

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
"ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"

ПРЕВЕНТОРЫ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к лабораторным работам по дисциплине «Машины и оборудование для
бурения нефтяных и газовых скважин», «Эксплуатация, ремонт и монтаж
бурового оборудования» для студентов очного и заочного обучения
специальности 17.02.00 (МОП)

Тюмень 2002

Утверждено редакционно-издательским советом
государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования
"Тюменский государственный нефтегазовый университет"

Составители: ст. преподаватель, к.т.н.
ассистент

Анашкина А.Е.
Грушевский М.Б.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
"ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"

ПРЕВЕНТОРЫ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к лабораторным работам по дисциплине «Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин на суше», «Эксплуатация, ремонт и монтаж бурового оборудования» для студентов очного и заочного обучения специальности 17.02.00 (МОП)

Председатель РИС
_____ (Первошиков С.И.)

Проректор _____
"___" _____ 200_ г.

Рассмотрено на заседании
кафедры МОН и ГП
протокол № ___ от _____ 200_ г.
Зав.кафедрой МОН и ГП

Подписи авторов

Подпись _____
Рассмотрено на заседании
методического совета
института нефти и газа

Протокол № __ от __ 200_ г.

Подпись _____
(председателя методсовета)

Превенторы предназначены для перекрытия и герметизации кольцевого зазора между спущенной в скважину обсадной колонной и бурильными трубами или для перекрытия устья скважины при отсутствии в ней бурильных труб. Выпускают плашечные превенторы с гидравлическим и ручным приводом, универсальные с гидроприводом, а также вращающиеся превенторы в комплекте с системой дистанционного пневматического управления, которыми дополняют противовыбросовое оборудование для бурения скважин с применением воздуха, газа и азрированной жидкости.

Комплектность установки превенторов различна (в основном крестовина, два однорядных превентора, соединительная катушка между ними и надпревенторная катушка). В процессе бурения глубоких скважин в комплект установки включают универсальный превентор. Часто обвязка устья состоит из одного превентора с глухими плашками и двух превенторов с трубными плашками. Наличие в комплекте превентора с глухими плашками позволяет заменять верхний превентор или его плашки без демонтажа противовыбросового оборудования.

Дистанционное гидравлическое управление превенторами в сочетании с резервным ручным приводом, предусмотренное в интервале температур от +50 до —40 °С, способствует регулированию скорости закрытия и открытия плашек превенторов в процессе газонефтепроявления.

1. ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья скважин с целью предупреждения выброса или открытого фонтанирования как при наличии бурильной колонны в скважине, так и без нее.

Превенторы выпускаются со сменными трубными плашками под бурильные трубы диаметрами от 73 до 168 мм и глухими плашками для полного закрытия скважины при отсутствии в ней бурильной колонны.

Превенторы типа ППГ всех размеров конструктивно исполнены одинаково, исключение составляют превенторы с рабочим давлением 70 МПа и выше, которые имеют разгрузочное устройство, позволяющее закрывать вручную превентор при давлениях 20 МПа. Плашки, перекрывающие устье скважины, рассчитаны на определенный размер бурильной трубы и при необходимости могут заменяться как трубными различных размеров, так и глухими. Основной деталью превентора является корпус, к которому с боков прикреплены крышки с гидроголовками и цилиндрами. На концах штоков гидроголовок имеются плашки для охвата бурильной трубы, выполненные из металлического корпуса со сменными вкладышами. Уплотнения плашек превенторов ППГ-350×350 и ППГ-520×140 сконструированы с защитными пластинами. Крышки установлены на шарнирных кольцах и могут откидываться, открывая корпус с боков для смены плашек.

Таблица 1.1. Основные параметры и размеры плашечных превенторов с ручным и гидравлическим управлением

Типоразмер	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление МПа (кгс/смг)	Пробное давление МПа (кгс/см ²)	Условный диаметр труб, уплотняемых плашками, мм	Наибольший диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	Высота не более, мм	Масса, в кг
1	2	3	4	5	6	7	8
ППГ-156x320** ППГ-156x320**	156	32(320)	64(640)	От 33 до 114	102	310	650
ППГ-180x210		21(210)					750*
ППГ-180x210			420(4200)				700
ППГ-180x350	180			От 33 до 127	127	350	800*
ППГ-180x350		35(350)	70(700)				750
ППГ-180x700		70(700)	105(1050)			400	1000*
ППГ-230x350 ППГ-230x700	230	35(350) 70(700)	70(700) 105(1050)	От 33 до 168	146	350 430	900 1500
ППГ-280x210		21(210)	42(420)			430	1000*
ППГ-280x350	280	35(350)	70(700)	От 48 до 219	194	500	1400
ППГ-280x700		70(700)	105(1050)			550	1700*
ППГ-307x200** ППГ-307x320**	307	20(200) 32(320)	40(400) 64(640)	От 114 до 219	219	430	1500
ППГ-350x210		21(210)	42(420)			450	1500*
ППГ-350x350	350	35(350)	70(700)	От 60 до 273	273	500	1700

продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ППГ-350X700		70(700)	105(1050)			600	3000
ППГ-406X125**	406	12,5(125)	25(250)	От 114 до 273	273	580	1500
ППГ-425x140 ППГ-425x210	425	14(140) 21(210)	21(210) 31,5(315)	От 60 до 340	340	450 500	1300 1800
ППГ-520X140 ППГ-520x210	520	14(140) 21(210)	21(210) 31,5(315)	От 60 до 425		590 640	2100 2400

* После промышленных испытаний подлежит уточнению

Крышка с гидроголовкой состоит из самой крышки, в которую вставляется биметаллическая хромированная втулка, уплотняемая по наружному и внутреннему диаметрам резиновыми кольцами круглого сечения. Втулка фиксируется от перемещения пружинными кольцами. Крышка имеет отверстия для ее крепления к корпусу, крепления цилиндра к крышке и подвода рабочей жидкости от гидросистемы. К крышке приварены штуцеры для присоединения к гидросистеме. Цилиндр закрепляется на внешней стороне крышки, по ее центру, а с другого конца заканчивается крышкой, которая крепится шпильками. В крышку вставлены резиновые кольца круглого сечения, уплотняющие стакан привода. При помощи шпилек цилиндрическая группа крепится к корпусу превентора.

В торцовую крышку цилиндра вставлен упорный шариковый подшипник для вращения винта с квадратом в процессе закрытия и открытия превентора при помощи штурвала. Шариковый подшипник вместе с опорным кольцом воспринимает осевые усилия. Стакан привода имеет сквозное отверстие квадратного сечения. В крышке выполнено отверстие для присоединения к гидросистеме. Боковые крышки корпуса превентора подвешены на шарнирах и уплотнены, резиновыми прокладками, поэтому удобно быстро заменять плашки, не демонтируя превентор с устья даже при наличии колонны в скважине. Специальные треугольные выступы на вкладышах плашек обеспечивают принудительное центрирование труб при закрывании превентора.

Шток поршня имеет на одном конце Т-образный выступ под плашку, а на другом — шарнир Гука для соединения карданного вала. Шток выполнен за одно целое с поршнем превентора. Поршневая система выполнена с двусторонним штоком, а сам поршень уплотнен по наружному диаметру резиновыми кольцами.

Гидравлическая система состоит из вертлюжков и трубок, посредством которых масло под давлением проходит в полости цилиндров для закрытия и открытия превенторов. Каждая плашка перемещается поршнем гидравлического

цилиндра, перемещение плашек вручную осуществляется вращением штурвала. Открывать превентор вручную нельзя, так как винтовое соединение имеет одностороннее действие. Чтобы открыть превентор, закрытый вручную, необходимо полностью отвинтить втулку, вращая ее до упора, а затем с помощью гидропривода, открыть превентор.

Поршень со штоком, крышка и гидроцилиндр уплотняются при помощи резиновых колец.

Превентор ППГ-156×320

Обозначение шифра ППГ-156×320 следующее: П — превентор, П — плащечный, Г — с гидравлическим приводом, 156 — диаметр проходного отверстия 156 мм; 320—рабочее давление 320 кгс/см² (32 МПа) Механические свойства и качество литья должны соответствовать ТУ 26-02-62-71 ($\sigma_T > 550$ МПа, $\delta = 14\%$, $a_k > 0,55$ МДж/м², 217-241 НВ. Материал корпуса - сталь марки 20ХГСЛ).

Заводом «Баррикады» выпускаются плащечные превенторы на рабочие давления 32 и 50 МПа с проходным отверстием диаметром 230 мм. Превенторы выполняются по единой конструкции, обеспечены гидравлическим и ручным приводами к каждой плашке.

От частых открываний и закрываний превентора изнашивается верхний торец плашки. Для увеличения ресурса плашку изготавливают одинаковой с обеих сторон; после изнашивания верхнего торца ее переворачивают, а резиновую манжету заменяют новой. Плашки превенторов ППГ-230×320Бр и ППГ-230×500Бр разъемной конструкции состоят из корпуса, сменных вкладышей и резинового уплотнения. Каждая плашка перемещается поршнем гидравлического цилиндра и штурвалом от ручного привода. Для закрытия плащечного превентора вручную требуется сделать 14 оборотов штурвала по часовой стрелке.

Разработан и испытан превентор с односторонним приводом ПГО-230×320Бр, плашки которого перемещаются от одного гидравлического цилиндра посредством системы рычагов. Благодаря этому в превенторах ПГО парные плашки одновременно перемещаются и сходятся точно в центре проходного отверстия превентора независимо от соосности превентора и подвешенной колонны труб.

Превенторную установку монтируют на обсадные колонны диаметрами 194, 219 и 245 мм. Колонный фланец предварительно растачивают под соответствующий размер обсадной трубы или прикрепляют на резьбе.

