37,5	37,5
максимальное давление, кгс/см²	15,0	9,8	9,8
привод насоса	ГАЗ-51	От тягового двигателя автомобиля	
Компрессорный блок:			
тип компрессора	—	—	РК-6/1
подача, м³/мин	—	—	6,0
давление, кгс/см²	—	—	1,0
привод компрессора	—	—	От тягового двигателя автомобиля
Масса ненагруженного автомобиля, т	15,0	13,5	13,6

Оборудование для цементирования скважин в труднодоступных районах

Для цементирования скважин в труднодоступных районах предназначен комплекс оборудования, включающий цементировочный (5ЦА-320С) и смесительный (1СМР-20) агрегаты и цементовоз. Каждый элемент этого комплекса можно транспортировать вертолетом, специальными санями или на тележках.

Транспортирование цементов и приготовление тампонажных растворов осуществляется с помощью смесительного агрегата 1СМР-20.

Техническая характеристика агрегата 1СМР-20

Монтажная база	Сани металлические
Масса перевозимого груза, т	20
Объем бункера, м³	14,5
Водоподающий блок	БВ-15
Подача загрузочного шнека, т/ч	20
Максимальная производительность при приготовлении тампонажного раствора, м³/мин	2,0
Привод	От силового агрегата с двигателем ГАЗ-51
Общая масса агрегата, т	7,7

Для транспортировки тампонажных материалов массой до 6 т применяют цементовоз КП-6, оснащенный пневматической системой разгрузки и унифицированный с серийным автоцементовозом типа С-853.

Цементировочные арматура и головки

Для цементирования скважин применяют цементировочную арматуру АЦ1-150 и АЦ2-160 конструкции АзИНМАШа и цементировочную арматуру конструкции Грознефть.

Цементировочная арматура АЦ1-150 и АЦ2-160 состоит из цельнокованого корпуса с фланцем, кранов высокого давления, угольников, быстросоединяющихся муфт и гаек.

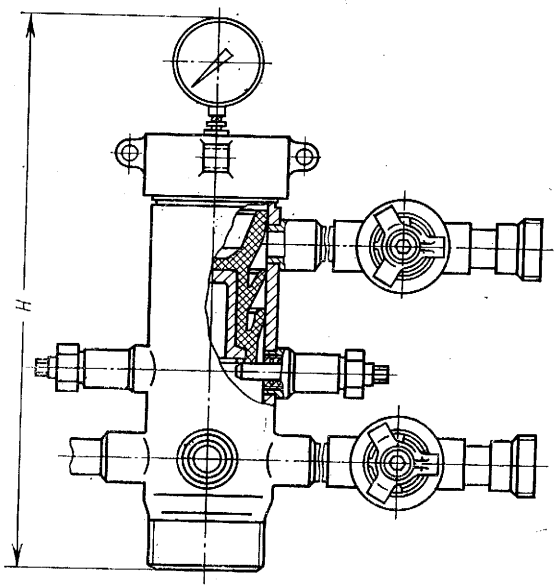


Рис. III.6. Головка цементировочная ГУЦ

Арматура устроена таким образом, что перекрытием кранов можно производить прямую и обратную промывки, продавку в пласт тампонажного раствора через заливочные трубы и кольцевое пространство, а также одновременную прокачку жидкостей в трубы и в кольцевое пространство. Конструкция арматуры позволяет присоединять несколько цементировочных агрегатов.

Цементировочная арматура конструкции Грознефть, рассчитанная на рабочее давление 200 кгс/см^2 и позволяющая в процессе закачки раствора расхаживать колонну труб в интервале длины верхней трубы, предназначена для скважин с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм и более. Герметизация затрубного пространства достигается двумя шарнирными кольцами, уплотняющим резиновым элементом и зажимной гайкой. Уплотняющий резиновый элемент устроен так, что его можно надевать на колонну заливочных труб. Арматура имеет набор шарнирных колец и уплотняющих резиновых элементов для насосно-компрессорных труб диаметром от 48 до 114 мм.

Цементировочные головки предназначены для обвязки устья скважин. Выпускаются они под шифрами ГУЦ и ГЦК по отраслевым техническим условиям ТУ 26-02-18—71.

Головки ГУЦ (рис. III.6) и ГЦК (рис. III.7) отличаются друг от друга конструкцией, размерами и эксплуатационной характеристикой. Они позволяют применять только одну верхнюю разделительную цементировочную пробку (ПВЦ).

Головки ГУЦ поставляются с кранами высокого давления. Цементировочную пробку вставляют в нее заблаговременно, что исключает необходимость ее разборки в процессе цементирования.

Головки ГЦК поставляются без кранов. Цементировочную пробку в нее вставляют после закачки тампонажного раствора.

Техническая характеристика цементировочной головки ГУЦ 140-168×400

Максимальное рабочее давление, кгс/см²	400
Условные диаметры обвязываемых обсадных колонн, мм	140, 146, 168
Присоединительная резьба	Резьба обсадных труб по ГОСТ 632—64
Число присоединяемых напорных линий	5
Условный диаметр проходного отверстия соединительных линий, мм	50
Тип запорного устройства	Краны проходные с цилиндрической пробкой
Габаритные размеры, мм:	
длина L	1148
высота H	875
Масса, кг	305

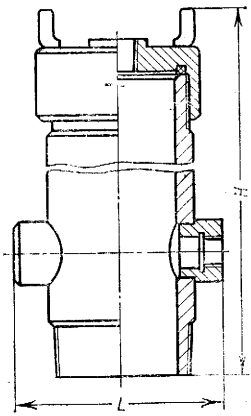


Рис. III.7. Головка цементировочная ГЦК

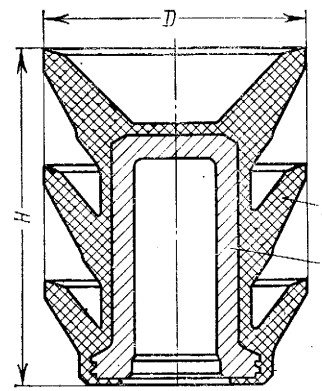


Рис. III.8. Пробка цементировочная верхняя (ПВЦ):
1 — резиновые манжеты;
2 — чугунный сердечник

Разделительные цементировочные пробки предназначены для разобщения тампонажного раствора от бурового и продавочной жидкости при цементировании обсадных колонн, а также для получения сигнала об окончании процесса цементирования скважин.

При цементировании эксплуатационных колонн в скважинах, восстановленных методом зарезки и бурения второго ствола, применяют верхние цементировочные пробки (ВПЦ), которые изготавливают по отраслевым техническим условиям ТУ 26-02-351—71. Эти пробки (рис. III.8) состоят из трех литых самоуплотняющихся эластичных резиновых элементов, пригуммированных к чугунному сердечнику, наружная цилиндрическая поверхность которого имеет спиральные канавки.

Резиновые элементы пробки изготавливают из резиновой смеси на основе натурального каучука (по рецептуре Грозненского РМЗ).

Основные параметры пробки ВПЦ 140-168

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140; 146; 168
Диаметр пробки D, мм	158
Высота H, мм	205
Масса, кг	5,0

Блок манифольдов 1БМ-700 и станция контроля процесса цементирования СКЦ-2М

Блок манифольдов 1БМ-700 предназначен для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины при закачке буровых, тампонажных растворов или других жидкостей.

Техническая характеристика 1БМ-700

Марка автомобиля	ЗИЛ-157К (ЗИЛ-131)
Максимальное рабочее давление, кгс/см²	700
Число входящих линий высокого давления	6
Число выходящих линий высокого давления	2
Максимальное давление в коллекторе низкого давления, кгс/см²	25
Число выходящих линий низкого давления от раздающего коллектора	10
Грузоподъемный механизм	Стрела с вылетом на 1,6 м и грузоподъемностью 0,5 т
Общая масса, т	9,2

Станция контроля СКЦ-2М предназначена для централизованного контроля процесса цементирования, параметров и количества прокачиваемых растворов, а также для управления технологическими операциями.

Техническая характеристика СКЦ-2М

Монтажная база	Шасси автомобиля КАВЗ-651
Регистрируемое рабочее давление, кгс/см²	0—400
Погрешность измерения давления, %	±2,5
Мгновенный измеряемый расход жидкости, л/с	0—100
Суммарный объем закачиваемой жидкости, м³	0—100
Погрешность измерения объемов жидкостей, %	±2,5
Регистрируемая плотность прокачиваемой жидкости, г/см³	1,0—2,0
Погрешность измерения плотности, %	±3

Расчет цементирования скважин

Перед началом цементирования скважины необходимо определить:

1) количество сухого цемента, т;

2) количество воды, потребной для приготовления цементного раствора или нефтепродуктов для нефтецементных растворов, т;

3) количество жидкости, потребной для продавки раствора в пласт, м³;

4) продолжительность процесса цементирования, ч;

5) давление в трубах и в затрубном пространстве в конце продавки раствора, кгс/см²;

6) число и тип цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин.

Для расчета процесса цементирования необходимо иметь данные о глубине скважины, диаметре эксплуатационной колонны, технические данные об эксплуатационной колонне, о высоте подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной, характеристике притока и места поступления воды в скважину, пластовом давлении эксплуатационного горизонта или водоносного объекта, приемистости пласта, температуре на забое, диаметре заливочных труб комбинированной колонны и глубине их спуска.

Работы по цементированию скважин при их капитальном ремонте разнообразны. Поэтому в каждом случае необходимо рассчитывать процесс цементирования.

По табл. III.21—III.25 можно определить потребное количество сухого цемента для создания цементного стакана необходимой высоты в колоннах различных диаметров, рассчитать объемы колонны заливочных труб, спущенных по любой схеме, объемы кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и заливочными трубами различных диаметров и т. д.

Способы цементирования скважин

Цементирование под давлением осуществляется через отверстия фильтра скважины, перфорационные отверстия или через дефект в колонне с целью продавить в пласт или за колонну расчетный объем цементного раствора, необходимый для надежной изоляции нефтяного горизонта от проникновения посторонних вод. При этом, чем медленнее продавливают цементный раствор в пласт и чем выше давление, тем надежнее перекрываются пути движения посторонних вод, тем эффективней изоляция нефтяного пласта (горизонта) от проникновения посторонних вод. При этом давление не должно превышать допустимого для данной эксплуатационной колонны (с учетом ее состояния, диаметра и марки стали труб). В противном случае могут произойти слом или смятие колонны.

Цементирование под давлением через трубы с последующим разбуриванием цементного стакана осуществляется через спущенные заливочные трубы, которые устанавливают на 5—10 м выше верхних отверстий фильтра скважины или дефекта в колонне и через них под давлением продавливают цементный раствор. Оставшиеся излишки цементного раствора вымывают из скважины обратной или прямой промывкой. Затем разбуривают цементный стакан в скважине ниже конца заливочных труб.

Цементирование под давлением с вымыванием излишков цементного раствора применяют, если нет необходимости в разбуривании цементного стакана в колонне. При этом конец заливочных труб должен быть установлен у верхних отверстий фильтра.

После продавки цементного раствора в пласт колонну заливочных труб наращивают, а затем вымывают раствор из скважины. Эту операцию можно выполнять и без наращивания колонны заливочных труб, для чего конец их следует устанавливать ниже нижних отверстий фильтра. Процесс вымывания цементного раствора будет протекать с противодавлением на пласт, а сама промывка должна закончиться до начала схватывания цементного раствора. Этот способ рекомендуется применять при использовании нефтецементных растворов.

Комбинированный способ цементирования применяют при необходимости оставления скважины под давлением до конца схватывания цементного раствора. Сущность этого способа заключается в следующем. Нижний конец заливочных труб устанавливают у нижних отверстий фильтра. После прокачки и вытеснения цементного раствора из заливочных труб последние поднимают с таким расчетом, чтобы конец их оказался выше уровня цементного раствора; затем устье скважины герметизируют, цементный раствор продавливают в пласт при закачке жидкости в трубы или одновременно в трубы и в затрубное пространство. Затем скважину герметически закрывают и оставляют под давлением до конца схватывания цементного раствора.

Цементирование без давления осуществляют в случаях, когда необходимо создать новый цементный забой (цементный стакан) в стволе скважины или перекрыть нижнюю часть фильтра. Этот способ в основном применяют при возврате на вышезалегающий горизонт, когда нет опасности прорыва посторонних вод. Этот способ цементирования протекает успешно при условии, если скважина хорошо промыта и поглощения промывочной жидкости не происходит. При полном или частичном поглощении жидкости забой следует затрамбовать песком или глиной для перекрытия отверстий фильтра.

Цементирование без давления можно осуществлять цементировочным агрегатом или по способу «сифона».

Таблица III.21

Высота подъема цементного раствора в трубах (м) при В : Ц = 0,5

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	102	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324
При расходе раствора	652/925	400/493	257/316	179/220	131/161	104/123	88/107	70/86	63/78	46/57	40/50	33/41	26/32	21/25	16/20	13/16	11/14

Примечание. В числителе на 1 т, в знаменателе на 1 м³.

Таблица III.22

Расход сухого цемента для заполнения 1 м внутреннего пространства трубы

Диаметр обсадных труб, мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324
Расход сухого цемента, т	0,01	0,012	0,015	0,016	0,022	0,025	0,031	0,04	0,051	0,064	0,076	0,09

Таблица III.23

Количество цемента, потребное для приготовления 1 м³ раствора

Водоцементное отношение	Плотность цементного раствора, г/см³	Количество цемента, потребного для приготовления 1 м³ цементного раствора, т	Объем 1 т сухого цемента при приготовлении цементного раствора, м³
0,40	1,96	1,39	0,720
0,45	1,90	1,31	0,763
0,50	1,85	1,23	0,813

Таблица III.24

Теоретический объем внутреннего пространства 1 м насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	114	102	89	73	60	48
Объем внутреннего пространства 1 м труб, м³	0,0081	0,00622	0,00456	0,00317	0,00203	0,00108

Таблица III.25

Наименование	Диаметр обсадной колонны, мм							
	146		168			194		
	Диаметр заливочных труб, мм							
	60	73	73	89	114	73	89	114
Высота подъема цементного раствора, м:								
на 1 т	86,2	99,9	63,8	75,6	119,6	41,9	46,7	60,4
на 1 м³	103,7	120,2	76,8	90,9	143,7	50,4	56,1	72,7
Глубина, м:	Объем кольцевого пространства, м³							
100	0,964	0,332	1,302	1,10	0,695	1,982	1,78	1,375
500	4,820	4,160	6,510	5,50	3,475	9,910	8,90	6,875
1000	9,640	8,320	13,020	11,00	6,950	19,820	17,80	13,750

Наименование	Диаметр обсадной колонны, мм								
	219			273			299		
	Диаметр заливочных труб, мм								
	73	89	114	73	89	114	73	89	114
Высота подъема цементного раствора, м:									
на 1 т	30,9	33,4	39,9	18,2	19,0	20,9	14,6	15,1	16,3
на 1 м³	37,1	40,2	48,0	21,9	22,9	25,2	17,6	18,2	19,6
Глубина, м:	Объем кольцевого пространства, м³								
100	2,622	2,49	2,085	4,572	4,37	3,965	5,692	5,49	5,085
500	13,460	12,29	10,425	22,86	21,85	19,82	28,46	27,46	25,42
1000	26,220	24,90	20,851	45,72	43,70	39,65	56,92	54,90	50,85

Цементирование заливочным агрегатом. После обследования колонны в скважину спускают заливочные трубы, нижний конец которых устанавливают над песочной пробкой на высоте, соответствующей нижнему основанию создаваемого цементного стакана. Вверху заливочные трубы цементировочной арматурой связываются с устьем скважины.

После соединения цементировочной арматуры с цементировочным агрегатом и опрессовки коммуникаций прокачивают воду в объеме, равном 1,5—2,0 объемам заливочных труб (для контрольной проверки их чистоты). Затем прокачивают расчетный объем цементного раствора, который проталкивают и вытесняют в кольцевое пространство до выравнивания высоты столба раствора в трубах и в затрубном пространстве, приподнимают трубы на высоту создаваемого в колонне цементное стакана. Вновь присоединяют цементировочную арматуру и вымывают излишки цементного раствора (обратной промывкой). После окончания срока твердения цементного раствора допуском заливочных труб с прокачкой воды проверяют местонахождение и крепость вновь созданного цементного забоя.

Цементирование по способу «сифона». В скважину спускают колонну заливочных труб и перед цементированием промывают водой до полной замены в ней жидкости. Затем разъединяют вертлюг и трубы оставляют подвешенными на элеваторе, установленном на устье, при этом нижний конец заливочных труб устанавливают на глубине, соответствующей основанию создаваемого цементного стакана.

На верхний конец заливочных труб устанавливают специальную воронку с сеткой. Цементный раствор, затворенный в чане, через воронку заливают в трубы. По окончании заливки всего расчетного объема цементного раствора через вертлюг насосом в трубы закачивают воду.

Движение жидкости будет происходить до тех пор, пока не наступит равновесие столбов цементного раствора в трубах и в затрубном пространстве. Прекращение движения жидкости будет означать окончание продавки цементного раствора. Затем промывочные трубы приподнимают на высоту, соответствующую высоте создаваемого цементного стакана, и излишки цементного раствора вымы-

вают (прямой промывкой), приподнимают 80—100 м заливочных труб и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цементного раствора. По окончании этого срока допуском заливочных труб с промывкой водой определяют местонахождение и проверяют крепость цементного стакана.

Цементирование с применением пакеров

Цементирование с применением пакеров имеет следующие преимущества: высокое давление, создаваемое в заливочных трубах в процессе продавливания тампонажного раствора, не передается на эксплуатационную колонну на участке от пакера и до устья; исключается проникновение тампонажного раствора в затрубное пространство; имеется возможность цементирования скважины под давлением при негерметичности верхней части эксплуатационной колонны.

Цементирование с извлекаемым пакером применяют при изоляции посторонних вод, устранении дефектов в эксплуатационной колонне и установке цементных пробок.

Процесс цементирования осуществляют следующим образом. Вначале скважину обследуют и промывают. Затем спускают колонну заливочных труб с извлекаемым пакером, который устанавливают и уплотняют на глубине L (в м):

$$L = H - h_{ц}\frac{\rho_{ц}}{\rho_{в}}, \qquad (III.1)$$

где H — расстояние от устья скважины до верхних отверстий фильтра; $h_{ц}$ — высота цементного стакана; $\rho_{ц}$ и $\rho_{в}$ — соответственно, плотности цементного раствора и воды.

В трубы закачивают цементный раствор и продавливают его водой. Объем воды, потребной для продавки,

$$V = \left(H - h_{р} - h_{ц}\frac{\rho_{ц}}{\rho_{в}}\right) f_{тр}, \qquad (III.2)$$

где $h_{р}$ — высота цементного раствора в трубах в момент окончания продавки, м; $f_{тр}$ — площадь сечения заливочных труб, м^2.

Затем срывают пакер и поднимают его из скважины. Скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цементного раствора.

Цементирование с неизвлекаемым пакером применяют в тех же случаях, что и цементирование с извлекаемым пакером. Однако при этом полностью исключается разжижение цементного раствора жидкостью, находящейся в стволе скважины или притекающей из призабойной зоны. Неизвлекаемый пакер спускают на глубину ($H - h_{ц}$), устанавливают и уплотняют. После закачки цементного раствора в трубы бросают шарик, который садится на конусное седло и закрывает доступ жидкости под пакер. Затем отвинчивают переводник и вымывают излишки цементного раствора над пакером. При этом давление столба жидкости в стволе скважины не передается в пространство, находящееся под пакером.

Цементирование скважин, сильно поглощающих жидкость

В таких скважинах по мере ввода тампонажного раствора вначале заполняются пустоты — пути наименьшего сопротивления движению, что в последующем ухудшает условия притока и освоения скважины и нередко приводит к полному прекращению притока жидкости из пласта. На практике известны случаи, когда в одной и той же скважине для получения полного насыщения производилось многократное цементирование и бесполезно расходовалось большое количество тампонажного материала. При обычном способе цементирования в таких скважинах весьма редко получают положительные результаты. Для успешной изоляции посторонних вод следует добиваться создания высоких давлений при продавке тампонажного раствора за колонну. Поэтому при цементировании в таких скважинах предварительно вводят песок в пласт, а в цемент добавляют алюминиевый порошок; применяют гельцемент, волокнистый цемент, специальные цементы с небольшими сроками начала схватывания и быстросхватывающиеся цементные смеси (пасты).

Цементирование под давлением с предварительным вводом песка в пласт осуществляется в случаях, когда требуется заполнить пустоты в призабойной зоне скважины (за колонной) и создать возможности для регулирования процесса цементирования. По мере заполнения призабойной зоны песком поглощение ею жидкости будет уменьшаться. Ввод песка продолжают до тех пор, пока частично не восстановится циркуляция, и лишь после этого производят цементирование под давлением. Предварительный ввод песка в значительной степени сокращает расход тампонажного материала, число повторных заливок, время ремонта, не ухудшая при этом условий освоения скважины после капитального ремонта.

Цементирование с добавкой алюминиевого порошка. Добавка алюминиевого порошка к цементу в количестве 0,25—0,3% (от веса сухого цемента) обеспечивает плотный контакт между стенками скважины и цементным камнем, так как цементный раствор с алюминиевым порошком при твердении в затрубном пространстве не только не дает усадки, но даже расширяется. В этом и состоят особенности этого способа. Цементный раствор с добавкой алюминиевого порошка, увеличиваясь в объеме, уменьшает свободный от пород объем в призабойной зоне. Последующим цементированием создаются благоприятные условия для движения цементного раствора по водопроводящим каналам и надежной их изоляции.

Цементирование с предварительной глинизацией пласта проводят в такой последовательности. Скважину обследуют и промывают до прекращения циркуляции (вследствие сильного поглощения). Нижний конец заливочных труб устанавливают у верхних отверстий фильтра или у места дефекта в колонне. Через трубы в поглощающий пласт закачивают буровой раствор большой вязкости порциями по 4—5 м³ через каждые 10—30 мин. После того как в пласт введено некоторое количество бурового раствора, циркуляция восстанавливается. Скважину цементируют под давлением с оставлением цементного стакана.

Цементирование с предварительной глинизацией применяют только при изоляции пластов, которые в дальнейшем не будут эксплуатироваться.

Цементирование скважин, слабо поглощающих жидкость

Сущность этой разновидности цементирования скважин заключается в том, что для продавливания цементного раствора через существующие отверстия фильтра в водопроводящие каналы в пласте создают те же условия движения жидкости, как и в случае притока воды в скважину во время ее опробования. Иначе говоря, расход жидкости при продавливании цементного раствора в пласт должен соответствовать количеству поглощаемой жидкости.

По мере движения цементного раствора по водопроводящим каналам к водоносному пласту, откуда поступала посторонняя вода, и по мере их заполнения давление постепенно будет возрастать. По достижении максимально допустимого его значения и до начала срока схватывания цементного раствора продавку прекращают. Для обеспечения условий нормального цементирования в скважинах с небольшой приемистостью раствор задавливают в пласт при минимальной подаче насоса цементировочного агрегата.

Излишки цементного раствора вымывают, создавая противодавление, для чего неполностью открывают кран на арматуре.

Цементирование с предварительным гидравлическим разрывом пласта заключается в том, что в скважинах, обводнившихся подошвенной водой и со слабой приемистостью пласта, перед цементированием производят гидравлический разрыв с целью образования в намеченном интервале горизонтальных трещин, глубоко проникающих в пласт. При закачке цементного раствора в образовавшиеся трещины создается прочный экран из цементного камня. Однако цементирование скважин с целью изоляции нефтеносной части пласта от подошвенной воды путем заполнения образовавшихся после гидроразрыва трещин только одним цементным раствором эффекта не дает, так как при снятии или уменьшении давления трещины смыкаются, цементный раствор выдавливается из них, а оставшаяся пленка цемента оказывается недоста-

точной для надежной изоляции притока подошвенной воды. Поэтому после гидроразрыва рекомендуется цементирование проводить песчаноцементным раствором. Если предполагается, что давление разрыва или давление при продавке этого раствора в образовавшиеся трещины может превысить допускаемое его значение для эксплуатационной колонны, то работы следует производить с помощью пакера.

Цементирование фонтанных скважин

Перед цементированием таких скважин необходимо их заглушить водой, нормальным или утяжеленным буровыми растворами (в зависимости от пластового давления).

Известно, что даже незначительное движение газа в призабойной зоне скважины ухудшает условия схватывания цементного раствора, поэтому следует в каждом случае выбирать наиболее эффективный и безопасный способ, но обязательно такой, чтобы по окончании цементировочных работ скважину оставлять под давлением (герметично закрытой).

Обычно в таких случаях применяют комбинированный способ цементирования. Конец заливочных труб устанавливают у нижних отверстий фильтра с тем, чтобы с самого начала процесса продавки за колонну поступал цементный, а не буровой раствор. Это очень важно, когда скважина слабо поглощает жидкость (0,1—0,15 м³/мин) при давлениях, составляющих 60—70% от максимально допустимого на колонну. Возможность прихвата заливочных труб исключается тем, что трубы поднимают выше уровня вытесненного цементного раствора. При этом применяют обратную промывку скважины. После продавки цементного раствора в пласт и по достижении максимально допустимых давлений устье герметизируют и скважину оставляют под давлением на срок, необходимый для твердения раствора.

Цементирование нефтецементным раствором

При этом способе цемент затворяют на углеводородной жидкости (нефти, дизельном топливе, керосине). Для улучшения смешивания тампонажного цемента и углеводородной жидкости и превращения их в однородную массу в нефтецементный раствор добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ): крезол, асидол, ОП-10; фенол, нейтрализованный черный контакт (НЧК); нафтанат кальция и др. Добавка ПАВ способствует сохранению подвижности раствора в течение длительного времени и облегчает замещение (вытеснение) углеводородной жидкости при контакте раствора с водой.

По сравнению с обычным водоцементным раствором нефтецементный имеет следующие преимущества.

При контакте с водой раствор отфильтровывает углеводородную жидкость, быстро загустевает и твердеет, а без контакта с водой (в нефтенасыщенных частях пласта) сохраняет подвижность в течение длительного времени. Поэтому он способен проникать в глубокие трещины при продавке и вымывается из пласта при освоении скважины.

В скважинах, где применение нефтецементных растворов приводит к снижению дебита нефти после изоляционных работ, а также в скважинах, сильно поглощающих жидкость, применяют нефтецементнопесчаный раствор.

Исследованиями установлено, что растворы на нефтяной основе после твердения обладают лучшими механическими свойствами по сравнению с обычными цементными растворами.

Чтобы облегчить выделение из раствора нефтепродукта и лучше уплотнить образовавшееся в трещинах и пустотах цементное тесто, следует в процессе задавливания раствора несколько раз попеременно увеличивать давление до максимума и снижать его до нуля.

В этих же целях к воде, применяемой в качестве продавочной жидкости, добавляют различные водорастворимые ПАВ. В качестве продавочных жидкостей применяют морскую воду с добавкой сульфонола или щелочную воду.

Нефтецементный раствор приготавливают следующим образом. Замерную емкость цементировочного агрегата сначала заполняют расчетным объемом угле-

водородной жидкости, в которой растворяют поверхностно-активное вещество. Эту смесь перемешивают насосом цементировочного агрегата до получения однородного раствора, после чего цемент затворяют обычным путем. Полученный раствор закачивают в замерную емкость другого агрегата и дополнительно перемешивают до получения однородной массы.

Процесс заливки осуществляют в такой последовательности. В заливочные трубы закачивают порцию углеводородной жидкости в объеме, достаточном для образования в эксплуатационной колонне столба высотой 20 м (нижняя буферная «пробка»), который препятствует смешиванию нефтецементного раствора с водой, вытесняемой из заливочных труб и затрубного пространства. Вслед за нижней буферной «пробкой» в скважину закачивают нефтецементный раствор, а затем создают верхнюю буферную «пробку», закачивая углеводородную жидкость в объеме, который занимает в заливочных трубах высоту 100—120 м. Это делается для предохранения нефтецементного раствора от смешивания с продавочной жидкостью. По достижении столбом цементного раствора нижнего конца заливочных труб кран затрубного пространства на цементировочной арматуре закрывают и продавливают нефтецементный раствор в пласт. Продавливание считают законченным по достижении максимального давления. Обратной промывкой вымывают излишки нефтецементного раствора, после чего приподнимают заливочные трубы на высоту, при которой исключается возможность их прихвата. Скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента, после чего ее промывают или разбуривают цементную пробку, колонну испытывают на герметичность и перфорируют в намеченном интервале.

Цементирование пеноцементным раствором

Для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, при низких пластовых давлениях и высокой обводненности продукции скважин институт ВНИИнефть разработал способ изоляции вод с применением пеноцементного

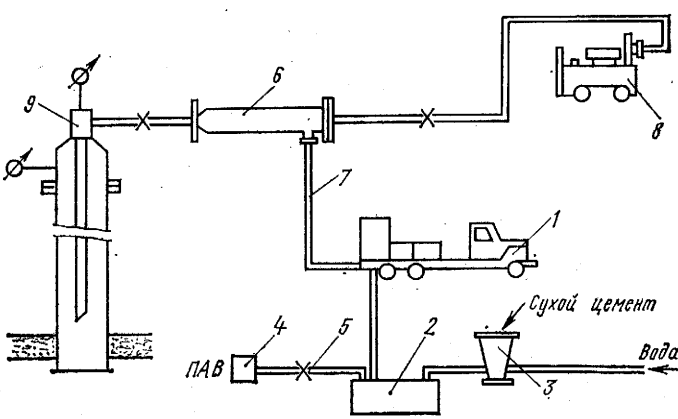


Рис. III.9. Расположение оборудования при цементировании скважин пеноцементным раствором:

1 — цементировочный агрегат; *2* — приемный бачок; *3* — цементосмесительная воронка; *4* — дозировочная емкость для ПАВ; *5* — вентиль для регулирования расхода ПАВ; *6* — аэратор (смеситель); *7* — нагнетательная линия; *8* — передвижной компрессор; *9* — цементировочная головка

раствора (аэрированного цементного раствора с добавками ПАВ). Пеноцементный раствор по сравнению с растворами на водной и углеводородной основах имеет ряд преимуществ, основные из которых: низкая плотность и высокая кратность (отношение объема пеноцементного раствора к исходному объему цементного раствора) в пластовых условиях. В результате увеличивается охват пласта как по мощности,

так и по глубине воздействия, что приводит к повышению эффективности работ по изоляции вод.

Технология цементирования скважин с применением пеноцементного раствора аналогична технологии с применением обычных цементных растворов. Единственное отличие заключается в том, что для образования пеноцементного раствора в исходный цементный раствор добавляют 1—1,5% ПАВ и донагнетают 40 м³ воздуха на 1 т сухого цемента. В качестве ПАВ применяют ионогенные (сульфонол, ДС-РАС) и неионогенные (дисолван, ОП-10 и др.) ПАВ. Количество подаваемого воздуха определяют из условий создания степени аэрации в пластовых условиях, равной 0,3—0,5.

