

И.П. ПУСТОВОЙТЕНКО

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ



ПРЕДЕЛЬНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, мм

Трубы			Виды износа труб и дефектов										
Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Износ наружной поверхности трубы				Вмятины, смятие, шейка, остаточное сужение		Остаточное расширение		Продольные надрезы, зарубки, точечная коррозия, эрозия		Поперечные надрезы
			равномерный		эксцентричный								
			Толщина стенки после износа	Диаметр изношенной трубы	Толщина стенки после износа	Диаметр изношенной трубы	Глубина дефекта	Допустимый диаметр трубы в зоне дефекта	Допустимое увеличение наружного диаметра	Предельный диаметр	Допустимая толщина стенки в месте дефекта	Допустимая толщина стенки	Длина надрезов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
73	73,0	7	4,60	68,2	3,85	69,85	3,65	69,35	3,65	76,65	4,60	5,6	22,92
		9	5,85	66,7	4,95	68,95					5,85	7,2	
		11	7,15	65,3	6,05	68,05					7,15	8,8	
89	89,0	7	4,60	84,2	3,85	85,85	4,45	84,55	4,45	93,45	4,60	5,6	27,94
		9	5,85	82,7	4,95	84,95					5,85	7,2	
		11	7,15	81,3	6,05	84,05					7,15	8,8	
102	101,6	7	4,60	97,2	3,85	98,85	5,10	96,90	5,10	107,10	4,60	5,6	32,02
		8	5,20	96,4	4,40	98,40					5,20	6,4	
		9	5,85	95,7	4,95	97,95					5,85	7,2	
		10	6,50	95,0	5,50	97,50					6,50	8,0	
114	114,3	7	4,60	109,2	3,85	110,85	5,70	109,30	5,7	119,7	4,60	5,6	35,79
		8	5,20	108,4	4,40	110,40					5,20	6,4	
		9	5,85	107,7	4,95	109,95					5,85	7,2	
		10	6,50	107,0	5,50	109,50					6,50	8,0	
		11	7,15	106,3	6,05	109,05					7,15	8,8	
127	127,0	7	4,60	122,2	3,85	123,85	6,35	120,65	6,35	133,95	4,60	5,6	39,87
		8	5,20	121,4	4,40	123,40					5,20	6,4	
		9	5,85	120,7	4,95	122,95					5,85	7,2	
		10	6,50	120,0	5,50	122,50					6,50	8,0	
129 (ЛБТ)	129	9	5,85	122,7	4,95	124,95	6,45	122,55	6,45	135,45	5,85	7,2	40,5
		11	7,15	121,3	6,05	124,05					7,15	8,8	
140	141,3	8	5,20	134,4	4,40	136,40	7,00	133,00	7,0	147,00	5,20	6,4	44,36
		9	5,85	133,7	4,95	135,95					5,85	7,2	
		10	6,50	133,0	5,50	135,50					6,50	8,0	
		11	7,15	132,3	6,05	135,05					7,15	8,8	
147 (ЛБТ)	147	9	5,85	140,7	4,95	142,95	7,35	139,65	7,35	154,35	5,85	7,2	46,15
		11	7,15	139,3	6,05	142,05					7,15	8,8	
		13	8,45	137,9	7,15	141,15					8,45	10,4	
		15	9,75	136,5	8,25	140,25					9,75	12,0	
		17	11,05	135,1	9,35	139,35					11,05	13,6	
168	168,3	9	5,85	161,7	4,95	163,95	8,40	159,60	8,40	176,40	5,85	7,2	52,75
		10	6,50	161,0	5,50	163,50					6,50	8,0	

И.П. ПУСТОВОЙТЕНКО

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ

3-е издание, переработанное
и дополненное



Москва "Недра" 1988

ББК 33.131
П 89
УДК 622.248

Рецензент *С.Н. Шандин*

Пустовойтенко И.П.

П89 Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988. — 279 с.: ил.
ISBN 5-247-00029-3

Приведена классификация аварий и факторов, влияющих на их возникновение. Описаны характерные аварии, которые происходят при бурении нефтяных и газовых скважин, изложены причины возникновения, методы предупреждения и ликвидации. Рассмотрен ловильный инструмент. В третьем издании (2-е изд. — 1973) большое внимание уделено новым достижениям в области предупреждения и ликвидации аварий. Описаны новые ловильные и вспомогательные инструменты. Для лучшего понимания причин аварий, освоения методов их ликвидации и устранения ошибок в технологии бурения дан анализ фактических примеров.

Для инженерно-технических работников предприятий нефтяной и газовой промышленности.

П $\frac{2504030300 - 357}{043(01) - 88}$ 266 — 88

ББК 33.131

© Издательство "Недра",
1973, с изменениями

ISBN 5-247-00029-3

© Издательство "Недра",
1988, с изменениями

ГЛАВА 1

АВАРИЙНОСТЬ В БУРЕНИИ

§ 1. Понятие об аварии

В процессе бурения скважины на нефть и газ возникают различного вида аварии.

Под аварией в бурении следует понимать

нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны труб или ее поломкой с оставлением в скважине элементов колонны труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Характерными поломками являются:

поломки по телу или по узлам соединения бурильных, утяжеленных, ведущих, обсадных и насосно-компрессорных труб, бурильных замков, переводников; поломки забойных двигателей, амортизаторов, расширителей, центраторов, долот, вспомогательных и ловильных инструментов и т.д. Кроме того, в скважинах могут оставаться долота, забойные двигатели, геофизические и другие приборы и инструменты.

Часто бурильные и обсадные колонны неожиданно оказываются

прихваченными или заклиненными в скважине, происходит смятие или нарушение обсадных колонн, которыми перекрывается часть ствола скважины.

Нередки еще газонефтеводопроявления, которые надолго останавливают процесс строительства скважины.

Все указанные выше нарушения технологического процесса строительства скважины, для устранения которых ведутся дополнительные работы независимо от времени, затраченного на их ликвидацию, считаются аварией в бурении.

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины, происшедшие при соблюдении требований технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такими как поглощение, нефтегазопроявления, выбросы, осыпи, обвалы, желобные выработки, искривления ствола, открытое фонтанирование и другими, а также последствия стихийных бедствий — относятся к осложнениям.

§ 2. Классификация аварий

Аварии в скважинах происходят почти со всеми видами труб и колонн, инструментами, приборами и т.д. Они на сегодня часты в цикле строительства скважины.

Для удобства анализа, разработки мер предупреждения и ликвидации аварий все они разделены на виды.

Вид аварий — это характерные, много раз повторяющиеся, схожие между собой, существенно не отличающиеся друг от друга аварии.

Аварии в бурении подразделяются условно на следующие виды: аварии с элементами колонны буровых труб; захват буровых и обсадных колонн; аварии с долотами; аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки; аварии из-за неудачного цементирования; аварии с забойными двигателями; падение в скважину посторонних предметов; прочие аварии [12].

Аварии с элементами колонны буровых труб — оставление в скважине элементов колонны буровых труб (ведущих, буровых и утяжеленных труб, переводников, муфт, замков, центраторов, амортизаторов, калибраторов) из-за поломок по телу на гладком участке или в зоне замковой резьбы или по сварному шву; вследствие срыва по резьбовому соединению, а также в результате падения в скважину названных выше элементов, из-за заклинивания по резьбе или ввиду поломки спускоподъемного оборудования или инструмента,

обрыва талевого каната, при подъеме на одном штропе и т.д.

Захваты буровых и обсадных колонн —

непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений или посторонними предметами; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважин или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на буровой колонне.

Аварии с долотами —

оставление в скважине долота, буровой головки, расширителя, а также их элементов и частей.

Аварии с обсадными колоннами

и элементами их оснастки — аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными колоннами либо с их частями, вызванные разъединением по резьбовым соединениям, обрывом по сварному шву и телу трубы, смятием или разрывом по телу трубы, падением колонны или ее части, повреждением труб при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана, направляющей пробки или неисправностью элементов оснастки низа обсадной колонны.

Аварии из-за неудачного цементирования —

захват затвердевшим цементным раствором колонны буровых

труб, на которых снукалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака, недоподъем в затрубном пространстве или оставление в колонне цементного раствора, для удаления которого требуются дополнительные работы по устранению нарушения, а также негерметичность обсадных и бурильных колонн труб, послужившие причиной некачественного цементирования.

Аварии с забойными двигателями —

оставление турбобура, электробура, виброударника, винтового двигателя или их узлов в скважине вследствие поломок или разъединения с бурильной колонной.

Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов —

падение в скважину вкладышей ротора, роторных клиньев, параллелей и вкладышей ключей ПКР, челюстей ключей АКБ, кувалд, ключей, ручных инструментов, приспособлений и их частей и других предметов, с помощью которых велись работы на устье скважины или над ним.

Прочие аварии —

аварии, возникающие при производстве промысловых исследова-

ний в скважине (обрывы и прихваты кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед, перфораторов и других устройств, применяемых при исследовании скважин и вспомогательных работах), открытые нефтяные и газовые фонтаны; падение и разрушение вышек, морских оснований, падение элементов талевой системы (краноблок, крюкоблок); взрывы и пожары на буровых, приводящие к выходу из строя оборудования и остановке бурения.

Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя он может быть обнаружен и позже, а окончанием аварии — восстановление условий для продолжения бурения. Авария в скважине, происшедшая в период ликвидации ранее возникшей аварии, регистрируется, но не учитывается. Время на ее ликвидацию суммируется со временем, необходимым для ликвидации первоначально возникшей аварии. Такой же порядок учета распространяется и на случаи возникновения всех последующих аварий при ликвидации первой.

Аварии при испытании скважины в процессе бурения (с испытателями пластов) или после окончания бурения учитываются как аварии, происшедшие при испытании скважин.

ГЛАВА 2

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ

Основное число аварий происходит вследствие нарушения исполнителями работ требований технологии бурения и эксплуатации оборудования и инструментов, применяемых для бурения. В отдельных предприятиях по таким причинам происходит до 95 % от общего числа аварий.

Много аварий еще вызвано некачественным изготовлением инструментов, механизмов и оборудования.

Как правило, бракованные изделия спускают в скважину очень редко, так как перед спуском в скважину они подвергаются проверке. Невнимательность и небрежность при проверке способствуют увеличению числа аварий с изделиями, спускаемыми в скважину. Число аварий из-за применения бракованных заводских изделий ежегодно не превышает 3—5 %.

Значительно меньший процент составляют аварии, вызванные непредвиденными обстоятельствами. Такими являются нефтегазоводопроизведения, вскрытие сильнотрепциноватых пластов, текучих пород и т.д.

Беспечность и пассивность исполнителей к порученной работе, к соблюдению требований проектов и инструкций по эксплуатации механизмов — источник аварий. Там, где требовательности и строжайшему выполнению технологической дисциплины уступают благодушие, самонадеянность, чаще всего происходят аварии.

Причину аварий прежде всего необходимо искать внутри предприятия, в организации работы по строительству скважины, в организации обеспечения буровой всем необходимым для проводки скважины.

Необходимо отметить, что возникновению определенного числа аварий, хотя и не очень большого, способствует несовершенство технических и технологических проектов, а также конструкция инструментов, оборудования и механизмов, несмотря на качественное их выполнение.

Ниже приводятся основные причины возникновения каждого вида аварий.

§ 1. Аварии с бурильной колонной

Многочисленными теоретическими исследованиями и практикой показано, что аварии вследствие поломки элементов бурильной ко-

лонны вызваны в основном усталостью металла.

Явления усталости возникают главным образом под действием

следующих основных переменных нагрузок: изгиба, колебаний бурильной колонны, крутильных ударов.

Усталость металла ускоряют следующие факторы:

1) дефекты материала труб — расслоение и структурная неоднородность металла, незаметные (на глаз) инородные включения в металле и конструктивные дефекты, т.е. резкие переходы в сечении, острые надрезы, царапины и т.д.;

2) малые радиусы закругления восьминиточных резьб (трубных);

3) применение безупорного соединения трубы с замком или соединительной муфтой;

4) неблагоприятные геологические и технологические условия бурения и нарушения запроектированных режимов бурения.

К таким неблагоприятным условиям относятся:

частое переслаивание пород, различных по крепости, крутые углы падения пластов;

работа колонн в средах с агрессивными химическими добавками (соли, кислоты, щелочи), способствующими возникновению коррозии;

работа бурильной колонны в скважинах, имеющих по стволу большие каверны, особенно при роторном бурении;

несоответствие размера долота диаметру бурильных труб;

несоответствие типа долота крепости разбуриваемых пород;

возникновение резонанса при совпадении частоты колебаний колонны от пульсации давления на выкидной линии насоса с частотой собственных колебаний колонн;

эксплуатация бурильной колонны в состоянии чрезмерного сжа-

тия, т.е. при бурении без УБТ или с УБТ незначительной длины, тогда как вес УБТ должен превышать нагрузку на долото на 25 %;

установка над УБТ труб группы прочности Е, К, а также ЛБТ;

применение труб несоответствующего класса для бурения на данной глубине;

вмятины на трубах от инородных тел (шарошек, долот, крепких пород и т.д.);

эксцентричность вышки, ротора по отношению к скважине.

Перечисленные факторы способствуют возникновению аварий, вызванных:

в ведущих трубах поломкой по телу и срывом трубной резьбы;

в бурильных трубах поломками и по телу на участках с номинальной толщиной стенки, в концевых утолщениях, в зоне сварного шва и трубной резьбы, а также срывом резьбы, соединяющей трубу с бурильным замком;

в бурильных замках поломками по телу на участках, заключенных между резьбовыми концами и в зоне замковой резьбы ниппеля или муфты, а также срывом по замковой резьбе;

в УБТ и переводниках поломками по телу в зоне замковой резьбы и срывом по замковой резьбе;

в соединительных муфтах поломкой по телу.

Кроме этого, встречаются аварии, вызванные развинчиванием резьб в замковых соединениях бурильных замков, УБТ, переводников и ведущих труб.

Поломки по телу

Поломки по телу характерны для всех видов труб (ведущих, бу-

рильных и утяжеленных) и элементов (бурильных замков, переводников и соединительных муфт), соединяющих их в колонну.

Ведущие трубы

применяются цельные и сборной конструкции. Цельная ведущая труба на концах имеет высадки, на которых вверху нарезается внутренняя замковая левая резьба, а на нижнем конце — наружная замковая правая резьба.

Ведущая труба сборной конструкции состоит из квадратной штанги и переводников. На концах квадратной штанги нарезается наружная коническая резьба с шагом 8 ниток на длине 25,4 мм и конусностью 1:16 с левым направлением резьбы вверху и с правым направлением нарезки резьбы внизу. На резьбы соответственно навинчиваются переводники под замковую резьбу.

С цельными ведущими трубами отмечены единичные аварии. Они, как правило, вызваны длительной работой с ведущей трубой без дефектоскопических проверок. Поломки приходятся на тело в зоне резьбы нишеля и очень редко по муфте.

Ведущие трубы сборной конструкции ломаются в зоне конической резьбы и, за редким исключением, на участке, прилегающем к ней. Поломка приходится на первый виток полного сопряжения резьбы, обычно на 5—6 нитке от торца ведущей трубы. Развитие усталости и последующей поломке трубы способствует несовершенство конструкции соединения ведущей трубы с переводником. На ускоренное развитие усталости этого узла влияют переменные на-

грузки, неравномерный характер распределения которых по резьбе приводит к концентрации напряжений во впадинах и отклонению элементов резьбы.

Бурильные трубы.

Буровые предприятия оснащаются бурильными трубами как с приваренными соединительными концами, так и сборной конструкции, изготавливаемыми из стали или легких сплавов.

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами во время эксплуатации ломаются по *сварному шву и телу*.

Распространенная причина аварий с трубами по сварному шву и телу — промывы в местах наличия дефектов (посторонние включения в металле, расслоения, раковины и т.д.). Аварии с трубами в виде поломок их по сварным швам могут быть вызваны также недоброкачественным изготовлением труб, т.е. отсутствием соосности трубы и привариваемого полузамка, низкой ударной вязкостью сварного шва по сравнению с ударной вязкостью металла трубы, что объясняется образованием (в большинстве случаев в сварном соединении) окисных пленок, трудностью получения высококачественной термической обработки сварного шва, недостаточной площадью сварного шва по сравнению с площадью сечения труб. Основная причина многих аварий со сломом труб по сварным швам и телу — использование труб не по назначению, например бурение с применением труб III класса в интервалах, где по расчетам следует устанавливать трубы I и II классов или бурить роторным способом с трубами типа ТБПВ. Если крутя-

щие моменты очень велики, то возможно разрушение труб по спирали и в поперечном направлении.

Спиральный слом труб возникает в скважинах, диаметр которых не более чем на 100 мм превышает диаметр бурильных труб, причем чаще всего слом приходится на обсаженный участок скважины. При спиральном слоде труба разрушается по винтовой линии. Он возникает от поперечной трещины на поверхности трубы и имеет усталостный характер. Направление спирали совпадает с направлением вращения бурильной колонны. Угол подъема спирали составляет приблизительно 45° к оси трубы, что соответствует наибольшим нормальным напряжениям при кручении.

Широко распространен *поперечный излом труб*, вызванный концентрацией напряжений в местах повреждений особенно от работы клиньями ПКР, а также на участках с дефектами проката. В зоне сварки и ее термического влияния развивается усталость металла, приводящая к поперечному излому труб. В поперечном направлении трубы ломаются и от скручивания в результате приложения чрезмерных крутящих моментов. В месте слома труба имеет форму скручивания по спирали, однако ломаются трубы по спирали и в поперечном направлении в основном при ликвидации аварий.

В продольном направлении трубы ломаются, как правило, из-за дефектов изготовления труб, т.е. при наличии в теле трубы раковин и других дефектов, а также из-за нарушения режима проката и термообработки, которые образуют

значительные внутренние напряжения, приводящие к усталостным поломкам.

Бурильные трубы сборной конструкции, имеющие на концах утолщения с конической резьбой, широко применяются, хотя конструкция их неудачна. Помимо поломок, присущих трубам с приваренными замками (промыва труб в зоне дефектов, разрушения по спирали и в поперечном направлении), бурильным трубам сборной конструкции свойственны поломки, приуроченные к утолщениям и нарезке трубной резьбы на концах труб.

Технология изготовления труб с утолщениями на концах не позволяет достигнуть равномерного охлаждения трубы во время закалки, и, как следствие, образуются мелкие трещины, направленные вдоль и поперек трубы, которые способствуют ускоренному развитию усталости. В соединении труба — замок концентрируются большие напряжения со знакопеременными нагрузками. Наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Такая концентрация напряжений в соединении замок — труба и наличие микротрещин от закалки трубы приводят во время работы к поломкам, приуроченным к этому участку трубы.

Сломы по утолщенному концу происходят и на других участках резьбы, находящихся рядом с первым витком полного сопряжения. Увеличение толщины стенки трубы в зоне резьбы не предохраняет от распространения трещин в теле трубы, а как бы увеличивает вре-

ма работы трубы до излома.

Для труб из легких сплавов (ЛБТ) сборной конструкции характерны аварии, присущие стальным трубам сборной конструкции. Помимо этого, для них свойственно развитие эрозии вблизи муфт соединений, которые при ослаблении их прочности приводят к разрушению.

Эрозия возникает под действием турбулентного движения промывочной жидкости в зоне муфтовых и замковых соединений, где внутренняя поверхность более шероховата, чем в остальной части трубы. Кроме того, конструкция муфтовых и замковых соединений труб способствует образованию местных сопротивлений, а следовательно, и более сложному характеру движения жидкости, которая интенсивно размывает трубу на этом участке. Кроме того, ЛБТ ломаются из-за несвоевременного выявления износа тела трубы.

Бурильные замки и соединительные муфты разрушаются по телу при ликвидации аварий вследствие приложения значительных нагрузок. Концы разрушенных деталей имеют увеличенные диаметры и воронкообразную форму. Такие аварии происходят в основном с бурильными замками диаметром 118 мм и менее, а также с соединительными муфтами диаметром 140 мм и менее. Разрушение муфт и замков по телу в поперечном направлении отмечается также при неправильной их термической обработке: торцы сломанных деталей в поперечном направлении обладают мелкозернистой структурой.

В утяжеленных бурильных тру-

бах и переводниках так же, как и в бурильных замках, отламываются кольца ниппеля и муфты. Причины этих поломок аналогичны причинам слома замковых деталей по резьбе и труб по утолщенному концу.

Срыв резьбы

Наиболее часто аварии происходят из-за срыва замковой резьбы в бурильных замках, УБТ и переводниках.

Основные причины разрушения замковых резьбовых соединений — их размыв и износ

после многократного свинчивания и развинчивания. При работе на забое бурильная колонна подвергается различным знакопеременным напряжениям, отчего одна часть резьбового соединения перемещается по другой. Нагрузки, передаваемые на резьбу, зависят от степени жесткости и плотности свинчивания. Недокрепление соединения способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга, что ускоряет износ резьбы.

На износ резьбы влияют также качество и давление промывочной жидкости в момент прокачки. Чем больше давление в жидкости и чем больше в ней инородных тел, обладающих абразивными свойствами, тем скорее изнашивается резьба. В результате размыва плоскость соприкосновения витков резьбы уменьшается, увеличиваются силы, действующие на ослабленную резьбу, и она разрушается. Неотцентрированный фонарь вышки, а также недоброкачественная смазка труб способствуют ускорению износа резьб при свинчивании.

Большое число аварий с утяжеленными бурильными трубами происходит также вследствие разрушения резьбовых соединений, поскольку они работают в более тяжелых условиях, чем замковые соединения бурильных труб. К тому же резьбовые соединения в УБТ менее прочны, чем в замках, переводниках и долотах.

Аварии в результате заедания или ослабления прочности резьбы

при размыве возникают реже, так как места размыва на внешней части тела соединяемых элементов можно легко обнаружить.

Резьбовые соединения разрушаются вследствие заедания трубной резьбы под действием на нее увеличенных нагрузок и температуры, возникающих на поверхности резьбы в процессе свинчивания и работы замка в скважине.

Разрушения резьбовых соединений также могут быть вызваны несоответствием размеров элементов резьбы (особенно по конусности), поскольку значительные отклонения размеров приводят к неравномерному распределению нагрузки по ее виткам и, следовательно, к интенсивному износу.

Падение колонны труб в скважину

Падение бурильных колонн в скважину в основном происходит вследствие нарушения технологических требований к спуску и подъему колонны, а также в результате неисправностей спускоподъемного инструмента и механизмов.

Наиболее часто встречаются следующие нарушения и неисправности:

1) подъем бурильной колонны на одном штропе;

2) несоответствие грузоподъемности элеватора массе колонны и наличие трещин в верхней проушине;

3) слабое крепление защелки элеватора завода "Красное Сормово", в результате чего при отходе элеватора от муфты защелка открывается и колонна падает в скважину;

4) несовершенство конструкции защелки подъемного крюка;

5) поломка боковых серег и ствола крюка;

6) неисправность тормозной системы — разрыв тормозной ленты и тормозного шкива, чрезмерный износ тормозных колодок, отключение гидродинамического тормоза, износ шарнирных соединений тормозной системы, заклинивание тормозного рычага, неисправность предохранительного устройства тормозного рычага, нарушение резьбового соединения натяжных болтов тормозной ленты;

7) слом и разрушение сопряжений элементов бурильной колонны во время спускоподъемных операций вследствие динамических напряжений, возникающих при резкой посадке колонны на ротор или на уступ;

8) работы штропами несоответствующей грузоподъемности и при наличии износа выше нормы.

В процессе эксплуатации поломки и разрушения сопряжений элементов бурильной колонны происходят в местах ослабленной прочности трубы или соединения.

Нарушения трубной и замковой прочности происходят, как правило, в результате нарушения технологических требований к спуску и подъему колонны (спускание УБТ, опускание, затравливание в ротор, вытравливание, вытравливание и др.)

ров и защелок крюка), отсутствие достаточного опыта членов буровой бригады — главные причины, приводящие к падению колонн в скважину.

Таким образом, можно отметить, что аварии происходят не только из-за недостатков конструкции бурильных труб, но и в результате слабого технического надзора и недостаточной квалификации работников. Это приводит

к несвоевременной профилактике бурильных колонн, слабому креплению замковых соединений, неудовлетворительной сборке бурильных колонн, спуску их в скважину с недопустимой работой отдельных элементов, плохому состоянию поверхностного оборудования, несоответствию прочности колонны условиям бурения, слабому учету работы бурильных колонн.

§ 2. Прихваты колонны труб

Прихват колонны труб — это самый многочисленный и тяжелый вид аварий. С ростом глубин скважин и давлений как гидростатического, так и пластовых во вскрываемых горизонтах, возросли и увеличились потенциальные опасности при бурении скважин.

О влиянии сложности бурения и опасностях, возникающих при проводке глубоких скважин, свидетельствует следующее. Если на 1000 м проходки на Украине при бурении в интервале 0—2500 м приходится 1,5—3 % аварий, то при бурении на глубинах более 5000 м до 56 %, т.е. в среднем более чем в 20 раз.

На возникновение прихватов значительно влияет наличие в разрезе мощных хемогенных толщ, комплекса переслаивающихся аргиллитов-алевролитовых и глинистых пород, склонных к текучести, растворению, осыпанию и обвалам; наличие зон с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами; тектоническая нарушенность, большие углы падения пород и другие факторы геологического характера. Влия-

ние этих факторов особенно ощущается при бурении первых скважин на площади. С накоплением опыта в проводке скважин их значение утрачивается, но практически не всегда и не везде. Нередки случаи, когда работы, проведенные для предотвращения одной группы прихватов, приводят к возникновению других осложнений. Например, переход на бурение с растворами меньшей плотностью для предупреждения прилипания колонн привел к возникновению осыпей и т.д.

Решающий фактор в возникновении прихватов — вид промывочной жидкости. Основное число прихватов происходит в районах, где бурение ведется с применением глинистых растворов. Растворы на нефтяной основе исключают почти все виды прихватов, вызванных переладом давления, и образование сальников, а также резко снижают случаи нарушения устойчивости ствола. Переход на бурение с применением воды в качестве промывочной жидкости вместо глинистого раствора в соответствующих благоприятных

условиях Башкирии, Татарии, Восточной и Западной Сибири и в других районах также привел к резкому сокращению числа прихватов. Однако во многих местах участились случаи нарушения устойчивости стенок скважин и роста прихватов, вызванных обвалами и осыпями. Введение в воду различных добавок, хорошо растворимых в воде и придающих необходимые свойства, расширили область применения растворов с малым содержанием глинистых частиц и твердой фазы.

В нашей стране лучшими буровыми мастерами накоплен значительный опыт бурения скважин без прихватов. Достижения науки и практики, обеспечивающие безаварийное бурение скважин, отражаются в технических и технологических проектах на их строительство. Однако при бурении скважин допускаются отступления от проектов, а технико-технологические упущения при их составлении могут быть причинами прихватов.

Прихваты бурильной колонны подразделяют на следующие группы.

1. Прилипание бурильной колонны к стенке скважины.

Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колонну к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Трубы прилипают на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную ко-

лонну нормальные силы и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

Признаками прилипания в начальной стадии его возникновения служат увеличение крутящего момента бурильной колонны и силы сопротивления ее осевым перемещениям, поэтому указанные параметры необходимо регистрировать и постоянно наблюдать за их изменениями. Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны. Прилипает, как правило, бурильная колонна, находящаяся в неподвижном состоянии.

На степень прилипания влияют: время нахождения бурильной колонны в скважине без движения; перепад между пластовым и гидростатическим давлением; состояние глинистой корки (толщина, прочность и т.д.); площадь соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины; проницаемость пород; сила трения между элементами бурильной колонны и стенкой скважины; температура в зоне прихвата.

К прилипанию бурильной колонны под действием перепада давления приводит бурение на буровом растворе, параметры которого не отвечают требованиям проекта (завышена вязкость, плотность, фильтрация, малое содержание противоприхватных добавок — нефти, ПАВ и т.д.). Оставление без движения бурильной колонны против проницаемых пластов, например для устранения неисправности воздухопроводов, ремонта лебедки, сшивки цепной пе-

редачи или ликвидации неисправностей другого оборудования, как правило, приводило к прихвату. Особенно быстро прихваты происходят при оставлении колонны труб против только что вскрытых проницаемых горизонтов.

2. Заклинивание колонны труб

Эта группа прихватов является преобладающей особенно в суженной части ствола, в зонах желобных выработок, а также при заклинивании посторонними предметами и шламом.

Заклинивания долот и элементов бурильной колонны в суженной части ствола скважины наиболее распространены в призабойной зоне. Так, в последние годы в скважинах, пробуренных на предприятиях Украины, у забоя и в 20 м от него произошло около 58 % всех заклиниваний. В основном аварии этой группы приурочены к зонам сужения в твердых породах и к нерасширенным участкам ствола, которые бурились очень быстро. При разборе причин таких аварий выясняется, что перед началом бурения не учитывался характер сработки и условия работы предыдущего долота. Часто заклинивания случаются при спуске без проработки ствола алмазного, лопастного или четырехшарошечного долота после трехшарошечного. Нередки случаи заклинивания бурильной колонны при увеличении жесткости ее низа. При разбуривании хемогенных толщ очень часто бурильная колонна оказывается прихваченной в результате сужения ствола скважины, вызванного текучестью каменных солей. Наличие гипсовых пропластков в разрезе некоторых

месторождений также может вызывать прихват.

Заклинивания широко распространены при расширении стволов скважин, где, как правило, трудно поддерживать необходимый режим, особенно на больших глубинах. Неправильные действия бурильщика порой усложняют заклинивание. В основном заклинивание при спуске колонны останавливается так, что муфта верхней трубы выступает над ротором на несколько метров. В таких случаях колонну поднимают до следующей муфты, отвинчивают и присоединяют ведущую трубу для последующей промывки и проработки интервала остановки колонны. Однако подъем бурильной колонны до муфты часто приводит к неполному извлечению колонны из зоны сужения. При движении в зоне сужения колонна останавливается не в начале участка ее, а обычно далеко зайдя в него, иногда до 30 м, поэтому приподъем колонны на 3—8 м до муфты недостаточен для того, чтобы вывести ее из зоны сужения. Восстановление циркуляции при этом ведет к уплотнению осыпавшихся пород вокруг колонны и к усложнению аварии. Поэтому при заклинивании целесообразно бурильную колонну поднимать не менее чем на свечу и начинать проработку на 12—15 м выше места посадки.

Следует отметить, что бурение с эксцентричными переводниками, или с шламометаллоуловителями значительно снижает число заклиниваний колонн.

В последние годы растет число заклиниваний в желобных выработках ствола, развитие которых во времени не контролировалось.

Заклиниванию в желобах способствует бурение скважин бурильными колоннами с недостаточной жесткостью низа, что, в свою очередь, приводит к интенсивному набору кривизны и изменениям азимута. Желоба вырабатываются при движении бурильной колонны по стенке скважины, где открытый ствол, как правило, не менее 500–700 м. На увеличение желоба влияют способ бурения, масса бурильной колонны, кривизна скважины, число спускоподъемов бурильной колонны и крепость пород. Ширина желоба обычно равна диаметру замка. В равных условиях при роторном бурении образуется более глубокий желоб, чем при турбинном. К росту желоба приводит увеличение массы бурильной колонны, число спускоподъемов, меньшая твердость пород в месте образования желоба.

Заклинивание бурильных колонн шламом происходит при бурении с низкой скоростью восходящего потока промывочной жидкости. При этом осыпающиеся и разбуренные частицы пород оседают вокруг бурильной колонны и заклинивают ее.

Причинами нарушения режима промывки скважины нередко являются негерметичность резьбовых соединений; наличие трещин в трубах; плохая работа буровых насосов. Возникновению аварии также способствует эксплуатация бурильных труб без их опресовки.

При спуске бурильных труб с большой скоростью в искривленном интервале, а также в переменных породах или в зонах сужения ствола замками и трубами сбива-

ются куски породы, которые, падая, заклинивают трубы. Эти заклинивания происходят в период спускоподъемных операций, когда кольцевое пространство скважины не перекрыто приспособлением для предупреждения попадания в нее посторонних предметов.

3. Прихват бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.

Ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Геологическими факторами, способствующими обвалообразованию, являются большие углы падения пластов, трещиноватость и перемятость пород, литологический состав, структура и механические свойства породы и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действием фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата. Первое характерно для пластичных гидрофильных глин, а второе — для метаморфизованных малогидрофильных глин.

Технологические факторы, способствующие обвалам, — низкое гидростатическое давление на вскрываемые пласты ввиду малой плотности промывочной жидкости или водо-, нефте- и газопроявлений; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления промывочной

жидкости в стволе скважины; большое время воздействия промывочной жидкости на породы, склонные к обвалам.

4. Прихват бурильной колонны сальником.

В местах перехода от большого диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшему изменяются скорости потока промывочной жидкости над долотом, турбобуром, УБТ и замками, а также в зоне каверн и в местах увеличенных диаметров скважин. Если скважина обсажена промежуточной колонной, состоящей из труб разного диаметра, то в зонах перехода с меньшего диаметра на больший скорость движения промывочной жидкости снижается.

Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в месте перехода концентрируются частицы шлама, которые при благоприятных условиях (наличие липкой глинистой корки, промывочной жидкости с большим содержанием глинистой фазы и большой вязкостью и т.д.) слипаются (с течением времени) во все большие комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков в отдельных интервалах приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увели-

чивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

В других случаях сальники в процессе спуска образуются в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу, задерживается на забое или на участках резкого сужения скважины, где через нее проходят долото и бурильная колонна под действием собственного веса. Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра элементов бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает колонну иногда с прекращением циркуляции.

Признаками образования сальников служат: появление затяжек во время спускоподъемных операций бурильной колонны, возрастание давления циркулирующей промывочной жидкости, уменьшение механической скорости проходки даже при несработанном долоте, постоянство показаний амперметра при вращении бурильной колонны во время электробурения.

§ 3. Аварии при креплении скважин

Аварии с обсадными колоннами

При креплении скважин обсадными колоннами встречаются следующие группы аварий: прихваты обсадных колонн, падение отдельных труб и секций колонн в сква-

жину, смятие обсадных колонн, разъединение обсадной колонны по резьбовому соединению и другие аварии.

Прихваты обсадных колонн. Аварии этой группы происходят в основном из-за:

недоброкачественной подготовки ствола скважины перед спуском колонны — проработка ствола проводилась не с жесткой компоновкой бурильной колонны, завышенная скорость проработки, спуск компоновки в осложненных участках без проработки;

применение бурового раствора несоответствующего качества — недостаточное количество противоприхватных добавок, несоответствующие проекту параметры бурового раствора;

наличия в стволе резких изменений кривизны и азимута;

недостаточно продуманного плана работ по спуску колонны или его невыполнения.

Причины других случаев прихвата обсадных колонн подобны причинам прихватов бурильных колонн.

Падение труб и секций обсадных колонн. Обсадные колонны падают в скважину по ряду причин. Основные из них:

1. *Неисправность спускоподъемного инструмента* (элеваторов, клиньев, встроенных в ротор и т.д.) — частая причина падения обсадной колонны и отдельных труб в скважину. В последнее время для спуска обсадных колонн, особенно сварных, стали широко применять спайдер-элеваторы. Однако слабое закрепление трубы или плохое состояние сухарей спайдера вызывает проскальзывание трубы в спайдере, что приводит к падению колонны в скважину. Длительная эксплуатация спайдер-элеваторов без проверки их состояния ультразвуковой дефектоскопией не позволяет выявить своевременно развитие усталостных трещин, в результате происходит

разрушение элеватора и падение колонны в скважину.

2. *Наличие уступов в стволе скважины* нередко способствует остановке на них спускаемой колонны, что приводит к открытию элеватора и падению труб в скважину.

3. *Вырыв труб из муфты* — одна из частых причин падения колонн в скважину. Этой подгруппе аварий способствуют:

некачественная нарезка резьбы, особенно в подгоночных патрубках, переходниках с одного диаметра труб на другой (например, с 140 на 146 мм). Как правило, некачественная нарезка резьбы осуществляется там, где трубная резьба нарезается в местных мастерских с применением в качестве калибра ниппеля или муфты трубы. Встречаются случаи вырыва трубы из муфты из-за заводских браков (несоответствие профиля резьбы и погрешности в конусности).

Недостаточное крепление трубы в муфте. Особенно часты такие случаи в местах крепления трубы с муфтой на заводе. Незакрепленное резьбовое соединение не в состоянии удержать вес колонны, и происходит выход трубы из сопряжения с муфтой. Чаще всего это наблюдается при снятии с клиньев большого веса спущенной колонны. Как правило, вырыв приходится на первую муфту или муфты, находящиеся недалеко от устья скважины. Эти соединения испытывают наибольшие растягивающие нагрузки.

Свинчивание резьбовых соединений с перекосом их осей. При этом происходит неправильное сопряжение резьбы,

которая деформируется, или два-три витка ее разрушаются полностью, и труба выходит из сопряжения с муфтой. Свинчивание с перекосом отмечается в основном при креплении муфты с трубой буровой бригадой.

Приложение растягивающих нагрузок, превышающих допустимые. Чрезмерные нагрузки, как правило, прилагаются, когда колонна оказалась заклинена или прихвачена. Желание освободить ее быстрее порождает приложение недопустимых нагрузок, которые приводят к вырыву трубы из муфты.

Во всех случаях выход резьбы из сопряжения сопровождается пластической деформацией резьбы и незначительным расширением муфты. Образующая резьба имеет форму изогнутой кривой, шаг резьбы несколько растянут, а профиль витков приобретает наклонную форму, направленную в сторону, противоположную выходу трубы из муфты [16].

Отсутствие повсеместного контроля моментами, устанавливаемыми на ключе, за величиной крутящего момента при свинчивании обсадных труб в колонну.

Известны случаи падения колонн в скважину *из-за поперечного обрыва* труб по телу вне трубной резьбы. Исследование аварийных труб показало, что они имеют относительное удлинение меньше допустимых норм и местное упрочнение металла, вызванное местной закалкой. Перезакалка приводит к обрыву трубы по телу.

При безрезьбовом соединении труб в колонне с помощью сварки отмечены случаи *разрушения труб*

в зоне сварки из-за нарушения технических правил сварки (наличия непроваров в корке шва, несплавления кромок, наличия большого количества газовых пор и других дефектов сварного соединения), а также несоблюдения режима сварки по току и напряжению, неточное направление электрода в разделку кромок, плохая газовая защита или влажный углекислый газ.

Нарушения технических правил сварки приводят к обрыву резьбовых труб, когда для упрочнения соединения трубы с муфтой производят дополнительную приварку трубы к муфте. Группа прочности стали муфты всегда выше группы прочности стали трубы. Соединение сталей разных групп прочности в условиях буровой приводит не к упрочнению, а к ослаблению прочности трубы в месте сварки.

Смятие обсадных труб.

Аварии этой группы многочисленны, а причины их разнообразны. Характерно, что смятия происходят преимущественно с колоннами, спускаемыми с применением тарельчатого обратного клапана. Несвоевременный долив спускаемой колонны приводит к смятию трубы над обратным клапаном. На величину гидродинамического давления влияют скорость спуска колонны, разность диаметров скважины и спускаемой колонны, чистота стенок скважины, параметры бурового раствора.

Обсадная колонна часто сминается в нижней части из-за чрезмерной ее разгрузки, особенно в интервалах, осложненных кавернами и при большой разнице диаметров скважины и колонны.

Нередко причиной смятия обсадной колонны является плохое крепление спущенной колонны на устье. В таком случае колонна проскальзывает или проседает с последующим разрушением трубы.

При работе в скважинах, закрепленных промежуточными колоннами, возникают смятия последних от наружного давления, возникающего выше цементного кольца вследствие обвала пород, вызванного боковыми давлениями.

Известны случаи смятия обсадных колонн от наружного давления, возникающего в результате опорожнения скважины при подъеме буровой колонны. Такие аварии характерны для кондукторов и первых промежуточных колонн, затрубные пространства которых зацементированы не до устья.

Прочие аварии с обсадными колоннами.

Редко, но встречается отсоединение нескольких нижних труб от кондукторов или промежуточной колонны после цементирования или во время работы в ней. Эта подгруппа аварий характерна для роторного бурения. Они происходят, как правило, там, где колонна не спущена до забоя или до места перехода на меньший диаметр, а также при установке башмака колонны в мягкие породы, легко поддающиеся размыву.

Ускорению отсоединения способствуют наличие каверн под башмаком, кривизна скважины, несоосность буровой и обсадной колонн.

Невозможность отсоединения секции обсадной колон-

ны от колонны буровых труб, на которых она спускалась. Такое довольно частое явление происходит по следующим причинам:

применение резьбовых разъединителей, у которых трудно определить нейтральное нагружение левой резьбы (она бывает или сжата частью веса буровых труб, или растянута);

применение разъединителей с левой термически незакаленной резьбой, которая при большом весе подвешенной колонны деформируется и не отвинчивается.

В связи со все большим распространением спуска секционных обсадных колонн появилась новая подгруппа аварий — прорезание обсадной колонны и забуривание нового ствола при разбурировании оснастки и узлов соединения секций. Частицы металла от них, оседая на забое нижеустановленной секции, образуют как бы клинья, которые в начале бурения (если их не удалить) приводят к прорезанию стенок трубы.

Аварии из-за неудачного цементирования

При цементировании обсадных колонн наиболее частыми являются аварии из-за разрушения обсадных колонн под действием внутреннего давления. Происходят они при восстановлении циркуляции бурового раствора после спуска обсадной колонны; при продавке цементного раствора, особенно в момент его выдавливания в затрубное пространство; при преждевременном схватывании цементного раствора; во время создания внутреннего давления при испытании колон-

ны на герметичность, а также при ликвидации водогазонефтепроявлений.

Создаваемые давления в момент аварии, как правило, бывают выше допустимых. В тех случаях, когда давления в момент аварии были ниже допустимых, разрушениям способствовали заводские дефекты в трубах (закаты металла, плены, раковины и т.д.).

Аварии этой группы являются типовыми и многократно повторяются. Например:

1. Во время закачивания продавочной жидкости при цементировании первой секции обсадной колонны был обнаружен преждевременный выход через устье цементного раствора. Впоследствии выяснилось, что спущены неопрессованные обсадные трубы: цементный раствор при закачке был продавлен через продольную трещину в трубе длиной около 300 мм.

2. Приготовление цементного раствора с замедлителем схватывания проводилось непосредственно в мерниках цементировочных агрегатов без достаточного контроля. При этом порции цементной смеси имели неоднородную концентрацию и различные сроки схватывания, которые привели к преждевременному схватыванию цементного раствора в колонне и последующему разрыву трубы от внутреннего давления.

К преждевременному схватыванию цементного раствора иногда приводят остатки цемента и растворенного замедлителя схватывания в цементно-смесительных машинах и цементировочных агрегатах.

Посадка башмака и нижней части обсадной колонны в шлам, а

также несвоевременная остановка цементировочных агрегатов по достижению давления "стоп" нередко являются причиной разрыва обсадной колонны от внутреннего давления.

Рассмотрим другие типовые причины аварий из-за неудачного цементирования.

Установка неправильно собранного перед спуском разъединительного устройства между обсадной колонной и бурильными трубами не позволяла продавить цементный раствор в затрубное пространство. В результате он был оставлен внутри обсадной колонны.

Спуск секции обсадной колонны на неопрессованных бурильных трубах привел во время продавливания цементного раствора к продольному разрыву бурильной трубы и последующему зацементированию бурильной колонны.

Цементирование без продавочных пробок, особенно при спуске секционных колонн, а также с пробками, не отвечающими требованиям надежного разделения цементного раствора и продавочной жидкости, часто является причиной образования цементных стаканов высотой до нескольких сот метров, при разбуривании которых нарушаются обсадные колонны.

Удаление цементного раствора, находящегося над разъединителем секции обсадной колонны, и последующая промывка скважины одним насосом с малой подачей приводят к одностороннему движению цементного раствора и зацементированию бурильных труб.

Ошибки в расчетах объема продавочной жидкости, образование воздушных пробок между цементным раствором и продавочной жидкостью, насыщение продавочной жидкости воздухом приводят к оголению башмака обсадной колонны.

Как видно из сказанного, неудачному цементированию способствуют: несоответствие качества цементного раствора температурным условиям скважины; применение для затворения цементного раствора и воды, загрязненной примесями, которые ускоряют сроки схватывания; применение плохого качества продавочных пробок и стоп-кольца и другой оснастки обсадных колонн; сла-

бый контроль за качеством приготовления цементного раствора и соблюдением технологических требований по спуску колонны и ее цементированию.

К неудачному цементированию очень часто приводит разрыв во времени между окончанием закачивания цементного раствора и началом закачивания продавочной жидкости. Нередко в подобных случаях сразу же после закачки 5–10 м³ продавочной жидкости наблюдается резкое повышение давления до сверхдопустимых норм. В таких случаях работы по цементированию прекращаются, а колонна оказывается почти полностью заполненной цементным раствором.

§ 4. Аварии с забойными двигателями

За последние годы значительно улучшился парк турбобуров. Бутовые предприятия получили возможность работать мощными секционными турбобурами со шпинделями, а также забойными винтовыми двигателями. Наиболее распространенными стали турбобуры типа ЗТСШ различного диаметра, турбобуры типа АШ с наклонной линией давления, винтовые двигатели типа Д и Д2. Однако и с ними происходят следующие аварии: отвинчивание шпинделя в результате развинчивания верхнего переводника турбобуров ЗТСШ и АШ; слом корпуса турбобура по верхнему переводнику в зоне резьбы и выше нее до 1,2 м у всех типов турбобуров; отвинчивание шпинделя средней секции турбобура ЗТСШ; слом вала шпинделя; срыв резьбы верхнего переводника тур-

бобура; слом вала турбобура; раскрепление шпинделя по замковой резьбе.

Бурение турбобурами типа ТСБ5, ТС5Е, Т12РТ, КТД4С, ТС4А, А7Н4С, А9Г, РТБ и другими также не исключает безаварийную работу. С ними происходят следующие аварии: срыв резьбы верхнего переводника (вырыв из резьбы корпуса) или переводника, соединяющего корпусы секционных турбобуров; отвинчивание роторной гайки и контргайки вала турбобура; слом вала турбобура; слом корпуса турбобура; отвинчивание шпинделя турбобура; срыв или отвинчивание резьбового соединения вала турбобура из резьбы переводника на долото; отвинчивание турбобура от бурильной колонны; заклинивание корпуса турбобура.

Резьбы в узлах турбобура сры-
ваются и отвинчиваются вследст-
вие недостаточного крепления их
в процессе сборки, нарушения
правил эксплуатации и ремонта
турбобуров. Ниппель отвинчивает-
ся при заклинивании вала турбо-
бура кусками шлама, металличе-
скими предметами в результате
набухания резиновой обкладки и
вследствие погнутости вала. Раз-
рушению резьбовых соединений
турбобура способствуют осевые
вибрации.

Корпус турбобура ломается в
основном по резьбе. У односекци-
онных турбобуров основные по-
ломки наблюдаются в местах со-
единения верхнего переводника с
корпусом, а у многосекционных —

в соединительных переводниках,
причем число их в последнем слу-
чае значительно больше, чем у од-
носекционных. Сломы носят в
основном усталостный характер.

Вал турбобура ломается по
верхней резьбе под роторную гай-
ку и контргайку, по промывоч-
ным окнам в местах перехода с
основного диаметра на диаметр
под пяту, по упору втулки нижней
опоры в вал.

Корпусы турбобура заклинива-
ются кусками твердых пород, ме-
таллическими предметами, нахо-
дящимися в скважине в результа-
те ранее происшедшей аварии, а
также вследствие заклинивания в
желобах скважин.

§ 5. Аварии с долотами

В зависимости от типа долота раз-
личают следующие виды аварий.

1. Аварии с шарошечными до-
лотами — отвинчивание долот и их
поломка.

Отвинчивание происходит в ре-
зультате нарушения правил креп-
ления или спуска долота, а также
при использовании переводников
на долото с несоответствующей
резьбой (когда переводники изго-
товляются в механических мастер-
ских без соответствующей провер-
ки резьбы калибрами).

Причины поломок долот:

передвижка на забое; бурение с
нагрузками, превышающими до-
пустимые; удар долотом о забой
или уступ; разрушивание пород
долотами, не соответствующими
их крепости; малая прочность

опор; слабая прочность сварных
швов; заклинивание долот; де-
фекты нарезки резьбы; неплотное
прилегание запечников лап долота
к торцу переводника; работа до-
лотами по металлу; длительная
промывка скважины перед подь-
емом сработанного долота.

В результате аварий с долотами
в скважине чаще всего остаются
шарошки долот. Это связано в
основном со значительным изно-
сом опор, недостаточным сроком
их работы даже в пределах, преду-
сматриваемых конструкцией до-
лот и режимами работы последних
в скважине.

Долговечность опоры долота
зависит от интенсивности изнаши-
вания и разрушения поверхнос-
тей цапфы, шарошки и тел каче-
ния.

Исследования, проведенные В.Н. Виноградовым, Г.М. Сорокиным и А.Н. Папковым, показали, что характер изнашивания и разрушения этих поверхностей различен. Как отмечают авторы, это связано с неравномерным и сложным нагружением различных участков поверхностей опоры, а также с конструкцией, технологией изготовления и размерами долот. При этом трущиеся поверхности опоры подвергаются одновременно абразивному износу, осповидному, хрупкому и усталостному выкрашиванию, смятию, окислительному и тепловому износу и высокотемпературным ожогам в микрообъемах металла и в присутствии промывочных жидкостей под высоким давлением. Одновременное развитие этих процессов, недоброкачественная сборка долот, различие механических свойств металла опор и шарошек, а также отдельные несовершенства конструкции долот приводят к неравномерной работе опор и вооружения долот и к большому различию их износостойкости. Все это создает трудности в определении качества работы долот, оптимального и предельного времени пребывания долота на забое, особенно при турбинном бурении.

2. Аварии с алмазными долотами — заклинивание долот при спускоподъемных операциях и бурении, отвинчивание долот.

Причинами заклинивания алмазных долот являются:

резкая посадка долота в зоне сужения ствола скважины и ее призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения

скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины; преждевременное прекращение циркуляции промывочной жидкости перед подъемом бурильной колонны с алмазным долотом (чаще во время процесса наращивания); недостаточная промывка скважины через долото (утечки промывочной жидкости через негерметичные участки бурильной колонны и ниппель турбобура), а также вследствие малой подачи промывочной жидкости насосами; бурение скважины при несоответствии размеров долота, утяжеленных бурильных труб и забойного двигателя (если такой применяется при бурении); заклинивание долот инородными предметами (металл и куски породы).

Относительно часто наблюдаются случаи заклинивания ступенчатых долот вследствие наличия у них большой калибрующей поверхности секторов, отчего достигается большой контакт со стенками скважины. Часто новые алмазные долота заклиниваются при спусках в скважину после работы трехшарошечными долотами и при длительной работе алмазным долотом без подъема из скважины. Заклиниванию алмазного долота нередко способствуют соли.

Алмазные долота отвинчиваются, как и другие рассмотренные виды долот.

При бурении скважин из алмазных долот могут выпадать алмазы в результате недостаточного их крепления, а также вследствие изнашивания тела долота. Выпавшие алмазы крошат другие алмазы в долоте, что может привести в негодность все долото.

Применение долот режущего типа сопровождается меньшим числом аварий по сравнению с шарошечными долотами. Аварии фактически единичны, но все же происходят.

3. Аварии с долотами режущего типа (лопастными) — отвинчивание долота, излом лопастей долота, поломка корпуса.

Эти долота отвинчиваются по тем же причинам, что и шарошечные.

Лопастные долота ломаются в результате неплотного их присоединения к корпусу или вследствие заклинивания долота, вызванного несоответствующим режимом его работы на забое. Поломка корпуса вызвана рассмотренными выше причинами.

§ 6. Падение посторонних предметов в скважину

Над устьем скважины работают разнообразными инструментами, механизмами, люди разной квалификации, в разных климатических условиях, при разном ритме и темпе работ. Работы ведутся круглые сутки. Все указанные специфические условия работ не исключают возникновения ошибок, которые приводят к падению инструмента, частей механизмов и приборов через устье в скважину.

В практике отмечаются следующие многократно повторяющиеся случаи падения предметов.

Во время подъема буровой колонны ведущей трубой поднимается вкладыш ротора вместе с клином. При выходе из ротора вкладыш отодвигается по столу ротора, а освободившийся клин падает в скважину. Это характерный и самый распространенный случай падения предметов в скважину. Аварии способствует эксцентричность ротора или вышки по отношению к скважине.

При спуске колонны буровая труба резко сажается в пневматические клинья ротора (ПКР). В результате клин разрушается или срывается и падает в скважину.

Часто клинья ПКР падают в скважину в результате удара их о буровый замок, ствол вертлюга; проворота и расхаживания забойных двигателей на клиньях ПКР; срыва клина ПКР при подъеме снаряда "Недра". Иногда при извлечении ПКР из ротора с помощью талевой системы одна или две параллели выходят из направляющих и падают в скважину. Во всех этих случаях в скважину падают целые клинья или части их и сухари.

Во время спуска буровых и обсадных колонн часто происходит заклинивание труб челюстями автоматических ключей (АКБ), как правило, из-за их неисправности.

Во время свинчивания насосно-компрессорных труб автоматическим приводом ротора (АПР) в скважину падает сухарь подвески АПР и заклинивает колонну; нередко падает шток бурового насоса, который использовался как вспомогательный инструмент при оборудовании устья.

Очень часто в скважину падают кувалды, цепные ключи, ломы при работе ими над ротором при

незакрытой скважине. Так, бурильщик пытался сбить приподнятую над ротором долотную доску с заклиненным в ней долотом, но при нанесении очередного удара кувалда вырвалась из рук и упала в скважину. В другом случае кувалда упала в скважину при попытках расходить шарошки долота ударами по ним кувалдой (последнее категорически запрещается). Кувалда скользнула по шарошке и вырвалась из рук. Многие попытки расходить кувалдой элеватор, особенно обмерзший, и другой спускоподъемный инструмент над открытой скважиной, а также использование кувалд для ударов по резьбовым соединениям с целью облегчения развинчивания приводят к падению кувалд в скважину. Известен даже случай падения элеватора в скважину.

§ 7. Прочие виды аварий

Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах

При проведении промыслово-геофизических исследований происходят прихваты или оставление в скважине кабеля, геофизических приборов, аппаратов, радиоактивных источников, шаблонов, торпед и других предметов, без извлечения которых невозможно углублять скважину.

Прихват кабеля в скважине может быть вызван его перепуском, запутыванием его при спуске или подъеме с большой скоростью, обвалом пород и образованием пробок. Во многих случаях аварии при промыслово-геофизических работах происходят вследствие

Как видно из изложенного, причинами падения посторонних предметов в скважину являются: нарушения правил эксплуатации инструментов, устройств и механизмов, с которыми ведутся работы на устье; применение неисправного вспомогательного инструмента; отсутствие на устье устройств для предупреждения попадания различных предметов в скважину, хотя бы для перекрытия кольцевого пространства между обсадной и бурильными колоннами в процессе спускоподъемных операций, несоосность устья скважины с буровой вышкой.

Редко аварии происходят из-за несовершенства конструкции инструментов. Невнимательность членов буровой бригады является во многих случаях причиной возникновения аварий этого вида.

недостаточной подготовленности скважины к электрометрическим работам, недоброкачественного крепления приборов и кабеля к подъемнику и применения изношенного кабеля. Особенно часты аварии этого вида при длительных геофизических работах в скважинах и во время оставления без движения находящегося в скважине кабеля с прибором.

Следует указать на недопустимое ограничение применения специальных пружинных контактов, встроенных в скважинный прибор или кабельную головку. Практика показала их важность и возможность исключить с их помощью большое число аварий этого вида.

В результате отсутствия конт-

рольных меток на кабеле приборы часто затаскиваются на блок-балланс и обрываются.

Нередко причиной аварий в скважине служат: нахлестывание кабеля при торпедировании, заклинивание перфоратора после выстрела или прибора в нарушенных либо смятых участках обсадной колонны, а также заклинивание стреляющих тампонов.

Самопроизвольные взрывы торпед и выстрелы перфораторов происходят в результате применения нетермостойких взрывчатых веществ и средств взрыва в высокотемпературных скважинах при смятии кожухов торпед или при преждевременном поступлении электроразряда на взрыватель.

Неудовлетворительная подготовка ствола скважины заключается в следующем: в промывке скважин промывочной жидкостью, не отвечающей требованиям геолого-технического наряда, или продолжительная промывка, не обеспечивающая необходимой очистки скважины; в недостаточной проработке мест сужений, уступов и искривленных участков; в проверке ствола скважины несоответствующим шаблоном.

Открытые фонтаны

Этот вид аварий хотя и редкий, но встречается повсеместно, причем особенно часто при проводке скважины на новых месторождениях нефти и газа. Свидетельством этому может служить то, что многие месторождения газа и нефти "открывались" с фонтанов — Елшанское, Угерское, Шебелинское, Усть-Вилуйское, Газлинское и др.

Основные причины открытых фонтанов

достаточно подробно изложены в Инструкции по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважины, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважины при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор плотности промывочной жидкости для вскрытия напорных горизонтов и бурения скважин после их вскрытия, а также использование жидкости низкого качества.

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выхо-

дящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытые скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны в случае использования промывочных жидкостей с высоким статическим напряжением сдвига или наличия сальников ("поршневание" при подъеме бурильной колонны);

10) падение уровня жидкости в скважине в процессе проведения буровых работ вследствие несвоевременного ее заполнения или поглощения жидкости вскрытыми пластами;

11) непринятие своевременных мер при газопроявлениях для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основное число открытых фонтанов наблюдается на газовых месторождениях.

Это объясняется недооценкой особенностей проводки газовых скважин и механическим перенесением технологии и техники разбуривания нефтяных месторождений на газовые, а в последнее время и тенденцией перенесения ее на истощенные месторождения при строительстве газовых хранилищ.

Кроме того, фонтаны могут быть вызваны вскрытием нижележащих продуктивных горизонтов без перекрытия вышележащих (особенно с высоким пластовым давлением).

Возникновению фонтанов способствуют длительные остановки и нарушения цикличности бурения, неумелое применение методов ликвидации аварий (допущение ошибок при установке ванн),

вскрытие пластов с резко отличной литолого-физической характеристикой и наличием аномально высоких пластовых давлений. Как правило, открытые фонтаны возникают там, где нарушается технология проводки скважин, допускаются отступления от принятых проектных норм без достаточного обоснования, применяется несоответствующее оборудование (устье-вое и противовыбросовое) и слаба трудовая дисциплина.

Падение и разрушение буровых вышек

Случай падения буровых вышек, а также разрушения их фонарей происходят редко.

Эта группа аварий представляет большую опасность и часто сопровождается травмированием членов буровой бригады. При таких авариях извлечение бурильной колонны из скважины начинается через несколько дней, когда колонна прихвачена.

Основными причинами падения буровой вышки являются.

1. Перегрузка фонаря вышки при расхаживании прихваченной бурильной или обсадной колонны.

2. Применение фонаря вышки, прочность которого значительно ослаблена длительной эксплуатацией и коррозией.

3. Проседание фундаментов, которое происходит: в результате длительного действия воды или промывочной жидкости при несвоевременном их отводе от ног вышки; вследствие заложения подушвы фундаментов без песчаных подушек; из-за размыва фундаментов ног циркуляцией промывочной жидкости за направлением.

4. Установка оснований под ноги вышки не на одном уровне. Согласно паспорту на вышки превышение допускается не более чем 5 мм. Фактически они достигают иногда 30–50 мм, особенно когда горизонтальность фундаментов нарушается по уровню.

5. Ослабление болтовых соединений секции фонаря вышки. Этим нарушается жесткость фонаря, что способствует взаимосмещению его секций и неустойчивому состоянию, которое и приводит к поломке вышки во время приложения к ней нагрузок иногда даже в пределах ее грузоподъемности.

6. Смещение кронблока по отношению к кронблочной балке, в результате значительная нагрузка прилагается на одну ногу и происходит поломка фонаря.

7. Применение неисправного индикатора веса, в результате чего показывающий и пишущие приборы указывают заниженные нагрузки, прилагаемые во время расхаживания колонны труб.

Падение элементов талевой системы

Аварии этой подгруппы происходят довольно часто.

Основные причины падения талевых блоков, крюкоблока и кронблока — это неисправность противозахватывателя, невнимательность бурильщика, плохое состояние талевых канатов, а также плохая освещенность верхней части фонаря вышки.

Взрывы и пожары на буровых объектах

Аварии этой подгруппы единичны в бурении. Причинами их являются

1
2
3
4
5
6
7
8
9

ся, как правило, нарушение правил ведения буровых работ, беспечность и пассивность отдельных членов буровой бригады и несоблюдение установленных противопожарных правил. В частности, курение на буровой — одна из причин пожаров.

Особенно часты пожары и взрывы в зимнее время из-за разогрева замерзших частей буровых механизмов открытым огнем (факелами, паяльными лампами).

Нередкая причина пожаров — проведение сварочных работ на устье скважины при выделении из нее природных газов, а также захламленность основания и замазученность его под полом буровой вышки.

Другие аварии

К этой группе относятся аварии, которые трудно отнести к тому или иному виду. Они единичны, но подлежат регистрации и учету.

Так, например, известен случай, когда для шаблонирования открытого ствола скважины применили утяжеленную бурильную трубу диаметром 178 мм, на которую приварили обсадную трубу диаметром 324 мм. Во время подъема такого "шаблона" обсадная труба неожиданно заклинилась в башмаке кондуктора диаметром 426 мм. Причиной такой аварии явилось герметичное крепление обсадной трубы на УБТ. В результате в пустотелом шаблоне произошло смятие обсадной трубы. На ликвидацию этой аварии затратили много времени.

§ 8. Порядок расследования и учета аварий

Порядок расследования и учета аварий регламентируется Инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ [14].

Все возникающие аварии должны расследоваться в течение 72 ч с момента их возникновения.

Аварии расследуются назначенной приказом буровой организации постоянно действующей комиссией. Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводоизготовителей и других организаций.

Комиссия обязана: установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию, и выявить конкретных виновников; наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем; составить и подписать акт об аварии в трех экземплярах по установленной норме.

Главный инженер объединения обязан:

изучить обстоятельства, приведшие к возникновению аварии, и наметить меры по ее ликвидации; рассмотреть и утвердить в течение 3 сут Акт об аварии и дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях для предупреждения подобных аварий и мерах наказания к виновникам данной аварии.

Один экземпляр акта об аварии направляется в объединение; второй при необходимости — в научно-исследовательскую или проектную организацию, а третий — оста-

ется в делопроизводстве буровой организации.

В случае возникновения аварии в результате поставки некачественных оборудования, инструмента и материалов буровая организация обязана предъявить рекламацию заводу-изготовителю в соответствии с действующими положениями в установленные сроки.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайшие сроки, для чего: составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; осуществляются контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь РИТС и ПДС в выполнении намеченного плана работ.

Общее руководство и ответственность за своевременное принятие мер по ликвидации аварии возлагаются на главного (старшего) инженера буровой организации.

Ответственный за выполнение плана работ по ликвидации аварии обязан организовать его осуществление в строгом соответствии с планом, требованиями техники безопасности и единых технических правил на бурение нефтяных и газовых скважин.

Все изменения в плане работ должны быть согласованы с главным инженером организации.

Если по плану, составленному буровой организацией, авария не ликвидирована в течение 10 сут,

то дальнейший план работ по ее ликвидации составляется объединением, а при продолжительности свыше 30 сут объединение представляет график ликвидации аварии в соответствующее управление министерства и ежемесячно сообщает о ходе работ по ликвидации аварии.

Все распоряжения по ликвидации аварий или изменению плана работы передаются лицу, ответственному за их выполнение, в письменном виде.

При работах в отдаленных районах допускается передача распоряжений по телефону или радио, но с обязательным последующим направлением письменного подтверждения.

Все аварии буровая организация регистрирует в журнале учета аварий в течение 24 ч со времени их возникновения. Регистрация аварий, учет, ведение и хранение документации по ним возлагаются на одного из инженерно-технических работников, назначаемого приказом по буровой организации. Правильное заполнение журнала учета аварий контролирует главный инженер буровой организации. Бухгалтерия подсчитывает суммарные затраты на ликвидацию аварий.