Корпус превентора ППГ-230×320 (рис.1.2) представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую проходное отверстие диаметром 230 мм и сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Пустота корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышки крепятся к корпусу винтами, что позволяет сменить плашки без демонтажа превентора с устья скважины и наличия инструмента в ней. Высота превентора равна 310 мм. Корпус рассчитан на установку комплектов сменных плашек в зависимости от размера бурильной и обсадной труб (диаметрами 60, 63,5, 73, 89, 114,3, 127, 141,3, 146, 168 мм) и глухих плашек.

Управление дистанционное гидравлическое и ручное с помощью штурвалов.

В превенторах типа ППГ-280Х350 корпус имеет коробчатое сечение, крышки подвешиваются непосредственно к корпусу на литых шарнирах (рис. 1.3). Материал корпуса — сталь марки 20ХГСЛ ТУ26-02-62—71, предел текучести— $\sigma_T=550$ МПа, относительное удлинение $\delta=14\%$, относительное сужение $\varphi=30\%$, ударная вязкость a_k должна соответствовать $0,55$ МДж/м², твердость 217—241 НВ.

Превентор ППГ-280Х350 по сравнению с превентором ППГ-230Х320 более надежно герметизирует скважину (8—10 с) и имеет меньшую высоту (400мм).

Фланец превентора ППГ-307×320 имеет три модификации:

Модификация	ЗППБ-12-7	ЗППБ-12-15	ЗППБ-12-3
Диаметр, мм:			
фланца	273	299	325
проходного сечения.....	255	280	305
Масса, кг	158	146	138

В геологических организациях используют превенторы с ручным приводом типа ППБ-307×320. Плашки в превенторе перемещаются при помощи винта и штока, расположенных в крышке и образующих винтовые пары. Винтовые пары имеют резьбу разных направлений. На боковом конце приводного вала надеты вилка и крестовина типа карданного сочленения для соединения со штурвалом ручного управления.

Превентор ППБ-307×320 предусмотрен с дистанционным электрическим и ручным приводами. Превенторы ППБ-307×320 устанавливают при ремонтных работах на устье в процессе бурения структурно-поисковых и эксплуатационных скважин на глубину 1200—2000 м. Необходимость установки превентора вызвана его ускоренной монтажеспособностью при заканчивании скважин в течение 3—4 мес геологическими условиями и определяется нефтегазодобывающим объединением по согласованию с инспекцией Госгортехнадзора.

По ОСТ 26-02-1366—76 введена наработка плашечного и универсального превенторов. Нароботка на отказ уплотнителя, не бывшего в работе, должна соответствовать указанной в табл. 1.3.

За суммарную длину расхаживания принимается условная длина расхаживания колонны труб между замковыми соединениями (муфтами) при давлениях в гидравлических цилиндрах превенторов и в скважине не более 10 МПа при средней скорости расхаживания не более 0,5 м/ч. В превенторе плашечном с электрическим приводом ППБ-406×125 плашки перемещаются при помощи телескопического устройства, приводимого в движение через боковой приводной вал и цепную передачу от электроуправления. Корпус выполнен из стали марки 20ХГСЛ, а фланец — из стали марки 30Л-1. Трубные плашки изготавливают из стали марки Ст. 5, а глухие — из стали марки 40.

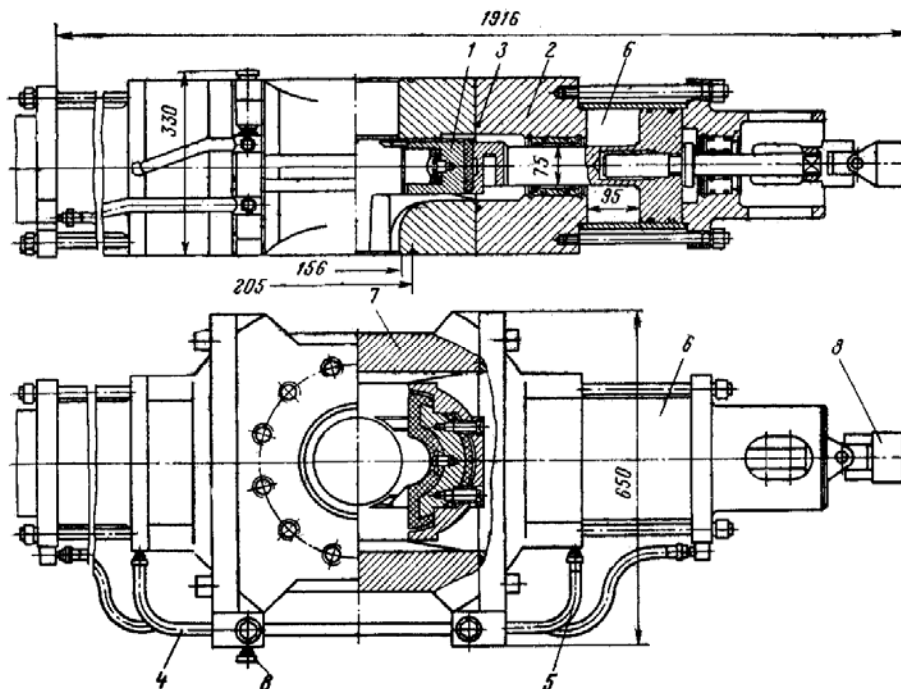


Рис. 1.1 Превентор ППГ-156×320.

1 — плашки; 2 — крышка; 3 — торцовое уплотнение; 4, 5 — левая и правая трубки для гидропривода плашек; 6 — гидроцилиндр; 7 — корпус; 8 — карданный вал

В превенторах используются резиновые и металлические уплотнения, резиновые в основном для обхвата бурильной трубы при аварийных ситуациях. В неподвижных соединениях применяют плоские и круглые уплотнения, кольца круглого сечения или сварные соединения, в устройствах с поступательно-возвратным движением — манжетные уплотнения, металлические, поршневые кольца, металлические сальники или мембраны, а у подвижных (вращающихся) валов — лабиринтные и волновые уплотнения, сальники, манжеты, аксиальные или радиальные торцовые уплотнения, отливаемые и растачиваемые из различных материалов.

Для комплектации плашечных превенторов разрабатываются и изготавливаются пресс-формы для отлива резиновых манжет под бурильные и под обсадные трубы, а также изготавливаются пресс-формы под глухие плашки.

Заводом «Баррикады» изготовлены пресс-формы для отлива резиновых уплотнений на большинство диаметров бурильных и обсадных труб.

Плашки выполнены из металлического корпуса со сменными вкладышами, а сами уплотнения плашек предусмотрены с защитными пластинами. Крышки установлены на шарнирных кольцах и откидываются на них, открывая боковые проемы в корпусе для смены плашек.

Таблица 1.2 Сменные плашки под трубы и габаритные размеры превенторов

Шифр превентора	Условный диаметр сменных плашек под трубы, мм	Габаритные размеры превентора, мм			Масса, кг
		Длина	ширина	высота	
ППГ-156×320 ППГ-156×320ХЛ	33—114	1895	650	310	789
ППГ-280×350	48—219	2480	795	500	1430
ППГ-307×320 ППГ-307×320ХЛ	114—219	2392	750	430	1457
ППГ-350×350	60-273	2660	850	500	1396
ППГ-406×125	114—273	2600	900	580	1483
ППГ-425×2Ю	60—340	2750	410	500	1766
ППГ-520×140	60—426	3050	935	570	2370

Примечание. Для каждого диаметра превентора поставляются глухие плашки.