На рис. III.9 приведена схема расположения наземного оборудования при цементировании скважин пеноцементным раствором. Процесс осуществляется в следующем порядке: приготовленный обычным способом цементный раствор поступает в приемный бачок *2* цементировочного агрегата *1*. Туда же из дозировочной емкости *4* поступает ПАВ, которое дозируется объемным способом при помощи вентиля *5*. Смесь цементного раствора с ПАВ агрегатом *1* подается в смеситель (аэратор) *6*, куда одновременно нагнетается и сжатый воздух. Полученный в смесителе пеноцементный раствор поступает в скважину. Для продавки пеноцементного раствора в пласт и вымывания его излишков применяют воду.

Цементирование сверхглубоких скважин

В этих случаях процесс цементирования проходит при высоких температурах и значительных пластовых давлениях.

При выборе заливочных труб для спуска на большие глубины необходимо конструкцию колонны подбирать таким образом, чтобы по возможности для каждой ступени труб одного диаметра иметь одинаковый запас прочности. Кроме того, объем спущенных заливочных труб по возможности должен быть наименьшим.

Продавливание цемента в пласт и обратная промывка излишков цементного раствора ведутся двумя агрегатами, а продавка в пласт — одним агрегатом при минимальном расходе жидкости.

Перед началом цементирования необходимо тщательно проверить приемистость пласта и наличие обратной отдачи.

Для цементирования сверхглубоких скважин, в которых температура на забое достигает 100° С и более, в цементный раствор следует добавлять замедлители начала схватывания. Процесс цементирования должен производиться таким образом, чтобы полностью исключить проникновение цементного раствора в затрубное пространство. Для этого необходимо закрыть кран затрубного пространства, когда по расчету закачанный объем цементного раствора еще не достиг конца заливочных труб на 100—150 м. Затем в процессе продавливания для предотвращения повышения уровня цементного раствора в затрубном пространстве необходимо создавать противодавление до 50—60 кгс/см². Раствор по мере возможности следует продавливать на первой скорости агрегата. При этом необходимо следить за давлением в затрубном пространстве, регулируя его величину в необходимых пределах.

Процесс продавки цементного раствора в пласт должен быть прекращен по достижении максимального значения допустимого давления. Вымывать излишки цементного раствора следует лишь после прекращения падения давления. Излишний цементный раствор вымывается при противодавлении на пласт. Нельзя допускать резкого снижения давления в скважине, так как при этом может произойти нарушение эксплуатационной колонны.

Цементирование с использованием синтетической смолы

В восточных районах Советского Союза для исправления некачественного цементного кольца и изоляции посторонних вод применяют синтетическую смолу ФР-12. Это стабилизированный спиртом и пластифицированный этиленгликолем раствор резорцино-формальдегидной смолы — жидкость темно-коричневого цвета, вязкостью 250—300 сП при температуре 20° С, хорошо растворимая в воде и

нерастворимая в нефтепродуктах. Отвердитель смолы — параформ или формалин.

Вследствие небольшой вязкости при пластовой температуре водные растворы смолы легко проникают в мельчайшие трещины цементного камня и в поры породы. Смола твердеет в нейтральной среде как на контакте с песчаником, так и на контакте с цементным камнем. Твердение смолы происходит на водонасыщенных и нефтенасыщенных участках пласта, так как смола — неселективный изолирующий материал. Прочность на разрыв затвердевшей смолы достигает 10 кгс/см^2, что способствует хорошему сцеплению ее с поверхностями цемента, породы и металла обсадных труб. Время затвердевания смолы зависит от степени разбавления ее водой, концентрации отвердителя, температуры среды, способа и времени перемешивания смолы и отвердителя. Поэтому для изоляционных работ приготавливают раствор смолы с водой и отвердителем.

Для приготовления 1 м^3 раствора смолы, твердеющей через 2—4 ч при температуре пласта 30° С, в 10 л пресной воды растворяют 1,7 кг каустической соды. Полученный раствор разбавляют водой до 200 л в чане цементировочного агрегата и нагревают до 50° С. В нагретой жидкости растворяют 60 кг параформа, и эту смесь перемешивают насосом в течение 10 мин. Добавляют в смесь воду до объема 330 л и охлаждают ее до 20° С. Затем в полученную смесь добавляют 670 л смолы. После перемешивания смеси с помощью насоса в течение 15 мин получают необходимый раствор.

Цементирование с использованием синтетической смолы проводят путем закачки смеси через отверстия фильтра или через специально простреленные отверстия с применением пакера. После закачки смесь оставляют в интервале фильтра скважины, а излишки вымывают. Через сутки разбуривают пластмассовую пробку, испытывают колонну на герметичность и перфорируют ее против продуктивного пласта.

Цементирование по статическому уровню

Этот способ применяют для изоляции посторонних вод, исправления дефектов в колонне, герметизации фильтра скважины, а также при необходимости установки цементных пробок.

Скважину обследуют, промывают до поглощения жидкости пластом, ожидают восстановления уровня, замеряют глубину забоя и расстояние h_0 от устья до уровня жидкости в скважине. Закачкой воды в пласт при различной подаче насоса Q и прослеживанием динамического уровня исследуют пласт, поглощающий жидкость. По данным исследования строят кривые зависимости поглотительной способности скважины Q от изменения глубины динамического уровня $h_д$ и изменения $h_д$ от времени t:

$$Q = f(h_д),\ h_д = f(t).$$

Для цементирования по этому способу необходимо, чтобы время закачки цементного раствора и продавочной жидкости и время снижения уровня от $h_д$ до h_0 в сумме были бы меньше времени начала схватывания цементного раствора. После исследования в скважину спускают заливочные трубы до верхних отверстий фильтра или до глубины дефекта в колонне. Цементировочным агрегатом в трубы закачивают первую порцию раствора в объеме (м^3):

$$V_ц = (H - h_0)\frac{\rho_в}{\rho_ц} f_{тр}, \qquad (III.3)$$

где обозначения те же, что и в формуле (III.2).

Во время закачки цементного раствора при подаче насоса Q (в л/с) уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается до высоты $h_д > h_0$, при которой объем поглощаемой скважиной жидкости равен подаче насоса. При последующем снижении уровня от $h_д$ до h_0 вода, поступающая из затрубного пространства, может разбавить цементный раствор. Во избежание этого вторую порцию цементного раствора закачивают после остановки скважины на время t, в течение которого уровень жидкости снижается от $h_д$ до h_0. Время t определяют по графику

$h_д = f(t)$. Вслед за цементным раствором нагнетают воду в объеме, определяемом по формуле (III.2). Затем заливочные трубы приподнимают на высоту 150—200 м, а в затрубное пространство закачивают воду в объеме, равном объему труб, извлеченных из скважины. По окончании срока твердения цементного раствора допуском труб с прокачкой воды проверяют местонахождение цементного стакана и его прочность.

Искусственные пробки в колонне устанавливают в следующих случаях: при возврате на вышезалегающий горизонт; при изоляции от посторонних вод цементированием под давлением через специально простреленные отверстия или через дефект в колонне; при необходимости обследования состояния верхней части эксплуатационной колонны; при осуществлении мероприятий по ликвидации скважины.

Искусственные пробки могут быть песчаными, глинистыми, глинопесчаными, цементными, резиновыми, резино-металлическими.

Песчаные пробки. Смесь воды с песком, просеянным через сито с ячейками 2×2 мм (концентрация песка в воде 150—200 г/л), нагнетают в колонну насосно-компрессорных труб, нижний конец которых устанавливают на 7—10 м выше верхних отверстий фильтра. Затем прокачивают воду в объеме, равном объему труб, при скорости восходящего потока не более 4 м/с. Во время прокачки воды песок оседает на забое, образуя пробку.

После образования пробки допуском труб с промывкой проверяют глубину ее местонахождения. Если окажется, что высота пробки больше, чем требовалось, часть ее вымывают. В неглубоких скважинах, сильно поглощающих жидкость, с диаметром колонны 219 мм и более песок засыпают непосредственно в ствол скважины при одновременной закачке воды. После засыпки песка и его осаждения замеряют забой скважины для установления глубины насыпной пробки.

Ввод песка в пласт. В этом случае в пласте создают такие условия, чтобы песок не задерживался в колонне и проникал в пустоты за колонной (в призабойную зону). Поэтому ввод песка проводят при полностью вскрытом фильтре и при значительных скоростях нагнетания жидкости с песком. При наличии на забое скважины пробки необходимо промыть ее до полного вскрытия фильтра.

Для ввода песка в пласт заливочные трубы спускают на 2—3 м выше верхних отверстий фильтра. На устье устанавливают тройник или крестовик, чтобы впоследствии иметь возможность закачивать воду в затрубное пространство. Затем в верхнюю муфту заливочных труб устанавливают воронку, в которую через трубу, навинченную на подвешенный вертлюг (для создания вакуума в трубах), закачивают воду со скоростью 0,5—0,7 м³/мин. Не прекращая прокачки воды, в воронку подают песок со скоростью 0,01—0,02 м³/мин. При более интенсивной подаче песка в заливочных трубах могут образоваться пробки. Водопесчаная смесь при выходе из башмака заливочных труб проникает в пласт и постепенно заполняет пустоты за колонной. Во избежание попадания песка в затрубное пространство и прихвата заливочных труб при вводе песка в трубы в затрубное пространство подкачивают воду.

Сохраняя указанный режим, продолжают подавать песок в трубы до тех пор, пока давление не начнет увеличиваться, что устанавливается по заметному ухудшению засасывания водопесчаной смеси. Ввод песка в этот момент прекращают и начинают промывку скважины, допуская трубы до фильтра. Если при этом циркуляция будет частично или полностью восстановлена, можно проводить цементирование под давлением.

Цементные пробки (мосты) устанавливают при помощи желонок или через заливочные трубы.

С целью качественной установки цементных пробок через заливочные трубы УкрГИПРОНИИнефть предложил применять специальное устройство для контролируемой установки цементных мостов в скважине (УКЗЦ). Качество установки цементного моста при использовании этого устройства обеспечивается тем, что цементный раствор при движении по каналу переменного сечения бурильных или насосно-компрессорных труб отделяется шаровыми резиновыми разделителями от продавочной жидкости и бурового раствора. Благодаря этому ухудшение свойств цементного раствора исключается.

Устройство позволяет определять момент окончания продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство, а также удалять избыток цементного раствора из скважины.

Резиновые пробки устанавливают в стволе скважины при помощи стреляющего тампонажного снаряда (СТС), спускаемого в скважину на каротажном кабеле или на канате. Снаряд на заданной глубине силой пороховых газов выталкивает тампон, изготовленный из теплонефтестойкой резины и предварительно запрессованный в рабочую камеру под давлением 400—500 кгс/см². Расширяясь за счет упругих сил, тампон перекрывает колонну.

Резино-металлические пробки устанавливают с помощью различных приспособлений, спускаемых в скважину на каротажном кабеле, — пакеров взрывного действия, вакуумного, гидравлического, порохового и тампонажного снарядов.

Меры по предупреждению осложнений при цементировании скважин

Цементирование скважин — одна из самых сложных и ответственных операций в процессе строительства и ремонта скважины. Поэтому во избежание осложнений и аварий необходимо соблюдать определенные условия, обеспечивающие нормальный процесс цементирования скважин.

1. Скважину необходимо подготовить к проведению цементировочных работ: проверить состояние колонны, определить глубину забоя, поглотительную способность пласта; перед закачкой цементного раствора в скважину необходимо повторно определить поглотительную способность пласта.

Если пласт не поглощает жидкости, следует осуществить мероприятия, обеспечивающие создание нормальной приемистости скважины.

2. Наземные сооружения, оборудование, цементировочные агрегаты и инструменты должны быть соответствующим образом подготовлены.

3. Диаметр колонны заливочных труб, ее конструкцию и группу прочности сталей необходимо подбирать в зависимости от глубины скважины и ожидаемых давлений в процессе цементирования.

Верхняя секция заливочных труб должна выдерживать максимальные усилия от действия массы колонны труб, а остальные секции должны быть выбраны исходя из минимально возможного внутреннего объема и обеспечения допускаемых давлений при вымывании излишка цементного раствора при обратной промывке.

4. Перед спуском труб в скважину для цементирования буровой мастер обязан тщательно проверить их состояние, произвести точный замер и шаблонирование.

5. Цементировочные агрегаты следует подбирать в зависимости от глубины скважины, количества закачиваемого тампонажного раствора и предполагаемого избыточного давления.

6. Все линии от цементировочных агрегатов к цементировочной арматуре (головке) должны быть промыты водой и опрессованы на полуторакратное ожидаемое в процессе заливки максимальное рабочее давление.

7. До процесса цементирования необходимо произвести соответствующие расчеты.

8. Процесс цементирования необходимо проводить с таким расчетом, чтобы уложиться в сроки начала и конца схватывания тампонажного раствора.

9. Качество сухого тампонажного цемента должно быть проверено не позже, чем за шесть суток до цементирования скважины.

10. При высокой температуре и большом давлении на забое скважины для уменьшения сроков начала схватывания цементного раствора следует применять реагенты-замедлители.

11. При использовании бурового раствора в качестве продавочной жидкости необходимо иметь запас его на скважине в количестве не менее двух объемов эксплуатационной колонны.

12. Независимо от способа цементирования на скважине следует установить гидравлический индикатор массы.

13. Для наблюдения за процессом цементирования на цементировочной арматуре необходимо установить регистрирующие манометры.

14. Во избежание попадания цементного раствора в затрубное пространство между заливочными трубами и эксплуатационной колонной при его прокачке необходимо предотвращать образование вакуумного пространства в заливочных трубах. Достигается это регулированием скорости восходящего потока жидкости из затрубного пространства. Если это не удается сделать, то во время прокачки цементного раствора необходимо в затрубном пространстве создавать противодавление, значение которого определяют опытным путем.

В этих же целях кран в затрубном пространстве закрывают, когда столб цементного раствора по расчету будет находиться на 150—200 м выше конца заливочных труб.

15. Необходимо следить за показаниями регистрирующих манометров и принимать меры для сохранения постоянного давления на забой скважины в процессе цементирования. При этом следует учитывать, что при вымывании излишка тампонажного раствора обратной промывкой давление на забой скважины будет выше, чем при прямой промывке.

16. Продавку тампонажного раствора в пласт следует продавливать при минимальной подаче насоса цементировочного агрегата.

Необходимое количество буферной и продавочной жидкостей определяют из расчета недопущения выхода всего тампонажного раствора из конца заливочных труб. К окончанию процесса продавки тампонажного раствора в трубах должно находиться не менее 0,3—0,5 м³ раствора.

Если объем закачиваемого тампонажного раствора превосходит объем заливочных труб, то при расположении столба тампонажного раствора на 150—200 м выше конца заливочных труб краны цементировочной арматуры в затрубном пространстве перекрывают и продолжают прокачку раствора с одновременным продавливанием его в пласт.

По окончании прокачки всего объема тампонажного раствора закачивают расчетное количество продавочной жидкости. Если при этом обнаружится, что тампонажный раствор поступает в пласт при низких давлениях, в результате чего не обеспечивается успешное проведение цементировочных работ, то необходимо продавить весь тампонажный раствор в пласт. В таких случаях в конце продавки тампонажного раствора в пласт следует одновременно прокачать продавочную жидкость в заливочные трубы и в затрубное пространство.

17. Вымывать излишки тампонажного раствора необходимо способом обратной промывки до начала его схватывания. При ступенчатой колонне заливочных труб скорость восходящего потока жидкости следует регулировать при переходе тампонажного раствора из одной секции труб в другую. Регулировка необходима для сохранения неизменного давления на забой скважины.

18. После окончания процесса цементирования заливочные трубы необходимо приподнимать на высоту, исключающую возможность их прихвата.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Причины поступления посторонних вод в скважины

При разработке нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период ее освоения, по окончании бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации скважины.

Причины прорыва посторонних вод: недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, вследствие чего не достигается полного разобщения нефтеносных горизонтов от водоносных; нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины; обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт; дефект в эксплуатационной колонне вследствие недоброкачественности металла (наличие в теле обсадных труб трещин, раковин); разрушение колонны под воздействием минерализованных пластовых вод; нарушение колонны в процессе освоения скважины; повреждение колонны при текущем и капитальном ремонтах.

Изоляция верхних вод

Работы по изоляции скважины от проникновения верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне осуществляют следующими способами:

а) заливкой водоцементным раствором через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного стакана;

б) заливкой нефтецементным раствором с последующим вымыванием излишка раствора;

в) спуском дополнительной предохранительной колонны или «летучки» с последующим их цементированием;

г) спуском пакеров.

Работа по изоляции скважины от поступающей по заколонному пространству через отверстия фильтра верхней воды осуществляют:

а) нагнетанием цементного раствора через отверстия фильтра с последующим разбуриванием цементного стакана или промывкой излишка раствора;

б) нагнетанием нефтецементного раствора через отверстия фильтра с последующим вымыванием излишка раствора.

Место притока и пути движения верхней воды, поступающей в скважину через дефект в колонне, определяют при помощи резистивиметра, дифманометра, электротермометра, а также фотоэлектрическим и гидроакустическим методами.

Во избежание попадания цементного раствора в эксплуатационный пласт фильтр скважины затрамбовывают песком и при необходимости создают цементный стакан над насыпной пробкой ниже дефекта в колонне. Для перекрытия путей поступления воды через дефект закачивают под давлением цементный раствор (через заливочные трубы и без труб). В водоцементный раствор добавляют радиоактивные изотопы, чтобы определить пути движения раствора за колонной.

По истечении срока твердения раствора опрессовкой испытывают колонну на герметичность. Затем цементный стакан в колонне разбуривают и промывают скважину ниже дефекта до насыпной пробки, после чего место дефекта испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня, а затем промывают скважину от пробки до забоя. При наличии в колонне нескольких дефектов на различных глубинах их последовательно устраняют, начиная с верхней части колонны (сверху вниз). В целях изоляции верхней воды, поступающей по заколонному пространству к забою скважины по трещинам и другим нарушениям в пласте, колонну цементируют через отверстия фильтра.

Для цементирования эксплуатационного объекта с низким пластовым давлением применяют нефтецементные растворы. При этом борьба с обводнением сводится в основном к селективной изоляции водонасыщенной зоны. Если нет опасности зацементировать эксплуатационный объект (т. е. в основном в случаях, когда обводнение верхними водами произошло вскоре после ввода скважины в эксплуатацию из бурения), возможно применение водоцементного и пеноцементного растворов.

Изоляция нижних вод

Изоляция вод, поступающих через цементный стакан. Нижние воды могут проникать в эксплуатационный объект через цементный стакан на забое скважины вследствие недоброкачественного цементирования при возврате скважины на вышезалегающий горизонт либо вследствие разрушения цементного стакана в процессе эксплуатации скважины. В этих случаях цементный стакан следует разбурить до прежнего забоя или промыть скважину.

Во избежание проникновения цементного раствора в эксплуатационный объект цементирование следует проводить по способу «сифона», с помощью желонки (в неглубоких скважинах) или заливочным агрегатом (в глубоких скважинах).

Если нижние воды проникают в скважину через дефект в «кармане» (зумпфе), пути их проникновения перекрывают цементным стаканом, нижняя граница которого находится на 3—5 м ниже дефекта, а верхняя — не менее чем на 2—3 м выше него.

Изоляция вод, поступающих по заколонному пространству. Пути проникновения нижних вод в скважину по заколонному пространству через отверстия фильтра определяют таким же способом, как и при проникновении верхних вод. Для изоляции скважины от проникновения нижних вод применяют цементирование под давлением через отверстия фильтра водоцементным и пеноцементным растворами в тех случаях, когда нет опасности зацементировать продуктивный горизонт. В остальных случаях используют нефтецементный раствор.

Технологический процесс цементирования и связанные с ним работы выполняют в той же последовательности, что и при изоляции скважины от проникновения верхних вод — цементированием под давлением через отверстия фильтра.

Если невозможно изолировать притоки в скважину напорных вод описанным способом, применяют способ создания цементных поясов вокруг эксплуатационной колонны, между источником обводнения и эксплуатационным объектом. В этих целях колонну перфорируют в интервале между источником обводнения и вышележащим эксплуатационным объектом и в образовавшиеся отверстия под давлением закачивают цементный раствор. До закачки раствора предварительно герметизируют фильтр эксплуатационной колонны, для чего фильтр эксплуатационной колонны заливают под давлением нефтецементным раствором, разобщают пакерами или обратным сальником. Далее скважину испытывают на поглотительную способность и цементируют под давлением водоцементным раствором. Затем над новым искусственным забоем простреливают отверстия и вновь цементируют под давлением. После каждого цементирования оставляемый цементный стакан должен быть на несколько метров выше простреленных отверстий. В зависимости от наличия свободного интервала ниже эксплуатационного объекта, характера и напора нижней воды создают несколько цементных поясов.

Изоляция подошвенных вод

Технология изоляции скважины от проникновения подошвенных вод не отличается от таковой при изоляции от проникновения нижних вод. Для цементирования применяют нефтецементный и пеноцементный растворы. Следует учитывать, что подошвенная вода в большинстве случаев поступает в скважины не через трещины или каналы в пласте, а через поры породы. Поэтому в большинстве случаев не удается создать за колонной водонепроницаемый слой, пересекающий конус обводнения, так как цементный раствор в поры породы не проникает.

Иногда целесообразно нагнетать под давлением цементный раствор через специально простреленные отверстия в эксплуатационной колонне в интервале водонефтяного контакта.

В ряде случаев для успешной изоляции скважин от проникновения подошвенных вод до проведения цементирования производят гидравлический разрыв пласта.

Изоляция вод, поступающих через соседнюю скважину

На длительно разрабатываемых площадях посторонняя вода может проникать из одной скважины в другую. Обычно это наблюдается в скважинах, расположенных близко друг от друга, продолжительное время эксплуатирующихся со значительными отборами жидкости. Вода из одной скважины в другую движется по пластам, трещинам, тектоническим нарушениям. Таким образом, одна из скважин обводняет другую. Для перекрытия доступа воды скважину-обводнительницу цементируют под давлением через отверстия фильтра цементным раствором.

В процессе цементирования и на время схватывания и твердения раствора рекомендуется в соседней скважине создавать противодавление. Во избежание прихвата вследствие проникновения цементного раствора в ствол скважины по путям, по которым продвигалась вода, подземное оборудование необходимо извлечь из скважины.

При изоляции скважин от проникновения посторонних вод в подобных случаях необходимо после цементирования разбурить цементный стакан для

вскрытия фильтра эксплуатационного объекта. После проведения всех работ необходимо испытать обе скважины опрессовкой или максимально возможным снижением уровня жидкости.

Изоляция пластов при эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов

При эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов (т. е. при эксплуатации их объединенным фильтром) возможно частичное или полное обводнение скважины водами одного из горизонтов.

При появлении воды в скважине продолжение совместной эксплуатации нескольких объектов без изоляции пропластка, по которому поступает вода, недопустимо, тем более, если эксплуатируемые объекты имеют различные пластовые давления. В таких случаях должны быть проведены работы по их разобщению.

Если вода проникает в скважину через нижнюю часть фильтра, в колонне создают цементный стакан с учетом перекрытия водоносного пропластка. В этих целях в скважину спускают заливочные трубы до забоя, промывают ее водой, а затем цементируют без давления.

Если вода проникает в скважину через верхнюю часть фильтра, ее изоляцию производят цементированием под давлением закачкой цементного раствора через заливочные трубы. Для этого нижнюю часть фильтра затрамбовывают песком во избежание попадания в эту зону тампонажного раствора. Конец заливочных труб устанавливают несколько выше водоносного пропластка и производят цементирование под давлением с последующим разбуриванием или вымыванием излишка раствора. По окончании работ испытывают колонну.

При осуществлении работ по изоляции от проникновения вод в скважину (при совместной эксплуатации нескольких горизонтов одной скважиной) успешно применяют нефтецементные и пеноцементные растворы.

БОРЬБА С ОБРАЗОВАНИЕМ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

Методы крепления пород призабойной зоны скважин

В процессе разработки пластов, сложенных рыхлыми, слабосцементированными породами, в скважину из пласта вместе с жидкостью проникает большое количество песка. Песчинки при недостаточной для их подъема скорости восходящего потока жидкости осаждаются на забое, образуя столб песка (пробку), что приводит к серьезным осложнениям.

Для уменьшения пескопроявления и предотвращения нарушения призабойной зоны скважин используют следующие методы.

1. Применение штанговых скважинных насосов специальных конструкций (например, типа «пескобрей»), «хвостовиков» из труб небольшого диаметра, спускаемых под насосами до середины фильтра, полых штанг, скребков-завихрителей и других приспособлений, обеспечивающих вынос на поверхность песка.

2. Создание в насосно-компрессорных трубах скоростей восходящего потока жидкости за счет подлива в затрубное пространство растворов, обработанных ПАВ.

3. Крепление призабойной зоны скважин водоцементным раствором, цементнопесчаной смесью, химическими реагентами, пластмассами и создание гравийных фильтров.

Крепление пород призабойной зоны водоцементным раствором. Сущность метода заключается в закачке водоцементного раствора в призабойную зону скважины. В зависимости от поглотительной способности скважины и мощности пласта производят 1—3 заливки. Цементный раствор заполняет пустоты и трещины в породе, затвердевает и тем самым закрепляет породу. Однако при этом несколько снижается проницаемость призабойной зоны.

Перед началом работ необходимо провести расчет цементирования. Технологический процесс цементирования скважины осуществляется так же, как и цементирование под давлением через трубы с вымыванием излишков цементного раствора. После окончания процесса цементирования скважину оставляют в покое

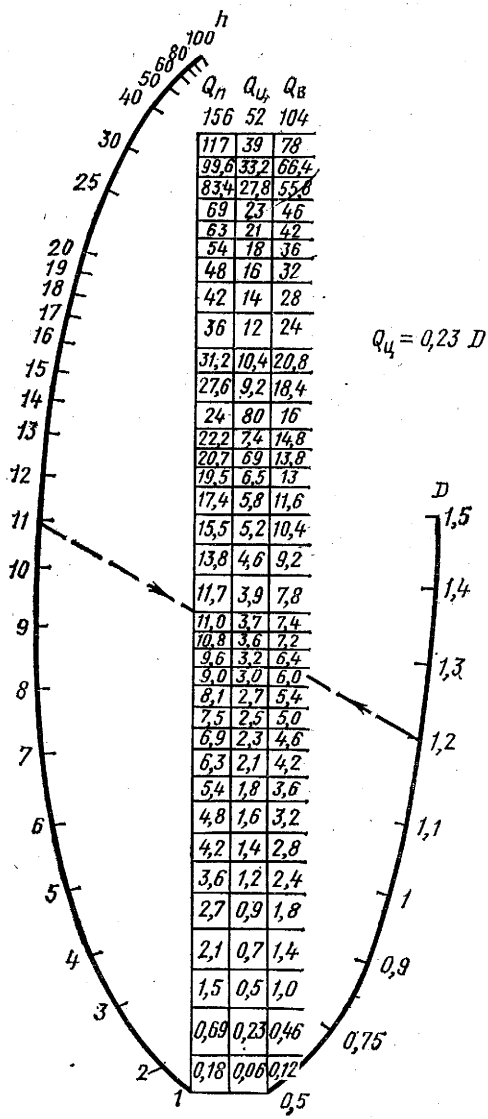


Рис. III.10. Номограмма для расчета количества цемента, песка и воды

на срок, необходимый для затвердения цемента. По истечении этого срока скважину вводят в эксплуатацию.

Крепление пород призабойной зоны цементно-песчаным раствором. Метод основан на создании в призабойной зоне проницаемой и устойчивой к размыву массы из цемента и песка.

Для приготовления цементнопесчаного раствора применяют чистый песок с зернами размером 0,2—0,4 мм и тампонажный цемент. Весовое соотношение сухого цемента и песка составляет 1 : 3.

Перед началом работ определяют: объем цементнопесчаного раствора, необходимого для крепления призабойной зоны скважины; количество сухого цемента, песка и воды, необходимых для приготовления раствора.

Для облегчения расчетов составлена номограмма (рис. III.10) с учетом того, что условная пористость укрепляемой зоны $m = 1$, т. е. порода в этой зоне отсутствует. Объем цементнопесчаной смеси должен соответствовать объему укрепляемой зоны, диаметром которой задаются.

Примеры пользования номограммой

1. Пусть диаметр укрепляемой призабойной зоны $D = 1{,}2$ м, а мощность фильтра скважины $h = 11$ м. Определим необходимое количество цемента $Q_ц$, песка $Q_п$ и воды $Q_в$. Для этого на шкале D к точке с пометкой 1,2 прикладываем

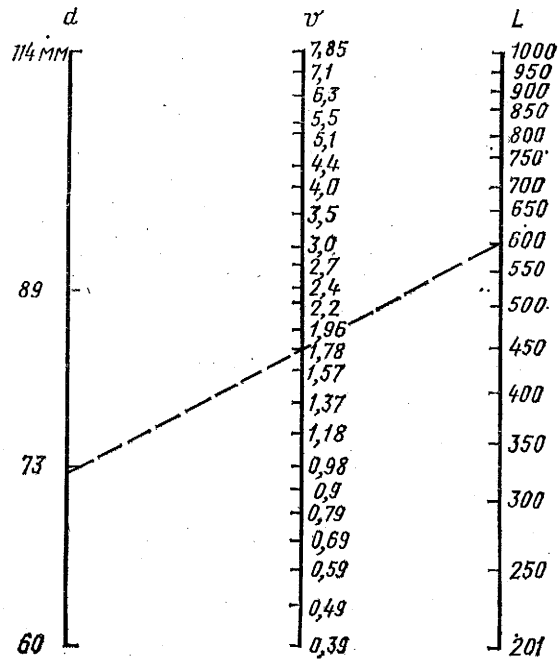


Рис. III.11. Номограмма для определения объема продавочной жидкости (воды).

Пример. Дано: $d = 73$ мм; $L = 600$ м; находим $v = 1{,}78$ м³

линейку. Затем при ее вращении находим на шкале h отметку с цифрой 11. По прямой, соединяющей шкалы h и D, в точке пересечения со шкалой $Q_ц$ определяем количество цемента. В данном примере $Q_ц = 3{,}7$ т. Правее от этой цифры на шкале $Q_в$ находим потребное количество воды $Q_в = 7{,}4$ м³, а левее — количество песка $Q_п = 11{,}0$ т.

С помощью номограммы, приведенной на рис. III.10, можно рассчитать объем цементнопесчаной смеси и при условной пористости $m = 0{,}5$. В этом случае значения $Q_ц$, $Q_п$ и $Q_в$ следует разделить на 2. Погрешность может быть в пределах 4—14% (в сторону уменьшения), если мощность фильтра изменяется от 10 до 100 м при диаметрах эксплуатационной колонны 168 и 219 мм.

Объем воды, необходимой для продавки цементнопесчаного раствора в пласт, определяют по номограмме, приведенной на рис. III.11.

2. В скважину спущены заливочные трубы диаметром 73 мм на глубину 600 м, т. е. $d = 73$ мм и $L = 600$ м. Для определения объема продавочной жидкости на шкале d находим точку с отметкой 73 мм. Приложив к этой точке линейку и вращая ее в плоскости чертежа, находим на шкале L точку с отметкой 600. По прямой, соединяющей шкалы L и d, в точке пересечения со шкалой V определяем объем продавочной жидкости. В данном примере этот объем равен 1,78 м³.