Плановый отдел буровой организации учитывает время работы, непосредственно затраченное на ликвидацию аварий, время простоев, вызванных ожиданием

средств для ведения аварийных работ, а также другими причинами с момента возникновения аварии до конца ее ликвидации.

После ликвидации аварии на скважине (в течение 24 ч с момента ее ликвидации) составляется Акт о ликвидации аварии, который направляется в организацию, куда ранее был отправлен Акт об аварии.

Для правильной организации работ по предупреждению аварий на каждой буровой, время строительства которой превышает 1 мес, должна быть составлена Профилактическая карта по безаварийному ведению работ. Выполнение рекомендаций карты проверяется ежемесячно.

Чтобы повысить знания буровых бригад и инженерно-технических работников и ознакомить их с состоянием аварийности в буровых организациях, с приказами и постановлениями вышестоящих организаций, мероприятиями по предупреждению аварий, новой техникой и технологией для их ликвидации, объединения должны организовывать постоянное обучение кадров. К обучению необходимо привлекать инструкторские бригады НИС и сотрудников местных НИИ. Ответственность за проведение технического обучения возлагается на начальника технологического отдела буровой организации.

ГЛАВА 3

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ

Предупреждение аварий — это прежде всего выполнение требований проектов на строительство скважины, а также действующих инструкций и руководящих документов, обязательных для данного района.

В каждом буровом предприятии на основе действующих общесоюзных инструкций по предупреждению и ликвидации аварий, специфических особенностей работ в данном регионе и с учетом передового опыта должны быть разработаны мероприятия по предупреждению аварий.

Для предупреждения наиболее распространенных видов аварий необходимо, чтобы буровая бригада была ознакомлена с геологическим строением месторождения и зонами возможных осложнений; твердо усвоила и четко представляла особенности разбуривания стратиграфических горизонтов; строго соблюдала требования геолого-технического наряда, проекта технологии бурения скважины, режимно-технологической карты; постоянно следила за соответствием проекту параметров бурового раствора, состоянием скважины, инструментом и бурильной колонной; с инструкциями по эксплуатации долот, турбобуров, электробуров, труб бурильных и обсадных, по креплению скважин и другими руководящими документами по технологии бурения для данного района, а также соблюдала трудовую дисциплину.

При бурении глубоких скважин желательно, чтобы перед проведением ответственных работ (крепление скважины промежуточными колоннами, испытание возможных продуктивных горизонтов, начало бурения под очередную обсадную колонну и т.д.) проводилось обучение буровой бригады особенностям работы в новых условиях.

Особое внимание следует обращать на предупреждение аварий при приеме вахт, так как на время подготовки к передаче смены и первый час после ее приема приходится почти вдвое большее число аварий, чем в другое время работы вахты. Это вызвано отвлечением вахты от непрерывного контроля за бурением и состоянием бурильной колонны.

В связи с этим, принимая смену, необходимо:

при нахождении бурильной колонны в скважине приподнять ее не менее чем на 15 м и убедиться по показаниям контрольно-измерительных приборов (ГИВ и манометра) в ее целостности и удовлетворительном состоянии ствола скважины в призабойной зоне;

проверить исправность механизмов: лебедки, ротора, редуктора и насосов;

внимательно осмотреть талевый канат, тормозные ленты, элеваторы, ключи и цепные передачи, состояние клиньев, встроенных в ротор, и челюстей ключа АКБ-3;

проверить состояние противовыбросового оборудования, ис-

правность работы КИП и противодавляющего насоса;

проверить качество и количество промывочной жидкости, в том числе аварийного запаса;

устранить неисправности оборудования;

сообщить немедленно о неисправностях или нарушениях, препятствующих нормальной работе, буровому мастеру или работнику службы оперативного управления.

Бурильщику необходимо получить от предыдущей вахты сведения: о длине и компоновке буровой колонны; о глубине и диаметре скважины, в том числе о глубине перехода от одного диаметра скважины к другому; о техническом состоянии ствола скважины, зонах уступов, осыпей, сужений, поглощений, желобах и интервалах вскрытия продуктивных горизонтов; о распоряжениях бурового мастера или технического руководства.

Контроль показателей за изменениями свойств бурового раствора в скважинах, бурящихся в нор-

мальных условиях, необходимо производить в следующие сроки: плотность и вязкость — не реже чем через 1 ч; водоотдача, СНС, температура, pH, содержание твердой фазы и песка, толщина фильтрационной корки — не реже 2 раз в смену; содержание солей в фильтре — 2 раза в неделю.

При бурении скважин в осложненных условиях, а также при разбуривании газовых горизонтов сроки контроля параметров бурового раствора следующие: плотность и вязкость контролируются через 10—15 мин; СНС, водоотдача и температура — через 1 ч; содержание нефти в буровом растворе — 1 раз в 10 дней, а остальные параметры — в сроки, как и для скважин, бурящихся в нормальных условиях.

При использовании специальных растворов, эмульсионных, на нефтяной основе, ингибированных с малым содержанием твердой фазы и другие параметры бурового раствора, характерные для этого региона, замеряются 1 раз за рейс.

§ 1. Предупреждение аварий с колоннами буровых труб

Предупреждение аварий, вызываемых поломкой буровых, утяжеленных, ведущих труб, соединительных элементов и компоновок низа колонн, начинается с периода заезда их на предприятие и организации работ по сборке, комплектации и эксплуатации согласно действующим инструкциям и рекомендациям.

Успех и эффективность этих работ зависят от наличия на предприятии крупных, хорошо оснащенных техническими средствами

и кадрами трубных баз, способных выполнять все работы по проверке, монтажу, ремонту, транспортировке, а также по проведению профилактических проверок качества буровых колонн. Поэтому на создание таких баз необходимо обращать особое внимание.

Буровые утяжеленные и ведущие трубы, буровые замки, переводники и элементы компоновки низа колонн буровых труб (калибраторы, эксцентрич-

ные переводники, противоприхватные опоры, стабилизаторы, центраторы, безопасные замки и безопасные переводники, шламометаллоуловители и т.д.), поступающие на предприятия, должны иметь заводской сертификат, маркировку и отвечать требованиям стандартов и технических условий. Без них или выписки из них трубы и другие элементы колонны бурильных труб к эксплуатации не допускаются.

Трубы сборной конструкции должны собираться только на трубных базах, причем с подбором резьб по натягам и навинчиванием бурильных замков на стальные трубы в нагретом состоянии, а на легкосплавные трубы как в горячем, так и в холодном состоянии на специальных сборочных станках.

Бурильные трубы должны быть разбиты на комплекты, в состав которых включаются трубы одного размера, одной группы прочности и по возможности одного завода-изготовителя. На каждой трубе комплекта выбивается номер последнего.

Комплект колонны стальных бурильных труб должен подбираться с учетом коэффициента запаса прочности, равным для роторного бурения 1,5; при бурении забойными двигателями для нормальных условий бурения — 1,3, а для осложненных — 1,4. Причем каждый коэффициент берется без учета потерь массы в жидкости.

На каждый комплект колонны бурильных труб, включающий бурильные, утяжеленные и ведущие трубы, а также опорно-центрирующие и другие элементы компоновки низа колонны бурильных труб,

трубная база заводит паспорт. Он ведется с момента сборки до их списания. Буровой мастер (начальник буровой) несет ответственность за правильное использование комплекта и заполнение выписки из паспорта.

Для бурения в зонах резкого изменения азимута и набора кривизны, в интервалах нарушения обсадных колонн и в других интервалах осложнений в компоновку бурильной колонны следует включать комплекты бурильных труб повышенной прочности.

Наблюдение за состоянием этих труб, контроль их средствами дефектоскопии, опрессовкой, визуальным осмотром и обмерами должны быть более частыми.

Скомплектованный и проверенный в соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб и технического проекта скважины комплект колонны бурильных труб перед отправкой на буровую проходит визуальный осмотр, опрессовку и проверку дефектоскопией. Такую же проверку и опрессовку должен пройти комплект колонны бурильных труб после перевозки с одной буровой на другую.

Бурильные, утяжеленные и ведущие трубы перевозятся на буровые на специально оборудованных транспортных средствах. При этом все резьбовые соединения должны быть защищены предохранительными кольцами и ниппелями, а концы труб не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м. Кроме того, ведущие трубы должны перевозиться вложенными в

обсадные трубы соответствующего диаметра.

При погрузке, разгрузке и укладке труб следует применять грузоподъемные механизмы или безопасные накаты. Сбрасывать трубы с транспортных средств или со стеллажей не разрешается. Нельзя допускать удары труб друг о друга и о металлические предметы.

Трубы, поступающие на буровую, необходимо укладывать комплектами на стеллажи, между рядами помещать деревянные прокладки сечением 30×100 мм с концевыми упорами.

Перед затаскиванием ведущей трубы на буровую проверяется ее прямолинейность, а бурильные трубы перед сборкой их в свечи визуальнo просматриваются, проверяется соответствие труб паспорту (выписке из паспорта) и шаблонизируются шаблоном длиной 300—400 мм.

Рекомендуются следующие диаметры шаблонов.

Диаметр бурильных труб, мм ...	60	73	89	102	114
Диаметр шаблона, мм	15	20	25	30	40

Диаметр бурильных труб, мм ...	127—129	140—147	168
Диаметр шаблона, мм	50	60	75

Кроме того, при роторном бурении, когда предусматривается вращение бурильной колонны свыше 900 ч или более 90 ее спускоподъемов в зоне обсажен-

ной части ствола скважины, над каждым бурильным замком рекомендуется устанавливать резиновые предохранительные кольца (протекторы).

Под ведущую трубу также устанавливается специальный протектор для предохранения от протирания обсадной колонны устья скважины.

При затаскивании труб (бурильных, утяжеленных и ведущих) на буровую необходимо исключать их прогибы и удары о ротор и другие металлические предметы.

Свечи колонны бурильных труб подбираются по возможности из труб одинаковой длины.

Разница в длине свечей допускается не более 0,75 м.

Над перилами стационарной люльки второго помощника бурильщика свечи должны выступать не менее чем на 0,5 м и не более чем на 1,25 м. В противном случае вышка оборудуется передвижной люлькой второго помощника бурильщика. Свечи, у которых свинченные трубы явно не соосны или имеют резкие перегибы, должны быть удалены из бурильной колонны и отправлены на ремонт.

Для обеспечения безаварийности работы к эксплуатации допускаются:

утяжеленные бурильные трубы, имеющие зарезьбовые разгрузочные канавки или замковые резьбы, упрочненные термомеханическим способом, обкаткой и другими, а также утяжеленные бурильные трубы с бурильными замками, приваренными к ним или навинченными в горячем состоянии, с созданием упора по стабилизи-

рующему пояску (в порядке исключения до первого ремонта разрешается применять новые утяжеленные бурильные трубы с неупрочненной резьбой, выполненной на заводе-изготовителе);

наддолотный комплект, состоящий из труб, изготовленных из сталей группы прочности Д с наибольшей толщиной стенок, типов ТБПВ, ТБВК, ТБНК или из труб с высаженными внутрь концами, у которых замки приварены к ним или к кольцам, посаженным в горячем состоянии на трубы; использовать для наддолотного комплекта труб из сталей группы прочности Е, К, Л, М и Р запрещается;

комплекты бурильных труб, подобранные в соответствии с расчетом на прочность, состоящие из труб типа ТБПВ или из труб сборной конструкции, у которых бурильные замки навинчены в горячем состоянии;

переводники, изготовленные в соответствии с ГОСТом, ведущие трубы с замковой резьбой, выполненной на заводе-изготовителе или в механических мастерских предприятий после электродуговой наплавки.

Для бурения скважин роторным способом на любую глубину и забойными двигателями на глубину свыше 3000 м у бурильных труб сборной конструкции замки после горячего крепления рекомендуется приваривать к трубам или кольцам, насаженным на трубы в горячем состоянии.

Эксплуатацию бурильной колонны следует проводить:

при горизонтальном положении ротора; при отцентрированном

фонаре вышки, с применением для резьбовых соединений специальных смазок Р-416 для работы с температурой в скважине до 100 °С и Р-113 для работы с температурой до 200 °С или графитной смазки типа УССА по ГОСТ 3333—80 (80 % жирового солидола 40—2 и 20 % графита); при исправных ПКР, АКБ-ЗМ, ПБК и других механизмах и инструментах для спускоподъемных операций.

Бурильная колонна должна включать:

УБТ, вес которых должен превышать на 25 % заданную осевую нагрузку на долото; наддолотный комплект бурильных труб длиной не менее 200 м, устанавливаемый над УБТ; калибратор или эксцентричный переводник при бурении в абразивных и твердых породах, устанавливаемый над долотом; противоприхватные опоры, размещенные через 25—35 м УБТ, а также разъединительный переводник, устанавливаемый над УБТ.

Перед свинчиванием труб замковую резьбу следует очистить и смазать специальной смазкой. При свинчивании труб и свечей нельзя сталкивать конус в муфту, а при развинчивании — создавать натяжку, превышающую вес отвинчиваемой части колонны (вес трубы, свечи). Если при закреплении замковых резьб торцы соединяемых деталей сходятся неплотно, то такие элементы бурильной колонны бракуются.

Все резьбовые соединения УБТ и замковые соединения при спуске желательно докреплять с моментами свинчивания, приведенными в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Моменты свинчивания замковых резьб

Буриль- ный замок	Момент свинчивания в кН·м при пределе текучести стали, МПа		Буриль- ный замок	Момент свинчивания в кН·м при пределе текучести стали, МПа	
	5,8 (сталь марки 40ХНЗ)	7 (сталь марки 38ХНЗМФА)		5,8 (сталь марки 40 ХНЗ)	7 (сталь марки 38ХНЗМФА)
ЗН-80	2,6–3,1	3,1–3,7	ЗШ-203	33,2–40,2	40,0–48,5
ЗН-95	5,2–6,2	6,3–7,6	ЗУ-120	7,5–9,6	91,1–11,6
ЗН-108	8,2–9,8	9,9–11,9	ЗУ-155	16,1–19,3	19,4–23,3
ЗН-140	18,5–22,8	22,3–26,9	ЗУ-185	29,0–35,0	34,9–42,2
ЗН-172	32,3–39,1	39,0–47,2	ЗУ-212	35,5–42,8	42,8–16,4
ЗН-197	38,4–45,8	46,3–55,2	ЗШК-108	5,4–6,5	65,4–7,8
ЗН-108	6,6–7,9	80,1–91,2	ЗШК-118	8,6–10,0	10,2–12,0
ЗШ-118	8,5–10,2	10,2–12,4	ЗШК-133	10,5–12,9	12,7–15,5
ЗШ-146	13,9–16,8	16,8–20,3	ЗУК-120	7,7–9,3	93,7–11,2
ЗШ-178	25,7–31,0	33,1–37,3	ЗУК-146	14,6–17,4	17,6–21,1
Момент свинчивания при пределе текучести стали марки 40ХН42МА					
6,3 МПа, кН·м	4,4–5,1	6,4–7,8	9,1–10,9	14,2–17,1	
Тип бурильных труб	УБТС1–89	УБТС1–108	УБТС1–120	УБТС1–133	
Момент свинчивания при пределе текучести стали марки 40ХН42МА					
6,3 МПа, кН·м	19,6–22,5	35,2–40,1	47,0–52,9	58,8–64,6	
Тип бурильных труб	УБТС1–146	УБТС1–178	УБТС1–203	УБТС1–229	
Момент свинчивания при пределе текучести стали марки 40ХН42МА					
6,3 МПа, кН·м	66,6–78,4	73,5–85,6	80,3–90,1		
Тип бурильных труб	УБТС1–254	УБТС1–273	УБТС1–299		
Момент свинчивания при пределе текучести стали группы прочности Д					
3,8 МПа, кН·м	12,7–15,6	25,9–31,3	36,2–43,8		
Тип бурильных труб	УБТ-146	УБТ-178	УБТ-203		

При креплении или раскреплении замкового резьбового соединения бурильных труб запрещается устанавливать машинный ключ или челюсти ключей АКБ-ЗМ (ПКБ) на тело труб во избежание их нарушения.

При спуске труб в скважину нельзя допускать резкого торможения бурильной колонны и удара элеватора о ротор, а также резкой посадки на клинья.

Перед расхаживанием бурильной колонны в случае прихвата на-

Таблица 3.2. Геометрические размеры и прочностные характеристики стальных буровых труб по классам

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в кН, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
условный	наружный			Д	К	Е	Л	М
I класс								
60	60,3	7	11,7	441	588	637	735	882
		9	14,5	539	686	784	931	1078
73	73,0	7	14,5	539	686	784	931	1078
		9	18,1	676	882	980	1176	1323
		11	21,4	784	1029	1176	1327	1568
89	89,0	7	18	686	882	980	1127	1323
		9	22,6	833	1127	1225	1421	1666
		11	26,9	980	1323	1470	1715	1960
102	101,6	7	20,8	774	1029	1127	1323	1519
		8	23,5	882	1127	1274	1470	1715
		9	26,2	980	1274	1421	1666	1923
		10	28,8	1078	1421	1580	1813	2107
114	114,3	7	24,3	882	1176	1274	1519	1715
		8	26,7	980	1323	1421	1715	1960
		9	29,8	1127	1470	1617	1911	2205
		10	32,8	1225	1617	1764	2107	2401
		11	35,7	1323	1764	1911	2254	2597
127	127,0	7	26,4	980	1274	1421	1666	1960
		8	29,9	1127	1470	1617	1911	2205
		9	33,4	1225	1617	1813	2107	2450
		10	36,7	1327	1813	1960	2352	2695
140	139,7	8	33,1	1225	1617	1764	2107	2450
		9	36,9	1327	1813	2009	2352	2695
		10	40,7	1519	2009	2205	2597	2989
		11	44,5	1666	2156	2401	2842	3234
168	168,3	9	45	1666	2205	2450	2842	3283
		10	49,7	1862	2450	2695	3185	3626
II класс								
60	57,5	5,6	9,3	343	460	509	588	686
	56,7	7,2	11,2	421	548	607	715	823
73	70,2	5,5	11,4	421	558	617	725	833
	69,4	7,2	16,1	519	686	764	901	1038
	68,6	8,8	16,5	617	813	882	1048	1215

Продолжение табл. 3.2

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в кН, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
условный	наружный			Д	К	Е	Л	М
89	86,2	5,6	14,9	558	735	803	950	1097
	85,4	7,2	17,9	666	882	970	1146	1323
	84,6	8,8	21,2	793	1038	1146	1352	1568
102	98,8	5,6	16,8	627	823	911	1068	1234
	98,4	6,4	18,9	705	931	1019	1205	1391
	98,0	7,2	20,5	764	999	1107	1303	1519
	97,6	8,0	22,7	842	1107	1225	1450	1666
114	111,5	5,6	18,6	686	911	999	1176	1372
	111,1	6,4	21,4	803	1048	1156	1372	1560
	110,7	7,2	22,9	852	1127	1234	1470	1685
	110,3	8,0	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	109,9	8,8	27,5	1029	1352	1470	1764	2018
127	124,2	5,6	21,2	793	1038	1146	1352	1568
	123,8	6,4	23,6	882	1156	1274	1509	1734
	123,4	7,2	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	123,0	8,0	28,6	1078	1401	1548	1822	2107
140	136,5	6,4	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	135,9	7,2	29,2	1087	1430	1568	1862	2156
	135,7	8,0	32,2	1195	1568	1734	2058	2352
	135,3	8,8	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
168	163,7	7,2	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
	164,3	8,0	29,3	1470	1930	2116	2499	2891
III класс								
60	55,4	4,55	7,3	274	362	392	470	539
	54,0	3,85	7,9	333	441	490	568	656
73	68,1	4,55	9,1	343	441	490	588	676
	66,7	5,85	11,3	421	558	607	725	833
	65,2	7,11	12,9	480	637	695	823	950
89	84,1	4,55	11,8	441	578	637	754	872
	82,7	5,85	14,1	529	686	764	901	1038
	81,2	7,11	16,7	627	823	901	1058	1225
102	96,7	4,55	12,9	480	637	695	823	950
	96,0	5,20	15,3	558	754	823	980	1127
	95,3	5,85	16,4	607	803	882	1048	1205
	94,6	6,50	18,4	786	901	989	1176	1352

Продолжение табл. 3.2

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в кН, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
условный	наружный			Д	К	Е	Л	М
114	109,4	4,55	15,4	578	754	833	980	1127
	108,7	5,20	16,7	627	813	901	1068	1225
	108,0	5,85	18,2	696	891	980	1156	1342
	107,3	6,50	20,4	764	999	1097	1303	1499
	106,5	7,11	22,8	852	1117	1225	1450	1666
127	122,1	4,55	17,3	646	842	931	1097	1274
	121,4	5,20	18,8	705	921	1009	1195	1372
	120,7	5,85	20,4	764	999	1097	1303	1499
	120,0	6,50	23,2	862	1136	1254	1470	1705
140	134,1	5,20	21,2	784	1038	1146	1352	1568
	133,4	5,85	23,6	882	1156	1274	1499	1734
	132,7	6,50	25,9	970	1274	1401	1646	1911
	131,9	7,11	28,3	1058	1381	1519	1803	2077
168	162,0	5,85	29,1	1078	1421	1568	1862	2136
	161,3	6,50	31,4	1176	1548	1695	1989	2313

до уточнять прочностные возможности ее элементов. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80% нагрузки, при которой напряжение в самом слабом элементе колонны достигает предела текучести (табл. 3.2) для соответствующего класса труб.

Раскрепление резьбовых соединений УБТ и замковых соединений бурильных труб и других элементов бурильной колонны следует выполнять ключами АКБ-ЗМ или машинными ключами с помощью пневмораскрепителя.

Раскрепление их ротором запрещается.

Для достижения равномерного наружного износа замков и замковых резьб рекомендуется через 10–20 спускоподъемов менять

местами соединения УБТ и бурильных труб.

Бурильные трубы опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее, но не менее чем на 30 МПа в следующих случаях: перед вводом в эксплуатацию; через 800 ч механического бурения; перед проведением ответственных работ в скважине (бурение алмазными долотами, испытание в процессе бурения, вскрытие продуктивных горизонтов, спуск обсадных колонн секциями и т.п.); после глушения открытых фонтанов и интенсивных нефтегазопроявлений.

В процессе эксплуатации должен быть организован контроль за состоянием элементов бурильной колонны неразрушающими методами. Проверке подлежат: труб-

ная резьба алюминиевых, стальных и ведущих бурильных труб, сварной шов труб типа ТБПВ, замковая резьба переводников, УБТ и ведущих труб, тело трубы в зоне работы клиньев ПКР, толщина стенок алюминиевых и стальных бурильных труб.

Периодичность проверок устанавливает буровое предприятие в зависимости от условий эксплуатации бурильной колонны (глуби-

на скважин, твердость пород, кризиса, способ бурения, кислотность бурового раствора, класс труб и т.д.).

Для нормальных условий и состояния ствола скважины рекомендуют следующую периодичность проверок:

1) состояние элементов бурильной колонны неразрушающими методами (дефектоскопами) — в сроки, указанные в табл. 3.3;

Таблица 3.3. Периодичность проверок дефектоскопами элементов бурильной колонны

Элементы бурильной колонны, подвергающиеся проверке	Деталь, соединение, участок, зона, которые проверяют	Глубина бурения при проверке, м	Срок проведения проверки при способе бурения, сут	
			роторном	турбинном
Трубы бурильные: с высаженными внутрь концами с высаженными наружу концами с высаженными внутрь, наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (ТБВК и ТБНК)	Резьбовой конец трубы и участок трубы от конца сбега резьбы длиной 500 мм	< 2500	60	90
		2500—3500	45	65
		3500—5000	30	45
Алюминиевые бурильные трубы (АБТ)		> 5000	20	30
Трубы бурильные типа ТБПВ	Зона сварного шва, утолщенная часть трубы и участок трубы переходной зоны на длину 300 мм от утолщенной части	< 7000	60	90
Трубы бурильные по АНИ				
Ведущие трубы	Ниппельный конец — замковая резьба и трубная резьба труб по Н 293—49	< 2500	60	90
Утяжеленные бурильные трубы, переводники, центраторы и калибраторы лопастные	Ниппель и муфта	> 2500	30	45

2) толщину стенок стальных бурильных труб, бурильных замков и УБТ мерными скобами — 1 раз в месяц, а алюминиевых труб — через 200—250 ч механического бурения и, кроме того, толщину стенок алюминиевых бурильных труб проверяют дополнительно прибором "Кварц" или заменяющим его в сроки проведения дефектоскопии.

Диаметр бурильных труб в зоне работы клиньев, встроенных в ротор (ПКР), проверяют 1 раз в месяц при глубине скважины до 4000 м, 2 раза в месяц — при большей глубине.

Место расположения комплектов ЛБТ в бурильной колонне меняют через 150—200 ч работы (бурение, проработка и расширение).

Сработку замковых резьб ведущих труб, УБТ и переводников калибраторами проверяют 1 раз в квартал, а по частоте вращения после посадки ниппеля в муфту — 1 раз в месяц.

Смену положения труб в свечах (рабочее соединение на нерабочее) при номинальной работе буровой следует производить: для бурильных труб через 1 мес работы, а для УБТ — через 100 ч механического бурения.

Секции бурильных колонн, работающие в сильно осложненных интервалах ствола скважины (наличие каверн, осыпей, желобов, большого искривления и т.п.), по усмотрению технологической службы буровой организации могут подвергаться дефектоскопии и толщинометрии с периодичностью до 1 раза в 10 сут (независимо от глубины скважины).

После аварий с колонной бурильных труб, связанных с при-

хватами, падением и т.п., для ликвидации которых наряду с другими методами применялись интенсивные расхаживания, независимо от числа часов, наработанных в обязательном порядке, проводят дефектоскопию труб. Дефектоскопию бурильных труб следует осуществлять также перед спуском промежуточных и эксплуатационных колонн секциями.

Расширители и калибраторы шарошечные проверяют дефектоскопом через каждые 100 ч работы.

При первых признаках аварии с бурильной колонной (изменение показания по индикатору веса, резкое перемещение бурильной колонны, увеличение частоты вращения ротора, резкое падение давления и температуры бурового раствора) необходимо немедленно приступить к ее подъему с одновременным осмотром тела всех труб и проверкой состояния замковых соединений.

На всех скважинах, имеющих глубину более 3000 м, надо обязательно через каждый час промывки измерять и регистрировать температуру бурового раствора. Понижение этой температуры указывает на негерметичность бурильной колонны. Желательно устанавливать самопишущие приборы непрерывного контроля температуры и давления.

Отбраковке и удалению из бурильной колонны подлежат: трубы, у которых будут обнаружены дефекты, перечисленные в табл. 3.4; износ замковой резьбы, равный величине, указанной для резьб III класса в табл. 3.5; износ наружного диаметра бурильных замков и приравненным к

Таблица 3.4. Предельные величины износа буровых труб

Труба			Виды износа			
Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Износ наружной поверхности трубы			
условный	наружный		равномерный		эксцентричный	
			Толщина стенки после износа, мм	Диаметр изношенной трубы, мм	Толщина стенки после износа, мм	Диаметр изношенной трубы, мм
73	73,0	7	4,60	68,2	3,85	69,85
		9	5,85	66,7	4,95	68,95
		11	7,15	65,3	6,05	68,05
89	89,0	7	4,60	84,2	3,85	85,85
		9	5,85	82,7	4,95	84,95
		11	7,15	81,3	6,05	84,05
102	101,6	7	4,60	97,2	3,85	98,85
		8	5,20	96,4	4,40	98,40
		9	5,85	95,7	4,95	97,95
		10	6,50	95,0	5,50	97,50
114	114,3	7	4,60	109,2	3,85	110,85
		8	5,20	108,4	4,40	110,40
		9	5,85	107,7	4,95	109,95
		10	6,50	107,0	5,50	109,50
		11	7,15	106,3	6,05	109,05
127	127,0	7	4,60	122,2	3,85	123,85
		8	5,20	121,4	4,40	123,40
		9	5,85	120,7	4,95	122,95
		10	6,50	120,0	5,50	122,50
129	129,0	9	5,00	123,0	4,95	124,95
		11	6,00	123,0	6,05	124,05
140	141,3	8	5,20	134,4	4,40	136,40
		9	5,85	133,7	4,95	135,95
		10	6,50	133,0	5,50	135,50
		11	7,15	132,3	6,05	135,05
147	147,0	9	5,00	141,0	4,95	142,95
		11	6,00	141,0	6,05	142,05
		13	8,00	141,0	7,15	141,15
		15	9,00	141,0	8,25	140,25
		17	10,00	141,0	9,35	139,35
168	168,3	9	5,85	161,7	4,95	163,95
		10	6,50	161,0	5,50	163,50

трубы и дефектов

Вмятины, смятие, шейка, остаточное сужение		Остаточное расши- рение		Продольные надрезы, зарубки, точечная коррозия, эрозия		Попереч- ные над- резы
Глубина дефек- та, мм	Допустимый диаметр тру- бы в зоне дефекта, мм	Допустимое увеличение наружного диаметра, мм	Пределъ- ный диа- метр, мм	Допустимая толщина стенки в ме- сте дефекта, мм	Допусти- мая тол- щина стенки, мм	Длина, мм
3,65	69,35	3,65	76,65	4,60 5,85 7,15	5,6 7,2 8,8	22,93
4,45	84,55	4,45	93,45	4,60 5,85 7,15	5,6 8,2 8,8	22,94
5,10	96,60	5,10	107,10	4,60 5,20 5,85 6,50	5,6 6,4 7,2 8,0	32,02
5,70	108,30	5,7	119,7	4,60 5,20 5,85 6,50 7,15	5,6 6,4 7,2 8,0 8,8	35,79
6,35	120,65	6,35	133,95	4,60 5,20 5,85 6,50	5,6 6,4 7,2 8,0	39,87
6,45	122,55	6,45	135,45	5,85 7,15	7,2 8,8	40,5
7,00	133,00	7,0	147	5,20 5,85 6,50 7,15	6,4 7,2 8,0 8,8	44,56
7,35	139,65	7,35	154,35	5,85 7,15 8,45 9,75 11,05	7,2 8,8 10,4 12,0 13,6	46,15
8,40	159,60	8,40	176,40	5,85 6,50	7,2 8,0	52,75

Таблица 3.5. Допустимые сработки замковых резьб

Типоразмер замка	Обозначение замковой резьбы	Число ниток на 25,4 мм длины резьбы	Корроз. ность	Число оборотов при свинчивании ниппеля с муфтой по классам, не менее			Расстояние (в мм) между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты в момент посадки по классам		
				I	II	III	I	II	III
ЗН-80	З-66	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-86	З-73	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-95	З-76	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-108, ЗУК-108	З-86	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-108, ЗН-113	З-88	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-118, ЗШК-118	З-101	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-120, ЗУК-120	З-102	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗШ-133, ЗШК-133	З-108	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-140	З-117	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-146	З-121	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗУ-164, ЗУК-146	З-122	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗУ-155, ЗУК-155	З-133	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21
ЗН-172	З-140	4	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14
ЗШ-178, ЗШК-178	З-147	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26
ЗН-197	З-152	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26
ЗУ-185	З-161	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26

ним по диаметру УБТ, равный величине, приведенной для бурильных замков III класса в табл. 3.6; уменьшение диаметра трубы (овальность) более чем на 3 мм в месте захвата клиньями ПКР; толщина стенки замковой муфты со стороны трубы (опорной поверхности под элеватор) меньше 7 мм для замков ЗН-95, ЗН-108 и ЗН-118 и меньше 9 мм — для остальных типоразмеров замков; изгибы труб в виде спирали.

Геометрические размеры и прочностные характеристики бурильных труб каждого класса

должны соответствовать данным табл. 3.2.

После окончания работ в скважине все бурильные трубы, соединительные переводники и УБТ развинчивают по замковой резьбе, промывают и смазывают резьбы. Трубы укладывают на стеллажах приемного моста или в штабеля на территории буровой комплектно, по типоразмерам, категориям прочности и толщинам стенок.

Работы по замене или ремонту труб и других элементов бурильной колонны, а также профилактические проверки (дефектоско-

Таблица 3.6. Классификация бурильных замков по износу

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм					
	при равномерном износе по классам			при неравномерном износе по классам		
	I	II	III	I	II	III
ЗН-80	80	77,6	75	80	78,8	77
ЗН-95	95	92	89	95	93,5	92
ЗН-108, ЗПН-108	108	104,7	102	108	106,4	105
ЗН-140	140	135,8	133	140	137,9	136,5
ЗН-172, ЗПН-170	172	166,8	164	172	159,4	168
	170	—	—	170	—	—
ЗН-197	197	191	188	197	194	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	108	104,7	100	108	106,4	104
ЗШ-118, ЗШК-118,	120	114,5	109	118	116,3	113,5
ЗУК-118, ЗУК-120,	—	—	—	120	—	—
ЗШ-133						
ЗУК-133	133	129	125	133	131	129
ЗШ-146, ЗУК-146	146	141,6	136	146	143,8	141
ЗШ-178, ЗШК-178	178	172,6	167	178	175,3	172,5
ЗШ-203	203	197	191	203	200	197
ЗУ-155, ЗПН-155,	155	150,3	148	155	152,6	151,5
ЗУК-155						
ЗУ-185	185	179,4	177	185	182,2	181

Примечание. При значениях наружного диаметра меньших, чем приведены для III класса, замки отбраковывают.

пия, опрессовка и др.), проводимые в процессе проводки скважины, записывают в соответствующие разделы паспортов (выписок из паспортов) на комплекты бурильных, утяжеленных и ведущих труб, а также на переводники. Эти работы должны быть предусмотрены в профилактической карте по безаварийному ведению буровых работ.

Дополнительные требования для предупреждения аварий с бурильными колоннами из алюминиевых сплавов следующие.

Трубы на буровую поставляют комплектно и с паспортом на каждый комплект. В комплект входят трубы одного размера, класса, диаметра и толщины, изготовленные из сплава одной марки,

выпущенные одним и тем же заводом и имеющие одинаковую конструкцию.

Трубы, поступающие на буровую, подвергаются осмотру и проверке с тем, чтобы их длина, кривизна, состояние наружной поверхности и числа свободных ниток резьбы, выступающих из-под навинченных деталей замка, соответствовали указанным в паспорте. Из-под торца муфты и ниппеля замка не должно выходить более двух ниток резьбы (6,35 мм).

На каждой трубе комплекта кроме заводской маркировки должна быть маркировка трубной базы — номера трубы и комплекта.

Рекомендуется применять следующие сочетания труб и долот (размер в мм).

Диаметр трубы	64	73	93	103—114
Диаметр долота	93—114	120—132	139—158	165—190
Диаметр трубы	114—129	147	170	
Диаметр долота	188—228	214—349	243—508	

В компоновку низа буровой колонны из ЛБТ обязательно должен входить комплект из стальных буровых труб, устанавливаемый над УБТ так, чтобы нагрузка на долото не создавалась трубами из алюминиевого сплава.

При бурении скважин глубиной до 5000 м инструкцией по эксплуатации ЛБТ рекомендуются следующие компоновки: при турбинном бурении — долото, турбобур, УБТ, вес которых должен на 25 % превышать осевую нагрузку на долото, стальные трубы 300—500 м и ЛБТ до устья; при роторном бурении — долото, УБТ (с тем же весом, как указано выше), стальные трубы 250—400 м и ЛБТ до устья.

В буровой колонне, состоящей из стальных и алюминиевых труб, желательно алюминиевые трубы размещать в обсадной колонне.

Свечи из ЛБТ необходимо свинчивать и развинчивать с включенной нижней челюстью ключа АКБ. Размер плашек пневмоклиньев, встроенных в ротор, должен соответствовать следующим диаметрам:

Диаметр трубы, мм	114	127	146	168
Размер плашки, мм	114	129	147	170

В свечах буровой колонны рабочие и нерабочие замковые со-

единения следует менять местами через каждые 15—20 спускоподъемов комплекта труб.

Чтобы предупредить преждевременное схватывание цементного раствора, не рекомендуется использовать АБТ для цементирования через них секций обсадных колонн.

На тело трубы и бурового замка после их закрепления надо нанести контрольные метки. При довинчивании соединения в процессе эксплуатации эти трубы из комплекта удаляют.

Допустимые условия эксплуатации алюминиевых труб различного класса приведены в табл. 3.7. Максимально допустимые растягивающие нагрузки рассчитаны по пределу текучести с коэффициентом запаса 1,2.

С целью предупреждения разрушения труб из легких сплавов (ЛБТ) от воздействия коррозии их нельзя использовать в щелочной среде при pH бурового раствора более 11. Не рекомендуется применять ЛБТ при забойных температурах более 160 °С и в зонах АВПД.

При бурении скважин с трубами из легких сплавов буровые растворы должны содержать ингибиторы.

В процессе бурения необходимо контролировать коррозионную активность бурового раствора по концентрации водородных ионов pH.

При использовании стальных

Таблица 3.7. Допустимые параметры эксплуатации ЛБТ

Номинальные размеры, мм		Минимальные размеры, мм		Площадь попереч- ного сече- ния, см ²	Допустимая растягиваю- щая нагруз- ка, кН	Допустимый вращающий момент, кН · м
Диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки			
Трубы I класса (одна полоса)						
170	11	168,5	10,0	54,9	1510	56,4
147	9	145,5	8,0	39,0	1070	34,9
	11	145,5	10,0	47,0	1290	40,9
	13	145,5	12,0	54,7	1500	46,3
	15	145,5	14,0	62,2	1710	51,3
	17	145,5	16,0	69,4	1910	55,8
129	9	127,5	8,0	33,9	930	26,1
	11	127,5	10,0	40,8	1120	30,5
114	10	112,5	9,0	32,7	900	21,5
108	10	106,9	9,0	30,8	840	19,0
103	9	102,0	8,1	26,6	730	15,8
93	9	92,0	8,1	23,7	650	12,5
73	9	72,0	8,1	18,1	500	7,1
64	8	63,0	7,1	14,1	390	4,8
Трубы II класса (две полосы)						
170	11	167,0	8,0	44,1	1210	48,7
147	9	144,0	6,0	29,8	820	29,1
	11	144,0	8,0	37,6	1030	35,3
	13	144,0	10,0	45,1	1240	41,0
	15	144,0	11,0	48,0	1320	43,5
	17	144,0	13,0	54,9	1510	48,3
129	9	126,0	6,5	25,8	710	21,8
	11	126,0	8,0	32,4	900	26,3
114	10	111,0	7,0	25,4	700	18,2
108	10	105,0	7,0	23,8	660	16,1
103	9	100,0	6,5	20,0	550	13,1
93	9	90,5	6,5	17,8	490	10,4
73	9	70,5	6,5	13,4	370	5,9
64	8	61,5	5,5	10,0	270	3,9
Трубы III класса (три полосы)						
170	11	163,0	6,0	34,3	944	41,0
147	9	141,0	5,0	25,5	700	26,1
	11	141,0	6,0	29,1	800	29,7
	13	141,0	8,0	36,5	1004	35,6
	15	141,0	9,0	39,5	1090	38,4
	17	141,0	10,0	42,3	1160	40,8
129	9	123,0	5,0	22,1	610	19,6
	11	123,0	6,0	25,1	690	22,1
114	10	108,0	5,0	19,0	521	15,0
108	10	104,0	5,0	17,8	489	13,2
103	9	97,0	4,5	14,3	400	10,5
93	9	87,0	4,5	12,7	350	8,3
73	9	68,0	4,5	10,0	260	4,7
64	8	60,0	4,5	8,5	230	3,4

Примечания. Для труб I класса допустимые нагрузки и моменты рассчитывались по номинальной толщине стенки, для труб II и III классов — по средней величине минимальной толщины стенки. Для труб других размеров при спуско-подъемных операциях применяют элеваторы. Изношенные плашки заменяют только комплектами.

бурильных труб рН должно быть не менее 7 (по возможности более 9,5), а при использовании алюминиевых бурильных труб оптимальная величина рН составляет 7,5–8,5.

Желательно применять трубы из легких сплавов, имеющие соединения трубы с замком посредством трапецидальной резьбы. Бурение Кольской сверхглубокой скважины, бурильная колонна которой включает только трубы из легких сплавов (ЛБТ), соединенные с замками трапецидальной резьбой, убедительно показывает надежность этих соединений.

Запрещается бурить на всю длину ведущей трубы. Бурение следует останавливать, когда остается

не менее 0,5 м квадратной части трубы при глубине скважины до 4000 м и не менее 1 м при глубине скважины более 4000 м.

Все виды дефектов (бурильные, утяжеленные и ведущие) и других элементов низа компоновки бурильных колонн, обнаруженные в процессе эксплуатации дефектоскопией и опрессовкой, должны быть удалены из колонны бурильных труб и уложены на специальной площадке с четкой надписью — "брак".

По окончании строительства скважины буровой мастер сдает комплекты труб на трубную базу вместе с выпиской из паспорта на трубы.

§ 2. Предупреждение прихватов колонны труб

Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов

Для предупреждения прихватов необходимо придерживаться требований Инструкции по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. При этом должны соблюдаться следующие основные требования.

1. Правильно выбирать вид промывочной жидкости для данной площади с учетом новейших достижений в этой области. Необходимо по возможности переходить на промывочные жидкости с малым содержанием глинистых фракций и твердых частиц, обработанные химическими реагентами и поверхностно-активными веществами, которые создают условия для предупреждения прихватов и лучшие возможности для качественного вскрытия продук-

тивных пластов. Промывочная жидкость должна способствовать уплотнению фильтратов в пласте, а не создавать корки на стенках скважины. Этому соответствуют коллоидные растворы с минимальной твердой фазой.

2. Плотность бурового раствора должна исключать превышение избыточного давления на пласт не более чем это установлено нормами, для чего геологическая служба должна прогнозировать пластовые давления с наибольшей точностью.

3. Параметры бурового раствора надо поддерживать в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом.

4. Нельзя допускать отклонений от установленной плотности промывочной жидкости более чем на $\pm 0,02 \text{ г/см}^3$ при фактической плотности ее до $1,45 \text{ г/см}^3$ и более

чем на $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$ для растворов более высокой плотности.

5. Для повышения противоприватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ. Оп-

ределять количество смазывающих веществ в буровом растворе следует по коэффициенту сдвига корки (КСК), величина которого не должна превышать 0,3.

При соответствующей плотности рекомендуется поддерживать в буровом растворе следующее количество нефти.

$\rho, \text{г/см}^3$	1,2–1,3	1,3–1,5	1,5–1,7	1,7–2	2,0
Содержание нефти, %	8–10	10–12	12–15	15–18	20

6. В утяжеленные буровые растворы следует вводить неионогенные ПАВ типа дисолван, превоцелл, ОП-7 и ОП-10. Для исключения гидрофобизации и предупреждения осаждения частиц утяжелителя надо добавлять гидролизирующие реагенты (УЩР, гипан, КМЦ). Ввод в утяжеленные буровые растворы таких ПАВ, как СМАД, сульфолон, особенно в сочетании с нефтью, не рекомендуется, так как это вызывает их гидрофобизацию.

7. При бурении скважин глубиной более 3000 м необходимо следить за температурой выходящей промывочной жидкости, замерять ее через 30 мин циркуляции. В случае падения температуры надо немедленно приподнять буровую колонну на 13–15 м и произвести два-три замера через 10–15 мин. Если снижение температуры подтвердится, то буровую колонну нужно поднять и опрессовать.

8. Необходимо непрерывно контролировать циркуляцию промывочной жидкости, по возможности устанавливать автоматические сигнализаторы ее прекращения, а также не допускать резких

колебаний гидравлического давления при спускоподъемных операциях.

9. Нельзя оставлять буровую колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов.

В случае вынужденного оставления буровой колонны в открытом стволе скважины буровицику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

10. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции бурового раствора надо поднять колонну буровых труб от забоя не менее чем на 15 м и через 2–5 мин расхаживать и проворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования, на устранение неполадок которых потребуется более 30 мин, буровую колонну надо поднять в обсадную.

11. Следует осторожно спускать в скважину колонну с долотами, имеющими форму, отличную от предыдущей, — четырехшарошечное долото после трехшарошечного, 178-мм УБТ после 146-мм, турбобур с 235-мм корпусом, после работы с 215-мм и т.д.

12. При возникновении посадок надо приостановить спуск колонны, поднять ее на длину 15–20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжить спуск колонны.

13. Интервал затяжек, уступов, желобов обвалов необходимо зафиксировать в буровом журнале.

14. Надо следить за исправной работой насосов и механизмов очистки промывочной жидкости (гидроциклоны, вибросита и т.д.).

15. После длительных перерывов в бурении ствол скважины следует проработать.

16. Бурильные колонны необходимо опрессовывать в сроки, установленные проектом или руководством предприятия.

17. Исключить ступенчатую проводку скважин.

18. При бурении следует делать контрольный приподъем бурильной колонны на 10–15 м через 45 мин бурения при отсутствии затяжек и не реже чем через 15–17 мин бурения при их наличии. В последнем случае перед наращиванием надо прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затяжек.

Предупреждения прилипания бурильной колонны

Применяемые буровые растворы должны иметь низкую водоотдачу с целью уменьшения толщины гли-

нистой корки. Прилипание исключается при использовании буровых растворов на углеводородной основе.

Компоновка низа бурильной колонны должна включать узлы, снижающие площадь их наружной поверхности, входящую в контакт со стенкой скважины.

Таковыми являются противоприхватные опоры УБТ — квадратные, шестигранные, трехгранные и со спиральными канавками.

Противоприхватные опоры рекомендуются размещать не только в нижней части колонны, между свечами УБТ и над ними, но и на участках колонны, находящихся в прихватоопасных местах, например напротив проницаемых пород.

В качестве противоприхватных опор используют стабилизаторы и центраторы, диаметр которых на 5–10 мм меньше диаметра долота.

Нельзя допускать зависания колонны труб в стволе скважины. После очередного страгивания индикатор веса должен показывать полный вес колонны. Не следует также оставлять бурильную колонну без движения в открытом стволе скважины.

Промывку скважины перед подъемом после бурения, а также утяжеление промывочной жидкости необходимо проводить с расхаживанием бурильной колонны в пределах длины ведущей трубы, когда долото находится на расстоянии не менее чем 15 м от забоя.

Перед входом в прихватоопасную зону бурильную колонну в обсадной колонне останавливают и проверяют роторную цепь, воздухопроводы, лебедку и насосы.

Элементы низа бурильной ко-

лонны не должны иметь сварочных поясков и острых кромок, приводящих к разрушению глинистой корки на стенках скважины.

При бурении в продуктивном горизонте нельзя оставлять бурильную колонну без движения даже на короткое время; разбуривать этот горизонт лучше роторным способом.

В случае применения забойного двигателя необходимо обязательно вращать бурильную колонну.

Промывку скважины после бурения перед подъемом, а также утяжеление бурового раствора следует проводить с расхаживанием бурильной колонны в пределах длины трубы, когда долото находится на расстоянии не менее чем на 15 м от забоя.

Буровой раствор должен очищаться механизмами от твердой фазы качественно.

Механическая скорость проходки при бурении стволов диаметром 295 мм и более должна регулироваться с изменением плотности бурового раствора. При увеличении плотности за счет насыщения раствора шламом механическую скорость необходимо снизить.

Для ускорения ликвидации возникшей аварии и предупреждения осложнения в интервалах, склонных к прихватам, рекомендуется включать в компоновку бурильной колонны ясс.

Предупреждение прихватов, вызванных заклиниванием колонны труб

Заклинивание колонны труб при бурении глубоких скважин возникает чаще, чем прихваты под

действием перепада давления. Поэтому необходимо особое внимание уделять выполнению следующих работ, предупреждающих аварии этой группы.

Правильный выбор компоновки низа бурильной колонны — залог успеха работы без заклинивания бурильной колонны. Она должна обеспечивать бурение скважины на оптимальных режимах; не создавать больших гидравлических сопротивлений; исключать искривление ствола, которое, как правило, является главной причиной образования желобов; не допускать потерю диаметра ствола скважины и скопления на забое шлама и мелких металлических предметов.

При бурении скважин долотами диаметром 394 мм и более во всех возможных случаях необходимо применять роторно-турбинные буры (РТБ). Особенно важно их использовать при бурении в сложных геологических условиях, где при обычных способах бурения наблюдается интенсивное искривление скважин, а также при проходке глубоких скважин (более 4000 м) долотами диаметром 394 мм. Расширение ствола скважин РТБ категорически запрещается, так как это приведет к обязательному самопроизвольному забуриванию нового ствола. В условиях повышенной опасности самопроизвольного искривления наиболее эффективно применять жесткие компоновки низа колонн, которые должны включать установку калибратора над долотом и УБТ увеличенного диаметра с размещением над ними центрирующих элементов с одной опорой при угле падения пластов до 10°

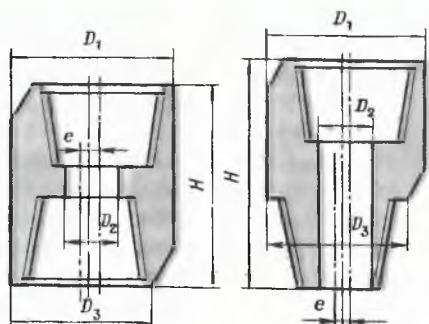


Рис. 3.1. Эксцентричный переводник

и с двумя опорами при наклоне пластов более 10° . Жесткие компоновки позволяют бурить без ограничения осевой нагрузки.

При бурении скважин диаметром 394 мм и более в спокойных геологических условиях, не способствующих естественному искривлению ствола, эффективно проводить бурение опережающим стволом с последующим расширением до необходимого диаметра. При бурении в устойчивых и перемежающихся по крепости породах с крутым падением пластов, способствующим естественному набору кривизны, более эффективно применять роторный способ со ступенчатой компоновкой породоразрушающего инструмента с пилот-долотом или турбинно-роторным способом.

Скважины диаметром 269–394 мм в мягких и неустойчивых породах более эффективно бурить с компоновками маятникового типа, включающими центрирующие приспособления с созданием невысоких осевых нагрузок.

Если при бурении скважины отмечены зоны образования желобов, то компоновки низа бурильных колонн для вновь забуривае-

мых скважин должны предусматривать следующее.

Диаметр УБТ должен быть равен диаметру замков бурильных труб.

При использовании УБТ, имеющих диаметр больший диаметра бурильных замков, между свечами УБТ, а также между УБТ и бурильными трубами, должны устанавливаться выводные переводники или лопастные спиральные центраторы с длиной корпуса 1,2–2,0 м и диаметром на 5–10 мм меньше диаметра долота. Для предупреждения самопроизвольного развинчивания колонны бурильных труб и попадания ее в желобные выработки направления витков лопастей указанных центраторов должны быть левыми.

Против образования желобов лучший эффект дает бурение с эксцентричным переводником (рис. 3.1, табл. 3.8), устанавливаемым над долотом. Применение эксцентричного переводника исключает образование кривизны и одновременно увеличивает диаметр скважины. В конце бурения ствол скважины бывает обычно на 10 ± 25 мм больше диаметра нового долота. Компоновка с эксцентричным переводником способствует улучшению калибровки ствола благодаря увеличению прижимающих усилий долота к стенке скважины.

Диаметр УБТ ($d_{УБТ}$), устанавливаемых над эксцентричным переводником с эксцентриситетом e , определяется по формуле

$$d_{УБТ} = 2[(D_{эф} - 0,5D_d) - 0,5e].$$

Значения $D_{эф}$ и e приведены в

Таблица 3.8. Характеристика эксцентричного переводника (рис. 3.1)

Диаметр долота, мм	Диаметр переводника, мм			Длина переводника H , мм	Эксцентриситет e , мм	Типоразмер переводника	Типоразмер резьбы		Эффективный диаметр, мм
	Наружный D_1	Внутренний D_2	По проточке D_3				верхней	нижней	
269,9	203	80–90	178	450	25	ПБМ	3-147	3-152	248
295,3	229	90	203	450	26		3-162 3-171		275
320	245	90	229	450	16		3-171 3-177 3-189		290
320	254	90	229	500	25		3-171 3-177 3-189		299
349,7	273	100	245	600	28		3-189 3-201		325
393,7	299	100	273	600	26	ПБП	3-201	3-177	359
490	324	100	299	600	25		3-201		418
540	340	100	324	600	16		3-201		445

ПБМ, ПБП — переводники соответственно муфтовый и переходной.

табл. 3.8 для каждого диаметра долота (D_d).

При бурении вертикальных скважин в интервале применения одного размера долота компоновка колонны должна быть постоянной и исключать набор кривизны и изменение азимута.

Диаметр скважины при бурении следует измерять профилеметром в твердых и средней крепости породах через 300 м проходки, а в мягких через 500 м. Последний замер должен предшествовать спуску обсадной колонны.

При бурении скважины необходимо обязательно регистрировать

в буровом журнале и доводить до сведения мастера и новой смены участки сужения ствола и интервалы затяжек бурильной колонны.

Если при подъеме бурильной колонны 2 раза подряд произошли затяжки, причем интенсивность их возрастала по сравнению с предыдущим подъемом, то это указывает на образование желоба. Необходимо произвести профилометрию в необсаженном интервале ствола с целью определения интервалов образования желобов и мест сужения и принять меры к недопущению заклинивания бурильной колонны.

Вначале следует попытаться устранить желобы проработкой ствола скважины ниже башмака обсадной колонны до подошвы желоба долотом с установленным над ним шарошечным центратором. Проработка из-под башмака обсадной колонны необходима для исключения заклинивания более жесткой компоновки. Если эта проработка исключает заклинивания при подъеме, то ее повторяют в последующем через два-три спускоподъема долота.

В интервале выявленных желобов бурильную колонну поднимают на пониженной скорости и при повышенном внимании к поднимаемой колонне, чтобы недопустить ее заклинивания в желобе.

При безрезультатности проработки ствола скважины с помощью шарошечного центратора интервал ствола на участке желоба прорабатывают гидравлическими расширителями.

Если расширители не позволяют устранить желоба, то их нейтрализуют взрывом гибких зарядов (ВВ), для чего торпеды шашечные или другие виды взрывчатого вещества закладывают в брезентовые (пожарные) рукава и спускают их в желоб. Максимальная длина торпед достигает 30 м, мощность до 3 кг ВВ на 1 м. Гибкие торпеды повторяют профиль желоба, что обеспечивает его устранение, как правило, одним взрывом. Иногда для устранения желоба требуется два-три взрыва. После каждого взрыва необсаженный ствол скважины прорабатывается.

При заклинивании бурильной колонны во время ее подъема в желобе немедленно приостанавливается подъем. Категорически за-

прещается освобождать заклинившую колонну вытягиванием ее вверх. Необходимо попытаться сбить колонну вниз. Предварительно, если это возможно, подсоединить ведущую трубу и восстановить циркуляцию бурового раствора.

При невозможности подсоединить ведущую трубу закрепляют элеватор от самопроизвольного открытия и сбивают колонну ударами вниз.

Для предупреждения прихватов, возникших вследствие заклинивания колонны бурильных труб в суженной части ствола, особое внимание обращают на следующее.

Компоновка бурильной колонны для бурения в абразивных, твердых и крепких породах должна включать калибратор, установленный над долотом, или эксцентричный переводник. Новое долото с конфигурацией, отличной от предыдущего (четырёхшарошечное после трёхшарошечного, лопастное после шарошечного и т.д.), надо спускать с предосторожностями, не допуская посадок более 30–50 кН.

Призабойную часть ствола необходимо прорабатывать. Интервал проработки берется в зависимости от сработки предыдущего долота, но не меньше длины ведущей трубы. Его, как правило, устанавливает мастер. Нагрузка на долото при проработке должна составлять 20–30 кН и менее.

При обнаружении неравномерного вращения бурильной колонны ее следует немедленно приподнять на 10–15 м, скважину промыть и осторожно приступить к проработке призабойной зоны.

Для исключения заклинивания алмазного долота необходимо:

исключить спуск в скважину алмазного долота, имеющего сработку более 4 мм;

во время вынужденных остановок бурильную колонну постоянно поднимать и опускать на длину ведущей трубы и проворачивать ротором через 2–5 мин;

при остановках длительностью более 30 мин поднять долото в башмак промежуточной колонны; через 70–80 ч следует производить контрольный подъем долота в башмак промежуточной колонны;

последние две трубы опускать со сплошной проработкой призабойной зоны;

перед подъемом алмазного долота промыть скважину в течение одного цикла, разобрать первую верхнюю свечу и трубы уложить на мостки; после спуска долота трубы разобранной свечи спустить в скважину с промывкой и проработкой до забоя. Разборка первой свечи необходима для исключения в любом случае спуска бурильной колонны без проработки призабойной зоны;

компоновка низа бурильной колонны должна включать ясс над УБТ с целью оперативного применения его в случае возможного заклинивания.

Заклинивание бурильных и обсадных колонн при спускоподъемных операциях посторонними предметами, падающими через устье, предупреждается установкой на устье скважины полуавтоматического устройства для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину или резинового круга под ротором.

Для исключения заклинивания компоновки низа бурильной колонны металлом, накопившимся у забоя, надо включать в компоновку металлоуловителя или спускать периодически магнитный ловитель или забойный фрезер со шламоуловителем. Разовую очистку забоя производить не реже чем через 300 м проходки в породах средней твердости и через 100 м в твердых породах, а также после разбуривания элементов оснастки соединений секций обсадных колонн и компоновки низа спущенных обсадных колонн.

Предупреждение прихватов, возникающих в результате нарушения устойчивости стенок скважины

Для предупреждения прихватов в интервалах, где породы (каменная соль, бишофиты, глины, аргиллиты) неустойчивы, выпучиваясь и осыпаясь прихватывают находящуюся в скважине колонну труб необходимо осуществлять следующие работы.

Создать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допуская остановок из-за отсутствия труб, материалов и т.д.

Применяемый буровой раствор должен поддерживать ствол в хорошем состоянии, исключать затяжки, посадки, прихваты и образование больших каверн. Коэффициент сдвига глинистой корки (КСК) для предупреждения осыпей должен быть не более 0,15.

Идеальный вид раствора при бурении в неустойчивых породах — безводные растворы на углеводородной основе. Для преду-

преждения обвалов и образования каверн при бурении бишофитов лучшими являются известково-битумные растворы.

Почти исключает осыпи и образование каверн при бурении глин, аргиллитов и засоленных глин, применение хлоркалиевых буровых растворов.

Для предупреждения вибрационного воздействия колонны бурильных труб на стенки скважины в компоновку ее низа рекомендуется включать наддолотные амортизаторы.

При непрекращающихся явлениях сужения ствола выпучиваемыми породами необходимо утяжелить буровой раствор на 10—15 % по сравнению с требуемым ГТН или пересмотреть соответствие типа промывочной жидкости геолого-техническим условиям бурения.

При турбинном способе бурения в случае появления признаков обвала пород перейти на роторный способ.

Спускать бурильные трубы следует с промежуточными промывками для снижения давления при продавке бурового раствора, особенно при больших значениях СНС.

Следует предусматривать периодическую промывку ствола скважины порциями вязкого бурового раствора.

§ 3. Предупреждение аварий при креплении скважин обсадными колоннами

Крепление ствола — один из основных моментов в строительстве скважины, поэтому все работы проводят по заранее составленному и утвержденному плану в соот-

Предупреждение прихватов из-за образования сальников

Вязкость, СНС и коэффициент сдвига корки (КСК) промывочной жидкости должны быть минимальными. В случае подозрения в промывке трубы бурильную колонну надо немедленно поднять.

В породах, склонных к сальникообразованию, рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость восходящего потока. Следует исключить ступенчатые диаметры при проводке необсаженного ствола скважины.

В скважину, пробуренную роторным способом и с использованием долот режущего типа, запрещается спускать турбобур без предварительной проработки ствола шарошечным долотом роторным способом.

Нельзя допускать зашламливания приемных емкостей выше нижнего уровня приемных труб насосов.

При повышении давления на выкидной линии насосов прекратить бурение и привести в нормальное состояние ствол скважины интенсивной промывкой с расхаживанием и вращением колонны труб ротором с частотой не менее 80 об/мин, не допуская натяжения колонны сверху собственного веса.

в соответствии с действующей Инструкцией по креплению скважины и с учетом специфических условий работы на данной площади, а также наличия соответствующего оборудо-

дования, оснастки и других технических средств, имеющихся на предприятии.

При подготовке плана спуска обсадной колонны и разработке мероприятий по безаварийному креплению скважины особое внимание обращается на следующее.

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны необходимо проверить состояние фундаментов, оснований, вышки и другого оборудования, а также агрегатов буровой установки. При необходимости производят и замену неисправного инструмента, оборудования.

Буровые насосы, нагнетательная линия с запорной арматурой и система очистки бурового раствора должны обеспечивать бесперебойную подачу и очистку его на различных режимах промывки скважины. Приемные емкости следует очистить от шлама и грязи.

На одном из превенторов необходимо заменить плашки под соответствующий диаметр обсадных труб. В качестве дополнительного средства по герметизации устья на буровой необходимо иметь буровую трубу под соответствующий

диаметр плашек превентора, которая должна быть снабжена шаровым обратным клапаном и переводником для соединения с обсадной колонной. Также надо проверить исправность и точность показаний индикатора веса, моментомера и других контрольно-измерительных приборов на буровой. При необходимости их следует заменить.

Подготовка обсадных труб к спуску должна осуществляться на трубных базах.

В работы по подготовке труб на базе входит:

гидравлическое испытание труб на давление, допустимое для данного типоразмера труб;

проверка конусности резьбы гладкими калибрами и пластинчатыми щупами (допустимые отклонения от номинальных размеров резьбы по конусности не должны превышать для ниппеля $+0,86 \div -0,22$, для муфты $+0,22 \div -0,36$);

проверка жесткими шаблонами внутреннего диаметра труб по всей их длине, размеры шаблонов приведены ниже.

Диаметр обсадных труб, мм	114—219	145—340	407
Длина шаблона, мм	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

d — номинальный внутренний диаметр трубы, мм;

визуальный осмотр наружной поверхности для выявления искривления концевых участков прогиба труб, поперечных и продольных рисков, вмятин, трещин;

контроль качества высокопрочных труб с помощью дефектоскопов (желателен при креплении особо ответственных скважин);

сортировка труб по группам прочности, замер их длины и маркировка.

На подготовленные к отправке на буровую трубы составляется акт и комплектовочная ведомость. Трубы на буровую доставляются на специальных транспортных средствах.

Запрещается сбрасывание обсадных труб с транспортных

средств и перетаскивание их волоком.

На каждые 1000 м обсадной колонны доставляется запасных труб не менее 50 м.

На буровой обсадные трубы подвергаются повторному наружному осмотру, чтобы выявить вмятины, раковины, плены, трещины, риски, искривления и прогибы, шаблонируются, замеряются, маркируются и укладываются на стеллажи в порядке очередности их спуска в скважину. Порядковый номер и длина трубы наносятся светлой краской на ее примуфтовую часть. Резервные трубы укладываются отдельно.

Резьба ниппеля и муфты очищается и промывается. На ниппель навинчивается предохранительное кольцо.

Обсадные трубы, доставленные на буровую, должны соответствовать прочностному расчету и иметь заводской сертификат, а также заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТа.

Проверка, опрессовка, сборка и компоновка технологической оснастки должны осуществляться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации, паспортных характеристик и планов работ на крепление скважин. До спуска обсадной колонны в скважину производится проверка и опрессовка обсадной колонны, находящейся в скважине, вместе с противовыбросовым оборудованием и манифольдом на ожидаемое давление при закрытии ее устья.

В процессе спуска бурильной колонны за последний рейс производится контрольный замер ее

длины. Результаты контрольного замера необходимо отразить в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера. При проведении последнего рейса следует привести параметры промывочной жидкости в скважине и запасных емкостях в соответствие с требованиями ГТН. При этом должна быть замерена температура циркулирующего бурового раствора.

До начала подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо выполнить комплекс заключительных геофизических исследований, по результатам которых откорректировать глубину установки башмака обсадной колонны, интервалы сужения ствола, объем скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки. Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений и калибруется на глубину спуска обсадной колонны компоновками инструмента, обеспечивающими проходимость обсадной колонны.