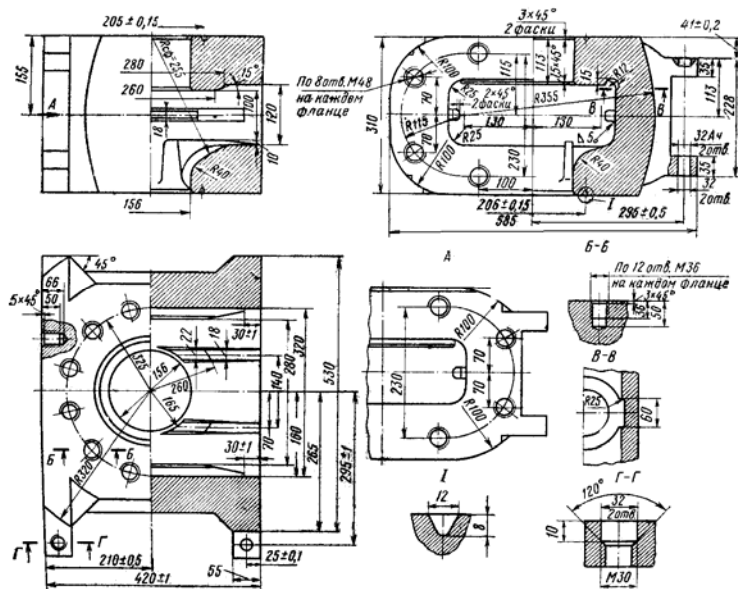


Рис.1.2. Корпус плашечного превентора ППГ-156×320

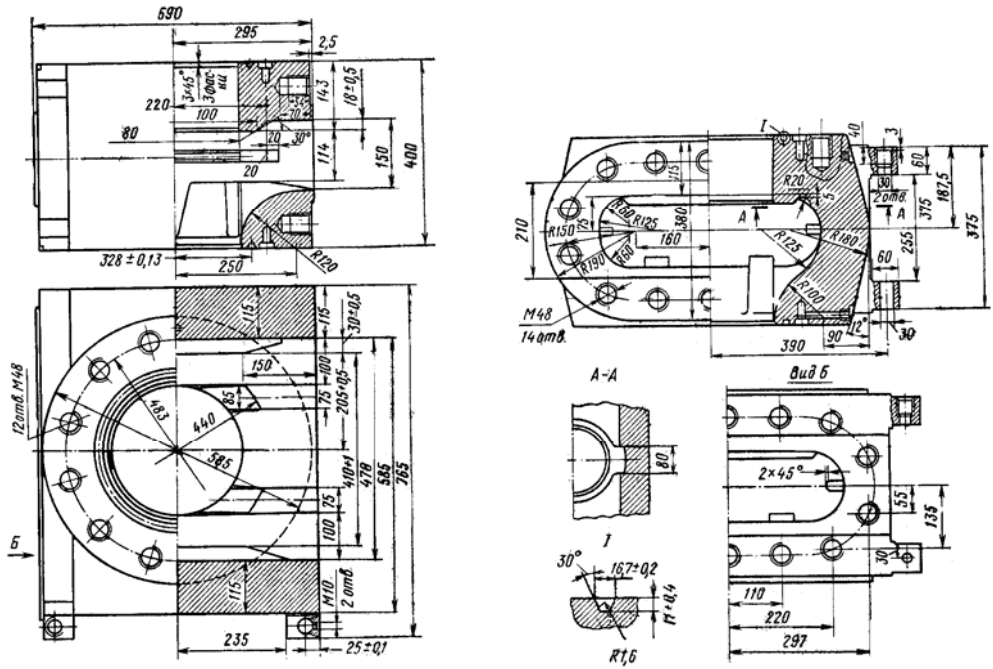


Рис.1.3. Корпус плащечного преветора ППГ-280×350

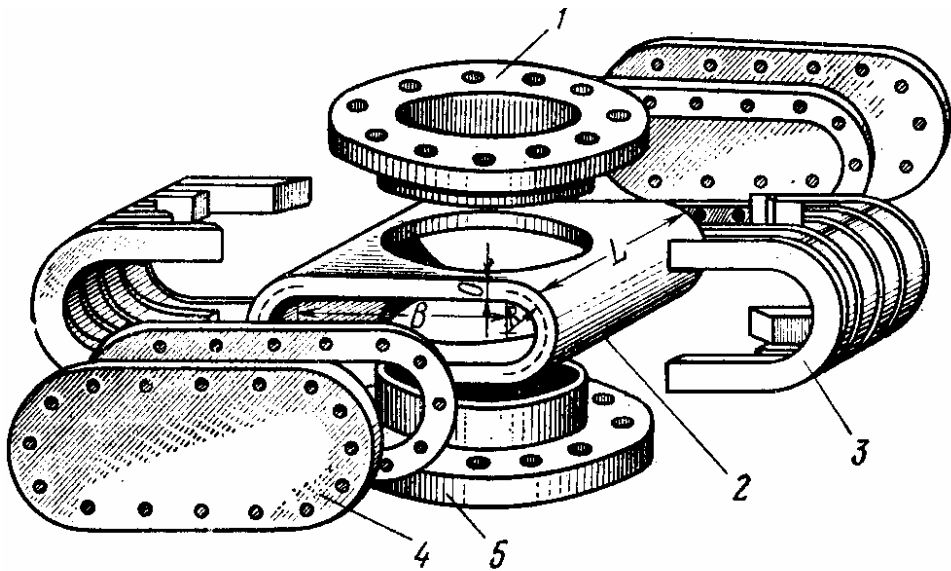


Рис.1.4. Элементы конструкции корпуса плащечного преветора
1,5 – фланцы; 2 – корпус; 3 – ребра жесткости; 4 – крышки.

Таблица 1.3

Тип превентора	Число циклов превентора				Суммарная длина расхаживания, м
	полное закрытие проходного отверстия		закрытие на контрольном патрубке		
	при рабочем давлении	без давления	при рабочем давлении	без давления	
ППГ, ППР ПУ1	- >3	≥300 -	- ≥15	- ≥500	≥300 ≥2000

Конструкция гидроголовок превенторов ППГ-350×350 и ППГ-520×140 отличается от конструкции гидроголовок других превенторов: подшипники качения заменены подшипниками скольжения; исключен стакан привода; конец винта выведен наружу, что указывает на состояние плашек превентора при работе от гидроуправления, а также шток выполнен отдельно с поршнем. Поршень уплотняется по наружному диаметру кольцами (рис.1.6) .

В случае необходимости смены плашек на буровой требуется: привести плашки в крайнее открытое положение; отвинтить крепление 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; затем операции повторяются в обратном порядке.

Ручной привод предназначен для закрытия плашечных превенторов при отсутствии электроэнергии и разрядки аккумулятора, а также с целью фиксации закрытого положения плашек. Он обеспечивает закрытие превентора при давлении в скважине не более 10—15 МПа. После перемещения плашек вручную на закрытие скважины открыть превентор вручную нельзя ввиду одностороннего винтового направления в телескопическом устройстве. Для открытия плашек вручную необходимо вывинтить специальную втулку, вращая ее до упора. В дальнейшем плашки перемещаются при помощи гидроцилиндра.

Манжеты на плашках заменяют следующим образом:
 приводят плашки в крайнее открытое положение;
 отвинчивают винты крепления крышки к корпусу и откидывают крышку.
 частично выдвигают плашку из крышки и снимают крышку с выступа штока при помощи ручного привода;
 заменяют манжету.

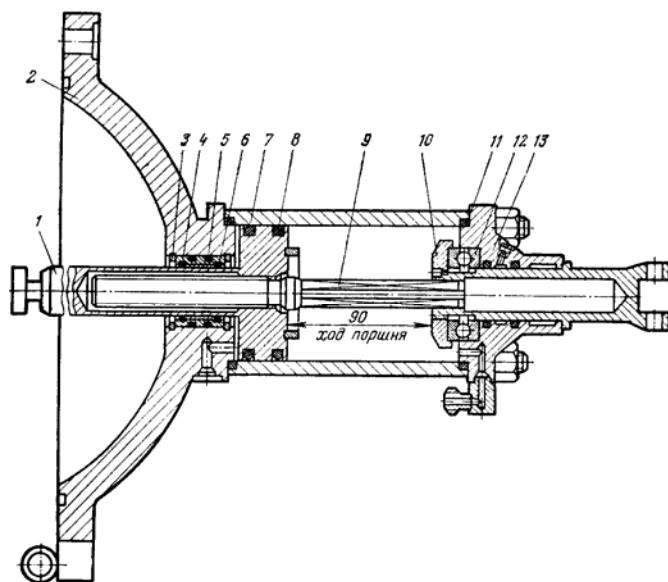


Рис. 1.5. Крышка с гидрокоробкой
 1 – шток; 2 – крышка; 3, 4, 5, 11 – уплотнительное кольцо; 6 – хромированная втулка; 7, 8 – уплотнения цилиндра и поршня; 9 – винт; 10 – опорное; 12 – шариковый упорный подшипник; 13 – крышка цилиндра.

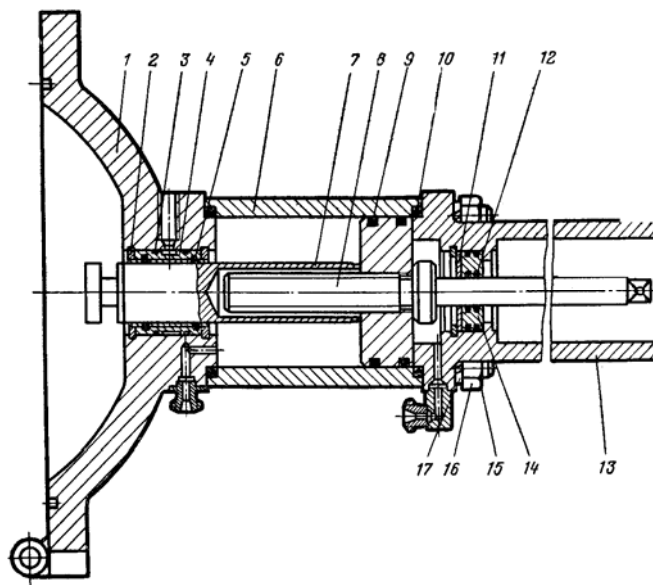


Рис. 1.6. Гидроголовки ППГ-350×350 и ППГ-520×140:
 1 — крышка в сборе; 2 — кольцо пружинное 105ВК; 3 — кольцо уплотнительное 90×100; 4 — втулка; 5 — кольцо уплотнительное 75×85; 6 — цилиндр; 7 — шток; 8 — винт; 9 — кольцо 21-200×0; 10 — кольцо уплотнительное 200×210; 11 — шайба упорная; 12 — кольца 21-48×0; 13 — крышка цилиндра; 14 — подшипники скольжения; 15 — шпилька М30; 16 — гайка М30; 17 — шайба пружинная

Плашечные превенторы не обеспечивают герметизации устья скважины, если на уровне плашек располагаются ведущая труба, бурильный замок, муфта и другие части колонны труб, диаметр и геометрические формы которых не соответствуют установленным в превенторе плашкам. При закрытом превенторе допускается медленное расхаживание колонны в пределах гладкой части труб и невозможно вращение, спуск и подъем бурильной колонны.

2. УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Универсальный превентор предназначен для герметизации устья вокруг любой части бурильной колонны: ведущей, бурильной труб, замка сложного сечения (труба — замок), а также для полного перекрытия скважины при отсутствии в ней инструмента. Превентор состоит из корпуса, крышки, уплотнителя, конического плунжера, запорной камеры и регулирующего клапана.

Регулирующий клапан предназначен для выполнения следующих операций:

- а) устанавливать в запорной камере давление, соответствующее давлению в скважине, при условии постоянного давления в гидросистеме;
- б) поддерживать установленное давление путем автоматического сбрасывания возрастающего и поднятия сниженного давления в запорной камере. Эта операция необходима во время протаскивания замкового соединения бурильных труб через уплотнитель универсального превентора, при этом сброс давления происходит при отсеченной нагнетательной линии.