Цементнопесчаный раствор приготовляют следующими способами:

1) путем постепенной засыпки песка с интенсивным перемешиванием в заранее приготовленный цементный раствор.

2) в сухом виде затворяют водой в гидравлической мешалке.

Первый способ предпочтительнее, так как при этом получают более равномерную смесь (цемент—песок—вода).

Технологический процесс крепления скважин цементнопесчаным раствором такой же, как и при креплении цементным раствором. Различие заключается только в способах приготовления раствора.

ВОЗВРАТНЫЕ РАБОТЫ

Возвратные работы—процесс перевода данной скважины для разработки горизонта или пропластка, залегающего ниже или выше пласта, разработка которого по тем или иным причинам прекращается (в некоторых случаях временно).

Возвратные работы обычно осуществляются на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного охвата разработкой всех залежей и более рационального использования фонда действующих скважин.

Возврат скважин на эксплуатацию ниже- или вышезалегающих пластов осуществляются в основном при истощении или малодебитности эксплуатируемого пласта, его полного обводнения контурной водой, а также в том случае, если газовый фактор превышает оптимальные для данной залежи значения, или по каким-либо техническим причинам.

Возврат скважины на другие горизонты по техническим причинам допускается:

1) если нет возможности осуществить в ней изоляционные работы по прекращению притока посторонних вод;

2) если дальнейшая эксплуатация скважины затруднена из-за наличия дефектов в обсадной колонне и невозможно их устранить;

3) если в скважине произошли сложные аварии, ликвидация которых невозможна или экономически нецелесообразна.

Одна из главных причин возврата скважины на эксплуатацию другого пласта — истощение разрабатываемого пласта, когда суточный ее дебит достигает предела рентабельности. Этот предел определяется уровнем себестоимости добычи нефти, учитывающим возмещение всех издержек производства при действующих оптовых ценах на нефть и нефтепродукты (т. е. издержки по добыче, транспортировке и переработке нефти).

Решение о нерентабельности дальнейшей эксплуатации данной скважиной данного пласта из-за ее малодебитности по нефти и газу можно принимать лишь после применения в ней всего известного комплекса мероприятий по повышению нефтегазоотдачи.

По расчетам ЦНИИТЭнефти установлены следующие пределы дебитов (по нефти) для определения пределов рентабельности и дальнейшей эксплуатации данной скважины в зависимости от глубин.

Глубина скважины, м	До 500 м	До 800 м	До 1200 м	До 2000 м	Более 2000 м
Дебит нефти, кг/сутки	50	100	200	300	500

Возврат скважины на вышезалегающий горизонт

Возврат скважины на вышезалегающий горизонт осуществляют при необходимости прекращения эксплуатации оставляемого горизонта или по техническим причинам. В этих целях эксплуатируемый горизонт разобщают от вновь вводимого путем создания монолитного цементного моста в колонне над оставляемым горизонтом. При этом основное внимание следует уделять изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды (в особенности если она высоконапорная, а возвращаемый горизонт расположен на небольшом расстоянии от оставляемого объекта). В таких случаях при возвратных работах нагнетают цементный раствор под давлением через отверстия фильтра. Если же возвращаемый горизонт значительно удален от оставляемого объекта, цементный стакан можно создавать при нагнетании раствора без давления.

Если нет опасности проникновения чуждых вод в возвращаемый объект, можно затрамбовать забой песком или глиной, а затем создавать цементный стакан необходимой высоты. Если имеется опасность прорыва нижних вод к возвращаемому объекту, в скважинах, сильно поглощающих жидкость, практикуется ввод в пласт песка до частичного восстановления циркуляции и лишь после этого производят цементирование под давлением.

Для снижения интенсивности поглощения жидкости пластом практикуется применение одной-двух заливок гельцементом с добавкой в цементный раствор алюминиевого порошка или предварительная глинизация пласта.

В ряде случаев на практике при двухколонной конструкции в заколонном пространстве цементного кольца не оказывается, что создает угрозу проникновения посторонних вод к возвращаемому объекту через это пространство. В подобных случаях рекомендуется вырезать и извлечь внутреннюю колонну на 15—20 м ниже возвращаемого объекта, а затем провести цементирование под давлением с таким расчетом, чтобы новый искусственный забой был выше обреза извлеченной колонны на 8—10 м.

Если по ряду технических причин колонну извлечь невозможно, ее простреливают ниже возвращаемого объекта на 10—15 м и затем цементируют под давлением с расчетом продавки цементного раствора в межтрубное пространство и оставления в колонне цементного стакана соответствующей высоты.

До начала цементирования скважина должна быть обследована с помощью печати.

При возвратных работах после установления цементного стакана на заданной глубине скважину обязательно испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня жидкости.

Возврат скважины на нижезалегающий горизонт

Возврат на нижезалегающий горизонт осуществляется сравнительно редко и обычно в тех случаях, когда соседние скважины, с помощью которых должны были извлечь нефть из намечаемого к возврату объекта, выбыли из эксплуатации по тем или иным геолого-техническим причинам.

Работы по возврату на нижезалегающий горизонт сводятся, в основном к следующему. Ствол скважины и забой обследуют конусной свинцовой печатью для установления исправности эксплуатационной колонны и чистоты забоя. После этого оставляемый горизонт цементируют под давлением через отверстия фильтра. Затем цементный стакан разбуривают до необходимой глубины и испытывают колонну на герметичность. На практике чаще всего приходится эту операцию повторять неоднократно с заливкой нескольких пластов и разбуриванием нескольких цементных стаканов.

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Виды аварий

Наиболее сложные и трудоемкие виды работ, выполняемых при капитальном ремонте скважин, — работы по ликвидации аварий и осложнений, возникающих в скважинах.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах наиболее часто встречаются следующие виды аварий:

1) прихват двух рядов насосно-компрессорных труб (НКТ) металлическим сальником или песчаной пробкой;

2) прихват одного ряда труб песчаной пробкой в процессе эксплуатации или при промывке скважины;

3) прихват НКТ со скважинным насосом и защитным приспособлением песчаной пробкой;

4) «полет» одного или двух рядов НКТ;

5) «полет» НКТ со скважинным насосом, штангами (или без штанг) и защитным приспособлением;

6) оставление в скважине погружного электронасоса с кабелем и без кабеля;

7) обрыв насосных штанг;

8) оставление тартального каната вследствие обрыва или прихвата во время чистки скважины желонкой от песчаной пробки или в процессе снижения уровня;

9) обрыв каротажного кабеля при проведении электрометрических работ;

10) оставление в скважине или падение в нее отдельных предметов;

11) забитость эксплуатационной колонны различными посторонними предметами.

Перед началом работ по ликвидации аварии мастер по капитальному ремонту скважин должен иметь точные данные о схеме спущенного лифта, марке, числе и размерах труб и штанг по диаметрам и глубинам их спуска, а также об оставшихся в скважинах штанговых или центробежных электронасосах, защитных приспособлениях и т. д. Если на скважине не установлен гидравлический индикатор массы, категорически запрещается проводить работы по расхаживанию прихваченных труб и их извлечению из скважин.

Извлечение прихваченных труб

Существует несколько способов освобождения прихваченных труб. Один из них — расхаживание, т. е. попеременная натяжка и посадка колонны труб. Нагрузка при натяжке должна быть на 60—70% меньше разрывных усилий для труб данного диаметра и марки.

Расхаживать колонну следует равномерно при натяжках не более, чем на 0,3—0,5 м за один прием; периодически оставляя трубы под натяжкой. Продолжительность натяжек зависит от схемы лифта и диаметра спущенных труб, глубины скважины, характера и места прихвата.

Если после первых двух—трех натяжек при одной и той же нагрузке (по гидравлическому индикатору массы) удается поднимать трубы за каждый прием на 0,3—0,5 м, то это указывает на то, что есть возможность полностью освободить прихваченные трубы путем расхаживания. В противном случае расхаживание следует прекратить.

Иногда путем длительного расхаживания удается поднять трубы только на 5—10 м. Это объясняется тем, что при расхаживании и подъеме труб пробка в затрубном пространстве уплотнилась до такой степени, что дальнейшее расхаживание уже нерационально. В таких случаях в НКТ спускают трубы меньшего диаметра и через них закачивают жидкость для размыва пробки. Промывку осуществляют с таким расчетом, чтобы, не вскрывая башмака, полностью вымыть песок из них до чистой воды, а затем продолжить промывку ниже башмака. Длительной промывкой ниже башмака удается размыть песчаную пробку за трубами и полностью освободить их от прихвата.

Более результативно можно промывку проводить роторным способом с применением пикообразного долота диаметром 95 мм, спускаемого на 73-мм бурильных трубах. Удары долота о внутренние стенки колонны НКТ способствуют разрушению уплотненной песчаной пробки в затрубном пространстве, что также обеспечивает размыв пробки за трубами и их освобождение.

В процессе эксплуатации скважины компрессорным способом возможны следующие случаи прихвата труб: 1) первый ряд труб прихвачен, второй свободен; 2) первый ряд свободен, второй прихвачен; 3) прихвачены оба ряда труб. Способы извлечения труб в каждом из указанных случаев различны.

1. Извлечение труб при прихвате первого ряда и свободном втором ряде. Для точного установления именно этого случая прихвата рекомендуется дать натяжку второму ряду труб, и если они свободны, то после закачки воды их извлечь. Если после заполнения водой затрубного пространства не происходит циркуляции жидкости, то это означает, что произошел прихват труб первого ряда. В таких случаях во избежание большего уплотнения пробки не рекомендуется создавать значительные давления с целью продавки песчаной пробки в пласт.

Если затрубное пространство скважины не заполняется водой, причиной прихвата труб является слом в колонне, через который в процессе эксплуатации поступал песок вместе с жидкостью.

В процессе эксплуатации скважины однорядным лифтом наиболее часто прихваты происходят вследствие задевания дефектной частью колонны о муфты лифтовых труб. В этом случае рекомендуется вначале попытаться расхаживанием освободить их. Если это не удается, следует приступить к отвинчиванию прихваченных труб.

Извлечение первого ряда труб комбинированной колонны. При комбинированной колонне НКТ, когда верхнюю часть составляют трубы диаметром 114 мм, спускают (рекомендуется спускать труболовку до переводника) внутреннюю освобождающуюся труболовку на бурильных 73-мм трубах. Труболовкой захватывают, отвинчивают трубы и извлекают их.

После подъема 114-мм и 89-мм (если таковые имеются) труб, а также переводников извлекают «хвостовик» первого ряда труб. Для ускорения работ практикуется метод одновременного извлечения с предварительной промывкой затрубного пространства между «хвостовиком» и стенками эксплуатационной колонны. Этот метод заключается в следующем.

В скважину спускают 114-мм направление, длина которого может быть различной и определяется условиями работы в каждом отдельном случае. На нижнюю трубу навинчивают торцевой фрезер. На этом же направлении после первой трубы или выше ее устанавливают ловильный инструмент. На практике широко применяют установку наружной освобождающейся труболовки механического или гидравлического действия с плашками для захвата под муфту.

Необходимо перед началом промывки скважины инструмент остановить выше конца оставшихся в скважине труб на 3—5 м, восстановить циркуляцию, затем постепенно спускать фрезер в скважину. Оставшиеся трубы, входящие внутрь 114-мм труб, накрывают, после чего размывают песчаную пробку на всю длину рабочей трубы. Затем промывку ведут до полного выноса размытого песка из скважины, так как наращивание труб разрешается лишь тогда, когда скважина промыта до чистой воды, в противном случае за время наращивания песок может осесть и прихватить 114-мм трубы. При таких промывках вращать фрезер не рекомендуется. В исключительных случаях, если не удается размыть крепкую песчаную пробку, вращение допускается при весьма незначительных нагрузках. При чрезмерных нагрузках может произойти разрыв 114-мм направления. По окончании промывки захватывают, отвинчивают ловильным инструментом трубы и поднимают их. Если отвинтить трубы не удается, следует освободить труболовку и захватить трубы несколько выше.

После извлечения всех труб скважину промывают до забоя и обследуют конусной печатью.

Извлечение первого ряда труб колонны одного диаметра. Если колонна первого ряда составлена только из НКТ диаметром 114 мм, способ извлечения их отвинчиванием будет несколько отличаться от способа извлечения комбинированного ряда труб. Если расхаживанием и промывкой пробки внутри труб описанными методами освободить их от прихвата не удается, приступают к их отвинчиванию. Первоначально освобождающуюся труболовку спускают несколько выше места прихвата труб.

После отвинчивания и подъема труб извлекают оставшиеся трубы, для чего захватывают их за верхний конец и отвинчивают частями. Если песчаная пробка в затрубном пространстве неплотная, нередко удается освободить две и больше труб. Иногда при сильно уплотненной пробке без предварительного ее размыва

освободить трубы не удается. При прихвате 114-мм труб в колонне диаметром 168 мм эти работы ведут в такой последовательности.

Если на конце прихваченных труб навинчена муфта, ее извлекают с помощью муфтового калибра, затем через специальный трубный фрезер промывают скважину вокруг 114-мм труб. При этом применять большие нагрузки на фрезер не рекомендуется. По окончании промывки фрезер поднимают и для извлечения труб, освобожденных от пробки, спускают ловильный инструмент.

Уплотненная пробка в затрубном пространстве может быть патронной или сплошной до самого башмака труб.

Прихват труб вследствие дефекта в колонне или наличия постороннего предмета определяют в процессе их расхаживания. При этом трубы поднимают вверх или опускают вниз на какую-то определенную длину. При подъеме труб нагрузка по показаниям индикатора массы резко увеличится или же при их натяжке мгновенно возрастет. В таких случаях трубы (до прихваченного места) отвинчивают и извлекают; место дефекта в колонне обрабатывают (срезают) торцевыми фрезерами, после чего трубы извлекают соответствующими ловильными инструментами.

Если конец оставшихся труб находится ниже дефекта в колонне, технология их извлечения заключается в следующем. Конусной печатью обследуют характер дефекта, после чего его исправляют фрезерами или оправочными долотами. При этом следует принять меры к тому, чтобы этими инструментами не испортить конец оставшихся в скважине прихваченных труб. После извлечения аварийных труб место дефекта в колонне необходимо отремонтировать.

Трубы в случае их прихвата посторонними предметами также извлекают отвинчиванием до места прихвата, затем торцевыми или кольцевыми фрезерами посторонний предмет срезают или, если удается, проталкивают вниз до забоя.

2. Извлечение труб при прихвате второго ряда и свободном первом ряде. В этом случае расхаживанием при небольших нагрузках пытаются освободить трубы второго ряда. При значительных нагрузках пробка может разрушиться, вызвать падение освободившихся труб второго ряда, удар их о переводник первого ряда и обрыв последнего. Если при расхаживании не получают положительных результатов, то следует попытаться трубы второго ряда пропустить внутрь первого ряда, причем желательно до переводника (при ступенчатой конструкции первого ряда) или до забоя (при трубах первого ряда только одного диаметра). После этих работ поднимают оба ряда труб.

Если установлено, что трубы второго ряда посажены на переводник первого ряда, при подъеме их отвинчивают внутри первого ряда. Если же нижний конец труб второго ряда расположен выше переводника первого ряда, отвинчивать трубы не разрешается.

При подъеме двух рядов труб для предотвращения падения труб второго ряда целесообразнее применять труболовки освобождающегося типа и хомуты с клиньями.

Порядок работы с труболовкой следующий. После того как трубы первого ряда будут приподняты и установлены на элеваторе, внутрь второго ряда вводят труболовку и надежно захватывают ею трубы. Труболовка должна иметь головку с выступом, предохраняющим трубы второго ряда от возможного падения при внезапном разрушении пробки в кольцевом пространстве. Приподняв оба ряда труб на длину трубы, сажают муфту 114-мм трубы на элеватор. Отвинчивают 114-мм трубу, приподнимают ее на небольшую высоту и оголившиеся трубы второго ряда захватывают хомутом с клиньями, а муфту — элеватором. Затем труборезкой отрезают трубы второго ряда выше хомута с клиньями и извлеченные 114 и 73-мм трубы опускают на мостки. После этого освобождают труболовку и вновь вводят ее внутрь труб второго ряда. Дав небольшую натяжку, освобождают хомут с клиньями, после чего поднимают оба ряда труб. Эти операции повторяют до тех пор, пока трубы второго ряда полностью не будут освобождены и извлечены.

При совместном подъеме двух рядов труб может наступить такой момент, когда не будет наблюдаться смещение между трубами первого и второго рядов. В таких случаях в теле 114-мм труб первого ряда вырезают окна, в которые заводят хомуты с клиньями для захвата труб второго ряда.

3. Извлечение прихваченных труб обоих рядов. После установления факта прихвата труб обоих рядов и при отрицательных результатах осуществленных мероприятий по освобождению второго ряда трубы извлекают поочередным отвинчиванием.

Порядок производства работ следующий: трубы второго ряда спускают до возможной глубины, полностью разгружают и затем отвинчивают их внутри первого ряда. После подъема отвинченных труб второго ряда 114-мм трубы первого ряда захватывают труболовкой на бурильных трубах с левым направлением резьбы и пропускают вниз, затем отвинчивают и извлекают их. Далее отвинчивают и извлекают поочередно трубы обоих рядов с помощью ловильного инструмента, имеющего размер, соответствующий диаметру конца труб, оставшихся в скважине. На практике могут встретиться случаи, когда при отвинчивании труб первого или второго рядов происходит совместное отвинчивание обоих рядов. Поднимать такие трубы следует с помощью освобождающейся труболовки и хомута с клиньями. Поочередно отвинчивают и поднимают их до тех пор, пока не будут извлечены полностью трубы второго ряда. Оставшиеся трубы первого ряда извлекают одним из описанных способов.

Извлечение упавших труб

Техника извлечения труб заключается в следующем. С помощью печати устанавливают местонахождение и определяют состояние конца труб. Нарушения конца трубы бывают различными: разрыв, смятие, вогнутость краев и т. п. Так как при этом невозможно захватить трубы ловильным инструментом как снаружи, так и изнутри, необходимо предварительно исправить конец трубы, а затем уже спускать ловильный инструмент. Исправление нарушенного конца трубы, если он разорван и разворочен наружу, производят торцевыми или кольцевыми фрезерами. Если фрезер с направлением свободно проходит вниз (на 1—3 м), захватывают трубу ловильным инструментом и при небольшой натяжке отвинчивают ее. Больших нагрузок при натяжке давать не рекомендуется, так как ловильный инструмент может сорваться. Для исправления нарушенного конца трубы фрезером срезают ее разорванные концы, срезанные части трубы извлекают магнитными фрезерами-пауками, после чего приступают к работе фрезерами по исправлению нарушенного конца.

Если же конец трубы не разорван, а вогнут внутрь и невозможно захватить его наружным ловильным инструментом, следует обработать конец труб так, чтобы внутрь его можно было бы пропустить ловильный инструмент. Такие нарушения обычно исправляют конусным райбером.

Если диаметр колонны 168 мм, а труб первого ряда, оканчивающихся муфтой — 114 мм, и при этом концы их расположены на одном уровне или конец второго ряда несколько ниже (на 0,2—0,3 м) конца труб первого ряда, то невозможно захватить эти трубы ловильным инструментом ни внутри, ни за тело. Тогда поступают следующим образом:

1) отвинчивают и поднимают муфту 114-мм трубы, затем захватывают колоколом за резьбу трубы, отвинчивают и поднимают ее, после этого ловильным инструментом захватывают трубы второго ряда;

2) обследуют печатью состояние конца второго ряда труб и при возможности захватывают их труболовкой, отвинчивают и поднимают трубу (трубы); если это не удается, то дают натяжку и обрывают часть трубы, чтобы обнажить конец труб первого ряда, захватить их ловильным инструментом и извлечь.

Иногда трубы, захваченные ловильным инструментом, не удается отвинтить вследствие сильной их искривленности. Тогда прибегают к их расхаживанию или применяют гидравлический домкрат.

На практике иногда при падении трубы, врезаясь одна в другую, разрываются на отдельные ленты. В некоторых случаях эти ленты облегают внешней стороной стенки колонны и, оставаясь прижатыми к ним, не препятствуют прохождению ловильных инструментов. Большей же частью они осложняют ведение ловильных работ.

Ленты труб извлекают длительным фрезерованием с помощью торцевых фрезеров, захватывая их колоколами или магнитными фрезерами.

Извлечение упавших в скважину насосных труб и штанг. При падении труб со скважинным насосом сравнительно сильного удара о забой не происходит. Поэтому при таких авариях гораздо меньше случаев искривления труб и порчи их концов.

Скважинный насос обычно удается извлечь вместе с трубами, но иногда его приходится извлекать отдельно. Поэтому для выбора типа ловильного инструмента следует знать типоразмер насоса, спущенного в скважину.

При извлечении скважинных насосов, прихваченных песчаной пробкой, промывают скважину для удаления пробки вокруг насоса, а затем захватывают его ловильным инструментом.

При падении насосных труб со штангами (если штанги не ломаются и не располагаются в скважине рядом с трубами, а остаются внутри их) ловильные работы не представляют особых трудностей. Если штанги ломаются, искривляются, располагаются рядом с насосными трубами или конец их оказывается выше конца труб, то ловильные работы носят более сложный и затяжной характер. Если даже конец штанги только изогнется, то захватить его ловильным инструментом затруднительно. Насосные штанги очень гибкие и поэтому при создании на их конец нагрузки могут сильно изогнуться (скручиваться в скважине), в результате чего в ряде случаев создается клубок изогнутых штанг, извлекать которые чрезвычайно трудно. В этом случае при их извлечении часто образуется плотный металлический сальник, который приходится вырезать частями торцевыми или кольцевыми фрезерами.

Во избежание срыва пойманных штанг с ловильного инструмента и повторного их падения подъем бурильных труб со штангами следует производить медленно, без резких толчков и рывков.

Извлечение погружного центробежного электронасоса

Аварии с такими насосами происходят большей частью при спуско-подъемных операциях. Сравнительно реже возможен прихват насоса песчаной пробкой.

В скважине могут остаться: а) насос с протектором и электродвигателем с гидрозащитой; б) насос с протектором, электродвигателем с гидрозащитой и кабелем; в) насосно-компрессорные трубы, насос с протектором, электродвигателем с гидрозащитой (с кабелем или без кабеля).

Почти во всех случаях в скважине остаются металлические хомуты (пояса), которыми крепят кабель к трубам при спуске насоса. Последние при спуско-подъемных операциях или при обрыве кабеля и труб отрываются и остаются в колонне.

Если в скважине остается насос с трубами, кабелем и хомутами, трубы до насоса извлекают отвинчиванием, а кабель извлекают так же, как тартальный канат или кабель от перфоратора.

Извлечение труб, кабеля и хомутов проводят поочередно. Во избежание образования сальника в колонне, если в скважине остались кабель и хомуты, расхаживать захваченные ловильным инструментом НКТ не рекомендуется. Расхаживать их можно только в тех случаях, когда в скважине остался насос с трубами без кабеля и хомутов и если удается предварительно извлечь весь кабель и хомуты. Последние извлекают магнитными фрезерами.

Технология извлечения погружного электронасоса несколько отличается от технологии извлечения скважинных насосов. Следует учитывать, что вследствие небольшого зазора между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром эксплуатационной колонны (168 и 146 мм) не всегда возможен спуск ловильного инструмента в кольцевое пространство и захват за наружную поверхность насоса. В скважину спускают наружную труболовку или колокол и захватывают за верхнюю часть ловильной головки насоса. Работы проводят ловильным инструментом на бурильных трубах с правым направлением резьбы. Нельзя пользоваться трубами с левым направлением резьбы, так как при вращении возможно отвинчивание насоса от протектора и двигателя, что значительно осложнит последующие работы.

Извлечение труб, прихваченных цементом

Для извлечения зацементированных труб необходимо освободить их от цементного камня между трубами и стенками колонны. В этих целях вначале отвинчивают трубы до места прихвата и извлекают их. Затем трубным или кольцевым фрезером офрезеровывают зацементированные трубы. При этом пользуются ловильным инструментом освобождающегося типа и за один рейс производят фрезерование, захват, отвинчивание и подъем труб. Длина фрезера с направлением может быть различной, но не менее 10 м. Непосредственно над направлением устанавливают ловильный инструмент. Фрезерование и отвинчивание проводят с таким расчетом, чтобы конец оставшихся в скважине труб был офрезерован. В противном случае завести трубы внутрь фрезера в последующем будет трудно, а при эксцентричном расположении труб в скважине можно их разрезать фрезером и тем самым испортить конец труб и осложнить работы.

После подъема фрезер с направлением осматривают (выясняют, нет ли трещин, слома зубьев и нет ли заклиненной насосно-компрессорной трубы или муфты внутри направления). При фрезеровании цементного камня нагрузка на фрезер не должна превышать 1—2 тс. Чрезмерные нагрузки могут привести к поломке и оставлению в скважине части или всего фрезера с направлением. Во время фрезерования рекомендуется интенсивно промывать скважину буровым раствором, чтобы обеспечить вынос на дневную поверхность разбуренного цемента.

Извлечение отдельных предметов из скважины

Для извлечения цилиндрических предметов (желонки, насоса, мундштука и т. п.) после обследования скважины печатями, установления местонахождения и состояния этих предметов пользуются ловильным инструментом: труболовкой наружной или внутренней, колоколом, метчиком-калибром, овершотом. Если имеются данные, что эти предметы прихвачены песчаной пробкой, то предварительно промывают скважину вокруг предмета, прихваченного пробкой, а затем захватывают его ловильным инструментом.

Различные мелкие предметы (кувалды, цепи от ключей, сухари, плашки и т. п.) извлекают магнитными фрезерами или фрезером-пауком.

Магнитный фрезер спускают в скважину на бурильных трубах. С промывкой и медленным вращением инструмент доводят до забоя. Металлические предметы, омываясь струей промывочной жидкости, заходят внутрь фрезера и притягиваются нижним полюсом магнита. Магнитный фрезер вращают на забое в течение 5—10 мин, после чего прекращают промывку скважины и поднимают фрезер.

Если не удается захватить и извлечь предметы, их проталкивают до забоя, офрезеровывают или дробят на мелкие куски, а затем захватывают различными инструментами.

Определенные затруднения представляет извлечение различного вида перфораторов, так как их гладкая наружная поверхность, термически обработанная, не захватывается колоколами и наружными труболовками. Кроме этого, бывают случаи разрыва одной из камер и заклинивания аппарата в колонне.

При наличии в скважине кармана (зумпфа) достаточной глубины и невозможности извлечь отдельные предметы их проталкивают в зумпф и оставляют на забое.

Извлечение тартального каната, каротажного кабеля и проволоки от аппарата Яковлева

При чистке скважин для удаления песчаных пробок желонкой, при электрометрических и других исследовательских работах возможны прихваты или обрывы тартального каната, каротажного кабеля и проволоки от аппарата Яковлева.

При прихвате инструмента или аппарата не разрешается их расхаживать, что может привести к обрыву каната или кабеля. Если верхний конец каната (кабеля) находится на устье скважины, в нее спускают канаторезку, которой отрезают канат или кабель непосредственно у дужки прихваченной желонки или аппарата.

Если нельзя использовать канаторезку, то поступают следующим образом. На бурильных трубах мимо каната или кабеля спускают специальную воронку с «окном». При спуске таких инструментов канат или кабель все время держат под натяжкой во избежание образования в скважине петель и сальника, что может привести к обрыву каната или кабеля и сильно осложнить дальнейшие работы. После спуска инструмента до прихваченной желонки или аппарата бурильные трубы поворачивают на 10—15 оборотов, чтобы канат или кабель навился на воронку и трубы, а затем дают натяжку на трубы. Обрыв каната или кабеля обычно происходит в месте присоединения к инструменту или перфоратору.

После обрыва канат (кабель) поднимают параллельно с трубами, соблюдая при этом равные скорости подъема. В противном случае возможен их обрыв.

Для извлечения из скважины каната или кабеля применяют удочки, крючки, вилки.

При обрыве каната или кабеля не рекомендуется обследовать скважину печатью, поскольку она приминает витки каната (кабеля), вследствие чего в стволе образуется плотный сальник, что может сильно осложнить работы по извлечению каната или кабеля.

Спускаемые в скважину ловильные инструменты должны иметь ограничители, чтобы воспрепятствовать проникновению этого инструмента внутрь витков каната или кабеля. Наружный диаметр ограничителя должен быть равным диаметру нормального шаблона для данной эксплуатационной колонны.

Каждый спуск ловильного инструмента должен контролироваться по индикатору массы. По достижении инструментом оставшегося в скважине каната или кабеля, нагрузку на него следует довести до 1—3 тс при одновременном его вращении. Затем инструмент поднимают.

После подъема ловильного инструмента с навитым канатом (кабелем) последний захватывают и крепят специальными хомутами. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната (кабеля). В этом случае на втором поясе вышки устанавливают ролик и через него навивают канат на барабан подъемного механизма.

Если по ходу ловильных работ установлено, что в скважине образовались клубки из каната или кабеля, извлечение лучше проводить однорогими удочками или шарнирными удочками конструкции АзИНМАШа.

Если в скважине образовался слишком плотный клубок каната, спускают ерш, вращением которого при небольших нагрузках удается ослабить спрессованный клубок. Во многих случаях ерш захватывает и выносит куски оборванного каната или кабеля.

При извлечении тартального каната или кабеля металлорежущие инструменты (пикообразные долота, фрезеры всех видов и т. п.) не применяют, так как во время резки образуются мелкие металлические частицы, которые, накапливаясь в стволе скважины, вместе с кусками каната или кабеля образуют плотную металлическую пробку — «железное дно». В результате во время фрезерования вокруг бурильных труб может образоваться сальник, что может привести к прихвату или поломке труб. Поэтому к фрезерованию прибегают, как к крайней мере.

Чистка ствола скважины для удаления посторонних предметов

В таких случаях необходимо обследованием печатью определить глубину нахождения посторонних предметов в скважине. Для чистки ствола применяют паук, ерш, сверла различных видов, пикообразные долота, магнитные, забойные и торцевые фрезеры и другие инструменты.

Металлические предметы, если они находятся в свободном состоянии на забое, извлекают простыми пауками или магнитными фрезерами. Неметаллические пред-

меты (куски дерева, кирпича, бетона и т. п.) предварительно дробят пикообразными долотами, фрезерами, сверлами с одновременной промывкой скважины. Если циркулирующим потоком раздробленные частицы на дневную поверхность не выносятся, их извлекают простыми пауками. Для удаления песчаной пробки небольшой высоты в большинстве случаев ее удается разрыхлить с помощью различных инструментов и при промывке скважины протолкнуть посторонние предметы до забоя; в последующем при необходимости их легко извлечь пауками или магнитными фрезерами.

В некоторых случаях ствол скважины бывает забит плотной металлической пробкой или же она образуется в процессе чистки скважины. Эту пробку всегда можно разрыхлить и измельчить долотами, фрезерами и другими инструментами. В таких случаях эксплуатационную колонну извлекают. Извлечение ее возможно при двухколонной конструкции скважины, если уровень пробки находится выше башмака технической колонны и уровня подъема цемента за эксплуатационной колонной. Работы в этом случае проводят аналогично тому, как и при замене поврежденной части колонны. При подъеме отвинченной колонны, забитой посторонними предметами, не рекомендуется ударять кувалдой по муфтам колонны, так как при ударах посторонние предметы могут освободиться и вновь упасть в скважину и закрыть оставшийся отвинченный конец эксплуатационной колонны.