После калибровки ствол скважины должен быть промыт до полной очистки от шлама и достижения стабильности технологических параметров бурового раствора. Интенсивность промывки определяется Временным руководством по промывке скважин перед спуском обсадных колонн и перед цементированием. При этом во избежание прихвата обсадной колонны от перепада давлений в период технологически необходимых остановок плотность бурового раствора должна обеспечивать минимально допустимую репрессию на стенки скважины, а КСК должен быть 0,30 и менее.

Перед спуском обсадной колонны спускоподъемное оборудование и элеваторы должны быть проверены дефектоскопией.

Обсадную колонну спускают под руководством ответственного инженерно-технического работника (производственного объединения, УБР, экспедиции). Отступление от плана спуска обсадной колонны или выполнения работ, не предусмотренных планом, не допускается без согласования с лицами, его утвердившими.

Обсадные колонны должны спускаться с помощью клиновых захватов (спайдеров) или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадной колонны применяются следующие специальные смазки:

для скважин с температурой до 100 °С — Р-2МБП (ТУ 38-101-332—73);

для скважин с температурой до 200 °С — Р-402 (ТУ 38-10-1708—78); УС-1 (ТУ 38-101-440—74) и лента ФУМ (ТУ 6-05-1388—70). Все резьбовые соединения первых 5—10 труб, в том числе и свинченные на заводе, должны быть закреплены на смазке УС-1. Для кондуктора и промежуточной обсадной колонны допускается приварка первых 5—10 труб прерывистым швом к муфте или крепление их на электрозаклепках.

Для обеспечения качественного крепления скважины и разобщения горизонтов в компоновку спускаемых колонн в обязательном порядке включают технологи-

ческую оснастку (башмак с направляющей насадкой, обратный клапан типа ЦКОД или тарельчатый клапан, стоп-кольцо, центраторы, скребки, турбулизаторы, закоронные пакеры и другие устройства). Число и глубина установки указанных устройств определяются для каждой скважины в отдельности технологической службой экспедиции и указываются в плане работ на крепление скважины.

Буровой мастер, бурильщик или ответственное лицо должны постоянно следить за правильным свинчиванием и докреплением резьбовых соединений.

Если при свинчивании вручную или круговым ключом труба (по ГОСТ 632—80) не довинчивается на шесть или более ниток или заходит на всю высоту резьбы, то докрепление такой трубы машинным ключом запрещается, и она бракуется. Также бракуется труба, если при достижении максимального крутящего момента в муфту не заходит более трех витков резьбы. У импортных труб торец муфты точно должен совпадать с основанием треугольника, клейма над резьбой трубы.

Обварка резьбовых соединений для "усиления" при ненормальном свинчивании обсадных труб запрещается.

Ответственному лицу за правильное свинчивание труб с муфтами необходимо помнить, что сильный нагрев муфты и недovinчивание резьбового соединения свидетельствуют о навинчивании, как правило, резьбы через нитку.

Трубы свинчиваются круговым ключом. Резьбовые соединения закрепляются машинными ключами

Таблица 3.9. Крутящие моменты для свинчивания обсадных труб

Вид обсадных труб	Крутящий момент, Н · м	Номинальный				
		114	127	140	146	168
Трубы с треугольной резьбой	Оптимальный	200	280	390	450	670
	Максимальный	220	300	420	480	700
	Минимальный	190	260	360	420	630
ОГТМ1	Минимальный	330	340	370	430	430
	Максимальный	470	480	600	610	660
ОГТГ1 и ТБО	Минимальный	390	400	580	600	690
	Максимальный	520	540	800	820	1070
	Оптимальный	300	350	400	400	—450
Импортные по стандартам АНИ	Оптимальный	170	—	370	—	440
	Максимальный	220	—	550	—	650
	Минимальный				Не менее 75 %	

с крутящим моментом, указанным в таблице 3.9. Контроль крутящего момента производится моментомером с регистрирующим прибором.

Для толстостенных труб ($\delta = 12$ мм) и группы прочности более Е момент свинчивания увеличивается дополнительно на 25 %. При использовании смазки УС-1 момент дополнительно увеличивается еще на 40–60 %.

При использовании обратных клапанов, которые не обеспечивают самозаполнение колонны жидкостью, необходимо регулярно доливать буровой раствор через определенное количество спущенных труб, установленное расчетным путем и указанное в плане работ по креплению скважины, но не более чем после спуска 300 м труб.

В процессе спуска колонны нужно непрерывно наблюдать за характером вытеснения бурового раствора из скважины.

В случае падения уровня жидкости в затрубном пространстве необходимо непрерывно заполнять его буровым раствором.

Для предупреждения прихвата обсадной колонны в процессе заполнения ее жидкостью, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и периодически расхаживать. Во избежание смятия обсадных труб, гидро разрыва пластов и поглощения промывочной жидкости скорость спуска колонны в скважину должна быть равномерной и определена расчетным путем по методике, изложенной в Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин. Расчет прилагается к плану работ на крепление скважины.

Верхние концы потайной и секции обсадной колонн должны размещаться над зонами осложнений, интервалами зарезки второго ствола, в устойчивых породах, не имеющих каверн и желобных выработок.

наружный диаметр трубы, мм

178	194	219	245	273	299	324	340	407	508
770	930	1150	1400	1630	1850	2020	2130	2510	2890
800	1000	1200	1500	1700	2000	2100	2200	2600	3000
730	900	1100	1350	1550	1800	2000	2100	2400	2800
440	490	530	560	580	—	—	—	—	—
700	840	850	1020	940	—	—	—	—	—
700	750	990	1140	1260	—	—	—	—	—
1100	1150	1600	2190	2160	—	—	—	—	—
—450	—550	—650	750	850	—	—	—	—	—
530	530	570	650	680	—	—	—	—	—
790	790	840	970	1010	—	—	—	—	—

от оптимального значения

Бурильные трубы, используемые при креплении, должны быть проверены на прочность расчетным путем в соответствии с существующей методикой (опрессованы на 1,5 кратное давление от максимально ожидаемого при креплении, но не превышая допустимого для данного типоразмера труб, проверены дефектоскопией, прошаблонированы по минимальному внутреннему диаметру и проверены наружным осмотром). При их спуске замковые соединения докрепляются машинными ключами.

Кольцевое пространство между бурильными трубами, на которых спускают секцию обсадной колонны, и обсадной колонной должно быть перекрыто резиновым кругом или лепестками специального устройства для предупреждения падения посторонних предметов в скважину.

Хвостовики и секции обсадных колонн должны подвешиваться в стволе скважины и цементировать-

ся в подвешенном состоянии во избежание их изгиба.

Разгрузка секций колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны запрещается до окончания срока ОЗЦ.

Спуск хвостовика и секции обсадной колонны, как правило, должен осуществляться на разъединителях, преимущественно безрезьбовых, обеспечивающих вращение верхней части бурильной колонны, во избежание ее прихвата в открытой части ствола.

Скорость спуска потайной и секции колонны на бурильных трубах не должна превышать расчетной скорости спуска обсадных колонн, а заполнение их промывочной жидкостью должно производиться после спуска каждой свечи бурильных труб.

Подъем тампонажного раствора должен предусматриваться:

за кондуктором — до устья скважины; за промежуточными

колоннами нефтяных скважин с проектной глубиной до 3000 м с учетом геологических условий, но не менее 500 м от башмака колонны;

за промежуточными колоннами разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважин вне зависимости от глубины, а нефтяных скважин с проектной глубиной более 3000 м — до устья;

за эксплуатационными колоннами всех нефтяных и при обеспечении герметичности соединений обсадных колонн (сварные соединения, специальные высокопрочные резьбовые соединения и др.) газовых и разведочных скважин — с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее чем на 100 м; за всеми остальными эксплуатационными колоннами тампонажный раствор должен подниматься до устья скважины.

Рецептуру тампонажных растворов для конкретных скважин подбирают в производственных лабораториях объединения, а для особо сложных условий цементирования — лабораториями научно-исследовательских институтов за 5 сут до начала цементирования. При этом в обязательном порядке обращается особое внимание на совместимость его с буферной и промывочной жидкостями, применяемыми при бурении скважин. Время начала схватывания цементного (тампонажного) раствора должно в 1,5–2 раза превышать время, необходимое для цементирования, чтобы обеспечить наиболее полное замещение в трубном пространстве бурового раствора цементным, плотность последнего должна быть больше плотности

бурового раствора не менее чем на $0,2 \text{ г/см}^3$. Тампонажные материалы, необходимая техника и оборудование должны быть доставлены на буровую с таким расчетом, чтобы произвести цементирование скважины сразу же после спуска колонны, промывки и приведения параметров промывочной жидкости в скважине в соответствие с ГТН и планом работ по креплению. Время, необходимое для промывки скважины, в каждом конкретном случае определяется соответственно руководителем работ по спуску колонн, но оно должно быть не менее одного цикла.

Во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться на длину трубы.

Контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн осуществляют с помощью станции контроля цементирования (СКЦ). Параллельно с работой СКЦ в процессе цементирования необходимо:

при приготовлении и закачке в скважину тампонажного раствора непрерывно производить замеры его плотности ареометром с отбором проб из всех бачков, а также из опреснительной емкости и блок-манифольда для исключения отклонения от заданной плотности более $0,08 \text{ г/см}^3$ — для чистых портландцементов и $0,05 \text{ г/см}^3$ — для утяжеленных и облегченных смесей;

контролировать давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам на цементировочных агрегатах и блок-манифольде;

подсчитывать объем закачиваемой в скважину продавочной жидкости по тарифованным емкостям цементирувочных агрегатов; визуально контролировать характер циркуляции и корректировать режим работы в случае возникновения поглощения в скважине.

Скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве должна быть не ниже, чем скорость подъема промывочной жидкости во время промывки скважины перед цементированием. Закачивание и продавливание тампонажного раствора должны быть непрерывны. Для предотвращения резкого повышения давления "Стоп" последние 2 % объема продавочной жидкости следует закачивать не более чем двумя агрегатами на первой скорости. Давление "Стоп" не должно превышать фактического давления в конце цементирования на 300 МПа и быть выше допустимого внутреннего давления для обсадной колонны.

Объем продавочной жидкости определяется с учетом ее сжимаемости, коэффициент сжимаемости — автоматическим устройством АКГ или прибором ВГ УкрНИИГаза.

После окончания цементирования потайной и нижней секции обсадной колонны, перекрывающей продуктивные горизонты, производится с необходимым противодействием непрерывная промывка скважины в течение времени ОЗЦ. Транспортировочные переводники поднимают из скважины только при отсутствии признаков нефтегазоводопроявлений.

После цементирования эксплуа-

тационных колонн в один прием и верхних секций или ступеней колонны необходимо загерметизировать устье и создать избыточное давление в затрубном пространстве на время ОЗЦ. Избыточное давление определяется расчетным путем технологической службой экспедиции и указывается в плане работ на крепление.

На период ОЗЦ обсадная колонна оставляется подвешенной на талевой системе и при увеличении нагрузки на крюке до 50 кН снижается до исходной величины. По окончании ОЗЦ колонна закрепляется в растянутом состоянии. Величина натяжки определяется расчетом. Разгрузка незацементированной части колонны до подвески ее на колонной головке запрещается.

После ОЗЦ и оборудования устья скважины обсадная колонна испытывается на герметичность в соответствии с Инструкцией по испытанию скважин на герметичность.

Разбуривание цементных стаканов и элементов технологической оснастки в колонне без установленного противовыбросового оборудования и при несоответствии параметров бурового раствора ГТН запрещается.

Монтировать противовыбросовое оборудование можно не менее чем через 12 ч после цементирования скважины. Цементные стаканы, цементирувочные пробки, упорные кольца, обратные клапаны и башмаки промежуточных колонн разбуриваются специальными забойными фрезерами. Применение для этих целей пикообразных трехшарошечных лопастных долот запрещается. Разбуривание

производится роторным способом с установленным над долотом металлوشيамоуловителем.

Цементные стаканы в секционных обсадных колоннах необходимо разбуривать после удаления металла от оснастки и стыковочных узлов вышестоящей секции, чтобы избежать образования искусственного клина и разрушения обсадной трубы.

При вынужденной остановке во время разбуривания узлов оснастки низа обсадной колонны долото немедленно приподнимается на 30–50 м. Через 40–50 спускоподъемов бурильной колонны в глубоких скважинах, бурящихся роторным способом, измеряется износ обсадной колонны с целью определения ее остаточной прочности и защиты.

§ 4. Предупреждение аварий с забойными двигателями

Эффективное использование турбобуров определяется сочетанием их размеров с размерами долота (табл. 3.10).

Уменьшение диаметра турбобура значительно снижает энергетические параметры его характеристики и ведет к быстрому развитию усталости металла.

Таблица 3.10. Оптимальное сочетание долот и забойных двигателей

Номинальный диаметр долота, мм		Диаметр гидравлических забойных двигателей, мм			Номинальный диаметр долота, мм		Диаметр гидравлических забойных двигателей, мм		
		турбинных					турбинных		
шарошечного	алмазного	Т, ТС, ТСП, ТСПС, ТСША	А, АШ, АГТ, АГТШ	винтовых	шарошечного	алмазного	Т, ТС, ТСП, ТСПС, ТСША	А, АШ, АГТ, АГТШ	винтовых
59,0	—	—	—	54	212,7	211,1	195,0	195	195
76,0	—	—	—	54	215,9	214,3	195,0	195	195
93,0	91,4	—	—	85	222,3	220,7	195,0	195	195
98,4	—	—	—	85	228,6	227,0	195,0	195	195
108,0	106,4	—	—	85	244,5	242,1	215,0	195	195
120,6	119,0	104,5	—	85	250,8	248,4	215,0	195	195
132,0	130,4	104,5	—	85	269,9	267,5	240,0	240	195
139,7	138,1	127,0	—	85	295,3	292,9	265,0	240	—
142,9	141,3	127,0	—	127	311,1	308,7	265,0	240	—
146,0	144,4	127,0	—	127	320,0	317,6	265,0	240	—
149,2	147,6	127,0	—	127	349,2	346,8	315,0	240	—
151,0	140,4	127,0	—	127	374,6	—	315,0	240	—
158,7	157,1	127,0	—	127	381,0	—	315,0	240	—
165,1	163,5	127,0	—	127	393,7	391,3	315,0	240	—
171,4	169,8	127,0	—	127	444,5	—	315,0	240	—
187,3	185,7	164,0	164	172	469,9	—	315,0	240	—
190,5	188,9	164,0	164	172	490,0	—	315,0	240	—
196,9	195,3	172,0	164	172	508,0	—	315,0	240	—
200,0	198,4	172,0	164	172					

Для предупреждения повреждения турбобуры и электробуры транспортируют с опорой не меньше чем на трех точках, равноудаленных друг от друга при навинченных предохранительных колпаках. Погрузка и разгрузка двигателей должны быть механизированы, осуществляться без ударов о твердые предметы.

Транспортировка турбобуров волоком и сбрасывание их при разгрузке недопустимы.

Перевозка турбобуров и электробуров диаметром 195 мм и менее должна осуществляться в обсадных трубах.

Турбобуры и электробуры после регулирования и закрепления всех резьбовых соединений снабжают паспортами и инструкцией по эксплуатации и отправляют на буровую.

Для контроля за состоянием крепления резьбовых соединений турбобура на буровой на них наносят метки. Положение меток на турбобуре после каждого рейса контролируют и записывают в буровой журнал.

Опробование турбобура на устье и бурение скважины осуществляют только с установкой под ведущей трубой фильтра длиной 1,5–2 м с диаметром отверстий 5–6 мм.

Запрещается устанавливать фильтр в ведущей трубе. Фильтр должен работать в одной трубе не более 24 ч.

Внутренние поверхности труб в зоне установки фильтра проверяются визуально 1 раз в месяц.

В работающем над устьем турбобуре не должно быть шумов, а его корпус не должен нагреваться.

Таблица 3.11. Моменты закрепления узлов турбобуров

Закрепляемая система	Диаметр турбобура, мм	Момент крепления, кН·м
Система роторов (закрепление роторной гайки в турбобурах типов Т12М, ТС5, ЗТС5, ЗТСШ, А; закрепление полумуфты в турбобурах типов ЗТСШГ и АШ)	240	8–9
	215	7–8
	195	5–6
	172	4,5–5
Система статоров (закрепление соединительного переводника или ниппеля в турбобурах всех типов)	164	4–4
	240	17–19
	215	14–15
	195	9,5–11
	172	8–9
	164	9–10

Вал турбобура на устье расхаживают только левым вращением ротора, чтобы избежать отвинчивания полумуфты между валами секций.

Резьбовые соединения турбобуров крепят ключами в комплексе с моментомерами для поддержания необходимых натягов. Рекомендуется выдерживать момент крепления системы роторов и системы статоров в соответствии с табл. 3.11, а моменты закрепления конических резьбовых соединений турбобуров в соответствии с табл. 3.12.

У насосов, работающих на электроприводе, необходимо проверять комплектность и сборку клапанной приставки с перепускным клапаном. Необходимо проверить износ корпуса забойного двигателя по наружному диаметру минусовой скобой. Величина износа корпуса забойного двигателя по наружному диаметру допуска-

Таблица 3.12. Моменты закрепления резьб турбобуров

Наружный диаметр, мм	Соединение	Тип резьбы	Момент закрепления резьбового соединения, кН·м
240	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	РКТ 218	33—35
	Переводник корпуса с соединительным переводником	РКТ 208	32—34
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 98	14—16
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции	МК 116	11—12
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 110	13—15
		МК 116	11—12
	Переводник вала с валом турбинной или валом шпиндельной секции	З-147	26—30
215	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	МК 195	30—32
	Переводник корпуса с соединительным переводником	З-189	29—33
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 98	14—16
	Переводник вала с валом турбинной или валом шпиндельной секции	З-121	14—16
195	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	РКТ 177	25—27
	Переводник корпуса с соединительным переводником	З-171	28—32
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 80	10—12
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции	МК 90	12—14
		МК 105	
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 94	13—15
172	Переводник вала с валом турбинной или валом шпиндельной секции	З-121	14—16
	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	МК 156	17—19
	Переводник корпуса с соединительным переводником	З-147	26—30
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 80	10—12
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции	МК 90	12—14
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 84	11—13

ется не более 1 мм в любом сечении.

Перед спуском в скважину турбобура следует проверить: легкость и плавность запуска; осевой люфт. Запрещается спуск в скважину турбобура, имеющего осевой люфт более 4 мм для безшпиндельных турбобуров, 5 мм для шпиндельных и 6 для высокомоментных турбобуров;

герметичность резьбовых соединений при полном расходе жидкости;

плавность остановки турбобура после отключения насоса;

истечение бурового раствора через ниппель турбобура;

плотность торцов в резьбовых соединениях ниппеля, переводника с корпусом, а также в соединениях секций и шпинделя;

состояние присоединительной резьбы под долото.

У турбодолот перед спуском их в скважину дополнительно проверяется прочность закрепления резьб грунтоноски и ее прямолинейность.

Грунтоноска считается годной к работе, если она свободно входит в вал и выходит из него или все резьбовые соединения ее прочно закреплены, а головка грунтоноски безотказно захватывается

шлипсом и выступает из вала переводника на 17–20 мм $\pm$ 2 мм. При восстановлении или прекращении циркуляции промывочной жидкости бурильная колонна должна быть приподнята над забоем на 10–15 м.

Бурение турбобуром следует начинать при небольшой нагрузке на долото, затем плавным увеличением нагрузки достигнуть максимальной скорости проходки. При остановке турбобура вследствие его перегрузки бурильную колонну следует приподнять, а затем постепенно довести до забоя.

При расхаживании турбобура в скважине нельзя допускать удара его о забой. Если же турбобур не заводится на забой, расхаживание его не должно превышать 30 мин.

После каждого рейса долота следует замерять и записывать в буровой журнал осевой люфт турбобура и натяг его ниппеля. Через 150 ч работы турбобур направляют в мастерские, где производят дефектоскопию валов и корпусов на длину не менее 1 м от торца.

Запрещается спуск в скважину турбобура, имеющего негерметичное соединение, биение вала, неплавный запуск и резкую остановку.

§ 5. Предупреждение аварий с долотами

Предупреждение аварий с шарошечными долотами

Типы долот для каждой скважины должны выбирать на основе данных, полученных при проводке опорно-технологических скважин и по данным пробуренных вблизи

скважин. Для проводки опорных, поисковых и параметрических скважин долота должны выбираться путем проведения специальных исследований. Этим создаются условия для безаварийной работы долот в скважине. Рекомендуемое соотношение диаметров долот,

Таблица 3.13. Рекомендуемые соотношения диаметров долот, УБТ и бурильных

Диаметр долота, мм	Наружный диаметр круглых УБТ, мм		Варианты сочетаний УБТ в колонне	Квадратные УБТ (сторона квадрата × диагональ), мм	
	отечественных	импортных		импортные	отечественные (из ведущих труб)
120,6	95, 98	—	—	95,2 × 119,1	—
139,7	108, 120	104,8	120 ² ; 108	114,3 × 138 ²	112 × 138 ³
151,0	120, 108	120,6	—	127,0 × 149,4 ²	112 × 146
161—176	133, 120, 146	127,0	133; 120 ¹ 146; 120 ¹	127,0 × 157,2 139,7 × 169,9	140 × 174 ²
190,5	146	152,4; 158,8	146; 120 ¹	—	140 × 178 155 × 188
215,9	178	165,1; 158,8; 171,5; 177,8; 184,2	178; 133 ¹ 196,8; 178	177,8 × 214,3	155 × 203
244,5	203, 168	196,8; 203,2	203; 178 203; 178; 146 ¹	203,2 × 242,9	—
269,9	219, 219 203	209,6; 228,6	229; 203 ¹ 178	228,6 × 268,3	—
295,3	254, 255, 229, 219, 203	247,6; 254,0; 241,3	254 (245); 229 ¹ ; 203 ¹ ; 178	228,6 × 277,8	—
320	273, 254, 245, 229	279,4	273 ¹ ; 254 (245) 229; 203; 178	254 × 318,4 ²	—
393,7 и больше	299, 273, 254, 245	—	299; 273 ¹ ; 254 (245) ¹ ; 229 (219); 203 ¹ ; 178	304,8 × 392,0 ² 255,6 × 442,9	—

¹ Возможно применение при осложненных условиях проводки-скважин.

² Размер обеспечивается дополнительной обработкой квадратных утяжеленных компоновке низа бурильной колонны с полноразмерными калибраторами.

³ При использовании ухудшаются условия проводки скважин (показатели буре

⁴ Применяются при небольшой величине выхода из-под башмака предыдущей

⁵ Рекомендуются для форсированных режимов при бурении в твердых и крепких диаметрами 190,5 и 215,9 мм.

труб

Диаметр круглых УБТ, мм	Наружный диаметр спиральных УБТ, мм	Наружные диаметры бурильных труб и замков к ним, мм	
		рекомендуемые	допускаемые
95	98	60 × ЗУ-86 73 × ЗН-95	—
108	111	89 × ЗН-108; 73 × ЗУК-, ЗПН-, ЗУ-, ЗШ-108	89 × ЗШ; ЗМК-128, ЗУК-, ЗПН-, ЗУ-120
120 (108)	114,3	89 × ЗУК-, ЗПН-, ЗУ-121, ЗКШ-, ЗШ-118	
120	133,3	102 × ЗШК-, ЗШ-133	89 × ЗОК-, ЗПН-, ЗУ-120, ЗШК; ЗШ-118; 114 ⁴ ; ЗУК-, ЗШ-146
146	149	114 × ЗУК-, ЗПН-, ЗУ-156, ЗУК-, ЗШ-146; 127 ⁵ × ЗУК-, ЗУ-155	102 ³ × ЗУК-, ЗШ-146
178	177,8	127 × ЗПШ-170	127 × ЗУК-, ЗУ-155; 140 × ЗШК-, ЗШ-178; 114 ³ × ЗУК-, ЗПН-, ЗУ-155
203 (178)	200	140 × ЗУ-185; ЗШК-, ЗШ-178; 168 × ЗШ-203	127 × ЗПН-170
203 (219)	225,4	168 × ЗШ-203	140 × ЗУ-185, ЗШК-, ЗШ-178; 127 ³ × ЗПН-170
219 (229)	228,6	168 × ЗШ-203	140 × ЗУ-185; ЗШК-, ЗШ-178; 127 ³ × ЗПН-170;
245 (229)	250	168 × ЗШ-203	140 × ЗУ-185; ЗШК-, ЗШ-178; 127 ³ × ЗПН-170
299 (273)	279–304,8	168 × ЗШ-203	140 × ЗУ-185; ЗШК-, ЗШ-178; 137 ³ × ЗПН-160

или вдувающих труб. Квадратные и спиральные УБТ рекомендуется применять при
ния).

колонны.

ских породах, а также в случае необходимости применения комплекта труб в сква-

УБТ и бурильных труб приведено в табл. 3.13.

Перед началом бурения под соответствующую обсадную колонну на буровую завозят подобранный согласно проекту набор типовых размеров долот, осмотренных и обмеренных на базе, с паспортами и сводной ведомостью.

Запрещаются транспортировка и хранение долот навалом, а также их сбрасывание на металлические предметы.

Все долота, поступившие на буровую, должны быть визуально осмотрены, установлены на площадке, а сведения о них с указанием типоразмера и номера зарегистрированы буровым мастером. Отбракованные долота необходимо удалить с буровой.

Перед присоединением долота к бурильной колонне бурильщик обязан проверить: соответствие типа и размера долота разбуриваемым породам (ГТН); чистоту резьбы, а у гидромониторных долот наличие насадок, надежность их крепления и уплотнения; отсутствие внешних дефектов и чистоту промывочных каналов. При этом:

в сварных швах на поверхности резьб не допускаются единичные поверхностные поры глубиной более 0,3 мм, видимые трещины по сварному шву, а также шлаковые включения диаметром свыше 1 мм не более трех на длину каждого шва;

присоединительная резьба должна быть гладкой, без забоин, выкошенных витков и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность;

поверхности упорных уступов

резьбовых соединений должны быть гладкими, без заусенцев, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений.

В шарошечных долотах, кроме долот типа ГНУ и ГАУ, шарошки должны свободно и плавно вращаться;

диаметр долота не должен выходить за пределы отклонений и его следует измерять кольцом-шаблоном высотой 20 мм, имеющим размеры:

Диаметр долота	46-76	93-
<i>D</i> , мм		349,2
Внутренний диаметр шаблона, мм	$D^{+0,6}$	$D^{+0,8}$

Диаметр долота	374,6-	469,9-
<i>D</i> , мм	444,5	508
Внутренний диаметр шаблона, мм	$D^{+1,6}$	$D^{+2,6}$

У долот типа ГНУ и ГАУ дополнительно проверяются:

надежность фиксации крышки узлов компенсаторов; отсутствие загрязнения компенсационных каналов в крышках; наличие резьбовых заглушек на отверстиях для заполнения смазкой полости опор; перекрытие уплотнительными элементами зазора между папкой и шарошкой; отсутствие подтеков смазки из опор.

После проверки долота необходимо тщательно очистить резьбу и смазать смазкой марки Р-113 или графитовой; проверить и записать полностью в буровой журнал клеймо (маркировку) долота; обязательно убедиться в надлежащем состоянии резьбы переводника, к которому присоединяется долото.

Перед спуском буровой колонны в скважину необходимо обязательно освободить защелку крепления крюка к блоку, чтобы обеспечить свободное перемещение крюка и исключить отвинчивание долота или других элементов буровой колонны при спуске ее в скважину.

Скорость спуска долота должна соответствовать требованиям проекта. Она выбирается с учетом конструкции скважины, величины кольцевого зазора, состояния ствола и обсадной колонны, а также типа долота.

Спуск долота в скважину. Спускаемое долото необходимо крепить с помощью приспособления для навинчивания долот. Конструкция приспособления для навинчивания шарошечных долот должна удерживать его за боковые поверхности лап над шарошками; алмазные и лопастные долота удерживаются приспособлением для навинчивания за корпус через специально сделанные выемки над режущей частью. Этим предупреждаются повреждения долот и сломы шарошек и армированных твердым сплавом поверхностей.

Долото необходимо навинчивать плавно, без рывков и ударов. Запрещается крепить его с помощью ротора, ударять по долоту кувалдой, захватывать долото за шарошки.

Перед спуском оно обязательно докраспывается машинными ключами. Долотом запрещается ударять о стол ротора, по приспособлению для навинчивания долота, превентору и другим металлическим предметам. Этим предотвращается поломка долота на устье.

На протяжении всего спуска непрерывно наблюдают за показаниями индикатора веса. Резкое изменение показаний прибора указывает на нарушение ритма спуска колонны.

Спуск буровой колонны по стволу должен обязательно замедляться в зоне перехода с большого диаметра обсадной колонны на меньший, при входе в потайную колонну, на участке набора кривизны и резкого изменения азимута, в местах образования уступов, сужений, в интервалах обвалообразования, а также в призабойной зоне (до 30–35 м выше забоя). Здесь работы ведутся на пониженной скорости осторожно, плавно, без толчков, рывков и ударов, с включенным гидроматическим тормозом. Принудительное вращение буровой колонны при спуске запрещается.

При спуске долота нельзя допускать его удары и посадку более чем на 30–40 кН. При возникновении последних во время спуска всех видов долот (кроме долот серии ГАУ и ГНУ) спуск приостанавливается, колонна поднимается на 10–15 м, и интервал прорабатывается до места остановки и ниже его на 10 м. При этом нагрузка на долото должна быть не более 30 кН.

Проработка на одном месте более 15 мин не допускается во избежание зарезки нового ствола.

После устранения посадки спуск колонны продолжается.

Если посадка произошла при спуске долота серии ГАУ или ГНУ, то буровая колонна также приподнимается на 10–15 м, навинчивается ведущая труба, ко-

лонна спускается с промывкой до места посадки и ниже ее на 10 м и выявляется проходимость колонны. Если промывка зоны посадки не дает результатов, то уточняется геологический разрез этого интервала. При наличии в интервале посадки абразивных пород проработка запрещается. Колонна поднимается из скважины, и спускается трехшарошечное долото с открытой опорой, имеющее усиленное вооружение периферийных венцов шарошек. Интервал посадки прорабатывается со скоростью не более 2 м/мин и при нагрузке до 30 кН. Далее продолжается спуск и отработка этого долота.

Особо следует обратить внимание на доспуск последних 20—30 м, так как более половины всех заклиниваний приходится именно на этот участок ствола скважины. Трубы в этом интервале необходимо спускать медленно, с максимальной осторожностью, непрерывно наблюдая за показаниями индикатора веса. При резком отклонении его стрелки (указывает на разгрузку колонны) колонну приподнимают. При этом, если долото было с открытыми опорами, ствол прорабатывается до забоя.

Если бурильная колонна с открытым долотом спускается без посадок, то после достижения долотом забоя колонна приподнимается на 10—15 м, присоединяется ведущая труба и ствол промывается до забоя без вращения долота. В тех случаях, когда в призабойной зоне предполагается наличие шлама и в разрезе скважины встречаются зоны осложнения (осыпи, обвалы), долото не допускается до забоя на 10—15 м,

к колонне подсоединяется ведущая труба, и скважина промывается до забоя.

При спуске долота ГАУ или ГНУ за 10—15 м выше забоя подсоединяется ведущая труба и призабойная зона промывается до забоя с медленным спуском долота без вращения. При спуске долота серии ГНУ в компоновке с гидравлическим забойным двигателем продолжительность промывки должна быть увеличена, а на 2—3 м выше забоя прекращена с целью достижения забоя без вращения долота.

Если ранее поднятое долото было сработано более чем на 2 мм, то это указывает, что ствол у забоя настолько сужен, что вновь спускаемое долото может быть заклинено. В этом случае при бурении всеми типами долот скважина прорабатывается не менее чем на 10—12 м.

Следует отметить, что погрешность в показаниях индикатора веса допускается до 5 % и при глубине более 3000 м составит 50—100 кН. В таком случае разгрузка колонны на 1 деление может соответствовать не 20 кН, а 70—120 кН. В связи с этим при допуске колонны до забоя очень важно своевременно заметить разгрузку бурильной колонны и не допустить ее заклинивания.

После достижения долотом забоя производится его приработка. Это важное мероприятие предупреждает возникновение аварии. При роторном и низкооборотном бурении забойным двигателем шарошечные долота с открытой опорой прирабатываются в течение 15—30 мин при осевой нагрузке 20—30 кН. При высокооборотном

турбинном бурении — продолжительность приработки не более 3—5 мин.

Долота серии ГАУ и ГНУ прирабатываются и обкатываются в следующем порядке. Долото подводится к забой без вращения, ставится на забой без удара, осевая нагрузка на долото доводится до 30—120 кН в зависимости от типа-размера долота, после этого начинают промывку и проворачивают долото 10—20 раз. Приработка поверхности забоя и обкатка долота производятся с одновременным углублением скважины на 0,3—0,5 м в течение 30—40 мин при соответствующих нагрузках на долото и пониженных частотах вращения (30—40 об/мин) с плавной подачей колонны труб.

При бурении долотом для сплошного бурения отрыв от забоя производится через каждый час, при возникновении затяжек время отрыва сокращается до 15 мин. При бурении с отбором керна отрыв долота от забоя производится через 2—4 ч.

После приработки долота нагрузку постепенно повышают до требуемой по режимно-технологической карте или ГТН.

Основной признак заклинивания опор шарошек в процессе роторного бурения — повышение вращающего момента на роторе, а сработки его вооружения — падение механической скорости проходки.

Бурильщик обязан прекратить бурение и приступить к подъему долота:

при бурении лопастными и другими видами долот режущего или истирающего типа в случае посте-

пенного падения механической скорости проходки по сравнению с первоначальной в 2—2,5 раза при постоянных параметрах режима бурения (нагрузка на долото, расход бурового раствора, давление в манифольде);

при бурении шарошечными долотами в случае резкого повышения крутящего момента на роторе, зафиксированного моментометром или амперметром электропривода лебедки, или (при отсутствии приборов контроля вращающего момента на роторе) после истечения времени механического бурения долотом, предусмотренного технологической картой и уточненного по данным предыдущего рейса.

При контроле за состоянием долота с помощью моментомера или амперметра бурильщик обязан:

определить крутящий момент при холостом вращении бурильной колонны — стрелка манометра или амперметра должна плавно колебаться в обе стороны от условного нуля. Для этого перед проработкой призабойной зоны восстановить циркуляцию, включить ротор и в течение 2—3 мин вращать бурильную колонну без нагрузки на долото (для получения четкой записи);

определить в начале вращения крутящий момент на роторе при бурении с осевой нагрузкой, предусмотренной режимно-технологической картой. При нормальном бурении стрелка манометра должна находиться в определенном положении и колебаться вверх и вниз от него на 2—3 деления шкалы. Контролировать пока-

зания манометра в процессе всего рейса долота;

при появлении признаков, характерных для заклинивания опор шарошек (стрелка манометра начинает ритмично колебаться на 20—30 и более делений шкалы), в течение 5 мин уточнить частоту колебаний стрелки, чтобы убедиться в заклинивании долота. При частоте колебаний 16—20 в 1 мин прекратить подачу бурильной колонны и продолжить бурение до нагрузки на крюк, равной весу бурильной колонны, и определить характер изменения амплитуды колебаний стрелки манометра: при заклиненных шарошках амплитуда колебаний стрелки должна плавно уменьшаться, а после снятия нагрузки — должна остановиться на делении шкалы, как при холостом вращении перед началом бурения. Если при выполнении изложенных выше требований возникли сомнения в заклинивании опор, то разрешается продолжить бурение до нового сигнала о заклинивании, при получении которого необходимо поднять долото.

При турбинном бурении в твердых и крепких породах момент подъема долота определяется по уменьшению механической скорости проходки на долото на 30—50 % с учетом времени подъема долота, устанавливаемого технологической службой предприятия по времени отработки долот в конкретном районе. Во время турбинного бурения в неустойчивых породах бурильную колонну следует проворачивать ротором через 15—20 мин. В осложненных стволах желательно бурение турбобуром сочетать с непрерывным вра-

щением бурильной колонны ротором на малых оборотах.

Забой скважины необходимо очищать от металла с помощью металлоуловителей, устанавливаемых над долотом в средних и твердых породах через каждые 10—15 спускоподъемов.

При подходе долота к башмаку промежуточной колонны или кондуктора скорость подъема бурильной колонны следует уменьшить во избежание удара долота и поломки лап.

Для предупреждения заклинивания долота в призабойной части осматривают отработанное предыдущее долото, замеряют его диаметр и по износу определяют условия работы спускаемого долота в призабойной зоне. Если диаметр поднятого долота уменьшился, имеются люфты в опорах и сработаны периферийные зубья, то значит ствол скважины у забоя сужен. Бурение в твердых, крепких абразивных породах, а также в породах средней твердости необходимо производить с калибратором, устанавливаемым над долотом.

Предупреждение аварий с алмазными долотами

При бурении скважины алмазными долотами необходимо соблюдать требования Инструкции по бурению нефтяных и газовых скважин алмазными буровыми инструментами. При этом особое внимание следует обратить на проведение работ, несоблюдение которых вызывает аварии.

Провести ревизию наземного бурового оборудования, бурильной колонны и инструмента и

обеспечить необходимыми запасными частями для длительной и безаварийной работы.

Буровую следует оснастить: ключами АКБ-ЗМ, клиньями, встроенными в ротор; регулятором подачи долота; бурильной колонной, допускающей работу при давлении до 20 МПа; турбобурами (если бурение планируется не ротором) с рабочим ресурсом до 300 ч при перепаде давления 6 МПа; устройством для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

Ствол и забой скважины должны быть соответствующим образом подготовлены (забой очищен от металла, в стволе устранены зоны сужения).

Компоновка низа бурильной колонны должна обеспечивать передачу нагрузки на долото частью веса УБТ, исключение зон завихрения бурового раствора, создание цилиндрического ствола скважины, гашение поперечных вибраций в бурильной колонне, а также установку яссов или безопасного переводника для быстрой ликвидации возможного заклинивания бурильной колонны при бурении скважины в осложненных условиях.

Спускать алмазные долота следует медленно в зонах сужений, обвалов, в местах возможных затяжек и посадок, в зоне каверн при подходе к башмаку потайной и обсадной колонны, а также и в призабойной зоне.

§ 6. Предупреждение падения в скважину посторонних предметов

Для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину необходимо осуществлять сле-

При эксплуатации алмазных долот запрещается:

спускать алмазное долото в не-подготовленную скважину;

вращать бурильную колонну с алмазным долотом в обсадной колонне;

прорабатывать и расширять алмазными долотами ствол скважины в интервале, сложенном крепкими и абразивными породами;

начинать бурение без надлежащей очистки забоя от металла;

бурить в твердых и абразивных породах без калибратора, установленного над долотом;

бурить алмазными долотами с износом их диаметра более чем на 3 мм.

С целью исключения скопления шлама в зоне нахождения узлов компоновки нижней части бурильной колонны, а также для предупреждения образования сальников при бурении алмазными долотами турбинным способом следует производить:

повороты бурильной колонны через 15—20 мин;

отрыв долота от забоя через 30—40 мин;

не более чем через 72 ч бурения поднимать бурильную колонну в башмак промежуточной обсадной колонны;

во время вынужденных остановок более 1 ч бурильную колонну надо поднимать в обсадную колонну.

дующее: применять исправный спускоподъемный инструмент (элеваторы, машинные ключи,

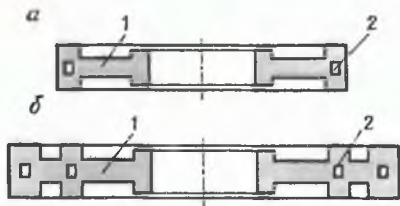
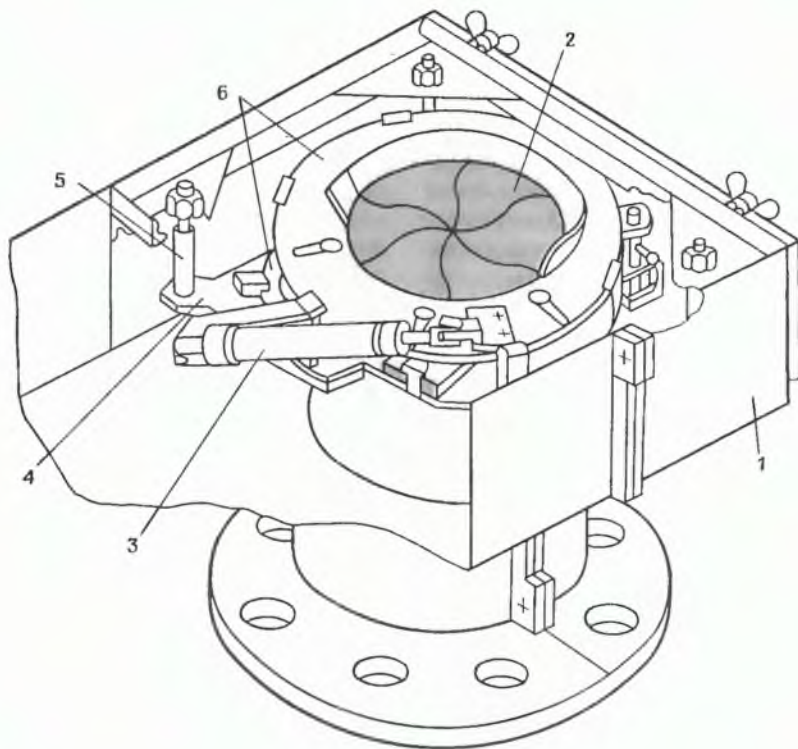


Рис. 3.2. Обтиратели:

а — для колонн диаметром до 245 мм;
б — для колонн диаметром свыше 245 мм. 1 — корпус; 2 — металлическое кольцо

Рис. 3.3. Устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину (УПП):

1 — корпус; 2 — эластичные лепестки;
 3 — пневмоцилиндр; 4 — рама; 5 — стержень; 6 — направляющие кольца



трубные клинья и т.д.), следить, чтобы челюсти ключа АКБ-3М имели исправные стопорные устройства, шплинтовать пальцы съемных челюстей машинных ключей, поддерживать центровку ротора по отношению к устью скважины и стопорить вкладыши ротора, скреплять болтами роторные зажимы ведущей трубы.

Помимо указанного, необходимо применять различные устройства, исключающие падение в скважину различных предметов.

Простейшими устройствами, частично исключающими падение в скважину посторонних предметов, когда в ней находится колон-

на трубу или кабель, является резиновый круг (рис. 3.2), используемый как обтиратель труб от бурового раствора. Применение его решает вопрос предупреждения почти половины аварий.

При спуске бурильной колонны резиновый круг упирается в воронку или в развальцованную часть обсадной колонны. Во время подъема бурильной колонны он упирается в ротор. Предмет, упавший в отверстие ротора или обломанный узел ПКР, падает на резиновый круг и скатывается с него в сторону от устья скважины.

Надежная эксплуатация резинового круга возможна при следующих требованиях:

диаметр круга должен быть на 150 мм больше диаметра обсадной колонны, на которую он опирается, чтобы исключить вхождение его в обсадную колонну и заклинивание в ней;

сливная воронка на устье скважины должна быть прочной, не иметь острых кромок, прорезей, задигов и других дефектов, которые могут разрезать резиновый круг на части;

свинчивание и развинчивание труб на роторе должно проводиться без вращения их в роторе.

К сожалению, выполнить полностью эти требования не всегда возможно.

Надежное и наиболее эффективное в настоящее время средство для предупреждения падения посторонних предметов в скважину — устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину. Оно одновременно обтирает поднимаемые из скважины трубы и исключает засорение шламом клиньев, встро-

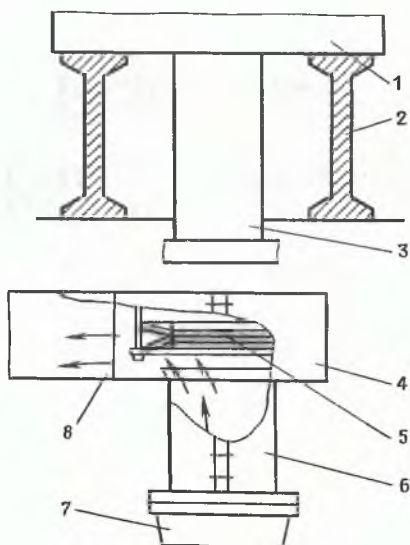


Рис. 3.4. Монтажная схема УПП:

1 — ротор; 2 — подроторные балки; 3 — пневматический клиновой захват; 4 — корпус устройства; 5 — кассета устройства; 6 — сливной патрубок; 7 — превентор; 8 — желоб

енных в ротор (ПКР), т.е. улучшает условия их работы и исключает проскальзывание труб в клиньях.

Устройство (рис. 3.3 и 3.4) состоит из корпуса, направляющих колец, сегментных эластичных лепестков, пневмоцилиндра, рамы, стержней.

Корпус представляет собой часть сливного желоба с направляющей воронкой, прикрепленной к нему.

Направляющие кольца с закрепленными внутри них сегментовидными эластичными лепестками и прикрепленным к ним пневмоцилиндром размещены на раме.

Четырехугольная рама имеет центральное круглое отверстие, через которое проходят трубы, и на углах — отверстия для закрепления в них стержней. Поверхность рамы составляет небольшую и ровную горизонтальную площадку.

Направляющие кольца и эластичные лепестки составляют каскету, образующую единую сборку с пневмоцилиндром и фиксирующуюся от перемещения на раме. Последняя подвешивается в верхней части корпуса так, чтобы между дном корпуса и рамой образовывался большой просвет, по которому из скважины в желоб проходит основная часть бурового раствора. Оставшаяся часть проходит через углы устройства, нигде не задерживаясь.

Стержни служат для подвески рамы к корпусу. Места крепления стержней к раме и корпусу шарнирные, что позволяет раме совершать горизонтальные перемещения. Воздух к пневмоцилиндру подается четырехклапанным краном, который располагается на пульте бурильщика. Устройство работает следующим образом. Ручку крана управления пневмоцилиндром переводят, например, в положение "Открыто". Пневмоцилиндр перемещает верхнее направляющее кольцо относительно нижнего, и эластичные лепестки

управления в положение "Закрывается" происходит обратный процесс и лепестки перекрывают скважину или обхватывают находящиеся в ней трубы. При эксцентричном положении труб по отношению к скважине благодаря стержням, шарнирно прикрепленным к корпусу и раме, последние вместе с эластичными лепестками, направляющими кольцами и пневмоцилиндром перемещаются в сторону смещения труб. Кассета равномерно обхватывает трубы, а следовательно, исключает падение предметов в скважину и хорошо обтирает трубы при подъеме.

Устройство надо открывать только на период прохождения долота, приборов и инструментов, имеющих острые кромки, через лепестки, при наблюдении за уровнем промывочной жидкости, а также в процессе углубления скважины.

Устройство должно быть закрыто при спускоподъемных операциях и во время отсутствия в скважине труб и другого инструмента. В процессе бурения необходимо 2—3 раза в смену открывать и закрывать устройство для предупреждения зашламливания кассеты.

Для обеспечения нормальной работы устройства необходимо проводить профилактическую очистку корпуса от осевшего шлама не менее 1 раза в месяц.

При переводе ручки крана

§ 7. Предупреждение прочих аварий

Предупреждение аварий при геофизических работах в скважинах

Предупреждение аварий при геофизических работах в скважине сводится прежде всего к тщательной подготовке буровой бригадой оборудования буровой и ствола скважины для проведения этих работ.

Геофизические работы должны проводиться в соответствии с действующими требованиями на подготовку бурящихся скважин к этим работам и с соблюдением Единых правил безопасности при взрывных работах, Инструкции по технике безопасности при проведении промыслово-геофизических работ, Санитарных правил при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений, Норм радиоактивной безопасности.

Перед проведением геофизических работ проверяется:

состояние бурового оборудования (лебедки, насосов, их приводов, талевой системы и т.д.); запрещается проводить геофизические работы в скважине при неисправном буровом оборудовании; работа и состояние противовыбросового оборудования — на бурящейся скважине превентор с глухими плашками обязательно должен быть опрессован на максимально ожидаемое давление, а на крестовине фонтанной арматуры эксплуатационной обсадной колонны должна быть установлена задвижка;

состояние пола буровой и при-

емных мостков — с пола буровой удаляют все инструменты и предметы, пол очищается от бурового раствора, между каротажной станцией и устьем скважины удаляются все предметы (трубы, ключи и т.д.), препятствующие движению кабеля;

наличие и пригодность площадок для размещения геофизического оборудования и наличие источника энергии в заболоченных, таежных и тундровых районах; оборудуются специальные площадки; площадка для силовой и осветительной энергии должна быть на расстоянии не менее 40 м от устья скважины и оснащаться трехфазной розеткой и заземляющим контактом, соединенным с контуром заземления буровой установки, на напряжение до 380 В и ток 25 А в исполнении для наружной установки;

степень освещения рабочих мест и опасной зоны, если предусматривается проведение геофизических и взрывных работ в темное время суток;

состояние сливной воронки на устье скважины — она не должна иметь острых кромок, выступающих концов и других повреждений, способных повредить или заклинить каротажный кабель;

центрирование ротора по отношению к устью скважины и нахождение защелки стола ротора в закрытом состоянии во избежание его проворота;

наличие запаса бурового раствора и его уровень в скважине.

Перед проведением геофизических работ в скважине произво-

дится ее подготовка к беспрепятственному прохождению в стволе приборов в течение времени, необходимого для проведения работ, чтобы исключить осложнения, а также обеспечить их безопасное проведение.

Для этого:

производится изучение состояния ствола скважины — его кривизна, наличие уступов, переходов с одного диаметра на другой, мест сужений зон сальникообразований и осложнений; уточняется глубина башмака последней обсадной колонны;

скважина прорабатывается в местах сужений, уступов, осложнений, промывается до выравнивания параметров бурового раствора и удаления из нее шлама, после подъема буровой колонны заполняется до устья буровым раствором.

Готовность буровой и скважины к проведению геофизических работ оформляется специальным актом, передаваемым начальнику геофизической партии перед проведением работ.

Геофизические работы необходимо начинать сразу же по окончании подъема буровой колонны из скважины.

Если в скважине намечаются прострелочно-взрывные работы, то все другие работы прекращаются, а электрооборудование обесточивается. При других промыслово-геофизических исследованиях проводятся работы буровой бригадой (ремонт и перемещение бурового оборудования, включение буровой лебедки, перемещение инструментов и т.д.), а электросварочные работы согласовываются с

начальником каротажной партии (отряда).

Для проведения геофизических работ верхний ролик блок-баланса должен быть надежно закреплен на крюке талевого блока над устьем скважины на расстоянии не менее 20 м от стола ротора, а нижний на специальном приспособлении к основанию буровой; к устью скважины при помощи гибкого шланга подводится вода или пар (в зимних условиях).

Для предупреждения аварий с геофизическими приборами в осложненном стволе скважины желательно применять противоприхватные рессорные центраторы, кожухи противоприхватные и противоприхватные наконечники.

Они разработаны и широко применяются в Таджикистане.

Противоприхватные рессорные центраторы применяют для отвода и центрирования относительно стенок необсаженной части ствола скважины спускаемых приборов с целью предупреждения их прилипания.

Центраторы обеспечивают надежную работу приборов в скважинах диаметром 102–240 мм.

Центратор (рис. 3.5) состоит из втулки 1, рессор 2 и втулки кабельной 3. Втулка 3 фиксируется с помощью резиноканевого бандажа с возможностью движения по кабелю. Рессоры 2 изготавливаются из малотабаритных зондов ММЗ.

Принцип работы. Кабель пропускают через центратор. К кабельному наконечнику подсоединяется втулка 1. При движении по стволу рессоры отталкивают при-

бор и исключают соприкосновение его со стенкой скважины.

Кожух *противоприхватный* применяется для предотвращения оставления в необсаженной скважине каротажного прибора в случае его прихвата.

Конструктивно кожух выполняется в виде цилиндрической трубы с внутренним диаметром на 0,2–0,3 мм больше наружного диаметра прибора и толщиной стенки 1,2–1,5 мм.

Зазор между внутренней частью кожуха противоприхватного и прибором заполняется консистентной смазкой — солидолом.

Жесткое соединение кожуха с прибором осуществляется при помощи срезных шпилек или пружинного замка. Срезание шпилек или срабатывание замка происходит при усилии 100–150 Н (без учета массы самого кабеля). Для работы датчиков в кожухе предусмотрены технологические отверстия.

Принцип работы заключается в следующем. При прихвате кожуха с прибором создается натяжение, в результате превышения которого над весом кабеля и прибора на 1000–1500 Н, срезаются шпильки или раскрываются замки. При этом кожух остается в скважине, а прибор извлекается на поверхность.

Противоприхватный наконечник, предназначенный для отвода прибора от стенки необсаженной скважины с целью предупреждения его прихвата, состоит из корпуса 1 и стержневых резиновых центраторов 2 (рис. 3.6). Корпус вытаскивается из любой свариваемой стали. Наружный диаметр его соответствует диаметру кабельно-

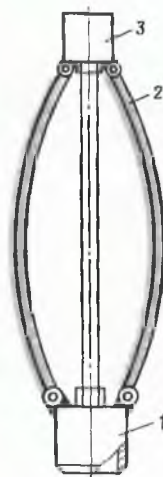


Рис. 3.5. Противоприхватный рессорный центратор

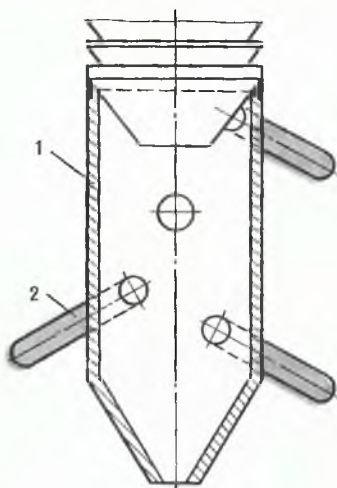


Рис. 3.6. Противоприхватный наконечник

го наконечника, а внутренний позволяет надеть и приварить корпус на носовую часть кабельного наконечника. На корпусе по спирали делаются отверстия для крепления центраторов. Кабель пропускается через отверстия в корпусе.

Принцип работы состоит в следующем. При движении по стволу стержни отталкивают прибор с кабелем от стенки скважины, уменьшая тем самым вероятность прихвата. По мере износа центраторы заменяются.

Перед началом спуска геофизических приборов ответственный представитель буровой организации должен засвидетельствовать показания счетчика длины кабеля и компоновку приборов, спускаемых в скважину, а также наличие и исправность датчика натяжения кабеля.

Во время спуска приборов и проведения геофизических работ ведется наблюдение за уровнем бурового раствора в скважине и возможным его движением по желобам. В процессе проведения геофизических работ на буровой должна находиться вахта буровой бригады и ответственный представитель буровой организации, через которого начальник каротажного отряда привлекает буровую вахту к выполнению вспомогательных работ.

При переливе бурового раствора из скважины геофизические работы прекращаются и принимаются меры по герметизации устья скважины.

В конце подъема геофизического прибора из скважины ответственный представитель буровой организации должен убедиться в наличии прибора, который спускался в скважину, а при его отсутствии зарегистрировать показания счетчика, длины кабеля.

Предупреждение выбросов и открытых фонтанов

Предупреждение газо-, нефте- и водопроявлений, которые могут привести к нежелательным выбросам и открытым фонтанам, сводится к соблюдению требований Инструкции по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин.

Основными противофонтанными мероприятиями при бурении в продуктивных горизонтах должны быть следующие:

после спуска кондуктора или промежуточной колонны, при бурении ниже которых ожидается вскрытие газовых, газоконденсатных, напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также при бурении разведочных скважин в неизученной части разреза на устье любой скважины должна быть смонтирована противовыбросовая установка;

типовые технологические и монтажные схемы обвязки этой установки должны быть разработаны для каждой площади или группы площадей с учетом требований Правил безопасности и специфических геологических условий и согласованы с соответствующими организациями;

для каждой буровой типовая схема конкретизируется с учетом ее местоположения, на местности проходящих линий передач и других коммуникаций, сооружений, вида бурового и вспомогательного оборудования;

продуктивные горизонты в разведочных скважинах и на месторождениях с АВПД вскрываются после проверки и установления готовности буровой к проведению

вскрытия, а именно: проверяется состояние оборудования буровой и противовыбросового, наличие и состояние средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, состояние ствола скважины и обученность буровой бригады. Проверка производится комиссией под руководством главного инженера УБР (экспедиции) при участии представителя военизированной службы и оформляется актом;

вскрытие газовых горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВВД) и последующее углубление скважины не допускается без проведения работ по прогнозированию пластового давления по геофизическим и технологическим данным и без приведения параметров бурового раствора в соответствие с этими давлениями;

вскрытие газового горизонта и последующее углубление скважины запрещается при отсутствии в компоновке низа бурильной колонны шарового или тарельчатого клапана-отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана или шарового крана-отсекателя;

перед предполагаемым вскрытием продуктивного горизонта и на протяжении всего последующего периода углубления скважины, до спуска очередной обсадной колонны, 1 раз в сутки проверяется работоспособность плашечных пренторов и задвижек (на открытие и закрытие);

перед началом бурения и после него, а также в отдельных интервалах регламентируемых проектом на строительство скважины производится ее безостановочная

промывка продолжительностью не менее одного цикла;

если в процессе промывки или бурения скважины наблюдается постоянное поступление газа в буровой раствор и плотность бурового раствора отклонилась от требований ГТН, то поднимать бурильную колонну из скважины запрещается до устранения отступлений.

При снижении плотности бурового раствора во время его циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до указанных в ГТН.

Устье скважины немедленно герметизируется: при обнаружении перелива бурового раствора из нее, когда в скважине отсутствовала его циркуляция или шел подъем бурильной колонны; при обнаружении повышения уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения или промывки, а также при поглощении бурового раствора с последующим нефтегазопроявлением.

Скважина непрерывно долива-ется при подъеме бурильной колонны. Одновременно в буровом журнале регистрируется объем долитого бурового раствора.

В процессе разбуривания разре-за со вскрытыми продуктивными горизонтами ежемесячно производятся проверка и докрепление всех фланцевых соединений противовыбросового оборудования и манифольда буровых насосов.

Для предупреждения открытых фонтанов на месторождениях, где возможны проявления с содержа-

нием сероводорода и других токсичных компонентов, буровая бригада должна быть дополнительно обучена безопасным работам в соответствии с Инструкцией по безопасным работам при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород.

Важное профилактическое мероприятие для предупреждения открытого фонтанирования — практическая подготовка буровых бригад.

Многие фонтаны можно было бы предотвратить, если бы буровая бригада в самом начале проявления предприняла правильные действия для устранения его перехода в открытый фонтан. Известны случаи, когда опытные буровые бригады совершали беспорядочные действия и допускали открытое фонтанирование. В связи с этим практическому обучению бригад необходимо уделять особое внимание. Обучение должно закрепляться учебными тревогами, проводимыми как мастером, так и ответственными инженерно-техническими работниками данного предприятия. Периодичность учебных тревог на скважине — не менее 1 раза в месяц. Помимо этого, контрольные учебные тревоги проводят представители воезированной службы по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов. Анализ и разбор учебных тревог должен быть предметом обсуждения членами всей буровой бригады.

Каждая вахта должна визуально проверять состояние противовибросового оборудования; нали-

чие бурильной трубы с закрепленным на ней обратным клапаном, запасного обратного клапана и переводника с одного размера труб на другой (при использовании комбинированной бурильной колонны).

Бурильщики и их помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания горизонтов, при вскрытии которых возможны газонефтепопоявления или поглощения.

До прибытия на скважину бурового мастера, инженерно-технических работников ответственным за выполнение первоочередных мероприятий, предупреждающих переход газонефтепопоявлений в открытый фонтан, является бурильщик.

На буровой необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве, равном объему скважины. Запасной буровой раствор следует периодически (не реже 1 раза в 7—10 дней) перемешивать и контролировать его параметры.

В случае обнаружения даже незначительного или периодического движения бурового раствора, когда бурильная колонна полностью извлечена из скважины, необходимо опустить в нее максимально возможное количество бурильных свечей, установить наверху обратный клапан или шаровой кран, после чего проводить работы по герметизации устья и ликвидации газопопоявления.

Перед подъемом из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5—2 м³ более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

Колонну бурильных труб из скважины после вскрытия газового горизонта должны поднимать только тогда, когда свойства бурового раствора одинаковы по всему циркулирующему объему и соответствуют заданным в ГТН.

При подъеме бурильной колонны скважину следует постоянно заполнять раствором, который использовали при бурении, не допуская снижения уровня.

Если в процессе подъема бурильной колонны уровень в скважине не снижается, то подъем следует прекратить, восстановить циркуляцию бурового раствора и проверить наличие в нем газа или другого флюида. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии "сальника", то необходимо принять меры к его разрушению (промывка с вращением и расхождением, обработка раствором).

При поглощении бурового раствора в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявлений бурильные трубы следует поднять в башмак колонны, загерметизировать устье, приступить к заполнению скважины, дообработке раствора и ликвидации поглощения по специальному плану.

В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом газоносном горизонте бурильная колонна должна быть спущена до башмака промежуточной колонны, а устье скважины загерметизировано. Бурильную колонну в данном случае необходимо периодически допускать до забоя с целью промывки скважины и выравнивания параметров бурового

раствора согласно специально разработанному плану, утвержденному руководством.

При простоях длительностью более 1 мес вскрытые газоносные пласты должны быть изолированы.

Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных пластах плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с переводником под обсадную трубу.

После цементирования обсадной колонны, перекрывающей газовые и напорные горизонты, устье скважины должно быть загерметизировано и установлено наблюдение за давлением в колонне и межколонном пространстве. При возрастании давления выше величин, установленных планом спуска и цементирования колонны, его необходимо плавно снижать.

При возникновении газопроявления в процессе цементирования обсадных колонн следует продолжать цементирование при закрытом превенторе с регулированием противодавления в затрубном пространстве.

Предупреждение разрушения буровых вышек

Разрушения буровых вышек, их падение и падающие с них механизмы, устройства, приспособления создают опасность для работающих внутри фонаря и около него, а иногда приводят к несчаст-

ным случаям с тяжелым исходом.

Для обеспечения безопасности работ при эксплуатации буровые вышки подвергаются осмотру.

Буровой мастер и механик буровой осматривают вышку не реже 1 раза в 2 мес.

Результаты проверки заносят в журнал проверок технического состояния оборудования.

Помимо этого, буровая вышка осматривается специальной бригадой с участием представителя вышкомонтажного подразделения (конторы, цеха) в следующих случаях:

до начала и после окончания перетаскивания буровой вышки;

после монтажа, перед вводом в эксплуатацию;

перед спуском обсадной колонны;

перед началом и после окончания ловильных работ, требующих расхаживания прихваченной колонны труб;

после открытых фонтанов и выбросов;

после сильного ветра со скоростью 15 м/с — для открытой местности, 21 м/с — для лесной местности или когда вышка сооружена в котловине.

Результаты осмотра технического состояния вышки оформляются актом, который должен храниться вместе с паспортом вышки. Выявленные дефекты должны быть устранены до начала работ.

При осмотре вышки буровому мастеру и механику необходимо обращать особое внимание на опорные плиты для ног фонаря вышки, которые должны находиться на одном уровне (технические условия и паспорт допу-

скают отклонение не более чем на 5 мм).

Перед центрированием буровой вышки необходимо выявить и устранить причины, вызвавшие нарушения центровки (смещение ротора, посадка опоры, нарушение геометрии и т.д.).

Основным условием для исключения разрушения буровой вышки является недопущение приложения на фонарь сверхдопустимых нагрузок при расхаживании прихваченных колонн труб, а также поддержание в исправном состоянии противозатаскивателя и индикатора веса.

Предупреждение других видов аварий

Предупреждение аварий, связанных с падением талевого системы, сводится к проверке при приеме вахты состояния талевого каната, исправности противозатаскивателя, соответствующей освещенности буровой, особенно верхней части фонаря вышки.

Соблюдение членами буровой бригады правил пожарной безопасности (особенно недопустимо курение на буровой) — основное условие для предупреждения пожара и взрыва на буровой.

Разогрев замерзших частей буровых механизмов следует осуществлять паром.

Перед проведением сварочных работ на устье скважины необходимо убедиться в отсутствии выделения газа, а также устранить замазученность и загрязнение пола нефтепродуктами в зоне сварки.