Клапан обеспечивает поддержание стабильного давления при работе с универсальным превентором с погрешностью не более 0,3 Мпа.

Универсальный превентор способен герметизировать устье скважины независимо от диаметра и геометрической формы уплотняемого предмета: Корпус 17 представляет собой стальную отливку ступенчатой цилиндрической формы с опорным фланцем и шпильками 19 для крепления превентора, проушинами 10 для его подвески, при монтажно-демонтажных работах и транспортировке.

В корпусе превентора располагаются полый ступенчатый поршень 9, резинометаллическая уплотнительная манжета 5 и предохранительная втулка 14. Уплотнительная манжета, имеющая форму усеченного конуса с осевым отверстием, контактирует с конусным отверстием поршня и упирается в крышку 2, снабженную проходным отверстием и прямоугольной резьбой для свинчивания с корпусом превентора. Крышка уплотняется манжетой 4 и фиксируется в затянутом состоянии стопорным болтом 3. Глухие резьбовые отверстия на опорном фланце крышки предназначены для шпилек 1, используемых для крепления фланцевой катушки противовыбросового оборудования. Кольцевые канавки на опорных фланцах корпуса и крышки предназначены для металлических уплотнительных колец 18.

Между корпусом, крышкой и поршнем образуются полости А и Б, сообщающиеся посредством штуцеров 8 и 13 и трубопроводов с гидравлической

системой управления противовыбросовым оборудованием. При нагнетании масла из системы гидроуправления в полость Б поршень перемещается вверх и внутренним конусом сжимает уплотнительную манжету в радиальном направлении. В результате деформации проходное отверстие манжеты оказывается полностью закрытым. При наличии инструмента манжета обжимает его и перекрывает сечение между превентором и инструментом. Давление нагнетаемого в превентор масла устанавливается регулирующим клапаном системы гидроуправления.

Для устранения утечек масла используются самоуплотняющиеся манжеты 6, 7, 11, 12, 15, 16 и уплотнительные кольца 18. Уплотнительная манжета удерживается в закрытом состоянии усилием, создаваемым устьевым давлением в скважине на площадь поршня в полости В превентора. Превентор открывается в результате нагнетания масла в полость А и при одновременном сливе из полости Б. Под давлением масла в полости А поршень перемещается вниз и освобождает манжету, которая разжимается благодаря собственной упругости. Расчетное время закрытия универсального превентора не должно превышать 30 с.

Шифр универсальных превенторов по техническим условиям и другой нормативно-технической документации:

ПУГ-230×350
ПУГ-280×350ХЛ
ПУГ-350×350

Шифр по ОСТ 26-02-1366—76

ПУ1-230×350 ПУ1-280×350ХЛ; ПУ 1-350×350;

Примечание. Шифр ПУ1-230×350 означает: превентор универсальный, модель 1, ПУГ – превентор универсальный с гидроуправлением, диаметр проходного сечения 230 мм, рабочее давление 350 кгс/см² (35 МПа).

Уплотнитель имеет форму массивного резинового кольца, армированного металлическими вставками двутаврового сечения для жесткости и снижения износа уплотнителя.

Согласно ОСТ 26-02-1366—76, кольцевой уплотнитель универсального превентора должен позволять:

- протаскивание колонны труб общей длиной не менее 2000 м при давлении в скважине не более 10 МПа с замковыми или муфтовыми соединениями со специальными снятыми фасками под углом 18°;
- расхаживание и проворачивание колонны;
- открытие и закрытие превентора на расчетное число циклов;
- быструю замену кольцевого уплотнения без демонтажа превентора.

Распорный цилиндр является опорой для резинового элемента и предохраняет конический плунжер от ударов ведущей трубой и замками бурильных труб при спуске инструмента в скважину. Для работы в зимнее время при температуре ниже 0°С рекомендуется применять универсальный превентор ПУГ-230×320ХЛ, обогреваемый паром в нижней части корпуса.

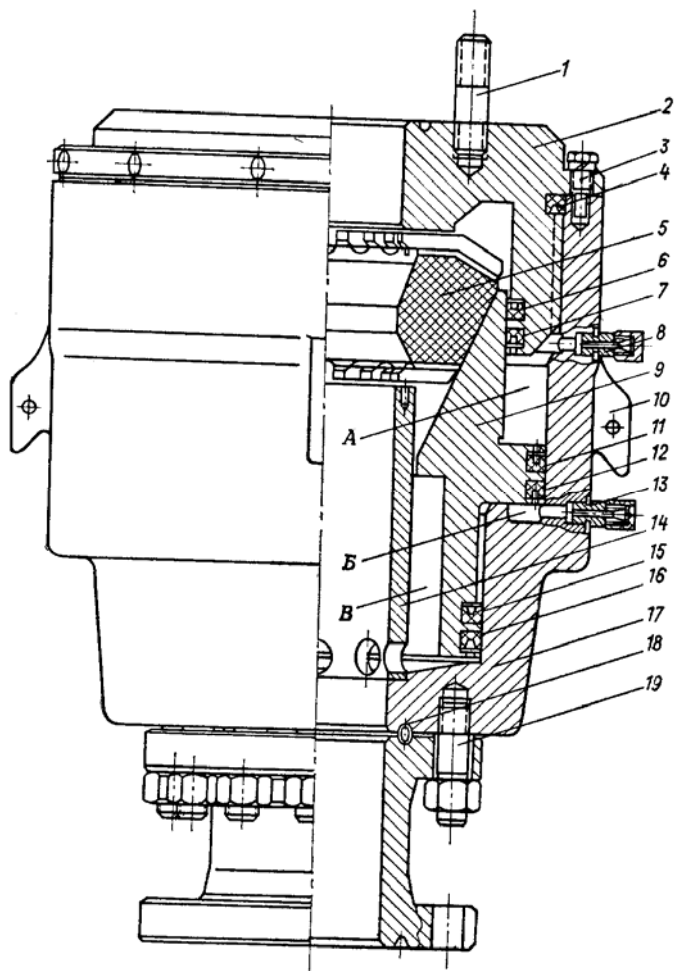


Рис. 2.1. Универсальный превентор

Универсальный превентор предназначен для герметизации устья в процессе бурения без вращения и расхаживания бурильных труб. В то же время уплотнительная резина, имея круглую форму по торцам, допускает протаскивание инструмента через нее. При этом происходит значительное трение, скольжение по внутренней поверхности резины.

В настоящее время выпускаются превенторы ПУ1 230×350, ПУ1230 ×500 и ПУ1-280×350.

В превенторе ПУ1-230×350 предусмотрено изменение диаметра проходного отверстия уплотнителя от 230 до 0 мм.

Наибольший условный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, 146 мм. Корпус универсального превентора изготовлен из стали марки 20ХНГСМЛ для толщины стенок более 100 мм.

Основными нагруженными деталями в универсальном превенторе являются корпус, крышка и уплотнитель.

Корпусы плашечных и отдельных универсальных превенторов, корпуса

некоторых штуцеров и задвижек изготавливают из заготовок цельной отливки. Крестовики фонтанной арматуры и корпуса задвижек высокого давления изготавливают из литой сварной конструкции. Боковые крышки превентора тоже отливаются из стали марки 20ХНГСМЛ с допускаемым напряжением 346 МПа.

Таблица 2.1 Основные размеры и параметры универсальных превенторов

Типоразмер	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	Пробное давление, МПа (кгс/см ²)	Диапазон изменения диаметра проходного отверстия уплотнителя, мм	Наибольший условный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	Высота не более, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
ПУ1-180x210 ПУ1-180x350 ПУ 1-180x700	180	21(210) 35(350) 70(700)	42(420) 70(700) 105(1050)	От 180 до 0	127	830 970 1200	1300 2000 6000
ПУ 1-230x350 ПУ 1-230x700	230	35(350) 70(700)	70(700) 105(1050)	От 230 до 0	146	1170 1500	3300 9500
ПУ1-280x210 ПУ1-280x350 ПУ 1-280x700	280	21(210) 35(350) 70(700)	42(420) 70(700) 105(1050)	От 280 до 0	194	1050 1270 1700	2700 4000 13000
ПУ1-350x210 ПУ 1-350x350 ПУ 1-350x700	350	21(210) 35(350) 70(700)	42(420) 70(700) 105(1050)	От 350 до 0	273	1200 1430 1900	4400 8000 18000
ПУ1-425 x1 40 ПУ 1-425x210	425	14(140) 21(210)	21(210) 31,5(315)	От 425 до 0	340	1300 1420	6200 8200
ПУ1-520x210	520	21(210)	31.5(315)	От 520 до 0	426	1700	15000

Примечание. После промышленных испытаний масса превенторов с проходным отверстием 180, 280, 425 и 520 мм уточняется.

3. ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ

В процессе герметизации устья бурящейся скважины часто требуется проводить вращение и расхаживание бурильной колонны, а также спуско-подъемные операции с целью предотвращения прихвата и прилипания бурильного инструмента к стенке скважины. Плашечные и универсальные превенторы для этих действий не предусмотрены и для того, чтобы приподнять

инструмент на длину одной бурильной трубы, следует раздвигать плашки плашечного превентора или отжимать массивное резиновое кольцо в универсальном превенторе, нагнетая масло, в верхнюю распорную камеру.

В настоящее время разработаны и выпускаются вращающиеся превенторы, предназначенные для постоянной герметизации устья скважины вокруг ведущей и бурильной труб, замкового соединения и УБТ. При наличии превентора можно расхаживать, проворачивать и вращать инструмент, поднимать бурильные трубы и УБТ. Основным узел превентора — резиновый-элемент, который имеет специальную форму, позволяющую протаскивать инструмент вверх или вниз через уплотнение. При протаскивании инструмента уплотнение подвергается значительному износу, его износостойкость зависит от скорости подъема и наружной поверхности труб, бурильного замка и других факторов. Вращающийся превентор предназначен главным образом для вращения бурильной колонны труб в процессе газонефтепроявления. Уплотнитель состоит из металлического основания и резиновой части и прикреплен к стволу при помощи байонетного соединения и специального болта.