После подъема труб, забитых посторонними предметами, ствол скважины обследуют печатями и при необходимости спускают новую колонну и соединяют ее с отвинченным концом.

Если же металлическая пробка находится ниже башмака предыдущей колонны или ниже уровня цементного кольца за колонной, необходимо эксплуатационную колонну вырезать до предельно возможной глубины и произвести зарезку и бурение второго ствола.

Вырезка труб

В этих целях применяют наружные и внутренние труборезки, действие которых основано на механическом и гидравлическом принципах. Вырезку бурильных и НКТ диаметром 73 мм выполняют при помощи наружных труборезок, спускаемых на колонне бурильных труб с широким проходным отверстием. Для вырезки НКТ диаметрами 89 и 114 мм применяют внутренние труборезки, а для вырезки обсадных труб всех диаметров — внутренние труборезки с выдвижными резцами, действие которых основано на гидравлическом принципе.

ЗАРЕЗКА И БУРЕНИЕ ВТОРОГО СТВОЛА

Зарезка и бурение второго ствола — метод восстановления скважин, которые известными способами отремонтировать технически невозможно или экономически нецелесообразно. Этот метод позволяет восстанавливать скважины на тех участках, где по условиям и состоянию разработки пласта бурение новых скважин сложно или нерентабельно.

Основные этапы работ по зарезке и бурению второго ствола:

1) обследование и выбор места в колонне для вскрытия «окна»;
2) цементирование на соответствующей глубине и установка отклонителя;
3) вскрытие «окна» в колонне;
4) бурение второго ствола до требуемой глубины;
5) осуществление комплекса электрометрических работ;
6) спуск эксплуатационной колонны или «хвостовика» с последующим их цементированием и испытанием на герметичность;
7) перфорация колонны против продуктивного горизонта и вызов притока нефти.

Выбор места для вскрытия «окна»

При выборе места (глубины) вскрытия «окна» в колонне необходимо учитывать следующие факторы: конструкцию скважины, угол искривления ее ствола, наличие цементного кольца за колонной, характер залегающих пород, наличие вышезалегающих водоносных горизонтов, техническое состояние колонны.

При наличии в скважине двух или нескольких колонн место для вскрытия «окна» выбирают на такой глубине, чтобы работы производились в одной колонне. Практика показала, что вскрывать «окно» следует в интервалах, выраженных глинистыми породами. В скважинах, где «окна» вскрывались против слабосцементированных песков, песчаников, а также при отсутствии за колонной цементного кольца, наблюдались случаи размыва и осыпания пород, приводивших к обвалам, прихватам инструмента ниже «окна». Вскрытие «окна» против крепких и часто перемежающихся мягких и крепких пород приводит к тому, что второй ствол зачастую не отходит от основного ствола и бурится рядом с ним, особенно когда бурение ведется при полном поглощении промывочной жидкости. Такие скважины оказываются малопроизводительными вследствие нарушения призабойной зоны в процессе предыдущей эксплуатации скважины основным стволом.

Подготовка скважины к спуску отклонителя

Перед спуском отклонителя колонну обследуют печатью, диаметр которой должен быть на 10—12 мм меньше внутреннего диаметра колонны, а затем направлением (шаблоном), чтобы установить возможность спуска отклонителя. Диаметр и длину направления определяют по формулам:

$$D_{н} = D_0 + 3 \div 4 \text{ мм}, \qquad (III.4)$$

$$L_{н} = L_0 + 2 \div 3 \text{ м}, \qquad (III.5)$$

где D_0 — наибольший диаметр отклонителя, мм; L_0 — длина спускаемого отклонителя, м.

После этого с помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют местонахождение двух или трех муфт обсадной колонны, между которыми предполагается вскрыть «окно».

Принцип действия локатора муфт основан на том, что магнитные свойства тела трубы резко отличаются от магнитных свойств на участке муфты. Поэтому при прохождении прибора внутри муфтового соединения поля постоянных магнитов перераспределяются, в результате чего на выходе магнитного зонда появляется импульс э. д. с., записываемый на диаграмме в виде пики.

Местонахождение муфт гидрорасширителем определяют следующим образом: гидрорасширитель спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают его на 20—30 м выше предполагаемого места вскрытия «окна». В колонну бурильных труб закачивают жидкость, под давлением которой резцы выходят из корпуса расширителя и упираются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. Не прекращая закачки жидкости, гидрорасширитель осторожно опускают вниз. В месте расположения муфты резцы гидрорасширителя упираются в стык обсадных труб, что отмечается на гидравлическом индикаторе массы. Для продвижения гидрорасширителя вниз прекращают закачку жидкости, в результате чего резцы заходят в корпус; затем гидрорасширитель опускают на 0,3—0,4 м и вновь закачивают жидкость, чтобы создать давление для нового выдвижения резцов. Местоположение последующих муфт определяют в том же порядке. Затем гидравлический расширитель извлекают из скважины и создают цементный стакан в колонне с расчетом установки отклонителя между муфтами.

Если место установки отклонителя выбрано неправильно, то райбер в процессе вскрытия «окна» может попасть на муфтовое соединение, а это приведет к значительному удлинению времени на зарезку, к нарушению колонны и к другим осложнениям.

Для совмещения работ по определению местонахождения одного или нескольких муфтовых соединений эксплуатационной колонны и создания цементного стакана под отклонитель применяют глубинный механический фиксатор 1ФГМ-168 (рис. III.12). Он состоит из корпуса, узла фиксации, узлов центрирования и патрубка с ловушкой.

Корпус *1* имеет форму цилиндра с приваренными к нему наконечниками и ребрами. Резьба в верхней части корпуса предназначена для присоединения к колонне заливочных труб. Узел центрирования представляет собой три центрирующих пружины *9*, закрепленные в корпусе. Узел фиксации состоит из трех за-

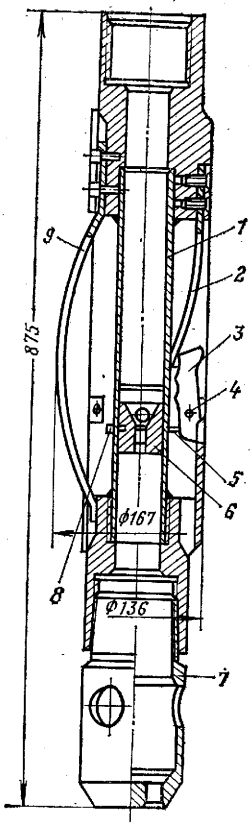


Рис. III.12. Глубинный механический фиксатор 1ФГМ-168

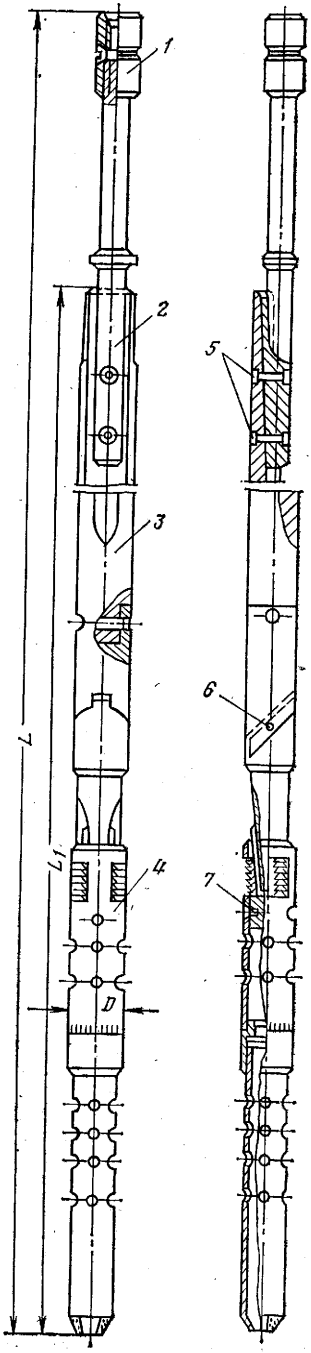


Рис. III.13. Отклонитель ОЗС

щелок *3*, подпружиненных консольными пружинами *2* и закрепленных в прорезах корпуса пальцем *4* и штифтом *5*, а также поршня *6*, закрепленного в корпусе установочным винтом *8*. Патрубок с муфтой и ловушкой *7*, соединяемые с нижним концом корпуса при помощи резьбы, служат для создания цементного стакана и улавливания поршня с целью повторного его использования.

Спуск и крепление отклонителя в колонне

Отклонитель — инструмент, предназначенный для обеспечения необходимого отклонения райберов при вскрытии «окна» в колонне и придающий начальное направление буровому инструменту при бурении второго ствола. Он представляет собой плоский или желобообразный клин, спускаемый в скважину на бурильных трубах. Тип отклонителя выбирают с учетом диаметра колонны и ее состояния.

Основные размеры применяемых отклонителей приведены в табл. III.26.

Таблица III.26

Основные размеры отклонителей

Тип отклонителя	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина отклонителя (без спускового клина), мм	Длина желоба или конической части, мм	Угол скоса
ОЗС-146	108	4500	2500	2° 30′
ОЗС1-168	136	4900	2600	2° 30′
ОТ-219	168	4600	2800	3° 00′
ОТ-273	225	4800	3000	3° 30′

Наиболее распространен отклонитель типа ОЗС (рис. III.13). Он состоит из трех основных узлов: узла опоры и закрепления *4*, клина-отклонителя *3* и спускного клина *2*. Отклонитель закрепляют на забое в эксплуатационной колонне при помощи трехплашечной системы, которая исключает возможность проворачивания его при вскрытии «окна» и бурении второго ствола. Наклонная поверхность в виде желоба клина-отклонителя обеспечивает направление райбера и увеличивает площадь опоры между клином и режущим инструментом. Спускной клин соединяется с клином-отклонителя двумя болтами *5* и служит для спуска отклонителя в скважину. К верхней части спускного клина на резьбе крепится переводник *1* для соединения с колонной бурильных труб. Фиксация плашек в утопленном положении обеспечивается плашкодержателем, соединенным с корпусом двумя специальными винтами *7*. Узел опоры и закрепления с клином-отклонителем соединен опорными поверхностями, срезанными под углом 15 или 30° и имеющими профиль поперечного сечения в виде «ласточкина хвоста». Взаимному произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры и закрепления также препятствует винт *6*.

Перед спуском отклонителя в скважину необходимо проверить его размеры и все основные узлы. Затем болтами соединяют спускной клин с направляющим клином. Отклонитель в собранном виде на бурильных трубах при небольшой скорости спускают в скважину, наблюдая за показаниями индикатора массы. При достижении отклонителем забоя скважины телескопическое устройство срабатывает, шпильки срезаются, а отклонитель, продолжая перемещаться вниз, закрепляется плашками в колонне. Затем резкой посадкой инструмента (8—10 тс) срезают болты, соединяющие отклонитель со спускным клином, и поднимают клин на поверхность.

Направленный спуск отклонителя. Одной из главных особенностей технологии проводки наклонно-направленных скважин роторным способом является точное ориентирование отклонителя в колонне по заданному

направлению (азимуту). Известны следующие способы: ориентирования отклонителя: 1) А. С. Сквирского и И. П. Голюты; 2) Р. П. Матюшина и П. С. Солдатова; 3) С. В. Авилова и Ф. А. Гусейнова; 4) применение «фиксатора направления»; 5) Н. Н. Шаньгина и В. И. Кулигина.

Наиболее распространены на практике из перечисленных последние три способа.

По способу С. В. Авилова и Ф. А. Гусейнова спуск и установка отклонителя на забое в заданном азимуте производится с помощью специального прибора ПВ-1, а ориентированный спуск отклонителя в заданном азимуте — с помощью фиксатора направления. Действие фиксатора основано на использовании внутренней стенки обсадной колонны в качестве опоры, которая позволяет фиксировать отклонитель в заданном направлении.

На промыслах Чечено-Ингушетии для направленного спуска отклонителя применяют аппарат Шаньгина—Кулигина. В этих целях в муфте спускного клина крепят нож с зубьями, спускают отклонитель на заданную глубину, а затем в бурильные трубы — аппарат Шаньгина—Кулигина. По отпечатку ножа на свинцовой печати аппарата и направлению наклона скважины, установленному по риске на стаканчике с плавиковой кислотой, определяют необходимый угол поворота отклонителя вокруг своей оси.

Вскрытие «окна» в колонне

Для вскрытия «окна» в колонне, через которое в последующем предполагается бурить второй ствол, применяют комплект трех фрезеров-райберов типа ФРС (рис. III.14), техническая характеристика которых приведена в табл. III.27.

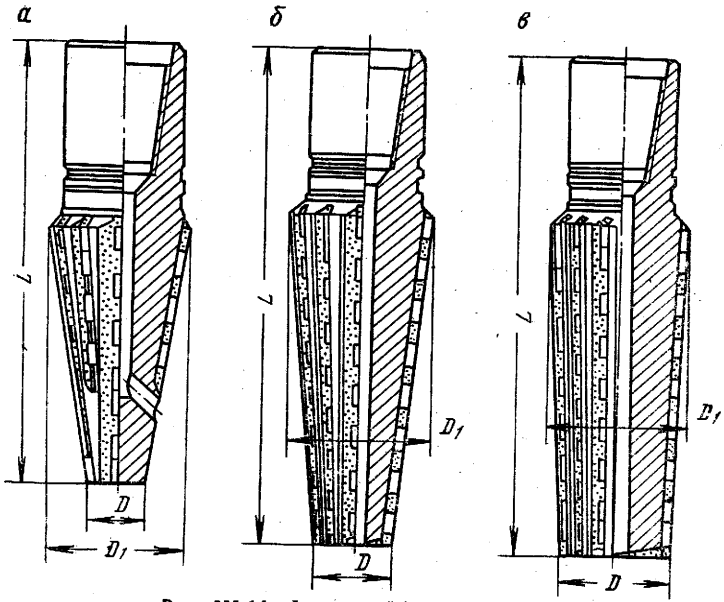


Рис. III.14. Фрезер-райбер типа ФРС:
а — № 1; *б* — № 2; *в* — № 3

Райберы имеют форму усеченного конуса с продольными зубьями, усиленными пластинами из твердого сплава, приваренными стержневым чугуном.

В целях ускорения процесса вскрытия «окна» в колонне вместо комплекта трех фрезеров-райберов типа ФРС применяют комбинированный райбер, райбер-фрезер типа РПМ конструкции АзИНМАШа, универсальный райбер типа РУ и другие, обеспечивающие за один рейс полное вскрытие «окна» в колонне.

Таблица III.27

Техническая характеристика фрезеров-райберов типа ФРС

Шифр фрезера-райбера	Условный диаметр колонны, мм	Основные размеры, мм			Масса, кг
		D_1	D	L	
ФРС-146-1	146	110	47	340	12,0
ФРС-146-2		120	62	425	20,5
ФРС-146-3		120	95	431	25,5
ФРС-168-1	168	130	50	380	26,0
ФРС-168-2		142	70	496	40,0
ФРС-168-3		142	110	500	46,0
ФРС-219-1	219	160	62	452	44,0
ФРС-219-2		174	76	640	73,5
ФРС-219-3		192	148	580	100,0
ФРС-273-1	273	192	74	545	70,0
ФРС-273-2		225	111	740	147,0
ФРС-273-3		245	190	672	180,0

Комбинированный райбер (рис. III.15) состоит из трех секций, соединенных между собой. Секции имеют различные диаметры (D_1, D_2 и D_3) и длины (l_1, l_2 и l_3) и по мере сработки могут быть заменены новыми.

Первая нижняя секция длиной l_1 — основная (рабочая) с углом наклона к оси райбера α_1, равным 8°. Она начинает протирать колонну с момента соприкосновения его с верхним концом отклонителя. Вторая секция длиной l_2 с углом наклона 1° 30′ расширяет «окно», протертое первой секцией. Третья секция имеет цилиндрическую форму и обрабатывает стенки «окна».

Боковые поверхности секций райбера армированы пластинками из твердого сплава. Угол встречи зуба с колонной в момент резания составляет 10°. Колонна протирается не одновременно всей поверхностью зуба райбера, а по мере его углубления, что облегчает условия работы райбера и бурильной колонны. Торцевая часть райбера также усилена пластинками из высокопрочного твердого сплава.

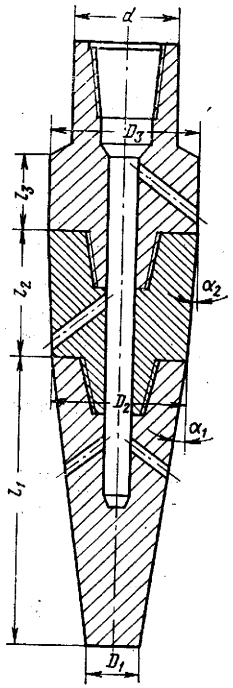
Таблица III.28

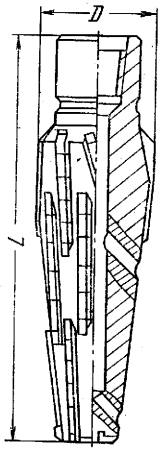
Основные размеры комбинированного райбера

Наименование (см. рис. III.15)	Условный диаметр колонны, мм		
	168	219	273
Наибольший диаметр D_3, мм	142	193	245
Диаметр первой секции D_2, мм	130	175	230
Наименьший диаметр D_1, мм	50	60	80
Диаметр замка d, мм	110	145	145
Длина первой секции l_1, мм	240	195	130
Длина второй секции l_2, мм	120	125	260
Длина третьей секции l_3, мм	60	120	130
Масса, кг	52	64	87

Для циркуляции промывочной жидкости в процессе вскрытия «окна» в секциях имеются боковые отверстия, расположенные в шахматном порядке. Конструкция райбера — разборная. Основные размеры комбинированного райбера приведены в табл. III.28.

Райберы-фрезеры РПМ (см. рис. III.16, табл. III.29) конструкции АзИНМАШ предназначены для вскрытия «окна» в колоннах диаметром 146—273 мм. На цилиндрической и конической поверхностях корпуса прорезаны пазы и запрессованы каскады режущих зубьев.





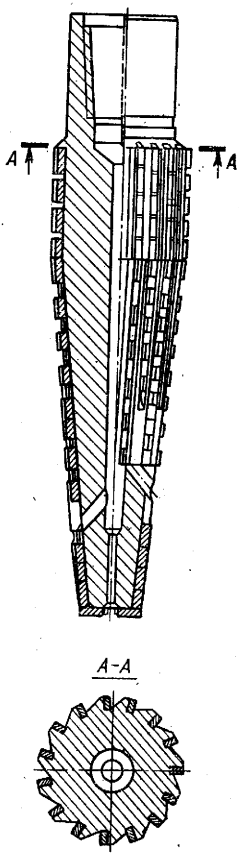


Рис. III.15. Комбинированный райбер

Рис. III.16. Райбер-фрезер типа РПМ

Рис. III.17. Универсальный райбер типа РУ

В корпусе предусмотрены промывочные отверстия, через которые происходит циркуляция жидкости.

Универсальный райбер РУ (см. рис. III.17) конструкции АзНИПИнефть, применяемый в сочетании с отклонителем МОД, предназначен для вскрытия «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм за один рейс.

Основные размеры райбера РУ, мм:

длина цилиндрической части	108
длина конической части	348
рабочая длина	456
наибольший диаметр	142
наименьший диаметр	50

Таблица III.29

Техническая характеристика райберов-фрезеров РПМ

Шифр райбера-фрезера	Условный диаметр колонны, мм	Основные размеры, мм			Масса, кг
		присоединительная резьба	D	L	
РПМ-146	146	З-88	121	486	25,2
РПМ-168	168		143	543	38,5
РПМ-219	219	З-121	193	626	79,3
РПМ-273	273		246	726	152,3

При вскрытии «окна» комплектом из трех фрезеров-райберов работы производят последовательно, начиная с райбера, имеющего наименьший размер, при нагрузке 2—3 тс и частоте вращения 40—60 об/мин. По мере углубления райбера частоту вращения можно увеличить до 50—70 об/мин при той же осевой нагрузке. После вскрытия «окна» длиной 1,4—1,6 м от конца отклонителя, т. е. когда нижний конец райбера уже выходит из соприкосновения с колонной, частоту вращения ротора доводят до 80—90 об/мин, а осевую нагрузку снижают до 1,0—1,5 тс.

Вторым райбером при нагрузке 1,0—1,5 тс разрабатывают и расширяют интервал, пройденный первым райбером по всей длине отклонителя. Третьим райбером обрабатывают стенки «окна» и обеспечивают выход в породу при осевой нагрузке до 1 тс и частоте вращения ротора 80—90 об/мин.

«Окно» считается полностью вскрытым и обработанным, когда третий райбер без вращения инструмента свободно проходит в него, при этом диаметр райбера сохраняется в пределах не менее 142 мм.

В противном случае рекомендуется обработать «окно» еще одним райбером диаметром 143 мм.

При применении комбинированного райбера и райберов типов РПМ и РУ осевую нагрузку рекомендуется поддерживать в пределах 1,5—3 тс при частоте вращения ротора 60—90 об/мин.

Вскрытие «окна» необходимо производить, не превышая заданной осевой нагрузки. Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну и «окно» получается укороченным. Это создает условия для возникновения и концентрации переменных напряжений в теле бурильных труб, особенно в то время, когда в интервале нижней части среза отклоняющего клина, т. е. на выходе «окна», находится замковое соединение бурильных труб. Это приводит к довольно быстрому появлению усталости металла и, как следствие, к поломке бурильных труб в утолщенной части. Поломка бурильных труб в том месте, где конец оставшихся труб находится сразу же за «окном», опасна тем, что в последующем их трудно извлечь.

При укороченном «окне» подвергается кольцевым порезам и тело бурильных труб, что снижает их прочность и может привести к аварии. Кроме того, затрудняется пропуск долота за колонну, и оно, как правило, останавливается в «окне» в результате образования «мертвого» пространства — необработанной стенки колонны, возвышающейся над нижним окончанием среза отклоняющего клина. Обработать эту выступающую часть стенки райберами практически невозможно, и в некоторых случаях приходится вновь спускать отклонитель и повторять работы по вскрытию нового «окна».

Во избежание этого над райбером для создания жесткости устанавливают утяжеленные бурильные трубы соответствующих размеров.

Для вскрытия «окна» в скважинах двумя—четырьмя клепаными и винтовыми колоннами диаметром 168 мм и более требуется длительное время и повторная проработка «окна» райберами разных номеров. Для облегчения и ускорения вскрытия «окна» в таких скважинах целесообразно уменьшать число рядов обсадных

колонн в интервале «окна». В этих целях вначале необходимо определить длину свободной части колонны, а затем приступить к ее отвинчиванию или торпедированию. При большой разнице в диаметрах колонн «окно» во внутренней колонне прорезается на всю длину скоса клина отклонителя, а затем в зависимости от соосности и ширины просвета необходимо начать продольную прорезку в значительном интервале последующих колонн, до выхода райбера в грунт. В этих случаях «окно» рекомендуется вскрывать удлиненными райберами, снижая осевую нагрузку на них.

Специалисты Бакинского отдела ВНИИБТ разработали и внедрили новую технику и технологию зарезки и бурения второго ствола, сущность которых заключается в следующем.

С помощью универсального вырезающего устройства УВУ, которое исключает применение отклонителей и райберов, вырезается участок обсадной колонны длиной 5—6 м в намеченном интервале зарезки. Затем с помощью двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-127 и винтового забойного двигателя Д-127 забуривают второй ствол, согласно проектному профилю с заданным отклонением.

Универсальное вырезающее устройство (рис. III.18) предназначено для полного удаления дефектного участка эксплуатационных колонн диаметром 168—219 мм.

Поршень *2* имеет отверстия для прохода промывочной жидкости, снабженные металлокерамическими насадками и уплотнительными манжетами. Возвратная пружина *4* служит для возвращения поршня *2* и толкателя *5* в исходное положение. Съемные резцы *7* располагаются в прорезях корпуса *1* и удерживаются толкателем, пальцами и опорным кольцом. Прорезание стенки обсадной трубы осуществляется резцами, армированными твердым сплавом, а торцевание тела трубы — торцующими резцами, снабженными заменяемыми твердосплавными вставками.

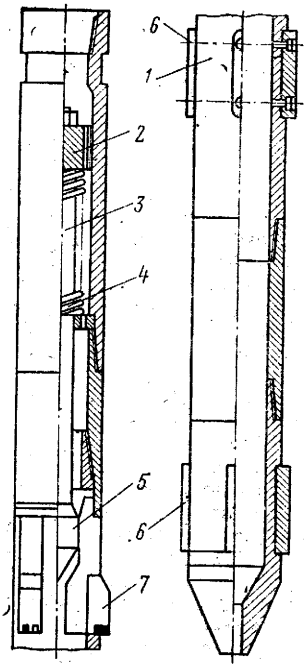


Рис. III.18. Универсальное вырезающее устройство:
1 — разъемный корпус; *2* — поршень; *3* — шток; *4* — возвратная пружина; *5* — толкатель; *6* — центраторы; *7* — резцы

Промывочная жидкость, проходя через отверстия в поршне, создает перепад давления, под действием которого толкатель выдвигает резцы из корпуса. При этом резцы поворачиваются относительно съемного опорного кольца, которым воспринимается реактивная сила от осевой нагрузки при торцевании трубы. Вращение устройства осуществляется ротором.

Техническая характеристика УВУ

Длина, мм	4640
Диаметр бурильных труб, мм	89
Диаметр корпуса, мм	140
Число резцов	3
Максимальный выход резцов, мм	30
Осевая нагрузка на резцы, тс	До 6

Проверку внедрения резцов в тело обсадной трубы в начальный период прорезания «окна» необходимо производить без нагрузки в течение 10—15 мин. При дальнейшем прорезании колонны постепенно увеличивают осевую нагрузку до 0,5—1,0 тс при расходе жидкости 10—12 л/с. Торцевание колонны осуществляется увеличением осевой нагрузки по мере сработки резцов, от минимальной до 5 тс при том же расходе. Подъем устройства для замены резцов необходимо производить после резкого падения механической скорости фрезерования тела трубы.

Таблица III.30

Техническая характеристика турбинного отклонителя ОТ2Ш-127

Расход, л/с	Частота вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кгс·м	Максимальная мощность, л. с.	Перепад давления, кгс/см²
10	635	17	15	25
12	750	24	25	36
14	885	32	40	49
16	1010	43	62	64

Турбинный отклонитель ОТ2Ш-127 (табл. III.30) предназначается для зарезки и направленного бурения второго ствола. Отклонитель — двухшарнирный и состоит из шпинделя, средней укороченной секции, верхней секции и переводника-ориентатора. Искривленные переводники расположены над шпинделем и средней секцией турбобура. Необходимая интенсивность искривления при зарезке обеспечивается установкой искривленного переводника над шпинделем под углом от 1 до 2,5° при неизменном верхнем искривленном переводнике, установленном под углом в 1°.

Шпиндель ОТ2Ш-127 состоит из 15 подпятников, 12 ступеней турбин типа 25/12 и одной средней опоры. Средняя укороченная секция содержит 40 ступеней турбин и две средние опоры, а верхняя секция — 80 ступеней и три средние опоры.

Ориентирование отклонителя на забое при кривизне ствола скважины более 5° производится с помощью малогабаритного аппарата забойного ориентирования. При кривизне ствола менее 5° — визированным спуском с помощью специального приспособления, позволяющего более точно определить положение отклонителя в скважине.

Двигатель винтовой забойный Д-127 (табл. III.31) с отклонителем предназначен для забуривания и наклонно-направленного бурения второго ствола. Он состоит из: шпинделя, искривленного переводника, двигателя и переводника-ориентатора.

Шпиндель состоит из резинометаллических радиальных опор и многорядного радиально-упорного подшипника качения.

Основные элементы двигателя — статор и ротор. Статор выполнен в виде резиновой обкладки, привулканизированной к расточке металлического корпуса. Рабочие органы двигателя представляют шестеренчатую пару внутреннего зацепления с винтовыми зубьями. Стальной ротор имеет шесть винтовых зубьев специального профиля и расположен эксцентрично по отношению к статору, имеющему семь винтовых зубьев. Зубья ротора и статора находятся в непрерывном контакте между собой, в результате чего происходит разделение полостей высокого и низкого давлений и осуществляется рабочий процесс двигателя.

Турбобуры

Турбобур — забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин в различных геологических условиях.

Таблица III.31

Характеристика винтового забойного двигателя Д-127

Расход, л/с	Частота вращения вала, об/мин	Вращающий момент, кгс·м	Максимальная мощность, л. с	Перепад давления, кгс/см²
12	200	100	28	35
15	250	120	42	45

Таблица III.32

Характеристика турбин турбобуров при работе на воде

Тип турбобура	Расход жидкости, л/с	Частота вращения вала, об/мин	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу, л. с	Перепад давления при максимальной мощности, кгс/см²
ЗТСШ1-172	20—25	505—630	100—160	70—140	60—95
ЗТСШ1-195	30—35	400—470	130—180	75—115	35—50
А6Ш	20—25	450—550	70—108	44—83	40—69
А7Ш	30	520	190	140	82

На практике широко распространены высокоэффективные шпиндельные турбобуры: унифицированные типа ЗТСШ1 (секционные, шпиндельные) и высокомоментные типа А (с наклонной линией давления). Характеристика и технические данные шпиндельных турбобуров, применяемых при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, приведены в табл. III.32 и III.33.

Шпиндельный турбобур состоит из турбинных и одной шпиндельной секций. Верхним переводником турбобур соединяется с бурильными трубами, а к валу шпинделя через переводник вала присоединяется долото. Число турбинных секций определяется технологическими условиями бурения.

Гидравлическую нагрузку и массу вращающихся деталей воспринимает расположенная в шпиндельной секции непроточная, многорядная осевая опора (пята). Вынесение осевой опоры в отдельную секцию позволяет производить замену ее непосредственно на скважине без разборки турбинных секций. Турбинные и шпиндельные секции (шпиндель) соединены между собой посредством замковых

Таблица III.33

Технические данные шпиндельных турбобуров

Технические данные	Типы турбобуров			
	ЗТСШ1-172	ЗТСШ1-195	А6Ш	А7Ш
Габариты, мм:				
диаметр	172	195	164	195
длина	25 800	25 905	17 600	17 425
Масса, кг	4 090	4 790	2 124	3 180
Количество секций, шт:				
в турбобуре	4	4	3	3
в том числе турбинных	3	3	2	2
шпиндельных	1	1	1	1
Количество ступеней турбин, шт:				
в турбобуре	336	306	212	236
в каждой турбинной секции	112	102	106	118
Тип турбины	28/16—172	26/16,5—195	24/17—164	31/17—195
Тип осевой опоры в шпинделе	Многорядная резинометаллическая опора скольжения		Многорядная опора качения	
Рекомендуемый диаметр долота, мм	190	214	190	214

резьб, а валы — посредством конусно-шлицевых муфт, а в турбобуре А6Ш валы соединены посредством муфт, имеющих квадратное сечение.