Для исключения аварий, связанных с неисправностью спуско-подъемного инструмента и оборудования, надо помнить, что на буровой запрещается работать:

- элеваторами при сработке опорного торца более чем на 2 мм, без устройств против самопроизвольного открытия защелок при неожиданной посадке бурильной колонны на уступ, если выступ защелки не утоплен на 1,5—2 мм в дверцу элеватора;

- с тормозными колодками, имеющими толщину меньше 14 мм;

- при толщине тормозных шкивов менее 15 мм;

- при неисправном индикаторе веса;

- клиновыми захватами (ПКР) с сухарями, не соответствующими размеру бурильных труб.

При эксплуатации инструмента и оборудования необходимо:

- не допускать на тормозные шкивы попадания нефтепродук-

- тов, промывочной жидкости и воды, при каждой СПО регулировать натяжение тормозных лент;

- не оставлять тормозную систему без присмотра при наличии инструмента в скважине;

- работы по спуску или подъему бурильной колонны не проводить при давлении в пневмосистеме ниже 0,5—0,6 МПа;

- износ поверхности соприкосновения штропов с крюком и с проушинами элеватора не доводить ниже 5 мм;

- не превышать 6-мм разницу в длине пары штропов;

- иметь аварийные болты при работе на буровых установках, снабженных шинно-пневматическими муфтами;

- весь спускоподъемный инструмент в соответствии с профилактической картой подвергать систематической проверке и дефектоскопии;

- эксплуатацию талевого каната осуществлять в соответствии с ТУ.

ГЛАВА 4

МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

§ 1. Общие положения

Авария на буровой является чрезвычайным происшествием. С целью исключения осложнения в скважине работы, направленные на ликвидацию аварии, должны выполняться четко, быстро и технически грамотно.

При подозрении на ее возникновение в скважине бурильщик обязан немедленно принять меры для подъема бурильной колонны, одновременно, не прекращая основных работ и не оставляя своего рабочего места, он должен уведомить мастера, а при отсутствии его — руководство предприятия об аварии.

Прежде чем приступить к ликвидации аварии, необходимо тщательно проанализировать ее. На основе современного состояния техники ловильных работ выбрать метод ликвидации аварии. При этом надо иметь в виду, что применение несоответствующего ловильного инструмента приводит к усложнению аварии, а нередко и к ликвидации скважины.

В целях наибольшей результативности ловильных работ необходимо в первую очередь применять наиболее эффективные методы их ликвидации и наиболее надежные ловильные инструменты. При их отсутствии принимаются меры по ускорению их изготовления, а также по недопущению усложнения аварии.

Сборка и разборка ловильного инструмента над устьем скважины запрещается.

Жесткость низа спускаемой бурильной колонны с ловильным инструментом должна быть равна или меньше жесткости бурильной колонны, которой велось бурение скважины в этом интервале. Если она больше, то перед спуском ее в скважину последняя прорабатывается с применением КНБК, имеющей жесткость, равную или большую жесткости КНБК с ловильным инструментом.

Для исключения усложнения аварии над устьем устанавливается или резиновый обтиратель, или устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

До начала работ по ликвидации аварии буровая бригада проходит дополнительный инструктаж по технике безопасности.

Перед проведением ловильных работ проверяют состояние талевого каната и спускоподъемного оборудования, а также состояние крепления штропа и зева крюка.

Все замковые соединения бурильной колонны и соединения частей ловильного инструмента крепятся машинными или автоматическими ключами.

В скважинах, где могут возникнуть выбросы, длина спускаемой

бурильной колонны с ловильным инструментом должна подбираться с таким расчетом, чтобы ловильный инструмент крепился ротором, причем в плашках превентора обязательно должна находиться бурильная труба, а в роторе ведущая. Первоочередные работы по ликвидации аварии производятся, как правило, исполнителями работ и включают в себя простейшие операции.

Если первоочередные работы по ликвидации аварии не дали результатов, то в дальнейшем они ведутся по плану, утвержденному главным инженером предприятия. План работ изменяется по его письменному распоряжению и, как исключение, через средства связи с высылкой в последующем мастеру письменного подтверждения об изменении распоряжения.

При составлении плана необходимо использовать такие методы и средства, которые позволили бы, помимо ликвидации аварии, обеспечить соблюдение охраны труда и окружающей среды.

Ловильный инструмент собирается и соединяется с бурильной трубой (одиночкой) на полу буровой или на приемных мостках. Закрепленные цепными ключами они докрепляются машинными ключами в подвешенном состоянии.

Спускаемая в скважину бурильная колонна для ликвидации аварии должна быть прошаблонирована для обеспечения, в случае необходимости, прохождения через трубы геофизических приборов, торпед и т. д.

При спуске бурильной колонны с ловильным инструментом все ее резьбовые соединения докрепля-

ются машинными ключами или автоматическими ключами бурильными (АКБ).

В случае возникновения посадок спускаемого ловильного инструмента его поднимают из скважины и производятся следующие работы: прорабатывают скважину, если посадки по причине сужения ствола; уменьшают размеры компоновки низа бурильной колонны, если посадка произошла из-за малых кольцевых зазоров между стенкой скважины и бурильной колонной.

Ловильный инструмент доводят до верха извлекаемого предмета с одновременной промывкой.

При появлении в процессе ликвидации аварии признаков газодонефтепроявления необходимо немедленно принять меры, предусмотренные методикой глушения нефтегазопроявлений, а также сообщить о проявлении руководству буровой организации и воензированной службе.

При затруднении с развинчиванием резьбовых соединений во время подъема бурильной колонны необходимо их подогревать газовой горелкой при соблюдении требований пожарной безопасности.

Буровой мастер обязан в буровом журнале и в суточном рапорте привести перечень работ по ликвидации аварии с указанием их последовательности, применяемого ловильного инструмента и режима работы им.

Работы по ликвидации аварии ведутся буровым мастером под руководством мастера по сложным работам или под руководством ведущего специалиста пред-

приятия, назначенного главным инженером предприятия. Если на буровой находится несколько руководящих работников, то ответ-

ственным является старший по должности, через которого мастеру передаются указания по ликвидации аварии.

§ 2. Ликвидация аварий с бурильной колонной

Извлечение неприхваченной части бурильной колонны

Признаками аварии с бурильной колонной являются:

- резкое падение давления промывочной жидкости в нагнетательной линии;

- уменьшение веса бурильной колонны;

- резкое перемещение бурильной колонны с последующей потерей ее веса;

- уменьшение крутящего момента бурильной колонны;

- снижение силы тока при бурении с использованием электродвигателей.

При появлении одного или нескольких из указанных признаков немедленно поднимают верхнюю часть бурильной колонны.

После подъема верхней части оборванной бурильной колонны уточняют характер слома бурильной колонны, а также его глубину, размеры и состояние верха оставшейся ее части. Одновременно определяют причины и обстоятельства аварии. На основании полученных данных подбирают ловильный инструмент и намечают план работ по ликвидации аварии.

Для подъема неприхваченных бурильных труб применяют освобождающиеся и неосвобождающиеся ловильные инструменты.

Ловители — наиболее распространенные ловильные инструмен-

ты. Их не применяют, если вес оставшихся в скважине труб больше допустимой нагрузки на ловитель или если труба имеет сильно разорванный конец со сложной конфигурацией излома.

В первую очередь рекомендуются использовать наружные ловильные инструменты (ловители, наружные труболовки, колокола резьбовые и колокола гладкие), причем желательно с центрирующими приспособлениями.

Предпочтение отдается освобождающимся ловильным инструментам. Метчики необходимо применять с центрирующими приспособлениями, за исключением случаев захвата труб диаметром 73, 89 и 114 мм в обсадных колоннах соответственно диаметром 140, 168 и 219 мм. Без центрирующих приспособлений извлекают также трубы диаметром 146 мм с приварными замками в 169-мм скважинах.

Если для освобождения находящейся в скважине части бурильной колонны необходимо интенсивное расхаживание с проворотами, то целесообразнее захватывать оставленные трубы колоколом или метчиком.

Если верх представлен замковым элементом, УБТ или высаженной частью трубы и нет возможности захвата за замковую резьбу, то целесообразнее применить универсальный метчик. За-

хват аварийной трубы за замковую муфтовую резьбу, особенно нарушенную, производится метчиком-калибром, а за замковую ниппельную — колоколом. Для захвата трубы с несложным контуром излома и без значительных изменений диаметра используют колокол типа К с захватом за замок.

Если захватываемые трубы имеют сложную конфигурацию или продольные трещины, то применяется основной колокол с захватом за замок и пропуском нарушенных труб через колокол. Режимы работы соответствующими ловильными инструментами изложены при описании каждого ловильного инструмента в гл. 5.

Категорически запрещается спускать ловильный инструмент в скважину без центрирующего приспособления, если сумма его диаметра и диаметра извлекаемых труб меньше диаметра скважины.

Следует обратить особое внимание на очень распространенную порочную практику спуска метчиков без центрирующих приспособлений, что является причиной усложнения многих аварий.

При неровном контуре излома, особенно в результате поломки трубы, вследствие износа ее из-за трения о стенки рекомендуется сначала отвинтить эту трубу ловильным инструментом с левым вращением колонны. Это необходимо для последующего надежного захвата путем соединения по замковой резьбе.

Если верхняя часть оставленной колонны отклонилась в каверну, то в скважину спускают ловушку-захват вместе с колоколом или метчик на кривой трубе или на

кривом переводнике в зависимости от того, чем оканчивается верхняя часть колонны в скважине. Эти работы малоэффективны и сопряжены с большой затратой времени и средств. В последнее время при невозможности извлечения из скважины отклоненной трубы путем неоднократных спусков ловильного инструмента на кривой трубе или с ловушкой-захватом стали забуривать новый ствол, так как для этого требуется меньше времени.

Практика ловильных работ последних лет показала, что бурильную колонну с отклоненным верхним концом можно извлечь, для чего предварительно срезают отклоненную трубу фрезером и захватывают трубу колоколом сквозным. Как правило, отрезанная часть трубы не препятствует извлечению аварийной бурильной колонны. При наличии затяжек колонну осторожно расхаживают. Если это не помогает, то колонну подтягивают до такой степени, чтобы она находилась под натяжением сверх своего веса на 50—200 кН и вращалась. В таком положении бурильную колонну закрепляют в роторе и вращают, пока она не срежется (обычно через 2—4 ч вращения). Поднимают верх отрезанной колонны, потом заклинивают кривой кусок трубы, упавший на оставленные трубы, а затем и низ аварийной колонны.

Для ликвидации аварии с ведущей трубой целесообразно применять труболовку для ведущей трубы, с помощью которой отвинчивают последнюю, а затем соединяют ее замковым ниппелем с оставшейся частью бурильной колонны.

В осложненных скважинах, где велика вероятность прихвата за долго до соединения с извлекаемым предметом, желательно спустить ловильные инструменты (труболовки, ловители, колокола и метчики) с яссом или яссом-вибратором, снабженным также безопасным переводником.

Извлечение труб из алюминиевых сплавов требует большей осторожности, чем извлечение стальных, чтобы не допустить усложнения аварии. При этом необходимо иметь в виду следующие особенности.

Аварийные концы труб из алюминиевых сплавов вводят в ловильный инструмент осторожно и с возможно минимальной осевой нагрузкой.

В случае невозможности захватить извлекаемые трубы их разбуривают до бурильного замка долотами типа Т или ТЗ или комбинированным фрезером, желательно турбинным способом при максимально допустимой подаче насосов с нагрузкой 20–40 кН. При разбуривании зацементированных АБТ нагрузка может достигать 60–110 кН.

Во время разбуривания АБТ бурильную колонну следует приподнимать на 10–15 м через каждые 1,5–2 м проходки. При разбуривании АБТ турбинным способом бурильную колонну надо вращать с минимальной частотой.

Извлечение прихваченной бурильной колонны

Прихват — сложный вид аварии, которая не происходит мгновенно. Прихват требует анализа обстоятельств аварии, изучения со-

стояния ствола, показателей и особенностей работы бурильной колонны в период, предшествующий аварии. Особенно подробно изучается наличие зон осыпей, обвалов, нефте-, водо- и газопроявлений, сужений ствола, расположения неустойчивых пластов и уступов; состояние бурильной колонны, продолжительность ее работы, время и качество проведения профилактических проверок; состояние циркуляции, изменение подачи насосов и давления прокачиваемой промывочной жидкости.

При возникновении прихвата основная задача старшего по смене — принять первоочередные меры по предотвращению усложнения аварии и уведомить техническое руководство предприятия о случившемся.

Первоочередные действия при прихвате заключаются в следующем.

При прихвате во время нахождения бурильной колонны без движения в течение определенного времени (ремонтные работы, наращивание труб и т.д.) сначала восстанавливают циркуляцию раствора (если ее не было) и пытаются провернуть бурильную колонну, но ни в коем случае не начинают сразу расхаживание. При безрезультатности двух-трех попыток провернуть колонну приступают к ее расхаживанию с натяжением до 100 кН сверх собственного веса, не превышая грузоподъемности и прочности буровой вышки, оборудования и предельные значения растягивающих нагрузок для бурильных и обсадных труб. Через 5–10 мин расхаживания бурильную колонну пытаются

Таблица 4.1. Допустимое число оборотов на каждые 1000 м свободной части бурильных труб при коэффициенте запаса прочности, равном 1,5 для стальных труб и 1,8 для легкосплавных труб

Диаметр труб, мм		Группа прочности				
условный	наружный	Д	К	Е	Л	М
Трубы стальные по ГОСТ 631–75						
60	60,3	8	10,5	11,5	13,6	15,7
73	73,0	6,6	8,7	9,5	11,2	13,0
89	89,0	5,4	5,1	7,8	9,2	10,6
102	101,6	4,7	6,2	6,8	8,1	9,8
114	114,3	4,2	5,5	6,1	7,2	8,3
127	127,0	3,8	5,0	5,5	6,5	7,5
140	139,7	3,5	4,5	5,0	6,9	6,8
168	168,3	2,8	3,7	4,1	4,9	5,6
Стальные трубы импортные по стандартам АНИ						
60	60,3	8,1	11,0	14,0	15,5	19,9
73	73,1	6,7	9,1	11,5	12,7	16,4
89	88,3	5,5	7,5	9,5	10,5	13,5
102	101,6	4,8	8,5	8,3	9,2	11,8
114	114,3	4,3	5,8	7,4	8,1	10,5
127	127,0	3,8	5,2	6,6	7,3	9,4
140	139,7	3,5	4,8	6,0	6,7	8,6
152	152,4	3,2	4,4	5,5	6,1	7,9
168	168,3	2,9	3,9	5,0	5,5	7,1

провернуть ротором, приподняв предварительно колонну до ее собственного веса перед прихватом, число оборотов ротора берется согласно данным табл. 4.1 и 4.2 для колонн, состоящих из труб одного размера. Если бурильная колонна составлена из труб, отличающихся диаметром, толщиной стенки и группой прочности металла, то число оборотов ротора берется по табл. 4.1 и 4.2 как для труб наибольшего диаметра, находящихся в колонне, и наименьшей группы прочности. При безрезультатности изложенных выше работ в течение 30–45 мин для исключения распространения зоны прихвата снижают нагрузку до величины, не превышающей 15 % веса свободной части бурильной колонны,

продолжают непрерывно расхаживать с периодическими попытками провернуть колонну через 15–30 мин в пределах допустимого числа оборотов. При возникновении затяжек подъем бурильной колонны немедленно прекращается, восстанавливается циркуляция с постепенным увеличением расхода бурового раствора до требуемых ГТН и прорабатывается интервал затяжек до их ликвидации.

Во время ликвидации любой группы прихватов при нахождении бурильной трубы высоко над ротором необходимо поднять колонну до выхода бурильного замка над ротором. Если это невозможно сделать, то по согласованию с главным инженером предприятия или мастером по

Таблица 4.2. Допустимые значения в аварийных ситуациях растягивающей нагрузки, внутреннего давления, крутящего момента и числа оборотов для труб из легких сплавов

Конструкция АБТ	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН	Внутреннее давление, МПа	Крутящий момент, кН·м	Число оборотов ротора на 1000 м длины труб
АБТ сборной конструкции	64	8	460	71	5,7	29
	73	9	600	70	8,4	26
	93	9	750	60	14,0	20
	103	9	870	51	18,8	19
	108	9	1000	48	22,6	18
	114	10	1170	51	25,5	16
	129	9	1210	41	31,1	14
	129	11	1460	30	36,2	14
	147	9	1390	36	41,5	13
	147	11	1680	44	48,6	13
	147	13	1950	52	55,1	13
	147	15	2170	59	61,0	13
	147	17	2430	66	66,3	13
	170	11	1960	38	67,1	11
АБТ без замковых	146	11	1680	44	30,0	13
	127	11	1400	52	25,0	15
	108	9	1000	59	13,0	18
	90	10	700	77	6,0	20

сложным работам следует отвинтить одну-две трубы и соединиться с извлекаемыми трубами ведущей трубой. Для этого всю бурильную колонну плавно разгружают, зажимают верхнюю трубу в клиньях ПКР или трубными клиньями соответствующего размера и отвинчивают медленным вращением влево. Трубные клинья после закрепления в них трубы должны быть связаны между собой пеньковым канатом.

При заклинивании бурильной колонны в желобных выработках посторонним предметом или неустойчивыми породами необходимо

разгрузить бурильную колонну на 200–300 кН и попытаться пропустить ее вниз. Категорически запре-

щается натяжение бурильной колонны сверх ее собственного веса. Одновременно восстанавливается циркуляция одним насосом, а при увеличении давления восстанавливают циркуляцию через два клапана насоса с постепенным увеличением подачи бурового раствора и пытаются повернуть бурильную колонну ротором с помощью ведущей трубы, сначала при собственном весе колонны, а затем на 30–40 кН ниже его.

Проворот колонны труб клиновым захватом ПКР применяется в исключительных случаях и при разгруженной на 30–50 кН колонне. При проскальзывании в клиновом захвате провороты прекращаются и принимаются меры для подсоединения ведущей трубы.

При безрезультатности проворотов с чередованием разгрузок и натяжения до собственного веса в течение 30–45 мин работы приостанавливают до получения указаний от бурового мастера или технического руководства предприятия. После освобождения буровой колонны от прихвата прорабатывается интервал заклинивания.

При возникновении прихвата во время спуска буровая колонна натягивается до ее собственного веса, восстанавливается циркуляция бурового раствора с малой подачей (при одном-двух работающих клапанах) одного насоса с постепенным ее увеличением до требований ГТН; делаются попытки по возможности подсоединить ведущую трубу к прихваченной колонне и провернуть ее; при безрезультатности двух-трех попыток провернуть буровую колонну приступают к ее расхаживанию с натяжением до 200 кН сверх собственного веса, не превышая грузоподъемности и прочности буровой вышки, оборудования и труб. Причем разгрузка колонны не должна превышать более 30 кН.

При прихвате буровой колонны во время бурения, расширении или проработке ствола осуществляется интенсивная циркуляция промывочной жидкости. В этом случае пытаются приподнять буровую колонну до ее собственного веса или превысив его на 20–30 кН; производят две-три попытки провернуть буровую колонну в пределах допустимого числа оборотов, а затем приступают к расхаживанию буровой колонны с чередованием попыток ее проворота через 5–10 мин (натя-

жение буровой колонны доводят до 200 кН сверх собственного веса, не превышая грузоподъемности и прочности буровой вышки, оборудования и труб, разгрузка колонны при этом не должна превышать 30 кН).

После освобождения буровой колонны от прихвата интервал над местом нахождения долота прорабатывается с интенсивной промывкой. Лишь затем прорабатывается интервал нахождения долота в момент прихвата.

При безрезультатности первоочередных работ по ликвидации прихвата техническим руководством предприятия составляется план ликвидации прихвата. Планом необходимо также предусмотреть создание безопасных условий труда при освобождении труб согласно Отраслевой инструкции по безопасности труда при ликвидации прихватов бурового инструмента и обсадных колонн.

Выбор метода ликвидации прихвата

В настоящее время имеются средства и материалы, позволяющие ликвидировать любые аварии, если на эти работы можно затрачивать неограниченное число материалов и средств.

Однако необходимо учитывать экономические факторы и добиваться ликвидации аварии в возможно короткие сроки и с минимальными затратами.

В зарубежной практике [7] максимально возможное время на ликвидацию аварии оценивается следующим уравнением:

$$N_c = (V + C_{p.б}) : C_p,$$

где N_c — максимально допустимое время на проведение ловильных работ, сут; V — суммарная стоимость инструмента, оставленного в скважине; $C_{р.б}$ — суммарная стоимость по забуриванию и бурению нового ствола; C_p — среднесуточная стоимость ловильных работ и затраты по использованию и эксплуатации ловильного инструмента.

Ориентировочно для наших условий это уравнение можно применять, если имеется возможность своевременно доставить на буровую эффективный инструмент и материалы.

Выбор эффективного метода ликвидации прихвата во многом зависит от наличия средств для его осуществления в нужный момент на буровой или на предприятии. Нередко бывает, что аварию можно успешно ликвидировать, например, гидравлическим ударным механизмом, но для его доставки потребуется три дня, а на буровой есть менее эффективный ясс и работу им можно выполнить за 12 ч. Естественно, в этих условиях, чтобы не усложнить аварию, необходимо начать работы механическим яссом.

Или, например, колонна прихвачена в результате заклинивания колонкового долота. Внутри долота нет кернорвателя. В этом случае эффективно было бы ликвидировать заклинивание взрывом торпеды в долоте. При невозможности доставить торпедный отряд на буровую в течение короткого времени вынуждены приступить к применению менее эффективного способа — с помощью ударного механизма. Приведенные примеры показывают, что

иногда приходится идти на использование менее эффективного способа, позволяющего надеяться на возможность ликвидации прихвата.

Эффективный метод ликвидации прихвата выбирается технологической службой предприятия путем тщательного анализа обстоятельств возникновения аварии с учетом накопленного опыта ликвидации подобных аварий, наличия средств и возможности их быстрой доставки на буровую.

Ликвидация аварий в настоящее время остается еще искусством исполнителей, а не наукой.

В работе А.К.Самотоя [18] предлагается выбирать метод ликвидации прихвата с применением теории статистических решений. К сожалению, этот метод из рамок теории пока не вышел. Поэтому выбор метода и проведение в короткие сроки большинства ловильных работ по ликвидации сложных аварий под силу только опытным специалистам, которые могут правильно выбрать способ и инструменты для этих работ. Как правило, наиболее оптимальное и быстрое решение по ликвидации сложной аварии выявляется в результате коллективного анализа причин аварии и практики ловильных работ в данном районе.

Общие принципы выбора метода ликвидации прихвата следующие.

Вначале рекомендуется применять методы, позволяющие ликвидировать прихват силами буровой бригады, без привлечения к этому дополнительных материалов. Выявляют возможность использования гидровибрирования насосами,

гидроимпульса, способа снижения давления в зоне прихвата путем понижения уровня раствора в затрубном пространстве или способа многократного снижения давления в скважине путем закачивания в трубу жидкости с меньшей плотностью, чем буровой раствор (например, воды, нефти, солянки и т.д.), и последующим резким снижением давления, повторяя этот цикл несколько раз. Применяют наиболее подходящий метод или последовательно один за другим.

Далее, выявляют возможность ликвидации прихвата без разъединения колонны над местом прихвата (жидкостная ванна, встряхивание торпедами, импульсно-волновой способ), но уже с привлечением дополнительных сил (геофизиков) и затратой дополнительных материалов. Выбор одного из этих методов диктуется соображениями освободить бурильную колонну, не допуская усложнения аварии из-за разъединения колонны. По выявлении невозможности применить метод, исключаящий разъединение бурильной колонны, рассматривают способы ликвидации прихвата более трудоемкими методами.

Ликвидация каждой группы прихватов имеет свои характерные особенности. Так, после безуспешности первоочередных и легко осуществимых работ по ликвидации прихвата, возникшего под действием перепада давления, применяется один из следующих методов.

Снижение уровня бурового раствора в затрубном пространстве, основанный на принципе сообщающихся сосудов. Этим мето-

дом снижается гидростатическое давление на прихваченные трубы и на проницаемый пласт. Из-за простоты и быстрой возможности осуществления (при соответствующих благоприятных условиях, изложенных при описании этого метода) он рекомендуется как первоочередной метод ликвидации этого вида прихвата. Если этот метод осуществить невозможно или он не дал положительных результатов, то колонну труб пытаются освободить жидкостной ванной, используя соответствующую жидкость. При безрезультатном исходе пытаются освободить прихваченные трубы с помощью испытателя пластов. Когда применение этих методов не дает положительного результата, целесообразно провести оценку дальнейших работ, имея в виду забуривание нового ствола или продолжение работ по ликвидации аварии длительными и трудоемкими методами (обуриванием, извлечением по частям и т.д.). Какому методу отдать предпочтение, определяется сопоставлением условий и возможностей осуществления метода применительно к конкретному случаю.

При заклинивании колонны труб эффективно встряхивание колонны торпедами или применение механических средств. Если в короткие сроки (через 3—5 ч) возможно провести встряхивание колонны труб взрывом торпеды или импульсно-волновым способом ликвидации прихвата, то применяют их. Вначале пытаются освободить заклинившую колонну методом, исключаящим разъединение бурильной колонны, и только после этого решается вопрос приме-

нения ударных механизмов, для установки которых обязательно требуется разъединение бурильной колонны над верхней границей прихвата.

Бурение в сложных геологических условиях Украины часто сопровождается заклиниванием узлов нижней части компоновки бурильной колонны. Включение ясса в компоновку колонны способствует быстрой ликвидации заклинивания и предупреждает возникновение сложной аварии. В районах, где заклинивание бурильной колонны происходит в известняках, самый результативный метод — установка кислотных ванн. Если прихват произошел в хемогенной толще, представленной калийными, магниевыми или натриевыми солями, то в качестве жидкости для ванны рекомендуется использовать морскую воду или воду с ПАВ. Прихваты колонн, вызванные нарушением устойчивости горных пород, а также в результате образования сальников часто ликвидируются путем максимально возможного натяжения бурильной колонны с одновременной интенсивной промывкой буровым раствором, в который желателен добавить 2–3 % ПАВ. При снижении натяжения, которое указывает на движение колонны, ее натягивают до заданного значения и таким образом повторяют цикл до освобождения колонны. Иногда эта группа прихвата ликвидируется ударными механизмами (небольшая степень сложности). Как правило, сложные случаи этой группы аварий ликвидируются обуриванием и извлечением колонны по частям.

При ликвидации прихвата необ-

ходимо обратить особое внимание на шаблонирование всех спускаемых в скважину труб с целью обеспечения в дальнейшем возможного спуска торпед и различных приборов. Успех ликвидации прихвата зависит прежде всего от выявления места прихвата. Поэтому вопросу определения верхней границы прихвата, и особенно интервала прихвата (верхней и нижней его границ), следует придавать первоочередное значение. Вначале на буровой проводят ориентировочное определение верхней границы прихвата, а затем с помощью прихватоопределителя или акустического цементомера находят соответственно верхнюю границу прихвата или интервал прихвата.

Определение верхней границы прихвата колонны труб

Самый простой способ определения верхней границы прихвата — приближенный расчет (выведенный из практики), при котором считают, что каждые 1000 м труб, свободных от прихвата, при натяжении с усилием на 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняются следующим образом.

Диаметр трубы, мм	114	127	140	168
Удлинение, м . . .	0,35	0,30	0,25	0,2

Для одномерных труб верхнюю границу прихвата или длину свободной части труб находят по формуле

$$L = 1,05 \frac{10EF}{P_2 - P_1} \Delta l,$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий наличие жестких замков; E — модуль Юнга ($0,21 \cdot 10^6$ МПа); F — площадь поперечного сечения трубы, см^2 ; P_2 и P_1 — растягивающие усилия, Н; Δl — удлинение колонны, см.

Удлинение Δl и растягивающие усилия P_1 и P_2 определяют следующим образом.

1. Прикладывают к колонне усилие P_1 , которое должно превышать на пять делений показания индикатора веса, соответствующие весу бурильных труб до прихвата, и делают отметку на ведущей трубе напротив неподвижной плоскости стола ротора.

2. Повторно растягивают колонну с усилием, превышающим на пять делений первоначальное, и быстро снимают его до первоначального веса (P_1). Разница между первой и второй отметками объясняется трением в роликах талевого механизма.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и принимают среднюю черту верхней отметки для отсчета.

4. Прикладывают к колонне бурильных труб усилие P_2 , которое по индикатору веса будет на 10–20 делений превышать усилие P_1 , и делают новую отметку на ведущей трубе. При этом величина P_2 должна быть такой, чтобы деформации, вызванные этой силой, находились в зоне упругости материала.

5. Повторно натягивают колонну с усилием, не более чем на пять делений превышающим усилие P_2 , затем быстро снижают нагрузку до P_2 и делают вторую отметку на ведущей трубе.

6. Делят расстояние между дву-

мя последними отметками пополам и полученную черту считают нижней отметкой отсчета.

7. Расстояние между верхней и нижней отметками — искомое удлинение Δl .

Часто попытки определить место прихвата натяжением колонны с усилием меньшим ее собственного веса и напряжением, превышающим предел текучести, приводят к большим погрешностям.

Для многоступенчатой бурильной колонны найдены простые формулы, позволяющие рассчитывать верхнюю границу прихвата [32].

Исходной служит формула получения суммарного удлинения колонны Δl под действием силы ΔP :

$$\Delta l = \frac{H_1 10 \Delta P}{28,1 q_1} + \frac{L_2 \Delta P 10}{28,1 q_2} + \frac{L_3 \Delta P 10}{28,1 q_3} + \dots + \frac{L_n \Delta P 10}{28,1 q_n},$$

где H_1 — длина прихваченной части труб; $L_2, L_3, \dots, L_n$ — длина соответствующей секции труб; $q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$ — масса 1 м одномерных по наружному диаметру и толщине стенок труб в воздухе.

Из этого выражения определяют длину неприхваченной части труб H_1 самой нижней секции L_1 :

$$H_1 = q \frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \frac{L_2}{q_2} - \frac{L_3}{q_3} - \dots - \frac{L_n}{q_n}.$$

Если она окажется отрицатель-

ной, то, очевидно, верхняя граница прихвата расположена в вышестоящей секции труб, т.е. надо найти длину неприваренной части H_2 второй от низа секции колонны:

$$H_2 = q_2 \frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \frac{L_3}{q_3} - \dots - \frac{L_n}{q_n}.$$

Расчеты продолжают до получения положительного значения

$$H_i = q_1 \left(\frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \sum_{n=i+1}^n \frac{L_n}{q_n} \right).$$

Тогда верхняя граница прихвата определяется из уравнения

$$H = H_i + \sum_{n=i+1}^n L_n.$$

Пример. Прихвачена колонна длиной 4000 м, состоящая из трех секций буровых труб с приваренными замками (ТБПВ).

Номер секции	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина секций, м	Масса 1 м колонны труб, кг
H_1	114	10	1000	29,8
H_2	127	10	1000	32,9
H_3	146	11	2000	42,1

Для определения верхней границы прихвата приложили усилие $P_2 - P_1 =$

$= 25$ кН. При этом удлинение колонны Δl оказалось равным 50 см.

Находим

$$H_1 = 29,8 \frac{28,1 \cdot 50}{10 \cdot 2,5} - \frac{1000}{32,9} - \frac{2000}{42,1} = 29,8 (56,2 - 30,4 - 47,5) = -652,6 \text{ м.}$$

Значение H_1 отрицательное, следовательно, верхняя граница прихвата находится выше.

Решая уравнение относительно второй секции H_2 , получаем

$$H_2 = 32,9 \frac{28,1 \cdot 50}{10 \cdot 2,5} - \frac{2000}{42,1} = 32,9 (56,2 - 47,5) = 32,9 \cdot 8,7 = 286,2 \text{ м.}$$

Отсюда длина свободной части буровой колонны $H = 286,2 + 2000 = 2286,2$ м.

Таким образом, верхняя граница прихвата находится на глубине 2286,2 м. Однако расчетным путем не всегда можно правильно определить верхнюю границу прихвата, так как скважинные условия существенно влияют на удлинение буровой колонны. Поэтому необходимо стремиться находить верхнюю границу прихвата с помощью геофизических приборов и, исходя из полученных данных, выбирать способ ликвидации прихвата. Верхняя граница прихвата в стальных буровых трубах хорошо определяется прихватоопределителем.

Интервал прихвата, а не только его верхнюю границу во всех возможных случаях целесообразно находить с помощью акустического цементомера.

Для этого регистрируют относительную амплитуду продольной волны (A_K) и время распростра-

нения продольной волны по породе (T_{II}), поскольку интервал прихвата характеризуется максимальным A_K и минимальным T_{II} значениями.

Определение интервала прихвата позволяет с большей точностью определить группу (прилипание, заклинивание, обвал и т.п.) и место прихвата, а следовательно, дает возможность выбрать наиболее действенный способ его ликвидации.

С помощью акустических цементомеров можно находить интервал в алюминиевых и утяже-

ленных бурильных трубах, чего нельзя сделать прихватоопределителем.

Препятствием для массового применения акустических цементомеров с целью определения интервала прихвата является большой диаметр цементомера АКЦ-80 (его можно применять только в трубах диаметром 140–147 мм). При этом при использовании в трубах с высаженными внутрь концами диаметром 140 мм цементомеры должны иметь наружный диаметр 80 мм и резину, хорошо привулканизированную к корпусу.

Техническая характеристика аппаратуры акустического контроля цементирования скважин

Вид аппаратуры	АКЦ-38	АКЦ-80
Длина фона (расстояние между излучателем и приемником), мм	1700	1500
Скважинный прибор:		
длина, мм	2500	3280
диаметр, мм	36,5	80
масса, кг	22,5	65
Допустимая скорость каротажа скважины, м/ч ..	1200	1200
Область применения	Бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы	
Внутренний диаметр труб, мм	50–200	90–324
Рабочая среда	Разгазированная и обычная промысловая жидкость	
Рабочая температура, °С	–10 ÷ +120	–10 ÷ +170
Предельное рабочее гидростатическое давление, МПа	60	100
Тип каротажной станции	Автоматическая СК-4	

Ликвидация прихвата методом снижения уровня бурового раствора в скважине

При возникновении прихвата под действием перепада давления эффективным средством его ликвидации является снижение этого перепада до значения меньшего, чем оно было до прихвата, путем понижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве до

безопасных значений и приведения давления столба жидкости внутри труб к величине его в затрубном пространстве [7].

Достоинство этого метода — возможная быстрота его осуществления, исключение потребности в специальных жидкостях; в открытом стволе скважины находится тот же раствор, с которым бурилась скважина. До применения этого метода особо обращается

внимание на состояние открытого ствола скважины. В частности, на наличие в открытом стволе, над зоной прихвата, продуктивных горизонтов, их пластового давления, а также давления в зоне прихвата.

Для осуществления этого метода необходимы тщательная подготовка и проведение соответствующих расчетов, а именно:

исключить возможность нефтегазопроявления, для чего определяется пластовое давление, с тем чтобы выявить, до каких пределов можно понижать уровень в затрубном пространстве. На эксплуатационных площадях и площадях, где бурение ведется давно, как правило, пластовое давление известно. Труднее его определить для разведочных скважин, единичных на данной площади. Поэтому, если пластовое давление неизвестно, его значение определяют приблизительно путем умножения нормального градиента давления 11,5 кПа/м на глубину залегания зоны прихвата. Разность между полученным пластовым давлением до места прихвата позволяет найти перепад давления, а следовательно, и снижение давления до значения; при котором произойдет освобождение прихваченных труб.

Рассчитать, на сколько (в максимально безопасных пределах) следует на первом этапе работы уменьшить давление столба бурового раствора. Окончательно гидростатическое давление в скважине должно превышать пластовое на 10–15% для скважин до 1200 м; на 5–10% для скважин глубиной до 2500 м; 4–7% для скважин глубиной более 2500 м.

Однако если пластовое давление определялось приблизительно, то понижать давление необходимо поэтапно. Сначала понизить на 1/3 от разности указанных давлений, затем на 2/3 и потом лишь до допустимого перепада для скважин, бурящихся на соответствующую глубину.

Промыть скважину с одновременным доведением параметров бурового раствора до значений, требуемых проектом на строительство скважины.

Определить следующие параметры.

1. Суммарный объем воды V_B , необходимый для закачки в скважину:

$$V_B = \frac{p}{\gamma_K V_K} - \frac{p}{(\gamma_P - \gamma_B) V_T}.$$

2. Максимальное противодавление p_3 после закачки всего объема воды в бурительные трубы:

$$p_3 = (\gamma_P - \gamma_B) V_B V_T.$$

3. Максимальный объем воды, который будет обратно вытеснен в приемную емкость, V_0 :

$$V_0 = \frac{p}{\gamma_P - \gamma_K}.$$

4. Максимальный объем воды, который останется в трубах, V :

$$V = V_B - V_0.$$

5. Снижение уровня бурового раствора в кольцевом пространстве при выравнивании давлений в скважине, H :

$$H = V_0 V_K.$$

Здесь p — давление, на которое необходимо снизить давление бурового раствора в скважине, МПа; p_3 — максимальное давление в трубах после закачки в них всего объема воды, МПа; V_v — объем воды, закачиваемый в скважину, м^3 ; V_t — внутренний объем 1 м бурильных труб, м^3 ; V_k — объем 1 м кольцевого пространства между обсадной и бурильной колоннами, м^3 ; V_o — объем воды, который будет обратно вытеснен в приемную емкость, м^3 ; V — объем воды, который останется в трубах, м^3 ; H — высота снижения уровня бурового раствора в кольцевом пространстве после выравнивания давлений в скважине, м; γ_v, γ_p — соответственно плотность воды и бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Ликвидация прихвата снижением уровня бурового раствора в затрубном пространстве осуществляется по следующей технологии (рис. 4.1):

промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора и привести параметры в соответствие с требованиями проекта;

произвести обвязку циркуляционной системы с учетом закачивания воды в бурильную колонну при помощи цементировочных агрегатов и контролируемого объема отбора ее из скважины путем пропуска через задвижку;

закачать расчетный объем воды в бурильную колонну и зафиксировать давление в конце закачки;

осуществить натяжение бурильной колонны до максимально безопасной нагрузки;

отобрать из бурильной колонны через задвижку объем воды, необходимый для снижения уров-

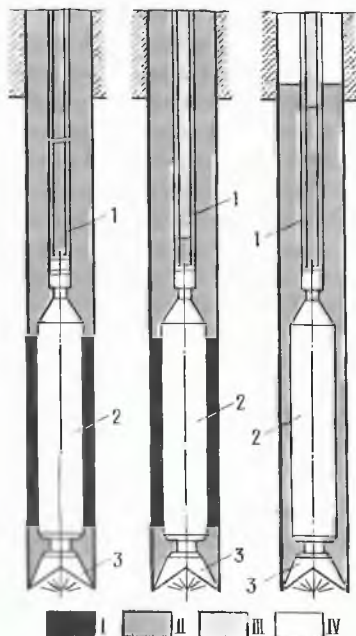


Рис. 4.1. Схема ликвидации прихвата снижением гидростатического давления:

I — зона прихвата; II — буровой раствор; III — вода; IV — воздух

1 — бурильные трубы; 2 — забойный двигатель; 3 — долото

ня в затрубном пространстве до расчетной величины. Скорость отбора при этом должна быть минимальной.

При понижении уровня в затрубном пространстве по расчету через каждые 100 м отбор воды приостанавливается, уточняется местонахождение уровня в затрубном пространстве по количеству отобранной воды и фиксируется давление внутри бурильных труб. По полученным данным необходимо оценить возможность нефтегазопроявлений из пластов. При их отсутствии давление в бурильных

трубах падает. Если же начинают проявлять продуктивные пласты, то давление внутри бурильных труб будет оставаться прежним или даже увеличиваться при последующем отборе воды из бурильных труб. В этом случае отбор воды из внутренней части бурильной колонны прекращается и принимаются меры по предотвращению нефтегазопроявлений.

После понижения уровня в затрубном пространстве до расчетной величины бурильную колонну расхаживают.

При освобождении бурильной колонны ее расхаживают, удаляют воду, скважину промывают, а затем бурильную колонну поднимают.

Если бурильную колонну не удалось освободить, то следует закачать буровой раствор в затрубное пространство с постепенным вытеснением воды из бурильной колонны.

После вытеснения воды скважину промывают, непрерывно контролируя параметры бурового раствора с целью выявления вероятности поступления нефти и газа в скважину.

Необходимо рассмотреть возможность дальнейшего снижения гидростатического давления столба бурового раствора и повторения операций, описанных выше.

Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн

Наиболее простой и распространенный метод ликвидации прихвата — установка ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна. Непременное условие для осуществления этого ме-

тода — сохранение циркуляции бурового раствора. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну. Для ликвидации прихватов колонн из алюминиевых труб ванны из плавиковой кислоты и из смеси плавиковой и соляной кислоты использовать запрещается. Для ликвидации прихватов этих труб в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15—20 %-ного раствора сульфаминной кислоты.

Перед установкой ванны (любой) определяют гидростатическое давление на продуктивные пласты. Если это давление не превышает пластовое давление более чем на 15 %, то необходимо утяжелить буровой раствор. Кроме того, следует принимать во внимание допустимые нагрузки на снятие спущенных промежуточных колонн с учетом их износа.

При выборе технологии установки ванны надо иметь в виду следующее.

1. Плотность жидкости для ванны желательно иметь равной или немного больше (для ликвидации прихвата в призабойной зоне) плотности бурового раствора. При использовании в качестве жидкости для ванны известково-битумных или других растворов на углеводородной основе их необходимо обработать таким образом, чтобы исключить выпадение утяжелителя и образование пробок внутри труб и в кольцевом пространстве.

2. Плотность, вязкость и СНС бурового раствора, находящегося в скважине, должны быть минимальными.

3. Объем жидкости для ванны должен быть равен объему скважины от долота до верхней границы прихвата плюс 50 %. Следует подчеркнуть, что там, где жидкость ванны заполняла весь открытый ствол, установка ванны давала лучшие результаты. При возможности жидкость ванны должна перекрывать все пласты с проницаемыми породами. Американские исследователи показали, что минимальный объем жидкости для ванны должен быть не менее 24 м^3 , даже если по расчету его требуется меньше.

Перед установкой ванны обязательно проверяются:

противоприхватное оборудование, насосы, циркуляционная система, оборудование и буровая вышка, количество и качество запасного бурового раствора, наличие и исправность предохранительных клапанов и манометров, заливочная головка с трехходовыми кранами высокого давления и двумя отводами к нагнетательной линии от цементировочных агрегатов. Обратный клапан опрессовывается на полуторакратное давление, возникающее к моменту начала выхода жидкости ванны из труб в затрубное пространство. Проверяются площадки под вышечными и дизельными блоками с целью исключения возможного загорания, а также наличие и состояние противопожарных средств.

Технология установки ванны предусматривает следующее.

Подвешивание бурильной колонны на талевой системе, установку на верхней трубе обратного клапана или шарового крана и заливочной головки для подсоединения к

цементировочным агрегатам: восстановление циркуляции бурового раствора и закачку его в объеме $2-3 \text{ м}^3$, закачку (если предусмотрено планом) расчетных объемов буферной жидкости, жидкости ванны, второго объема буферной жидкости и продавочной жидкости.

В процессе продавки при превышении давления против расчетного скорость закачки промывочной жидкости необходимо уменьшить, не допуская превышения внутреннего давления для данного размера труб.

Жидкость для ванны подается в зону прихвата не вся сразу: последние $3-5 \text{ м}^3$ жидкости, находящейся в трубах, закачиваются порциями по 1 м^3 через 1 ч стояния под ванной.

Нагрузка на крюке в момент закачивания и нахождения бурильной колонны под ванной должна быть равной нагрузке до прихвата. Резкие изменения (нагрузки и разгрузки) в пределах норм допускаются только при расхаживании.

По окончании закачки расчетного объема продавочной жидкости краны на заливочной головке закрываются.

Время нахождения колонны под ванной не должно превышать 24 ч. Действие ванны продолжается в среднем 12 ч.

Перед расхаживанием бурильной колонны уточняются прочностные возможности составляющих ее элементов. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80 % предела текучести для соответствующего класса труб (см. табл. 3.2, 4.2).

При наличии каверн над верхней границей прихвата бурильную колонну расхаживать не рекомендуется с целью исключения поломки труб в этой зоне. В таких случаях проводится максимально допустимое натяжение колонны и плавная разгрузка на 200–300 кН. При безрезультатности расхаживания снижается натяжка до веса колонны перед прихватом, закачивается 0,5–1 м³ продавочной жидкости и колонна оставляется на 1 ч до очередного расхаживания. При расхаживании делаются 2–3 попытки повернуть колонну труб, число оборотов которой рассчитывается по табл. 4.1 и 4.2.

Если ванна не дала положительного результата, то ее повторяют или переходят на другие способы ликвидации прихвата. При освождении колонну осторожно расхаживают с интенсивной промывкой, удаляют жидкость ванны и поднимают колонну.

Нефтяная ванна. Нефтяную ванну устанавливают при прилипании бурильных или обсадных колонн либо прихвате их сальником, а иногда для ликвидации обвалов. Эффективность нефтяных ванн резко повышается при добавлении в нефть ПАВ: до 2% сульфонола, до 1% дисульфона или 0,5–2% дисольвана к объему закачиваемого количества нефти [14]. В результате применения ПАВ силы сцепления между частицами глины, утяжелителя и породы уменьшаются. Помимо указанной ванны практическое применение нашли следующие.

Нефтесмоляная ванна — нефть 75–85 %, смолистые вещества (древесная смола или кубовый остаток смолисто-скипидарного

производства и других лесохимических производств) 10–16 %, алюминат натрия 4–7 %, ПАВ (ди-солван, сульфонол) 1–2 %. Плотность состава 1,08 г/см³. Добавление к нефти и ПАВ алюмината натрия и смолистых веществ увеличивает проникающую и смазывающую способность состава, способствует уменьшению набухаемости глинистых пород.

Нефтенатриевая ванна — нефть 10–88 %, 50 %-ный водный раствор едкого натра, окисленный петролатум 0,5–2 %. Для регулирования плотности раствора до 1,43 г/см³ применяют серебристый графит, массовая доля которого составляет 10–70 % к объему состава. Содержание в качестве эмульгатора окисленного петролатума и дополнительно 50 %-ного водного раствора едкого натра повышает диспергирующие свойства состава.

Исследованиями установлено, что для нефтяных ванн желательно применять легкую нефть с содержанием значительного количества нафтеновых кислот, масляных и тяжелых фракций. Меньший эффект дает закачка легкой нефти с небольшим количеством этих кислот и фракций, а также использование для нефтяных ванн тяжелых нефтей. Неодинаковое действие нефтей объясняется различными их свойствами. Легкая нефть как менее вязкая легко проникает между частицами глины и снижает вязкость между ними.

Нефтяная ванна дает хороший эффект при полной замене в зоне прихвата глинистого раствора на нефть.

Для предупреждения всплывания нефти рекомендуется приме-

нять буферную жидкость, т.е. структурированный глинистый раствор, пресный и минерализованный буровой растворы. Последние два обрабатывают реагентами-структурообразователями — крахмалом, КМЦ и метасом (соответственно для температуры в скважине 100, 150 и более 150 °С).

Буферная жидкость должна иметь следующие параметры: плотность, равную плотности бурового раствора; вязкость максимально возможную; СНС, замеренную через 10 мин, не менее 27 МПа; показатель фильтрации не более показателя фильтрации бурового раствора в скважине. Кроме того, буферная жидкость при смешивании с буровым раствором не должна вызывать его коагуляцию. Объем буферной жидкости берут из расчета заполнения 150–200 м кольцевого пространства труб.

Для успешного применения нефтяной ванны необходимо устанавливать ее своевременно, т.е. не более чем через 3–5 ч после возникновения прихвата, правильно определять место прихвата и количество нефти для ванны, а также правильно провести ее закачивание.

Продолжительность первой нефтяной ванны не должна превышать 24 ч. При установке второй ванны продолжительность увеличивается. Если повторная ванна не дает результатов, то иногда переходят к сплошной промывке нефтью в течение 2–3 ч, а при отрицательных результатах — в течение 5–6 ч.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возник-

новения пожара. Для предупреждения его проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен шаровой или обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать ведущую трубу с клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена выше клапана.

При прихвате бурильной колонны в крепких, твердых и средней твердости породах, когда нефтяная ванна не дала положительных результатов, следует освобождать бурильную колонну методом перетока жидкости.

Сущность этого метода заключается в следующем. В скважину закачивают расчетное количество нефти с 2 % ПАВ с учетом создания перепада давления между затрубным и трубным пространствами 5–6 МПа. Затем с максимальной скоростью в емкости цементировочных агрегатов отбирают из скважины 5–10 м³ жидкости. При этом в затрубное пространство непрерывно закачивают промывочную жидкость. Одновременно расхаживают колонну и пытаются ее проверить. Закачивание и отбор жидкости повторяют несколько раз, причем процесс должен быть непрерывным во избежание выпадения твердых частиц и поглощения промывочной жидкости. Если при отборе жидкости начнет падать напор струи, то немедленно начинают закачивать жидкость обратно в бурильную колонну. При освобождении прихваченной ко-

лонны жидкость из нее удаляют обратной циркуляцией.

Водяная ванна. В некоторых районах для ликвидации прихватов эффективно применяют водяную ванну. Ее преимущество — быстрота установки, так как не требуется специальных жидких агентов, агрегатов и специальной подготовки для ее осуществления. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу, если в зоне ванны встречены обваливающиеся глины, и особенно, когда бурильная колонна заклинила в интервале залегания магневых и натриевых солей. В практике нашли применение следующие виды ванн:

Фосфорно-кислая ванна на водной основе (содержание в %)

Водный раствор трехзамещенного фосфорно-кислого калия	95—97
Поверхностно-активное вещество (ОП-10)	2—3
Полиакриламид	1—2

Данный состав позволяет приготовить жидкость с плотностью до $2,0 \text{ г/см}^3$, равной плотности бурового раствора. Структурно-механические и поверхностно-активные свойства раствора регулируются изменением соотношения поверхностно-активного вещества и полиакриламида.

Уксусно-кислая ванна на водной основе (содержание в %)

Водный раствор уксусно-кислого калия	92—96
Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ	3—5
Поверхностно-активное вещество ОП-10	1—3

Данное соотношение компонентов способствует достижению плотности $1,36 \text{ г/см}^3$ и необходимых структурно-механических свойств жидкости. С целью снижения поверхностного натяжения в смесь добавляют ПАВ (ОП-10), что способствует уменьшению усилия для освобождения трубы в 4—5 раз по сравнению с нефтяными ваннами.

Ванна из винно-каменной кислоты на водной основе (содержание в %)

Вода	85—95
Винно-каменная кислота	5—15

Водный раствор винно-каменной кислоты при различных буровых растворах позволяет создать плотность $1,2\text{--}1,3 \text{ г/см}^3$. Ванны из винно-каменной кислоты рекомендуются устанавливать для ликвидации прихватов, возникших в песчано-глинистых, меловых и хемогенных породах с применением для бурения высококальциевых глинисто-меловых, солевых и глинистых промывочных жидкостей.

Ванны из сбросовых вод (содержание в %)

Сбросовые воды нефтяных товарных парков	98—99,95
Дисолван	1—0,5

В восточных районах страны широко распространены активные водяные ванны. В бурильную колонну закачивают расчетное количество (желательно с добавкой ПАВ). Затем вытесняют часть ее в затрубное пространство с расчетом заполнения последнего на

100–150 м от забоя. Далее подкачивают еще 0,1–0,2 м³ воды и быстро отбирают ее назад в емкость агрегата. Этот цикл повторяют несколько раз.

Кислотная ванна. Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных, глинистых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяют кислотные ванны. Для кислотных ванн используют в основном соляную кислоту 8–14 %-ной концентрации. Однако часто применяют смеси соляной кислоты и воды, нефти и кислоты или 15–20 %-ной соляной и 40 %-ной плавиковой кислот. В последнем случае к соляной кислоте добавляют 10 % плавиковой. Смесь подбирают опытным путем, для этого в нее помещают образцы пород и наблюдают за ними.

Для получения оптимальной концентрации ингибированной соляной кислоты кислоту, полученную с баз, разбавляют водой. При этом объем добавляемой воды V_1 определяют по формуле

$$V_1 = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2 - \rho_3},$$

где ρ_1, ρ_2, ρ_3 — плотность соответственно исходной соляной кислоты, кислоты требуемой концентрации, воды.

Для облегчения подбора закачиваемой кислоты в скважину в табл. 4.3 приведены плотность разбавленной кислоты при температуре смеси 15 °С и концентрация в ней соляной кислоты.

Для закачивания в скважину необходимо применять кислоту, хорошо поддающуюся ингибированию и дающую высокую растворимость пород. Скорость реакции карбонатных пород с соляной и плавиковой кислотами зависит от давления и температуры. С увеличением давления скорость реакции уменьшается, а с ростом температуры — повышается. Например, при увеличении температуры на 20–25 °С скорость реакции увеличивается в 2–3 раза.

В качестве ингибиторов используют товарный формалин, уникалы различных марок, легкие смоляные масла, аллиловые масла,

Таблица 4.3

Плотность агента, г/см ³	Концентрация, %	Плотность агента, г/см ³	Концентрация, %	Плотность агента, г/см ³	Концентрация, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,1	20,01
1,035	7,15	1,075	15,16	1,105	20,97
1,040	8,16	1,080	16,15	1,110	21,92
1,45	9,16	1,085	17,13	1,115	22,85
1,050	10,17	1,90	18,11	1,2	23,82
1,055	11,18	1,95	19,06	1,25	24,78
1,060	12,19	—	—	1,30	25,75
1,065	13,19	—	—	1,35	26,70
—	—	—	—	1,40	27,66

различные поверхностно-активные вещества и т.д. Ингибиторы уменьшают вредное действие кислоты на трубы. На 1 т 10 %-ной соляной кислоты добавляют 6 кг формалина. Смешение кислот, разбавление их водой и добавку ингибиторов выполняют на буровой. Все эти работы необходимо вести с соблюдением правил техники безопасности.

Применение кислотной ванны начинают с закачки воды в объеме, зависящем от соотношения между диаметрами скважины и бурильных труб. При этом исходят из того, что 50 м высоты затрубного пространства между кислотой и промывочной жидкостью должны заполняться водой. При таком столбе воды создаются благоприятные условия для очистки труб и исключается смешивание кислоты с промывочной жидкостью. Затем закачивают расчетный объем кислоты и за ней воду из расчета заполнения труб на высоту 50 м. При кислотной ванне в колонне сначала должно быть оставлено 65—75 % закачанного расчетного объема кислоты, после этого колонну оставляют под давлением на 3—6 ч. Одновременно бурильную колонну расквашивают, как было описано выше, и подкачивают через 1 ч в кольцевое пространство от 1 до 4 м³ кислоты. Все работы по извлечению прихваченной колонны осуществляются описанными выше способами. При установке кислотных ванн особое внимание надо обращать на соблюдение правил техники безопасности. Кислотные ванны запрещается устанавливать, если бурильная колонна состоит из легкосплавных труб, так как последние при

взаимодействии разрушаются, а образовавшийся в результате реакции агент способствует понижению плотности промывочной жидкости.

Расчет ванны. Для эффективного действия ванны необходимо, чтобы жидкость, закачиваемая в зону прихвата, перекрывала место прихвата. В скважинах номинального диаметра зону прихвата желательно перекрывать на 50—100 м. Если в скважине имеются каверны, то следует увеличить количество жидкости для перекрытия места прихвата, так как возможны большие расхождения предполагаемых и истинных размеров каверны.

При расчетах ванн разницей между диаметрами турбобуров, УБТ и труб пренебрегают. Для расчета объема жидкости, необходимого для заполнения затрубного пространства, исходят из разницы между диаметрами скважины и бурильных труб.

При прихвате труб, турбобура и УБТ на забое количество жидкого агента (в м³) для ванны (нефти, кислоты или воды) определяются по формуле

$$Q = 785 (kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2)(H + h) + 0,785 d_{\text{в}}^2 h_1,$$

где $D_{\text{д}}$ — диаметр скважины, м; k — коэффициент кавернозности скважины в зоне прихвата; $D_{\text{тр}}$ — наружный диаметр бурильных труб, м; H — высота подъема жидкого агента от забоя до верхней части прихвата, м; h — высота подъема жидкого агента выше зоны прихвата, м; $d_{\text{в}}$ — внутренний диаметр труб, м; h_1 — высота

подъема жидкого агента в бурильных трубах, м.

При прихвате бурильной колонны высоко над забоем жидкий агент для ванны должен находиться в зоне прихвата, ниже и выше ее не менее чем на 50 м.

Количество жидкости для ванны находят из выражения

$$Q = 0,785 (kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2) (H_1 + 2h),$$

где H_1 — высота прихваченного участка колонны, м.

Объем продавочной жидкости $V_{\text{п}}$ вычисляют по формулам: при ликвидации прихвата у забоя

$$V_{\text{п}} = 0,785 d_{\text{в}}^2 (L - h_1) + V_{\text{н.л}},$$

где L — длина бурильной колонны; $V_{\text{н.л}}$ — объем жидкости для заполнения нагнетательной линии и подводов к прихваченной колонне;

при ликвидации прихвата над забоем

$$V_{\text{п}} = 0,785 [d_{\text{в}}^2 L + (kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2) h_3] + V_{\text{н.л}},$$

где h_3 — высота столба продавочной жидкости в затрубном пространстве до места расположения жидкого агента для ванны (нефти, кислоты, воды).

Гидроимпульсный способ ликвидации прихвата

Гидроимпульсный способ предназначен для ликвидации следующих групп прихватов колонн труб, находящихся в скважине: прилипания колонн под действием перепада давления; прихвата бурильной колонны сальником; за-

клинивания колонны труб в желобных выработках и посторонними предметами.

Способ основан на возбуждении волны разгрузки путем резкого снятия предварительно созданных напряжений в материале колонны труб и напряжения сжатия жидкости, заполняющей полость труб [14].

При нагнетании жидкости через наголовник в трубах создаются растягивающие нагрузки и напряжение. Во время уменьшения давления колонна сжимается, а буровой раствор с большой скоростью перемещается из затрубного пространства в трубы и размывает фильтрационную корку или сальник. Давление в зоне прихвата при этом снижается и вследствие падения уровня жидкости в затрубном пространстве колонна труб освобождается от прихвата.

Давление внутри колонны труб, находящейся в скважине, создается замещением бурового раствора жидкостью с меньшей плотностью или водой. Перепад давления между затрубным и трубным пространствами должен быть не менее 7 МПа при одиночных импульсах и не более 10 МПа — при многократных импульсах.

Перепад давления Δp находят по формуле

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2) H_1,$$

где ρ_1 и ρ_2 — соответственно плотности бурового раствора в затрубном и трубном пространствах; H — глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне, м.

Растягивающая сила G у верх-

него конца колонны при этом

$$G = \Delta p S,$$

где S — площадь сечения внутренней части колонны труб.

Растягивающее напряжение σ определяют по формуле

$$\sigma = G/F,$$

где F — площадь сечения трубы.

Условия, благоприятные для применения гидроимпульсного способа:

1. Циркуляция бурового раствора в скважине. При отсутствии циркуляции способ может быть использован только, если внутренняя нижняя часть колонны герметично закупорена (шламом, взрывным анкером и т.д.).

2. Длина прихваченной части колонны должна быть не более 50 м.

3. Перепад давления между затрубным и трубным пространствами должен быть не менее 7 МПа на 1000 м длины колонны труб.

4. Длина неприхваченной части труб над верхней границей прихвата должна быть более 1500 м. Время с момента возникновения прихвата до начала применения способа не должно превышать 1–2 сут.

При соблюдении данных условий колонна труб может быть освобождена за один-два импульсов.

Если колонна труб не освободилась после проведения 10 импульсов, то в дальнейшем способ надо использовать после установки жидкостной ванны.

При безрезультатности 30 последовательных импульсов работы следует прекратить.

Использование этого способа нецелесообразно при негерметичности колонны труб, прихвате колонны обвалившейся породой и плотности бурового раствора, находящегося в скважине, менее $1,35 \text{ г/см}^3$.

Технология проведения способа и подготовительные работы сводятся к следующему.

1. Определить верхнюю границу прихвата, а если возможно — то и интервал прихвата (по вытяжке, прихватамером или АКЦ-80 и АКЦ-36).

2. Обеспечить буровую двумя диафрагменными камерами, задвижкой высокого давления, нагнетательной головкой и наголовником.

3. В верхней части колонны труб установить УБТ так, чтобы верхняя их часть выступала над ротором не более чем на 40–50 см.

4. Восстановить циркуляцию, интенсивно промыть скважину и привести в соответствие с проектом параметры бурового раствора.

5. Присоединить к бурильной колонне наголовник (нагнетательную головку с пробковыми краями высокого давления на отводных патрубках, задвижку высокого давления, тарировочную и диафрагменную камеры) с диафрагмами, выбранными согласно расчету. Предпочтение необходимо отдавать наголовникам для многократных импульсов. Причем нагнетательная головка, задвижка и наголовник должны быть предварительно опрессованы на давление, превышающее на 25 % максимальный перепад давления при гидроимпульсе. Схема обвязки оборудования для проведения ра-

бот по ликвидации прихвата гидроимпульсом показана на рис. 4.2.

6. Цементировочные агрегаты подсоединить к отводным патрубкам нагнетательной головки и к приемным емкостям с водой.

7. Разгрузить бурильную колонну полностью (если вес ее до места прихвата менее 1000 кН) или частично (если вес более 1000 кН), чтобы на зону прихвата действовал вес около 1000 кН. Оставить бурильную колонну в подвешенном состоянии на тросах, закреплять натянутую колонну в роторе запрещается.

8. Закачать в бурильную колонну воду или другую жидкость, плотностью значительно меньшей, чем плотность бурового раствора, находящегося в скважине, в объеме, необходимом для получения расчетного перепада давления Δp и последующего разрыва диафрагм. Перепад давления обеспечить в пределах 10–15 МПа, но не менее 6 МПа. Столб воды в колонне должен быть не более $2/3$ ее длины.

9. При проведении одноступенчатого импульса воду закачивать до разрыва диафрагмы.

10. Для получения серии импульсов через короткий промежуток времени с помощью секционного диафрагменного наголовника после разрыва первой диафрагмы закачивание жидкости в трубы не прекращают до разрыва всех последующих диафрагм. Оптимальное число диафрагм в наголовнике пять.

11. Чтобы не допустить перетока жидкости в результате разрыва диафрагмы, последнюю из них делают на 25 % прочнее остальных, в полости наголовника остается избыточное давление.

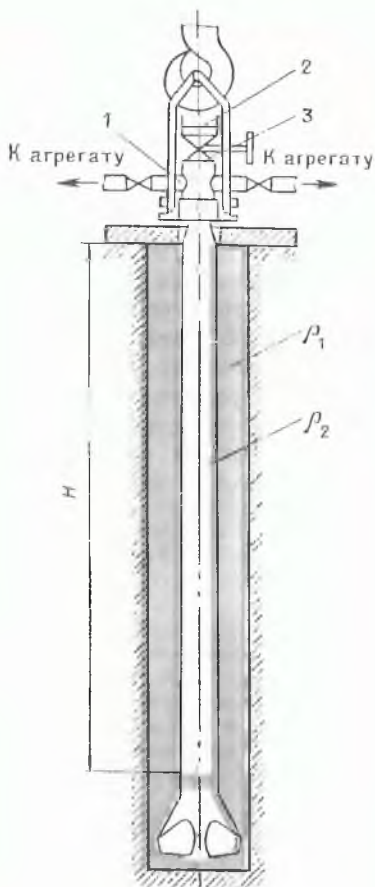


Рис. 4.2. Схема обвязки оборудования для проведения гидроимпульса:

1 — нагнетательная головка; 2 — диафрагма наголовника; 3 — задвижка

12. После разрыва диафрагм задвижку высокого давления в наголовнике закрывают и начинают расхаживать бурильную колонну с целью ее освобождения.

Если серия импульсов от работы первого наголовника не дает результатов, то ее повторяют, но устанавливают новые диафрагменные камеры. В случае, когда ко-

лонна труб не освободилась от прихвата после 10 импульсов, следует на 0,5–1 ч установить нефтяную ванну, после чего опять вернуться к гидроимпульсам.