Уплотнитель выпускается с одной цилиндрической уплотняющей поверхностью или с двумя (квадратный) — для уплотнения ведущей трубы по ее граням. Вращающийся превентор позволяет бурить с обратной промывкой, с продувкой забоя газообразным агентом или азрированным раствором, с равновесной системой гидростатического давления на пласт, вскрывать и опробовать пласты с высоким давлением.

Вращающиеся превенторы выпускаются четырех типоразмеров. Вращающийся превентор состоит из корпуса, пневмоцилиндра, упора, съемного патрона с уплотнителем, вкладыша (зажима) под рабочую трубу, пульта пневматического и ручного управления.

Вращающийся превентор (рис. 3.1) состоит из корпуса 7, неподвижного патрона 4 и вращающегося ствола 6. В отличие от плашечного и универсального превенторов, имеющих гидравлический привод, во вращающемся превенторе используется самоуплотняющаяся манжета 9, которая обжимает обхватываемую часть бурильной колонны под действием собственной упругости и давления на устье скважины. Литой корпус 7 из легированной стали снабжен, опорным фланцем для соединения с плашечным или универсальным превентором и боковым отводом для присоединения к циркуляционной системе буровой установки.

Диаметр отверстия опорного фланца зависит от типоразмера превентора и должен быть достаточным для прохода долота. Ствол 6, имеющий форму полого цилиндра с наружным опорным фланцем, вращается на упорном 5 и радиальных 3 подшипниках. К стволу на быстросборном байонетном соединении крепится самоуплотняющаяся манжета с внутренними поясками квадратного и круглого сечений, предназначенными соответственно для уплотнения ведущей и бурильной труб. Проходное сечение ствола меньше диаметра долота. Поэтому при спуске и смене его необходимо ствол отсоединить от корпуса превентора. Для этого ствол с патроном соединяют с корпусом превентора посредством

байонетного затвора и фиксатора 10, снабженного дистанционным пневматическим и ручным управлением.

Перед установкой патрона в корпус фиксатор 10 с помощью пневмоцилиндра, управляемого с пульта 13, либо с помощью винта 12 и троса 11 отводится в крайнее левое положение и освобождает проход для установки патрона. После этого патрон вводят выступами в пазы корпуса и поворачивают по часовой стрелке до упоров, установленных в корпусе.

Далее освобождают фиксатор, который под действием пружины пневмоцилиндра замыкает патрон в корпусе превентора. Чтобы вытащить патрон из корпуса, необходимо предварительно отключить фиксатор и повернуть патрон против часовой стрелки. Патрон поворачивают ведущей трубой, вращаемой ротором посредством вкладышей 1. Шинно-пневматическая муфта 2, включаемая с пульта 13, соединяет патрон со стволом, и в результате этого оба они совместно с ведущей трубой поворачиваются относительно корпуса превентора. Шинно-пневматические муфты (ШПМ) соединяют вращающийся ствол с неподвижным корпусом патрона для установки и извлечения патрона из корпуса превентора, а также для правильной ориентации квадрата рабочей трубы в уплотнителе с квадратной уплотняющейся поверхностью при наращивании колонны и замене уплотнителя.

Подшипники ствола смазываются жидким маслом, предохраняемым от утечек и загрязнения асбографитовыми манжетами 8. При отсутствии воздуха в воздушной системе патрон освобождают вручную. При вращении маховика по часовой стрелке шток пневмоцилиндра выходит из зацепления с патроном, который затем извлекают.

Вращающийся превентор монтируется с плашечными превенторами. Корпус превентора необходимо устанавливать так, чтобы пазы его байонетного соединения были параллельны или перпендикулярны мосткам буровой.

Пульт управления и ручное управление монтируют недалеко от пульта бурильщика. Для обеспечения нормальной работы уплотнителя вращающегося превентора необходимо ставить центрирующее кольцо при установке плашечных превенторов.

Бурильный инструмент при герметизированном устье наращивают следующим образом:

1. Ведущую трубу ставят в шурф, а бурильные трубы устанавливают на элеватор, вкладыши превентора остаются на ведущей трубе. Одна из бурильных труб, находящихся в скважине, должна иметь обратный клапан во избежание разгерметизации устья.
2. Устанавливают новую свечу и опускают ее в скважину через уплотнитель.
3. Устанавливают ведущую трубу.
4. Подают воздух в ШПМ.
5. Спускают штангу и при необходимости проворачивают до тех пор, пока вкладыши на штанге не попадут в квадратное гнездо патрона.
6. После того как вкладыши встанут на свое место, прекращается подача воздуха в ШПМ, затем продолжается бурение.

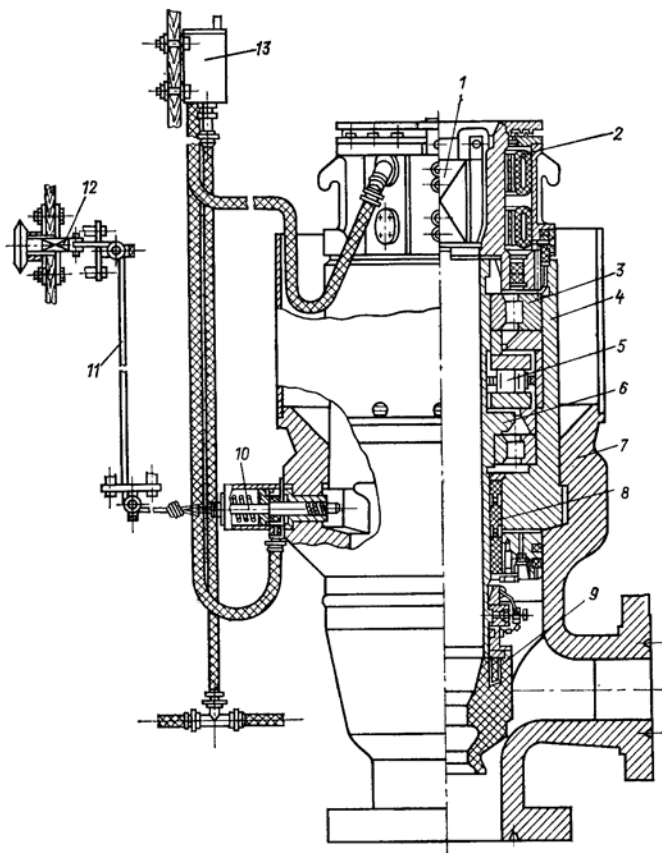


Рис. 3.1 Вращающийся превентор ПВ 230×320 Бр

Техническая характеристика превентора ПВ-230 ×320Бр-1

Диаметр проходного отверстия, мм:

корпуса 230

ствола 158

бокового отвода 150

Давление, кгс/см²:

рабочее 320

испытательное 640

допускаемое при максимальной частоте вращения (об/мин) 80

Диаметр сменных уплотнителей под трубы

и квадратные штанги, мм 114,89,73

Максимальная частота вращения вала, об/мин 100

Максимальный диаметр патрона, мм 510

Габаритные размеры мм:

высота 1525

ширина 680

длина 875

Масса, кг 1312

Примечание. Приведены справочные данные одной из модификаций

Превентор вращающийся типа ПВ-230×320Бр-1 не входит в комплект превенторных установок по схемам ГОСТ 13862—90 и поставляется отдельно в комплекте с собственной системой дистанционного пневматического управления. Он получил применение при вскрытии продуктивных пластов с использованием газообразных агентов, при бурении на равновесии давления в системе скважина — пласт и т. д. Превентор разработан СКВ завода «Баррикады».

Превенторы ПВ-156×320 и ПВ-307×200 в отличие от ПВ-230×320 Бр не имеют шинно-пневматической муфты. Патроны этих превенторов освобождаются вручную, что создает неудобства при спуске и смене долот

На рис. 3.2 показана конструкция превентора ПВ-156 320. Корпус превентора литой с фланцем для установки на устье скважины с двумя внутренними выступами под остов резинового уплотнения. В корпусе предусмотрен боковой отвод с фланцем, предназначенный для подсоединения к системе циркуляции бурового раствора для газообразного агента. Байонетное кольцо служит для крепления патрона в корпусе превентора, и оно вставляется в торцовые прорези корпуса превентора на резьбе. Патрон состоит из корпуса и ствола с набором резиновых уплотнений. В верхней части вращающейся втулки вставлены зажимы для принятия вращения от ведущей трубы, а в нижней ее части закреплен уплотнитель. Верхняя часть ствола зажима имеет зубцы специального профиля, обеспечивающие его зацепление с ведущей трубой. В корпусе патрона установлен ствол в двух радиальных роликоподшипниках и одном упорном шарикоподшипнике.

Узел зажима состоит из двух половин и надетых на них корон.

В патроне превенторов ПВ-230×320 и ПВ-307×200 применены асбестографитные уплотнители. Патрон состоит из корпуса, ствола и двух шинно-пневматических муфт. Заводом им. лейтенанта Шмидта разработан вращающийся превентор ПВ-307×10. При использовании этого превентора допускаются рабочее давление на устье скважины 1 МПа и частота вращения 10 об/мин.

Превентор ПВ-307×10 предназначен для герметизации устья скважин при бурении с использованием азрированного бурового раствора при аномально низких пластовых давлениях. Ствол установлен в двух радиальных шарикоподшипниках.