Эксплуатация турбобуров

1. Перед сборкой турбинные и шпиндельную секции необходимо тщательно осмотреть снаружи, обратив особое внимание на состояние присоединительных резьб, плотность соединения резьбовых торцов, отсутствие трещин и вмятин на корпусных деталях.

2. Собрать секции в турбобур и проверить:

а) осевой люфт;

б) легкость и плавность запуска;

в) герметичность резьбовых соединений.

3. Проверить плавность остановки вала при прекращении подачи жидкости. Резкая остановка свидетельствует о значительном трении в опорах турбобура. Для приработки трущихся деталей произвести обкатку турбобура в течение 3—5 мин.

4. Бурение скважины турбобуром начинать с минимальной осевой нагрузки на долото, затем ее постепенно увеличивать до максимальной, воспринимаемой турбобуром и обеспечивающей максимум механической скорости.

5. Установить сетку-фильтр для предохранения турбины от засорения при опробовании турбобура и в процессе дальнейшего бурения и промывки скважины.

Режим бурения

Режим бурения характеризуется следующими параметрами: осевой нагрузкой на долото; частотой вращения долота; расходом промывочной жидкости и ее качеством, временем пребывания долота на забое.

Различают оптимальный и специальный режимы бурения.

Оптимальный режим устанавливают с учетом геологического разреза и максимального использования имеющихся технических средств для получения высоких количественных и качественных показателей при минимальной стоимости 1 м проходки.

Специальный режим устанавливают для забуривания второго ствола и последующего бурения в осложненных условиях, при обвалах, высоком пластовом давлении, поглощениях жидкости, изменении направления оси скважины, отборе керна и др.

Передавать осевую нагрузку на долото за счет массы нижней секции колонны бурильных труб нерационально, так как в этом случае секция будет подвергаться напряжениям на сжатие, изгиб и кручение. Это приводит к поломкам бурильной колонны и искривлению ствола скважины. Поэтому в нижней части бурильной колонны устанавливают утяжеленный низ. При бурении осевая нагрузка на долото не должна превышать 0,75 массы утяжеленного низа. Заданная нагрузка на долото контролируется гидравлическим индикатором массы.

Осевая нагрузка на долото в процессе забуривания второго ствола должна быть равномерной при скорости проходки 3—4 м/ч. При выходе из «окна» следует постепенно увеличивать нагрузку на долото. Частота вращения долота должна быть в пределах 40—60 об/мин. На таком режиме второй ствол следует забуривать на длину не менее, чем 5—6 м. Если в этом интервале долото работало нормально, бурение можно вести на оптимальном режиме.

Время пребывания долота на забое должно быть выбрано с таким расчетом, чтобы скорость углубления скважины была наибольшей. После спуска очередного долота при нагрузке 1,5—3 тс прорабатывают интервал 10—15 м от забоя. В течение нескольких минут поддерживают пониженную нагрузку для того, чтобы опоры долота приработались, а затем увеличивают нагрузку до требуемой, согласно указаниям геолого-технического наряда, и поддерживают постоянной.

Окончательно осевую нагрузку на долото бурильщик должен выбирать сам, добиваясь наибольшей механической скорости проходки.

Быстрое и без осложнений углубление скважины возможно лишь при полном и своевременном удалении выбуренной породы с забоя. В противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту.

Таблица III.34

Скорости восходящего потока (в м/с) промывочной жидкости в затрубном пространстве в зависимости от подачи насоса

Диаметр, мм		Подача насоса, л/с								
долота	бурильных труб	5	10	15	20	25	30	35	40	45
269	140	—	—	0,36	0,48	0,60	0,73	0,85	0,97	1,10
243	114	—	—	0,43	0,55	0,69	0,83	0,97	1,10	1,24
214	114	—	—	0,58	0,78	0,97	1,17	1,36	—	—
190	114	—	0,55	0,83	1,10	1,38	1,65	—	—	—
161	89	0,35	0,76	1,06	1,42	—	—	—	—	—
140	89	0,54	1,09	1,63	—	—	—	—	—	—
118	73	0,58	1,16	—	—	—	—	—	—	—
97	73	1,22	2,43	—	—	—	—	—	—	—

Успешное бурение второго ствола до проектной глубины и последующие работы во многом зависят от качества и количества промывочной жидкости, подаваемой на забой, т. е. от скорости восходящего потока в затрубном пространстве, (см. табл. III.34). В табл. III.35 приводится режим работы долот.

Таблица III.35

Режим работы долот

Диаметр, мм		Максимальная допустимая нагрузка на долото, тс		Максимальная частота вращения долота, об/мин		Подача насосов, л/с
бурильных труб	долота	лопастное	шарошечное	лопастное	шарошечное	
73	93—97	2,0	3	60	80	4—6
73	118	3,0	4	60	80	7—9
89	140	4,5	6	80	120	8—10
89	161	5,5	7	80	120	12—18
114	190—214	9,0	10	100	160	20—25
114	243	10,0	15	100	160	30—40
140	243—269	12,0	17	120	200	35—45

Промывочные жидкости

В качестве промывочной жидкости при бурении второго ствола применяют: буровые растворы; растворы, затворенные на нефтяной основе; аэрированные растворы; пены и техническую воду, обработанную ПАВ.

Буровой раствор должен обладать качествами, которые определяются следующими его параметрами: плотностью (г/см^3); условной вязкостью (с); водоотдачей (см^3 за 30 мин); толщиной глинистой корки (мм); содержанием песка (%); статическим напряжением сдвига (мгс/см^2); стабильностью (г/см^3); суточным отстоем (%) и т. д.

Буровой раствор приготавливают на скважине размешиванием в механических глиномешалках комовой глины или глинобрикетов, а также централизованно на глинозаводах.

Таблица III.36

Теоретический объем скважины в зависимости от диаметра долота и глубины, м³

Глубина скважины, м	Диаметр долота, мм								
	97	118	140	161	190	214	243	269	295
50	0,37	0,55	0,77	1,02	1,42	1,80	2,32	2,84	3,42
100	0,74	1,10	1,54	2,04	2,83	3,60	4,64	5,68	6,83
200	1,48	2,20	3,08	4,08	5,66	7,20	9,27	11,36	13,66
500	3,69	5,50	7,70	10,21	14,17	17,98	23,18	28,40	34,17
1000	7,38	11,00	15,39	20,42	28,33	35,95	46,35	56,80	68,31

В табл. III.36 приведены данные о теоретических объемах скважины при различных ее глубинах и диаметрах долота.

Глиномешалка МГ2-4 предназначена для приготовления бурового раствора любой консистенции непосредственно на скважине.

Техническая характеристика глиномешалки МГ2-4

Емкость барабана, м³	4
Число рабочих валов	2
Число лопастей (правых и левых)	24
Частота вращения рабочих валов, об/мин	96
Передаточное отношение зубчатой передачи	13 : 47
Привод	От электродвигателя
Передача от электродвигателя	Клиноременная
Мощность электродвигателя, кВт	14—20
Частота вращения вала электродвигателя, об/мин	730
Габаритные размеры, мм:	
длина	38—90
ширина	30—15
высота	1445
Масса, кг	3565

Существует три способа очистки промывочной жидкости от выбуренной породы:

1) осаждение твердых частиц выбуренной породы под влиянием собственной массы из раствора в желобах и отстойниках циркуляционной системы;

2) очистка раствора механическими ситами;

3) сепарация раствора в аппаратах, принцип действия которых основан на использовании центробежной силы вращающегося потока бурового раствора.

Химическая обработка и утяжеление бурового раствора

Химическая обработка бурового раствора обеспечивает получение раствора определенных качеств согласно геолого-техническому наряду. Обработка раствора способствует: снижению водоотдачи и уменьшению толщины глинистой корки; получению минимального значения статического напряжения сдвига; понижению вязкости; лучшему закреплению неустойчивых пород; предотвращению потерь циркуляции или снижению ее; сохранению глинизирующей способности раствора при разбуривании соленосных и гипсоносных толщ; утяжелению раствора и сохранению при этом его подвижности; противодействию влиянию высоких температур; сохранению чистоты ствола скважины.

При первичной обработке получают буровой раствор с определенными заданными параметрами. Повторная обработка проводится в процессе бурения для поддержания необходимых параметров бурового раствора, полученных при первичной обработке.

Для химической обработки раствора применяют следующие реагенты.

1. Реагенты-стабилизаторы—понизители водоотдачи и вязкости: углещелочной (УЩР) и торфощелочной (ТЩР) реагенты; сульфит-спиртовая барда (ССБ); сульфит-щелочной реагент (СЩР); конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ); полифенолы лесохимические (ПФЛХ); крахмал; гидролизированный полиакрилонитрил (гипан); нитролигнин и др.

2. Реагенты-регуляторы структурно-механических свойств растворов: каустическая и кальцинированная сода; жидкое стекло; хлористый натрий; известь и др.

В связи с тем, что при добавках к раствору некоторых химических реагентов образовываются пены, применяют реагенты-пеногасители: соапсток; кальциевый мылонафт; нейтрализованный черный контакт (НЧК); полиметилсилоксан (ПМС); карболинеум; сивушное масло; окисленный парафин; резиновую, каучуковую и полиэтиленовую крошку и др.

Для предупреждения возникновения прихватов бурильного инструмента липкой фильтрационной коркой, образующейся на стенках ствола скважины, а также уменьшения абразивного действия раствора на опоры долота применяют смазочные добавки: нефть, графит, сульфанол и др.

Утяжеление бурового раствора. Для утяжеления раствора применяют тонкомолотые тяжелые минералы плотностью 4,2—5,2 г/см^3: гематит, магнетит, барит, концентрат колошниковой пыли. При введении утяжелителя повышается вязкость бурового раствора, а после добавки воды уменьшается плотность, снижается вязкость и увеличивается водоотдача. Во избежание этого рекомендуется заранее смачивать утяжелитель водой или реагентом, а затем обрабатывать раствор реагентами, понижающими водоотдачу.

Специальные буровые растворы

Эмульсионные растворы — химически обработанные буровые растворы, в водной дисперсионной среде которых равномерно распределены капельки нефти. Содержание нефти доводится до 10—30% (по массе к объему раствора). Благодаря применению эмульсионных растворов повышается проходка на долото и механическая скорость бурения, особенно в пластичных и вязких породах, облегчается прокачивание раствора, значительно уменьшается опасность прихватов и затяжек инструмента.

В качестве нефтяного компонента используют чистую нефть или с некоторой примесью воды (до 20%) дизельное топливо и др. При добавлении нефти можно ориентировочно руководствоваться следующими данными. С введением 5% нефти (по массе от объема) резко снижается липкость корки, при 7—8% прекращается образование сальников. Применение эмульсионных буровых растворов не затрудняет осуществление электрометрических исследований.

Растворы на нефтяной основе готовятся из нефтепродуктов — дизельного топлива с содержанием ароматических углеводородов не более 28%. Твердая фаза раствора — окисленный битум с температурой размягчения 140—160° С, структурообразователи — окисленный парафин или окисленный битум и едкий натр. Применяют два вида растворов на нефтяной основе:

1. Раствор с дизельным дистиллятом или дизельным топливом в качестве дисперсионной среды, стабилизированный натриевым мылом окисленного парафина. Состав раствора: 10—20% битума; 1,5—3% натриевого мыла окисленного парафина; 0,7—1,5% едкого натра; 1—5% воды; остальное (до 100%) количество составляет нефтяная масса (дизельные дистиллят или топливо).

2. Раствор, приготовленный на основе дистиллятных нефтепродуктов (дисперсионная среда), стабилизированный натриевым мылом окисленного петролатума; остальные компоненты добавляются в тех же количествах, что и в растворе первого типа.

Свойства растворов, затворенных на нефтяной основе, ухудшаются при их значительном обводнении. Допустимое количество воды в таких растворах не должно превышать 10%.

Растворы на нефтяной основе рекомендуется применять для вскрытия: 1) продуктивных пластов с высокой проницаемостью и низким пластовым давлением; 2) сильно дренированных продуктивных пластов; 3) продуктивных пластов с низкой проницаемостью независимо от пластового давления, в особенности если продуктивный пласт представлен песчаником, сцементированным размокающими глинами; они же рекомендуются при проводке скважин в осложненных геологических условиях, где применение обычного бурового раствора не дает положительных результатов.

На буровой такой раствор приготавливают следующим образом.

В глиномешалку заливают 60% концентрата (27—30% рубракса, 5—6% окисленного петролатума и 64—68% дизельного топлива) и при непрерывном перемешивании вводят 40%-ный раствор каустической соды в количестве 1,5—2,5% к объему мешалки. Затем раствор перемешивают в течение 15—20 мин, чтобы щелочь прореагировала с окисленным петролатумом, после чего добавляют дизельное топливо или нефть до полного объема мешалки и перемешивают еще в течение 10—15 мин.

Параметры раствора, затворенного на нефтяной основе, в процессе бурения второго ствола при необходимости регулируют добавками концентрата, дизельного топлива и утяжелителя.

Контроль за параметрами промывочной жидкости. При бурении второго ствола необходимо поддерживать параметры промывочной жидкости согласно геолого-техническому наряду. Оперативный контроль за параметрами промывочной жидкости осуществляется с помощью БКР (бурового комплекта раствора), в состав которого входят: ареометр АБР-1, вискозиметр ВБР-1, термометр ТБР-1 и секундомер СДПр-1б-1.

Для полного контроля за параметрами бурового раствора предназначен комплект лаборанта КЛР-1 — комплект средств информационной системы службы буровых растворов. Этот комплект предназначен для проверки данных, полученных замерщиком или помощником бурильщика с помощью комплекта БКР-1, и определения других параметров бурового раствора (процент содержания песка, толщина глинистой корки), а также некоторых специальных параметров.

Значительная часть возникающих осложнений при бурении второго ствола происходит вследствие несоответствия свойств промывочной жидкости геологическим условиям проводки скважин. Обычно на борьбу с осложнениями затрачивается больше средств и времени, чем на профилактические мероприятия по их предупреждению.

Борьба с поглощением промывочной жидкости. Поглощения промывочной жидкости обычно наблюдаются при бурении второго ствола в кавернозных и пористых породах, а также в сильно дренированных продуктивных пластах. Борьба с поглощением промывочной жидкости ведется:

1) снижением перепада давления между скважиной и пластом, поглощающим жидкость, или изменением параметров промывочной жидкости;

2) изоляцией пласта, поглощающего жидкость, от скважины закупоркой каналов поглощений спецматериалами, цементными растворами и пластами;

3) бурением без циркуляции промывочной жидкости.

Основное мероприятие по предотвращению поглощения промывочной жидкости заключается в применении специальных буровых растворов с минимально возможной для данных условий плотностью, большой вязкостью, прочной структурой и минимальной водоотдачей.

При слабых и средних поглощениях буровой раствор должен иметь следующие параметры: минимальную плотность, условную вязкость от 80 с и более, водоотдачу — 5÷6 $см^3$ за 30 мин.

Для получения буровых растворов, обладающих перечисленными свойствами, используются различные реагенты:

1) жидкое стекло — до 5% по массе от объема циркулирующего раствора;

2) каустическая сода — до 4% по массе от объема циркулирующего раствора (количество соды указано исходя из твердого вещества);

3) известь — в количестве до требуемой вязкости бурового раствора (известковое молоко приготавливается на скважине в глиномешалке, для чего 3/4 ее объема заливают водой, а затем до полного объема загружают гашеной известью, после тщательного перемешивания добавляют в раствор через желоб);

4) бурый уголь и каустическая сода, добавляемые в буровой раствор в виде УЩР, содержащего повышенное количество каустической соды;

5) кератиновый клей, добавляемый для снижения плотности раствора и повышения вязкости;

6) костный клей, добавляемый для повышения вязкости;

7) различные инертные добавки, как, например, опилки и рисовая шелуха, мелкие обрезки резины и тканей, вводимые в буровой раствор через глиномешалку.

Если при использовании специальных растворов не получают положительных результатов, необходимо применять для промывки скважины аэрированную жидкость и пены.

При катастрофических поглощениях промывочной жидкости необходимо применять быстросхватывающиеся тампонажные смеси, приготовленные на базе тампонажных цементов с введением в воду для затворения определенного количества ускорителей структурообразования (схватывания) растворов:

1) быстрогустеющие глиноцементные смеси (БГС);

2) быстросхватывающиеся смеси (БСС).

Рецепты приготовления БГС и БСС приведены в табл. III.37, III.38.

При практическом применении различных цементных смесей для ликвидации поглощения подбирать их рецептуры необходимо с учетом значений забойной температуры и давления, так как с их увеличением сроки схватывания смесей сокращаются.

При катастрофических поглощениях промывочной жидкости в процессе бурения второго ствола, где обычные методы (закачка тампонажного цемента или

Таблица III.37

Рецепты приготовления быстросхватывающихся смесей и высоковязких БСС для восстановления циркуляции жидкости

БСС	В процентах по массе цемента	БСС	В процентах по массе цемента
Быстросхватывающаяся			
Рецепт 1:		Рецепт 2:	
тампонажный цемент гипсоглиноземистый	80—50	тампонажный цемент	100
тампонажный глиноземистый цемент	20—50	бентонитовая глина	5—10
вода	40—60	кальцинированная сода	5—10
Рецепт 2:		вода	50—70
тампонажный цемент	100	Рецепт 3:	
хлористый кальций	6—10	тампонажный цемент	100
вода	40—50	бентонитовая глина	2—5
Рецепт 3:		жидкое стекло	3—4
тампонажный цемент	100	кальцинированная сода	2—5
кальцинированная сода	6—8	вода	50
вода	40—50	Рецепт 4:	
Высоковязкая		тампонажный цемент	100
Рецепт 1:		бентонитовая глина	5—10
тампонажный цемент	100	хлористый кальций	5—10
жидкое стекло	8—12	вода	50—70
вода	40—50		

Таблица III.38

Характеристика быстрогустеющих глиноцементных смесей (БГС)

Состав смеси	Количество		Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин	
	весовое, л	в процентах к массе смеси		начало	конец
Цемент тампонажный	1000 *	53,4	12	0—25	1—00
Буровой раствор ($\rho = 1{,}20$)	700	31,5			
Жидкое стекло ($\rho = 1{,}48$)	67	3,6			
Каустическая сода ($\rho = 1{,}30$)	117	6,2			
Вода	100	5,6			
Цемент тампонажный	909	50,7	18	0—27	1—00
Буровой раствор ($\rho = 1{,}20$)	545	30,1			
Жидкое стекло ($\rho = 1{,}48$)	95	5,3			
Каустическая сода ($\rho = 1{,}30$)	147	8,3			
Вода	100	5,6			
Портландцемент	1060 *	56,6	Густая паста	2—20	3—20
Буровой раствор ($\rho = 1{,}20$)	700	33,9			
Жидкое стекло ($\rho = 1{,}48$)	67	3,8			
Вода	100	5,7			

* Количество приведено в килограммах.

БСС) не дают положительных результатов, рекомендуется прокачивать песок с последующим креплением его в призабойной зоне тампонажным раствором или БСС.

Если перечисленными методами ликвидировать поглощение промывочной жидкости не удается, применяют бурение второго ствола без циркуляции жидкости. Однако это рекомендуется лишь в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. д.).

В процессе бурения при поглощении бурового раствора в каналы вместе с промывочной жидкостью проникает также и разбуренная порода. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо внимательно следить за показаниями индикатора массы и работой насоса.

Борьба с обвалами

Обвалы чаще всего происходят в результате применения при бурении второго ствола некачественных буровых растворов.

Признаки возникновения в скважине обвалов:

1) значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;
2) резкое повышение вязкости бурового раствора;
3) вынос раствором на дневную поверхность большого количества частиц обваливающихся пород;
4) при спуске инструмент не доходит до забоя;
5) затяжки инструмента при его подъеме.

Основные мероприятия по борьбе с обвалами:

1) применение качественного бурового раствора;
2) сокращение до минимума непроизводительных простоев и поддержание необходимого в условиях ожидаемых обвалов режима бурения;
3) обеспечение необходимой скорости восходящего потока в затрубном пространстве.

Борьба с прихватами инструмента

В процессе бурения прихваты могут происходить по следующим причинам:

1) длительное пребывание бурильной колонны в скважине в покое (без вращения);

2) сужение ствола, обусловленное набуханием или сползанием пород;

3) поглощение бурового раствора;

4) низкое качество бурового раствора, вследствие чего на стенках скважины образуется толстая липкая корка;

5) неудовлетворительная очистка бурового раствора в желобах от частиц выбуренной породы;

6) небольшая скорость восходящего потока в затрубном пространстве (менее 1,0 м/с);

7) выпадение утяжелителей из раствора;

8) искривление ствола скважины.

Установлено, что прихваты возникают вследствие прилипания бурильной колонны к глинистым коркам, отложившимся на стенках скважины, и затяжки колонны сальниками (толстых корок, сорванных со стенок скважины во время подъема бурильных труб).

Для предупреждения прихватов бурильной колонны необходимо:

1) применять высококачественные буровые растворы, создающие небольшие по толщине корки на стенках скважины;

2) обеспечивать очистку бурового раствора от частиц выбуренной породы.

Кроме того, снижение липкости корки обеспечивается добавлением к буровому раствору нефти в количестве 5—8% от объема бурового раствора. Но при этом следует учитывать, что нефть способствует повышению вязкости раствора. Для снижения липкости корки и избежания затяжек бурильных труб в буровой раствор обычно вводят серебристый графит от 0,8 — до 1,5% (по массе к объему).

Борьба с газо-, нефте- и водопроявлениями

Газо-, нефте- и водопроявления возникают в случаях, когда давление вскрываемого пласта превышает давление столба жидкости в стволе скважины. Однако газ может проникать в буровой раствор и в случаях, когда давление столба жидкости в скважине не превышает пластового давления. Обычно это происходит при длительных простоях скважины. Газ, проникая в раствор и насыщая его, снижает плотность, что может привести к его выбросу.

При вскрытии водоносных пластов вода поступает в буровой раствор при этом наблюдается снижение плотности последнего и повышение его водоотдачи.

Для предотвращения возможных газо- нефтепроявлений необходимо принимать следующие меры:

1) применять буровые растворы необходимого качества (с низкой водоотдачей, повышенной плотностью и пониженной вязкостью);

2) создавать противодавление на высоконапорные горизонты повышением плотности раствора;

3) добиваться создания тонкой плотной глинистой корки;

4) добиваться небольшой вязкости раствора, обеспечивать постоянную дегазацию выходящего раствора.

Оборудование противовыбросовое ОП2-156×320 предназначено для герметизации устья скважины, предотвращения выбросов (фонтанирования) в процессе бурения второго ствола и при других работах по текущему и капитальному ремонту при спущенных в скважину трубах и без них. Противовыбросовое оборудование обеспечивает: проведение различных видов ремонтных работ; быстрое снижение давления в скважине до атмосферного путем выпуска жидкости и газа через две выкидные линии: рабочую и запасную (аварийную); циркуляцию бурового раствора через штуцер для создания противодавления на пласт; закачку бурового раствора в скважину (в кольцевое пространство) насосом или цементировочным агрегатом.

Выпускаются два вида противовыбросового оборудования: ОП2-156×320 — для работы в районах с умеренным климатом и ОП2-156×320ХЛ — с парообогревом для работы в северных районах страны и в условиях Крайнего Севера.

В комплект оборудования входят: плашечный превентор, крестовик, гидроуправление превентором и задвижками манифольда, ручной привод превентора, разъемный желоб, манифольд и фланец.

Техническая характеристика оборудования ОП2-156×320

Диаметр проходного отверстия, мм:	
превентора	156
манифольда	100
Давление превентора, кгс/см²:	
рабочее	320
пробное	640
Управление:	
превентором	Гидравлическое, дистанционное
задвижками манифольда	Ручное — штурвалом
Рабочее давление в гидросистеме, кгс/см²	100
Габаритные размеры, мм:	
длина	1 895
ширина	650
высота	1 665
Масса, кг	12 657

Герметизация скважины осуществляется сменными плашками превентора, которые комплектуются попарно под определенный диаметр бурильных труб. Устье при отсутствии в скважине труб перекрывается глухими плашками.

Техническая характеристика превенторов ППГ-156×320 и ППГ-156×320ХЛ

Диаметр проходного отверстия, мм	156
Давление, кгс/см²:	
рабочее	320
пробное	640
Управление	Гидравлическое, дистанционное
Диаметр сменных плашек, мм	60; 73; 89; 102; 114
Габаритные размеры, мм:	
длина	1895
ширина	650
высота	775
Масса, кг	2080

Противовыбросовое оборудование может работать в двух режимах:

1) оперативная готовность при прохождении пластов с возможными нефтегазопроявлениями;

2) нормальная работа, когда нет непосредственной угрозы выброса.

Перед каждым спуском бурильных труб и подъемом инструмента из скважины необходимо проверять исправность превентора и задвижек. Буровой мастер обязан лично (не реже одного раза в неделю) проверять исправность действия превентора и задвижек.

Для предотвращения выброса и фонтанирования необходимо следующее:

1) если в скважину спущены бурильные трубы, навинтить ведущую трубу, закрыть превентор и закачивать в скважину утяжеленный буровой раствор, меняя проходное отверстие штуцера для создания противодавления на устье скважины;

2) если в скважину не спущены бурильные трубы, отверстие превентора закрыть глухими плашками; при отсутствии глухих плашек спустить в скважину несколько свечей бурильных труб с обратным клапаном, навинтить ведущую

трубу и закачивать утяжеленный буровой раствор, создавая при этом противодавление на устье скважины, меняя проходное отверстие штуцера;

3) если давление, развиваемое буровым насосом, недостаточно, необходимо использовать цементировочный агрегат высокого давления. Для глушения возникшего фонтана в затрубное пространство скважины закачивают утяжеленный буровой раствор при уменьшении проходного отверстия штуцера для создания противодавления на устье. При герметизации скважины создаваемое дополнительное давление на выкиде превентора следует снижать постепенно, по 3—7 кгс/см² в минуту.

Для замены плашек на скважине необходимо: плашки привести в крайнее открытое положение; отвинтить винты крепления крышки к корпусу и откинуть ее; выдвинуть частично плашку из крышки и снять ее с выступа штока (при помощи ручного привода); заменить вкладыш или уплотнение. При этом не обязательна разборка гидросистемы управления превентором. Достаточно ослабить болты затяжки вертлюжков.

Сборка плашек проводится в обратном порядке.

Открывая крышки, следует каждый раз вынимать торцевое уплотнение, прочищать канавку и торцевые поверхности и смазывать их маслом.

Таблица III.39

Перечень возможных неисправностей превентора и методы их устранения

Неисправность	Вероятная причина неисправности	Способ устранения
При опрессовке превентора или гидросистемы обнаружена течь	Износ плашек	Заменить плашки
	Износ стальных прокладок	Заменить прокладки
	Износ резиновых уплотнений под крышками	Заменить уплотнение
	Ослабление штуцеров и болта гидроперехода	Подтянуть гайки
Наличие в масле бурового раствора	Износ уплотнений штока плашечного превентора	Заменить уплотнение
Падение давления в магистрали	Неисправен обратный клапан	Неисправность устранить согласно инструкции
	Неисправны распределители	
	Износ резиновых уплотнений под крышками	Заменить уплотнение
	Износ уплотнений цилиндров задвижек манифольда	Заменить уплотнение
Ручной насос не обеспечивает необходимой подачи	Подсос воздуха через неплотности соединения всасывающего трубопровода или через сальниковое уплотнение поршня низкого давления	Проверить соединение всасывающего трубопровода и подтянуть болты фланца сальника
	Засорены клапаны	Осмотреть
	Переключаемая жидкость протекает через сальниковые уплотнения поршня низкого и высокого давлений	Подтянуть фланец и гайку сальника, поджимающую манжеты. При сильном износе манжет заменить их

Регулярно (один раз в 2—3 мес) необходимо проверять состояние резиновых прокладок превентора между крышками и корпусом, заменяя их при обнаружении небольших повреждений.

В случае продолжительного выброса при температуре рабочей жидкости более +80° С необходимо осмотреть состояние резиновых уплотнений.

Разборка крышек должна проводиться только в промысловой мастерской.

Перечень возможных неисправностей превентора и способы их устранения приведены в табл. III.39.

Разобщение пластов

После окончания бурения второго ствола и проведения электрометрических работ приступают к работам по разобщению пластов, сущность которых заключается в креплении стенок скважины обсадными трубами и последующем их цементировании для предохранения от обвалов и разобщения пластов друг от друга.

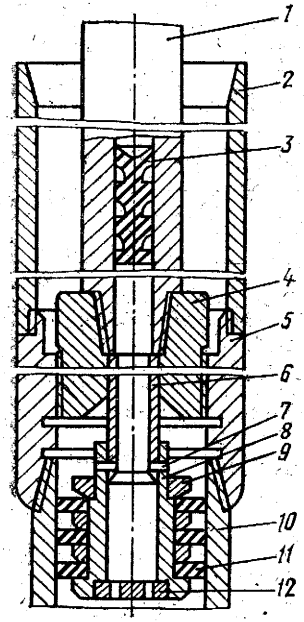


Рис. III.19. Конструкция верхней части «хвостовика»

Работы, выполняемые для спуска эксплуатационной колонны или «хвостовика», подразделяются на четыре этапа: подготовка обсадных труб; подготовка бурового оборудования и инструмента; подготовка ствола скважины; спуск колонны.

Подготовка обсадных труб. Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, необходимо заблаговременно доставить на буровую и внимательно осмотреть. Дефектные трубы следует отбраковывать при осмотре, а также в процессе свинчивания их при спуско-подъемных операциях. Если при навинчивании ручным способом труба на 5—6 ниток не довинчивается, то ее необходимо заменить. Трубу также заменяют, если она свободно завинчивается вручную до конца резьбы. Для замены отбракованных труб на скважине необходимо иметь запас труб (5% от длины спускаемой колонны).

Доставленные трубы укладывают на приемном мосту, каждую трубу необходимо пронумеровать и замерить ее длину. Резьбу труб и муфт проверяют, тщательно очищают щеткой, промывают керосином и проверяют калибром. Одновременно с обсадными трубами на буровую доставляют элементы низа обсадной колонны, обеспечивающие ее успешный спуск и цементирование.

Низ эксплуатационной колонны состоит из башмачной направляющей пробки, башмака, башмачного патрубка, обратного клапана, упорного кольца и скребков. Рекомендуется при разработке горизонта с низким пластовым давлением с целью предотвращения цементации пор и облегчения условий освоения скважины эксплуатационную колонну спускать с готовым фильтром. В этом случае конструкция низа эксплуатационной колонны должна состоять из башмачной направляющей пробки, башмака, фильтра необходимой длины, удлиненной воронкообразной муфты с прямым клапаном, короткого заливочного патрубка, эластичной брезентовой воронки, обратного клапана и упорного кольца.

При спуске «хвостовика» конструкция низа аналогична описанной выше с той лишь разницей, что при цементировании без использования заливочных пробок упорное кольцо не устанавливают и последнюю обсадную трубу спускают с воронкой. При цементировании с заливочными пробками к верхней части «хвостовика» присоединяют воронку *2* (рис. III.19) со специальной муфтой *5*, имеющей левую резьбу. «Хвостовик» *10* соединяют с колонной бурильных труб *1* с помощью переводника *4*, который ввинчивается в муфту *5*. В нижнюю часть переводника ввинчен патрубок *6*, на котором с помощью трех шпилек *7* подвешена

нижняя секция разделительной пробки. В верхнюю часть переводника ввинчивают ниппель замка бурильных труб. Нижняя секция пробки состоит из чугунного корпуса *8*, кольца с отверстиями *12*, резиновых манжет *11* и зажимной гайки *9*. Верхняя секция пробки *3* изготавливается из резины по размеру применяемых бурильных труб.