Для ускорения освобождения колонны труб (и при безрезультатности первых гидроимпульсов) надо увеличить количество жидкости, отбираемой из труб при обратном перетоке, от 0,5 до 3 м³. При этом необходимо непрерывно доливать в кольцевое пространство буровой раствор той же плотности, что и прежде. Проведение этих работ должно исключать неконтролируемые проявления и осложнения.

Применение гидроимпульса для ликвидации прихвата нецелесообразно при вскрытых слабосцементированных, склонных к обвалам и осыпям породах, при наличии каверн, превышающих объем номинального ствола скважины более чем в 1,5 раза, и при сильно засоренном забое скважины шламом и другими инородными телами, так как они способствуют закупориванию нижней части колонны и прекращению циркуляции.

При проведении работ по ликвидации прихвата гидроимпульсом необходимо соблюдать следующие правила (помимо действующих в Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности):

- 1) руководители и ведущие специалисты должны быть ознакомлены с Инструкцией по ликвидации прихвата колонны труб в глубоких скважинах гидроимпульсным способом;

- 2) работы должны проводиться в светлое время суток;

- 3) в период опрессовки нагне-

тательной линии и перед началом закачивания облегченной жидкости в прихваченную колонну весь персонал надо удалить из буровой и от ее фонаря не менее чем на 25 м.

Ликвидация прихвата бурильной колонны торпедами из детонирующего шнура

Ликвидация прихвата бурильной колонны торпедами из детонирующего шнура основана на принципе "встряхиwania" труб взрывом. При взрыве торпеды напротив зоны прихвата ударная волна способствует отрыву труб от стенки скважины или от сальника и т.д. Метод "встряхиwania" широко и эффективно применяют во многих районах страны. Он дает положительные результаты при использовании сразу же после возникновения прихвата и перед установкой ванн. Пока ведутся подготовительные работы для установки ванны можно попытаться ликвидировать прихват методом "встряхиwania" с помощью торпеды. Использование этого метода после ванн и других длительных работ не дает ощутимого результата. Торпеды рекомендуется использовать при давлении в месте взрыва до 150 МПа и температуре до 250 °С.

Торпеды изготавливают из детонирующего шнура марок ДШ, ДШУ, ДШГТ и ДШТВ. В скважинах с большими температурами применяются термостойкий детонирующий шнур и соответствующие взрывные патроны. Величина заряда торпеды должна обеспечивать заданный эффект и исключать повреждение трубы.

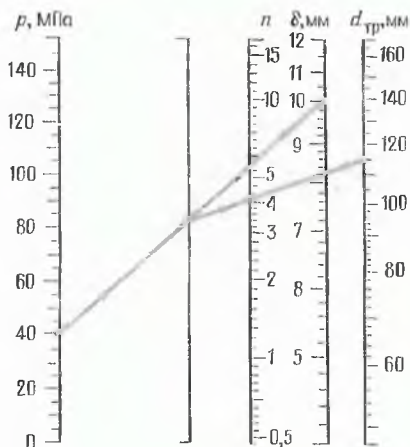


Рис. 4.3. Номограмма для определения заряда торпеды ТДШ при ликвидации прихватов стальных бурильных труб

Необходимое число рядов детонирующего шнура марки ДШВ определяются по номограммам (рис. 4.3—4.5).

Рассмотрим примеры пользования номограммами [10].

Пример 1. Требуется определить число ниток ДШВ при торпедировании торпедой ТДШ бурильных труб диаметром $d = 114$ мм и толщиной стенки $\delta = 10$ мм при гидростатическом давлении $p = 40$ МПа.

На номограмме (см. рис. 4.3) соединяем линейкой точки со значениями 40 МПа и 10 мм на соответствующих шкалах. Полученную засечку на вспомогательной шкале соединяем прямой с точкой, соответствующей 114 мм на шкале $d_{тр}$. В месте пересечения этой прямой со шкалой n получаем значение 3,9. Следовательно, для данного случая нужны четыре нитки ДШВ.

Пример 2. Требуется определить число ниток ДШВ при торпедировании торпедой ТДШ легкосплавных бурильных труб с $d_{тр} = 129$ мм и $\delta = 11$ мм, изготовленных из алюминиевого сплава Д16Т. Гидростатическое давление $p = 60$ МПа.

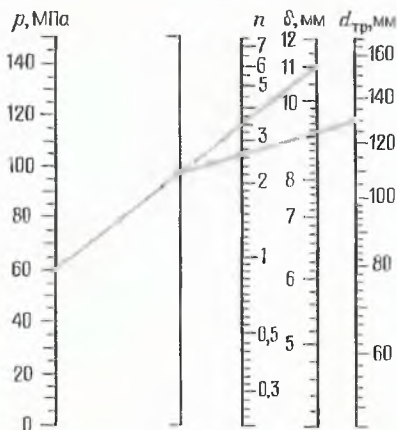


Рис. 4.4. Номограмма для определения заряда торпеды ТДШ при ликвидации прихватов труб из алюминиевого сплава Д16Т

На номограмме (см. рис. 4.4) соединяем линейкой точки со значениями 60 МПа и 11 мм на соответствующих шкалах. Полученную засечку на вспомогательной шкале соединяем прямой с точкой, соответствующей 129 мм на шкале $d_{тр}$. В месте пересечения этой

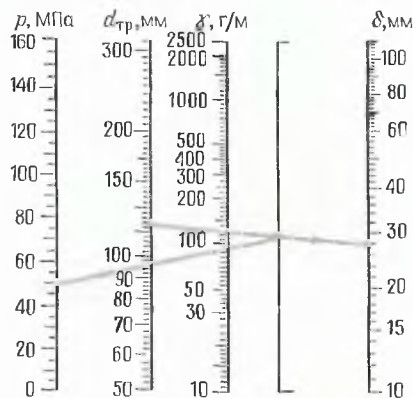


Рис. 4.5. Номограмма для определения заряда торпеды ТДШ при ликвидации прихватов утяжеленных бурильных труб

прямой со шкалой n получаем значение 2,5. Поскольку заряд для данного случая может быть увеличен в 3 раза, принимаем для первого торпедирования три нитки ДШВ.

Пример 3. Требуется определить величину заряда для торпедирования торпедой ТДШ утяжеленной бурильной трубы диаметром $d_{тр} = 120$ мм и толщиной стенки $\delta = 28$ мм при гидростатическом давлении $p = 50$ МПа. На номограмме (см. рис. 4.5) соединяем линейкой точки со значениями 120 и 28 мм на соответствующих шкалах. Полученную засечку на вспомогательной шкале соединяем прямой с точкой, соответствующей 50 МПа на шкале p . В месте пересечения этой прямой со шкалой γ получаем значение 100 г/м.

При использовании детонирующего шнура другой марки необходимое число ниток определяют по формуле

$$n_1 = 13n / \gamma_1,$$

где n_1 , γ_1 — соответственно число ниток и линейная плотность другой марки, но того же ВВ; n — число ниток ДШВ.

При выборе величины заряда торпеды следует учитывать свойства бурового раствора. Заряд рекомендуется увеличивать на коэффициент s , учитывающий плотность и вязкость бурового раствора. При повторном взрыве в том же месте происходит удвоение деформации и возможно образование трещин в трубе.

Длина торпеды для "встряхиивания" должна быть на 5–10 м больше участка прихваченных труб, но не более 100 м. Общая масса заряда ВВ не должна превышать 5 кг. Если интервал прихваченных труб превышает 100 м, то "встряхиивание" производят в два или более приемов.

Перед работой с торпедой из де-

тонирующего шнура осуществляют следующие работы.

Определяют интервал или верхнюю границу прихвата.

Спускают в скважину шаблон, а затем торпеду.

Устанавливают торпеду в интервале прихваченных труб, намеченных к освобождению.

Натягивают бурильную колонну с максимально возможным усилием. Желательно провести вращение в сторону затяжки резьбы и закрепить натянутую бурильную колонну в роторе. Затем производят взрыв и начинают раскачивание колонны (при необходимости с отбивкой ротором). Извлекают из скважины кабель, промывают и поднимают освобожденные трубы.

Если торпедирование производилось только для освобождения части бурильной колонны, то работы ведут в такой последовательности:

определяют верхнюю границу прихвата после взрыва торпеды, с помощью торпеды ослабляют резьбовое соединение над ней, вращением влево отсоединяют освободившиеся от прихвата трубы и промывают скважину. Затем трубы поднимают, уточняют их состояние и место отвинчивания. Вновь опускают трубы, соединяются с извлекаемыми трубами и повторяют работы по освобождению оставшейся прихваченной части труб по технологии, описанной выше, до полного их освобождения.

Неприхваченные трубы отсоединяются от прихваченных лучше, когда производится ослабление резьбового соединения взры-

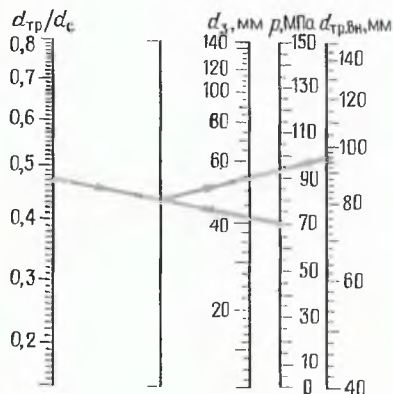


Рис. 4.6. Номограмма для определения диаметра заряда торпеды ТШТ для обрыва стальных бурильных труб в интервале, не закрепленном обсадными трубами

вом при наборе расчетного числа оборотов влево.

Для ослабления резьбовых соединений с целью последующего развинчивания бурильной колонны применяют торпеды из детонирующего шнура типа ТДШ и КТДШ, а также из набора шнуров ДУЗТВ. Длина торпеды должна гарантировать установку заряда против резьбового соединения. При предварительном определении местонахождения резьбового соединения с помощью локатора муфт длина торпеды делается равной 1–2 м. При торпедировании без нахождения замкового соединения длину торпеды берут на 2–3 м больше длины трубы. Подготовительные работы к ослаблению резьбовых соединений взрывом включают следующее.

Резьбовое соединение, подлежащее развинчиванию, выбирают по результатам работы локатора муфт, а также по результатам

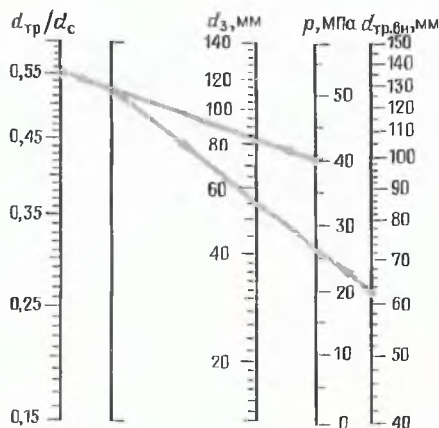


Рис. 4.7. Номограмма для определения диаметра заряда торпеды ТШТ для обрыва стальных бурильных труб в интервале, закрепленном обсадными трубами

изучения состояния ствола. Развинчиваемое соединение должно находиться ниже или выше каверны, чтобы исключить отклонение верха оставленных труб в каверну, а также не менее чем на 50 м ниже башмака обсадной колонны. Закрепляют резьбовые соединения труб, шаблонируют бурильную колонну. Величина заряда для разъединения в замковом соединении в 1,5, а муфтовом в 1,75 раза меньше, чем для обрыва труб, определенная по номограммам (рис. 4.6–4.8).

Ослабление резьбового соединения осуществляют следующим образом.

Резьбовое соединение, намеченное для отвинчивания, разгружают от веса верхних труб. Натянутую бурильную колонну закрепляют в роторе. Локатором муфт находят точное местонахождение разворачиваемого резьбового соединения. Торпеду подсоединяют к кабелю,

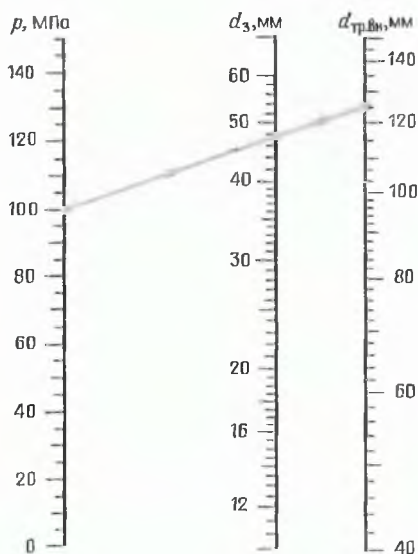


Рис. 4.8. Номограмма для определения диаметра заряда торпеды ТШТ для обрыва бурильных труб из алюминиевого сплава Д16Т

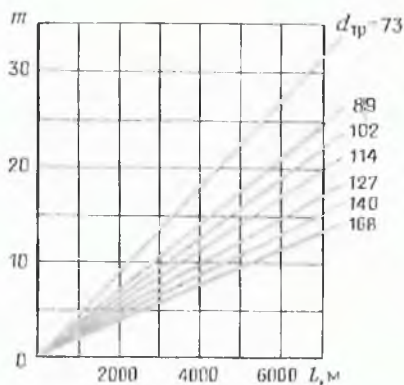


Рис. 4.9. График для определения числа оборотов ротора при обратном вращении

на котором спускался локатор муфт, спускают в скважину и устанавливают против намеченно-

го к развинчиванию резьбового соединения.

Закрепленную в роторе бурильную колонну поворачивают влево на число оборотов, определенное по графику (рис. 4.9).

При наборе последнего витка производят взрыв.

Кабель поднимают из скважины и окончательно развинчивают резьбовое соединение.

При торпедировании без точного определения нахождения замкового соединения локатором муфт его не спускают в скважину, а торпеда делается, как правило, только из детонирующего шнура длиной на 2–3 м больше длины трубы. Этот способ не практичен и ведет к многократному бесполезному расходованию ВВ.

Ликвидация прихвата с помощью ударных механизмов (ГУМ, ВУК, УЛП и т.д.)

Ударные механизмы (ясысы) широко применяются при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, прилипаниями на большую высоту, а также обвалами. При работе с использованием ясысы разрушается в зоне заклинивания связь между прихваченной частью колонны и стволом скважины. Наиболее широко применяют такие механизмы, как механический ударный (ГУМ) и вибрационный (ВУК) механизмы. В каждом нефтедобывающем районе имеются ясысы местных конструкций, изготовленные в мастерских или на местных заводах [7, 9].

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные

устройства — яссы в компоновку бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении прихвата включить механизм в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Ликвидация прихватов с помощью ударных механизмов осуществляется, когда методы ликвидации прихвата без разъединения бурильной колонны (гидроимпульс, торпедирование, ванны) не дали результата; длина извлекаемой части бурильной колонны не превышает 300 м; исключается отклонение в сторону верха прихваченной части колонны в зоне отвинчивания.

Поступивший на буровую ударный механизм осматривается снаружи с целью выявления возможных повреждений узлов и деталей при сборке, хранении, транспортировке до буровой. Проверяется соответствие узлов ударного механизма технической характеристике, техническим условиям и требованиям раздела, указаниям по технике безопасности и подготовке к эксплуатации, изложенным в инструкции по эксплуатации и паспорте, врученных мастеру совместно с ударным механизмом. Особо обращается внимание на отметку о проверке дефектоскопией замковых, трубных и трапецеидальных резьб и участков до 0,5 м прилегающих к ним переводников, шпинделей, корпусов для выявления дефектов в результате работы по ликвидации предыдущей аварии этим механизмом.

Перед спуском в скважину ударного механизма проводят следующие работы:

определяют интервал прихвата с помощью акустического цементомера;

развинчивают прихваченную колонну в резьбовом соединении над верхней границей прихвата или срезают кумулятивным труборезом и извлекают из скважины;

собирают компоновку бурильной колонны совместно с ударным механизмом, имеющим на конце инструмент для соединения с верхней частью извлекаемых труб (замковые ниппель или муфта, калибр труболовку, колокол и т.д., выбор которого зависит от состояния верхнего конца трубы извлекаемой колонны);

выбирают тип ударного механизма в зависимости от направления ударов и условий работы в скважине.

Компоновка низа бурильной колонны с ударным механизмом зависит от типа применяемого механизма и изложена в инструкции по эксплуатации этого механизма. Компоновка должна включать ловильный инструмент, безопасный замок, устанавливаемый над ним, ударный механизм, УБТ длиной 70—100 м, центратор, бурильные и ведущие трубы.

Все резьбовые соединения элементов компоновки низа и бурильной колонны, спускаемых в скважину, должны быть надежно закреплены.

Длина ведущей трубы, находящейся ниже стола ротора, должна быть 5—7 м.

Перед соединением ударного механизма с извлекаемыми трубами скважина промывается до выравнивания параметров бурового раствора.

Соединение с извлекаемыми трубами контролируется по давлению циркулируемого бурового раствора и показаниям роторного моментомера.

После соединения с извлекаемыми трубами площадка внутри вышки освобождается от инструментов, не используемых для дальнейшей работы. С буровой удаляются все лица, не участвующие в непосредственных работах по ликвидации прихвата.

После нанесения 8–10 ударов, если колонна труб не освободилась, ее пытаются 5–10 раз провернуть ротором и натянуть с предельно допустимыми усилиями. Указанные работы с применением для ликвидации прихвата ясса ударно-вибрационного не производятся. Число ударов механизмом зависит от его конструкции и состояния прихваченной буровой колонны.

Известны случаи освобождения прихваченных труб с помощью ГУМ после 300–400 ударов. Рекомендуется наносить 60–80 ударов. Если после этого буровая колонна не освобождается, то применяют другие методы ее извлечения.

При освобождении буровой колонны ударным механизмом восстанавливается циркуляция, скважина промывается при непрерывном расхаживании и затем буровая колонна извлекается.

Освобождение прихваченной буровой колонны с помощью испытателя пластов

В отечественной и зарубежной практике освобождение прихваченной буровой колонны с по-

мощью испытателя пластов широко применяется при ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления.

При использовании этого способа значительно снижается гидростатическое давление в зоне, расположенной ниже пакера испытателя пластов, который устанавливают над верхней границей прихвата как можно ближе к ней.

Этот способ рекомендуется применять в тех случаях, когда после нефтяной или другой жидкостной ванны колонна труб не освободилась.

Благоприятными условиями для освобождения прихваченной буровой колонны с помощью испытателя пластов является небольшой выход буровой колонны из-под башмака промежуточной колонны, а также нахождение долота выше забоя.

В первом случае имеется возможность установить пакер в обсадной колонне, а также создать условия для развинчивания буровой колонны на участке, находящемся в обсадной колонне, что будет способствовать надежному распакованию и легкому соединению с извлекаемыми трубами.

Во втором случае при освобождении прихваченной колонны труб сразу же заметно ее движение. Для осуществления этого способа необходимо определить верхнюю границу прихвата, ослабить в расчетном месте замковое соединение, левым вращением разъединить и извлечь буровую колонну. Затем спустить буровую колонну со следующей компоновкой низа: переводник для соеди-

нения с извлекаемыми трубами, бурильные трубы, перфорированный переводник (УБТ) для создания сообщения затрубного пространства с внутренним (перфорированный переводник по возможности надо устанавливать в обсадной колонне), пакер, испытатель пластов, бурильные трубы. Над испытателем пластов рекомендуется помещать ясс, конструкция которого исключает пропуски жидкости внутрь бурильной колонны.

После соединения с извлекаемыми трубами бурильную колонну разгружают и создают нагрузку на резиновый элемент испытателя пластов.

После распакования открывают испытатель пластов, снижая давление под пакером на прихваченную часть бурильной колонны. Признаком освобождения колонны служит увеличение веса и проседание пакера, а также снижение уровня жидкости в затрубном пространстве.

При ликвидации аварий испытателями пластов возможны смятие обсадной колонны и поломки его узлов вследствие недостаточной грузоподъемности. Чтобы избежать этого, необходимо выполнять следующие основные условия:

- 1) во время спуска испытателя пластов и работы с ним надо непрерывно следить за уровнем бурового раствора в междутрубном пространстве;

- 2) следует подготовить обязательку устья скважины к немедленному заполнению скважины буровым раствором в случае снижения его уровня ниже допустимого предела;

- 3) длину буровой колонны,

спускаемой с испытателем пластов и не заполненной буровым раствором, надо выбирать таким образом, чтобы исключить возможность смятия обсадной колонны при возникновении перетока бурового раствора из затрубного пространства в бурильные трубы;

- 4) гидростатическое давление у башмака последней обсадной колонны и давление внутри бурильных труб, создаваемое буровым раствором, должны быть равными.

Для извлечения бурильной колонны грузоподъемностью большей, чем грузоподъемность испытателя пластов, нижнее соединение нижнего переводника со штоком должно быть или исключено или усилено (резьба должна быть удлинена, а шток изготовлен из стали повышенной прочности).

Ликвидация прихватов обуриванием

Этот способ наиболее надежен при достаточном зазоре между бурильными трубами и стенкой скважины. Для применения данного способа необходимо использовать тонкостенные трубы с обязательной установкой в нижней части кольцевого фрезера. При обуривании связь между поверхностью трубы и фильтрационной глинистой коркой нарушается.

Процесс обуривания сложный. Как правило, небольшой кольцевой зазор между обуриваемой трубой и стенкой скважины значительно осложняет процесс обуривания. Поэтому работы в скважине надо вести при повышенном техническом надзоре.

Запрещается оставлять обурочную трубу на длительное время без движения, даже при подготовительных работах к наращиванию бурильных труб рекомендует-ся ее проворачивать.

После обуривания прихваченных труб на две-три трубы их соединяют с замковым элементом или ловильным инструментом, расхаживают и пытаются поднять. Если это не дает результата, то срезают обуренные трубы или развинчивают их над верхней границей прихвата, используя для ослабления резьбового соединения торпеду. После извлечения части обуренных труб работы по обуриванию повторяют, пытаются освободить прихваченные трубы расхаживанием и, если это не дает результата, их снова срезают или развинчивают. Указанные работы повторяют до тех пор, пока прихваченные трубы не будут извлечены.

Извлечение бурильной колонны по частям

Способ извлечения бурильной колонны по частям очень сложный, требует большого опыта и осторожности.

Сложность этого способа заключается в том, что не всегда возможно отсоединить колонну труб в нужном месте. Нередко разъединение происходит значительно выше намеченного места разворота или одновременно в двух-трех местах; в местах, где затруднено последующее соединение с извлекаемой колонной, — в кавернах, под башмаком обсадной колонны, на участке зависания колонны в желобе; по наиболее

изношенным резьбовым соединениям, находящимся на нежелательном месте разворота. Поэтому, прежде чем приступить к извлечению колонны труб по частям путем ее развинчивания, необходимо тщательно изучить состояние прихваченной колонны и ствола скважины.

1. Сопоставить размеры скважины и бурильной колонны. Если диаметр скважины больше двух диаметров бурильных труб, то это может вызвать после отвинчивания бурильной колонны в нескольких местах установку труб в два ряда.

2. Уточнить вид и качество бурильных труб и их соединений. Если бурильная колонна состоит из труб с приваренными полузамками или с замками, навинченными горячим методом крепления, то это исключает отсоединение одного ниппеля или одной муфты, что ускорит процесс развинчивания. Когда прихваченная колонна состоит из труб второго класса и ниже, вероятность обрыва и развинчивания труб одновременно в нескольких местах увеличивается. В таком случае при извлечении бурильной колонны по частям авария может усложниться. Изношенность труб и соединений, входящих в комплект прихваченной бурильной колонны, вынуждает остановиться на торпедировании.

3. Учитывать конструкцию скважины. Если прихваченная колонна выходит немного ниже башмака предыдущей колонны, то развинчивание бурильной колонны может пройти успешно. Если же в интервале развинчивания бурильной колонны скважина не перекрыта обсадными трубами и в

стволе имеется большое количество каверн, то развинчивание бурильной колонны по частям может быть безуспешным. Чем глубже скважина и больше выход бурильной колонны из-под башмака обсадной колонны, тем труднее ее развинчивать.

4. Развинчивание бурильной колонны будет успешным, если породы, слагающие разрез, твердые, а ствол скважины имеет небольшую кривизну.

Сочетание указанных и других благоприятных условий для развинчивания бурильной колонны еще не обеспечивает положительного исхода. Для того чтобы этот процесс прошел успешно, необходимо тщательно выполнять следующие минимальные требования к технологии развинчивания бурильной колонны по частям.

1. Никогда не следует развинчивать бурильные трубы большого диаметра трубами меньшего диаметра. Применение, например, 114-мм труб с левой резьбой для развинчивания 140-мм бурильных труб с правой резьбой может только усложнить состояние прихваченной колонны.

2. Прежде чем приступить к развинчиванию бурильной колонны, необходимо обеспечить вращение ротора с минимальной частотой (20—40 об/мин). Для этого надо проверить соотношение числа зубцов на звездочках привода ротора на подъемном валу лебедки и вала ротора и в случае необходимости сменить их. Кроме уменьшения частоты вращения ротора этим достигается передача ротору максимальных усилий от привода и плавность отвинчивания.

3. Ловильный инструмент, спус-

каемый для развинчивания, должен иметь направляющую воронку, а метчики — центрирующее приспособление с воронкой. Размер воронки должен быть максимально допустимым.

4. Колонну труб с левой резьбой нельзя соединять в свечи на муфтах. Муфтовые соединения сами (в данных условиях) являются источником аварий. В составе такой колонны рекомендуется использовать трубы несборной конструкции. Практика последних лет показывает, что для эффективного проведения ловильных работ желательно применять беззамковые трубы из алюминиевых сплавов. Особенно хорошо зарекомендовали себя беззамковые трубы диаметром 146 мм с толщиной стенки 11 мм и диаметром 30 мм с толщиной стенки 10 мм.

5. Ведущая труба до начала развинчивания должна выступать над ротором не менее чем на 2 м.

6. Нельзя допускать офрезерования бурильных труб обсадными трубами без надетого на их конец кольцевого фрезера. В большинстве случаев это приводит к оставлению обсадных труб в кольцевом пространстве.

При развинчивании бурильной колонны необходимо следить за креплением ствола вертлюга к ведущей трубе. Наблюдается много случаев развинчивания в этом соединении вследствие недосмотра за состоянием резьбы.

Перед работой трубами с левой резьбой необходимо обязательно устанавливать верньер — манометр индикатора веса, который фиксирует малейшие изменения веса, характеризующие степень отвинчивания бурильной колонны.

Для предупреждения поломок бурильных ключей при соединении свечей необходимо подматывать нити пенькового каната на один-два витка замковой резьбы ниппеля, что намного облегчает развинчивание колонны при подъеме.

В других случаях для ускорения развинчивания поднимаемой колонны бурильных труб подогревают замковое соединение кислородными горелками или паяльными лампами при соблюдении соответствующих требований техники безопасности.

Из изложенного следует, что развинчивать бурильную колонну с правой резьбой следует лишь в крайнем случае, когда имеются соответствующие благоприятные условия или когда нельзя пропустить в колонну турборез или торпеду с установкой их над местом прихвата, например если в середине колонны или в верхней ее части установлен переводник с небольшим проходным отверстием или произошел прихват колонны после обрыва ее в верхней части, а соединение метчика с оставленной колонной не позволяет пропустить торпеду.

Перед работой с левой резьбой трубами натягивают бурильную колонну с правой резьбой с усилием, равным ее весу, и вращают ее влево. В момент отвинчивания происходит резкий подъем колонны. После извлечения отвинченных правых труб продолжают развинчивание колонны трубами с левой резьбой до предполагаемого места прихвата без офрезерования находящейся в скважине части колонны.

Однако не следует чрезмерно

увлекаться развинчиванием бурильной колонны без офрезерования, так как даже наполовину прихваченную трубу длиной 10—12 м во многих случаях отвинтить невозможно.

К прихваченному участку бурильной колонны спускают кольцевой фрезер, который прикрепляется к обсадным трубам. Длина последних должна быть на 2—3 м больше длины офрезерываемой свечи или трубы. В последнее время вместо обсадных труб стали спускать корпус турбобура с верхним переводником. К нижней части корпуса прикрепляют кольцевой фрезер. Фрезер может быть с правой и левой резьбой, но предпочтение надо отдавать правому фрезеру, так как при фрезеровании левым фрезером возможно отвинчивание бурильных труб с правой резьбой, находящихся в скважине. Для работы левым фрезером на обсадных трубах или на корпусе турбобура перерезают резьбу с правой на левую.

Бурильные трубы фрезеруют роторным способом при частоте вращения колонны не более 60—80 об/мин с нагрузкой 20—60 кН, при скорости восходящего потока жидкости не менее 1,2 м/с.

После офрезерования бурильных труб на длину фрезера с обсадными трубами скважину промывают до выравнивания плотности промывочной жидкости и поднимают фрезер. При промывке нельзя оставлять фрезер без движения, так как он может быть прихвачен. Затем спускают колонну труб с левой резьбой и отвинчивают часть бурильной колонны. Далее последовательно с офрезерованием извлекают остальные

трубы. Метчик, колокол, направляющие воронки и типы фрезеров выбирают соответственно указаниям, изложенным при описании ловильного инструмента.

Турбобуры, электробуры и УБТ фрезеруют в тех случаях, когда диаметр скважины и фрезеруемого предмета отличаются между собой на 95—100 мм.

При фрезеровании бурильных труб, находящихся в скважине, трудно ввести трубы в кольцевой фрезер. Разница между наружным диаметром фрезера и диаметром скважины не всегда обеспечивает заход трубы во фрезер. Чаще всего фрезер становится на трубу. В таком случае легкими поворотами фрезера с небольшой нагрузкой (15—20 кН) вводят трубу во фрезер. В интервалах залегания твердых пород возможны повышенные нагрузки. Для этого создают нагрузку на верх офрезеруемых труб до 100—120 кН и при последующих периодических поворотах ротора заводят трубу во фрезер. Увеличение нагрузки на крюке свидетельствует о том, что фрезер заходит в кольцевое пространство. Легкость вращения ротора (чувствуется по работе ротора и цепной передаче) подтверждает заход трубы во фрезер.

Извлечение бурильной колонны с помощью труборезов кумулятивных

В последнее время применяются труборезы кумулятивные. Для работы с ними определяют интервал прихвата или верхнюю границу прихвата. Бурильную колонну натягивают на допустимое усилие и закрепляют в этом положении. Спускают шаблон кумулятивного

трубореза, а затем и сам труборез и срезают трубу в намеченном месте, как можно ближе к границе прихвата. Извлекают находящуюся выше среза часть бурильной колонны труб. Далее или пытаются извлечь оставшуюся часть труб одним из известных методов (с помощью ударных механизмов, разрушением труб фрезерами, обуриванием), или забуривают новый ствол.

В подобных благоприятных условиях поочередное применение обуривания со срезом обуренных труб позволяет исключить необходимость в извлечении бурильной колонны по частям колонной с левой резбой.

Торпедирование для обрыва бурильной колонны

При прекращении ловильных работ в скважине с находящейся в ней бурильной колонной или принятии решения о забуривании нового ствола неприхваченные трубы извлекают для повторного использования. Для этого рекомендуется применять труборезы кумулятивные или торпеды шашечные типа ТЩ, ТШТ и ТКДШ.

Непрерывное условие проведения торпедирования — свободное прохождение торпеды до места взрыва. Торпедирование следует производить при условии, что после него бурильная колонна, находящаяся выше границы прихвата, будет поднята без особых затруднений.

Торпедированием по сравнению с другими методами можно извлечь наибольшее число бурильных труб.

Диаметр заряда торпеды ТШТ

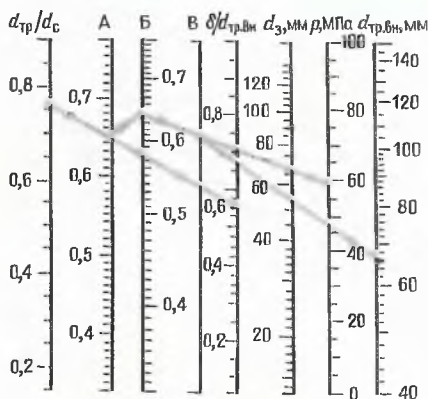


Рис. 4.10. Номограмма для определения диаметра заряда торпеды ТШТ для обрыва утяжеленных бурильных труб

из флегматизированного гексогена или состава ГФГ-2 определяется по номограммам, приведенным на рис. 4.6—4.8 и 4.10. При использовании заряда из состава ГНДС или НТФА необходимо полученное по номограммам значение умножить на 1,2 [15].

Примеры пользования номограммами.

Пример 1. Требуется определить диаметр заряда торпеды ТШТ для обрыва стальных бурильных труб диаметром 114 мм и толщиной стенки 10 мм при гидравлическом давлении 70 МПа в скважине диаметром $d_c = 243$ мм.

На номограмме рис. 4.6 соединяем линейкой точки со значениями $d_{тр}/d_c = 0,47$ и $p = 70$ МПа. Полученную засечку на вспомогательной шкале соединяем с точкой на соответствующей шкале со значением внутреннего диаметра трубы $d_{тр.вн.}$ равного 94 мм. В месте пересечения этой прямой со шкалой $d_з$ получим значение 51—52 мм. В данном случае может быть использована торпеда ТШТ 50/55, возможности которой по обрыву бурильных труб с $d_{тр} = 114$ мм в указанных условиях являются предельными, т.е. при большем гидростатическом давлении обрыва труб может не быть.

Пример 2. Требуется определить диаметр заряда торпеды ТШТ для обрыва прихваченных насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм в интервале с гидравлическим давлением 40 МПа, закреплённом обсадными трубами с внутренним диаметром 132 мм.

Аналогичным предыдущему построением по номограмме (см. рис. 4.7) определяем, что требуемая величина заряда должна быть в пределах 54—55 мм, т.е. даже применение торпеды ТШТ 50/55 не может гарантировать обрыв указанных труб в закреплённом интервале. Этот и предыдущий примеры показывают сильное влияние обсадных труб на выбор величины заряда.

Пример 3. Требуется определить диаметр заряда торпеды ТШТ для обрыва прихваченных легкосплавных бурильных труб диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм, изготовленных из алюминиевого сплава Д16Т. Гидравлическое давление в интервале торпедирования $p = 100$ МПа.

На номограмме (см. рис. 4.8) соединяем линейкой точки со значениями $p = 100$ МПа и $d_{тр.вн.} = 125$ мм и в точке пересечения этой прямой со шкалой $d_з$ получаем 47 мм. Для этого случая выбирается торпеда ТШТ 50/55.

Пример 4. Требуется определить диаметр заряда торпеды ТШТ для обрыва утяжеленной бурильной трубы наружным диаметром 146 мм и внутренним 68 мм в скважине диаметром 190 мм при гидравлическом давлении 60 МПа. Для данного случая имеем $d_{тр}/d_c = 0,77$, $\delta/d_{тр.вн.} = 0,57$.

На номограмме (см. рис. 4.10) соединяем линейкой точки на соответствующих шкалах с указанными значениями $d_{тр}/d_c$ и $\delta/d_{тр.вн.}$. Получаем некоторое вспомогательное число на шкале А, которое переносим на шкалу В. Полученную точку на шкале В соединяем прямой с точкой со значением 60 МПа на соответствующей шкале. Точку пересечения этой прямой со шкалой В соединяем с точкой со значением 68 мм на шкале $d_{тр.вн.}$ и в точке пересечения со шкалой $d_з$ получаем требуемый диаметр заряда 55 мм. По условиям проходимости в данном случае мо-

жет быть использована только торпеда ТШТ 50/55, заряд которой диаметром 50 мм в наших условиях не может гарантировать обрыв утяжеленной бурильной трубы. В данном случае торпедирование наиболее эффективно в резьбовом соединении УБТ.

После торпедирования восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и пытаются поднять бурильную колонну при помощи талевой системы. Как показал опыт, после торпедирования бурильную колонну нельзя извлечь сразу без приложения усилий, превышающих вес бурильной колонны до места торпедирования. Поэтому после торпедирования колонну расхаживают и проворачивают ротором, но без больших усилий. Хорошие результаты дает натяжка колонны гидравлическими домкратами.

Импульсно-волновой способ ликвидации прихватов

Импульсно-волновой способ ликвидации прихватов основан на подаче упругой импульсной волны от устья скважины по бурильной колонне на ее прихваченный участок.

Для этого на роторе буровой устанавливается импульсный двигатель, состоящий из якоря и реактора. Якорь через переводник жестко подсоединяется к бурильной колонне, а реактор подвешивается на талевой системе.

От источника энергии через выпрямитель и наполнитель энергия поступает на обмотки якоря и реактора импульсного линейного двигателя, где импульсный ток создает импульс механической силы до 1400 кН, направленный по оси колонны, при этом верхняя

часть бурильной колонны защемляется и остается неподвижной, а упругая волна со скоростью звука устремляется вниз к месту прихвата и устраняет его. Чем длиннее зона прихвата, тем больше импульсов требуется для освобождения от него колонны.

Способ и средства для его осуществления разработаны специалистами Харьковского отделения УкрНИГРИ, которые проводят работы по ликвидации прихватов по заказам предприятий.

Ликвидация аварий, возникающих при спуске и креплении обсадных колонн

При прихвате обсадной колонны следует восстанавливать интенсивную циркуляцию промывочной жидкости и одновременно расхаживать колонну. Расхаживание надо производить без резких посадок, усилие при натяжке колонны должно на 50–100 кН превышать вес колонны до прихвата. Если эти меры не дают положительных результатов, то обсадную колонну цементируют в месте вынужденной остановки.

Когда требуется обязательно допустить колонну до забоя, т.е. когда вынужденная остановка из-за прихвата равноценна ликвидации скважины по техническим причинам, ведут длительные работы для освобождения прихваченной колонны (пытаются освободить ее при помощи ванны или сплошной промывки скважины нефтью или кислотой).

Прихваченную обсадную колонну, через которую прекратилась циркуляция промывочной жидкости, пытаются освободить восста-

новлением циркуляции через отверстия в колонне выше стоп-кольца. Для этого над последним в колонне простреливают 15–20 отверстий. Если эти работы оказываются безрезультатными, то определяют верхнюю границу прихвата с помощью прихватоопределителя, а по возможности и интервал прихвата с помощью акустического цементомера. Над интервалом прихвата простреливают 15–20 отверстий и пытаются восстановить циркуляцию. Если после этого колонна не освобождается, то решают вопрос о дальнейших работах на скважине. Как правило, ее цементируют в данном положении.

При заклинивании обсадных труб в обсадной колонне или прихвате их в необсаженной части практикуется следующий метод ликвидации аварий.

Определяют место прихвата колонны. Обрезают неприхваченную обсадную колонну над местом прихвата и поднимают. Затем последующими спусками трубoreзки разрезают прихваченные трубы на части, длина которых 1,5–2 м. Этот метод целесообразно применять, если длина прихваченных труб небольшая. Помимо этого, можно небольшие участки колонн в подобных случаях разрушать забойными фрезерами.

Иногда описанным методом устраняют нарушения целостности обсадных колонн, для чего извлекают трубы выше мест нарушения, если они не зацементированы и не прихвачены, удаляют нарушенные участки труб разрезанием нарушенной трубы на пять-семь кусков. Затем после удаления де-

фектного участка трубы соединяют с оставшейся в скважине колонной с помощью специального герметизирующего устройства. Последнее представляет собой корпус с набором манжет, металлических колец, конических плашек и пружины, размещенных внутри его. Устройство работает по принципу ловителя с промывкой.

При посадке колонны на забой часть труб забивается шламом. Чтобы освободить трубы от шлама, колонну, если это возможно, приподнимают. Если она оказалась прихваченной, то простреливают отверстия над стоп-кольцом, восстанавливают циркуляцию. Затем ее расхаживают при увеличенной прокачке промывочной жидкости и переходят на промывку водой или нефтью. Когда и это не удастся, то колонну или разрезают и извлекают по частям, или цементируют.

Извлечение обсадных колонн по частям упрощается, если можно произвести их обуривание. В этих случаях обуривают часть колонны, спускают преимущественно наружную трубоволку или наружный ловитель, соединяются с извлекаемыми трубами и пытаются извлечь трубы расхаживанием. Если это не удается, то в скважину спускают трубoreз (кумулятивный, пескоструйный или механический) и срезают обуренную часть колонны. Затем операцию повторяют. Применение последовательного обуривания со срезанием колонны трубoreзом позволяет извлечь обсадную колонну.

Упавшую в скважину часть колонны обсадных труб извлекают ловителем и трубоволкой для об-

садных труб (преимущественно типа ТВО).

Использование неосвобождающихся ловильных инструментов (груболовки, ловители, специальные переводники) нежелательно.

Обсадные трубы и часть обсадных колонн диаметром более 426 мм, как правило, не поддаются извлечению.

При смятии обсадной зацементированной колонны спускают печатный или скважинный фотоаппарат для выяснения формы и степени смятия колонны.

Чтобы выправить смятие колонны, применяют различные оправки. Максимальный наружный диаметр оправки должен быть на 5–10 мм меньше внутреннего диаметра колонны. При необходимости после выправления колонну закрепляют цементным раствором.

Желательно, чтобы оправки, спускаемые в скважину диаметром более 190 мм, имели направляющую головку меньшего диаметра по типу пилот-долота, которую необходимо фиксировать от самоотвинчивания. Направляющая головка проходит ниже места нарушения и исключает зарезку нового ствола за обсадной трубой.

Разрушенное, при цементировании колонны тело трубы почти нельзя восстановить, можно только выправить нарушенные участки оправками и перекрыть их другой колонной.

Когда при продавливании весь цементный раствор или значительное его количество остается в колонне, ее поднимают, если позволяет грузоподъемность вышки и оборудования. В противном случае из колонны немедленно вымы-

вают цементный раствор (пока он не успел схватиться), так как промедление может привести к ликвидации скважины, или приступают к разбурированию цементного стакана — работе длительной и не всегда дающей положительные результаты.

Ликвидация аварий с турбобурами и турбодолотами

О возникновении аварии с турбобуром свидетельствует резкое падение давления промывочной жидкости почти без потери веса колонны.

При срыве замковой резьбы верхнего переводника турбобура в скважину спускают ловитель или турболовку. При уверенности, что резьба замковой муфты находится в хорошем состоянии, спускают метчик-калибр или новый замковый ниппель, которым соединяются с оставленным турбобуром. Работы производят согласно правилам эксплуатации выбранного ловильного инструмента, помня о необходимости спуска в соответствующих условиях ловильного инструмента с центрирующим приспособлением.

При срыве резьбы, соединяющей переводник с корпусом турбобура или секции между собой, спускают резьбовой калибр или новый переводник. Последний используют в том случае, когда уверены, что резьба корпуса турбобура не нарушена и доступ к ней не закрыт. Если позволяет диаметр скважины, то для извлечения турбобура спускают трубную ловушку, представляющую собой отрезок обсадной трубы с вмятинами, или ловитель турбобура конструк-

ции Алянчикова для захвата турбобура под ниппель.

При поломке корпуса, когда часть статоров оказывается открытой или когда отвинтился ниппель, т.е. открыты все статоры, для извлечения узлов турбобура применяют трубную ловушку с вмятинами по телу для заклинивания в них турбобура. Чтобы убедиться в том, что турбобур находится в ловушке, колонну приподнимают на 1—5 м над забоем и медленно восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Увеличение давления свидетельствует о соединении ловушки с турбобуром.

Другой способ извлечения турбобура — захват его укороченным ловителем или турбиноловкой за выступающую часть вала с гайкой и контргайкой. Для облегчения захвата турбобура за выступающую часть вала контргайку удлиняют на 200 мм. Наружный диаметр ее делают равным диаметру трубы или замка, что способствует захвату турбобура за выступающую часть соответствующим ловителем. Резьба гайки и контргайки не у всех турбобуров левая, поэтому не всегда можно работать колоколом.

При поломке вала турбобура или турбодолота, а также при отвинчивании гайки и контргайки в скважине остается вал турбобура, который извлекают ловителем или колоколом. Если соединению ловильного инструмента с турбобуром мешает распорная втулка, то ее извлекают гладким колоколом, который иногда применяют для захвата турбобура за верхнюю опору. Для ликвидации заклинивания турбобура используют кислотную ванну, а для ликвидации

прихвата вследствие сальникообразования — нефтяную или водяную ванну либо один из методов, подобный ликвидации аварий с прихватом труб.

Если корпус турбобура заклинен над забоем и применяемые методы извлечения его с помощью расхаживания и ванн не дали результатов, то перед торпедированием бурильной колонны турбобур пытаются сбить на забой. Для этого разгружают колонну на 100—150 кН, опускают в нее шаблон с целью выявления возможностей беспрепятственно дойти до вала турбобура. После подъема шаблона в колонну бросают два жестко соединенных вала турбобура с головкой в верхней части для захвата его лебедкой ЛГТ-300. Если турбобур не удалось сбить, то валы поднимают лебедкой и повторяют операции несколько раз, но не более десяти. Сбивать заклиненный турбобур эффективнее способом, описанным П.М. Люшкиным, М.О. Канаренштейном и В.П. Смирновым. Сущность его состоит в следующем. Бурильную колонну отсоединяют от турбобура (торпедированием, труборезом или развинчиванием) так, чтобы верхняя его часть не была нарушена. К нижней части поднятой колонны присоединяют глухой переводник, исключающий прохождение промывочной жидкости внутрь труб, и спускают бурильную колонну в скважину, обеспечивая герметичность замковых соединений. Внутренняя часть бурильной колонны остается не заполненной жидкостью в пределах допускаемых величин, исключающих смятие труб. По достижении верха оставленного турбобура

колонну разгружают. Усилие разгрузки берут в зависимости от диаметра бурильных труб, но не более 150 кН. Затем внутрь пустых труб бросают жестко соединенные между собой два вала турбобура с головкой под пилис грунтоноски наверху. Валы ударяются о дно глухого переводника, передавая силу удара на заклиненный турбобур. Если после первого удара турбобур не освободится, то валы поднимают и сбрасывают несколько раз. Сбитый турбобур ловят одним из описанных методов. Когда работы по извлечению турбобура не дают результата, забуривают второй ствол.

Если поломка корпуса турбодолота произошла так, что верх его оканчивается выступающей из вала грунтоноской и ее опорой, то следует применить ловушку с вмятинами и захватить его за верхнюю опору или за роторы и статоры. Когда же этот прием не дает результата, извлекают сначала подъемную грунтоноску, затем спускают трубуловку или метчик для соединения с валом турбодолота.

Ликвидация аварий с долотами

Признаками аварий с долотами при роторном бурении являются неравномерное вращение, вертикальные колебания бурильной колонны, а также прекращение проходки, при электробурении — снижение показаний амперметра и отсутствие проходки, а при турбинном — остановки турбобура, а также отсутствие проходки. Выбор метода зависит от конкретных условий и наличия разрушающих инструментов. Установлено, что

долото диаметром 295 или 269 мм может разрушаться при двух-трех спусках башмачного или забойного фрезера. Последующими спусками паука гидромеханического или магнитного фрезера извлекают куски металла с забоя. Долото, оставленное посредине ствола скважины, сначала доводят до забоя, потом определяют печатью его положение. Если долото стоит присоединительной резьбой вверх, то его извлекают так же, как и в предыдущем случае. Во всех других случаях его разрушают фрезером или торпедой.

Категорически запрещается извлекать бескорпусные долота метчиком.

Это приводит или к расколу долота, или к оставлению его над забоем, так как метчик очень плохо закрепляется по сварному шву.

Шарошки долот и липы с шарошками, а также лопатки лопастных долот, оставленные в скважине, извлекают пауком гидромеханическим или магнитным фрезером. Целесообразно работать магнитным фрезером в комплексе с металлоуловителем, устанавливаемым над ним.

При отсутствии паука гидромеханического или магнитного фрезера соответствующей грузоподъемности шарошки долота или липы с шарошками разрушают забойным или башмачным фрезером.

В зависимости от твердости пород на забое поверхность торцовой части фрезера должна быть выпуклой, плоской и вогнутой. Для повышения эффективности очистки забоя над забойным фрезером надо устанавливать металлоуловитель.

В других случаях узлы долота извлекают фрезером-пауком, гидравлическим пауком или пауком, изготовленным из обсадной трубы. Иногда для разрушения одной шарошки на забое используют штыревые долота.

Этот метод применять не следует, так как процесс разрушения продолжается долго, на забое часто остаются шарошки того долота, которым разрушали породы.

После работы штыревым долотом на забое остается много металла, поэтому замедляется углубление скважины, а в некоторых случаях возникает новая авария с поломкой долот. При этом на разрушивание шарошки одного долота иногда расходуются два-три дорогостоящих штыревых долота.

Для извлечения лап с шарошками от долот большого диаметра в мягких породах нередко нарезают второй ствол (турбобуром с отклонителем, в который затем пикообразным долотом сталкивают лапы с шарошками) и цементируют его. Для этого на 8–10 м выше места оставленного долота вырабатывают уступ и нарезают новый ствол с таким расчетом, чтобы его забой оказался ниже старого забоя на 15–20 м.

Освобождение скважин от посторонних предметов

Упавший в скважину предмет может застрять в стенке скважины над забоем и заклинить спускаемую колонну. Особенно часто это случается там, где скважина имеет большую кривизну, значительную длину необсаженной части ствола скважины, много уступов, каверн и т.д. Поэтому при наличии в

скважине названных условий не следует спешить со спуском инструмента для разрушения предмета на забое. Сначала надо спустить прихватоопределитель для выяснения местонахождения металла. Если предмет находится в стенке скважины над забоем, то скважину прорабатывают эксцентричным долотом в зоне нахождения предмета, чтобы сбить его на забой. Затем снова спускают прихватоопределитель и, если предмет не был сбит, торпедируют его и прорабатывают скважину до забоя.

Упавший в скважину посторонний предмет извлекают ловильным инструментом, выбор которого определяется размером и формой предмета. Если размеры предмета позволяют ему разместиться в гидромеханическом пауке, то надо постараться извлечь предмет с его помощью.

Использование магнитного фрезера зависит от размера и веса извлекаемого предмета.

Крупные предметы (роторные клинья, челюсти ключей АКБ-3 и т.д.) разрушают на забое забойными или башмачными фрезерами, а также коронками башмачных фрезеров, присоединяемыми к магнитным фрезерам. Колонковые трубы, подъемные грунтоноски и другие предметы разрушают забойными фрезерами или извлекают трубными ловушками, представляющими собой трубу с воронкой. На трубе делают загнутые вверх вырезы, в которых зажимается извлекаемый предмет. В отдельных случаях крупные детали разрушают торпедами типа ТКО.

Скважину периодически необходимо очищать от мелких метал-

лических предметов, чтобы исключить последующее заклинивание ими колонны труб. Очищать забой рекомендуется магнитным фрезером, присоединенным к шламометаллоуловителю, или эжекционным металлоуловителем.

Ликвидация прочих аварий

Ликвидация аварий, возникающих при геофизических работах в скважине

При геофизических работах в скважине встречаются следующие виды аварий: прихваты прибора и кабеля, обрыв кабеля, оставление в скважине скважинных приборов, торпед, радиоактивных веществ. При ликвидации аварий всех видов, возникших во время проведения геофизических работ в скважинах, на буровой присутствует геофизический отряд, который при необходимости проводит определение местонахождения кабеля, прибора, контрольные замеры бурильной колонны и другие работы, направленные на ускорение ликвидации аварии.

Ответственным представителем геофизической службы на скважине при ликвидации аварии является

ся главный инженер, начальник или старший геофизик производственного отдела экспедиции, который совместно с представителем буровой организации составляет план работ и инструктирует работников партии.

Ликвидация прихвата кабеля и прибора

О возникновении прихвата свидетельствуют рост нагрузки на датчике натяжения каната, изменение характера работы двигателя и прекращение изменения регистрируемого параметра. В этих случаях надо немедленно прекратить подъем кабеля. Далее, необходимо определить группу прихвата (кабеля или прибора), для чего следует найти свободную длину кабеля L_c (в м) по формуле

$$L_c = \frac{\Delta l}{10K\Delta p} 10^3,$$

где Δl — дополнительное удлинение кабеля, м; K — коэффициент упругого удлинения кабеля с закрепленными концами, зависящий от типа кабеля; Δp — дополнительная нагрузка на кабель (сверх его веса), кН.

Тип кабеля	КГ3-59-90	КГ1-59-200	КГ3-59-250	КГ7-68-180
Коэффициент K	1,43	1,7	1,7	1,73
Типа кабеля	КГ1-53-90	КГ1-53-180	КОБД-4	КГКТ-2
Коэффициент K	1,78	1,88	2,13	2,2

Если свободная длина кабеля, полученная по формуле, равна его фактической с точностью до 10 %, то прихвачен прибор. Если свобод-

ная длина кабеля окажется на 30 % меньше фактической, то прихвачен кабель. В остальных случаях группу прихвата определить нельзя.

Допустимая нагрузка, превышающая вес

кабеля, находящегося в скважине, кН.....	8,0	17,7	22,7	24,6	39,2
Разрывное усилие кабеля, кН.....	24	53	68	78	98

Примечание. Приложение усилий выше указанных не допускается. Если при приложении соответствующих нагрузок прихват не ликвидируется, то дальнейшие работы ведут по плану, составленному совместно представителями геофизической и буровой организаций.

Как правило, затем пытаются извлечь кабель с помощью спуска бурильной колонны с пропуском кабеля внутри нее. Причем если проходное отверстие бурильной колонны допускает прохождение внутри нее прибора, то низ колон-

ны оснащают воронкой. Если такой возможности нет, то к бурильной колонне присоединяют ловильный инструмент для захвата прибора, показанный на рис. 4.11.

Наиболее эффективный метод освобождения прихваченного ка-

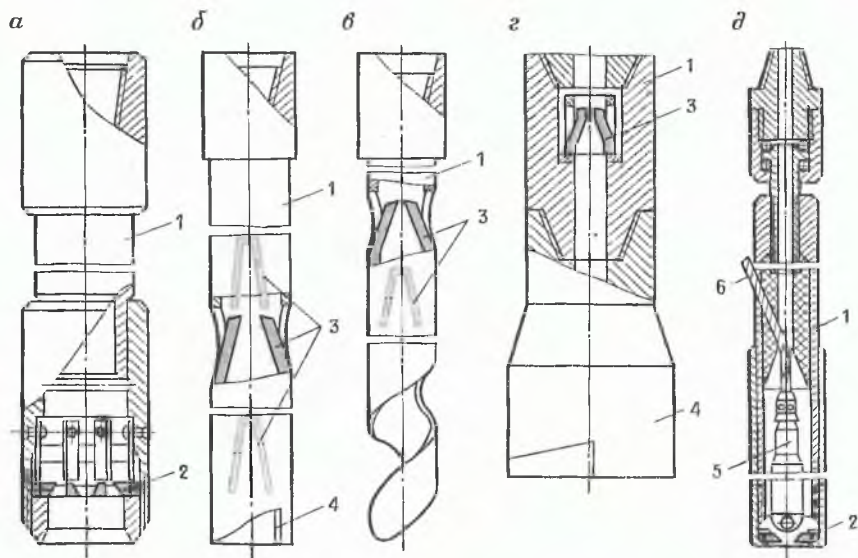


Рис. 4.11. Ловители геофизических приборов:

а — ловитель лепестковый; б — ловитель с воронкой; в — ловитель со спиральным отводом; г — ловитель со сменным захватом; д — ловитель прибора с кабелем

1 — корпус; 2 — лепестки подпружиненные; 3 — захваты; 4 — воронки; 5 — извлекаемый прибор; 6 — кабель

беля предложен А.В. Ферштерем. На каротажном кабеле устанавливается зажим на высоте 1 м от ротора, затем кабель с зажимом опускается на ротор и удерживается там специальной вилкой. Выше зажима делают петлю из кабеля, над которой кабель обрубает. На

конце оставшегося у лебедки кабеля крепят карабин или крючок с предохранителем, предотвращающим самопроизвольное отсоединение от него петли. Кабель с карабином пропускают через ролик, специально установленный у кронблока. Затем к нему присоединяют груз и пропускают через бурильную трубу. После этого груз отсоединяют от карабина и цепляют последний за петлю кабеля, подвешенного на роторе. Натягивают каротажной лебедкой кабель, освобождают вилку и бурильную трубу спускают в скважину. После установки трубы на элеватор на торец муфты бурильного замка устанавливают вилку и на нее опускают зажим кабеля с петель. Карабин отсоединяют от петли, подвешивают к нему груз, пропускают их через очередную трубу или свечу, проводя поочередно описанные операции, и опускают бурильную колонну до места прихвата кабеля.

Прихваченный кабель, как правило, освобождается при доведении до места прихвата воронки бурильной колонны.

Применение такого метода сохраняет кабель, хотя не исключает его разрыв в желобе или в обсадной колонне в месте заклинивания. Вероятность одновременно извлечь и прихваченный прибор мала, особенно если ниже места заклинивания большой интервал открытого ствола и диаметр скважины более 190 мм.

Наличие искривленного ствола с резко меняющимся азимутом часто приводит к потере прибора или к неудачному расположению его на забое или, при попытке захватить прибор, к его разрушению.

Несмотря на указанное, этот метод наиболее универсальный и результативный.

При прихвате прострелочно-взрывных аппаратов производят их отстрел, если допустимо по условиям строительства скважины. Если установлено, что прихвачен прибор, то производят работы по отрыву кабеля от него. При прихвате кабеля или прибора на глубине до 1000 м допускается спуск устройства для извлечения прибора с пропуском кабеля между стенкой скважины и бурильной колонной. Для этих целей используется устройство для пропуска кабеля между бурильными трубами и стенкой скважины, показанное на рис. 4.11, д.

Несмотря на исключение рубки кабеля и быстроту осуществления, этот метод не рекомендуется применять при ликвидации прихвата в необсаженном и искривленном стволе с резким изменением азимута, т.е. там, где даже незначительное вращение бурильной колонны при спуске, как правило, ведет к повреждению и обрыву кабеля.

В других случаях прихваченный кабель освобождают с помощью канаторезки или патрубка с окном.

Канаторезку используют для обрезания кабеля над местом прихвата. При этом проводят операции в следующей последовательности: закрепляют кабель на устье скважины зажимом, сматывают весь кабель с каротажной лебедки или обрубают его так, чтобы длина кабеля выше зажима составляла 150–200 мм. Затем протаскивают кабель через окно канаторезки (овершота или патрубка с окном).

ном) и подсоединяют его к каротажной лебедке. Канаторезку или патрубок с окном присоединяют к бурильной трубе и спускают в скважину. При этом кабель будет находиться между стенкой скважины и бурильной трубой. Для успешного извлечения кабеля необходимо, чтобы окно канаторезки было направлено к лебедке подъемника. Кабель после спуска первой трубы должен быть натянут с усилием, равным половине его разрывного усилия. Величину установленного натяга необходимо все время поддерживать, для чего надо отпускать кабель с лебедки.

Бурильную колонну опускают медленно и без вращения. Трубы между собой соединяют при застопоренном роторе без вращения колонны, подвешенной на роторе.

При спуске канаторезки бурильную колонну допускают до места прихвата и дают натяжку, при этом ножами канаторезки кабель отрезают и извлекают лебедкой подъемника на поверхность. Бурильную колонну поднимают обычным путем.

В связи с тем, что при этом методе ликвидации прихвата кабель находится между стенкой скважины и трубой в неблагоприятных условиях и нельзя исключить вращение труб, кабель часто обрывается задолго до достижения ловильным инструментом места прихвата. Поэтому этот метод можно применять только при работах в неглубоких скважинах, не имеющих кривизны.

Когда извлечь кабель невозможно, его обрывают с помощью лебедки каротажного подъемника или буровой лебедки. В первом

случае подъемник и блок-баланс дополнительно закрепляют от перемещения, для чего спереди и сзади колес автомобиля устанавливают подкладки, закрепляемые трубами, вбитыми в землю.

Кабель отрывают чередованием натяжения на самой низкой скорости с резким снижением натяжения при непрерывном и последовательном увеличении нагрузки на кабель на 3—5 кН. Причем натяжение с одним и тем же усилием повторяют 2—3 раза. Нередки случаи, когда при приложении усилий больших, чем при расхаживании прихваченного кабеля, он освобождается. Чередованием натяжения с увеличением усилия на кабель добиваются его обрыва. При этом особое внимание обращают на соблюдение правил техники безопасности.

При обрыве буровой лебедкой кабель закрепляют на роторе или устье скважины с помощью зажима или других приспособлений.

Кабель ослабляют, сматывают несколько витков и закрепляют на подъемном крюке буровой установки. Затем медленно поднимают талевый блок и проводят работы по обрыву кабеля в такой же последовательности как и при обрыве его с помощью лебедки подъемника. Внутри фонаря вышки при этом должен находиться один бурильщик. Кабель крепят на подъемном крюке с предварительной обмоткой крюка мешковиной для предупреждения повреждения кабеля.

В практике часто обрывают кабель, наматывая его на переводник, который устанавливают внутри двух штропов, подвешенных на крюке. Для предупреждения вы-

хода переводника из кольца штропа к каждому концу переводника присоединяют или заглушку с выступом, или переходные переводники, имеющие диаметр больший, чем отверстие в штропе.

Опыт ликвидации прихватов кабеля на глубинах более 3000 м показывает, что попытки извлечь кабель вытягиванием приводят к осложнению — обрыву кабеля у поверхности, так как максимальное напряжение, возникающее при расхаживании кабеля, находится в верхней части. В связи с этим более надежным способом извлечения кабеля пока является метод А.В. Фершпера.

Извлечение оборванного кабеля

Извлечение оставленного в открытом стволе скважины каротажного кабеля представляет определенные трудности, так как он может быть расположен выше или ниже места обрыва кабеля. Оседание кабеля по стволу скважины под действием собственного веса зависит от длины кабеля, его марки и степени износа, диаметра и кризисы ствола скважины, параметров бурового раствора и других факторов.

Наряду с этим в процессе ловильных работ и подъема кабеля возможны повторные обрывы и оставление кабеля или его частей выше первоначально определенной глубины, которую практически невозможно найти.

В этих условиях перепуск ловильного инструмента приводит к образованию пробок или сальников из части кабеля, что усложняет работы по извлечению кабеля.

В последнее время найдено решение, позволяющее постоянно контролировать нахождение каротажного кабеля в открытом стволе скважины и значительно облегчить работы по его извлечению.

Предложенная технология заключается в следующем.

1. Замеряют длину извлекаемой части кабеля.

2. Ориентировочно определяют глубину обрыва.

3. Спускают в скважину прихватаопредетель и непрерывно замеряют величину магнитного поля ниже башмака обсадной колонны. При этом слегка волнистая вертикальная кривая, записанная прибором, указывает на отсутствие каротажного кабеля на данном участке ствола скважины. Резкие колебания показаний регистрирующего прибора, отмеченные на диаграмме горизонтальными пиками, свидетельствуют об изменении величины естественного магнитного поля в стволе скважины и указывают на близкое соседство кабеля с прихватаопредетелем (отмечают верхнюю границу этих колебаний).

4. Уточняют достоверность показаний прихватаопредетеля путем осторожного спуска его ниже глубины, на которой обнаружена верхняя часть кабеля, но не более чем на 20—30 м. Убедившись в наличии каротажного кабеля на данном участке ствола, можно поднимать прихватаопредетель из скважины.

5. Ловильный инструмент спускают на 10—20 м ниже верхней границы нахождения кабеля, зафиксированного по показаниям прихватаопредетеля, и производят ловильные работы.