Управление запорными плашками — дистанционное пневматическое при помощи двух пневмоцилиндров и трехходового крана. Подача сжатого воздуха к пневмоцилиндрам предусмотрена от воздушной магистрали буровой установки.

Для фиксации патрона от проворачивания в корпусе находятся упор и тшевмоцилиндр с запорным устройством, свободный конец упора входит в кольцевой паз.

Вращающиеся превенторы не нашли такого широкого применения в буровых организациях, как универсальные, несмотря на то, что роль вращающегося превентора намного важнее при нахождении инструмента в скважине, чем универсального превентора.

Ресурс работы вращающихся превенторов зависит от ресурса подшипников качения и сальников уплотнения. Подшипники трения качения подбирают по данным заводов, выпускающих подшипники.

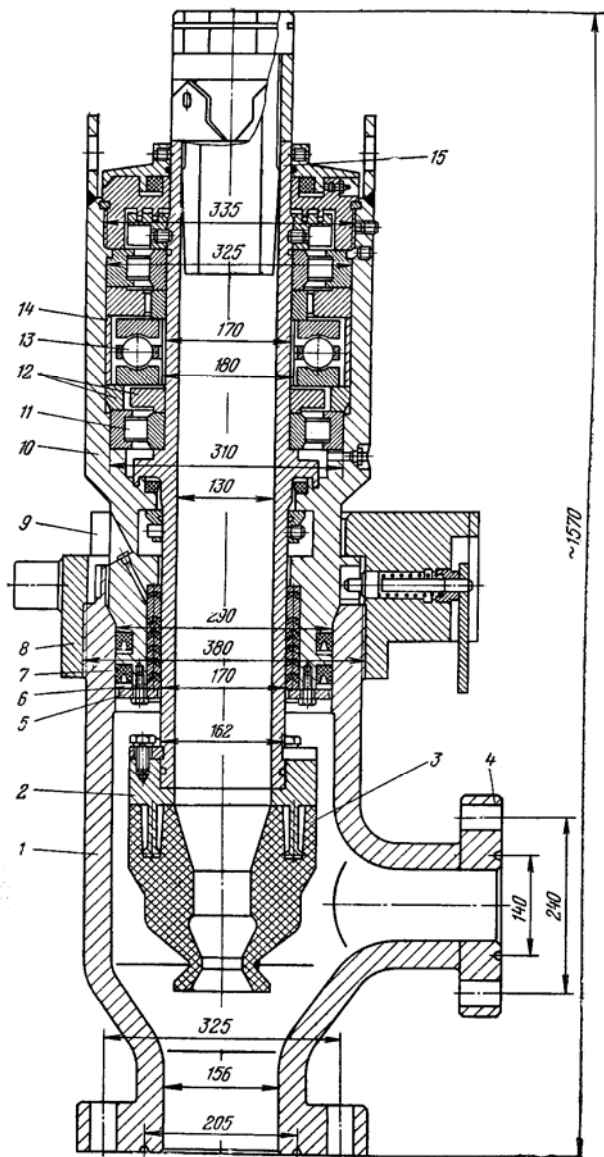


Рис. 3.2. Вращающийся превентор ПВ-156×320:

1 — корпус; 2 — остов манжеты; 3 — манжета; 4 — фланец; 5 — нажимная пластина; 6 — поверхность опоры; 7 — уплотнитель; 8 — соединительная крышка опоры; 9 — направляющая; 10 — корпус вращающегося узла; 11 — роликовый подшипник; 12 — опорные кольца; 13 — шариковый подшипник; 14 — втулка; 15 — вращающаяся втулка

4. УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ВРАЩАЮЩИЙСЯ ПРЕВЕНТОР УПВ-230 ×210

В отличие от вращающегося универсальный вращающийся превентор позволяет расхаживать бурильную колонну при ее вращении.

Плунжер со ступенчатой внутренней поверхностью корпуса образует в превенторе две гидравлические камеры: запорную для закрывания и распорную для открывания превентора. При движении плунжера вверх уплотнитель сжимается, выдавливается к центру скважины и герметизирует при этом любую часть бурильной колонны в зоне уплотнителя. Этот превентор разработан на машиностроительном заводе им. лейтенанта Шмидта. Его конструкцией предусматривается использование скважинной среды для самоуплотнения уплотнителя. Давление среды, возникающее на устье скважины, сообщает плунжеру дополнительное запорное усилие. При перемещении плунжера вниз уплотнитель разжимается. В процессе вращения и расхаживания уплотнитель любого типоразмера должен герметизировать устье скважины вокруг любой части бурильной колонны. Герметичность должна обеспечиваться также и при отсутствии в скважине бурильной колонны. Универсальный вращающийся превентор предназначен для герметизации бурящейся скважины, протаскивания и вращения инструмента при Герметизированном устье. Заводом им. лейтенанта Шмидта он рекомендован для бурения скважин с применением бурового раствора на равновесии гидростатического и пластового давления в системе скважина — пласт, где ожидается поглощение раствора.

В превенторах ПУГ, ПВ и УПВ наиболее уязвимыми узлами являются резиновые уплотнения и шариковые подшипники. Резиновое уплотнение выходит из строя при пропуске небольшого числа замковых соединений. По данным АЗИНМАШа, износостойкость резиновых элементов составляет 40—60 замковых соединений при длине бурильных свечей 25 м, а по промышленным данным она не превышает 25—40 замков. На износостойкость резинового элемента оказывают влияние температура бурового раствора и твердость резины. С повышением температуры сверх 120—150 °С упругость резины заметно снижается и отмечается отрыв от нее мелких и крупных частиц. Таким образом, превенторы ПУГ, ПУ и УПВ являются аварийными герметизирующими органами для закрытия устьев скважин при начавшемся газонефтепроявлении.

В настоящее время необходимо использовать превенторы ПУГ и УПВ при бурении скважин на равновесии гидростатического и пластового давлений, бурении с использованием газообразного агента в качестве бурового раствора или при проводке скважин на термальные воды, где часто не рекомендуется использование глинистого раствора. Необходимо разрабатывать термостойкие резиновые элементы для универсального и вращающегося превенторов.

Термостойкость уплотнительной резины в превенторах не превышает 120—150 °С. В отдельных случаях допускается использование превенторов при температуре скважинной среды 150—175 °С.

5. ВСТАВНОЙ ПРЕВЕНТОР

Вставной превентор, разработанный в СевакавНИПИнефти, предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин, содержащих в растворе газ, и для борьбы с газонефтепроявлениями. Превентор состоит из корпуса и двух резиновых элементов, аналогичных резиновым элементам вращающегося превентора. Он позволяет проводить спуско-подъемные операции при наличии давления на устье скважины.

Катушка вставного превентора устанавливается в плащечный превентор. На неё можно сверху устанавливать любое противовыбросовое оборудование для ликвидации выбросов или открытого фонтана. Пакет вставного превентора монтируется в катушке и извлекается из нее ходом бурильного инструмента при помощи ключа.

Установленный в катушке пакет позволяет: осуществлять промывку с расхаживанием бурильной колонны под давлением на длину, определяемую высотой вышки, с одновременным утяжелением глинистого раствора или его дегазацией; поддерживать противодействие в кольцевом пространстве при подъеме или спуске в скважину комбинированной колонны бурильных труб. Для установки пакета в катушке необходимо поставить колонну бурильных труб на ротор, взять с мостков одну трубу с патрубком и пакетом и навинтить, на инструмент. Затем поднять инструмент, извлечь клинья и вкладыши из ротора, спустить инструмент до его посадки. Усилие посадки не должно превышать 100—150 кН. При посадке выступающие сбоку из головки пакета затворы заходят за кромку кольцевой проточки катушки и замыкают пакет в ней. Для посадки с нагрузкой на патрубок между торцом замка и пакетом устанавливают ключ коронкой вверх; для извлечения пакета из катушки на патрубок надевают ключ коронкой вниз.

Уплотнитель позволяет при работе под давлением 6—7 МПа спустить или поднять до 450—500 замков, при работе под давлением 6—7 МПа спустить до 260—300 замков и поднять до 180—200 замков.

Уплотнительные кольца меняют, если на них обнаружены надрывы, поперечные риски, вырывы глубиной более 2 мм или если наименьший внутренний диаметр кольца равен диаметру трубы.

Каждый уплотнитель на металлическом торце имеет маркировку, выполненную по ТУ 39-28-15—75, которая указывает, для какого размера бурильных труб предназначен данный уплотнитель.

6. МОНТАЖ, РАБОТА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРЕВЕНТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Превенторную установку монтируют под основанием вышечного блока.

В зависимости от условий проводки скважины устье можно оборудовать превенторной установкой уже при бурении ствола под обсадную колонну диаметром 377 мм.

Так оборудуют разведочные и морские скважины на новых площадях.

Монтаж и эксплуатация превенторных установок должны вестись в соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

6.1. Монтаж превенторной установки

В зависимости от разбуриваемого горизонта на устье скважины может быть установлен один или два плашечных превентора соответствующего размера, два плашечных и универсальный превенторы, а в особо сложных и неизученных условиях к трем превенторам может быть еще добавлен один или два плашечных превентора.

Сборку плашечных превенторов устанавливают на крестовик колонной головки талевой системой между подроторными балками и закрепляют к фланцу крестовика шпильками.

Карданные валы превенторов при этом ориентируют в направлении места установки ручного привода. Угол между осями карданного вала и гидравлического цилиндра превентора должен быть не более 8° . Стойки со штурвалами ручного управления устанавливают на общем основании.

К фланцу верхнего превентора крепят разъемный желоб.

Универсальный превентор устанавливают на верхний плашечный превентор. При необходимости, его закрепляют оттяжками за ушки.