Подготовка бурового оборудования и инструмента. Перед спуском эксплуатационной колонны тщательно проверяют подъемное оборудование и инструмент. Вышку (мачту) осматривают, проверяя болтовые соединения в узлах, поясах, диагоналях. Вышка должна быть строго вертикальной, так как небольшой перекос ее вызовет большие затруднения при спуске колонны. Необходимо также проверять исправность подъемного механизма (лебедки, трактора-подъемника), силовых двигателей, прочность их крепления, состояние отдельных узлов. Особое внимание при этом следует уделять тормозной системе. Особенно тщательно проверяют состояние талевой системы и талевого каната. При неисправности талевой канат заменяют. Необходимо также проверять насосы и манифольдную линию; наличие элеваторов, круговых ключей, шаблонов и спайдера и их исправность.

Подготовка вновь пробуренного ствола к спуску в него колонны. Перед спуском эксплуатационной колонны ствол скважины от «окна» до забоя расширяют (прорабатывают) расширителем или эксцентричным долотом с таким расчетом, чтобы диаметр ствола не менее чем на 15—20% был больше диаметра муфт колонны труб, подлежащих спуску. Техническая характеристика лопастных расширителей приведена в табл. III.40.

Скорость проработки ствола скважины не должна превышать 12—15 м/ч; подача инструмента должна быть равномерной, осевая нагрузка на долото — на 20—30% меньше, чем в процессе бурения при максимальной подаче насосов и скорости восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1 м/с. Качество бурового раствора должно отвечать требованиям геолого-технического наряда. После проработки скважину промывают в течение времени, достаточного для одного или двух циклов циркуляции.

Спуск колонны. Для крепления второго ствола спускают сплошную колонну или «хвостовик».

Сплошную колонну спускают в том случае, если колонна, в которой проводились работы, деформирована выше вскрытого «окна» или имеет большой диаметр. При этом необходимо следить за соблюдением очередности спуска обсадных труб и за показаниями гидравлического индикатора массы.

При понижении нагрузки на крюке ствол скважины промывают до тех пор, пока не восстановится нагрузка, затем продолжают спуск. Первую нижнюю трубу следует пропускать через «окно» при промывке скважины. Кроме того, промывать скважину необходимо в интервалах, предусмотренных планом спуска колонны. Проверка доведения колонны до забоя достигается допуском труб при промывке скважины. При этом нагрузка не должна превышать 2—4 тс.

«Хвостовик» спускают на бурильных трубах со специальным переводником, имеющим левую резьбу. Конец «хвостовика» должен располагаться в экс-

Таблица III.40

Техническая характеристика расширителей 1РЛГ-168 и 2РЛГ-146

Показатели	1РЛГ-168	2РЛГ-146
Условный диаметр обсадной колонны, мм	168	146
Осевая нагрузка, тс	2—3	2—3
Максимальный выход лопастей, мм:		
нижних	160	121
верхних	175	140
Длина хода штока, мм	170	120
Масса, кг	36,5	28,0

плуатационной колонне на 15—20 м выше вскрытого «окна». Верхнюю часть его оборудуют воронкой, наибольший диаметр которой должен быть на 10—12 мм меньше внутреннего диаметра колонны, в которой производилась зарезка. Нижнюю трубу «хвостовика» пропускают через «окно» при промывке скважины. В процессе спуска последующих обсадных или бурильных труб их заполняют буровым раствором. После окончания их спуска навинчивают ведущую бурильную трубу, восстанавливают циркуляцию и проверяют состояние забоя промывкой.

Цементирование колонны

Цементирование обсадной колонны — одна из ответственных операций, от успешности которой зависит дальнейшая нормальная эксплуатация скважины.

Способ цементирования выбирают в зависимости от вида колонны, спущенной в пробуренный ствол (сплошной или «хвостовика»).

Нормальное цементирование. После окончания спуска сплошной эксплуатационной колонны в процессе подготовки скважины к цементированию колонну обсадных труб периодически расхаживают и непрерывно промывают скважину для предотвращения прихвата колонны. Башмак колонны устанавливают на 1—2 м выше забоя, устье оборудуют цементировочной головкой и закачивают цементный раствор.

Прокачав расчетное количество цементного раствора, отвинчивают стопорные болты на цементировочной головке и закачивают расчетное количество продавочного бурового раствора. Как только заливочная пробка дойдет до упорного кольца «стоп», наблюдается резкий подъем давления. На этом процесс цементирования заканчивается. Краны на цементировочной головке закрывают и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цементного раствора.

При цементировании неглубоких скважин с небольшим подъемом цементного раствора за колонной в качестве продавочной жидкости можно применять обычную воду.

Цементирование «хвостовика». После промывки ствола скважины на устье ее устанавливают цементировочную головку, в которую вставляют верхнюю секцию разделительной заливочной пробки. Закачивают расчетное количество цементного раствора, равное внутреннему объему бурильных труб, и продавливают его буровым раствором или водой. После продавки раствора верхняя секция пробки *3* (см. рис. III.19) войдет в нижнюю секцию и перекроет отверстия кольца *12*. При этом давление в бурильных трубах резко возрастет. Шпильки *7*, удерживающие нижнюю секцию в переводнике *4*, срезаются, и обе секции как одно целое перемещаются вниз по «хвостовику». После резкого увеличения давления колонну доводят до забоя и путем вращения инструмента по часовой стрелке освобождают бурильные трубы с переводником от «хвостовика» и вымывают излишек цементного раствора.

Через 16—20 ч после этого электротермометром определяют высоту подъема цементного раствора за колонной, оборудуют устье скважины (в случае спуска сплошной колонны), испытывают колонну на герметичность и перфорируют в интервале продуктивного пласта.

ИСПЫТАНИЕ КОЛОННЫ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

После окончания цементировочных работ по изоляции посторонних вод, возвратов на выше- или нижезалегающие горизонты, ремонтных работ, а также после цементирования колонны или «хвостовика» при бурении второго ствола эксплуатационную колонну испытывают на герметичность.

Испытание проводят:

а) в скважинах со сплошными колоннами и фильтрами после проверки глубины расположения цементного стакана, а при необходимости — после разбуривания последнего до установленной глубины;

б) в скважинах с колоннами, зацементированными в две ступени, — первое испытание после истечения срока ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) второй ступени, и второе — после разбуривания цементных стаканов до установленной глубины.

Эксплуатационные колонны на герметичность испытывают двумя способами — опрессовкой или снижением уровня:

а) после спуска колонны и ее цементирования — опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора в стволе водой; в скважинах, при опробовании и эксплуатации которых на устье отсутствует избыточное давление, эксплуатационную колонну испытывают также на герметичность снижением уровня жидкости;

б) после установки цементных мостов для возврата на вышележащие горизонты — опрессовкой и тем способом, которым был вызван приток при опробовании предыдущего изолированного пласта (снижение уровня, аэрация и др.);

в) после цементирования под давлением через специально перфорированные отверстия — опрессовкой и снижением уровня жидкости.

Если это необходимо по технологическим условиям, цементный стакан разбуривают ниже перфорированных отверстий в пределах до 3—5 м, затем герметизируют устье скважины и опрессовывают колонну с выдержкой в 30 мин.

Способ опрессовки

Устье скважины оборудуют специальной опрессовочной головкой и манометром. Жидкость в колонну обсадных труб нагнетают с такой скоростью, чтобы обеспечить плавное увеличение давления. На устье скважины оно должно быть на 20% больше, чем ожидаемое максимальное давление после освоения скважины. Давление во время опрессовки не должно быть ниже приведенных значений.

Диаметр колонны, мм	340—426	273—324	219—245	178—194	168	146—140	127—114
Давление на устье, кгс/см²	50	60	70	75	80	100	120

Значения этих давлений в зависимости от степени изношенности колонны и характера ремонтируемой скважины могут быть изменены по усмотрению геологической службы.

Если в процессе опрессовки в каком-либо сечении колонны возможно возникновение напряжений, превышающих допустимые для обсадных труб, опрессовку следует проводить секционно с помощью пакера.

Результаты испытания считаются положительными, а колонна выдержавшей испытание на герметичность способом опрессовки, если после замены бурового раствора водой отсутствует перелив жидкости и выделение газа из колонны, а также если давление в течение 30 мин не снижается или снижается не более, чем на 5 кгс/см² при давлении выше 70 кгс/см², и не более, чем на 3 кгс/см² при давлении испытания ниже 70 кгс/см². Наблюдения за изменениями давления рекомендуется начинать через 5 мин после достижения указанных значений давления опрессовки.

В случае превышения этой нормы необходимо принять меры по обеспечению герметичности колонны, после чего испытание следует повторить. Если нагнетанием жидкости давление на устье скважины повысить до указанного контрольного значения не удается, то колонна считается негерметичной.

Способ снижения уровня

Уровень жидкости в обсадной колонне снижают с помощью компрессора, штанговых или бесштанговых насосов, а также оттартыванием жидкости желонками или свабами.

Снижение уровня в колонне в пределах глубин 800—1000 м производится оттартыванием с помощью обыкновенной желонки.

Процесс снижения уровня с помощью компрессора состоит в том, что в скважину спускают НКТ или бурильные трубы и газом (сжатым воздухом) выдавли-

вают жидкость. Глубина первоначального спуска труб зависит от давления, развиваемого компрессором. Затем уровень снижают при постепенном допуске труб до заданной глубины отдельными секциями.

Снижение уровня путем вытеснения жидкости через колонну бурильных труб или НКТ осуществляется следующим образом. Колонну труб с заглушенным нижним концом спускают до забоя, при этом жидкость вытесняется из скважины. Затем трубы поднимают на высоту h_1, навинчивают патрубок с отверстием и вновь спускают до забоя. Во время спуска труб жидкость проникает в них через отверстие в патрубке, а при подъеме выливается. Глубину установки патрубка с отверстием определяют по формуле

$$h_1 = \frac{h + H\left(\frac{d}{D}\right)^2}{1 - \left(\frac{d}{D}\right)^2}, \qquad \text{(III.6)}$$

где h — глубина снижения уровня в эксплуатационной колонне, м; H — глубина скважины, м; d — наружный диаметр труб, м; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Максимальную глубину снижения уровня h определяют по формуле

$$h \leqslant H\left(\frac{d}{D}\right)^2 \frac{1 + \left(\frac{d_1}{d}\right)^2 - \left(\frac{d}{D}\right)^2}{1 + \left(\frac{d_1}{D}\right)^2 - \left(\frac{d}{D}\right)^2}. \qquad \text{(III.7)}$$

Здесь d_1 — внутренний диаметр спускаемых труб, м.

При испытании эксплуатационных колонн на герметичность описанным способом необходимо снизить уровень до таких пределов, чтобы остающийся в скважине над испытанным предыдущим объектом столб жидкости был по высоте на 20% менее того, при котором был вызван приток в процессе опробования этого объекта. Уровень не должен быть выше того, при котором возможен приток из объекта, подлежащего опробованию, или значений, приведенных ниже.

Глубина скважин, м . .	До 500	500—1000	1000—1500	1500—2000	Более 2000
Снижение уровня (не менее), м	400	500	650	800	1000

Колонна считается герметичной, если в течение одного часа не наблюдается перелива жидкости или выделения газа.

Колонна также считается герметичной, если уровень жидкости, сниженный за 8 ч наблюдения, поднимается не выше значений (в м), приведенных в табл. III.41.

Замеры уровня жидкости следует проводить с помощью лебедки аппарата Яковлева, уровнемера или других приборов через каждые 2 ч.

Если в течение 8 ч высота подъема жидкости будет больше, чем указано в табл. III.41, проводят повторный замер в течение 8 ч. Если и в этом случае высота подъема жидкости окажется выше нормы, колонна считается негерметичной.

Иногда не удается снизить уровень жидкости. Это указывает на то, что в скважину через нарушения в колонне проникает жидкость. Работы по ее от-

Таблица III.41

Диаметр колонны, мм	При снижении уровня на глубину, м				
	до 400	400—600	600—800	800—1000	более 1000
114—219	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0
Свыше 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5

бору следует проводить до тех пор, пока нагнетаемая жидкость не будет поглощаться (условие для повторного цементирования). Испытание колонн на герметичность оформляется специальным актом.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

При оформлении материалов по ликвидации скважин и списанию затрат скважины подразделяются на пять категорий.

Первая категория — скважины, заложенные с целью поисков, разведки и оконтуривания месторождений полезных ископаемых и структур для подземного хранения нефти, газа и нефтепродуктов, выполнившие свое назначение и после окончания бурения оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях (сухими или водяными); скважины, не доведенные до проектной глубины, так как дальнейшее их бурение по геологическим причинам признано нецелесообразным.

Вторая категория — эксплуатационные и оценочные скважины, пробуренные с целью добычи нефти и газа, оказавшиеся сухими или водяными; нагнетательные и наблюдательные скважины, оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях.

Третья категория — все скважины, подлежащие ликвидации по техническим причинам (аварии и осложнения в процессе бурения и эксплуатации).

Скважины третьей категории ликвидируют, если проведенные работы по ликвидации аварий и осложнений не дали положительных результатов и дальнейшее проведение их признано нецелесообразным.

Четвертая категория — эксплуатационные скважины, полностью обводнившиеся пластовой водой или истощенные, а также нагнетательные и наблюдательные скважины при невозможности или нецелесообразности их дальнейшего использования по геологическим причинам.

При снижении дебитов нефти и газа ниже установленного предела рентабельности скважину ликвидируют только в том случае, если невозможно повысить ее дебит известными методами или если она не может быть использована в качестве нагнетательной, контрольной или для возврата на другие горизонты.

Пятая категория — скважины, расположенные в застроенных зонах (предприятия, жилые массивы, водохранилища и т. д.), ликвидируемые после стихийных бедствий (землетрясения, оползни и т. д.), а также скважины специального назначения, выполнившие свою задачу.

Причины ликвидации скважин

В бурении: нарушение технической колонны, аварии с бурильным инструментом, поглощение раствора, беспрерывные обвалы, сужения ствола, открытое фонтанирование и т. д.

В эксплуатации: нарушение (слом, смятие) эксплуатационной колонны, сложная авария с подземным оборудованием, непрерывное образование пробок, обводнение посторонними водами, вследствие чего дальнейшая эксплуатация скважины уже невозможна.

Материалы по ликвидации скважин оформляют в соответствии с существующими положениями и согласуют с Госгортехнадзором. Объем и характер работ по ликвидации скважин зависит от их назначения, конструкции и состояния ствола.

Работы по ликвидации скважин, в которые спущены только технические колонны, заключаются в следующем. В интервалах со слабыми нефтяными и газовыми пластами или пластами, оказавшимися в данной скважине непродуктивными, устанавливают цементные мосты высотой, равной мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают на высоту не менее 50 м. Ствол скважины полностью заполняют буровым раствором, позволяющим создать давление на забой, превышающее пластовое.

Если в разрезе скважины не обнаружены напорные минерализованные или сероводородные воды, допускается извлечение технических колонн, при этом

в башмаке последней остающейся в скважине колонны устанавливают цементный мост высотой не менее 50 м.

Устье ликвидируемой скважины оборудуют репером следующим образом. При оставленной технической колонне на сплюснутой сверху 73-мм трубе на глубину не менее 2 м опускают деревянную пробку и заливают скважину до устья цементным раствором. Над устьем устанавливают бетонную тумбу размером 1,0×1,0×1,0 м. Высота репера над бетонной тумбой должна быть не менее 0,5 м. При извлеченной технической колонне репер устанавливают в кондукторе или шахтовом направлении, а затем сооружают тумбу размером 1,0 × × 1,0×1,0 м.

Работы по ликвидации скважин после их опробования при спущенной эксплуатационной колонне проводят так же, как описано выше. Обсадные колонны в этом случае извлекают, если залежь чисто нефтяная и отсутствуют напорные минерализованные пластовые воды, загрязняющие верхние пресные воды. Если обсадные колонны невозможно извлечь, устье закрывают глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем или заглушкой, после чего устанавливают репер.

Ликвидационные работы в эксплуатационных скважинах в связи с полным истощением продуктивных пластов и их обводнением, а также в нагнетательных и наблюдательных скважинах, которые в дальнейшем не могут быть использованы для других целей, проводят так же, как было описано выше.

Работы в скважинах, подлежащих ликвидации вследствие технических причин или некачественной проводки и аварий, проводят по специальным проектам (планам), согласованным с Госгортехнадзором.

Работы по ликвидации скважин, находящихся на балансе НГДУ, ведут бригады по капитальному ремонту скважин.

РАЗДЕЛ IV

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

К методам повышения нефтеотдачи пластов, осуществляемым силами бригад по текущему и капитальному ремонтам скважин, относятся: 1) кислотные обработки скважин; 2) гидравлический разрыв пласта; 3) виброобработка призабойной зоны скважин; 4) тепловое воздействие на призабойную зону скважин; 5) обработка призабойной зоны скважин ПАВ и др.

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки забоев (фильтров), призабойной зоны, подъемных НКТ соляной кислотой при освоении скважин, увеличения проницаемости призабойной зоны, очистки забоев от солевых, парафинисто-смолистых отложений (термокислотные обработки) и очистки труб от парафина, солей и продуктов коррозии.

Химические реакции при взаимодействии кислоты с карбонатными породами протекают следующим образом:

для известняков

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2,$$

для доломитов

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2.$$

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами — двухлористый кальций ($CaCl_2$) и двухлористый магний ($MgCl_2$) — хорошо растворимые в воде, а также остаток прореагировавшей кислоты при промывке скважины извлекаются на поверхность. Углекислый газ CO_2 в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа либо растворяется.

Под воздействием соляной кислоты образуются пустоты, каверны, «каналы разъедания» в призабойной зоне, вследствие чего увеличивается проницаемость последней, а следовательно, и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.

Приготовление рабочего раствора соляной кислоты

Концентрированную соляную кислоту разбавляют до заданного содержания HCl (рабочего раствора) на месте ее хранения (базе) или непосредственно у скважины перед ее обработкой.

Так как соляная кислота, поступающая с заводов, может иметь различную концентрацию, необходимо определить количество воды, потребное для ее разбавления до заданной концентрации.

Объем товарной кислоты $V_т$, необходимый для получения $V_р$ кубометров рабочего раствора заданной концентрации, определяют по формуле

$$V_т = V_р \frac{\rho - 1}{\rho_т - 1}, \qquad (IV.1)$$

где $V_т$ — объем концентрированной товарной кислоты, м³; $V_р$ — объем рабочего раствора, м³; $\rho_т$ — плотность товарной кислоты, г/см³; ρ — заданная плотность готового рабочего раствора кислоты, г/см³ (находят по табл. IV.1 исходя из заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе).

Таблица IV.1

Плотность растворов соляной кислоты при 15° С и содержание HCl

Плотность при 15° С, г/см³	Концентрация HCl, % вес	Содержание HCl в 1 м³, кг	Плотность при 15° С, г/см³	Концентрация HCl, % вес	Содержание HCl в 1 м³, кг
1,030	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,60	0,315
1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,404

Раствор заданной концентрации приготавливают следующим образом. Кислоту, разведенную в протарированных емкостях, смешивают с расчетным количеством воды и необходимыми добавками (ингибиторами, ПАВ и др.). Добавки ингибиторов и ПАВ обычно настолько незначительны, что поправки на объемы этих реагентов не вводятся.

Виды солянокислотных обработок и технология их проведения

На практике широко применяют следующие разновидности кислотных обработок: 1) кислотные ванны; 2) обычные кислотные; 3) под давлением; 4) пенокислотные; 5) серийные; 6) поинтервальные (ступенчатые); 7) кислотоструйные; 8) термохимические и термокислотные.

Кислотные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений из пластовых вод, а также для очистки фильтра в скважинах со спущенным перфорированным «хвостовиком» в интервале продуктивного объекта, освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ.

Кислотная ванна отличается от других видов солянокислотных обработок тем, что рабочий раствор кислоты закачивают в скважину в объеме ствола (или колонны) до забоя, не продавливая в пласт. При этом раствор кислоты выдерживают в интервале обработки в течение 16—24 ч. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой.

Скважины с открытым стволом обычно обрабатывают кислотным раствором с содержанием HCl от 15 до 20%, а обсаженные скважины — раствором с содержанием HCl от 10 до 12%. В качестве промывочной жидкости обычно применяют воду.

Обычные (простые) кислотные обработки предназначены для воздействия на породы призабойной зоны с целью увеличения их проницаемости; процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт.

Подготовка скважины заключается в очистке ее забоя от пробки. Для очистки стенок колонны и труб от продуктов коррозии в скважину закачивают раствор соляной кислоты и, не продавливая в пласт, выдерживают ее в течение нескольк-

ких часов (кислотная ванна). Затем кислоту вымывают на поверхность обратной промывкой.

Процесс солянокислотной обработки скважин заключается в следующем. Вначале путем закачки нефти или воды создают циркуляцию (рис. IV.1, *а*). Затем при открытом кране на отводе затрубного пространства в трубы закачивают расчетное количество приготовленного раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта (рис. IV.1, *б*). После этого закрывают кран на отводе затрубного пространства и под давлением закачивают в скважину остатки кислотного раствора. Кислота начинает проникать в пласт (рис. IV.1, *в*). Оставшуюся в трубах и в фильтровой части скважины кислоту также продавливают в пласт нефтью или водой (рис. IV.1, *г*).

Потребный для обработки объем кислотного раствора выбирают в зависимости от мощности и физических свойств пласта, химического состава породы и коли-

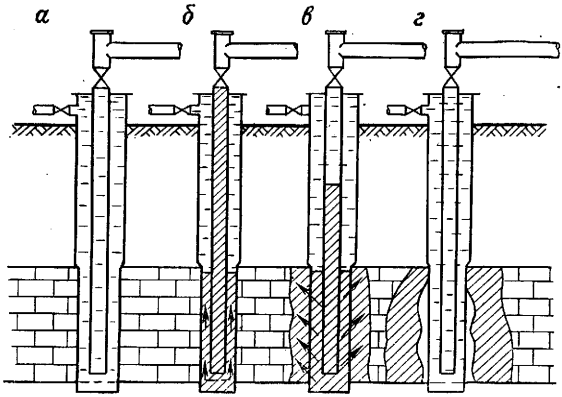


Рис. IV.1. Схема обработки скважины соляной кислотой

чества предыдущих обработок. На основании имеющегося опыта по обработке карбонатных коллекторов рекомендуются следующие средние объемы потребного кислотного раствора на 1 м обрабатываемого интервала пласта (кислота 8—15%-ной концентрации), м³:

для первичных обработок гранулярных пород:	
малопроницаемых, тонкопористых	0,4—0,6
высокопроницаемых	0,6—1,0
для вторичных обработок гранулярных пород:	
малопроницаемых, тонкопористых	0,6—1,0
высокопроницаемых	1,0—1,5
для первичных обработок трещиноватых пород . . .	0,6—0,8
для вторичных обработок трещиноватых пород . . .	1,0—1,5

Для последующих обработок объем кислотного раствора увеличивают на 20—40% или повышают концентрацию рабочего раствора.

При простых обработках необходимо, чтобы уровень кислоты в затрубном пространстве в период закачки и продавки ее в пласт находился только в пределах интервала ствола скважины, выбранного для обработки.

Важное условие успешности солянокислотных обработок — время выдерживания кислоты в пласте, которое зависит от многих факторов и для различных условий различно.

Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания: при оставлении последней порции кислоты в открытом стволе скважины — от 8—12 ч до 24 ч;

при задавливании всей кислоты в пласт:

при температуре забоя 15—30° С — до 2 ч;

при температуре от 30 до 60° С — 1—1,5 ч.

Точные сроки времени выдерживания кислоты на реагирование устанавливаются опытным путем для каждого эксплуатационного объекта на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его в пласте.

Кислотные обработки под давлением применяют с целью продавливания кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. Этот вид обработки рекомендуется проводить с применением пакера.

При открытом кране на отводе затрубного пространства и неопосаженном пакере в скважину закачивают кислоту в объеме труб и подпакерного пространства, после чего пакером герметизируют затрубное пространство и закачивают

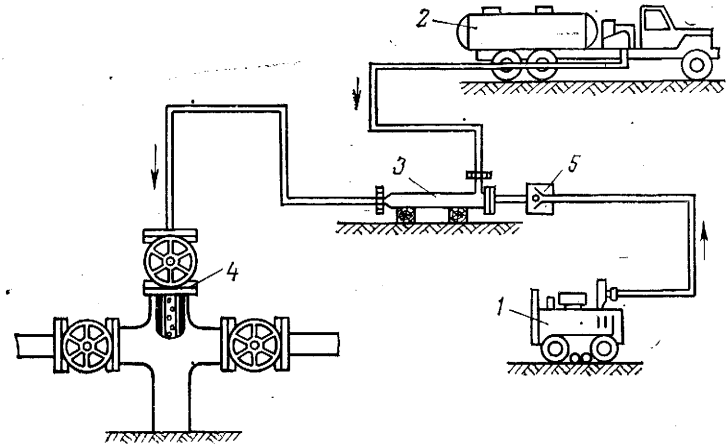


Рис. IV.2. Схема обвязки оборудования при обработке скважин пенами:
1 — компрессор; *2* — кислотный агрегат; *3* — аэратор; *4* — крестовина; *5* — обратный клапан

кислоту в объеме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки. Затем, не снижая давления, вслед за кислотой прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают кран на головке арматуры. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления.

Пенокислотные обработки применяют при больших мощностях пласта или низких пластовых давлениях. Сущность этого вида обработки заключается в том, что в призабойную зону скважины вводят аэрированный раствор ПАВ в виде пены.

Для пенокислотной обработки используют кислотный агрегат, передвижной компрессор (или воздух из ГВРБ) и аэратор. Схема обвязки оборудования устья скважины показана на рис. IV.2.

Аэратор (рис. IV.3) предназначен для перемешивания раствора соляной кислоты с воздухом (аэрации) и образования пены. Для создания пены к раствору кислоты добавляют 0,1—0,5% ПАВ от объема раствора при средней степени аэрации (т. е. объема воздуха в кубических метрах на 1 м^3 кислотного раствора в пределах 15—25). В качестве ПАВ применяют сульфонол, ОП-7, ОП-10, катапин, дисолван и др.

Серийные обработки заключаются в том, что призабойную зону скважины обрабатывают несколько раз с интервалами между обработками в 5—10 суток с целью вывода скважины на максимальную производительность за короткий срок.

Поинтервальными (ступенчатыми) называют последовательные обработки нескольких интервалов пласта значительной мощности с целью

полного охвата пласта по всей мощности или отдельных его продуктивных пропластков. После обработки первого интервала и кратковременной его эксплуатации принудительно-направленным способом обрабатывают следующий интервал или пропласток и т. д., пока полностью не будут охвачены мощность пласта или его пропластки.

Поинтервальные обработки применяют в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах с открытым забоем, а также в скважинах, закрепленных обсадной колонной. Проводить их целесообразно в начальный период эксплуатации скважин или после выхода их из бурения.

Кислотоструйные обработки через гидромониторные насадки (сопла). Сущность метода заключается в том, что растворяющее действие активной кислоты и механическое разрушающее действие струи большого напора

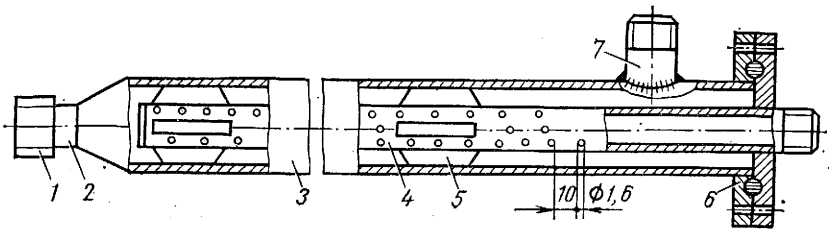


Рис. IV.3. Аэратор:

1 — гайка под трубы; *2* — переводник; *3* — корпус; *4* — труба для воздуха; *5* — центратор; *6* — фланец с прокладкой; *7* — труба для кислотного раствора

способствуют: очистке стенок скважин от цементной и глинистой корок; разрушению и удалению плотных забойных песчаных пробок струями, направленными в пробку; интенсивному разрушению пород с созданием каналов растворения в заданном интервале пласта для последующего направленного гидравлического разрыва пласта.

При таких обработках необходимо обеспечивать максимально возможную для данного диаметра сопла скорость выходящей струи.

Термохимические обработки. Сущность метода заключается в обработке скважины горячей соляной кислотой, нагрев которой происходит за счет теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и магнием (или другими химреагентами) в специальном реакционном наконечнике, спущенном на НКТ в пределы интервала, намеченного под обработку.

Термокислотные обработки — комбинированный процесс, в первой фазе которого осуществляется термохимическая обработка, во второй (без перерыва во времени после термохимической) — обычная солянокислотная обработка.

Термохимическую обработку применяют для очистки призабойной зоны скважин от асфальтосмолистых, парафиновых и других отложений. Наиболее целесообразно применять обработки при температуре забоя не более 40° С. При растворении 1 кг магния в соляной кислоте выделяется 18,9 МДж тепла.

Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л 15%-ной соляной кислоты, которая при этом полностью нейтрализуется и выделившимся теплом (18,9 МДж) нагревается до температуры 308° С. Оптимальным для обработки считают такое соотношение количества магния и соляной кислоты, при котором остаточная концентрация HCl составляет 11—12%, а температура кислотного раствора на выходе из наконечника 75—80° С. Такое соотношение (при температуре на забое скважины 20—30° С) достигается, если на 1 кг магния приходится от 70 до 100 л 15%-ной соляной кислоты. В табл. IV.2 приведены данные о необходимых количествах соляной кислоты.

Таблица IV.2

Количество 15%-ной соляной кислоты, потребное для термохимической обработки

Увеличение температуры, °С	Количество 15%-ной соляной кислоты (в л) на количество магния, кг				Остаточная концентрация HCl, %
	1	40	60	80	
100	60	2400	3600	4800	10,5
85	70	2800	4200	5600	11,0
75	80	3200	4800	6400	11,4
60	100	4000	6000	8000	12,2

Оборудование для кислотной обработки скважин

Агрегат Азинмаш-30А предназначен для транспортирования кислоты и нагнетания ее в скважину, а также для механизированной дозировки плавиковой кислоты в процессе нагнетания. Оборудование агрегата герметизировано и обеспечивает безопасную работу обслуживающего персонала.