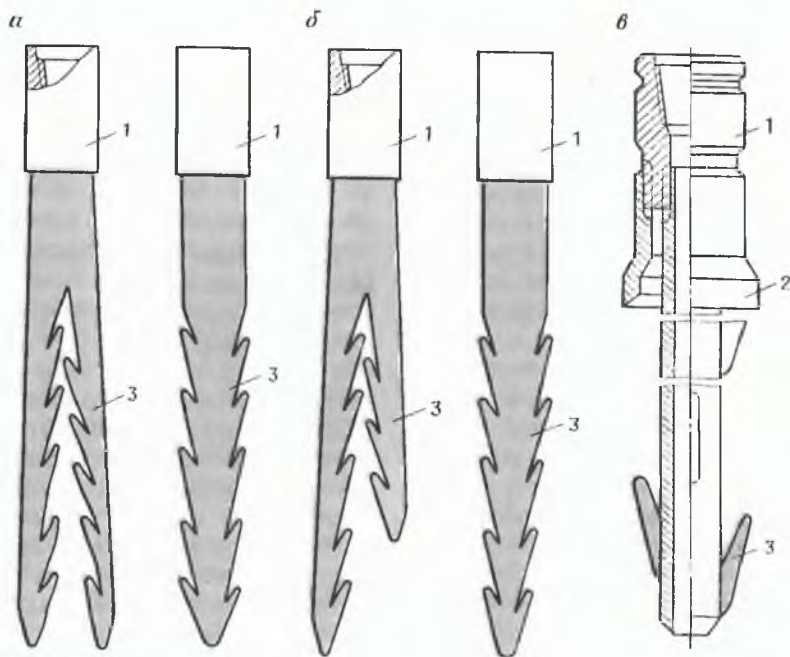


Рис. 4.12. Ловители кабеля:

а — ловитель с внутренним захватом; *б* — ловитель с укороченным внутренним за-
д — удочка многозахватная; *е* — ловитель кабеля с боковой прорезью; *ж* — лови-
л — корпус; 2 — воронка ограничительная; 3 — захват кабеля

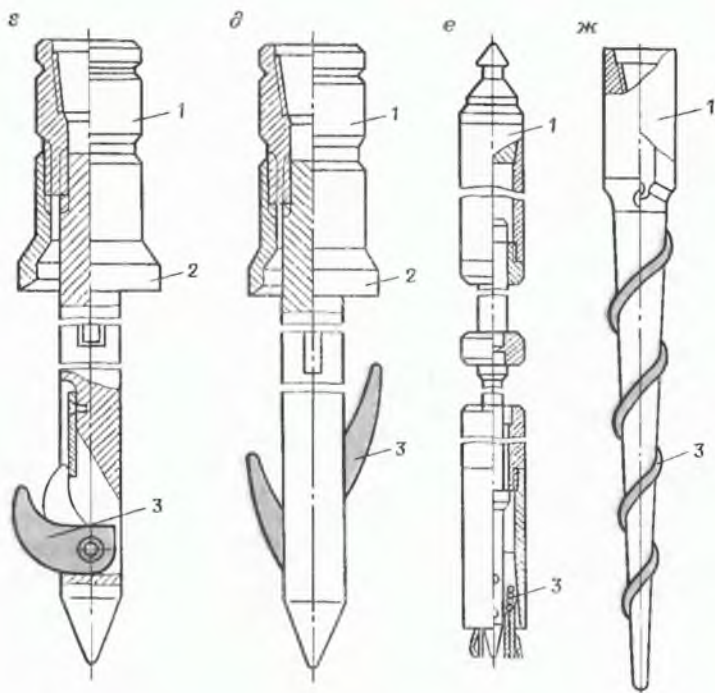
6. Ловильный инструмент поднимают из скважины и выясняют, полностью или частично извлечен каротажный кабель. В первом случае ловильные работы прекращают. Если каротажный кабель извлечен частично, то в скважину опять спускают прихватоопределитель и повторяют весь цикл описанных работ.

7. Спуск прихватоопределителя и ловильного инструмента производят до полного извлечения кабеля.

Опыт работ с применением предполагаемой технологии установлен следующее.

Замер магнитного поля с помощью прихватоопределителя нужно начинать всегда из-под башмака обсадной колонны независимо от длины поднятого кабеля, так как в процессе проведения предшествующих ловильных работ и подъема часть оборвавшегося кабеля может оказаться выше первоначальной глубины нахождения верхней части кабеля.

При отсутствии каротажного регистратора наблюдения за изменением магнитного поля в стволе скважины можно осуществить с помощью других измерительных приборов, например: микроампер-



хватом; в — удочка с внутренним каналом; г — удочка с подвижными зубьями; ж — штормовый

метра М-265 с пределами измерений 0–100 мкА, тестера или ампервольтметра.

Контролировать движение прихватоопределителя в открытом стволе скважины целесообразнее по датчику натяжения, а при его отсутствии — по натяжению кабеля.

Спуск прихватоопределителя на 20–30 м ниже местонахождения верхнего конца кабеля не приводит к опасным последствиям. Как показала практика, оборванный кабель равномерно лежит на стенке скважины, образуя витки, размеры которых зависят от мар-

ки кабеля, срока его эксплуатации и диаметра скважины.

Каждый геофизический отряд, выезжающий для проведения работ на буровую, должен иметь прихватоопределитель и запасной кабельный наконечник.

В необсаженном стволе скважины оборванный кабель рекомендуется извлекать ловителем с внутренним захватом (рис. 4.12, а–б) и, как исключение, ловителем с наружным захватом (рис. 4.12, в–ж). Предпочтение отдается ловителям с внутренними зубьями и внутренним каналом (рис. 4.12, а–в) для пропуска

прихватоопределителя. Наличие канала в удочках с внутренним каналом позволяет с помощью прихватоопределителя определить, захвачен ли ловителем кабель (после подъема 60–100 м труб).

При ловильных работах в необсаженном стволе применение ограничительных воронок и других резко выступающих узлов на ловителях кабеля запрещается во избежание образования пробок над ловителем и последующего заклинивания кабеля при входе в обсадную колонну.

Для захвата кабеля внутри обсадной колонны применяются преимущественно удочки ловильные, ерши или другие конструкции ловителей с наружным захватом кабеля. Такие ловители кабеля при работе в обсадной колонне должны обязательно иметь ограничительные воронки для исключения образования пробок над ловильным инструментом. При образовании пробки из кабеля и невозможности ее извлечь ловителем кабеля пробку закрепляют цементным раствором или другим быстротвердеющим материалом (пластмасса, мочевино-формальдегидная смола со щавелевой кислотой и т.п.) и разбуривают торцовым фрезером. В дальнейшем работы по извлечению кабеля ведутся по методике, изложенной выше.

Каротажный кабель без скважинного прибора извлекается с одновременным подъемом буровой колонны. Первые 5–10 свечей поднимают на первой скорости лебедки, а подъем всех последующих ведут на второй скорости. За 10–20 м до башмака об-

садной колонны переходят к подъему на первой скорости, непрерывно контролируя по индикатору веса (в течение 50–60 м буровой колонны) за характером движения буровой колонны на опасном интервале ствола скважины, затем снова переходят к подъему на второй скорости.

При оставлении в скважине устройств с косами (КСП-2, Э-1, Э-7, АБКТ, ТБК, МДО-3, МДО-2 и т.д.) работы по их извлечению ведутся по технологии извлечения оборванного кабеля.

Извлечение приборов

Целесообразность проведения ловильных работ при оставлении в скважине прибора или прострелочной аппаратуры устанавливается представителями буровых и геофизических организаций с учетом стоимости и дефицитности оставленного в скважине прибора и затрат на ловильные работы. Обычно они разбуриваются забойными фрезерами в компоновке с шламометаллоуловителями. Как исключение, допускается их разбуривание долотами типа ИСМ или шарошечными. Опытные уникальные дорогостоящие или единичные экземпляры приборов и аппаратуры, как правило, извлекают.

Перед началом ловильных работ определяют местонахождение прибора, оставленного в скважине. При выборе ловильного инструмента руководствуются следующим:

для повышения надежности захвата применяют ловители трубные многозахватные (см. рис. 4.12, а, б, в);

незначительной длины и массы

приборы извлекают ловителями с одним-двумя захватами (см. рис. 4.12, б, в);

для отвода от стенки скважины приборов и завода их в ловители последние в нижней части оснащаются воронкой или спиральным отводом (см. рис. 4.12, б, в);

для изготовления ловушек трубных берутся трубы диаметром на 25–50 мм меньше диаметра скважины в интервале нахождения оставленного прибора. Ловители из труб меньшего диаметра должны быть оснащены воронками. Диаметр воронок для всех видов ловителей скважинных приборов должен быть на 25 мм меньше диаметра скважины. Для захвата нестандартных, тяжелых и прочных устройств, которые за время нахождения в скважине могут быть прихвачены, рекомендуется применять резьбовые и гладкие колокола.

Ловильные работы ведутся в следующей последовательности: спускают инструмент до извлекаемого предмета; восстанавливают циркуляцию бурового раствора и промывают скважину. Затем медленно опускают ловильный инструмент на 15–20 см, проворачивают бурильную колонну на 180–270° 2–3 раза и снова опускают колонну на 15–20 см. Эти работы повторяют до захода извлекаемого прибора в ловильный инструмент и его захвата. При этом повышается давление бурового раствора. После этого выключают циркуляцию бурового раствора, разгружают бурильную колонну на 50–100 кН и поднимают ее.

В случае оставления источника нейтронов в скважине дальнейшие работы должны производиться по

специальному плану, утвержденному буровой организацией и согласованному с геофизической службой и организацией санитарного надзора.

Радиоактивные источники без прибора из скважины не извлекаются.

Для нейтрализации их влияния на окружающую среду над источником устанавливают цементный мост высотой 50 м и принимают решение о дальнейшем ведении работ в скважине. При оставлении в скважине радиоактивного источника с кабелем ведутся работы по технологии извлечения оборванного кабеля, но с соблюдением мер, исключающих разрушение источника. При установке цементного моста ведется постоянный дозиметрический контроль за выходящим раствором. Цементные мосты устанавливают из цветного цемента, особенно в скважинах, где предусматривается забуривание нового ствола в сторону от оставленного прибора. Бурение нового ствола должно непрерывно контролироваться, чтобы избежать попадания в старый ствол и не допустить разбуривания цементного моста над радиоактивным веществом и самого источника. При циркуляции бурового раствора производится постоянный дозиметрический контроль его.

После окончания работ по ликвидации аварии устье скважины, оборудование, инструмент и одежда работавших проверяются дозиметром.

Оставленную в скважине аппаратуру со взрывчатым веществом уничтожают торпедами.

Для разрушения металлических

предметов и инструментов, упавших в скважину, применяют забойные и кольцевые фрезеры и долота. Выбор вида инструмента зависит от вида, форм и металла упавшего предмета. При выявлении возможности разбурить предмет и одновременно углубить скважину опускают долото с металлоуловителем.

Ликвидация фонтанов

Признаками начала фонтанирования служат выход из скважины промывочной жидкости при отсутствии циркуляции, наличие в циркулирующей промывочной жидкости пачек, сильно насыщенных газом или нефтью, увеличение объема промывочной жидкости в амбарах, отстойниках и т.д. при отсутствии специальных добавок, шумы в скважине.

Для предотвращения начавшегося фонтанирования следует создать условия для увеличения давления на продуктивный пласт. Закрывают превентор, чтобы воспрепятствовать выбросу находящейся в скважине промывочной жидкости, а в трубы усиленно закачивают промывочную жидкость возможно большей плотности с последующим выпуском ее через выкиды превентора до уравнивания плотностей закачиваемой и выходящей из скважины промывочных жидкостей при поддержании параметров, исключающих разрыв пласта, обсадных и бурильных труб. Если в начальный период фонтанирования принять быстрые и технически грамотные решения, то можно не допустить усложнения состояния скважины и предупредить открытый фонтан.

При возникновении открытого газового или нефтяного фонтана буровая бригада обязана:

прекратить все работы в загазованной зоне и немедленно вывести из нее людей;

остановить двигатели внутреннего сгорания;

отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках; при быстрой загазованности территории вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть сделано за взрывоопасной (загазованной) зоной;

потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины;

на территории, которая может оказаться загазованной, прекратить производство всех огневых работ, курение, пользование стальным инструментом и другие действия, ведущие к образованию искры;

принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут оказаться в загазованной зоне;

запретить всякое движение на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставить запрещающие знаки, а при необходимости — посты охраны;

принять меры для предотвращения растекания нефти;

сообщить о случившемся и принятых первичных мерах руководству предприятия (организации) и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по

предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь [15].

Работы по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов относятся к категории особо опасных для народного хозяйства страны, поэтому для их оперативного управления создается штаб.

Вся работа по ликвидации фонтана проводится под руководством специальных военизированных подразделений с привлечением различных служб ведомственного и вневедомственного подчинения.

Работа этих служб регламентируется специальными инструкциями, правилами, директивными и нормативными документами.

Буровая бригада при ликвидации открытого фонтана выполняет вспомогательные работы. Поэтому ограничимся изложением основ для выбора метода ликвидации фонтанов.

Основные принципы при выборе метода ликвидации фонтана сводятся к следующему.

Для ликвидации фонтана необходимо сохранить устьевое оборудование, обсадные и буровые колонны, находящиеся в скважине. При отсутствии на устье скважины устьевого оборудования его устанавливают и создают условия для спуска в скважину буровых труб. При проведении этих работ стремятся уменьшить влияние фонтанирующей струи. Запорная арматура, устанавливаемая на устье, должна состоять из одной-двух крестовин резервного пре-

вентора, переводной катушки и каптирующего устройства.

При наличии в скважине зон поглощения, если при частично спущенной буровой колонне после закрытия превентора давление в затрубном пространстве не возрастает до опрессовочного давления обсадной колонны, в скважину закачивают жидкость на поглощение. При отсутствии поглощающих горизонтов скважину задавливают противодавлением.

Если обсадная колонна негерметична, то в скважину спускают различные пакеры. После их надежной установки скважину задавливают прямой закачкой или закачкой с противодавлением.

При возникновении фонтана рекомендуется следующий порядок его ликвидации. Срочно принимать меры по оборудованию устья скважины для его герметизации, выбирая метод в зависимости от конкретных условий каждой скважины. При опасности возникновения грифонов после герметизации устья работы по ликвидации фонтана следует продолжать, создав пробку в стволе скважины с последующей закачкой жидкости. При угрозе выхода газа на поверхность через грифоны к гражданским и промышленным объектам необходимо пробурить мелкие разгрузочные скважины.

Если невозможно ликвидировать фонтан известными методами с осуществлением работ на устье скважины, то бурят наклонные скважины для последующего задавливания жидкостью фонтанирующей скважины или для взрывов в них с целью обрушения пород над продуктивным горизонтом, или для отвода газа через

вновь пробуренные скважины с последующим проведением работ по задавливанию фонтанирующей скважины через устье.

Забуривание нового ствола как средство для ликвидации аварии

В последнее время все труднее ликвидировать аварии известными способами и ловильными инструментами. Например, в случаях, когда бурильная колонна в стволе размещается в два-три раза и соединиться с ней не удается. Часты случаи, когда отклоненная в сторону верхняя часть бурильной колонны не позволяет ее захватить, а пропуск рядом с ней труб исключен. В этих и подобных им случаях решается вопрос — или прекратить работы на скважине и начать бурить новую, или продолжить бурение этой скважины, сохранив верхнюю часть ствола, находящуюся над аварийным инструментом.

Забуривание нового ствола — эффективное средство ликвидации аварии. Однако при его осуществлении часты ошибки, которые приводят к повторным, а в некоторых случаях и к многократным забуриваниям новых стволов.

Эффективность забуривания нового ствола в основном зависит от выбора технологии подготовительных работ, интервала и технологии установки цементного моста (от подборки рецептуры цементного раствора и его компонентов), от выбора режущего инструмента, способа и технологии забуривания нового ствола скважины.

Ниже излагаются основные требования к проведению работ по забуриванию новых стволов. Соблюдение этих требований будет способствовать качественному и быстрому проведению работ по перебуриванию аварийного ствола.

Забуривание может осуществляться как в обсаженной, так и в необсаженной части скважины. В первом случае оно осуществляется через прорезанное "окно" или вырезанный участок в обсадной колонне, а во втором — после установки искусственного забоя, а при необходимости и отклонителя.

Забуривание нового ствола можно осуществлять как роторным способом с применением отклонителей, так и с помощью забойных двигателей, включаемых в специальные отклоняющие компоновки.

В зависимости от конкретных условий новый ствол можно забуривать ориентированно и безориентированно.

Все эти работы по забуриванию нового ствола ведутся под руководством ответственного инженерно-технического работника, назначенного на период забуривания.

Забуривание нового ствола в необсаженной части скважины

Подготовительные работы включают:

поиск интервала для забуривания. По данным геофизических исследований, в скважине намечается место и высота установки цементного моста. Если материалов недостаточно, то проводятся дополнительные исследования в скважине;

выбор рецептуры цементного моста;

разработку технологии и способа цементирования;

выбор способа забуривания нового ствола, технологии и техники его осуществления;

составление плана работ по забуриванию с указанием перечня оборудования, инструментов и приборов, необходимых для его осуществления, сроков и ответственных за выполнение каждого пункта плана, утвержденного главным инженером объединения;

заказ и подготовка необходимых материалов, бурового инструмента и оборудования согласно плану работ.

Выбор места и высоты установки цементного моста

Цементный мост рекомендуется устанавливать в интервале, сложенном породами однородной

твердости по всей высоте забуриваемого нового ствола, преимущественно в мягких и средней твердости породах, где проходка на долото составляет не менее 10 м; в местах расширения ствола скважины, где можно получить от предыдущего ствола отход в цементном камне по высоте, на величину диаметра нового ствола плюс 10–20 мм.

Для установки цементного моста в твердых и крепких породах необходимо искусственно увеличивать диаметр ствола взрывами или расширителями. Взрывами ствол расширяется на высоту установки цементного моста в скважинах диаметром менее 215 мм.

Расширителями диаметр ствола скважины увеличивается за более продолжительное время, но он получается более надежным, Техническая характеристика расширителей приводится в табл. 4.4.

В местах сужения ствола, боль-

Таблица 4.4. Техническая характеристика расширителей

Тип и размер расширителя	Диаметр скважины, в которой работает расширитель, мм	Максимальный диаметр скважины после расширения, мм	Присоединительная резьба	Высота, мм	Масса, кг	Для каких пород предназначается
РРБ 190/230С	190	230	3–177	1500	240	Для средних по твердости
РРБ 214/255С	214	255	3–117	1515	255	То же
РРБ 243/285С	243	285	3–152	1565	365	—"
РРБ 295/345С	295Г	345	3–152	1592	400	—"
РРБ 395/445МС	394	445	3–171	1600	450	Для мягких и средних
РРА 140/175	140	175	3–88	1300	200	То же
РРВ 215/445	215	445	3–117	1515	300	—"
РВА 1-217	132	217	3–88	1450	200	—"

ших каверн (где размеры каверн неизмеримы каверномером) и залегания соляных пород цементные мосты устанавливать не рекомендуется.

Верхняя часть цементного моста должна находиться выше верхней части оставленного в скважине предмета (трубы, долото и др.) на 30 м.

При забурировании нового ствола из-под башмака обсадной колонны между башмаком и верхней частью оставленного предмета должно быть не менее 50 м открытого ствола.

Выбор рецептуры цементного раствора

Цементные растворы для мостов должны обеспечить изоляцию пластов, иметь хорошее сцепление с породой, создавать цементный камень с высокой механической прочностью, отвечать срокам твердения для соответствующей глубины, исключать поглощение цементного раствора во время его продавки и срезки моста.

Для установки цементных мос-

тов на глубинах, имеющих температуру до 100 °С, применяется портландцемент. При более высоких температурах используются специальные термостойкие (шлаковые, шлакопесчаные, белито-кремнеземистые) тампонажные цементы, а для повышения термостойкости и прочности портландцемента добавляются кремнеземистые или пущолановые материалы (трепел, диатомит, молотый кварцевый песок, зола-унос).

Для повышения прочности цементного камня цементный раствор готовится на водном растворе, содержащем 0,5–3 % товарной меломиноформальдегидной смолы МФ-АР (0,1–1 % в пересчете на сухой порошок) и 0,01–0,02 % хромпика от массы сухого цемента. Основные технологические параметры тампонажного раствора и камня приведены в табл. 4.5.

Введение смолы МФ-АР в цементный раствор снижает водоотдачу, увеличивает подвижность и улучшает другие технологические параметры цементного раствора и камня. Для регулирования сроков

Таблица 4.5. Основные технологические параметры тампонажного раствора и камня в соответствии с ГОСТ 1581–85

Состав		В/ц	Подвижность, см	Водоотдача, за 30 мин, см ³	Прочность на сжатие через сутки, МПа					Температура при затворении, °С
Цемент	МФ-АР				1	2	7	14	28	
ПЦХС	0,2	0,35	17	140	6,1	12,1	25,0	36,6	39,6	20
ПЦХС	0,6	0,35	20	29	7,1	12,8	30,0	30,8	39,1	20
ПЦГС	0,2	0,35	18	140	19,3	28,5	29,9	35,7	41,1	75
ПЦГС	0,6	0,35	21	29	21,4	29,4	31,0	39,1	42,1	75
ШПЦС-120	0,2	0,35	13	67	27,1	34,8	35,2	36,5	39,0	120
ШПЦС-120	0,6	0,35	21	13	28,2	39,5	31,0	36,0	41,0	120

схватывания цементных растворов применяют следующие химические реагенты (ССБ, КССБ, винно-каменная кислота, ВКК, фурурол и др.). Использовать КМЦ в качестве добавки к цементным растворам в глубоких скважинах не рекомендуется.

При вынужденной установке цементных мостов в соляных породах затворение цемента производится на полностью насыщенном солью растворе или путем смешения воды со смесью цементного раствора с солью (300—400 кг соли на 1 м³ воды). С целью повышения прочности камня в качестве добавки к цементному раствору добавляют хлористый свинец (хлористое олово или азотнокислый свинец) в количестве 0,5 % от массы цемента. Сроки схватывания раствора должны обеспечивать проведение полного цикла работ по установке цементного моста в течение 75 % времени до начала загустевания цементного раствора в условиях скважины. Лабораторные испытания и подбор рецептуры тампонажного раствора следует проводить в автоклаве в условиях, приближенных к условиям скважины, используя только те материалы, химические реагенты и воду, которые будут применяться при установке цементного моста.

Рекомендуется определять время прокачиваемости тампонажного раствора.

В осложненных скважинах на глубинах более 4000 м и в скважинах малого диаметра рекомендуется устанавливать цементные мосты с добавкой красителей, позволяющих контролировать затвердевание нового ствола.

Технология установки цементного моста

Перед началом установки цементного моста проверяются:

состояние устьевого и противовыбросового оборудования и обвязка устья скважины, которая должна обеспечивать герметизацию устья, прямую и обратную промывку с минимальными затратами времени на их осуществление, а также расхаживание бурильной колонны;

наличие в компоновке низа бурильной колонны устройства для контролируемой установки цементного моста, патрубка с боковыми отверстиями, клина (если он устанавливается);

работоспособность устройства для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину или резинового круга (обтира-теля);

состояние бурильной колонны опрессовкой, дефектоскопией, шаблонированием и замером длины каждой свечи и отдельных труб;

опрессовка нагнетательной линии на давление в 1,5 раза больше максимально расчетного при цементировании;

наличие необходимого количества воды для затворения цемента, продавочной и буферной жидкостей;

готовность ствола скважины в интервале установки цементного моста согласно плану работ;

соответствие проводимых подготовительных работ плану.

При проведении расчета на установку цементного моста особое внимание обращается на следующее:

фактический объем интервала установки цементного моста определяется по профилограмме, записанной перед установкой цементного моста;

после выбора тампонажного материала и необходимой плотности раствора проводятся его лабораторные испытания и подбирается рецептура раствора;

при установке цементного моста в кавернозном интервале объем тампонажного раствора увеличивается в 1,5–2 раза по сравнению с расчетным по профилограмме. Если мост устанавливается без разделительных пробок, то высота тампонажного раствора внутри труб и за трубами должна быть одинаковой. Для более полного вытеснения бурового раствора из расширенных участков ствола и заполнения их тампонажным раствором скорость восходящего потока в кольцевом пространстве при продавке не должна превышать 0,5–0,7 м/с. При наличии в разрезе скважины зон поглощения скорость восходящего потока в кольцевом пространстве при продавке должна быть минимально допустимой, исходя из продолжительности установки цементного моста:

для скважин, вскрывших высоконапорные горизонты, объем буферной жидкости и ее параметры, а также параметры бурового раствора определяют исходя из условий создания необходимого противодавления на пласт.

Определение объема тампонажного раствора, количества материалов, необходимых для установки цементного моста, объема продавочной и буферной жидкостей, а также гидравлический расчет це-

ментирования осуществляются согласно Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин.

Долота для забуривания новых стволов

Для забуривания новых стволов рекомендуется применять следующие долота:

резные долота из искусственных алмазов типа ИСМ-А188, 9С; ИСМ-А188, 9СМ; ИСМ-А214, 3МС; ИСМ-А242; 1МС; ИСМ-А267, 5МС; ИСМ-А292, 9МС для бурения в породах различной крепости, залегающих на любой глубине, но преимущественно в породах средней твердости и в перемежающихся по твердости породах, а также в кварцованных породах и гранитах;

алмазные долота, армированные природными алмазами типа ДВ-188, 9СГ и ДВ-214, 3С2 и армированные синтетическими алмазами СВС-II типа ДВС 214, 3С2, ДВС 188, 9С2 для бурения в средних по крепости породах, а также в твердых и крепких породах, преимущественно небразивных.

Краткая техническая характеристика резных долот приведена в табл. 4.6.

При наличии одношарошечных и трехшарошечных долот предпочтение отдается одношарошечным долотам, проходка на долото у которых значительно больше, чем у трехшарошечных. Кроме того, одношарошечные долота благодаря боковому фрезерованию включают возвратно-поступательную подачу долота, обязательную для применения при забуривании трехшарошечными долотами. В скважинах диаметром 190 мм и

Таблица 4.6

Шифр долота	Диаметр долота, мм	Высота, мм*		Присоединительная резьба	Масса, кг	Назначение
		долота	калибрующей части			
ДВ-188, 9С2	188,9	354	44	3-117	40	Для малоабразивных пород средней твердости
ДВ-214, 3С2	214,3	378	50	3-117	50	
ДВС-188,9	188,9	354	44	3-117	40	
ДВС-214, 3С2	214,3	378	50	3-117	50	
ИСМ-А188, 9С	188,9	388	—	3-117	30,5	Для пород средней твердости и перемежающихся по твердости пород
ИСМ-А188, 9МС	188,9	388	—	3-117	30,5	
ИСМ-А214, 3МС	214,3	385	—	3-117	36,7	
ИСМ-А242, 1МС	242,1	447	—	3-152	50,3	
ИСМ-А267, 5МС	267,5	448	—	3-152	68,0	
ИСМ-А292, 9МС	292,9	466	—	3-152	72,1	

Примечание. Долота изготовляют: типа ДВ — Московский комбинат твердых сплавов, типа ДВС — экспериментальный завод ВНИИБТ, типа ИСМ — опытный завод Института сверхтвердых материалов.

менее трехшарошечные долота при забуривании нового ствола применять не рекомендуется.

При выборе долот руководствуются следующим:

все долота должны иметь положительный допуск одинаковой величины, чтобы исключить заклинивание спускаемых долот после забуривания нового ствола. Некалиброванные долота применять не рекомендуется;

работать в скважине необходимо долотами, которые дают максимальную рейсовую скорость проходки в этом интервале.

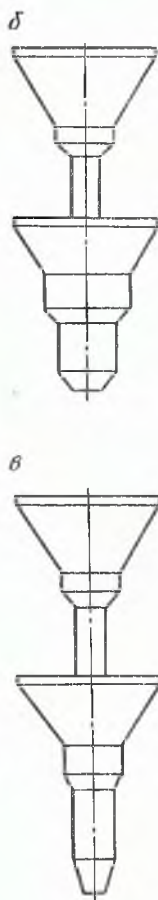
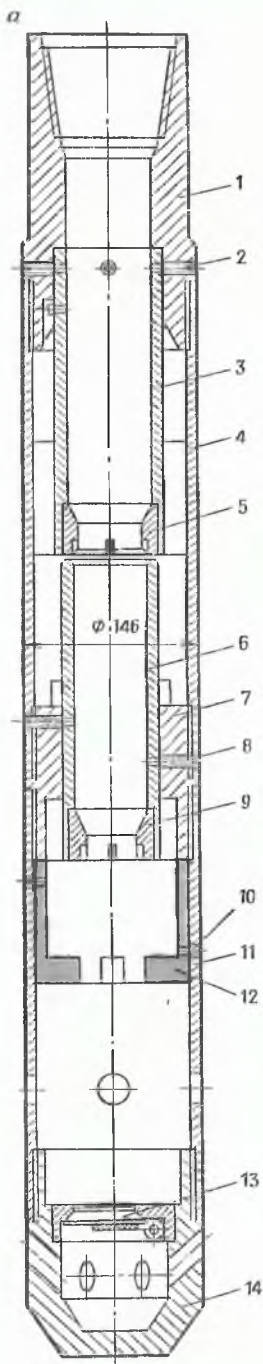
Подготовка скважины для установки цементного моста

Перед установкой цементного моста ствол скважины в интервале его установки шаблонируется долотом. В местах сужения прорабатывается со скоростью не более 30 м/ч. Кавернозную часть ствола

рекомендуется прошаблонировать и промыть глинистым раствором через боковые гидромониторные насадки с целью разрушения застойных зон бурового раствора в кавернах и удаления шлама. Делается контрольный замер и производятся дефектоскопия, опрессовка и шаблонирование бурильной колонны.

Установка цементного моста

Качественный цементный мост может быть получен только при контроле за процессом цементирования разделительными пробками и вязкоупругими разделителями. Для этого желательно применять устройство для контроля за цементированием — УКЗ-146 АзНИПИнефти, устройство для установки цементных мостов с фиксацией количества закачиваемой продажной жидкости — УМФ-1 ВСНИИГТИМСа или



устройство для установки цементных мостов — УМОС Полтавского отделения УкрНИГРИ.

Последнее является наиболее совершенным.

Устройство УМОС (рис. 4.13) состоит из корпуса 4, в котором помещены верхняя 3 и нижняя 6 втулки с седлами 5 и 9. Втулки внутри корпуса образуют кольцевое пространство. К корпусу присоединен цилиндр 11, в котором размещен поршень 12, ниже которого в стенке цилиндра выполнены отверстия, предназначенные для заполнения колонны буровым раствором при спуске. Снизу на цилиндр 11 навинчена направляющая пробка 14, в которой размещен обратный клапан 13. Втулки и поршень закреплены калиброванными шпильками 2, 8 и 10. Взаимное смещение калиброванных шпилек 8 и 10 служит для облегчения сборки, так как позволяет легко ориентировать закрепляемую деталь. Для этого же служит и штифт, запрессованный в боковую стенку верхней втулки. Устройство присоединяется к буровым трубам с помощью переходника 1. Оно работает следующим образом.

После спуска устройства на буровых трубах до нижней проектной отметки цементного моста и промывки скважины до выравнивания параметров бурового раствора (но не менее двух объемов скважины) закачивается буферная жидкость, а потом в буриль-

Рис. 4.13. Устройство для установки мостов в открытом стволе
а — устройство в разрезе; б — верхняя пробка; в — нижняя пробка

ные трубы продавливается нижняя разделительная пробка, затем закачивается цементный раствор и продавливается верхняя разделительная пробка закачкой порций буферной и продавочной жидкостей. Достигнув устройства, нижняя разделительная пробка свободно проходит верхнюю втулку, но задерживается в нижней. При повышении давления срезаются калиброванные шпильки 8 и нижняя втулка проходит вниз. При этом она упирается в поршень 12, срезаются калиброванные шпильки 10 и поршень сдвигается вниз, закрывая боковые отверстия в стенке цилиндра. При движении втулки вниз ее верхний конец выходит из расточки переводника, соединяющего корпус 4 с цилиндром 11. В результате раствор получает возможность обтекать нижнюю втулку 6. Повышение давления на поверхности служит сигналом о начале продавки. После того как весь цементный раствор продавлен в затрубное пространство, верхняя пробка попадает в верхнюю втулку 3, срезает калиброванные шпильки 2 и сталкивает втулку вниз. Верхний торец втулки выходит из расточки переводника 1. Втулка 3 в нижнем положении садится на упоры, выполненные на верхнем торце переводника 7, соединяющего цилиндр с корпусом. В результате этого раствор обтекает верхнюю втулку. Повышение давления при срезке шпилек верхней втулки отмечается на поверхности как сигнал о конце продавки.

Затем устройство поднимается до кровли моста. При этом обратный клапан препятствует поступлению цементного раствора в бу-

рильные трубы. Производятся срезка моста и промывка бурильных труб. С целью обеспечения высокой разделительной способности обе пробки снабжены манжетами разного диаметра (нижняя манжета — 120 мм, верхняя — 130 мм).

При установке цементных мостов необходимо обращать внимание на следующее.

Объем закачиваемых жидкостей (буферной и продавочной) рекомендуется контролировать несколькими способами: по количеству отобранной жидкости из мерных или специальных емкостей, по замеру в мерных баках цементируемых агрегатов и по показаниям станции контроля цементирования.

Тампонажный и продавочный растворы должны закачивать безостановочно.

В процессе подъема бурильных труб буровой раствор постоянно доливают в затрубное пространство. Продолжительность промывки должна на 1 ч превышать время конца схватывания тампонажного раствора, и должно быть прокачено не менее двух объемов скважины. Промывается скважина при давлении, не превышающем его в момент срезки цементного моста (допустимые колебания давления 1—2 МПа), с периодическим расхаживанием заливных труб через 3—5 мин на 1—2 м, при непрерывном контроле параметров бурового раствора и веса бурильных труб. После окончания промывки, если бурильные трубы спускались без клина, их поднимают в башмак обсадной колонны, но не менее чем на 150 м от кровли це-

ментного моста, закрывают превентор, устанавливают непрерывный контроль за давлением в трубах и за трубами.

Если бурильные трубы спускались с клином, то после оставления клина на забое их поднимают из скважины полностью.

Время ожидания затвердения цементного раствора при установке мостов должно быть не менее 72 ч.

После окончания ОЗЦ бурильные трубы доспускаются с промывкой до кровли цементного моста, определяются его фактическое местонахождение и прочность моста нагружением колонной бурильных труб до 5,0 кН, а также составляется акт на установку цементного моста. При неудачной установке цементного моста в акте указываются причины. Если ниже цементного моста имеются продуктивные горизонты, то производится испытание моста на герметичность с составлением акта о результатах испытания.

Выбор способа забуривания нового ствола в необсаженной части скважины

Забуривать новый ствол можно как турбинным, так и роторным способом. Забуривание в необсаженной части скважины целесообразнее производить гидравлическими забойными двигателями, имеющими специальные отклоняющие устройства.

Роторный способ при забуривании нового ствола применяется там, где габариты скважины или высокая плотность бурового рас-

вора не позволяют эффективно использовать имеющиеся забойные двигатели.

В зависимости от конкретных условий забуривание нового ствола производится ориентированно и безориентированно. В скважинах с углом наклона (зенитный угол) меньше 5° ствол забуривают, как правило, безориентированно. Ориентирование забуриваемого нового ствола обычно производится по направлению действия реактивного момента забойного двигателя.

При кривизне скважины в интервале бурения нового ствола более 10° целесообразно забуривать методом отвеса, который является одновременно методом исправления кривизны. В скважинах диаметром 394 мм и более с кривизной более 1° самое эффективное средство забуривание нового ствола — бурение с установленного цементного моста с помощью роторно-турбинного бура (табл. 4.7).

Другой способ эффективного забуривания нового ствола в скважинах большого диаметра — бурение долотом меньшего диаметра с последующим расширением пилот-долота. Для забуривания нового ствола гидравлическими забойными двигателями применяют серийно выпускаемые винтовые двигатели, шпиндель-отклонители, турбинные отклонители и многосекционные и односекционные турбобуры. Техническая характеристика их приведена в табл. 4.8 и 4.9.

Новые стволы забуривают роторным способом методом отвеса, применяя эксцентричное долото или эксцентричный переводник, или путем установки и цементиро-

Таблица 4.7. Техническая характеристика роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров

Тип бура	Диаметр бура по долотам, мм	Диаметр, мм		Расход жидкости на комплект турбобуров, л/с	Средний ресурс работы на воде до 1-го капитального ремонта, ч	Наибольшая длина бура, мм	Наибольший поперечный размер, мм	Максимально допустимая нагрузка на долота, кН	Теоретическая масса бура, кг
		долота (ГОСТ 20692-75)	турбобура						
Роторно-турбинные буры									
РТБ 394	394	190,5	172	50-56	150	1200	382	80	8200
РТБ 445	445	215,9	195	60-70	150	1200	435	105	10 800
1РТБ 490	490	215,9	195	60-70	150	1200	480	120	12 000
1РТБ 590	590	269,9	195	60-70	150	10 250	576	155	15 800
1РТБ 640	640	295,3	195	60-70	150	10 250	624	165	17 000
Реактивно-турбинные буры									
ПРТБ 760	760	349,2	240	100-110	200	1200	650	70	12 000
ПРТБ 920	920	444,5	240	100-110	200	1200	710	75	13 000

Примечание. Количество долот и турбобуров в каждом типе бура два.

Таблица 4.8. Техническая характеристика забойных винтовых двигателей

Параметры	Тип двигателей					
	Д-240	Д1-195	Д2-172М	Д-127	Д-85	Д-54
Частота вращения, об/мин	116-180	100-130	115-220	200-250	225-290	184-180
Крутящий момент, кН·м	6,00-7,00	5,0-6,1	2,9-4,15	1,0-1,2	0,27-0,34	0,06-0,008
Мощность, кВт	51	50-80	33-92	20-30	6-10	1,3-3,1
Расход бурового раствора, л/с	40-60	30-40	23-36	12-15	5-7	1-2,5
Перепад давления, МПа	5,00-9,50	5,0-6,0	4,5-6,0	3,5-4,5	2,7-3,0	3,8-4,2
Максимальный наружный диаметр, мм	240	195	172	127	—	54
Длина, мм	16 550	6235	6900	4400	3195	2000
Масса, кг	3000	1090	880	305	105	25

Таблица 4.9. Техническая характеристика турбобуров с наклонной линией давления

Параметры	Тип турбобура		
	А 6Ш	А 7Ш	А 9Ш
Расход жидкости, м ³ /с	0,022	0,03	0,045
Частота вращения, об/мин	470	520	420
Вращающий момент, Н·м	680	1865	3060
Перепад давления, МПа	4,7	7,6	6,7
Присоединительная резьба:			
верхнего переводника	3-121	3-147	3-171
вала турбобура	3-117	3-117	3-152
Диаметр, мм	164	195	240
Длина, мм	16 780	17 600	16 650
Масса, кг	2065	3195	4050

Примечание. Приведенные параметры получены при использовании в качестве промывочной жидкости воды.

вания в скважине отклоняющего устройства (клина).

Забуривание нового ствола гидравлическими забойными двигателями

Для забуривания нового ствола гидравлическими забойными двигателями рекомендуются отклоняющие компоновки, представленные на рис. 4.14.

Компоновка *а* состоит из долота, шпинделя-отклонителя (ШО) с секционным турбобуром длиной 8—24 м, переводника с магнитной меткой, ЛБТ длиной 12 м, бурильных труб и предназначена для забуривания нового ствола на больших глубинах. Механизм искривления устанавливается между шпинделями. Узлы соединения валов не нагружаются осевой нагрузкой, что увеличивает время их работы.

Компоновка *б* — турбинный отклонитель состоит из долота, шпинделя с косым переводником,

секционного турбобура, УБТ длиной 8—24 м, переводника с магнитной меткой, ЛБТ длиной 12 м, бурильных труб и предназначена для забуривания нового ствола на больших глубинах.

Компоновка *в* состоит из долота, шпинделя с косым переводником, секционного турбобура, косого переводника, ЛБТ длиной 8—24 м, переводника с магнитной меткой, ЛБТ длиной 12 м, бурильных труб. Она предназначена для получения большей интенсивности искривления при забуривании нового ствола в скважинах большого диаметра или имеющих каверны.

Компоновка *2* состоит из долота, укороченной секции серийного турбобура, косого переводника, УБТ длиной 8—24 м, переводника с магнитной меткой, ЛБТ длиной 12 м и предназначена для забуривания нового ствола на глубинах до 2000 м.

В компоновках *а*, *б*, *в* количество секций в турбобуре зависит от

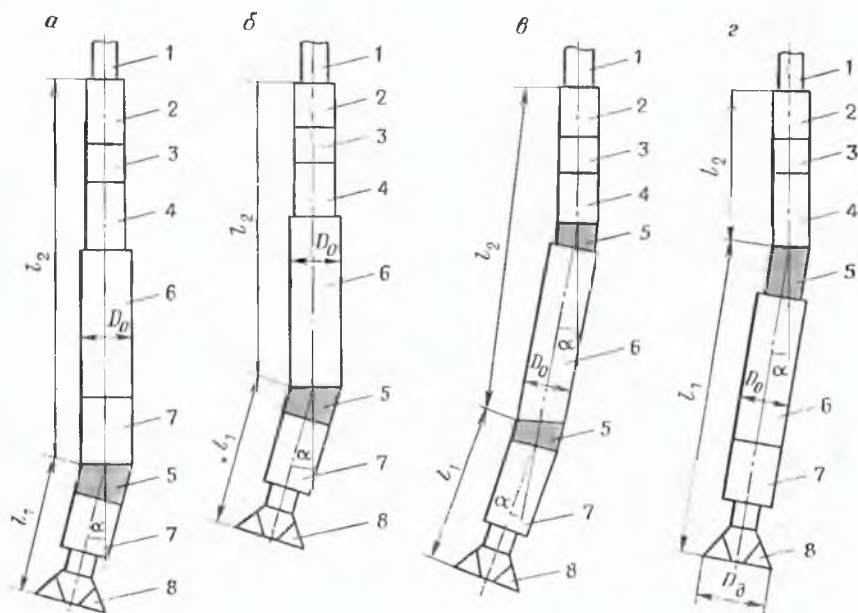


Рис. 4.14. Типы отклоняющих компоновок с забойными двигателями:

1 — буровые трубы; 2 — ЛБТ длиной 12 м; 3 — переводник с магнитной меткой; 4 — УБТ длиной 12–24 м; 5 — ко- сой переводник; 6 — гидравлический забойный двигатель; 7 — шпindel; 8 — долото

необходимой мощности на валу турбинного отклонителя. В компоновках а, б, в, г магнитный переводник по возможности изготовляется из диамагнитной трубы и устанавливается под УБТ, а ЛБТ из компоновки исключается. Если имеются толстостенные ЛБТ, то их устанавливают вместо ЛБТ длиной по 6–8 м.

В последнее время в компоновках б, г вместо турбобуров успешно применяют винтовые двигатели. Показатели бурения отклоняющими компоновками с винтовыми двигателями существенно вы-

ше, чем при бурении с турбинными отклонителями.

Выбор типа отклоняющей компоновки заключается в расчете ее геометрических размеров l_1 , l_2 , $D_{\text{д}}$, D_0 , α (см. рис. 4.14) по заданному темпу набора кривизны и проверочном расчете из условий прочности, проходимости по стволу компоновки и обсадной колонны и запуска забойного двигателя. Расчет ведется в соответствии с Инструкцией по бурению наклонно-направленных скважин [11].

Увеличение темпа искривления скважины достигается использованием меньшего диаметра долота и соответственно турбобура по сравнению с применяемыми до забуривания нового ствола, уменьшением длины нижнего плеча отклоняющей компоновки, увеличением разности наружных диаметров турбобура и труб, установленных

над ним. Увеличение темпа проявляется в большей степени, если над турбобуром установлены утяжеленные трубы. Применение ко-сых переводников с углом больше 3° не рекомендуется.

Для подготовки к забуливанию нового ствола в период ОЗЦ производятся следующие работы: проверяется и укомплектовывается бурильная колонна УБТ, переводниками и ведущей трубой; бурильная колонна комплектуется трубами и ТБПВ или хорошо приработанными бурильными трубами с навинченными замками; буровые насосы и оборудование подготавливаются для длительной и безотказной работы, проверяется состояние манифольда, КИП, особенно обращается внимание на исправность индикатора веса и его тарировку; проверяется исправность спускоподъемных механизмов: подготавливаются отклоняющая компоновка, приборы и инструмент для ориентирования; шаблонируются все долота, предназначенные для забуливания, и устанавливаются в порядке их использования; проверяется качество и количество бурового раствора и соответствие его параметров ГТН.

Перед первым спуском отклоняющей компоновки производится шаблонирование скважины трехшарошечным долотом номинального диаметра; места посадок и затяжек тщательно прорабатываются до их устранения; разбуривается цементный мост до глубины забуливания нового ствола с таким расчетом, чтобы над каверной осталось примерно 8–10 м цементного стакана; скважину промывают (не менее 2 циклов) и доводят параметры раствора в соот-

ветствие с ГТН и дополнительно вводят в раствор смазывающее вещество; производится подъем бурильной колонны с контрольным замером; гидравлические забойные двигатели, спускаемые в скважину для бурения нового ствола, опробуются на запуск.

Отклоняющую компоновку спускают в скважину осторожно, не допуская посадок инструмента с нагрузкой свыше 60–80 кН. В случае посадок спуск бурильной колонны прекращается, производится подъем и скважину прорабатывают трехшарошечным долотом с прямой компоновкой в интервале посадок с нагрузкой не более 30 кН.

При спуске отклоняющей компоновки все трубы крепятся машинными ключами.

Ориентирование отклоняющей компоновки в скважине с помощью инклинометра производится при полностью спущенной до забоя бурильной колонне и осуществляется согласно требованиям отраслевой Инструкции по бурению наклонно-направленных скважин. Длина бурильной колонны подбирается с таким расчетом, чтобы длина ведущей трубы над ротором составляла 8–10 м. При выработке желоба наращивание не производится.

Новый ствол забуливают в три этапа:

выработка желоба (уступа); работа при ограниченной осевой нагрузке до полного вхождения долота в породу; работа без ограничения осевой нагрузки на долото с целью набора заданного отхода от старого ствола скважины.

Контроль за ходом забулива-

ния нового ствола осуществляется по наличию цементного шлама в буровом растворе. Шлам отбирается через каждый метр углубления и раскладывается в порядке его отбора с указанием глубины отбора.

После ориентирования отклоняющей компоновки в скважине, присоединения ведущей трубы и стопорения ротора восстанавливают циркуляцию и производят выработку желоба.

1 этап — выработка желоба.

Она осуществляется последовательным фрезерованием с удвоением вверх длины прорабатываемого участка или последовательным фрезерованием с удвоением вниз длины прорабатываемого участка. В первом случае после запуска турбобура в течение 0,5 ч делается приработка долота в кровле цементного моста, затем долото подается на 1 м вверх и с ограниченной скоростью подачи 1 м за 1 ч без нагрузки "с навеса" производится фрезерование стенки скважины, после чего долото подается вверх на 2 м и с навеса за 1 ч производится фрезерование стенки скважины до первоначальной глубины (кровли цементного моста). Повторением указанных циклов продолжается фрезерование до выработки желоба длиной 8—12 м.

Выработка желоба методом сверху вниз аналогична первому. Начинается выработка желоба на 8—12 м выше цементного моста. Фрезерование осуществляется из одной точки, каждый раз длина предыдущего фрезерования вниз удваивается. Предпочтение отдается выработке желоба "снизу вверх".

Выработка желоба считается нормальной, если уступ равен или больше половины диаметра долота. Очень важно строго выдерживать заданный режим забуривания. Ни в коем случае нельзя проверять образование уступа путем увеличения нагрузки, так как при этом срезается образовавшийся уступ.

2 этап — бурение наклонного участка ствола длиной 10—15 м при ограниченной осевой нагрузке.

Бурение первых 5 м проводится чередованием бурения каждого метра с последующим фрезерованием этого метра и пробуренного ранее, т.е. после углубления на 1 м ведется фрезерование 2-х м. Время бурения 1-го м длится, как правило, 4 ч, 2-го — 3 ч, последующих 3-х по 2 ч, и последние 5—10 м бурят со скоростью не более 0,5 м/ч. Первые 3 м бурят без нагрузки, которая постепенно увеличивается до 40 кН. Бурением с последующим двойным фрезерованием стенки скважины достигается плавное смещение забоя. Скорость бурения не должна превышать 0,25—0,35 % механической скорости проходки, достигнутой в этом интервале долотами данного типа. На таком режиме бурят до момента полного входа долота в породу, что фиксируется отсутствием цемента в шламе.

3 этап — бурение интервала длиной 10—15 м с равномерным увеличением осевой нагрузки до величины, указанной в ГТН, для получения максимальной механической скорости проходки в этом интервале.

После окончания бурения 3-го

Таблица 4.10. Примерный режим забуривания нового ствола турбинным отклонителем

Вид работ	Интервал, м	Длина интервала, м	Время бурения интервала, ч	Нагрузка на долото, кН
1-й этап				
Фрезерование стенок	4915-4914	1	1	С навеса
То же	4915-4913	2	1	То же
"	4915-4912	3	1	"
"	4915-4911	4	1	"
"	4915-4910	5	1	"
"	4915-4909	6	1	"
"	4915-4908	7	1	"
"	4915-4907	8	1	"
"	4915-4906	9	1	"
"	4915-4905	10	1	"
2-й этап				
Бурение	4915-4916	1	4	С навеса
Фрезерование стенок	4914-4916	2	1	То же
Бурение	4916-4917	1	3	"
Фрезерование стенок	4915-4917	2	1	"
Бурение	4917-4918	1	2	"
Фрезерование стенок	4916-4918	2	0,5	"
Бурение	4918-4919	1	2	До 20
Фрезерование стенок	4917-4919	2	0,5	С навеса
Бурение	4919-4920	1	0,5	До 20
Фрезерование стенок	4918-4920	2	0,5	С навеса
Бурение	4920-4930	10	5	До 40
3-й этап				
Бурение	4930-4915	15	По ГТН основного ствола	

этапа отбирается керн. Примерный режим успешного забуривания нового ствола на больших глубинах приводится в табл. 4.10 и 4.11.

Переход на бурение прямой компоновкой или компоновкой для стабилизации набранной кривизны осуществляется при отходе нового ствола от старого не менее чем на 1,5 м или когда пройдена

верхняя часть оставленной бурильной колонны в старом стволе.

При наращивании бурильной колонны в процессе забуривания нового ствола с отклонителем контролируется положение плоскости действия отклонителя (косоуго переводника) для того, чтобы после окончания наращивания поворотом инструмента по часовой стрелке поставить плоскость

Таблица 4.11. Типовые компоновки и основные параметры, успешно примененные для забуривания нового ствола винтовыми забойными двигателями

Виды компоновок и параметры	Скважины		Производственное объединение "Каспморнефть"
	№ 173 Крестинской площади Краснодарского УБР	№ 7 Луквинской площади Калужской экспедиции	
Долото резное	ИСМ-А188, 9МС	ИСМА-188, 9МС	МДВ-222С2
Винтовой двигатель	Д2-172М	Д2-172М	Д2-172М
Кривой переводник с углом, градус — мин УБТ:	2	2—30	2
диаметр, мм	146	146	146
длина, м	8—10	8—10	8—10
Бурильные трубы:			
тип	ТБПР	ТБПВ	ПБПВ
диаметр, мм	127	127	114
толщина стенки, мм	—	—	9
Глубина забуривания, м	3300	1211	5500
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1360	1220—1250	2000—2200

действия отклонителя в прежнее положение. Бурильную колонну наращивают согласно требованиям Инструкции по бурению наклонно-направленных скважин.

В случае неуверенности в установке отклонителя в прежнее положение после наращивания проводится проектирование его инклинометром.

Безориентированное забуривание нового ствола осуществляется аналогично ориентированному, но необходимо при наращивании бурильной колонны более точно контролировать положение плоскости действия отклонителя с тем, чтобы после окончания наращивания поставить плоскость действия отклонителя точно в прежнее положение, так как проконтролировать его положение инклинометром будет невозможно.

Забуривание нового ствола методом отвеса

Забуривание методом отвеса производится всеми видами долот при кривизне скважины более 10°, кроме случаев применения эксцентричных долот и переводников, при наличии которых в компоновке колонны забуривать можно и при кривизне скважины более 4°. Забуривание этим методом осуществляется турбинным и роторным способами. Выбор способа зависит от технических возможностей предприятия. Турбинный способ рекомендуется использовать с винтовыми забойными двигателями.

Для забуривания нового ствола выбирается участок однородных устойчивых пород при возможности мягкой и средней крепости. Наиболее удобное место для забу-

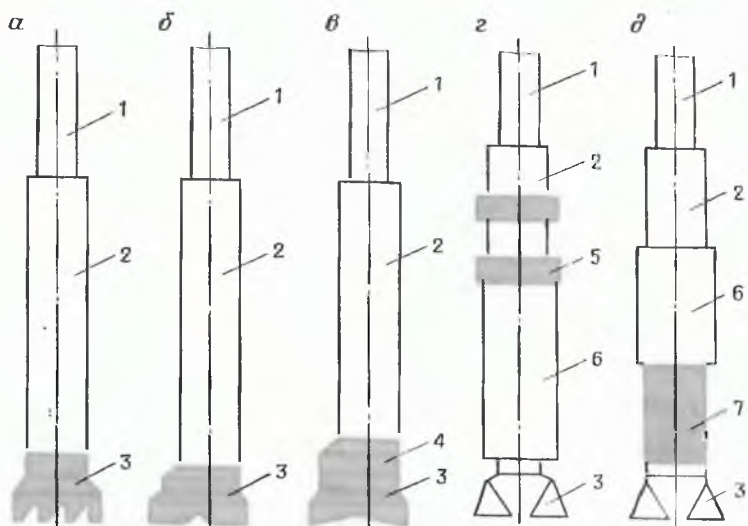


Рис. 4.15. Компоновки для забуривания нового ствола методом отвеса:

а — со специальным резным долотом; *б* — с эксцентричным долотом; *в* — с эксцентричным переводником; *г* — жесткая компоновка с КЛС; *д* — с маховиком под турбобуром. 1 — бурильные трубы; 2 — УБТ; 3 — долото; 4 — переводник эксцентричный; 5 — КЛС; 6 — гидравлический забойный двигатель; 7 — УБТС

ривания — уступ, образуемый при переходе кавернозного интервала в ствол нормального сечения, особенно на участке увеличения кривизны скважины. Если подобного места в интервале забуривания нет, то необходимо создать каверну взрывами торпед или гидро-разрывом.

Перед забуриванием нового ствола в скважине устанавливается цементный мост с таким расчетом, чтобы верх его был на 10–12 м выше каверны. Для забуривания нового ствола применяют в основном резные долота типа А, ДВ, специальное резное долото

конструкции СевКавНИПИнефти, в которых сила от веса УБТ концентрируется на режущей кромке долота, что способствует образованию кольцевого уступа в скважине. Также применяют эксцентричное или резное долото с эксцентричным переводником (см. рис. 3.1). Наличие эксцентричной массы непосредственно над долотом приводит к постоянному изменению направления отклоняющей силы при вращении. Это обстоятельство и позволяет успешно использовать эксцентричные переводники для уменьшения кривизны скважины. Характеристика эксцентричных переводников приведена в табл. 3.8.

Компоновка низа бурильной колонны при роторном бурении помимо долота включает УБТ максимально возможного диаметра и центратор над УБТ.

При турбинном способе резки ствола один центратор ставится над турбобуром, а второй над

первой УБТ при забурировании в средних и твердых породах (рис. 4.15, з). Хороший эффект дает установка сбалансированных УБТ длиной 2—4 м на вал гидравлического забойного двигателя (рис. 4.15, д).

Компоновки, которые позволили успешно забурить новые стволы методом отвеса как при турбинном, так и при роторном бурении, а также с помощью эксцентричного переводника, приведены в табл. 4.12 и 4.13. Их можно использовать при выборе компоновок для других скважин. При этом необходимо иметь в виду, что для успешного забурирования особо обрывается внимание на следующее:

проработка ствола на одном месте должна вестись не менее 1 ч: на всем интервале отхода от старого ствола (10—15 м) выдерживается минимальная механическая скорость проходки, которая должна быть при бурении 1-го м в 5—6 раз меньше механической скорости проходки основного ствола и не превышать 0,25 м/ч, бурение 2-го м в 3—4 раза, 3-го в 2—3 раза, а последующих 7—10 м в 2 раза медленнее бурения в основном стволе.

Нельзя проверять наличие уступа путем увеличения нагрузки на долото.

Забуривание нового ствола в скважине необсаженной колонной с помощью клинового отклонителя

Клиновой отклонитель (рис. 4.16) применяется в тех случаях, когда забурирование с помощью турбинного отклонителя неэффективно (большая глубина забурирования,

высокая плотность бурового раствора, малый диаметр скважины). Он устанавливается в устойчивых породах желательной мягкой и средней крепости с учетом безопасности в отношении выбросов и поглощения промывочной жидкости. Отклонитель устанавливается на расстоянии не менее 20—30 м от верхней части оставленного в скважине инструмента или колонны труб. Клиновой отклонитель может устанавливаться в скважине как ориентированно, так и неориентированно. Ориентированная установка отклонителя производится в скважинах, имеющих в местах забурирования кривизну более 5° .

Проектирование отклонителя (рис. 4.16) заключается в определении его геометрических размеров α_0 , L_0 , D_0 по заданному темпу набора кривизны, исходя из условия успешного спуска последующей обсадной колонны и способа установки отклонителя в скважине (ориентированный или безориентированный).

Угол скоса клинового отклонителя α_0 (в градусах) рассчитывается, исходя из условий получения заданного темпа набора кривизны, по формуле

$$\alpha_0 \leq \frac{i \cdot 10}{k}, \quad (1)$$

где k — коэффициент, учитывающий наличие в скважине резких перегибов, уступов, сужений. Коэффициент $k = 1,5 - 2,0$. Для обсадных колонн, предназначенных для работы в условиях высоких давлений и многократного перемещения буровой колонны, $k = 2,0$; i — интенсивность ис-

Таблица 4.12. Фактические компоновки, эффективно применявшиеся для забури способов бурения

Параметры	Скважины	
	№ 1 Долговской площади ПО "Запукргеология"	№ 34 площади Булла-море ПО "Каспморнефть"
Глубина забуривания, м	1782	5000
Кривизна ствола на участке забури- вания, градус-мин	18	10-30
Компоновка низа колонны:		
Долото		
тип	ИСМ 212АМС-2С	НДВ-188С-2
диаметр, мм	212	188
эксцентриситет, мм	—	—
Турбобур		
КЛС	А7Ш7	ТСШ164
диаметр, мм	212	184
Место установки	над турбобуром	На расстоянии 12 м от нижнего конца вала турбобура
УБТ		
диаметр, мм	178	146
длина, м	18	9

Таблица 4.13. Типовые компоновки, применяемые для забуривания нового
ствола с помощью эксцентричного переводника

Параметры	Условный диаметр скважины, мм	
	394	295
Долото:		
тип		Трехшарошечное
диаметр, мм	394	295
Эксцентричный переводник		
диаметр, мм	299	229
эксцентриситет, мм	26	26
УБТС:		
диаметр, мм	299 или 280	254 или 245
длина, м	2,8	2,7-5,0
диаметр, мм	229	229
длина, м	25	25
УБТ:		
диаметр, мм	203	203
длина, м	120-150	100-120

Скважины			
№ 207 Октябрьской площади ПО "Грознефть"	№ 223 Октябрьской площади ПО "Грознефть"	№ 58 Гадячской площади ПО "Черниговнефтегазгеология"	№ 47 площади Заманкул ПО "Грознефть"
4190	3383	4070	4670
9	5	12	7
Режущего типа самодельное	Режущего типа самодельное	Режуще-истирающего типа	Специальное долото
190	243	190	214
7	8	10	—
—	—	—	—
—	—	—	—
—	—	—	—
146	146	146	160
25	25	50	27

кривления, градус/10 м, в одной плоскости

$$i = \frac{\alpha_{\text{к}} - \alpha_{\text{н}}}{l} \cdot 10, \quad (2)$$

где $\alpha_{\text{к}}$, $\alpha_{\text{н}}$ — зенитный угол соответственно в конце и начале интервала, градус; l — длина интервала, м.

Длина наклонной плоскости (скоса) клинового отклонителя определяется по формуле

$$L = D_0 / \sin \alpha_0, \quad (3)$$

где D_0 — диаметр отклонителя, м.

Наклонная плоскость клина может быть плоской или иметь форму желоба. Предпочтение отдается желобной форме. Радиус

желоба должен быть в 1,2–1,3 раза больше диаметра долота.

Клиновой отклонитель изготавливается из УБТ соответствующего скважине диаметра. Крепление отклонителя (см. рис. 4.16) к бурильной колонне осуществляется при помощи транспортировочного патрубка 4 с левой резьбой 6 или срезных шпилек. Клиновой отклонитель опускается в скважину вместе с опорными трубами 7, которые могут быть утяжеленными или бурильными. Их длина зависит от расстояния искусственного забоя до места забуривания нового ствола. Для предотвращения от проворачивания клинового отклонителя при забуривании нового ствола на опорные трубы наварива-

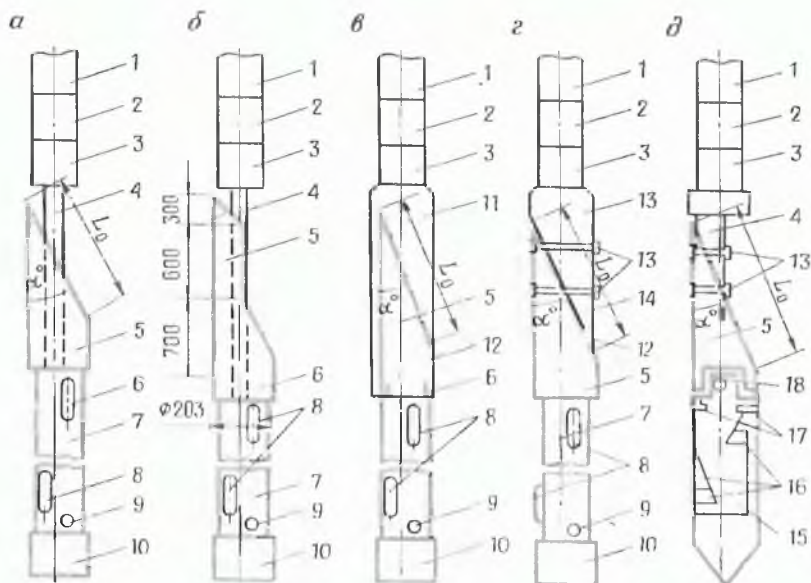


Рис. 4.16. Клиновые отклонители для забуривания нового ствола в необсаженной колонне:

а — с одним скосом и центральным промывочным отверстием; б — с двумя скосами и центральным промывочным отверстием; в, г, д — с транспортировочным клином и боковыми промывочными отверстиями. 1 — бурильные трубы; 2 — ЛБТ; 3 — переводник с магнитной меткой; 4 — транспортировочный патрубок; 5 — клиновой отклонитель; 6 — резьба левая; 7 — опорные трубы; 8 — ребра; 9 и 12 — отверстия для цементирования; 10 — упор (косой срез, пика, кольцевой фрезер, калибр резьбовой, гладкий колокол); 11 — кожух; 13 — срезные болты; 14 — прокладка уплотнительная; 15 — кожух; 16 — плашки; 17 — винты; 18 — шар

ваются ребра 8, а нижняя часть их оборудуется или косым срезом, или пикой, или кольцевым фрезером 10. Если верхняя часть оставленной в скважине бурильной колонны представлена резьбовым соединением или имеет ровную поверхность обрыва, то возможно

соединение с ней клина посредством калибра или гладкого колокола 10. В нижней части опорных труб прорезаются два отверстия 9 для цементирования отклонителя. Если клиновой отклонитель устанавливается в скважине ориентированно, то над отклонителем устанавливаются переводник с магнитной меткой 3 и одна труба ЛБТ 2. Положение магнитной метки переводника должно совпадать с плоскостью искривления отклонителя. Магнит должен быть установлен таким образом, чтобы северный полюс магнитной стрелки совпадал с направлением действия отклонителя.

Клиновые отклонители (см. рис. 4.16) применяются для забуривания новых стволов как в обсаженных, так и в необсаженных обсадной колонной скважинах. Клиновой отклонитель (см. рис. 4.16, д) ОТЗ

(ТУ 26-02-206—75) используется только для забуривания новых стволов в обсаженных скважинах с прорезанием окна в обсадной колонне. Конструктивное различие клиновых отклонителей *а, б, в, г* в способе соединения их с бурильной колонной. Отклонители *а, б* соединяются с бурильной колонной транспортировочным патрубком *4* с левой резьбой, отклонитель *в* соединяется кожухом *11*, имеющим левое резьбовое соединение *б*, а отклонители *г* и *д* соединяются срезными болтами *13*. Отклонители *а* и *б* имеют в наклонной плоскости отверстия для транспортировочных патрубков, которые могут привести к осложнениям при забуривании нового ствола. Отклонители *в* и *г* указанного недостатка не имеют, так как наклонная плоскость у них сплошная, без центрального отверстия.