Малые отводы крестовиков на устье скважины, расположенные между плашечными превенторами и ниже сборки превенторов, оборудуют отсекателями. За отсекателями устанавливают аварийные задвижки, а затем рабочие дистанционно управляемые с гидроприводом, к которым присоединяют отводы высокого давления. Штуцерно-задвижечный блок монтируют на специальных саях и устанавливают за пределами основания вышки на расстоянии 8—10 м от устья скважины.

Телескопические сани, на подъемной площадке которых монтируют штуцерно-задвижечный блок манифольда, позволяют при необходимости быстро изменять высоту осей задвижек.

После быстросменных штуцеров устанавливают трубы низкого; давления. Их собирают секциями на быстросборных соединениях, отводят сбрасываемую из скважины жидкость в амбары, расположенные от устья скважины на расстоянии 100—150 м. Сани штуцерно-задвижечного блока устанавливают на двух фундаментных лентах. К блоку подсоединяют трубы высокого и низкого давления, монтируют отбойную камеру.

После монтажа манифольда превенторную установку обвязывают трубами и узлами системы гидравлического управления, а также монтируют основные и вспомогательные пульта гидроуправления.

Основной пульт устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, вспомогательный пульт монтируют на месте работы бурильщика. Основной пульт должен быть заземлен.

Превенторные установки, рассчитанные на рабочее давление 320, 500 и 700 кгс/см^2 , оборудуют паропроводом для обогрева установки в условиях низких температур.

Паропровод каждого плашечного превентора подключают к паровой линии отдельно.

Плашечные превенторы при необходимости могут быть установлены на фонтанирующую скважину. Эту операцию осуществляют тросом, которым натягивают подвешенный над устьем превентор на верхний фланец фонтанной арматуры.

6.2. Эксплуатация плашечных превенторов

6.2.1. Указание мер безопасности

1. Превенторы предназначены для предотвращения выбросов и фонтанирования в процессе бурения, т. е. служат целям техники безопасности при проходке скважин.
2. Все вращающиеся механизмы и элементы превентора находятся в закрытом корпусе.
3. При монтаже необходимо соблюдать соответствующие правила техники безопасности и принимать меры для предупреждения повреждения деталей превентора, обвязки и привода.
4. Закрывать превентор необходимо при подвешенном на тросах инструменте, а также при открытых задвижках выкида.
5. Не допускается закрывать превентор, когда инструмент посажен на ротор.
6. Проверка открывания и закрывания превентора должна производиться ежедневно.
7. Во избежание несчастных случаев площадка под полом буровой, где находится превенторная установка, должна быть освещена.
8. При открывании и закрывании превентора необходимо предупредить работников, находящихся под полом буровой.
9. Монтаж, демонтаж и эксплуатация плашечного превентора и меры по технике безопасности его должны производиться в соответствии с Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.

6.2.2. Порядок работы

1. Для перекрытия устья рабочая жидкость от распределительного органа гидросистемы под давлением поступает в нижний вертлюжок, соединенный с вертлюжками, как шаровой штуцер-ниппель. Затем поток через трубки, штуцер, бобышку и отверстие в крышке цилиндра идет в закрывающую полость гидроцилиндра. Под давлением жидкости поршни перемещаются навстречу друг другу, заставляя плашки обжимать трубу и уплотнять торцовую поверхность.
2. Открываются плашки аналогичным образом только через верхние вертлюжки гидросистемы.
3. Если необходимо оставить превентор в закрытом положении на длительный промежуток времени, следует с помощью штурвала через стакан привода вращать винт, который фиксирует шток с поршнем в зажатом положении.

После этого давление в цилиндре можно снизить. Помимо этого в некоторых случаях возможно перекрытие устья с помощью ручных штурвалов с двух сторон.

4. Для открывания превентора необходимо прекратить фиксацию ручным приводом и создать давление от распределительного органа гидросистемы превентора в открывающую полость цилиндра через отверстие в крышке превентора. При этом плашки отходят в крайнее положение.
5. В процессе эксплуатации плашечного превентора ежедневно должна проводиться проверка закрывания и открывания его.
6. При первых признаках проявления скважины необходимо применять меры к предотвращению выброса и фонтанирования, как было указано выше при описании превентора типа ОП.

6.2.3. Техническое обслуживание

1. При смене плашек, откидывая крышки, необходимо предохранять торцовые поверхности корпуса превентора и крышек от механических повреждений.
2. Регулярно 1 раз в 2—3 мес следует проверять состояние резиновых прокладок между крышками и корпусом, заменяя их немедленно при обнаружении даже небольших повреждений.
3. Если выброс продолжается повышением температуры рабочей жидкости более чем на 80° , необходимо осмотреть резиновые уплотнения.
4. При открывании крышек следует каждый раз вынимать торцовое уплотнение, прочищать канавку и торцовые поверхности крышек и корпуса от следов раствора и смазывать все легким маслом.
5. Резиновые уплотнения превентора надо беречь от непосредственного воздействия солнечных лучей.
6. Резиновые уплотнения превенторов должны менять не реже 1 раза в год.

6.2.4. Замена плашек превентора

Для замены плашек превентора необходимо: вывинтить втулку ручного привода, подключить систему гидравлического управления и открыть плашки, отвинтить винты, крепящие крышку превентора, закрыть вентиль, снизить давление, повернуть крышку вокруг оси, вынуть плашку из замкового соединения. На корпусе плашки отвинтить два болта и заменить на плашку требуемого размера. Собрать новую плашку, вставить в замок, закрыть крышку, затянуть винты, крепящие ее, открыть вентиль.

Гидроиспытания плашек проводят смазкой «Нефтегаз-203» марки В.

Допускается проводить гидроиспытания маслом инструментальным 12 или 20 с добавлением 25—30% по объему смазки «Нефтегаз-203» марки Б.

Таблица 6.1. Материалы смазки к превентору ППГ-307×320

Материал	Масса, кг	Материал	Масса, кг
Эмаль светло-зеленая ПФ-115	0,5	Грунтовка ГФ-020Р	0,3
Эмаль красная ПФ-115	0,1	Шпаклевка ПФ-002	0,1
Нитроэмаль красная НЦ-132К	0,16	Смазка СХК	3,7

6.3. Подготовка к работе

Превенторную установку спрессовывают водой с давлением, допускаемым обсадной колонной (но не более испытательного давления установки), в течение 30 мин.

Гидравлическая система управления опрессовывается давлением масла 100 кгс/см^2 в течение 5 мин. Перед опрессовкой из отсекаателя необходимо вытащить обойму с резиновой диафрагмой, рассчитанной на давление 5 кгс/см^2 . После опрессовки обойма устанавливается на место, крышку отсекаателя затягивают.

У манифольда последовательно проверяют герметичность затвора всех задвижек, работу системы гидравлического управления рабочих задвижек, чистоту отверстий разрядных пробок, надежность крепления их кожухов.

Герметичность резиновых уплотнительных колец между штоком и крышкой плашечных превенторов проверяют вывинчиванием специальной пробки на крышке.

Опрессовкой универсального превентора проверяют открытие — закрытие уплотнителя, герметичность уплотнителя и манжет. Масляный бак заправляют маслом АМГ-10 или ДП-8 в зависимости от сезона эксплуатации, а аккумуляторы — азотом до давления $60—65 \text{ кгс/см}^2$. Проверяют правильность регулировки электроконтактного манометра и показаний остальных манометров. Воздушные пробки устраняют в гидравлической системе путем многократного закрытия и открытия превентора и задвижек всеми распределителями до тех пор, пока время их закрытия не станет постоянным. После этого аккумуляторы заряжают до давления 100 кгс/см^2 .

6.4. Работа превенторной установки

При бурении скважины превенторная установка работает в четырех режимах:

- а) нормальный процесс бурения скважины;
- б) готовность установки к герметизации скважины при прохождении пластов с возможными проявлениями;
- в) работа превенторной установки в период начала проявлений и их ликвидации;

г) работа превенторной установки как фонтанной арматуры в аварийном случае (при невозможности снятия превенторов и установки фонтанной арматуры).

При нормальном процессе бурения скважины открыты превенторы и задвижки, кроме задвижек на отводах к насосам, агрегатам и регулирующим штуцерам, которые находятся в закрытом состоянии.

Отсекатели глинистого раствора должны иметь диафрагмы, быстросменные штуцеры должны быть без насадок.

В случае выхода из строя отсекаателей глинистого раствора закрывают рабочие задвижки на струнах. В таком положении разрешается работать не более 16 ч, затем отсекаатели должны быть приведены в рабочее состояние.

В период готовности установки к перекрытию устья скважины в гидравлической системе поддерживается давление 100 кгс/см².

Для закрытия любого превентора или задвижки рукоятку достаточно поставить в положение «закрыто». В этот период особенно важно перед каждым спуском и подъемом бурильного инструмента проверять исправность превенторов и задвижек, а универсальный превентор промывать водой.

В период проявления скважины порядок работы с превенторной установкой следующий.

Перед закрытием превенторов проверяют открытие задвижек, находящихся в открытом состоянии при нормальном процессе бурения. Закрывают превентор и наблюдают за показаниями манометров. После закрытия превентора закрывают рабочие задвижки на струнах, установленные перед тройником и крестовиком. Как только давление в струнах достигнет величины, указанной в геолого-техническом наряде, стравливают газ в амбар открытием рабочих задвижек на струнах. При появлении глинистого раствора рабочие задвижки закрывают и наблюдают за давлением по манометрам. Эту операцию повторяют до тех пор, пока давление на выкиде превентора в момент раскрытия задвижки не возрастет до предельной величины, указанной в геолого-техническом наряде. В этом случае с целью предосторожности отключают электроэнергию, глушат дизели, открывают рабочие задвижки и продукцию скважины направляют в емкость. При необходимости, подсоединив к отводам рабочих струн буровые или цементировочные насосы, можно заглушить скважину.