Техническая характеристика агрегата АЗИНМАШ-30А

Тип агрегата	Передвижной на шасси автомобиля КрАЗ-257
Грузоподъемность автомобиля, т	12
Двигатель автомобиля:	
тип	ЯМЗ-238
частота вращения вала, об/мин	2100
Развиваемая мощность, л. с.	240
Насос:	
тип	Трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия
шифр	4НК-500
диаметр сменных плунжеров, мм	100, 120
длина хода плунжера, мм	130
максимальное число двойных ходов в минуту	240
передача	Зубчатая, цилиндрическая с косыми зубьями
Цистерна:	
число отсеков	2
объем, $м^3$:	
первого отсека	3
второго отсека	3
внутреннее покрытие стенок	Гуммировано мягкой резиной с подслоем полуэбонита
Дополнительная цистерна:	
число отсеков	2
объем, $м^3$:	
первого отсека	3
второго отсека	3
внутреннее покрытие стенок	Гуммировано мягкой резиной с подслоем полуэбонита

монтажная база	Двухосный прицеп МАЗ-5243Ш грузоподъемностью 6800 кг
Баллон для химических реагентов:	
объем, л	200
внутреннее покрытие стенок	Гуммировано
способ вытеснения жидкости	Сжатым воздухом
Манифольд:	
диаметр нагнетательного трубопровода, мм	50
диаметр приемного трубопровода, мм	100
общая длина вспомогательного трубопровода (4 трубы по 4300 мм), мм	17 200
Основные размеры агрегата в целом (без прицепа), мм:	
длина общая	16 450
длина без прицепа	10 250
ширина	2 750
высота агрегата	2 980
высота прицепа	3 080
Масса агрегата, кг:	
общая	21 632
без прицепа	15 834
Масса транспортируемой жидкости, кг:	
общая	14 000
без прицепа	8 000

Характеристика агрегата приведена в табл. IV.3.

Агрегат АКПП-500 отличается от агрегата АзИНМАШ-30А меньшей емкостью цистерны и отсутствием баллона для химических реагентов. На шасси автомобиля КрАЗ-255Б высокой проходимости смонтированы: трехплунжерный насос 5НК-500 одинарного действия, гуммированная цистерна и трубопроводы с арматурой.

Высокая проходимость автомобиля позволяет использовать агрегат в период весенней и осенней распутицы в условиях труднопроходимых дорог и бездорожья со снежным покровом до 40 см.

Таблица IV.3

Характеристика агрегата АзИНМАШ-30А

Скорость	Частота вращения, об/мин		Диаметр плунжера, мм			
			100		120	
	вала двигателя	коренного вала насоса	Подача, л/с	Давление, кгс/см²	Подача, л/с	Давление, кгс/см²
II	1600	49,3	2,24	500	3,23	344
III		94,0	4,28	259	6,16	180
IV		143,0	6,51	171	9,36	118
V		215,0	9,78	113	14,08	79
II	1800	55,5	2,52	475	3,63	330
III		106,0	4,82	248	6,94	172
IV		161,0	7,32	163	10,54	113
V		242,0	10,91	108	15,85	76

Техническая характеристика агрегата АКПП-500

Емкость гуммированной цистерны, м³	3
Насос	5НК-500
Максимальная подача, л/с	15,8
Максимальное давление, кгс/см²	500
Основные размеры, мм:	
длина	8 645
ширина	2 750
высота	3 760
Масса, кг	16 090
Масса транспортируемой жидкости (не более), кг	3 600

Кислотовоз КП-6,5 предназначен для транспортировки ингибированной соляной кислоты и подачи ее на насосный агрегат.

На шасси автомобиля КрАЗ-255Б высокой проходимости смонтированы: цистерна, центробежный одноступенчатый насос 3Х-9В-3-51 и трубопроводы с запорной арматурой.

Техническая характеристика кислотовоза КП-6,5

Емкость гуммированной цистерны, м³	6
Насос	3Х-9В-3-51
Подача, м³/ч	29—60
Давление, кгс/см²	3,5—2,6
Допустимая высота всасывания, м вод. ст.	2—5
Основные размеры, мм:	
длина	8 645
ширина	2 750
высота	3 760
Масса, кг	13 420
Масса транспортируемой жидкости (не более), кг	6 450

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — процесс обработки призабойной зоны скважины с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны скважины, в результате чего увеличивается средняя проницаемость пласта в зоне распространения трещин и значительно улучшаются условия притока жидкости. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. При достижении давления, превышающего гидростатическое примерно в 1,5—2,5 раза, расширяются естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью. В дальнейшем эта жидкость извлекается в процессе эксплуатации скважин.

ГРП применяют для: а) увеличения продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин; б) регулирования притоков и приемистости по продуктивной мощности пласта; г) создания водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

Разновидности гидроразрыва пластов

Различают три основных вида процесса ГРП: а) однократный; б) многократный; в) направленный (поинтервальный).

При однократном разрыве предполагается создание одной трещины в продуктивной мощности пласта, многократном — образование нескольких трещин по всей вскрытой продуктивной мощности пласта. При направленном гидроразрыве трещины образуются в заранее предусмотренных интервалах мощности пласта.

До начала работ по ГРП определяют глубину забоя скважины, промывают ее для удаления пробки и загрязняющих отложений. Затем скважину исследуют на приток. Иногда для снижения давления разрыва и повышения эффективности процесса применяют гидропескоструйную перфорацию, солянокислотную обработку скважины или перестрел отверстий фильтра. Затем в скважину на НКТ спускают пакер с якорем, устанавливают его выше верхних отверстий фильтра, а устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания в скважину жидкости разрыва (рис. IV.4, IV.5).

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из следующих последовательных этапов (рис .IV.6): 1) закачки в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте; 2) закачки жидкости-песконосителя; 3) закачки продавочной жидкости для продавливания песка в пласт.

Общая продолжительность процесса гидроразрыва (в часах)

$$t = \frac{V_р + V_{жп} + V_{пр}}{Q}, \qquad (IV.2)$$

где $V_р$ — объем жидкости разрыва, м³; $V_{пр}$ — объем продавочной жидкости, м³; Q — средний расход жидкости, м³/ч.

Потребное число агрегатов устанавливают, исходя из подачи одного агрегата $q_{аг}$ и максимального расхода Q_{max} жидкости в процессе гидроразрыва с учетом одного резервного агрегата:

$$n = \frac{Q_{max}}{q_{аг}} + 1. \qquad (IV.3)$$

В неглубоких скважинах для разрыва пласта жидкость обычно закачивают непосредственно в обсадную колонну.

При значительной мощности пласта или при наличии в скважине нескольких вскрытых продуктивных пластов проводят многократный поинтервальный гидравлический разрыв: с применением временно закупоривающих материалов (зернистого нафталина, эластичных шариков из пластмассы и др.); разобщением зоны, предназначенной для образования трещин, двумя пакерами; путем последовательной изоляции нижележащих прослоев продуктивного пласта песчаной пробкой.

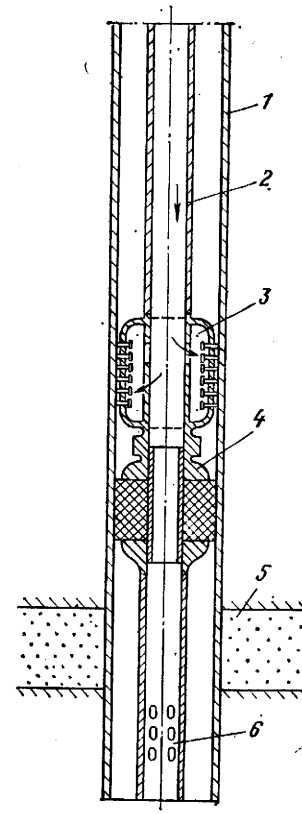


Рис. IV.4. Схема расположения подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта:
1 — обсадная колонна; *2* — насосно-компрессорные трубы; *3* — фильтр; *4* — пакер; *5* — продуктивный пласт; *6* — хвостовик

Многократный поинтервальный гидравлический разрыв с применением закупоривающих материалов проводят следующим образом. Вначале проводят гидравлический разрыв по обычной технологии, а затем в скважину вместе с жидкостью вводят вещества, временно закупоривающие образовавшиеся трещины или перфорационные отверстия против интервала разрыва. Это приводит к повышению давления и разрыву пласта в другом интервале. После этого в скважину вместе с жидкостью вводят закупоривающие вещества и добиваются разрыва в новом интервале. Таким образом, осуществляют двух-трехкратный (или многократный) разрыв пласта. При освоении скважины закупоривающие вещества либо растворяются в нефти (нафталин) и удаляются из трещин, либо выносятся потоком жидкости на поверхность (шарики из пластмассы).

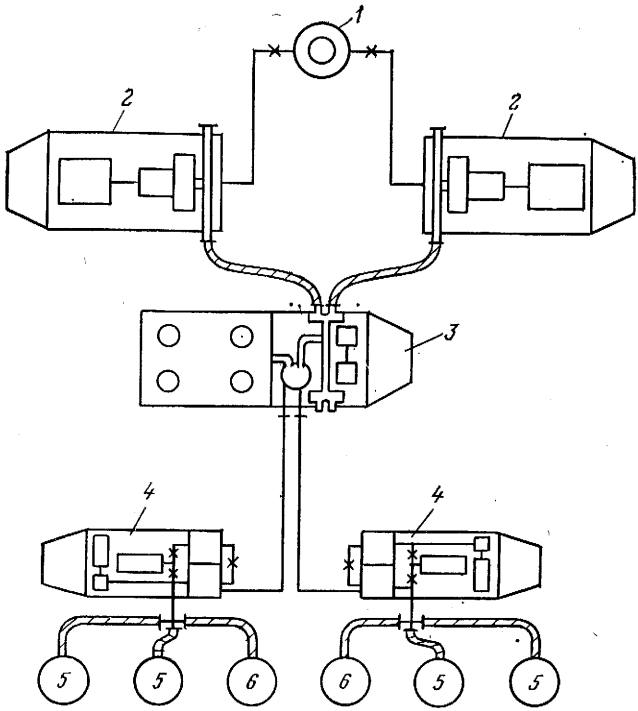


Рис. IV.5. Схема обвязки наземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

1 — скважина; *2* — агрегаты 4АН-700; *3* — пескосмесительный агрегат; *4* — вспомогательные насосные агрегаты; *5* — емкости для жидкости-песконосителя; *6* — емкости для жидкости разрыва и продавочной жидкости

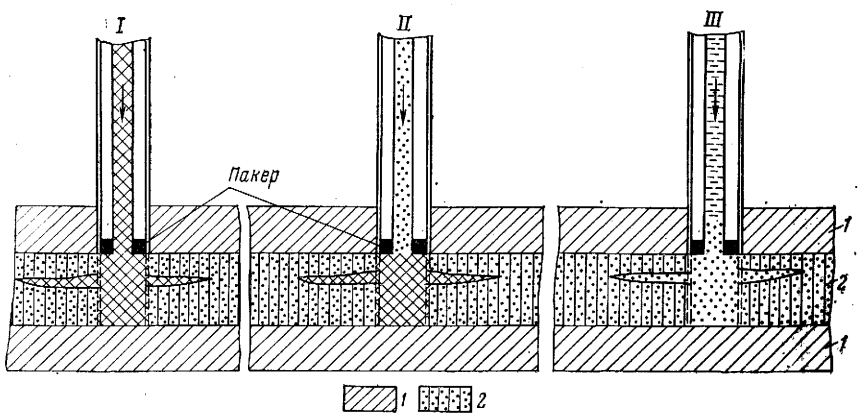


Рис. IV.6. Схема гидравлического разрыва пласта:

I — нагнетание жидкости разрыва; *II* — нагнетание жидкости-песконосителя; *III* — нагнетание продавочной жидкости; *1* — глины; *2* — нефтяной пласт

Возможные технологические схемы многократного и поинтервального ГРП приведены на рис. IV.7 и IV.8.

Объем жидкости разрыва устанавливают исходя из конкретных условий. По опытным данным АзНИПИнефти при плотных породах рекомендуется (при вскрытой мощности пласта не более 20 м) жидкость разрыва брать из расчета 4—6 м^3 на 1 м мощности пласта. При вскрытой мощности пласта

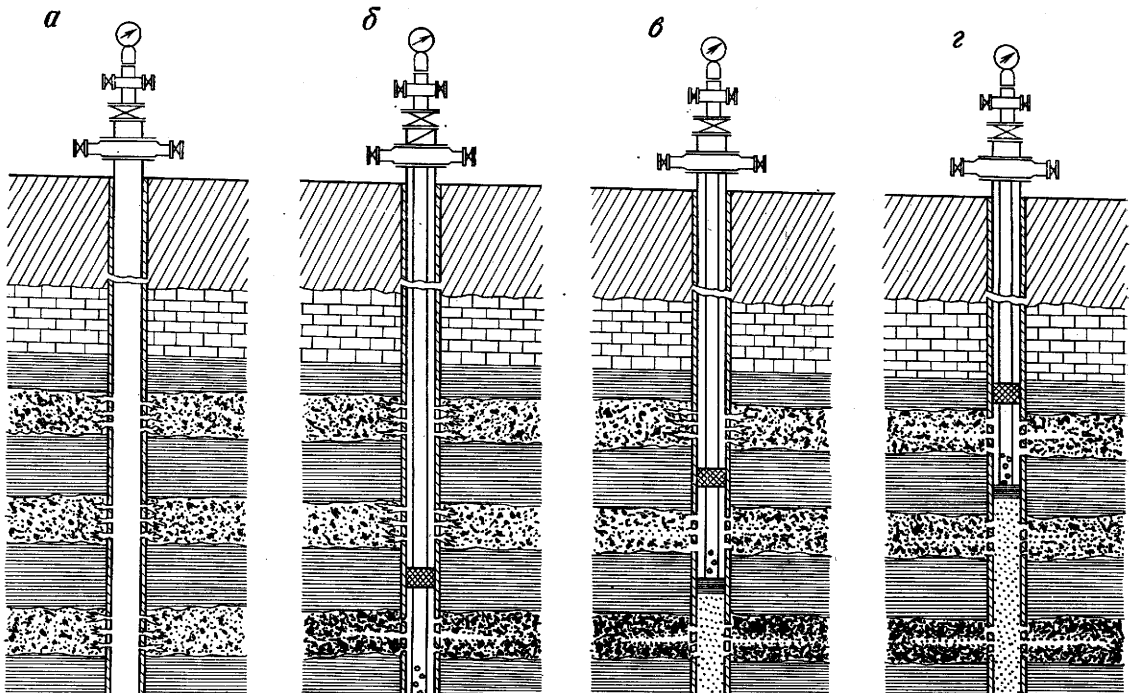


Рис. IV.7. Последовательность операций при многократном разрыве пласта с помощью пакера и засыпки нижних интервалов песком:

а — избирательная перфорация; *б* — разрыв нижнего интервала; *в* — разрыв среднего и засыпка нижнего интервалов песком; *г* — разрыв верхнего и засыпка двух нижних интервалов песком

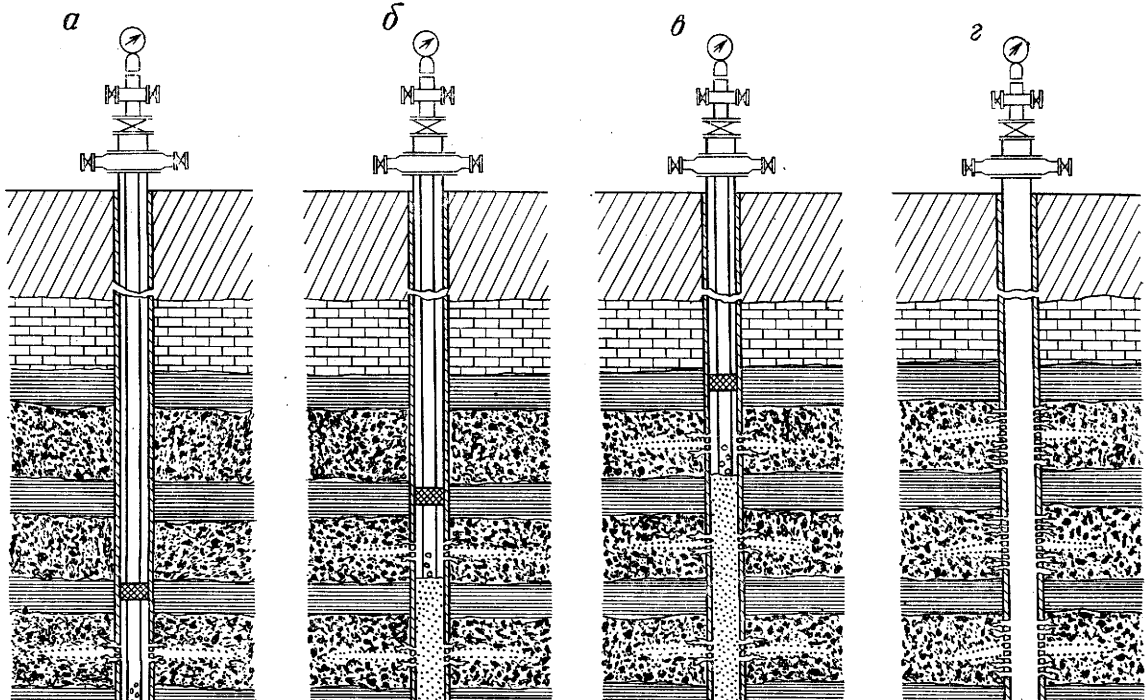


Рис. IV.8. Последовательность операций при поинтервальном гидравлическом разрыве пласта с избирательной перфорацией:

а — избирательная перфорация нижнего пропластка в узком интервале, гидроразрыв; *б* — избирательная перфорация среднего пропластка в узком интервале, засыпка песком нижнего пропластка, гидроразрыв; *в* — избирательная перфорация верхнего пропластка в узком интервале, засыпка песком среднего пропластка, гидроразрыв; *г* — промывка скважины до забоя и избирательная перфорация всех интервалов с охватом полной мощности их продуктивной части

более 20 м — на каждые 10 м мощности количество жидкости разрыва должно быть увеличено на 1—2 м³.

Для слабосцементированных рыхлых пород количество жидкости разрыва должно быть увеличено в 1,5—2 раза по сравнению с предыдущими.

Объем жидкости-песконосителя (в м³)

$$V_{жп} = \frac{10^3 Q_п}{C}, \qquad (IV.4)$$

где $Q_п$ — количество закачиваемого при гидроразрыве песка, т; C — концентрация песка в жидкости, кг/м³.

Концентрацию песка в жидкости-песконосителе определяют по эмпирической формуле

$$C = \frac{4000}{v}, \qquad (IV.5)$$

где C — оптимальная концентрация песка, кг/м³; v — скорость падения зерен песка в жидкости-песконосителе, м/ч (в зависимости от вязкости жидкости эта скорость определяется опытным путем).

Для заполнения трещин при ГРП применяют кварцевые пески с размерами зерен 0,5—0,8 мм.

Количество песка $Q_п$ для закачки в пласт зависит от степени трещиноватости пород. При определении $Q_п$ учитывают конкретные условия или основываются на опыте ранее проведенных ГРП. Обычно принимают $Q_п$ равным 8—20 т.

Рабочие жидкости и песок, используемые при ГРП

В качестве рабочих жидкостей для ГРП используют углеводородные жидкости (сырую высоковязкую нефть, керосин или дизельное топливо, загущенные мылами, нефтекислотные эмульсии и др.) и водные растворы (вода, сульфитспиртовая барда, загущенные растворы соляной кислоты и др.). Углеводородные жидкости применяют в нефтяных скважинах, а водные растворы — в нагнетательных.

Выбор жидкости разрыва определяется в соответствии с геолого-эксплуатационной характеристикой скважины, т. е. с учетом вязкости и фильтруемости, а жидкости-песконосителя — ее способностью удерживать песок во взвешенном состоянии. В основном в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя применяют одну и ту же жидкость.

На практике в качестве рабочей жидкости широко используют эмульсии (гидрофобную и гидрофильную водонефтяную, нефте-керосинокислотные и др.). Рабочая жидкость (жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость) должна удовлетворять следующим требованиям:

1) при нагнетании в пласт не снижать абсолютную и фазовую проницаемости породы; не содержать механических примесей, а при соприкосновении с пластовыми жидкостями и породой пласта не образовывать нерастворимых осадков; обладать свойствами, обеспечивающими наиболее полное удаление осадков из трещин и пористого пространства пород;

2) в условиях обрабатываемого пласта в пределах времени проведения процесса гидроразрыва вязкость рабочих жидкостей должна быть стабильной.

В качестве жидкости-песконосителя в соответствии с характеристикой пород пласта рекомендуется применять вязкие, слабофильтрующиеся жидкости, обладающие минимальной и быстро снижающейся фильтруемостью, а в качестве продавочной — сырье, маловязкие нефти или воду, обработанную ПАВ. Продавочная жидкость при всех условиях должна обладать минимальной вязкостью и способствовать отмыванию пласта от жидкости-песконосителя.

Песок при ГРП применяют для закрепления трещин и сохранения их высокой проницаемости после осуществления разрыва и снижения давления.

Чтобы удержать трещину в раскрытом состоянии, песок должен обладать достаточной прочностью и не разрушаться при сжатии трещины. Устойчивость песка зависит от нагрузки, фракционного состава и концентрации его в трещине, физической прочности и сортности. Поэтому твердость песка должна быть выше твердости пород пласта, подвергаемого ГРП.

Песок должен быть хорошо отсортирован и не содержать пылевых, илистых, глинистых и карбонатных частиц.

Оборудование, применяемое при гидравлическом разрыве пласта

В комплекс оборудования, применяемого при ГРП, входят: насосные агрегаты, пескосмесительные машины, автоцистерны для транспортировки жидкостей разрыва, арматура устья скважин, пакеры, якори и другое вспомогательное оборудование.

Насосные агрегаты 2АН-500, 3АН-500 и 4АН-700 предназначены для закачки рабочей жидкости при образовании трещин в пласте, жидкости-песконосителя и жидкости для продавки песка в пласт.

Тип и число насосных агрегатов определяют исходя из параметров обрабатываемого пласта: глубины залегания, мощности, проницаемости, степени естественной трещиноватости и т. д. Важное условие при этом — максимальное сокращение потребных агрегатов, что упрощает схему обвязки устья скважин и управление процессом и снижает стоимость работ.

Насосный агрегат 4АН-700 монтируется на шасси грузового трехосного автомобиля КрАЗ-257 и состоит из силовой установки 4УС-800; коробки передач ЗКПМ, трехплунжерного насоса 4Р-700, манифольда и системы управления.

Техническая характеристика агрегата 4АН-700

Монтажная база	Трехосный грузовой автомобиль КрАЗ-257
Грузоподъемность, т	10—12
Двигатель автомобиля:	
тип	ЯМЗ-238А
наибольшая мощность двигателя при частоте вращения вала 2100 об/мин, л. с.	215
Силовая установка:	
тип	4УС-800
двигатель	Бескомпрессорный дизель марки В2-800ТК с воспламенением от сжатия
наибольшая мощность при частоте вращения вала 2000 об/мин, л. с.	800
наибольший крутящий момент при частоте вращения вала 1200 об/мин, кгс·м	312
Коробка передач:	
шифр	ЗКПМ
наибольшая передаваемая мощность при частоте вращения вала 1800 об/мин, л. с.	721
число ступеней	4
Насос:	
тип	Трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия
шифр	4Р-700

диаметр плунжера, мм	100; 120
длина хода плунжера, мм	200
наибольшее число двойных ходов в минуту	192
максимально допустимое давление, кгс/см²	700
максимальная подача, л/с	22
условный диаметр проходного сечения коллектора, мм:	
приемного	130
нагнетательного	70
Манифольд:	
условный диаметр проходного сечения линии, мм:	
приемной линии	130
нагнетательной линии	50
Разборный трубопровод:	
число труб	6
общая длина, м	23,5
соединение труб	Посредством гибких металлических сочленений
Основные размеры агрегата, мм:	
длина	9 800
ширина	2 000
высота	3 320
Общая масса агрегата, кг	21 200

Данные о производительности насосных агрегатов 2АН-500, 3АН-500 и 4АН-700 приведены в табл. IV.4.

Пескосмесительный агрегат 3ПА, предназначенный для транспортирования песка и приготовления песчаножидкостных смесей, монтируется на автомобиле КрАЗ-257. Он состоит из бункера, в котором вмонтированы шнековые транспортеры для подачи песка в смесительное устройство (мешалку); смесительного устройства вертикального типа, центральный вал которого оснащен тремя рядами лопастей; центробежного насоса; силовой установки, выполненной на базе двигателя внутреннего сгорания (для привода центробежного

Таблица IV.4

Производительность агрегатов

Скорость	Агрегат							
	2АН-500		3АН-500		4АН-700			
	Диаметр сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	Производительность, л/с	Давление, кгс/см²	Производительность, л/с	Давление, кгс/см²	Производительность, л/с	Давление, кгс/см²	Производительность, л/с	Давление, кгс/см²
I	5,10	508	8,8	500	6,3	719	9,0	500
II	5,92	437	12,0	370	8,5	529	12,3	366
III	7,33	353	15,8	290	12,0	374	17,3	260
IV	8,92	290	20,0	230	15,0	298	22,0	207
V	11,55	224	—	—	—	—	—	—
IV	14,95	173	—	—	—	—	—	—

насоса); коробок отбора мощности (для привода шнековых транспортеров и вертикального вала смесительного устройства) и механизмов управления агрегатом. Все механизмы агрегата приводятся в действие тяговым двигателем через коробку отбора мощности и раздаточную коробку.

Пескосмесительный агрегат 4ПА предназначен для тех же целей, что и агрегат 3ПА. Этот агрегат позволяет приготавливать песчано-жидкие смеси и тампонажные растворы в широком диапазоне концентраций для всех видов обработки скважин.

Агрегат смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ-257 и состоит из пульта управления, аккумулятора, смесительного горшка, регулятора выдачи сыпучего материала, бункера, рабочего и загрузочного шнеков, пневмовибраторов, масляного и пескового насоса, монтажной рамы, регулятора уровня смеси в аккумуляторе, раздаточного и приемного коллекторов.

Привод насосов осуществляется от двигателя авомобиля; рабочий, загрузочный шнек и лопастная мешалка приводятся в действие гидродвигателями; вибраторы включены в пневмосистему автомобиля. Управление силовыми агрегатами (спуск, регулирование и остановка) централизованное из кабины водителя.

Техническая характеристика агрегатов 3ПА и 4ПА приведена в табл. IV.5.

Автоцистерны применяют для транспортирования жидкости при ГРП, гидропескоструйной перфорации и подачи ее потребителю. Не рекомендуется применять автоцистерны для транспортирования и перекачивания раство-

Таблица IV.5

Техническая характеристика пескосмесительных агрегатов 3ПА и 4ПА

Показатель	3ПА	4ПА
Монтажная база	Шасси автомобиля КрАЗ-257	
Двигатель автомобиля	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238
Насос	4ПС-9	4ПС-9
Подача насоса (песчаножидкостной смеси), м³/ч:		
минимальная	60	60
средняя	130	130
максимальная	200	200
Давление, развиваемое насосом, кгс/см²:		
максимальное	2,20	2,20
среднее	2,75	2,75
минимальное	3,00	3,00
Полезная емкость бункера, м³		6,5
Полезная емкость аккумулятора, м³	—	1,0
Масса транспортируемого песка, т	10	9
Подача шнеков, т/ч:		
минимальная	2	2
максимальная	40	50
Условный диаметр манифольда, мм:		
наливных труб	50	50
раздающего коллектора	100	100
Основные размеры, мм:		
длина	9200	8700
ширина	2915	2625
высота	3 550	3 650
Масса агрегата, кг:		
без груза	13 460	14 000
с грузом	24 000	28 000

Таблица IV.6

Техническая характеристика автоцистерн ЦР-500, ЦР-7АП и 4ЦР

Показатель	ЦР-500	ЦР-7АП	4ЦР
Транспортная база — шасси автомобиля	МАЗ-500	КрАЗ-255Б	КрАЗ-257
Мощность двигателя автомобиля, л. с	180	240	240
Емкость цистерны, м³	5,5	7,5	9,0
Насос	Трехплунжерный 1В	Центробежный, одноступенчатый	Вертикальный
Максимальная подача, л/с	13,4	14,4	16,7
Максимальное давление, кгс/см²	10,0	7,3	10,0
Потребляемая мощность, л. с.	20	20	30
Время заполнения цистерны, мин	7	7	9
Условный диаметр манифольда, мм:			
всасывающей трубы	100	100	100
нагнетательной трубы	50	50	50
Допустимая высота всасывания, м	6	6	6
Габаритные размеры, мм:			
длина	7 020	8 645	10 100
ширина	2 660	2 750	2 740
высота	2 650	3 200	2 700
Масса автоцистерны, кг			
порожней	8 000	12 170	13 300
с жидкостью ($\rho = 1$ г/см³)	13 800	19 670	22 315

ров соляной кислоты и жидкой каустической соды, а также других агрессивных жидкостей.

В табл. IV.6 приведена техническая характеристика применяемых на промыслах автоцистерн.

Универсальная арматура устья 2АУ-700 предназначена для обвязки насосных агрегатов с устьем скважины при гидравлическом разрыве пласта, гидропескоструйной перфорации, кислотных обработках и цементировании скважин.

Арматура состоит из трубной и устьевой головок, запорной арматуры и элементов обвязки головок. Укомплектована она кранами с цилиндрической пробкой, легко управляемыми при любом рабочем давлении.

Устьевая головка снабжена резиновой манжетой, обеспечивающей спуско-подъем НКТ без разгерметизации устья скважины.

Техническая характеристика арматуры 2АУ-700

Максимальное допустимое рабочее давление на головке, кгс/см²:	
трубной	700
устьевой	320
Трубная головка	
число присоединяемых линий	2
условный диаметр проходного сечения присоединяемых линий, мм	50
Устьевая головка	
число присоединяемых линий	2
условный диаметр проходного сечения подсоединяемых линий, мм	50

Краны проходные
условный диаметр проходного сечения, мм:
на нагнетательных линиях с цилиндрической пробкой 50
на контрольных линиях с зубчатым сектором . . . 25
Основные размеры, мм:
длина 2014
ширина 1670
высота 1532
Масса, кг 500

Передвижной блок манифольда 1БМ-700 описан в разделе III; пакеры и якори — в разделе I.

ВИБРООБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Виброобработка призабойной зоны — процесс воздействия на призабойную зону скважины с помощью специальных забойных механизмов (вибраторов), создающих колебания давления различной частоты и амплитуды.

Вибратор (табл. IV.17) — гидравлический механизм золотникового типа, спускаемый на НКТ и устанавливаемый против интервала, намеченного для обработки. При прокачке рабочей жидкости через забойный гидравлический вибратор последний генерирует серию гидравлических ударов и передает обрабатываемому пласту. При этом возникают большие перепады давления, которые воздействуют на поверхностные, капиллярные и другие свойства жидкостей и пластовой системы, а также на породы призабойной зоны и вызывают в них разрывы с образованием многих микротрещин.

В результате обработки призабойной зоны повышается производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин.

Применяют следующие разновидности вибровоздействия: виброобработка, виброударный гидроразрыв пласта, виброкислотная обработка, циклическое (переменное) воздействие на призабойную зону скважин.

Вибровоздействие наиболее целесообразно проводить в скважинах:

1) проницаемость призабойной зоны которых ниже средней по пласту или более удаленных зон пласта;

2) с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны в процессе бурения и ремонтных работ (в результате проникновения в пласт больших количеств бурового и цементного растворов, утяжелителей, воды и т. д.);

3) эксплуатирующих пласты, сложенные низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы;

4) с низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением.