Установка клиновых отклонителей в скважине заключается в следующем:

скважина тщательно прорабатывается и промывается, особенно в местах сужений, посадок и затяжек;

если клиновой отклонитель устанавливается в скважине ориентированно, то низ опорных труб оборудуется или гладким колоколом, или пикой, или косым срезом, или кольцевым фрезером;

спущенный до забоя отклонитель ориентируется инклинометром, устанавливается на искусственный забой, и производится цементирование его с подъемом цемента на 8—10 м выше отклонителя. Ориентирование клинового отклонителя производится согласно требованиям Инструкции по буре-

нию наклонно-направленных скважин [11].

После окончания цементирования бурильная колонна отсоединяется от отклонителя срезанием шпилек или отвинчиванием влево и поднимается. Скважину оставляют на 72 ч для ОЗЦ.

Новый ствол с клинового отклонителя целесообразно забуривать одношарошечными долотами или долотами, которыми проектировалось бурение этого интервала в стволе согласно проекту на строительство скважины.

Во время первого рейса цементный камень над клиновым отклонителем разбуривают с минимальной нагрузкой и на 3 м ниже его верхней части с проработкой через 10—15 мин. Параметры бурового раствора поддерживаются согласно требованиям проекта. Первые три рейса ведутся с нагрузкой до 20—30 кН без применения УБТ. В последующих рейсах нагрузка и длина УБТ постепенно увеличиваются и достигают величин, установленных в ГТН.

Забуривание новых стволов в обсаженной части скважины

Забуривание новых стволов с прорезанием "окна" в обсадной колонне

Новый ствол с прорезанием "окна" в обсадной колонне забуривают в том случае, когда восстановить ствол скважины ниже башмака колонны технически невозможно.

Забуривание производится с помощью стационарно установленного в скважине клинового отклонителя (см. рис. 4.16). Клино-

вой отклонитель, указанный на рис. 4.16 (а-з), закрепляется в скважине цементированием, а типа д устанавливается только в обсадной колонне и закрепляется запирающим устройством. Последнее состоит из кожуха 15, трех плашек 16, расположенных диаметрально противоположно и имеющих горизонтальные и вертикальные зубья. При нажатии на кожух 15 плашки 16 перемещаются по скосу и закрепляют отклонитель в колонне. При установке клинового отклонителя типа д на небольшой глубине возможна установка его в несхватившийся цементный раствор, предварительно залитый для искусственного заобоя.

Клиновой отклонитель устанавливается в обсадной колонне так, чтобы наклонная плоскость его находилась между муфтами обсадных труб на участке однородных по возможности мягкой и средней крепости пород, при наличии за обсадной колонной цементного камня и отсутствия поглощения промывочной жидкости.

Для определения расположения соединительных муфт в обсадной колонне перед установкой клинового отклонителя проводят в скважине замер локатором муфт.

Если кривизна скважины на участке забуривания нового ствола более 10° , то возможна ориентированная установка клинового отклонителя против кривизны. В таком случае над отклонителем устанавливается переводник с магнитной меткой и одна труба ЛБТ. Ориентированная установка клинового отклонителя производится в соответствии с требова-

ниями Инструкции по бурению наклонно-направленных скважин.

Проектирование отклонителя заключается в определении его геометрических размеров α_0 , L_0 , D_0 по заданному темпу набора кривизны i и определении минимальной длины "окна", вырезаемого в обсадной колонне с учетом условий успешного спуска следующей обсадной колонны.

Угол скоса α_0 (в градусах) определяется по формуле

$$\alpha_0 = 114,61 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{d_n}{D_n} \frac{D_n}{d}} \right), \quad (4)$$

где d_n — наружный диаметр спускаемой колонны, мм; D_n — внутренний диаметр спущенной колонны, мм; d — длина "окна", вырезаемого в спущенной колонне, мм.

Длина "окна", вырезаемого в колонне, определяется из условия целостности спускаемой обсадной колонны, т.е. чтобы напряжения в теле обсадной трубы не превышали предела текучести σ_T , по формуле

$$d \geq \sqrt{\frac{kEd_n D_n}{\sigma_T}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{d_n}{D_n}} \right), \quad (5)$$

где E — модуль упругости, Па.

В таблице 4.14 даны размеры d и α_0 для основных размеров обсадных колонн.

Длина наклонной плоскости (скоса) отклонителя определяется по формуле (3).

Таблица 4.14. Минимальные значения длины "окна" d и максимальные значения угла скоса отклонителя α_0 для различных сочетаний спускаемых обсадных колонн

Диаметр колонны, мм		Группа прочности стали				
спущенной	спускаемой	Д	К	Е	Л	М
323,9	244,5	4,38/3,9	3,82/4,4	3,64/4,6	3,35/5,0	3,12/5,4
	219,1	3,51/4,1	3,06/5,7	2,92/4,9	2,68/5,3	2,50/5,7
244,5	168,3	2,80/4,0	2,44/4,6	2,33/4,8	2,14/5,2	1,99/5,6
	146,0	2,13/4,3	1,86/4,9	1,77/5,2	1,63/5,6	1,52/6,0
	139,7	1,96/7,0	1,71/8,0	1,63/8,4	1,50/9,1	1,40/9,8
219,1	146,0	2,38/4,0	2,07/4,6	1,98/4,8	1,82/5,3	1,69/5,6
	139,7	2,18/4,1	1,90/4,7	1,81/5,0	1,67/5,4	1,55/5,8

Примечание. В числителе — значения d , в знаменателе — α_0 .

Новый ствол из обсадной колонны вплоть до выхода долота на 5—10 м из колонны забуривается только роторным способом с помощью райберов. Конструкции и режимы работы их приведены в гл. 5. Наибольшее распространение в последние годы нашли райберы РК-3, РТ-3-143, РЦН, РПМ, ФРС. Максимальный диаметр райбера должен быть на 2—3 мм больше диаметра долота, которым будет продолжено углубление скважины.

Для предупреждения осложнений и аварий при бурении нового ствола из обсадной колонны нельзя применять райберы диаметром меньше расчетного. Иначе может произойти преждевременный выход райбера из колонны и образуется "окно" меньшей длины, что приведет к резкому перегибу нижней части бурильной колонны и, как следствие, к слому ее над райбером. Чтобы избежать подобного явления, над райбером устанавливают УБТ длиной 8—12 м соответствующего диаметра.

"Окно" в колонне прорезают при минимальных осевых нагрузках 5—20 кН и минимальной частотой вращения ротора. При выходе из "окна" постепенно увеличивается осевая нагрузка при 40—60 об/мин.

Забуривание считается законченным после выхода долота из "окна" и углубления ствола в коренные породы на 5—6 м. Если в этом интервале долото работало нормально, то дальнейшее углубление скважины ведется на оптимальном режиме.

Забуривание нового ствола с вырезанием участка обсадной колонны

Метод забуривания нового ствола с вырезанием участка обсадной колонны разработан ВНИИБТ и включает в себя следующие операции: вырезание участка обсадной колонны с помощью вырезающего устройства; установку цементного моста в интервале вырезанного участка; забуривание нового ствола

ла гидравлическими забойными двигателями с отклоняющими устройствами.

Участок обсадной колонны вырезается только в одноколонном интервале роторным способом. Вырезающее устройство УВУ представляет собой режущий инструмент с раздвижными резцами, работающий под действием перепада давления промывочной жидкости при вращении буровой колонны.

Техническая характеристика, описание устройства УВУ и принцип работы его указаны в гл. 5.

Расчет необходимой длины вырезаемого участка обсадной колонны и технология вырезания описаны в работе [19]. Установка цементного моста и технология забурирования нового ствола в интервале вырезанного участка подобны этим работам в открытом стволе.

Техника безопасности при ликвидации аварий

До начала ловильных работ не всегда можно составить точное представление о состоянии части буровой колонны, оставленной в скважине. Поэтому при возникновении аварии необходимо подготовиться к тому, что оставленная часть колонны окажется прихваченной и ликвидация аварии будет происходить в сложных и опасных условиях.

Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвовавшим в ликвидации аварии, необходимо строго руководствоваться Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности, Отраслевой инструкцией по

безопасности труда при ликвидации прихватов бурового инструмента и обсадных колонн, Едиными правилами безопасности при взрывных работах.

Основные требования этих руководящих документов сводятся к следующему.

1. Работы по ликвидации аварий в скважине буровой мастер должен вести под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного инженера УБР (экспедиции, разведки, участка). Присутствие остальных инженерно-технических работников внутри фонаря и в пределах опасной зоны нежелательно.

2. До спуска ловильного инструмента в скважину необходимо проверить состояние талевого каната и надежность его на случай прихвата оставшейся части буровой колонны, приспособления для крепления неподвижного конца талевого каната, индикатора веса и особенно правильность положения стрелок приборов, четкость записей пишущего прибора, качество и состояние крепления дюритового шланга и трубочек от трансформатора к показывающим и пишущим приборам индикатора веса, вышки и крепления ее соединений, а также прочность фундаментов под ногами вышки, кронблока, талевого блока, трансмиссий и тормозной системы лебедки, вкладышей и стопорных устройств ротора и вертлюга.

После проверки исправности перечисленного оборудования в скважину спускают ловильный инструмент.

3. Крепление ловильного инструмента и другие работы в сква-

жине при подвешенной на ведущей трубе колонне бурильных труб выполняют при застопоренных вкладышах и зажимах клиньев ротора, чтобы предупредить выпадение их при резком вращении или внезапном подъеме. Кроме того, зажимы (клинья) должны быть закреплены болтами.

4. Площадь внутри вышки должна быть свободной от посторонних предметов.

5. Помимо изложенного, при работах по освобождению прихваченной бурильной или обсадной колонны необходимо удалить всех рабочих, кроме бурильщика, из опасной зоны на расстояние не ближе 60 м от вышки. При бурении с использованием дизельного привода в дизельном помещении остается дизелист, который должен быть предупрежден об обязательном нахождении в безопасной зоне (в пределах условной линии продолжения диагоналей фонаря).

Необходимо также дополнительно укрепить штроп вертлюга от выпадения из зева крюка петлями из прядей талевого каната, которые закрепляются в серьгах вертлюга.

Во время расхаживания и попытке повернуть бурильную колонну ротором необходимо пост-

янно наблюдать за состоянием крепления ведущей трубы с вертлюгом в левом замковом соединении, чтобы исключить возможное развинчивание.

Развинчивать сильно закрепленные резьбовые соединения следует после подогрева замков (кислородными горелками или другими источниками тепла).

При отсутствии автоматических ключей резьбовые соединения надо раскреплять машинными ключами с установкой страховых канатов. Крепление рабочего и предохранительного канатов на ключе должно предотвращать их разъединение в любых условиях работы.

6. При использовании кислотных ванн рабочие должны работать в костюмах из кислотостойкой ткани, исключающей поражение участков тела кислотой. Лица работающих должны быть защищены маской, руки — резиновыми перчатками, а ноги — резиновыми сапогами и брюками навыпуск.

7. При отбивке бурильной колонны ротором с подъемного крюка должны быть сняты штропы.

8. При нефтяных и кислотных ваннах под заливочной головкой или ведущей трубой устанавливается обратный клапан.

ГЛАВА 5

ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

§ 1. Общие положения

На инструментальной площадке буровой должен находиться ловильный и вспомогательный инструмент для первоочередных работ по ликвидации аварий.

Перечень видов необходимого ловильного инструмента определяется руководством бурового предприятия в соответствии с условиями буровых работ и используемыми технологическими приемами работы, а также наличием средств для их осуществления [7, 16].

Для первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий рекомендуется иметь на буровой следующий минимум ловильного и вспомогательного инструмента:

колокол типа К для захвата за тело трубы; колокол сквозной типа КС для захвата за замок, муфту, УБТ; колокол гладкий для захвата за замок и УБТ; метчик универсальный типа МБУ; метчик специальный типа МСЗ; воронки к колоколам и метчикам; центрирующее приспособление к метчикам; ловитель плашечный одинарный (ЛБП) и сдвоенный (ЛБПС); ловитель магнитный; наголовник для гидроимпульсов; гидроотклонитель ловильного инструмента.

При проведении специальных работ на скважине должны быть предусмотрены ловильные инструменты для ликвидации возмож-

ных аварий с устройствами, спускаемыми в скважину.

Весь ловильный инструмент должен быть оснащен перевсдниками для соединения с бурильной колонной. Инструмент должен быть компектным и включать все необходимые приспособления, облегчающие ликвидацию аварии. Размеры ловильного инструмента и его узлов должны соответствовать размерам элементов бурильной колонны и устройств, работающих в данной скважине. Наибольший наружный диаметр узлов ловильного инструмента или воронки к нему (если она применяется) для работы в неосложненных скважинах и обсадных колоннах должен быть на 25—30 мм меньше диаметра ствола скважины. В других случаях он должен быть меньше ствола скважины на 50—60 мм. Отдельные виды ловильных инструментов в соответствии с инструкцией по их эксплуатации могут спускаться в скважину с меньшими зазорами при соблюдении требований к эксплуатации.

На инструментальной площадке предприятия рекомендуется иметь полный набор ловильного инструмента для возможного применения в случае возникновения аварии, а именно:

колокола и метчики гладкие и нарезные, труболовки, ловите-

ли, фрезеры, механизмы для ликвидации прихватов, устройства для удаления металлических предметов, труборезы, печати, ловильные удочки и ерши, гидравлические домкраты, гидроотклонители, испытатели пластов для ликвидации прихватов, устройства для завода извлекаемых предметов в ловильный инструмент, отклонители, универсальное вырезающее устройство. Все они должны быть комплектными и иметь соответствующую техническую документацию. Кроме того, для оперативной установки ванн желательно иметь аварийный запас 25—30 м³ нефти и 1 т ПАВ.

Качество ловильных работ во многом зависит от состояния ловильного инструмента. Поэтому к его транспортировке и хранению следует относиться с особой осторожностью, помня, что некачественным инструментом аварию можно усложнить.

Все ловильные инструменты, направляемые на буровую, могут доставляться любым видом транспорта, но с гарантией полной целостности или в ящиках с закреплением в них от возможного перемещения, или в открытом виде. При этом наружная резьба и рабочая часть предохраняются от повреждения деревянными прокладками, скрепленными проволокой. Присоединительная резьба защищается деревянной пробкой. Весь ловильный инструмент должен храниться в законсервированном состоянии согласно инструкции завода-изготовителя. Предельный срок защиты при консервации 3 года. Дата консервации, условия и срок хранения должны быть указаны

в паспорте ловильного инструмента.

В ящик с ловильным инструментом, а при транспортировке ловильного инструмента в открытом виде — в муфтовую часть присоединительной резьбы помещается сопроводительная документация, упакованная в пакет из парафиновой бумаги или полиэтиленовой пленки. В пакете находятся паспорт с результатами приемки и инструкция по уходу и эксплуатации на каждый ловильный инструмент.

Доставленный на буровую ловильный инструмент укладывается на инструментальной площадке для хранения до возможного случая применения. Запрещается хранить ловильный инструмент навалом. Кроме того, полюса магнитных фрезеров должны быть закрыты деревянной пробкой.

При необходимости применения ловильный инструмент расконсервируют, проверяют состояние резьбовых частей и проводят подготовительные работы к спуску его в скважину. После работы в скважине годные ловильные инструменты снова консервируют и укладывают на инструментальной площадке. Ловильные инструменты с поломанными или изношенными узлами направляются в механические мастерские предприятия для ремонта.

§ 2. Ловители с промывкой

Ловители с промывкой предназначены для ловли оставшейся в скважине бурильной колонны за трубу или замок или за то и другое одновременно с про-

Таблица 5.1. Техническая характеристика ловителя типа ЛБП

Типоразмер ловителя	Диапазон захваты- ваемых диамет- ров, мм	Диаметр скважины по долоту, в которой производит- ся ловля, мм	Грузо- подъем- ность, т <i>m</i>	Основные раз- меры, мм		Масса, кг
				<i>D</i> _н	<i>L</i>	
ЛБП 89/114-175	89–114	190	80	175	930	88
ЛБП 114/140-200	114–140	214	100	200	970	102
ЛБП 127/155-225	127–155	243	125	225	970	124
ЛБП 140/178-245	140–173	269	125	245	1050	145
ЛБП 168/203-270	168–203	295	160	270	1050	162

мывкой скважины через захви-
ченную часть оставленной буриль-
ной колонны.

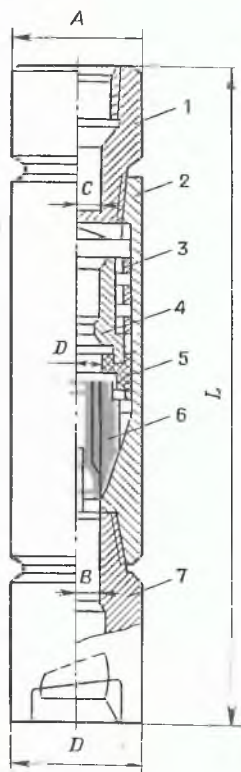


Рис. 5.1. Ловитель с промывкой

Основные параметры ловите-
лей (табл. 5.1, рис. 5.1) должны
соответствовать требованиям ОСТ
26-02-610 – 72.

Ловители изготавливают оди-
нарные. Они захватывают элемент
бурильной колонны только за
один участок.

На рис. 5.1 показана конст-
руктивная схема ловителя. Он
состоит из корпуса 2 с коничес-
кой поверхностью в нижней внут-
ренней части для движения пла-
шек по ней и с трубной резьбой
на его концах для присоеди-
нения воронки 7. Внутри корпуса
в специальные пазы впрессованы
две шпонки, между которыми
помещаются плашки 6 с ловиль-
ной резьбой специального профи-
ля левого направления с внутрен-
ней стороны. Резьбой захватывают
извлекаемую часть колонны за
трубу или замок. Имеющиеся на
плашках с боковой поверхности
пазы позволяют им равномерно
перемещаться вдоль шпонок. Для
исключения расхождения плашек
в верхней их части устанавли-
вается кольцо и резиновая ман-
жета 5, имеющая внутренний диа-
метр меньше диаметра захваты-

ваемого элемента бурильной колонны, что позволяет герметизировать его внутри корпуса и надежно осуществлять циркуляцию.

Сверху манжеты устанавливаются нажимная втулка 4 с надетой на нее спиральной пружиной 3. Все узлы, начиная от плашек и до спиральной пружины, поджимаются переводником 1.

Перед спуском ловителя в скважину, кроме проверки общего состояния узлов и резьбы, проверяют также:

соответствие размеров установленных плашек и манжеты размеру элементов бурильной колонны на участке захвата;

плавность перемещения плашек по пазам корпуса: вверх — от усилия рук со стороны захода, вниз — под действием пружины;

состояние поверхности резиновых манжет: она должна быть гладкой, без рисок, трещин и других дефектов.

Ловитель работает следующим образом. Ловитель присоединяют к колонне бурильных труб или к обсадной трубе (в случае необходимости захвата ниже торца извлекаемой трубы более чем на 1 м) и спускают на расчетную глубину. Легкими поворотами бурильных труб на 180—200° ловитель заводят в верхнюю часть оставленной колонны. Далее ловитель спускают без вращения. В процессе спуска верхняя часть спускаемой колонны, упираясь в плашки, раздвигает их и приходит через резиновую манжету. При последующей натяжке колонны плашки опускаются по конусу и зажимают

зашедшую в ловитель бурильную колонну, а манжета герметизирует пространство между корпусом ловителя и трубой. Если при натяжении бурильная колонна сразу не освобождается, то усиливают циркуляцию промывочной жидкости и снова пытаются поднять колонну, можно с расхождением. Если и в этом случае освободить колонну не удастся, то применяют другие методы ликвидации аварии.

Ловитель — инструмент освобождающегося типа. Для освобождения ловителя натянутую колонну резко опускают на 20—30 см. При этом плашки, закрепившиеся на колонне, остаются на месте, а корпус со шпонками опускается. При дальнейшем вращении колонны вправо с медленным подъемом плашки сбиваются и ловитель освобождается от колонны.

В комплект поставки ловителя входят ловитель в сборе с плашками и манжетами под тело трубы, указанной в шифре ловителя, комплекты сменных плашек и манжет под замки типа ЗШ, ЗН и элементов бурильной колонны, захватываемых соответствующим ловителем. Для ловителей типа ЛБП 114/146-200 также предназначен комплект плашек под трубы диаметром 127 мм, а для ловителей типа ЛБП 127/155-225 комплект плашек под трубы диаметром 147 мм.

Для распознавания сменной и запасной деталей на каждой из них клеймом нанесены шифр ловителя, обозначение и размер захватываемого элемента колонны труб.

§ 3. Метчики

Метчики универсальные типа МБУ и специальные типа МСЗ

Метчики предназначены для захвата за внутреннюю поверхность колонны труб, оканчивающихся сверху муфтой или ниппелем бурильного замка, утяжеленной бурильной трубой, переводником и, как исключение, высаженной частью бурильной трубы, и извлечения ее из скважины. Метчики выпускаются двух типов: универсальные (рис. 5.2, табл. 5.2)

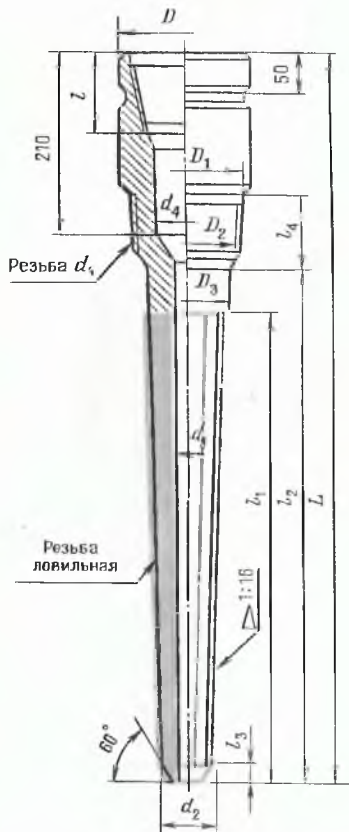


Рис. 5.2. Метчик бурильный универсальный (МБУ)

и специальные (рис. 5.3, табл. 5.3). Метчики бурильные универсальные (МБУ) применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием в тело элементов бурильной колонны. Метчики специальные (замковые) МСЗ используют для захвата ввинчиванием в замковую резьбу. Метчики изготовляют по отраслевому стандарту Министерства химического и нефтяного машиностроения ОСТ 26-02-1274 – 75.

Материалом для изготовления метчиков МБУ 20-45, МБУ 22-54, МБУ 32-73, МСЗ-66, МСЗ-73, МСЗ-76, МСЗ-86, МСЗ-88 служит сталь марки 12ХН, а для остальных — сталь марки 20Х. Допускается замена указанных марок сталей другими, но не ухудшающими качество метчиков. На пояске метчика указывается товарный знак завода-изготовителя, шифр метчика, порядковый номер, дата выпуска (месяц, год).

На рис. 5.4 и рис. 5.5 приведены схемы соединения соответствующих универсальных и специальных метчиков с центрирующими приспособлениями.

Метчики каждого типа в зависимости от назначения выполняют с правой и левой резьбой. Метчики с правой резьбой применяют для извлечения оставшейся колонны целиком, а метчики с левой резьбой — для отвинчивания и извлечения колонны по частям. Метчики рекомендуется использовать в тех случаях, когда не удалось поднять колонну ловителем или в ходе ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и расхаживание бурильной колонны.

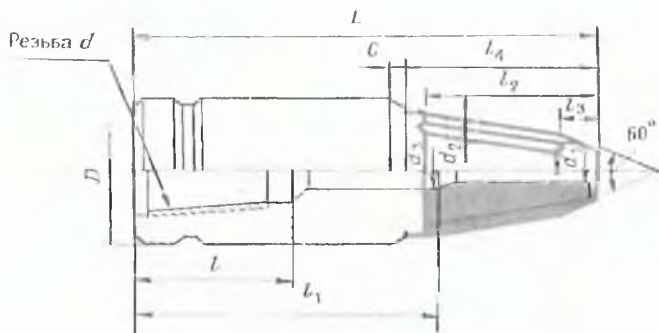


Рис. 5.3. Метчик специальный замковый (МСЗ)

Ловильные работы метчиком желательно выполнять с установкой центрирующего приспособления. Порядок проведения ловильных работ с метчиком следующий.

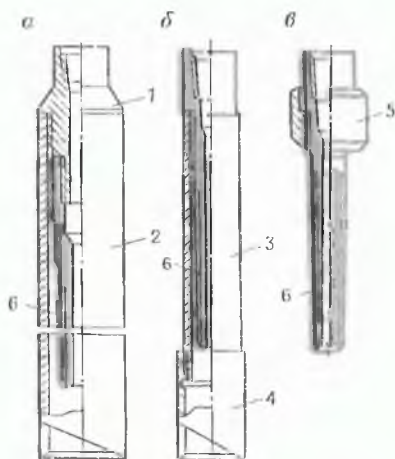


Рис. 5.4. Соединение метчика бурильного универсального с центрирующим приспособлением:

а — направление с вырезом; *б* — направление с воронкой; *в* — кольцо. 1 — головка; 2 — направление; 3 — направление с резьбой под воронку; 4 — воронка; 5 — кольцо; 6 — метчик

После спуска колонны труб с метчиком на 3–5 м выше верха оставленной бурильной колонны восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, уточняют вес

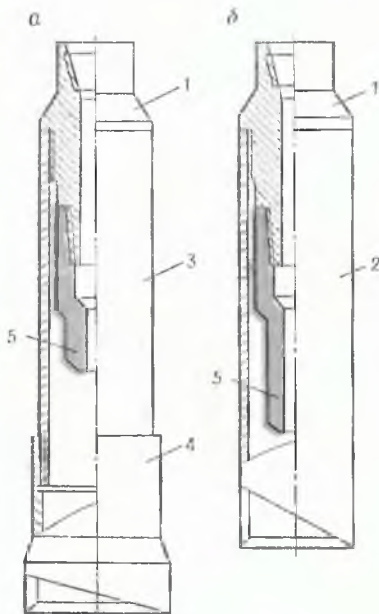


Рис. 5.5. Соединение метчика специального замкового с центрирующим приспособлением:

а — направление с воронкой; *б* — направление с вырезом. 1 — головка; 2 — направление с резьбой; 3 — направление с вырезом; 4 — воронка; 5 — метчик специальный

Таблица 5.2. Основные размеры метчиков бурильных универсальных МБУ

Типоразмер метчика	Резьба (ГОСТ 5286-75)	Резьба d_1 , мм		d_2	d_3	d_4	D	D_1	D_2
		ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80						
							мм		
МБУ 20-45	3-62	73	—	20	—	30	80	73,0	48,7
МБУ 22-54	3-76	89	—	22	10	40	95	88,9	57,2
МБУ 32-73	3-88	102	—	32	14	45	108	101,6	76,2
МБУ 58-94	3-102	—	114	58	22	60	120	114,3	96,8
МБУ 74-120	3-147	—	168	74	32	100	178	168,3	123,4
МБУ 100-142	3-171	—	194	100	50	120	03	193,7	145,6
МБУ 127-164	3-189	—	219	127	70	140	220	219,1	167,6

Примечания. 1. Наименьшая и наибольшая грузоподъемности метчика озна захвате за соответственно наименьший и наибольший внутренние диаметры элементов обозначения МБУ 32-73П (ОСТ 26-02-1274-75): метчик универсальный с диаметра

Таблица 5.3. Размеры метчиков специальных замковых МСЗ

Типоразмер метчика	Резьба d , (ГОСТ 5286-75)	d_1	d_2	d_3	l	l_1
					мм	
МСЗ-62	3-62	16	62,670	30	80	150
МСЗ-76	3-76	16	76,200	40	100	150
МСЗ-88	3-88	16	88,887	35	110	250
МСЗ-92	3-92	16	92,075	40	100	215
МСЗ-101	3-101	20	101,438	40	110	250
МСЗ-102	3-102	30	102,010	40	110	250
МСЗ-117	3-117	50	117,462	50	125	250
МСЗ-121	3-121	20	121,709	40	120	260
МСЗ-133	3-133	40	133,300	60	130	270
МСЗ-140	3-140	40	140,192	70	135	250
МСЗ-147	3-147	40	147,949	80	135	250
МСЗ-152	3-152	50	152,186	80	135	270
МСЗ-161	3-161	50	161,920	100	140	270
МСЗ-171	3-171	50	171,536	100	140	320
МСЗ-189	3-189	50	189,427	120	140	320

спущенной колонны, давление и температуру промывочной жидкости. Нельзя спускать универсальный метчик на 80 см, а специальный метчик на 20 см ниже расчетной глубины соединения. Нашупывают оставленную колонну на расчетной глубине. При попадании метчика внутрь колон-

ны давление промывочной жидкости увеличивается, временно прекращается ее циркуляция и снижается вес колонны. Последующим медленным вращением ротора (на 2-3 оборота) с нагрузкой 10-20 кН метчик закрепляют в оставленной колонне. Увеличение давления вначале и

D_3	l	l_1	l_2	l_3	l_4	L	Грузоподъем- ность, т		Масса, кг не более
							min	max	
мм									
45,6	80	415	465	5	76	715	16	30	9
54,2	100	520	570	—	86	830	22	42	13
73,1	110	670	720	10	86	980	30	64	20
93,7	110	595	645	25	85	905	56	82	28
120,3	140	770	820	30	110	1105	76	115	68
142,5	140	710	760	30	110	1045	110	140	88
164,5	140	635	685	35	110	975	115	145	89

чают допустимую величину натяжения инструмента (ловительной колонны) при то-
тов бурильных колонн, захватываемых данным метчиком. 2. Пример условного
ми $d_2 = 32$ мм и $D_3 = 731$ мм, правый.

l_2	l_3	l_4	C	D	L	Грузоподъ- емность, m	Масса, кг, не более
мм							
87	24	107	3	80	280	100	4
113	30	133	3	95	300	160	9
127	39	147	3	108	300	160	14
126	44	146	4	108	320	200	15
135	46	155	4	118	320	200	16
133	42	153	4	120	320	200	15
130	27	150	4	140	320	200	22
160	64	180	5	140	320	200	25
164	56	184	5	155	360	275	27
164	53	184	5	178	360	330	37
175	54	195	5	178	400	330	36
173	52	193	5	197	400	370	50
159	38	179	6	185	430	330	40
184	63	204	6	203	430	370	55
163	42	183	6	212	430	350	60

последующее снижение его до
величины больше первоначальной
указывают на циркуляцию жид-
кости через долото. Метчик док-
репляют с нагрузкой 20–30 кН
при неполных (0,3–0,5 оборота)
оборотах стола ротора до "отда-
чи" (на 4–5 оборотов). Умень-
шение нагрузки на крюке сви-

детельствует о том, что метчик
соединился с бурильной колон-
ной. Повышение температуры цир-
кулирующего бурового раствора
при большой длине извлекаемой
части бурильной колонны указы-
вает также на циркуляцию через
забой. Затем начинают работы по
освобождению колонны с расха-

живанием и интенсивной промывкой.

При ловле метчиком колонны небольшой длины производят продолжительное крепление с увеличенной до 200 кН нагрузкой.

При ловильных работах в расширенной части ствола желательнее над метчиком устанавливать переводник, имеющий боковое отверстие диаметром 10–15 мм, а также центральный циркуляционный канал переменного сечения, вверху диаметром 70–90 мм, а внизу 10–15 мм.

Боковое отверстие сверлится с выходом в увеличенный диаметр циркуляционного переводника. При отсутствии специального переводника в верхней части метчика под замковой резьбой сверлится это отверстие. При восстановлении интенсивной циркуляции буровой раствор выходит через боковое отверстие и отталкивает метчик от центра. Таким образом, отпадает надобность в кривой трубе при ловле отклоненной части бурильной колонны. Известны многократные случаи, когда ловильным инструментом, спускаемым совместно со специальным переводником, удавалось успешно соединиться с извлекаемыми трубами, после того как работы с ловильным инструментом на изогнутой трубе не давали результатов.

Метчик гладкий

Для извлечения предметов с внутренним круглым сечением и толщиной стенок не менее 15 мм применяют гладкие метчики. Они имеют форму обычных метчиков,

но без ловильной резьбы. Конусность гладких метчиков равна от 0°30' до 5°.

Чем выше группа прочности металла захватываемого предмета, тем меньше должна быть конусность рабочей поверхности метчика.

Например, для труб прочности Е и К конусность метчика желательнее иметь до 1°.

Гладкие метчики, как правило, применяют для захвата за аварийную трубу и отвинчивания вместе с ней нескольких труб, чтобы потом надежно соединиться с муфтовой частью бурильного замка. Силы нагружения берут не менее 200 кН, помня о том, что для освобождения гладкого метчика в этом случае прилагается сила, равная нагружению плюс 50–100 кН.

Ловильные работы гладким метчиком аналогичны работам с обычными метчиками.

§ 4. Колокола

Колокола предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с захватом их посредством навинчивания на наружную поверхность оставленных труб. Колокола рекомендуются применять, когда требуются вращение и расхаживание извлекаемой буровой колонны.

По конструкции колокола делятся на несквозные (типа К), с захватом за наружную поверхность труб (рис. 5.6, а, табл. 5.4); сквозные с пропус-

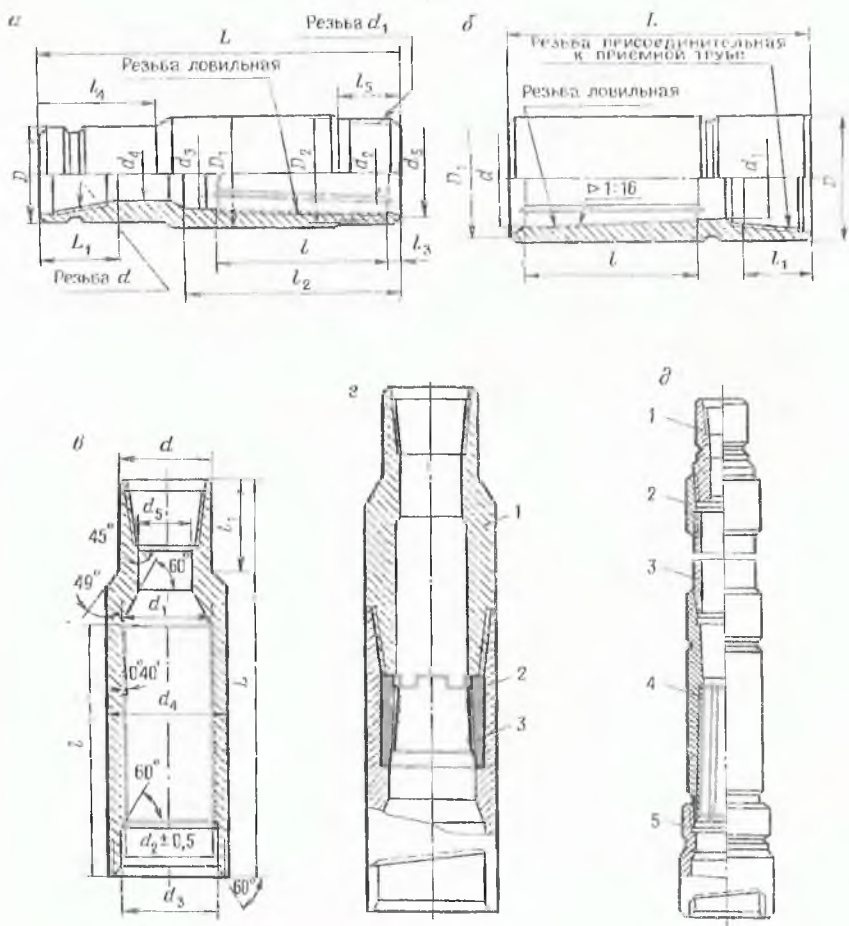


Рис. 5.6. Колокола:

a — колокол К; *б* — колокол КС; *в* — колокол гладкий; *г* — колокол со вставной ловильной втулкой: 1 — переводник; 2 — ловильная втулка; 3 — корпус; *д* — компоновка колокола ловильного сквозного КС с приемной трубой: 1 — переводник, 2 — муфта, 3 — приемная труба, 4 — колокол, 5 — воронка

ком через них сломанной трубы с захватом за замок, муфту или УБТ (рис. 5.6, б, табл. 5.5), гладкие (рис. 5.6, в, табл. 5.6) с захватом за наружную часть

всех видов труб; со вставной втулкой (рис. 5.6, г) с захватом за наружную поверхность всех предметов, имеющих цилиндрическую форму.

На рис. 5.6, д показана компоновка колокола типа КС с обсадной трубой.

Ловильные работы колоколами подобны работам метчиком.

Особенность колокола гладкого — небольшая его грузоподъемность и возможность срыва из него извлекаемого предме-

Таблица 5.4. Размеры колоколов ловильных типа К

Типораз- мер	Резьба d		Резьба d_1		d_2	d_3	d_4	d_5	D
	ГОСТ 5286-75	ГОСТ 7918-75	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	мм				
К 42-25	—	3-50	60	—	42	25	25	50	65
К 50-34	—	3-50	60	—	50	34	31	52	65
К 58-40	3-62	—	89	—	58	40	38	77	80
К 70-52	3-62	—	89	—	70	52	38	77	80
К 85-64	3-76	—	102	—	85	64	45	88	95
К 100-78	3-88	—	B114	—	100	78	56	107	108
К 110-91	3-101	—	—	127	110	91	68	114	118
К 125-103	3-121	—	—	146	125	103	88	132	146
К 135-113	3-133	—	—	168	135	113	105	154	155
К 150-128	3-147	—	—	194	150	128	117	180	178
К 174-143	3-171	—	—	219	174	143	140	206	203

Примечание. Примеры условных обозначений. Колокол с диаметрами $d_2 =$ К 70-52Л (ОСТ 26-02-1275-75).

Таблица 5.5. Размеры колоколов ловильных сквозных бурильных

Типоразмер	Резьба присоединительная по ГОСТ 632-80		$d \pm 0,5$	d_1	$D + 0,5$
	к приемной трубе	к воронке			
КСБ-115-1	114	—	115	94	140
КСБ-125-1	127	—	125	106	148
КСБ-125-2	127	146	125	106	148
КСБ-145-1	146	—	145	121	175
КСБ-145-2	146	178	145	121	180
КСБ-160-1	168	—	160	135	190
КСБ-160-2	168	194	160	136	195
КСБ-180-1	178	—	180	155	220
КСБ-180-2	178	219	180	155	220
КСБ-195-1	194	—	195	168	220
КСБ-195-2	194	219	195	168	220
КСБ-210-1	219	—	210	185	245
КСБ-210-2	219	245	210	185	245

та. Для исключения этого обычно гладким колоколом отвинчивают несколько труб, чтобы в верхней части оставленной колонны в последующем находилась замко-

вая муфта и было легче и надежнее соединиться с извлекаемыми трубами. Колокол гладкий имеет внутри гладкую ловильную поверхность с конусностью $0^\circ 30'$

D_1	D_2	l	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	L	Число ниток на 25,4 мм ловиль- ной резьбы	Грузо- подъ- ем- ность, т	Масса, кг, не более
мм											
65	60,30	260	102	—	6,90	—	56	385	10	25	6,5
65	60,30	250	70	265	1,70	—	56	340	10	35	5,0
90	88,90	275	90	315	16,40	150	73	490	10	45	15,0
90	88,90	285	90	325	6,06	150	73	510	8	65	14,0
102	101,60	330	100	370	2,60	150	76	550	8	75	18,0
122	120,65	340	110	380	6,06	170	80	595	8	85	26,5
132	127,00	300	110	350	3,40	170	78	555	8	100	26,5
148	146,00	345	115	400	6,06	200	90	560	8	110	31,0
170	168,30	340	130	400	14,70	200	95	635	8	125	33,0
194	193,70	350	142	410	25,90	210	90	655	8	135	49,0
220	219,10	490	145	550	27,70	210	92	800	8	150	83,0

70 мм и $d_3 = 52$ мм, правый: К 70-52 (ОСТ 26-02-1275-75); то же, левый:

D_1	D_2	$L \pm 5$	$l \pm 5$	l_1	l_2	Масса, кг
мм						
134	—	460	330	75	—	25
142	—	440	300	80	—	26
134	146,0	440	300	80	90	26
168	—	545	380	85	—	46
155	177,8	545	380	85	95	53
170	—	550	400	90	—	51
170	193,7	550	400	90	88	57
198	—	560	400	90	—	74
198	219,1	560	400	90	90	74
214	—	575	430	90	—	57
214	219,1	575	430	90	90	57
239	—	550	380	98	—	28
224	244,5	550	380	98	98	26

до 5°. Чем тверже поверхность извлекаемых труб, тем меньше конусность. Широко используются колокола с конусностью от 0°40' до 2°. Колокола гладкие изго-

товляют из сталей марок 40 ХН, 45У, 200Х и 15Х без последующей термической обработки.

В колоколах со вставной втулкой последняя изготавливается в

Таблица 5.6. Техническая характеристика колоколов гладких

Размеры колокола (см. рис. 5.6, в), мм	Извлекаемые предметы									
	Замки				Бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d_1	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d_2	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143
d_3	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d_4	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
d_5	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85-95
l	470	430	340	430	430	340	340	340	340	340
l_1	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

соответствии с размером извлекаемого предмета так, чтобы он захватывался средней частью втулки, которая зажимается между конусом и переводником. Ловильная резьба втулки закаливается.

Все конструкции колоколов изготавливают в двух исполнениях с резьбой под воронку, в зоне ловильной резьбы и без нее, а также с правыми и левыми соединительными резьбами.

Ловильные работы колоколами К, КС и со вставной втулкой не отличаются от работ метчиком. Во всех возможных случаях колокола надо спускать с воронкой.

Ловильные работы гладким колоколом проводят следующим образом.

Гладкий колокол спускают в скважину и останавливают за 3-5 м от конца извлекаемых труб. Циркуляцию бурового раствора восстанавливают и выравнивают его параметры, затем устанавливают минимальную циркуля-

цию. Гладкий колокол доспускают и заводят в него извлекаемые трубы. Вхождение последних отмечается повышением давления раствора. После этого его нагружают до 100 кН и пытаются повернуть буровую колонну, чтобы убедиться в ее захвате. При убеждении в захвате извлекаемых труб колонну для надежности захвата догружают на 200-300 кН или извлекают сразу оставленные трубы (если вес их не более 500 кН), или развинчивают влево в замковом соединении с целью извлечения оборванной части трубы и последующего соединения с замковой муфтой оставленных труб для продолжения работ по ликвидации аварии.

При невозможности извлечь находящиеся в скважине трубы натяжением колонны или развинчиванием колокол отсоединяют натяжением его более чем на 500-600 кН и пытаются проверить колокол или проводят другие работы для ликвидации аварии.

§ 5. Центрирующие приспособления к ловильному инструменту

Центрирующие приспособления к ловильному инструменту предназначаются для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента и извлекаемого объекта.

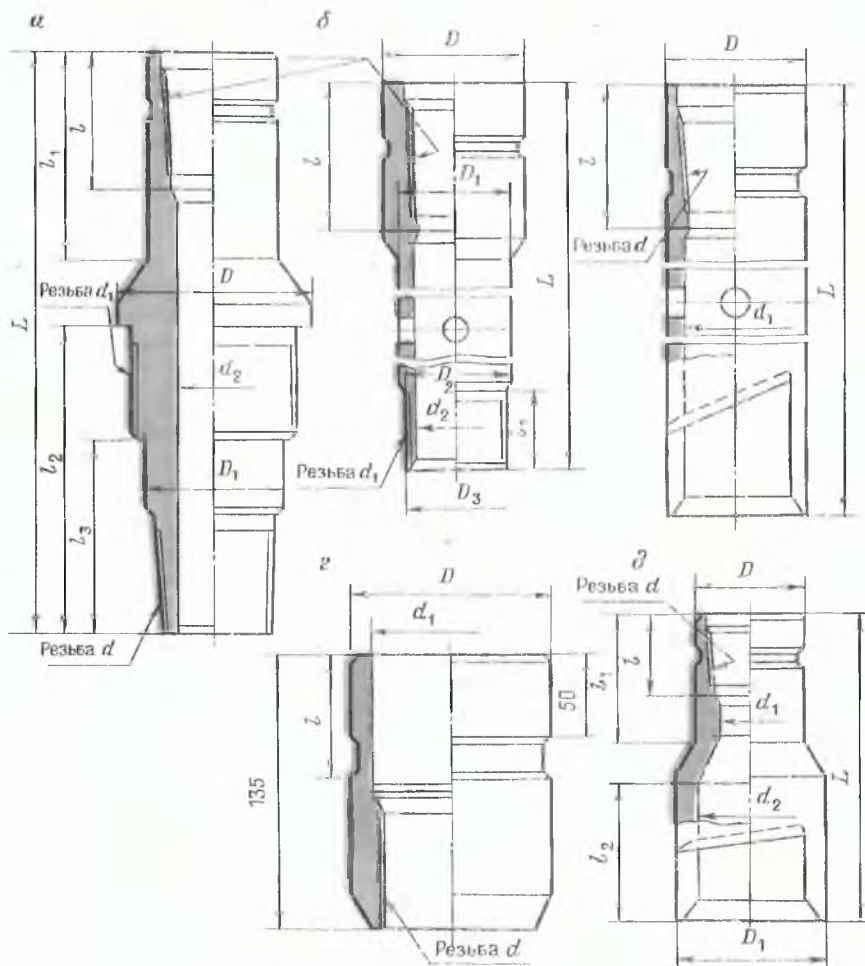
Примерные схемы соединения центрирующих приспособлений с ловильным инструментом, а также общие виды каждого приспособления в отдельности показаны на рис. 5.4, 5.5 и 5.7.

К центрирующим приспособлениям относятся:

головка, направление с резьбой под воронку, направление с

Рис. 5.7. Центрирующее приспособление к ловильному инструменту:

a — головка; *б* — направление с резьбой под воронку; *в* — направление с вырезом; *г* — кольцо; *д* — воронка



вырезом, кольцо и воронка. Основные их размеры приведены соответственно в табл. 5.7 — 5.11. Они изготавливаются из трубных заготовок в соответствии с требованием ОСТ 26-02-1312 — 75 в двух исполнениях: правые и левые. Для каждого типоразмера их подбирают по таблице применяемости.

Направления с вырезом и с резьбой под воронку должны из-

готавливаться цельными. Резьбы на деталях центрирующих приспособлений должны отвечать требованиям соответствующих ГОСТ. На пояске, проточенном на наружной поверхности центрирующего приспособления, выбиваются товарный знак завода-изготовителя, буквенно-цифровая часть условного обозначения, порядковый номер изделия и дата выпуска (год, месяц).

Таблица 5.7. Техническая характеристика головок к центрирующему приспособлению

Типоразмер	Резьба d		Резьба d_1 мм		Размеры (см. рис. 5.7, а), мм								Масса, кг, не более
	ГОСТ 7918-75	ГОСТ 5286-75	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_2	D	D_1	l	l_1	l_2	l_3	L	
Г-3-50/73	3-50	—	73	—	28	75	65'	70	180	155	85	370	6
Г-3-62/В-89	—	3-62	В89	—	25	106	80	80	180	170	95	400	12
Г-3-76/102	—	3-76	102	—	32	106	90	100	180	195	115	410	15,5
Г-3-76/114	—	3-76	—	114	32	118	95	100	180	200	115	420	18,5
Г-3-88/127	—	3-88	—	127	38	132	108	110	180	210	120	430	30
Г-3-88/140	—	3-88	—	140	38	140	108	110	180	210	120	430	26
Г-3-92/127	—	3-92	—	127	54	132	108	100	180	205	115	430	21
Г-3-101/140	—	3-101	—	140	62	140	118	110	180	210	120	425	23
Г-3-102/140	—	3-102	—	140	70	140	120	110	180	210	120	425	20,5
Г-3-102/168	—	3-102	—	168	70	170	120	110	180	220	120	465	32
Г-3-117/168	—	3-117	—	168	58	170	140	125	210	230	130	485	42
Г-3-121/168	—	3-121	—	168	80	170	146	120	210	225	125	480	38
Г-3-133/168	—	3-133	—	168	95	170	155	130	210	240	140	485	35
Г-3-140/194	—	3-140	—	194	70	200	172	135	210	245	145	580	64
Г-3-147/194	—	3-147	—	194	100	200	178	140	210	250	150	505	55
Г-3-147/219	—	3-147	—	219	100	224	178	140	210	255	150	525	67
Г-3-147/245	—	3-147	—	245	100	250	178	140	210	255	150	550	81
Г-3-147/273	—	3-147	—	273	100	280	178	140	210	255	150	575	97
Г-3-147/299	—	3-147	—	299	100	300	178	140	210	255	150	595	109
Г-3-147/324	—	3-147	—	324	100	335	178	140	210	255	150	625	152
Г-3-152/219	—	3-152	—	219	89	224	197	140	210	255	150	515	76
Г-3-161/219	—	3-161	—	219	120	224	185	140	210	255	150	525	56
Г-3-171/219	—	3-171	—	219	127	224	203	140	210	255	150	505	69
—	—	3-189	—	245	127	250	212	140	210	255	150	525	83

Таблица 5.8. Техническая характеристика направлений с резьбой под воронку

Типоразмер	Резьба d , мм		Резьба d_1 , мм		Размеры (см. рис. 5.7, б), мм								Масса кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_2	l	l_1	D	D_1	D_2	D_3	L	
H-73/89-69	73	—	89	—	69	75	75	89	89	88,9	78	600	12
H-89/102-88	89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	700	16
H-89/102-88	B89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	850	18,5
H-102/114-98	102	—	—	114	98	85	80	115	115	114,3	103	850	18
H-114/114-102	—	114	—	114	102	90	80	124	118	114,3	103	950	19,5
H-114/127-110	—	114	—	127	110	90	90	127	127	127	114	800	18,5
H-127/140-127	—	127	—	140	127	90	90	140	140	139,7	128	1100	24
H-140/140-127	—	140	—	140	127	95	90	158	145	139,7	128	1100	33,5
H-168/168-150	—	168	—	168	150	100	95	180	170	168,3	155	750	28
H-168/173-164	—	168	—	178	164	100	95	180	180	177,8	165	1050	32
H-194/194-175	—	194	—	194	175	105	100	210	202	193,7	180	900	50
H-194/219-195	—	194	—	219	195	105	100	220	220	219,1	206	1250	80
H-219/245-220	—	219	—	245	220	110	100	245	245	244,5	230	1250	89
H-245/273-245	—	245	—	273	245	110	100	273	273	273	260	1150	98
H-273/299-270	—	273	—	299	270	110	105	299	299	298,5	285	1270	123
H-299/324-300	—	299	—	324	300	110	105	324	324	323,9	310	1270	117
H-324/340-320	—	324	—	340	320	110	105	340	340	339,7	326	1270	10

Таблица 5.9. Техническая характеристика направлений с вырезом к центрирующему приспособлению

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, в), мм				Масса кг, не более
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	d_1	l	D	L	
НВ-73-69/89	73	—	69	75	89	750	12
НВ-102-98/114	102	—	98	85	114	1050	19
НВ-114-110/132	—	114	110	90	132	1000	28,5
НВ-127-119/140	—	127	119	90	140	1300	45
НВ-168-156/180	—	168	156	100	180	1350	70
НВ-219-217/245	—	219	217	110	245	1450	115
НВ-245-245/273	—	245	245	110	273	1500	129
НВ-273-271/299	—	273	271	110	299	1550	92
НВ-299-301/326	—	299	301	110	325	1600	142
НВ-324-319/351	—	324	319	110	351	1600	200

Таблица 5.10. Техническая характеристика воронок

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, d), мм								Масса, кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_1	d_2	l	l_1	l_2	D	D_1	L	
В-60-50/90				70					90		3,5
В-60-50/100				80					100	320	5,5
В-60-50/112	60	—	50	90	65	140	150	73	112	340	6,5
В-60-50/118				95					118		8
В-60-50/132				112					132	360	9
В-89-70/100				80				100	100		7
В-89-70/106				85					106		8
В-89-70/112				90					112	330	8,5
В-89-70/118	89	—	70	95	85	140	150	106	118		9
В-89-70/125				106					125		10
В-89-70/132				112					132		11
В-89-70/140				118					140	340	11,5
В-102-90/112				90					112		7
В-102-90/118				95					118		8
В-102-90/125	102	—	90	106	85	150	150	118	125	330	8,5
В-102-90/132				112					132		9
В-102-90/140				118					140		9
В-102-90/150				125					150		9,5
В-114-102/128				102				125	125		7,5
В-114-102/132				112					132		8
В-114-102/140				118					140	330	9
В-114-102/150	—	114	102	125	90	150	150	132	150		10,5
В-114-102/160				132					160	350	12
В-114-102/170				140					170		14,5
В-114-102/180				150					180	360	17
В-114-105/132				112				132	132		7
В-114-105/140	B114	—	105	118	90	150	150	140	140	330	7,5
В-114-105/150				125					150		9
В-114-105/160				132					160	340	12
В-114-105/170	B114	—	105	140					170	340	15
В-114-105/180				150					180	350	16
В-127-110/140				118				140	140		9,5
В-127-110/150				125					150	330	11,5
В-127-110/160				132					160		13
В-127-110/170				140					170	340	14
В-127-110/180	—	127	110	150	90	150	150	146	180		15,5
В-127-110/190				160					190	360	16
В-127-110/200				170					200		17
В-127-110/212				180					212	370	18
В-127-110/224				190					224		20
В-127-110/236				200					236	440	21,5

Продолжение табл. 5.10.

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, δ), мм								Масса, кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_1	d_2	l	l_1	l_2	D	D_1	L	
В-140-125/150				125				150	150		7,5
В-140-125/160				132					160		10
В-140-125/170				140					170	330	13,5
В-140-125/180				150					180		15
В-140-125/190	—	140	125	160	95	150	150	160	190	350	18
В-140-125/200				170					200		22
В-140-125/212				180					212	370	25
В-140-125/224				190					224	400	29
В-140-125/236				200					236		33
В-140-125/250				212					250		38
В-146-128/160				128					160		12
В-146-128/170				140					170		14
В-146-128/180				150					180	330	16
В-146-128/190	—	146	128	160	100	150	150	160	190		17,5
В-146-128/200				170					200	360	19
В-146-128/212				180					212		21
В-146-128/224				190					224	370	23,5
В-146-128/236				200					236		26
В-146-128/250				212					250	400	29
В-168-150/180				150				180	180		13
В-168-150/190				160					190	330	15
В-168-150/200	—	168	150	170	100	160	150	190	200	340	18,5
В-168-150/212				180					212		21,5
В-168-150/224				190					224	370	24
В-168-150/236				200					236		26,5
В-168-150/250				212					250		28
В-178-164-190				164				190	190		25
В-178-164/200				170					200	330	26
В-178-164/212	—	178	164	180	100	160	160	200	212	350	28
В-178-164/224				190					224		29
В-178-164/236				200					236		30
В-178-164/250				212					250	380	31
В-194-175/212				175					212	330	22
В-194-175/224				190					224		25
В-194-175/236				200					236	360	28
В-194-175/250				212					250		32
В-194-175/265				224					265	380	34
В-194-175/280				236					280		41
В-194-175/300	—	194	175	250	105	160	160	212	300	410	47
В-194-175/315				265					315	430	54
В-194-175/335				280					335	450	63
В-194-175/355				300					355		70
В-194-175/375				315					375	480	78

Продолжение табл. 5.10.

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, $\varnothing$), мм								Масса, кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_1	d_2	l	l_1	l_2	D	D_1	L	
B-194-175/400				355					400	510	85
B-194-175/425				375					425		90
B-194-175/450				400					450	530	96
B-219-195/236				195				236	236	320	25
B-219-195/250				212					250	360	34
B-219-195/265	—	219	195	224					265	390	42
B-219-195/280				236					280		49
B-219-195/300				250					300	420	56
B-219-195/315				265					315		62
B-219-195/335				280					335	430	69
B-219-195/355	—	219	195	300	110	170	170	245	355	450	75
B-219-195/375				315					375	470	86
B-219-195/400				355					400	500	95
B-219-195/425				375					425	520	106
B-219-195/450				400					450	540	118
B-245-220/265				220				265	265	330	32
B-245-220/280				236					280	360	40
B-245-220/300				250					300	400	52
B-245-220/315				265					315	410	60
B-245-220/335				280					335		69
B-245-220/355	—	245	220	300	110	170	170	270	355	440	78
B-245-220/375				315					375	460	86
B-245-220/400				355					400	480	95
B-245-220/425				375					425	500	105
B-245-220/450				400					450	520	115
B-273-245/280				245				280	280	340	25
B-273-245/300				250					300	340	42
B-273-245/315				265					315	380	54
B-273-245/335				280					335	410	68
B-273-245/355	—	273	245	300	110	170	180	300	355	430	76
B-273-245/375				315					375	450	80
B-273-245/400				355					400	470	84
B-273-245/425				375					425	490	100
B-273-245/450				400					450	510	120
B-299-270/315				270				315	315	340	38
B-299-270/335	—	299	270	280	110	170	180	324	335	380	53
B-299-270/355				300					355	410	65
B-299-270/375				315					375	430	74
B-299-270/400				355					400	450	85
B-299-270/425	—	299	270	375					425	470	94
B-299-270/450				400					450	490	110

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, ∂), мм								Масса кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_1	d_2	l	l_1	l_2	D	D_1	L	
В-324-300/335				300				335	335	340	31
В-324-300/355				300					355	360	57
В-324-300/375	—	324	300	315	110	170	180	350	375	420	66
В-324-300/400				355					400		75
В-324-300/425				375					425	460	88
В-324-300/450				400					450		102
В-340-320/373				320					375	340	60
В-340-320/400	—	340	320	355	110	170	180	365	400	430	90
В-340-320/425				375					425	450	95,5
В-340-320/450				400					450		101

Таблица 5.11. Техническая характеристика колец к центрирующему приспособлению

Типоразмер	Резьба d , мм		Размеры (см. рис. 5.7, z), мм			Масса, кг, не более
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_1	l	D	
К-73-100	73	—	85	68	100	3
К-89-112	89	—	98	60	112	3,5
К-102-118	102	—	112	58	118	3
К-102-132	102	—	112	58	132	5,5
К-114-132	—	114	125	60	132	5
К-114-140	—	114	125	60	140	6
К-114-150	—	114	125	60	150	7

§ 6. Труболовки

Труболовки предназначены для извлечения из скважины труб различного назначения и других инструментов, имеющих цилиндрическую форму. По конструкции захватного устройства труболовки подразделяются на цанговые и плашечные. Цанговой труболовкой вводимая верхняя часть извлекаемой трубы захватывается

равномерно по всей поверхности. Надежность и степень захвата плашечных труболовок зависят от конструкции и расположения плашек на корпусе и узлов удержания и перемещения.

Труболовки также подразделяются на внутренние и наружные, соответственно захватывающие извлекаемый предмет за внутреннюю или наружную поверхность.

Для извлечения бурильных и насосно-компрессорных труб внутреннюю трубуловку комплектуются центрирующими приспособлениями, имеющими направления с вырезом или резьбой под воронку, а наружные трубуловки — корпусом с вырезом или воронкой. Без центрирующих приспособлений трубуловки применяются в тех случаях, когда зазор между обсадной колонной и извлекаемыми трубами мал и не допускает размещения центрирующего приспособления.

Трубуловка внутренняя освобождающаяся (ТВО)

Трубуловка ТВО (рис. 5.8, табл. 5.12) предназначена для извлечения из скважины преимущественно обсадных и бурильных труб диаметром 140 мм и более с равнопроходным внутренним каналом. Ловильная цанга 5 выполнена в виде кольца, имеющего несколько разрезов, что дает возможность концам цанги с насечкой деформироваться в радиальном направлении и уменьшать свой наружный диаметр при входе внутрь трубы. В нижней части цанга имеет заходный конус и внутреннюю коническую поверхность с конусностью 7° . Наружный диаметр ловильной цанги больше внутреннего диаметра захватываемой трубы на 1–5 мм. Подвижный конус 7 может перемещаться вдоль корпуса 4 и сжимать резиновое уплотнение 8.

При подготовке трубуловки к работе в скважине проверяют состояние резьбы и уплотнения, перемещение гайки 2 совместно

с цангой 5, свободное движение конуса 7 вдоль корпуса. Затем гайку 2 перемещают до упора в переводник 1, цангу 5 передвигают так, чтобы концы ее находились против верхнего конца подвижного конуса и зазор между ними был на 3–5 мм

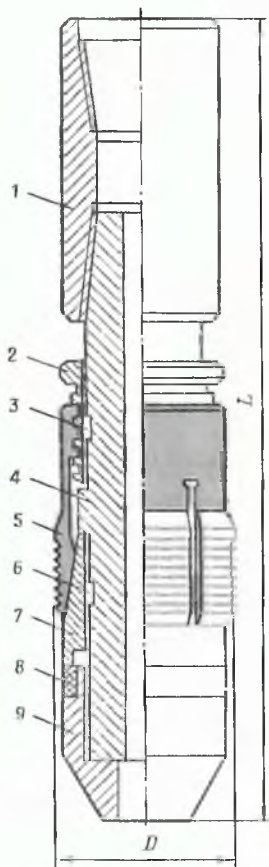


Рис. 5.8. Трубуловка внутренняя освобождающаяся (ТВО) для обсадных труб

1 — переводник; 2 — гайка; 3, 6 — шпонки; 4 — корпус; 5 — ловильная цанга; 7 — подвижный конус; 8 — резиновое уплотнение; 9 — наконечник

Таблица 5.12. Техническая характеристика трубуловок ТВО

Шифр	Наружный диаметр извлекаемой трубы, мм	Присоединительная резьба переходника (ГОСТ 5286—75)	Размеры (см. рис. 5.8), мм		Грузоподъемность, т		Рабочее давление, МПа	Масса, кг
			D	L	рабочая	испытательная		
ТВО-146	146	3-101	134	1174	100	125	20	90
ТВО-194	194	3-133	182	1377	200	250	20	154
ТВО-219	219	3-133	210	1452	200	250	16	190
ТВО-245	245	3-147	234	1500	200	250	12	245
ТВО-273	273	3-147	260	1490	200	250	12	342
ТВО-299	299	3-147	285	1713	200	250	12	434
ТВО-324	324	3-147	310	1835	200	250	10	390

больше половины разницы между внутренним диаметром захватываемой трубы и наружным диаметром подвижного конуса. Этим создаются условия для свободного сжатия и вхождения в трубу цанги.

Трубуловка работает следующим образом.

Для захвата извлекаемых труб трубуловку опускают до них; восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, промывают скважину и одновременно заводят трубуловку внутрь трубы, а потом выключают циркуляцию промывочной жидкости. Наличие конуса на направляющем наконечнике 9 обеспечивает беспрепятственный заход трубуловки внутрь трубы. При дальнейшем опускании трубуловки переводник 1, упираясь нижним торцом в гайку 2, соединенную жестко с цангой 5, заталкивает ее к месту захвата. Известны случаи пропуска трубуловки до 1000 м внутрь обсадных труб, захвата их над местом смятия, расхаживания и подъема колонны диаметром 245 мм длиной 1700 мм. При последующем подъеме трубулов-

ки подвижный конус 7, упираясь в резиновое уплотнение 8, сжимает его, герметизирует кольцевое пространство и затем расклинивает цангу 5, создавая при этом надежный захват. Вновь восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и приступают к подъему оставленных в скважине труб.

Если трубы не освободились, то ведут работы по их извлечению расхаживанием с натяжением в пределах допустимых величин прочности труб. При этом разгружать обсадную колонну не рекомендуется. Желательно первоначальный подъем оставленных в скважине труб производить на аварийном приводе. Трубуловка освобождается следующим образом: бурильную колонну разгружают на 50—100 кН ниже собственного веса и вращают вправо на 20—30 оборотов. Затем ее поднимают.