Следует особо ответственно относиться к регулированию давления в скважине быстросменными или регулирующими штуцерами.

В зависимости от конкретных условий бурения порядок работы превенторной установки в период проявления скважины может быть изменен. Открытый фонтан ликвидируют по специально разработанному плану.

При проявлении скважины могут возникнуть различные осложнения с обсадными трубами, буровым инструментом, либо с устьевым оборудованием, при которых нельзя демонтировать превенторную установку. В этом случае продукт, получаемый из скважины, направляют по рабочим струнам превенторной установки в амбары. Одновременно в аварийной обстановке обвязывают устьевое оборудование задвижками и

штуцерами фонтанной арматуры и соединяют эту обвязку с подготовленным на период эксплуатации скважины продуктопроводом. Скважину эксплуатируют с установленным на устье превенторным оборудованием. На некоторых месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана и Средней Азии продукция скважины (нефть, нефть с газом или газ) имеет следующие параметры.

Давление на устье при закрытых задвижках — 500—600 кгс/см², давление на устье при диаметре штуцера 10 мм — 350—450 кгс/см², при этом температура на устье скважины достигает 120—135° С.

Дебит скважин при 10-мм штуцере достигает 1000 т/сут при газовом факторе 500—600 м³ газа/т нефти.

Часто в продукте скважины имеются коррозирующие составляющие, где, например, содержание углекислого газа в продукции достигает 5—8%, а сероводорода — 6—10%.

К превенторной установке, смонтированной на устье скважины, пробуренной в таких сложных условиях, предъявляются повышенные требования. Во-первых, все резиновые уплотнительные элементы должны быть нефтегазостойкими, достаточно термостойкими и долговечными в данных условиях работы. Нужно иметь в виду, что смена почти всех уплотнений при работающей скважине невозможна. Во-вторых, все соединения как с металлическими, так и неметаллическими уплотнениями должны обеспечивать полную герметичность на протяжении всего срока эксплуатации скважины. В-третьих, отливки корпусных деталей превенторной установки должны быть плотными на протяжении всего периода эксплуатации скважины.

6.5. Эксплуатация превенторной установки

При нормальном режиме бурения работоспособность превенторной установки проверяют не реже одного раза в неделю, а при прохождении пластов с возможными нефтегазопроявлениями — перед каждым спуском и подъемом инструмента. Эти проверки включают контроль за автоматическим включением и выключением двигателя системы гидравлического управления, открытия и закрытия плашечных и универсального превенторов, гидравлических и ручных задвижек, регулирующих штуцеров. При необходимости очищают полости плашек и уплотнителя превенторов, проверяют работу регулирующего клапана, уровень масла в баке, давление азота в аккумуляторе, исправность манометров, степень затяжки всех фланцевых соединений.

При обнаружении неисправностей в превенторной установке (выход из строя резиновых колец гидроцилиндра плашечных превенторов, уплотнений под крышкой гидроцилиндра, плашек, диафрагм гидроаккумуляторов и манжет универсального превентора) их ликвидируют только после остановки бурения скважины.

При эксплуатации превенторной установки необходимо следить за исправностью ее узлов и деталей, смазывать их в соответствии с инструкцией по эксплуатации оборудования.

6.6. Особенности монтажа и работы вращающегося превентора

С целью обеспечения нормальной работы уплотнителя вращающегося превентора при монтаже плашечных превенторов необходимо установить центрирующее кольцо.

При монтаже ручного управления должно быть обеспечено:

- совпадение оси штока пневмоцилиндра с направлением троса;
 - полный выход штока пневмоцилиндра из кольцевого паза корпуса превентора при вращении маховика.
 - При работе с вращающимся превентором трубы должны быть, специально подготовлены. На них необходимо удалить забоины, царапины, заусенцы; замки бурильных труб должны иметь фаски.

С применением вращающегося превентора можно при герметизированном устье скважины наращивать бурильный инструмент, а также заменять долото (только при роторном бурении). Смазка, устранение неисправностей и другие работы проводятся согласно инструкции по эксплуатации.

7. ИСПЫТАНИЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Противовыбросовое оборудование спрессовывается на герметичность внутренним гидростатическим давлением: на пробное давление перед отправкой на буровую и на рабочее давление после монтажа на устье скважины. Целью этих испытаний является проверка герметичности плашек превентора с бурильной трубой, а также резьбовых соединений и уплотнительных колец. Норма испытания превентора на пробное давление указывается в паспорте противовыбросового оборудования, и, как правило, пробное давление равно двум рабочим давлениям, за исключением превенторов с диаметрами проходных отверстий 425 и 520 мм.

Завод — поставщик противовыбросового оборудования указывает в паспорте пробное и рабочее давления гидроиспытания. Пробное гидроиспытание проводится заводом-изготовителем и в механических мастерских буровых предприятий на специальном стенде. Для этой цели изготавливают короткую обсадную трубу с толщиной стенки не менее 20 мм, которую устанавливают и бетонируют в безопасном месте. Создается замкнутая система превентор — насос высокого давления. При необходимости превентор проверяют на герметичность сжатым воздухом.

Продолжительность нахождения превентора под внутренним давлением (воздуха) устанавливается заводом-поставщиком. Превентор выдерживается под давлением в течение 30 мин, затем давление сбрасывается открытием крана высокого давления на разрядной линии агрегата.

По окончании проверки на герметичность превентор проходит визуальный контроль наружным осмотром. Пробному испытанию должен быть подвергнут каждый превентор.

Превенторная установка перед отправкой на буровую должна быть

проверена и опрессована, при этом пробное давление должно быть равно рабочему давлению превертора. В случаях, когда корпус превертора подвергался капитальному ремонту, связанному с применением сварочных и токарных работ, перед отправкой на буровую он должен быть испытан на прочность корпусных деталей.

Преверторы, у которых при испытании обнаружены течь или заметное потение, направляются на повторную разборку, ревизию и сборку с целью выявления причин течи.

Максимальное давление ограничивается пробным давлением, указанным в паспорте. Запрещается повышать пробное давление выше паспортного по требованию потребителя или технического руководителя бурового предприятия.

Опрессовка оформляется записью в паспорте противовыбросового оборудования и актом испытания на пробное давление в механической мастерской.

По окончании полного монтажа противовыбросового оборудования и манифольда на опорах производится их опрессовка на герметичность соответствующим рабочим давлением. При наличии в обвязке устья скважины трех плашечных преверторов опрессовку должны проводить снизу вверх, т. е. вначале опрессовывают нижний превертор с глухими плашками, а затем — средний и верхний преверторы с трубными плашками или ПУГ. Давление опрессовки при этом не изменяется.

Испытание на герметичность преверторов и его обвязки проводится в присутствии главного инженера, механика, инженера по противовыбросовому оборудованию и бурового мастера. Результаты испытания оформляются актом в пяти экземплярах, один из которых хранится у бурового мастера вместе с техническим паспортом превертора.

8. ПРОВЕРКА ЗАКРЫТИЯ И ОТКРЫТИЯ ПРЕВЕНТОРОВ

Закрытие и открытие преверторов проверяются еженедельно. Порядок проверки следующий.

1. Бурильщик приподнимает инструмент и два помощника вручную отсоединяют трубу для установления аварийной трубы с обратным клапаном и шаровым краном. При этом после соединения ведущей трубы замок первой трубы» должен находиться выше стола ротора на 0,4—0,5 м для возможной установки элеватора.

2. Первый помощник бурильщика открывает первые задвижки на выкидной линии и проверяет, задвижку перед дегазатором.

3. Бурильщик дает прерывистый сигнал о закрытии превертора, затем закрывает второй превертор с трубными плашками при помощи гидропривода от вспомогательного пульта управления, а помощники бурильщика докрепляют плашки с помощью штурвалов. Первый помощник считает число оборотов штурвалов и проверяет схождение отметок на щите и штурвалах — до полного закрытия превертора. Бурильщик в этот момент находится у вспомогательного пульта управления превертором и пульта лебедки. Вторым помощником бурильщика вместе с первым закрывает задвижки, установленные после первого манометра.

4. Первый и второй помощники бурильщика наблюдают за ростом давления на устье по манометрам на выкидных линиях и отводах колонной головки.
5. При необходимости бурильщик открывает задвижку с гидроприводом на линии дросселирования, закрывает универсальный превентор и задвижки на выкидной линии.
6. Если необходимо проверить герметичность резинового манжета, то пускают насос и повышают давление до 2 МПа. Помощник бурильщика осматривает превенторы, фланцевые соединения и задвижки.
7. Данные еженедельной проверки бурильщик заносит в журнал проверки состояния бурового оборудования.

Литература

1. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. – М.: Недра, 1983, 384 с.
2. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы.- М.: Недра, 1988, 501 с.
3. Шульга В.Г., Бухаленко Е.И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра, 1978, 235с.
4. Колчерин В.Г., Колесников И.В., Копылов В.С., Боренбойм Ю.Л. Новое поколение буровых установок Волгоградского завода в Западной Сибири. – Сургут: ГУП ХМАО «Сургутская типография», 2000 – 320 с.
5. Гноевых А.Н. и др. Справочник монтажника буровых установок. - М.: Недра, 1997, 491 с.

ЛР № 020520 от 23.04.92 г.

Подписано к печати
Заказ №
Формат 60x84 1/16
Отпечатано на RISO GR 3750

Бум.писч. №1
Уч. - изд. л. 2
Усл. печ. л. 2
Тираж 200 экз.

Издательство “Нефтегазовый университет”

Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования
“Тюменский государственный нефтегазовый университет”
625000, г.Тюмень, ул.Володарского, 38
Отдел оперативной полиграфии издательства “Нефтегазовый университет”,
625000, Тюмень, ул.Володарского, 38