Эффективные результаты от вибровоздействия получают в скважинах, в которых пластовые давления близки к гидростатическому. В этом случае при вскрытии фильтра промывка скважины протекает с восстановлением циркуляции. При этом давление в трубах колеблется в пределах 100—220 кгс/см², затрубное — 80—150 кгс/см², а приемистость оказывается более 8 л/с, что вполне до-

Таблица IV.7

Характеристика вибраторов

Шифр вибратора	Режим работы		Длина, мм	Диаметр, мм
	Оптимальный расход, л/с	Частота пульсации, Гц		
ГВЗ-85	10—12	200	494	85
ГВЗ-108	15—20	250	420	108
ГВЗ-135	30—35	500	500	135

статочно для создания отраженных волн, сильных импульсов и резонансных явлений.

При обработке скважин с низкой проницаемостью пласта и высоким пластовым давлением, если их приемистость не обеспечивает оптимального режима работы вибратора (т. е. оказывается менее 8 л/с), обработку ведут, попеременно открывая и закрывая затрубное пространство. В результате давление в затрубном пространстве будет колебаться в пределах 300—400 кгс/см² и удерживаться в этих пределах в течение часа. Далее в течение примерно получаса (в зависимости от гидродинамических параметров пласта) процесс ведется при открытом затрубном пространстве.

Хорошие результаты получают в тех скважинах, дебит которых подвержен резкому снижению, не связанному с уменьшением пластового давления и обводнением скважин посторонними водами. В таких случаях при виброобработке призабойной зоны удается восстановить первоначальный дебит скважин.

Подготовка скважины, технология виброобработки

До виброобработки скважину исследуют с целью выявления состояния призабойной зоны, параметров пласта и скважины.

До начала работ разрабатывают технологическую схему обработки:

а) рассчитывают глубину спуска вибратора и диаметр НКТ;

б) рассчитывают объем и количество рабочей и продавочной жидкостей (нефти и воды), ожидаемых давлений;

в) рассчитывают потребное число агрегатов и их типы, разрабатывают схему их расстановки (применительно к условиям конкретной скважины);

г) намечают последовательность операций и темпы закачки рабочей и продавочной жидкостей.

В качестве рабочей жидкости при виброобработке скважин применяют: нефть, раствор соляной кислоты, предельный керосин и различные смеси этих жидкостей. Расход соляной кислоты или предельного керосина рассчитывают исходя из соотношения 2—3 м³ на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Тепловое воздействие на разрабатываемые нефтяные пласты и призабойную зону скважин применяется в тех случаях, когда месторождение характеризуется высокой вязкостью и повышенной плотностью нефти в пластовых условиях, большим содержанием в продукции парафина, смол и асфальтенов (многие новые месторождения Кенкияк в Эмбенской области, Усинское в Коми АССР, Узень и Жетыбай на п-ве Мангышлак, Катангли на о. Сахалин и др. Извлекать такую нефть обычными методами затруднительно. Тепловые методы воздействия в сочетании с химическими и другими в таких случаях дают хорошие результаты.

Кроме того, на длительно разрабатываемых месторождениях по мере дегазации пластов также повышается вязкость и плотность нефти в пластовых условиях, нарушаются условия фазового равновесия в пласте, нефть становится малоподвижной, вязкие пленки ее плотно обволакивают песчинки, затрудняя продвижение жидкости из отдаленных зон пласта к забоям действующих скважин. При неизменном закономерном снижении температуры пласта происходит выпадение крупиц парафина, смол и а фальтенов, которые закупоривают поровое пространство пласта, снижая дебиты скважин.

Последовательному снижению температуры пласта способствуют также проводимые на промыслах процессы по поддержанию пластовых давлений закачкой холодной воды, а также при промывках скважин холодной водой и т. д. Холодная вода, большое количество которой попадает в призабойную зону скважин и на барьер контура залегания нефти, снижает температуру пласта, ухудшая термодинамическое состояние последнего и затрудняя условия движения нефти по пласту.

Мероприятия по тепловому воздействию предотвращают образование парафинистых и смолистых отложений в пористом пространстве пласта и способствуют увеличению текущей и суммарной добычи нефти.

Прогрев призабойной зоны, кроме того, удлиняет межремонтный период работы скважин, так как благодаря постоянному прогреву снижается вязкость нефти, повышается ее температура; в этой связи уменьшается и количество парафина, отлагающегося на стенках подъемных труб и в выкидных линиях.

Известно несколько способов теплового воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону скважин: паром, горячей водой, созданием внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) и электротепловой обработкой.

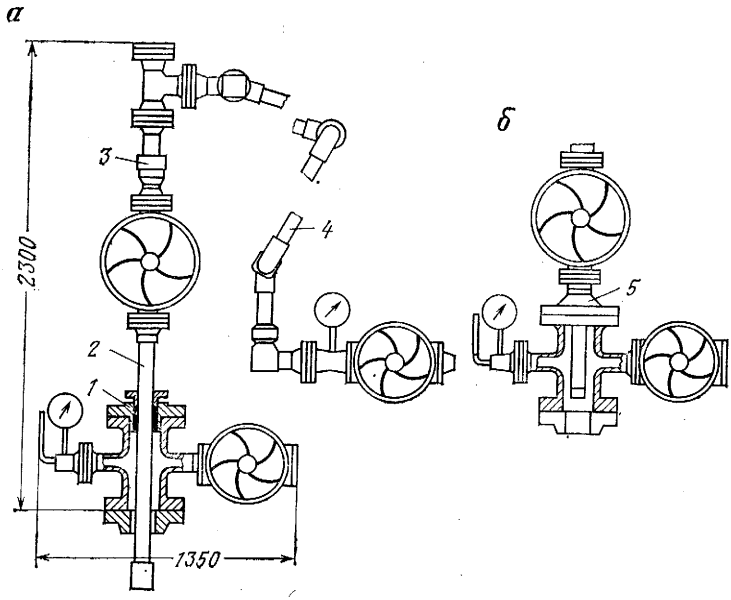


Рис. IV.9. Схема устьевой арматуры для нагнетания в пласт пара или горячей воды АП60-150:

1 — устьевой сальник; *2* — колонна НКТ; *3* — стволовой шарнир; *4* — устьевое шарнирное устройство; *5* — переводная катушка

Обработка паром и горячей водой. При этом способе обработки пласта и призабойной зоны скважин теплоноситель — пар получают от источника пара полустационарных паровых котельных и передвижных парогенераторных установок ППГУ-4/120М, «Такума», KSK; при давлении нагнетания до 40 кгс/см² используют паровые котельные общего типа с котлом ДКВР и скважинное оборудование (устьевое и внутрискважинное).

Устье скважины оборудуют арматурой АП60-150, лубрикатором ЛП50-150 и колонной головкой ГКС.

Арматура АП60-150 (рис. IV.9) состоит из: устьевого сальника *1*, предназначенного для компенсации теплового расширения колонны *2* НКТ, шарнирного устройства *4* и стволового шарнира *3*. Шарнирное устройство обеспечивает компенсацию термических удлинений эксплуатационной колонны и паропровода от парогенератора к скважине. Стволовый шарнир предназначен для компенсации температурных деформаций, а также для компенсации действия возможного момента сил от подводимого паропровода.

Арматура собирается по двум схемам. По схеме (рис. IV.9, *а*) на забое скважины устанавливают термостойкий пакер, если отсутствуют специальные устройства для компенсации температурных удлинений колонны НКТ. Во втором —

к схеме добавляют катушку *5*. Эту схему применяют при закачке пара с пакером или без него со специальными устройствами для компенсации температурных удлинений.

Техническая характеристика арматуры АП60-150

Устьевая арматура	
Давление пара, кгс/см²:	
условное	200
пробное	300
Температура пара, °С	320
Допустимая компенсация температурных удлинений колонны НКТ, мм	500
Масса, кг	1000
Лубрикатор	
Давление пара, кгс/см²	200
Температура пара, °С	320
Диаметр прохода, мм	50
Диаметр проволоки, мм	1,8
Масса, кг	62,8
Колонная головка	
Давление пара, кгс/см²	40
Температура в заколонном пространстве, °С	150
Масса (при диаметре обвязывающих колонн, мм), кг:	
168, 194, 219, 245 и 273	482
168 и 273	541

Для разобщения затрубного пространства в скважине от закачиваемого пара в пласт предназначен термостойкий пакер. Описание пакера дано в разделе I.

Применение термостойкого пакера при закачке пара в пласт исключает необходимость в спуске дополнительной изолирующей колонны.

Электротепловая обработка. Для периодической электротепловой обработки призабойной зоны скважин применяют самоходную установку для электропрогрева скважин СУЭПС-1200 (рис. IV.10). Состоит она из трех электронагревателей *3* с кабель-тросом *4* КТГН-10, самоходного каротажного подъемного агрегата СКП *5* с лебедкой, размещенных на шасси автомобиля ЗИЛ-157Е, и трех одноосных прицепов ГАЗ-704. На каждом прицепе монтируется поверхностное электрооборудование: станция управления *1* и автотрансформатор *2*. В комплект установки также входит вспомогательное оборудование: устьевой ручной подъемник, блок-баланс, три устьевых зажима и два транспортировочных барабана.

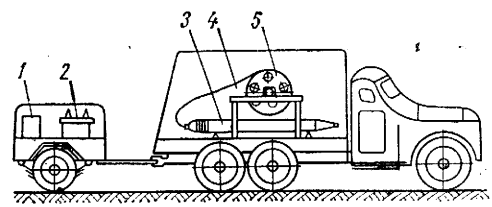


Рис. IV.10. Самоходная установка СУЭПС-1200 в транспортном положении

Электронагреватель (рис. IV.11) представляет собой электрическую трехфазную печь сопротивления, выполненную из 12 стандартных трубчатых элементов на общем каркасе, включаемых в промысловую сеть при помощи кабель-троса. Потребляемая мощность такой печи — 13 кВт, масса — 125 кг.

Трубчатый электронагреватель НММ 17,85/21 предназначен для скважин с диаметром эксплуатационных колонн 140 мм и более. Габариты его: диаметр — 112 мм, длина — 3700 мм, масса — 60 кг.

Для стационарной электротепловой обработки применяют поднасосный электронагреватель, представляющий собой печь, в которой в качестве греющих элементов использованы стандартные трубчатые элементы для токоподвода. Потребляемая мощность такой печи — 9 кВт; присоединяется она к промысловой сети напряжением 380 В.

Поднасосный электронагреватель поднимается и спускается вместе с насосом. Таким образом, прогрев забоя происходит непрерывно и одновременно с процессом добычи нефти. Для большей эффективности рекомендуется спускать печь в фильтровую часть скважины (за исключением случаев, когда в последней имеется дефект).

В целом работы по прогреву призабойной зоны скважины носят местный характер и существенно не влияют на повышение общей температуры пласта.

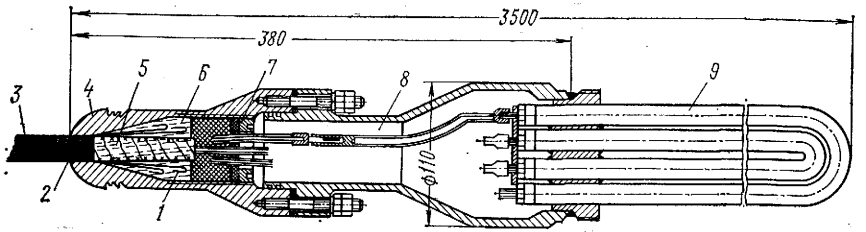


Рис. IV.11. Глубинный электронагреватель:

1 — крепление кабель-троса; *2* — проволочный бандаж; *3* — кабель-трос КТГН-10; *4* — головка электронагревателя; *5* — асбестовый шнур; *6* — свинцовая заливка; *7* — нажимная гайка; *8* — клеммная полость; *9* — нагревательный элемент

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — вещества, снижающие поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела фаз вследствие адсорбции этих веществ на поверхности раздела.

Концентрация ПАВ в поверхностном слое в десятки тысяч раз превышает концентрацию его в объеме раствора. Благодаря этому процессами, происходящими в поверхностных слоях, можно управлять при ничтожно малых концентрациях ПАВ в растворе.

В нефтяной промышленности ПАВ широко применяют прежде всего как деэмульгаторы — разрушители нефтяных эмульсий.

В последнее время ПАВ широко используют для обработки призабойной зоны скважин с целью: ускорения освоения нефтяных и газовых скважин; предотвращения отрицательного влияния воды и других промывочных жидкостей на физико-химические свойства пород продуктивного пласта при ремонтных работах в скважине; повышения производительности нефтяных и газовых и приемистости нагнетательных скважин; повышения эффективности солянокислотных обработок скважин; селективной изоляции притоков пластовых вод.

Для обработки призабойной зоны скважин ПАВ применяют в виде водного раствора или в смеси с нефтью.

Механизм действия ПАВ в пористой среде состоит в том, что вследствие снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз размер капель воды в среде нефти (в пористом пространстве) уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта в скважину значительно быстрее и при меньшей затрате внешней энергии, чем крупные. Следовательно, при снижении межфазового натяжения на границе «нефть—вода» увеличиваются скорость и полнота вытеснения воды нефтью из призабойной зоны.

Кроме того, некоторые ПАВ способствуют еще и гидрофобизации поверхности поровых каналов в породе, т. е. ухудшают их способность смачиваться водой: при гидрофобизации твердые частицы породы избирательно лучше смачиваются нефтью, чем водой. При этом нефть легко расплывается на поверхности поровых каналов, вытесняя из последних пленочную воду. Отрываясь от твердой поверхности, пленочная вода превращается в мелкие капельки, уносимые в последующем фильтрационным потоком нефти из призабойной зоны в скважину.

Все ПАВ по химическим свойствам разделяются на два основных класса.

1. Ионогенные, молекулы которых в водной среде диссоциируют на ионы, являющиеся носителями поверхностной активности.

2. Неионогенные, в которых активной частью, воздействующей на поверхность путем избирательной адсорбции, являются полярные молекулы, не распадающиеся в водной среде на ионы.

Ионогенные ПАВ, в свою очередь, подразделяются на группы: а) анионоактивные ПАВ, которые при растворении в воде диссоциируют на положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион; последний обладает поверхностно-активными свойствами; б) катионоактивные ПАВ, которые при растворении в воде также диссоциируют на катионы и анионы, однако поверхностную активность имеют катион-положительно заряженные группы.

К основным анионоактивным ПАВ относятся: карбоновые кислоты и их соли (мыла), синтетические жирные кислоты (получаемые окислением парафина), нафтеновые кислоты и их мыла, мылонафты и др. Кроме того, к анионоактивным ПАВ относятся алкилсульфаты (натриевые или калиевые соли сульфоэфиров высших жирных кислот), алкилсульфонаты (натриевые или калиевые соли сульфокислот), алкиларилсульфонаты (соли сульфокислот ароматических углеводородов) и др.

В промышленности наиболее распространены следующие анионоактивные ПАВ:

1) моющие средства «Новость», «Прогресс» и другие, относящиеся к алкилсульфатам;

2) моющий препарат сульфонат — смесь натриевых солей алкилсульфокислот с алкильными остатками, содержащими 12—18 атомов углерода;

3) сульфонол НП-3, ДС-РАС (детергент советский — рафинированный алкиларилсульфонат), азоляты А и Б, относящиеся к алкиларилсульфонатам; водные растворы этих реагентов обладают моющими и пенообразующими свойствами;

4) нейтрализованный черный контакт (НЧК), представляющий собой соли водорастворимых сульфокислот, получаемых при сульфировании керосино-газойлевых дистиллятов серной кислоты с последующим отделением кислого гудрона промывкой его водой и нейтрализацией щелочью.

НЧК в течение длительного времени был почти единственным видом деэмульгатора, применявшегося в отечественной нефтяной промышленности. Но этот деэмульгатор малоэффективен: его расход при полной подготовке нефти к переработке (обезвоживание и обессоливание) составляет 4—10 кг/т.

Почти все анионоактивные ПАВ полностью растворяются в пресной воде, не растворяются в керосине и выпадают в осадок в пластовой воде.

К катионоактивным ПАВ относится небольшая группа веществ — солей четырехзамещенных аммониевых оснований. Наиболее известными являются катапины *А* и *К*, карбозолин — *О* и катамин — *А*.

Катионоактивные ПАВ применяют в нефтяной промышленности в основном как добавки к дистиллятам и ингибиторы сероводородной и кислотной коррозии различного оборудования.

В нефтяной промышленности наиболее широко применяют неионогенные ПАВ, которые получают соединением органических кислот, спиртов, меркаптанов, амино- и амидокислот с окисью этилена или пропилена.

Неионогенные ПАВ, применяемые в качестве деэмульгаторов, значительно активнее и эффективнее по сравнению с ионогенными веществами.

Преимущество их применения в качестве понизителей поверхностного натяжения на границе фаз при различных видах обработок призабойных зон заключается в том, что они полностью растворяются в пластовых водах, не давая никакого осадка, что нельзя сказать о большинстве анионо- и катионоактивных веществ. Благодаря этому качеству неионогенные ПАВ применяют также в процессах заводнения пластов.

Из числа неионогенных ПАВ в промышленных условиях (в основном при обезвоживании нефти) наибольшее применение нашли следующие вещества:

1) реагенты ОП-10 и ОП-7 — оксиэтилированные алкилфенолы, представляющие собой продукты конденсации смеси алкилфенолов с окисью этилена и отличающиеся числом остатков присоединенной окиси,

По внешнему виду реагенты ОП-10 и ОП-7 — густые маслянистые жидкости или пасты от светло-желтого до светло-коричневого цвета с относительной плотностью при 50° С — 1,02—1,05 и кинематической вязкостью $65 \cdot 10^{-6}$ — 70×10^{-6} $м^2/с$ (65—70 сСт). Потребителям эти реагенты отгружают в железных бочках емкостью от 100 до 300 л.

В нефтяной промышленности эти реагенты используют в небольших количествах в основном в качестве деэмульгаторов;

2) реагенты КАУФЭ-14 и УФЭ-8 — оксиэтилированные продукты, получаемые на базе технических фенолов, выделяемых из продуктов переработки каменного угля и сланцев. Условный шифр КАУФЭ-*n*: К — крекинг бензин, АУФ — алкилированные угольные фенолы, Э — окись этилена, *n* — число молей окиси этилена на 1 моль алкилированного фенола. Шифр УФЭ-*n*: УФ — угольные фенолы, остальные обозначения прежние;

3) реагент ОЖК — оксиэтилированные жирные кислоты — продукт конденсации окиси этилена с жирными кислотами (выше C_{20}), получаемыми при окислении парафина.

В последние годы в нефтяной промышленности применяют импортные поверхностно-активные вещества-деэмульгаторы. Наиболее известен среди этих веществ — реагент дисолван 4411, являющийся неионогенным веществом. Его расход при обезвоживании и обессоливании нефти типа ромашкинской (с доведением солей в ней до 40—50 мг/л) составляет в среднем 60—80 г/т.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Амиров А. Д., Овнатанов С. Т., Яшин А. С.* Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1975.

2. *Бухаленко Е. И., Абдуллаев Ю. Г.* Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.

3. *Логвиненко С. В.* Техника и технология цементирования скважин. М., Недра, 1978.

4. *Муравьев В. М.* Справочник мастера по добыче нефти. М., Недра, 1975.

5. *Справочник* по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин./А. С. Яшин, С. В. Авилов, О. А. Гамазов и др. М., Недра, 1973.

6. *Справочная* книга по добыче нефти. Под ред. Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1974.

7. *Справочник* по креплению нефтяных и газовых скважин. Под ред. А. И. Булатова. М., Недра, 1977.

8. *Трубы* нефтяного сортамента (справочное руководство). 2-е изд., перераб. и доп. Под ред. А. Е. Сарояна, М., Недра, 1976.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I

НАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, АГРЕГАТЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

Наземные сооружения, агрегаты и оборудование (Ф. Д. Лемберанский) 3
Вышки и мачты 4
Подъемные механизмы 7
Талевая система 19
Оборудование, применяемое для вращения инструмента 26
Промывочные агрегаты и насосы 33
Бурильные, обсадные, насосно-компрессорные трубы и их соединительные элементы. Насосные штанги (А. С. Яшин) 38
Бурильные трубы 38
Замки для бурильных труб 43
Утяжеленные бурильные трубы 46
Ведущие бурильные трубы 49
Элементы бурильной колонны 51
Эксплуатация бурильных труб 53
Обсадные трубы 54
Элементы обсадной колонны 59
Насосно-компрессорные трубы 65
Переводники 69
Эксплуатация насосно-компрессорных труб 69
Насосные штанги 71
Элементы колонны насосных штанг 72
Подбор колонны насосных штанг 74
Эксплуатация насосных штанг 78
Инструмент для производства спуско-подъемных операций (Ф. Д. Лемберанский) 78
Элеваторы 79
Спайдер 87
Штропы 88
Ключи 89
Долота (А. С. Яшин) 93
Классификация долот 93
Долота для сплошного бурения 93
Долота для специальных целей 95
Ловильные инструменты (А. А. Джафаров) 98
Инструменты для ловли и извлечения из скважин насосно-компрессорных труб 98
Инструменты для ловли и извлечения из скважин насосных штанг, тартального каната, каротажного кабеля, желонки и мелких предметов 131
Райберы и фрезеры 138
Пакеры (А. С. Яшин) 142
Комплект устройств УОП 150
Эксплуатация пакеров и якорей 152
Механизация процессов ремонта (Ф. Д. Лемберанский) 153

РАЗДЕЛ II

ТЕХНОЛОГИЯ ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА СКВАЖИН
(А. С. Яшин)

Текущий ремонт скважин и его разновидности 157
Профилактические (планово-предупредительные) и восстановительные ремонты 157
Разновидности текущего ремонта скважин 157
Спуско-подъемные операции 158
Ремонт скважин, эксплуатируемых фонтанно-компрессорным способом 159
Подготовка скважин к ремонту 159
Разборка и сборка фонтанно-компрессорной арматуры 159
Подъем насосно-компрессорных труб 160
Спуск насосно-компрессорных труб 160
Допуск насосно-компрессорных труб 161
Уменьшение длины колонны насосно-компрессорных труб 161
Замена насосно-компрессорных труб 161
Ремонт скважин, оборудованных газлифтными клапанами 162
Ремонт скважин, эксплуатируемых насосным способом 162
Разборка и сборка станка-качалки и устьевого оборудования 162
Спуск и подъем насосных труб 165
Спуск и подъем насосных штанг 165
Подъем насосных труб с жидкостью 166
Ликвидация обрыва или отвинчивания штанг 166
Увеличение и уменьшение глубины подвески насосных труб 166
Ликвидация заклинивания плунжера 167
Замена колонны насосных штанг 168
Спуско-подъемные операции в наклонных скважинах 168
Ремонт скважин, в которые спущены трубные насосы 168
Ремонт скважин, в которые спущены вставные насосы 170
Ремонт скважин, в которые спущены насосы с манжетными плунжерами 170
Ремонт скважин, в которые спущены погружные центробежные электронасосы 171
Проверка, очистка и замена защитных приспособлений 174
Особенности ремонта морских скважин 174
Ремонт скважин, оборудованных для раздельной эксплуатации пластов 175
Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным способом 175
Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов фонтанным и насосным способами 177
Оборудование для раздельной эксплуатации двух пластов сдвоенными штанговыми насосами и погружным центробежным электронасосом . . . 179
Оборудование для закачки воды в два пласта через одну нагнетательную скважину 181
Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах 183
Прямая промывка 183
Обратная промывка 184
Промывка скважин струйными аппаратами 186
Удаление песчаных пробок с помощью гидробура 187
Удаление песчаных пробок сжатым воздухом, аэрированной жидкостью и пенами 187
Удаление песчаных пробок желонками 189
Меры по предотвращению осложнений при промывке скважин для удаления песчаных пробок 190

РАЗДЕЛ III

ТЕХНОЛОГИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

(А. С. Яшин, К. А. Карапетов)

Подготовка скважин к ремонту 192
Подготовительные работы 192
Документация бурового мастера 195
Обследование и исследование скважин 196
Обследование скважин 197
Исследование скважин 200
Геофизические методы исследования скважин 201
Ремонтно-исправительные работы 203
Ремонт скважины и герметизация ее устья 203
Исправление дефектов в колонне 204
Замена поврежденной части колонны 206
Исправление конца оставшихся в скважине труб (обрезов) 207
Перекрытие дефектов в эксплуатационной колонне спуском дополнительной колонны 207
Разбуривание цементных пробок 209
Цементирование скважин 210
Тампонажные материалы 211
Специальные тампонажные цементы 212
Регулирование свойств цементного раствора и камня 217
Оборудование, применяемое при цементировании скважин 219
Расчет цементирования скважин 225
Способы цементирования скважин 226
Меры по предупреждению осложнений при цементировании скважин . . . 237
Изоляционные работы 238
Причины поступления посторонних вод в скважины 238
Изоляция верхних вод 239
Изоляция нижних вод 239
Изоляция подошвенных вод 240
Изоляция вод, поступающих через соседнюю скважину 240
Изоляция пластов при эксплуатации одной скважиной нескольких горизонтов 241
Борьба с образованием песчаных пробок 241
Методы крепления пород призабойной зоны скважин 241
Возвратные работы 244
Возврат скважины на вышезалегающий горизонт 245
Возврат скважины на нижезалегающий горизонт 245
Ловильные работы 245
Виды аварий 245
Извлечение прихваченных труб 246
Извлечение упавших труб 249
Извлечение погружного центробежного электронасоса 250
Извлечение труб, прихваченных цементом 251
Извлечение отдельных предметов из скважины 251
Извлечение тартального каната, каротажного кабеля и проволоки от аппарата Яковлева 251
Чистка ствола скважины для удаления посторонних предметов 252
Вырезка труб 253
Зарезка и бурение второго ствола 253
Выбор места для вскрытия «окна» 253
Подготовка скважины к спуску отклонителя 254
Спуск и крепление отклонителя в колонне 256
Вскрытие «окна» в колонне 257
Турбобуры 262

Режим бурения 264
Промывочные жидкости 265
Разобщение пластов 274
Испытание колонны на герметичность 276
Способ опрессовки 277
Способ снижения уровня 277
Ликвидация скважин 279

РАЗДЕЛ IV

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

(А. Д. Амиров, К. А. Карапетов)

Кислотные обработки скважин 281
Приготовление рабочего раствора соляной кислоты 281
Виды солянокислотных обработок и технология их проведения 282
Оборудование для кислотной обработки скважин 286
Гидравлический разрыв пласта 288
Разновидности гидроразрыва пластов 288
Рабочие жидкости и песок, используемые при ГРП 293
Оборудование, применяемое при гидравлическом разрыве пласта 294
Виброобработка призабойной зоны скважин 298
Подготовка скважины, технология виброобработки 299
Тепловое воздействие на призабойную зону скважин 299
Обработка призабойной зоны скважин поверхностно-активными веществами 302
Список литературы 305

ИБ № 3519

Али Джабарович Амиров
Каро Амбарцумович Карапетов
Фируз Джамиль-оглы Лемберанский
Александр Степанович Яшин
Асадулла Ага-Дадаш оглы Джафаров

СПРАВОЧНАЯ КНИГА ПО ТЕКУЩЕМУ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Редактор издательства **Е. А. Петрова**
Переплет художника **В. Т. Дружкова**
Художественный редактор **В. В. Шутько**
Технический редактор **В. В. Соколова**
Корректор **Г. Г. Большова**

Сдано в набор 18.01.79. Подписано в печать 10.08 79. Т-14555.
Формат 60×90¹/₁₆. Бумага № 1 типографская. Гарнитура литер.
Печать высокая. Печ. л. 19,5 Уч.-изд. л. 23,84.
Тираж 8500 экз. Заказ 1263/7698—6. Цена 1 р. 60 к.

Издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 Ленинградского производственного объединения «Техническая книга» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
193144, Ленинград, С-144, ул. Моисеенко, 10

Издательство «Недра» готовит к печати новые книги

БЛАЖЕВИЧ В. А., УМРИХИНА Е. Н., УТЕБАЕВ В. Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. 16 л. 1 р. 10 к.

В книге показано значение ремонтно-изоляционных работ (РИР) в процессе разработки нефтяных месторождений, основные положения и вопросы их планирования. Сформулированы и обоснованы первоочередные задачи РИР и направление их решения. Показаны результаты теоретических и промыслово-экспериментальных исследований. Предложены новые способы РИР и рецептура новых материалов. Критически оценены возможности гидродинамических и геофизических исследований, используемых при РИР. Описаны опыт проведения ремонтных работ с использованием синтетических смол и пути повышения их эффективности, а также методы выявления перетока закачиваемой в нагнетательные скважины воды в непродуктивные пласты. Особое внимание уделено селективной изоляции обводненных и выработанных интервалов и пластов.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

ГАБДУЛЛИН Т. Г. Оперативное исследование скважин. 15 л., 1 р.

В книге описано устройство и изложены принципы действия скважинных приборов, наземной аппаратуры и оборудования станций АПЭЛ-64, АПЭЛ-66 и АИСТ. В сжатом виде даны элементы теории первичных и преобразователей скважинных приборов. Рассказано о методических и экспериментальных приемах учета факторов, искажающих результаты измерений. Уделено много внимания проведению измерений непосредственно на скважинах и первичной обработке информации. Приведены основные положения по хранению, обслуживанию и эксплуатации станций и скважинных приборов.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников нефтяной и газовой промышленности, а также для студентов нефтяных вузов и факультетов.

МУСТАФАЕВ А. М., ГУТМАН Б. М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. 18 л. 1 р. 20 к.

В книге рассмотрены основы теории, устройства и принципов действия напорных и вакуумных гидроциклонов, применяемых в различных областях нефтяной промышленности. Описан принцип действия трехпродуктового гидроциклона. Приведена методика расчета производительности гидроциклона. Проанализировано влияние технологических параметров и конструкции гидроциклона на показатели его работы при очистке глинистого раствора, промывочной жидкости (вода, нефть) при ликвидации песчаных пробок в нефтяных скважинах, очистке пластовых вод от песка, а также при очистке буровых и промысловых сточных вод. Обоснована эффективность применения гидроциклонов, исключающих возможность загрязнения окружающей среды.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтедобывающей промышленности, а также горнорудной, нефтеперерабатывающей и химической промышленности.

СУЛЕЙМАНОВ М. М., ГАЗАРЯН Г. С., МАНВЕЛЯН Э. Г. Охрана труда в нефтяной промышленности. 25 л. 1 р. 50 к.

В книге изложены основные положения законодательства по охране труда, промышленной санитарии и гигиене труда. Сделан анализ условий труда и даны рекомендации, которые необходимо учитывать при проектировании объектов нефтяной промышленности.

Рассмотрены вопросы безопасности при бурении, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин, а также при сборе, промысловой подготовке, хранении, транспортировании нефти и газа.

Много внимания уделено пожарной профилактике на объектах нефтяной промышленности. Рассказано об организации пожарной охраны. Описаны стационарные и первичные средства пожаротушения. Отмечены особенности тушения некоторых видов пожаров.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности, а также для студентов нефтяных вузов и факультетов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга—почтой» магазинов:
№ 17—199178, Ленинград, В. О. Средний проспект, 61;
№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»