Трубуловка внутренняя универсальная (ТВУ)

Трубуловка ТВУ (рис. 5.9, табл. 5.13) предназначена для извлечения из скважин насосно-

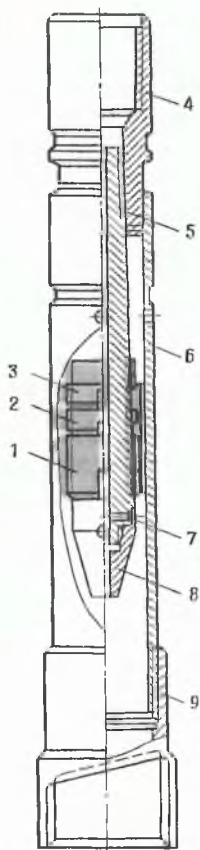


Рис. 5.9. Труболовка внутренняя универсальная (ТВУ):

1 — направление; 2 — манжеты; 3 — наконечник; 4 — переводник; 5 — корпус; 6, 7, 9 — ловильные втулки; 8 — воронка

компрессорных, бурильных и обсадных труб диаметром от 60 до 114 мм. Корпус труболовки выполнен в виде конуса, переходящего в верхней части в цилиндр. Резьба на корпусе обратная по отношению к резьбе соединений колонны, на которой труболовка спускается в скважину. Максимальный наружный диаметр конической части корпу-

са на 2–4 мм меньше внутреннего диаметра извлекаемых труб. Каждая втулка имеет наружную цилиндрическую и внутреннюю коническую поверхности. Наличие разрезов позволяет ловильным втулкам деформироваться в радиальном направлении. Наружный диаметр ловильных втулок на 0,5–4 мм превышает внутренний диаметр аварийной трубы.

Подготовка труболовки к работе в скважине заключается в проверке состояния резьбы, ловильных втулок, резиновой манжеты, а также в установке ловильных втулок таким образом, чтобы прорезь вышерасположенной втулки находилась посередине между прорезями предыдущей втулки.

При работе труболовку опускают до верха извлекаемых труб, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, замеряют давление и спускают труболовку до посадки. Повышение давления промывочной жидкости указывает на вхождение труболовки в обсадную трубу. При отсутствии его поворотом ротора на 30–50° перемещают труболовку. После захода труболовки в трубу циркуляцию промывочной жидкости прекращают и продолжают спуск труболовки, ловильные втулки сжимаются и входят в трубу. При подъеме бурильной колонны труболовка заклинивает ловильные втулки, прижатые силой упругости к захватываемой трубе, и поднимает колонну. В случае надобности труболовку освобождают следующим образом: ее натягивают с усилием, превышающим на 30–100 кН

Таблица 5.13. Техническая характеристика труболоек ТВУ

Параметры	Шифр				
	ТВУ-127	ТВУ-114	ТВУ-89	ТВУ-73	ТВУ-60
Внутренний диаметр трубы в месте захвата труболочкой, мм	105-109	92-96	67-75	51-59	44-46
Грузоподъемность, т					
рабочая	150	100	50	45	30
испытательная	137	95	45	40	25
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	3-147	3-133	3-88	3-76	3-60
Наружный диаметр ловильных втулок, мм	109,5	96,5	76	60	47
Наибольший диаметр корпуса, мм	103	90	65	49	40

вес колонны, и вращают, при этом корпус отсоединяется от переводника по левой резьбе и опускается.

Труболочками в обсадных колоннах можно работать без направления с воронкой.

Труболочка внутренняя для утяжеленных бурильных труб ТВУ-УБТ

Труболочка ТВУ-УБТ (рис. 5.10, табл. 5.14) предназначена для извлечения из скважины утяжеленных бурильных труб, бурильных труб, поломанных по высаженной внутрь части, а также других изделий, имеющих цилиндрические отверстия.

Конструкция и принцип работы труболочки идентичны труболочке ТВУ. В отличие от последней переводник имеет в нижней части коническую часть для проталкивания ловильной втулки

ниже замковой резьбы с целью захвата за внутреннюю часть тела УБТ. При необходимости захвата на большом расстоянии от присоединительной резьбы над ловильной втулкой устанавливается кольцо.

Труболочка внутренняя извлекаемая (ТВИ)

Труболочка ТВИ предназначена для тех же целей, что и труболочка ТВУ, и имеет аналогичную конструкцию (рис. 5.11, табл. 5.15). В отличие от последней она имеет одну ловильную втулку 1 с неполными чередующимися двухсторонними разрезами и захватными крючками. Кроме того, переводник оснащен захватными пальцами 5, что исключает надобность в трех втулках, имеющихся в труболочке ТВУ, и облегчает освобождение труболочки, которая извлекается

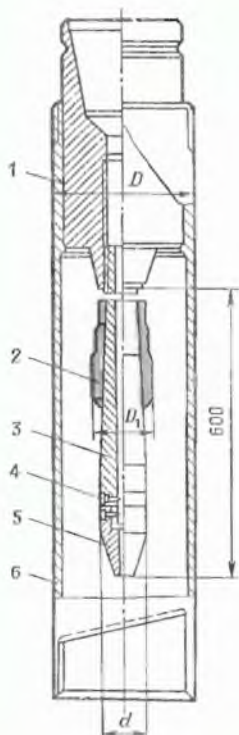


Рис. 5.10. Труболовка внутренняя универсальная для утяжеленных буровых труб (ТВУ-УБТ)

1 — переводник; 2 — ловильная втулка; 3 — корпус; 4 — уплотнительный элемент; 5 — наконечник; 6 — направление

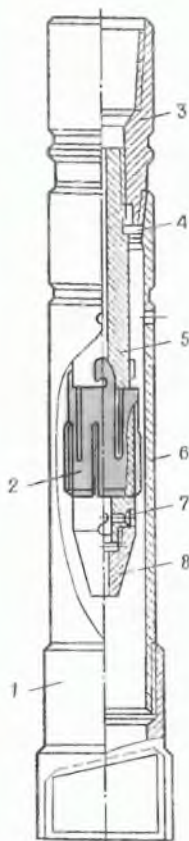


Рис. 5.11. Труболовка внутренняя извлекаемая (ГВИ):

1 — втулка ловильная; 2 — корпус; 3 — переводник; 4 — манжета; 5 — захватный палец; 6 — воронка; 7 — наконечник; 8 — направление

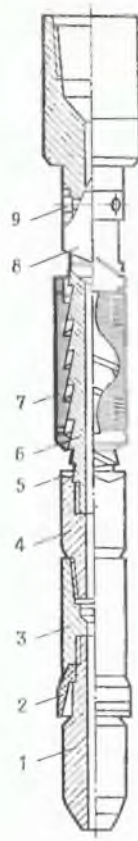


Рис. 5.12. Труболовка внутренняя спиральная ТВС-140:

1 — наконечник; 2 — уплотнение манжетное; 3, 4 — переводники; 5 — кольцо расценное; 6 — корпус; 7 — втулка захватная; 8 — втулка управляющая; 9 — винт спиральный

полностью. Перед спуском в скважину ловильную втулку устанавливают так, чтобы тыловая часть захватного крючка ловильной втулки упиралась в палец переводника, в этом положении ее и закрепляют на конусе. Для освобождения труболовки от прихва-

ченных труб корпус резко опускают в нижнее положение и проворачивают вправо. При этом пальцы переводника зайдут в проушины захватных крючков. В процессе подъема колонны труб ловильная втулка удерживается на пальцах и извлекается совместно с корпусом.

Таблица 5.14. Техническая характеристика трубопроводов ТВУ-УБТ

Параметры	Шифр							
	ТВУ-УБТ-146		ТВУ-УБТ-178		ТВУ-УБТ-203			
Внутренний диаметр трубы в месте захвата трубопроводкой, мм	72	74	75	80	90	90	100	
Грузоподъемность, т:								
рабочая	88			112		112		
испытательная	11			14		14		
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	3-121			3-147		3-171		
Размеры (см. рис. 5.10), мм:								
наружный диаметр центрирующего направления D	168			219		245		
наружный диаметр ловильных втулок D_1	74	76		86	92	92	102	
наружный диаметр корпуса d	70			76		76		
внутренний диаметр направления с вырезом								
НВ-18	156			—		—		
НВ-19	160			—		—		
НВ-24	—			190		—		
НВ-25	—			188		—		
НВ-28	—			—		220,5		
НВ-29	—			—		219		
общая длина	1254			1272	1782	1159	1799	
Масса, кг	26			44		60		

Таблица 5.15. Техническая характеристика трубопроводки ТВИ

Параметры	Шифр			
	ТВИ-114	ТВИ-127	ТВИ-129	ТВИ-147
Внутренний диаметр трубы в месте захвата трубопроводкой, мм	92-96	105-109	95	113
Грузоподъемность, т:				
рабочая	100	150	100	150
испытательная	125	137,5	125	137,5
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	3-133	3-147	3-147	3-147
Размеры, мм:				
наружный диаметр ловильных втулок	96,5	109,5	99	120
наибольший диаметр корпуса	90	103	90	103
диаметр воронки	166	195	195	215
		215	215	
		243	243	

Параметры	Шифр			
	ТВИ-114	ТВИ-127	ТВИ-129	ТВИ-147
общая длина труболовки с направлением с вырезом	1060	1310 1390	1310 1390	1849
общая длина труболовки с направлением и воронкой	1090	1365	1090	1161
Масса, кг:				
труболовки с направлением с вырезом	93	119 128 131	73,5 82,5 85,3	120
труболовки с направлением и воронкой	47	107	61	76

Труболовка внутренняя спиральная ТВС-140

Труболовка ТВС-140 (рис. 5.12) предназначена для захвата и извлечения бурильных и обсадных труб и других предметов, имеющих отверстие с внутренним диаметром 117–126 мм.

Техническая характеристика труболовки ТВС-140

Грузоподъемность, т	250
Максимальный перепад давления промывочной жидкости, МПа	15
Диаметр извлекаемых труб, мм:	
условный	140
внутренний	117–126
Основные размеры, мм:	
длина	1625
наружный диаметр	178
диаметр канала для прохождения промывочной жидкости	30
Масса, кг	130

Труболовка — освобождающаяся и создает герметизацию на участке захвата извлекаемого

предмета с помощью уплотняющего узла. Особенность труболовки заключается в том, что ее опорные поверхности и захваты-вающая втулка выполнены в виде спирали, а это повышает как надежность захвата и освобождения труболовки, так и ее грузоподъемность [1].

Для работы в скважине по извлечению аварийных труб труболовка спускается до захватываемых труб и за 4–5 м от их торца медленно опускается до соприкосновения с ними. Затем труболовку приподнимают на 2–5 м, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, фиксируют ее давление и вес бурильной колонны, после чего последующим спуском заводят труболовку в трубу. На вход труболовки в трубу указывает повышение давления. Если сразу ввести труболовку в трубу не удастся, то ее проворачивают влево на один-два оборота с одновременным спуском, пытаясь завести ее внутрь предмета с вращением. Как правило, труболовка вхо-

дит в трубу. Захватывающая втулка заклинивает корпус труболовки в аварийной трубе, после чего она извлекается из скважины.

Для освобождения труболовки производят следующие работы:

опускают труболовку на 0,5—1 м, тем самым смещают корпус труболовки вниз; вращением труболовки вправо на два-три оборота свинчивают вниз захватную втулку, при этом она упирается торцом в расцепное кольцо, которое при вращении бурильной колонны вправо исключает заклинивание захватной втулки при подъеме бурильной колонны. Последующим подъемом бурильной колонны труболовку извлекают из скважины.

Труболовка наружная освобождающаяся (ТНП)

Труболовка ТНП (рис. 5.13) предназначена для извлечения из скважины бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб диаметрами 114 и 127 мм. В нижней части корпуса 2 труболовки имеется кольцевая выточка для размещения конуса 7. Выступ в нижней части шпинделя 3 предназначен для ограничения передвижения втулки 4 с цангой 6. В шпинделе имеются гнезда для шпонки 5 и отверстие для прокачивания промывочной жидкости. Втулка имеет наружную резьбу; паз под шпонку внутри втулки обеспечивает свободное перемещение втулки вдоль шпинделя и передачу крутящего момента цанге.

Труболовку спускают на бурильных трубах в скважину до торца извлекаемой трубы, которая заводится внутрь труболовки до упора в цангу 6. Так как внутренний диаметр ловильной резьбы цанги меньше наружного диаметра извлекаемой трубы, цанга с втулкой устанавливается на торце трубы. При дальнейшем спуске труболовки торец втулки 4 упирается в торец переводника 1, а втулка с цангой надвигается на трубу, охватывая ее поверхность ловильной резьбой. Цанга перемещается по поверхности трубы вплоть до упора ее в переводник и заклинивается уплотнительным элементом 8, размещенным в воронке 9. Для отсоединения от извлекаемой трубы труболовку опускают. Конус отходит от цанги, которая, оказавшись выше, перемещается вверх по резьбе втулки и фиксируется в верхнем положении, исключая в любых случаях посадку цанги в конус. После вращения труболовки на определенное число оборотов (обычно пять-восемь) ее поднимают.

Труболовка наружная спиральная освобождающаяся (ТНС)

Труболовка ТНС (рис. 5.14, табл. 5.16) предназначена для захвата за наружную часть и извлечения из скважины оставшихся труб. Корпус труболовки имеет внутренние спиральные наклонные рабочие поверхности с левым направлением витков, по которым перемещается захватывающая втулка цангового типа с аналогичными спиральными витками по наружной поверхности. В ниж-

Таблица 5.16. Техническая характеристика труболовки ТНС

Параметры	Шифр			
	ТНС-60-120,6	ТНС-73-139,7	ТНС-89-158,7	ТНС-102-165,1
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89	102
Минимальный диаметр скважины (по долоту), в которой можно работать труболовкой, мм	120,6	139,7	158,7	165,1
Грузоподъемность, т	100	110	130	140
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	3-66	3-76	3-88	3-108
Размеры (см. рис. 5.14), мм:				
наружный диаметр D	108	120	140	145
длина с переводником L	1563	1569	1764	1820
Масса, кг, не более	54	74	111	122
Диапазон захватываемых диаметров (max-min), мм	62-56	74-69	91-85	106-98

Примечание. Наибольший перепад давления промывочной жидкости 15 МПа;

ней части корпуса размещены фрезер и уплотнение. Принцип работы труболовки такой же, как и труболовки ТВС-140.

Труболовка для ведущих труб (ТВТ)

Труболовка ТВТ предназначена для захвата и извлечения ведущих труб (рис. 5.15). Переводник 1 имеет вверху замковую резьбу для соединения с корпусом 2. Последний представляет собой цилиндр с внутренней резьбой у концов для соединения с

переводником и направлением 4. Внутри корпуса имеется цилиндрическая расточка, которая оканчивается выступом, ограничивающим перемещение цанги 3 вверх. Цанга — сборная деталь, которая в свою очередь состоит из кольца, удерживающих пластин и захватывающих клиньев.

Направление представляет собой корпусную деталь с наружной резьбой на концах для соединения с корпусом с одной стороны и с направляющей воронкой 5 с другой. Внутри направ-

Шифр				
ТНС-114-190,5	ТНС-127-215,9	ТНС-140-215,9	ТНС-147-215,9	ТНС-168-295
114	127	140	147	168
190,5	215,9	215,9	215,9	295
200	270	300	270	390
З-121	З-133	З-147	З-147	З-171
170	196	196	200	230
1820	1820	1820	1820	1840
144	152	151	153	255
118-110	131-123	144-136	150-142	171-164

максимальная температура рабочей среды 150 °С.

ления выполнено квадратное отверстие, стенки которого имеют наклонные пазы, углубляющиеся в края детали. По пазам перемещаются захватывающие клинья цанги. С другого торца направление имеет коническую проточку для обеспечения ввода извлекаемой ведущей трубы внутрь труболовки. Конструкция труболовки предусматривает захват ведущей трубы на любом расстоянии от ее верхнего торца и допускает отвинчивание ведущей трубы. В последнем случае труболов-

ка опускается на трубах с левой резьбой и должна иметь левую резьбу на всех соединениях. Для захвата на расстоянии от торца большем, чем длина корпуса труболовки, между последним и переводником устанавливается обсадная труба.

Собранную труболовку спускают на бурильных трубах в скважину до ведущей трубы. Проворотом и спусками последнюю заводят внутрь труболовки до упора в переводник. Так как расстояние между захватывающи-

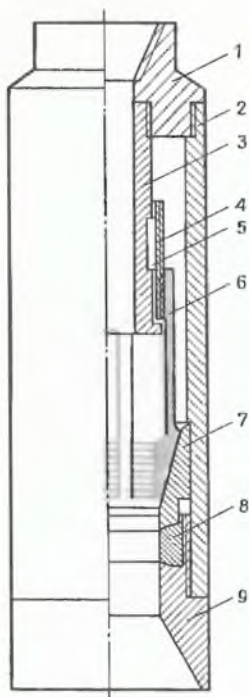


Рис. 5.13. Труболовка наружная освобождающаяся (ТНП)

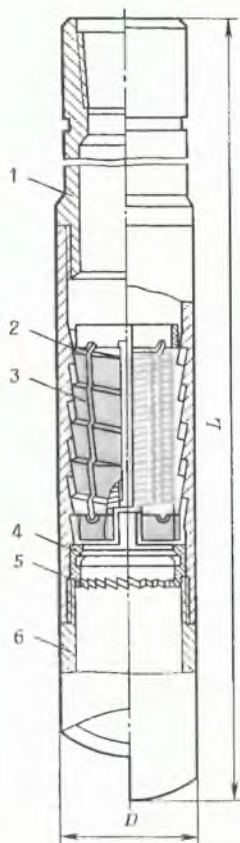


Рис. 5.14. Труболовка наружная освобождающаяся (ТНС):

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — втулка захватывающая; 4 — уплотнение; 5 — фрезер; 6 — воронка

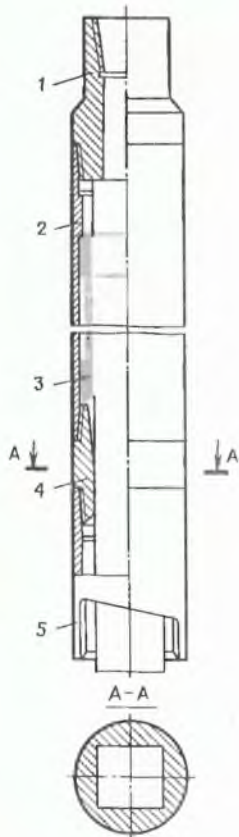


Рис. 5.15. Труболовка для ведущих труб (ТБТ)

ми клиньями меньше сторон квадрата ведущей трубы, цанга устанавливается на ее торце. При дальнейшем спуске труболовки цанга концом упирается в выступ на корпусе, клинья разжимаются и ведущая труба доходит до упора в переводнике. При последующем подъеме труболовки направление доходит до

цанги и наклонными пазами заклинивает клинья, в которых зажимается ведущая труба.

При весе упавших в скважину бурильных труб с ведущей трубой до 300 кН их поднимают сразу. При большем весе под натяжением трубы разъединяют так, чтобы отсоединить их по замковой резьбе, поднять ниже

ведущей трубы 30–50 м труб, а затем соединить ниппелем бурильного замка и извлекать бурильную колонну полностью.

§ 7. Фрезеры

Фрезеры забойные типа ФЗ

Фрезеры забойные (рис. 5.16) предназначены для торцового разрушения металлических предметов, оставленных в скважине. Фрезеры забойные режуще-истирающего типа ФЗ изготавливаются по ОСТ 26-02-1011 — 74 и являются неразборной конструкцией.

Корпус фрезера выполняют из стали марки 40 по ГОСТ 1050 — 74. Торцовая часть его запрессована режущими пластинами из металлокерамического твердого сплава марки ВК-8 и заплавлена припоем, армированным дробленым металлокерамическим твердым сплавом марки ВК-8. Режущие кромки промывочных пазов наплавлены твердым сплавом "Релит". Присоединительная замковая резьба нарезается по ГОСТ 5286 — 75.

Фрезеры изготавливают с правыми и левыми присоединительными резьбами и соответствующим им расположением режущих кромок промывочных пазов. Левые фрезеры для опознавания имеют два пояска.

Основные размеры фрезеров приведены в табл. 5.17.

Фрезерами забойными рекомендуется работать совместно с металлоулавливателями, которые после каждого подъема проверяют дефектоскопами, чтобы выявить дефекты и узлы.

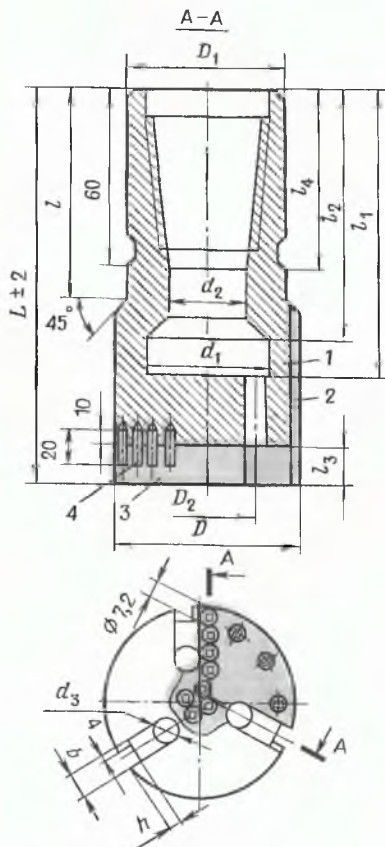


Рис. 5.16. Фрезер забойный (ФЗ):

1 — корпус; 2 — наплавка релита; 3 — истирающий участок фрезера; 4 — режущие пластины

Для исключения простоев желательно при этих работах иметь на буровой два металлоулавливателя — один в работе, другой на проверке. Кроме того, на устье скважины на период спуско-подъемных операций устанавливают устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

Таблица 5.17. Техническая характеристика фрезеров ФЗ

Типоразмер	Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	Размеры (см. рис.					
		D	D_1	D_2	d_1	d_2	d_3
ФЗ-90	3-62	90	80	44	60	36	14
ФЗ-95		95		46	64	36	
ФЗ-104	3-76	104	95	50	68	45	
ФЗ-115		115					
ФЗ-118		118		60	78		
ФЗ-135	3-88	135	108	64	84	58	16
ФЗ-140		140					
ФЗ-150		150					
ФЗ-160	3-121	160	146	80	100		18
ФЗ-170		170				80	
ФЗ-180		180			115		
ФЗ-190		190		90			
ФЗ-210	3-147	210	178		135		20
ФЗ-220		220		110			
ФЗ-210		240			145		
ФЗ-250		250		120			
ФЗ-260		260		130	154	102	
ФЗ-270		270					
ФЗ-290		290		140	164		
ФЗ-295		295			175		
ФЗ-305		305		150			
ФЗ-310		310					
ФЗ-320	3-171	320	203	160	184		127
ФЗ-345		345		180	205		
ФЗ-365		365		190	215		
ФЗ-375		375					
ФЗ-390		390		200	225		
ФЗ-435		435		220	250		
ФЗ-460		460					
ФЗ-480		480					

5.16), мм							Число промыш- ловых отвер- стий и пазов	Масса, кг, не более
<i>h</i>	<i>L</i> ± 2	<i>l</i>	<i>l</i> ₁	<i>l</i> ₂	<i>l</i> ₃	<i>l</i> ₄		
5	210	120	150	130		—	3	13,2
			155	135		—		9
	215		160	140		—		11
						—		12
	220		165	145		—		13,5
6	230	130		150	20	—	4	16,5
			170			—		17,5
						—		19
	250			165		—		28
		140	185			—		30
	260			170		120		32
			190					35
	280	160		200		—		43
			230			—		45
	300			210		—		58
8						—	8	62
						—		65
	320		240	215		—		75
		175				—		87
						—		90
	330		250	225	15	—		94
						—		96
			255	230		—		101
	340		270	240		—		108
	370		280	245		—		112
		180				—		114,5
	380		295	260		153		150
	400		300	270				185
	420		310	280				220
								240

Фрезер торцовый

Фрезер торцовый, предназначенный для резания металлических предметов, находящихся в скважине (переводники, долота, трубы) (рис. 5.17), состоит из переводника 1, разъемного корпуса 2 и 5, пружины 3, штока 4, режущей головки 6, циркуляционного канала 7, резцов 8, штырей 9 из твердого сплава.

Отличительная особенность фрезера торцового — наличие подпружиненной головки, улучшающей работу фрезера и обеспечивающей постоянный контакт с фрезеруемым предметом. При фрезеровании предмета режущая головка под действием пружины постоянно находится в контакте с ним, что способствует равномерному нагружению и ускоряет выполнение работ.

Принцип работы фрезера торцового подобен работе фрезера забойного.

Техническая характеристика фрезера торцового

Нагрузка на 1 см диаметра режущей головки, кН	0,5—0,6
Нагрузка на упорные торцы, кН	15—25
Частота вращения, об/мин	40—60
Подача насосов, л/с	8—12

Фрезер кольцевой типа ФК

Фрезер кольцевой типа ФК, предназначенный для офрезерования прихваченных бурильных, насосно-компрессорных труб и насосных штанг (рис. 5.18), представляет собой составную конструкцию, состоящую из головки

2 с присоединительной резьбой под соответствующие трубы, корпуса 1 с винтовыми пазами внутри и режуще-истирающим участком 3 на торце, армированным дробленым металлокерамическим твердым сплавом марки ВК-8 с размерами частиц в пределах 1—4 мм.

Фрезеры изготавливают как правыми, так и левыми. Направление винтовых пазов корпуса — обратное направление присоединительной резьбы головки.

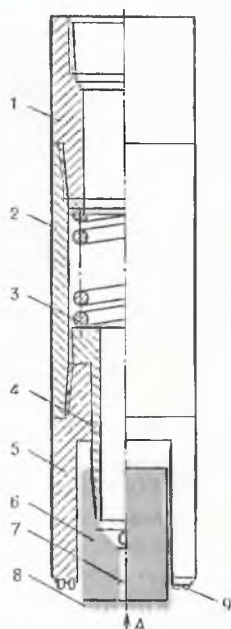
Резьбовая головка и корпус выполнены из стали марки 40. Частицы дробленого твердого сплава не должны выступать из-под припоя. Сварка головки с корпусом производится электродами УОНИ 13/45-342А или проволокой Св-08 по ГОСТ 2246—70.

В табл. 5.18 приведены основные размеры кольцевых фрезеров, а в табл. 5.19 — их применяемость.

Режим работы кольцевого фрезера

Осевая нагрузка, кН	10—50
Частота вращения, об/мин	50—90
Подача насоса, л/с	10—12
Число отрывов фрезера при работе в течение 1 ч	2—3

Фрезеры кольцевого типа ФК изготавливают по ОСТ 26-02-1296—75. На проточенном пояске выбивают товарный знак завода-изготовителя, шифр фрезера, порядковый номер и дату выпуска (месяц и год).



Вид А

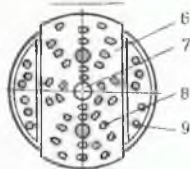


Рис. 5.17. Фрезер торцовый (ФТ)

Фрезер забойный комбинированный типа ФЗК

Фрезер забойный комбинированный типа ФЗК (рис. 5.19) предназначен для кольцевого офрезерования по наружному диаметру и последующего разрушения по всему сечению незакрепленных металлических предметов в обсаженной скважине.

Фрезеры этого типа позволяют совмещать функции кольцевых и забойных фрезеров.

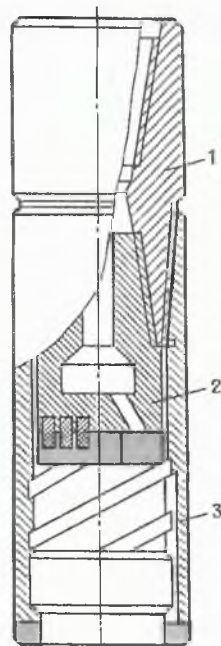
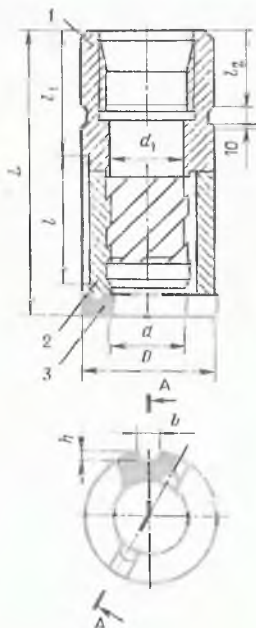


Рис. 5.18. Фрезер кольцевой (ФК)

Рис. 5.19. Фрезер забойный комбинированный (ФЗК):

1 — переводник; 2 — торцовый фрезер; 3 — кольцевой фрезер

Они изготавливаются одного типоразмера ФЗК-118 и имеют следующую техническую характеристику.

Наружный диаметр, мм	118
Длина, мм	625
Высота режущей части, мм	20
Проходка по металлу, м	1
Режим работы фрезера забойного типа ФЗК-118	
Подача насоса, л/с	10–12
Максимальная осевая нагрузка, кН	40

Таблица 5.18. Основные размеры фрезеров кольцевых

Типоразмер	<i>D</i>	<i>d</i>	<i>d</i> ₁	Присоедини- тельная рез- ба ГОСТ 631—75, мм	<i>L</i>	<i>l</i>	<i>l</i> ₁	<i>l</i> ₂	<i>b</i>	<i>h</i>	Масса, кг, не более
	мм				мм						
ФК 90×61	90	61	61	73	300	170	115	85	16	2,5	8,0
ФК 95×74	95	74	75	—	160	100	45	20	16	2,0	4,0
ФК 104×75	104	75	76	89	300	170	115	85	16	2,5	10,0
ФК 112×82	112	82	83	—	180	120	45	20	18	2,5	7,0
ФК 118×89	118	89	90	102	320	185	120	90	18	2,5	12,0
ФК 124×96	124	96	97	—	180	120	45	20	20	2,5	7,0
ФК 136×102	136	102	102	114	350	205	130	100	24	3	17,5
ФК 140×110	140	110	111	127	350	205	130	100	24	3	16,0
ФК 150×122	150	122	123	—	200	140	45	20	24	3	9,5
ФК 160×133	160	133	134	—	240	180	45	20	24	3	12,0
ФК 190×152	190	152	152	168	370	210	145	115	24	3	29,5
ФК 210×179	210	179	180	—	260	200	45	20	28	3	19,0
ФК 248×205	248	205	206	—	270	210	45	20	30	3	32,0

Таблица 5.19. Применяемость фрезеров кольцевых

Типоразмер	Трубы обсадные (ГОСТ 632—80)		Максимальные наружные диаметры офрезерован- ных труб, мм		Типоразмер приемной трубы
	Услов- ный диа- метр, мм	Минималь- ный внут- ренний диаметр, мм	бурильных (ГОСТ 631—75)	насосно-ком- прессорных (ГОСТ 633—80)	
ФК 90×61	114	96,3	—	48	73×7
ФК 95×74		100,3	67,46 (В 60)	65,9 (В 60)	89×7
ФК 104×75	127	109,0	67,46 (В 60)	65,9 (В 60)	89×7
ФК 112×82	140	117,7	73	73	192×9
ФК 118×89	140	124,0	81,76 (В 73)	78,6 (В 73)	102×7
ФК 124×96	146	130,0	89	88,9	114×8
ФК 136×102	168	140,3	97,13 (В 89)	95,25 (В 89)	114×7
ФК 140×110	168	146,3	101,6 (101)	102 (101)	127×8
ФК 150×122	168	154,3	114,3 (В 102, 114)	(114)	140×9
ФК 160×133	178	165,7	127	120,65	140×6,5
ФК 190×152	194		(В 114, 127)	(В 114)	(ГОСТ 632—80)
ФК 210×179	219	195,1	140	—	168×8
ФК 248×205	273	253,1	168,3 (168)	—	(ГОСТ 631—75)
			168,3	—	194×7
					(ГОСТ 632—80)
					219×7

Примечание. В скобках указаны трубы с высаженными концами.

Частота вращения фрезера, об/мин	80–100
Ресурс работы:	
по времени, ч	5
до списания, м	1

Принцип работы этим фрезером такой же, как и фрезером забойным.

Фрезер пилотный типа ФП

Фрезер пилотный типа ФП (рис. 5.20), предназначенный для фрезерования в обсадной колонне прихваченных труб, пакеров, муфт, монтажных элементов погружных электронасосов и т.д., выпускается одного размера под шифром ФП-115 как с правой, так и с левой присоединительной резьбой. Изготавливается по ТУ 26-16-085 – 76.

В отличие от забойных фрезеров, фрезер пилотный имеет направляющий наконечник, торец и пазы которого армированы твердым сплавом марки ВК-8 и сплавом "Релит".

Фрезер пилотный представляет собой неразборную конструкцию и имеет следующую техническую характеристику.

Наружный диаметр корпуса D , мм	115
Наружный диаметр наконечника d , мм	50
Длина фрезера L , мм	385
Высота режущей части, мм ..	20
Наибольший наружный диаметр фрезеруемых элементов бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	114
Наименьший внутренний диаметр фрезеруемых элементов бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	52

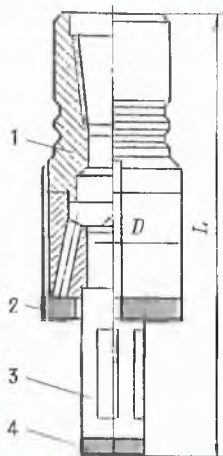


Рис. 5.20. Фрезер пилотный:
1 – корпус; 2, 4 – режущие поверхности; 3 – направляющий наконечник

Наибольший рекомендуемый внутренний диаметр обсадных труб, в которых производится фрезерование, мм	122
Присоединительная резьба фрезера 3-76 по ГОСТ 5286 –	
– 75	
Масса, кг	16
Рекомендуемый режим работы фрезером ФП-115:	
подача насоса, л/с	10–12
осевая нагрузка, кН	40
частота вращения, об/мин	60–80

При данном режиме наработка по металлу составляет 4,5 м при скорости резания 0,45 м/ч.

Фрезер-воронка ФВ 102-73-116

Фрезер-воронка (рис. 5.21), предназначенный для офрезерования верхнего конца насосно-компрессорных и бурильных труб в обсадной колонне и изготавливаемый по ТУ 26-12-63 – 78, представляет собой стандартную воронку, режу-

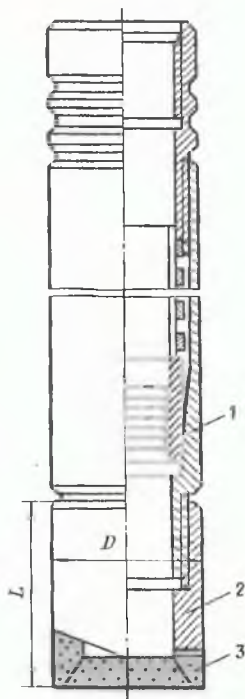


Рис. 5.21. Фрезер-воронка:

1 — трубуловка; 2 — фрезер воронка;
3 — режущая часть фрезера-воронки

ще-истирающая часть которой армирована дробленым твердым сплавом марки ВК-8 по ГОСТ 3282—74 на припое. Дробленые частицы твердого сплава не должны выступать над припоем. Фрезер-воронка — изделие разового пользования.

Краткая техническая характеристика фрезер-воронки типа ФВ 102-73-116

Диаметр офрезеровываемых труб, мм	73
Высота армированной части, мм	20
Присоединительная резьба труб 102 по ГОСТ 633—80 ...	146

Диаметр фрезера, мм:	
внутренний	102
наружный D	116
Длина фрезера L , мм	180
Масса, кг	7
Режим работы фрезер-воронкой:	
частота вращения фрезера, об/мин	80—100
осевая нагрузка на фрезер-воронку, кН	60
подача насосов, л/с	12—18

Ожидаемая проходка фрезер-воронкой составляет 1 м. Среднее время работы фрезера 5 ч.

Фрезер-райбер типа ФРС

Фрезер-райбер ФРС (рис. 5.22, табл. 5.20) предназначен для вскрытия "окна" в обсадной колонне для забуривания в скважину нового ствола при помощи отклонителя. Райберы изготавливаются комплектом по три (№ 1, 2, 3) райбера, которые отличаются габаритными размерами и диаметрами, последовательно увеличивающимися от № 1 к № 3. Вначале "окно" прорезается наименьшим фрезером № 1, а затем последующими спусками фрезеров № 2 и № 3 оно расширяется.

Эффективность фрезера-райбера определяется его работой по незакаленному материалу обсадных труб, твердость которого выше твердости незакаленной стали марки 45 при режимах, указанных в табл. 5.21.

Фрезер-райбер — неразборная конструкция. Наружная рабочая поверхность его наплавляется твердым сплавом. Конструктивные особенности и режимы работы хорошо видны из рис. 5.22 и табл. 5.21.

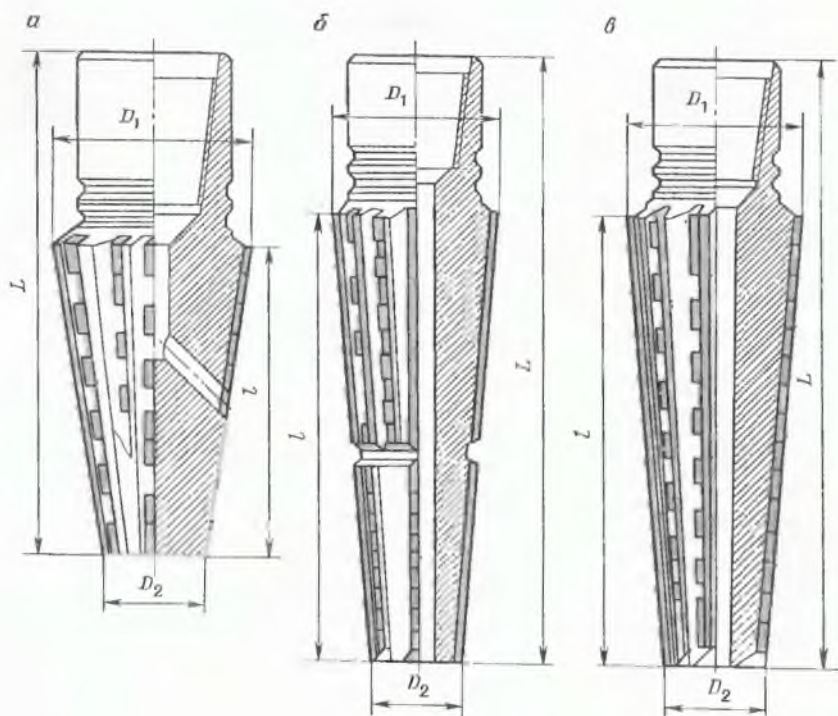


Рис. 5.22. Фрезер-райбер ФРС № 1 (а), № 2 (б) и № 3 (в)

Фрезер-райбер прогрессивного резания типа РПМ

Фрезер-райбер прогрессивного резания (рис. 5.23) предназначен для прорезания "окон" в обсадной колонне с целью последующего забуривания нового ствола.

Райбер прогрессивного действия (табл. 5.21) является трехступенчатым режущего типа фрезером с определенным соотношением размеров и перекрывающимися рабочими гранями. Ре-

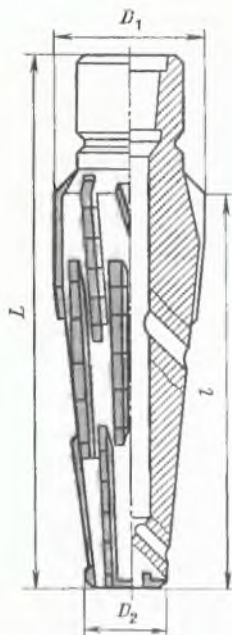


Рис. 5.23. Фрезер-райбер прогрессивного резания типа РПМ

Таблица 5.20. Основные параметры и размеры фрезеров типа ФРС

Параметры	ФРС-146-1	ФРС-146-2	ФРС-146-3	ФРС-168-1	ФРС-168-2
Условный диаметр эксплуатационной колонны, внутри которой производится прорезание "окна", мм	146			168	
Тип фрезера-райбера ФРС (рис. 5.22)	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>a</i>	<i>б</i>
Нагрузка осевая фрезера-райбер максимальная, кН	15	07	06	25	12
Частота вращения фрезера-райбера в 1 мин (рекомендуемая)					
Подача насоса, л/с					
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	3-76			3-88	
Размеры, мм					
D_1	110	120	120	130	142
D_2	47	62	95	50	70
L	340	425	431	380	496
l	200,5	285	289	250	350
Масса, кг	12,0	20,5	25,5	26,0	39,5

жущие элементы фрезера изготовлены из пластин высокопрочного твердого сплава марки ТТ7К12 или Т5К12В, вставленных в пазы и припаянных латунной проволокой диаметром 2 мм по всей длине пластины. Эти элементы выступают над телом корпуса на 3—4 мм.

Фрезеры-райберы изготавливают по отраслевым техническим условиям ТУ 26-02-48—72.

Фрезер колонный конусный типа ФКК

Фрезеры колонные конусные типа ФКК применяют для фрезерования поврежденных участков обсадных колонн. Они изготавливают-

ся двух видов: с боковыми промывочными отверстиями (рис. 5.24, *a*), а также с боковыми и центральными промывочными отверстиями (рис. 5.24, *б*). Первые делают диаметром до 167 мм, а остальные — большим диаметром.

Основные размеры фрезера должны соответствовать требованиям ОСТ 26-02-650—72 (табл. 5.22).

Режущую часть фрезеров армируют пластинками из твердого сплава марки ВК8В, вставленными в пазы и припаянными латунным прутком марки Л-63 или ЛМЦ (ГОСТ 2060—73). Смятые и сломанные поверхности труб фрезеруют при следующем режиме.

Шифр						
ФРС-168-3	ФРС-219-1	ФРС-219-2	ФРС-219-3	РСФ-273-1	ФРС-273-2	ФРС-273-3
219			273			
<i>в</i>	<i>а</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>а</i>	<i>б</i>	<i>в</i>
06	50	12	10	50	12	10
60 — 80						
8 — 10						
3-117						
142	160	174	192	192	225	245
110	62	76	148	74	111	190
500	452	640	380	545	740	672
362	290	470	394	368	545	468
46,0	44,0	73,5	100,0	70,0	147,0	180,0

Таблица 5.21. Техническая характеристика фрезер-райберов типа РПМ

Шифр	Габаритные размеры, мм				Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	Масса, кг
	D_1	D_2	L	l		
РПМ-146	121	61,0	486	354	3-76	25,2
РПМ-168	143	79,6	542	404	3-88	38,5
РПМ-219	193	109,8	626	440	3-117	79,3
РПМ-273	246	137,0	726	522	3-117	152,3

Примечание.

Частота вращения ротора, об/мин	100
Нагрузка при прохождении первого метра, кН	10
Максимальная нагрузка на фрезер-райберы, кН, не более	
РПМ-146 и РПМ-168	20
РПМ-219 и РПМ-273	40

Таблица 5.22. Основные размеры фрезера колонного конусного

Шифр	Диаметр, мм					Длина, фрезера $L_{+3,0}$
	наружный (по зубьям), D	шей- ки d	осевого канала $d_1 \pm 0,6$	боковых про- мывочных отверстий d_2	центрального промывочного отверстия d_3	
ФКК 93	93,3	80	25	12	—	350
ФКК 97	97,3	80	28	12	—	352
ФКК 106	106,0	95	30	13	—	373
ФКК 115	114,7	95	32	13	—	428
ФКК 121	120,7	95	35	14	—	431
ФКК 127	127,0	108	38	14	—	428
ФКК 137	137,3	113	42	15	—	430
ФКК 143	143,3	113	45	15	—	460
ФКК 149	149,3	118	50	16	—	475
ФКК 167	166,7	146	60	18	—	510
ФКК 192	192,1	146	70	18	26	573
ФКК 198	198,1	146	70	20	28	575
ФКК 217	216,5	178	90	20	38	617
ФКК 223	222,5	178	90	20	42	620
ФКК 245	245,1	178	95	20	50	680
ФКК 272	272,5	203	100	22	40	742
ФКК 298	297,9	203	105	22	50	805
ФКК 312	311,7	203	105	22	60	812

Примечание. Пример условного обозначения фрезера колонного конусного с

Частота вращения ротора, об/мин	60—120
Осевая нагрузка, кН	5
Равномерное повышение осевой нагрузки в началь- ный период фрезерования, кН	20
Количество прокачиваемой жидкости, л/с	12

Через каждый 1 м проходки, но не более чем через 20 мин работы на поврежденном участке производят отрыв и приподъем фрезера на 13—15 м над местом фрезерования.

Фрезер гидropескоструйный

Для разрушения на забое металлических предметов, а также для разрушения в колонне цементно-

го камня сотрудниками Туркменского филиала ВНИИ совместно с работниками НПУ "Кумдаг-нефть" разработан гидropескоструйный фрезер (рис. 5.25). Особенность конструкции этого фрезера заключается в том, что насадки расположены под углом 5—6° к вертикальной оси. Угол установки насадок выбирается так, чтобы струя не разрушала стенок обсадной колонны. Расположение насадок позволяет равномерно поражать забой скважины. Насадки следует возмoжно ближе приближать к разрушаемому предмету. После восстановления циркуляции бурового раствора и добавления в него песка (90 кг на 1 м³ раствора) давление его при работе устанавливают равным 18—20 МПа.

мм				Количество зубьев <i>n</i>	Число боковых промы- вочных отверстий	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75	Масса, кг, не более
цилиндрической части $l \pm 0,5$	конической части $l_1 \pm 1,0$	шейки $l_2 \pm 1,5$	осевого канала $l_3 \pm 3,0$				
103,0	122	120	288	8	4	3-62	12
103,0	122	120	295	10	5	3-62	15
103,0	147	120	297	10	6	3-76	17
128,0	172	120	350	12	6	3-76	21
128,0	172	120	354	12	6	3-76	24
128,0	172	120	348	14	7	3-88	27
128,0	172	120	351	14	7	3-88	37
154,0	173	120	380	16	8	3-88	40
154,0	173	135	400	16	8	3-101	45
154,0	198	150	407	18	9	3-121	57
179,0	222	150	475	20	10	3-121	75
179,0	222	150	480	20	10	3-121	79
179,0	246	175	520	24	12	3-147	115
179,0	246	175	520	24	12	3-147	121
204,5	270	175	588	26	13	3-147	150
230,0	295	185	645	26	13	3-171	182
255,5	319	185	705	28	14	3-171	215
255,5	319	185	712	28	14	3-171	220

наружным диаметром 115 мм: фрезер ФКК 115 ОСТ 26-02-650-72.

Для предупреждения попадания шлама в гидropескоструйный фрезер под ведущей трубой устанавливают фильтр.

Комплекс режущего инструмента

Комплекс режущего инструмента (КрИз) предназначается для вскрытия окна в обсадной колонне и последующего забурирования через него нового ствола скважины.

Комплекс состоит из фрезера-райбера пилотного (рис. 5.26) и фрезера-долота (рис. 5.27). С помощью первого прорезается "окно" в обсадной колонне и благодаря направляющему штоку достигается плавный выход фрезера-райбера из колонны. Фрезер-долотом калибруется "окно" и часть ствола за ним. Этим соз-

даются беспрепятственное углубление скважины и гарантируемое прохождение долота любого типа соответствующего размера.

Фрезер-райбер состоит из корпуса 1 и штока 2. Рабочие поверхности корпуса оснащены режущими зубьями из твердосплавных пластин, а шток наплавлен релитом. Для соединения с буровой колонной верхняя часть корпуса фрезера выполнена в виде муфты с замковой резьбой.

Фрезер-долото состоит из муфты 1 с присоединительной замковой резьбой вверху; корпуса 2, армированного по торцовой и боковой поверхностям дробленым металлокерамическим твердым сплавом 3.

Краткая техническая характе-

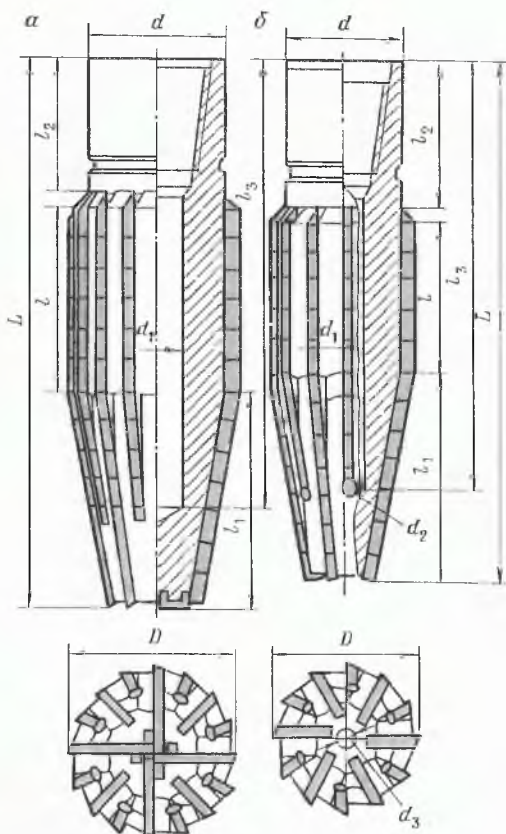


Рис. 5.24. Фрезер колонный конусный (ФКК) с боковыми (а) и боковыми и центральными промывочными отверстиями (б)

ристка комплекса режущего инструмента приведена в табл. 5.23.

Перед спуском в скважину проверяется состояние присоединительной резьбы и режущей поверхности, а также диаметр фрезер-райбера.

Комплекс работает следующим образом: спуском фрезер-райбера прорезают "окно" в обсадной колонне на длину до 1 м, затем фрезер-долотом фрезеруют и калибруют "окно" необходимого профиля.

Фрезер-райбер и фрезер-долото — неразъемные конструкции. После работы детали комплекса промываются, обмеряются, исправные консервируются и устанавливаются на аварийной площадке. Фрезер-райберы с изношенной режущей поверхностью или замковой резьбой отправляются на ремонт.

Фрезер с кондуктором

Фрезер с кондуктором предназначен для срезания отклоненной части трубы и создания условий для захвата оставленных в скважине труб ловильным инструментом.

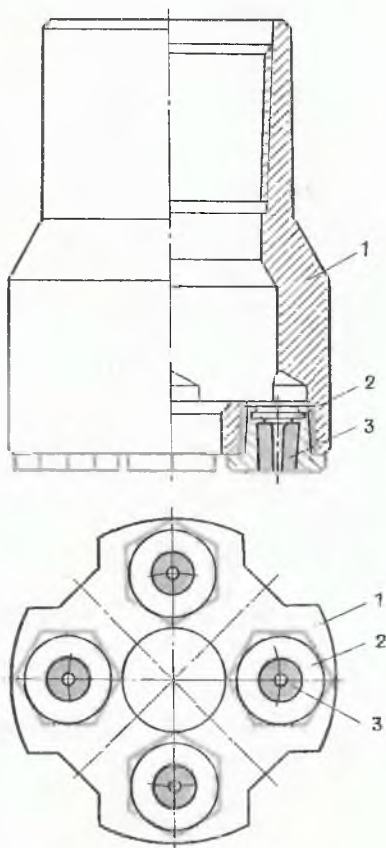


Рис. 5.25. Фрезер гидropескоструйный:
1 — корпус; 2 — гайка для крепления насадки; 3 — насадка

Отличительная особенность фрезера с кондуктором (рис. 5.28) — наличие кондуктора 3, который с помощью вырезов 4 жестко закрепляется на срезаемой трубе, исключая смещение фрезера по трубе и заклинивание его между трубой и стенкой скважины и создавая условия для высокоэффективного резания. Фрезер работает следующим образом. Собранный, как показано на рис. 5.28,

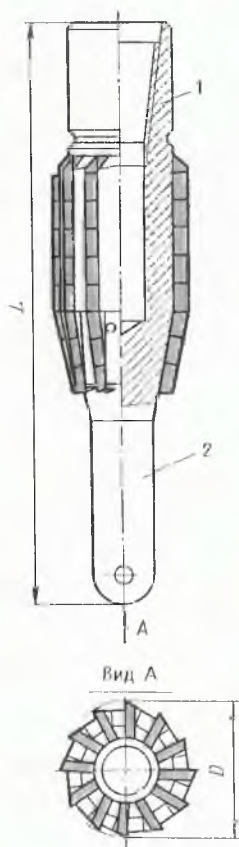


Рис. 5.26. Фрезер-райбер

фрезер спускают в скважину на трубах до упора в срезаемую трубу, затем его приподнимают на 2–3 м и поворачивают на 90–180°. Последовательными спусками находят положение, при котором вырезами 4 кондуктора захватывается труба, восстанавливают циркуляцию бурового раствора и вращают фрезер. При этом благодаря левой резьбе кондуктор остается на месте и является

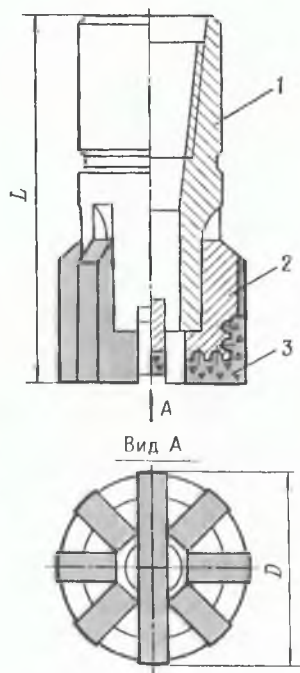


Рис. 5.27. Фрезер-долото

направлением для работы фрезера, который, вращаясь, врезается в трубу и разрезает ее.

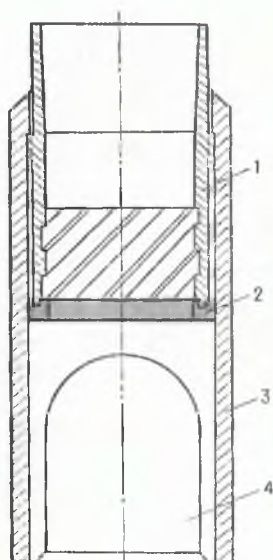


Рис. 5.28. Фрезер с кондуктором

1 — кольцевой фрезер; 2 — режущая часть из твердого сплава; 3 — кондуктор; 4 — вырезы под трубу

Режим работы фрезера с кондуктором

Частота вращения, об/мин ... 50
Нагрузка, кН 80–100
Подача насоса, л/с, не менее .. 10

Таблица 5.23

Параметры	КрИЗ-146		КрИЗ-168	
	фрезер-райбер	фрезер-долото	фрезер-райбер	фрезер-долото
Диаметр колонны обсадных труб, в которой работает комплекс, мм	146	146	168	168
Присоединительная замковая резьба	3-76	3-76	3-88	3-88
Диаметр, мм	121	121	142	142
Длина, мм	530	240	650	260
Масса, кг	23	10	34	14
Режим работы:				
Частота вращения ротора, об/мин				60–80
Нагрузка, кН, не более				10–20
Подача насосов, л/с, не менее				10

§ 8. Фрезеры - ловители магнитные

Фрезеры-ловители предназначены для извлечения из скважин металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, как путем прямого их захвата, так и с предварительным обуриванием. Эти фрезеры изготавливают двух видов: без механического захвата ФМ (рис. 5.29, а) и с механическим захватом ФМЗ (рис. 5.29, б).

Основные размеры фрезеров-ловителей магнитных приведены в табл. 5.24. Данными фрезерами рекомендуется работать совместно со шламометаллоуловителями с целью захвата последними неферромагнитных предметов (зубьев штыревых долот, металлических предметов из легких сплавов и т.д.).

Перед спуском фрезера-ловителя в скважину надо определить его подъемную силу, а также возможность захвата извлекаемого предмета путем приложения и отрыва от полюса магнита предмета, аналогичного извлекаемому.

Затем надо присоединить фрезер к бурильной колонне и закрепить машинными ключами. В открытом стволе фрезер следует спускать осторожно, особенно в зонах резкого изменения азимута и кривизны, а также в интервалах нахождения каверн и уступов. Не доходя до извлекаемого предмета 10–15 м, необходимо включить циркуляцию и в дальнейшем фрезер спускать с промывкой скважины при подаче насосов 12–20 дм³/с и с частотой вращения колонны 20–60 об/мин.

Для лучшего извлечения предметов с забоя надо тщательно промывать скважину. Продолжительность промывки зависит от состояния забоя и глубины скважины.

Так как забой может быть загрязнен шламом, особенно при бурении с применением воды в качестве промывочной жидкости, необходимо наряду с интенсивной промывкой ловитель вращать в течение 10–20 мин на расстоянии 20–30 см от извлекаемого предмета. Затем бурильную колонну с ловителем постепенно опускают на 20–30 см и вращают ее на забое в течение 10 мин.

Дальнейшие работы зависят от контуров и размеров извлекаемого предмета.

Ловители хорошо притягивают металлические предметы, если они находятся на расстоянии 1–2 см от полюса.

Если предметы находятся на большем расстоянии, то работа не даст результатов. Поэтому при выборе дальнейшего режима работы ловителем в каждом конкретном случае необходимо добиваться или прямого контакта полюса с извлекаемым предметом, или рассчитывать так, чтобы перед подъемом предмет находился от полюса на расстоянии не более 20 мм.

При наличии на забое крупных предметов рекомендуется применять фрезеры, имеющие в корпусе с фрезерной коронкой механический захват.

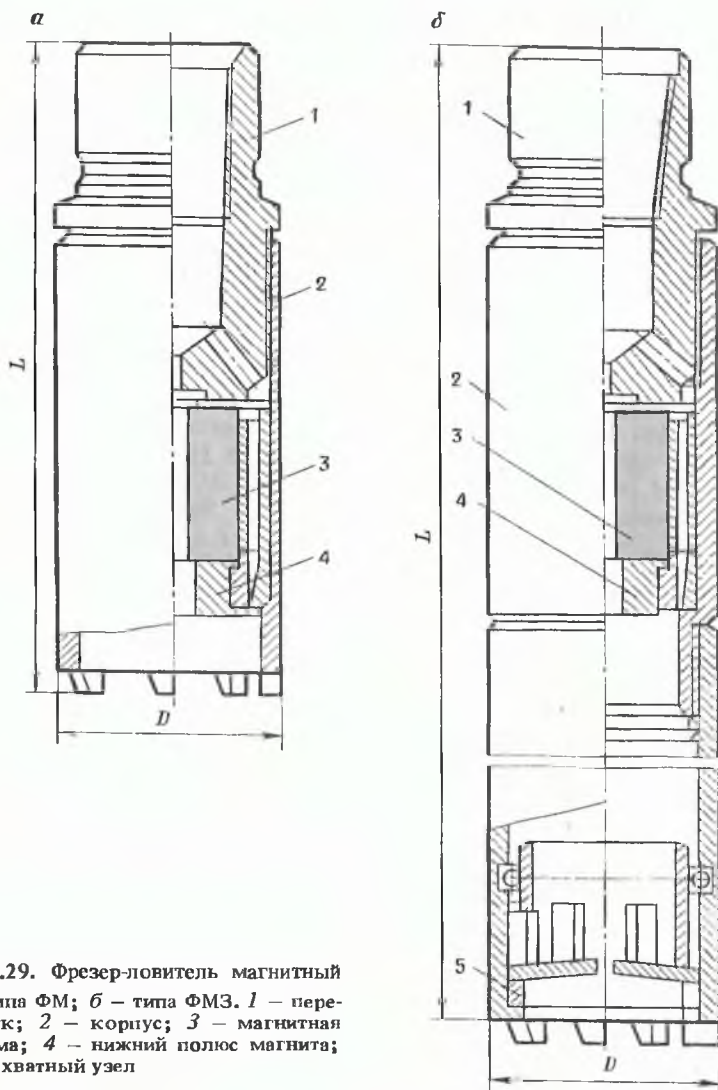


Рис. 5.29. Фрезер-ловитель магнитный
а — типа ФМ; *б* — типа ФМЗ. 1 — пере-
 водник; 2 — корпус; 3 — магнитная
 система; 4 — нижний полюс магнита;
 5 — захватный узел

Перед подъемом вращение фрезера останавливают и его осторожно опускают, чтобы получить контакт с извлекаемым предметом. При этом не допускается повышение нагрузки более чем на 50 кН. После последующего

отрыва от забоя на 10–25 м производят повторное нагружение, но перед подъемом труб выключают циркуляцию бурового раствора. При подъеме фрезер-ловителя не допускаются резкие посадки бурильной колонны и резкие торможения.

Таблица 5.24. Основные размеры и режим работы фрезеров-ловителей магнитных

Шифр	Условная грузо-подъемная сила, Н	D, мм	L, мм	Присоединительная резьба d (ГОСТ 5286—75)	Рекомендуемый режим работы		Масса, кг
					Подача насоса, л/с, не более	Номинальная осевая нагрузка при офрезеровании, кН	
ФМ-86	400	86	<245	3-62	12	3	<8
ФМ-88	700	88	<380	3-66	12	3	<10
ФМ-88	700	88	<480	3-66	12	3	<19
ФМ-93	850	93	<265	3-62	12	3	<10
ФМ-103	800	103	<400	3-76	12	4	<23
ФМ-103	800	103	<520	3-76	12	4	<25
ФМ-115	950	115	<330	3-62	12	5	<18
ФМ-118	1000	118	<440	3-76	12	5	<24
ФМЗ-118	1000	118	<580	3-76	12	5	<26
ФМ-135	1200	135	<440	3-88	12	6	<38
ФМЗ-135	1200	135	<580	3-88	12	6	<45
ФМ-150	2400	150	<450	3-121	12	7	<45
ФМЗ-150	2400	150	<600	3-121	12	7	<50
ФМ-170	2800	170	<460	3-121	20	8	<55
ФМЗ-170	2800	170	610	3-121	20	8	<65
ФМ-195	3250	195	470	3-121	20	9	<110
ФМЗ-195	3250	195	620	3-121	20	9	<120
ФМ-225	560	225	550	3-147	20	1,0	130
ФМЗ-225	560	225	700	3-147	20	1,0	140
ФМ-270	680	270	600	3-147	20	1,1	160
ФМЗ-270	680	270	750	3-147	20	1,1	170
ФМ-315	1200	315	700	3-147	20	1,2	210
ФМЗ-315	1200	315	850	3-147	20	1,2	230

Примечание. Частота вращения фрезера 20—60 об/мин.

После подъема фрезера рабочую часть очищают от металлических предметов, промывают водой и закрывают пластмассовым колпаком или деревянным кругом. Присоединительную замковую резьбу очищают, смазывают и закрывают пробкой. Фрезер-ловитель магнитный хранят от металлических предметов.

Разбирать ловитель запрещается, так как это приведет к его размагничиванию.

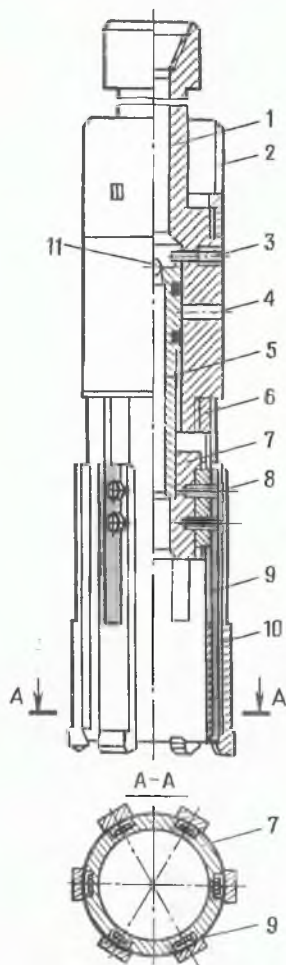
Ловители магнитные изготавливают согласно требованиям ОСТ 26-16-1606—78. В комплект поставки входит ловитель в собранном виде.

На пояске переводника нанесена маркировка, которая указывает шифр фрезера, наименование или товарный знак завода-изготовителя, порядковый номер (по системе нумерации предприятия-изготовителя) и дату выпуска (месяц и год).

§ 9. Устройство для удаления мелких металлических предметов с забоя

Паук гидромеханический

Паук гидромеханический (рис. 5.30, табл. 5.25) предназначен для очистки забоя скважины от металлических предметов.



Паук гидромеханический состоит из переводника 1, в верхней части которого установлен кожух 2, образующий вместе с переводником 1 шламометаллоуловитель, а по бокам имеющий отверстия 3 и 4 для установки стопорных шпилек и прохождения промывочной жидкости. Внутри переводника 1 размещен поршень 5, который верхней частью связан с корпусом захвата 7. В пазы 6 последнего вставлены подвижные захватывающие зубья 9, перекрытые накладками 10.

Паук гидромеханический работает следующим образом.

Собранный в транспортном положении паук спускают в скважину на бурильных трубах, когда до забоя остается 15 м, восстанавливают циркуляцию и осторожно опускают при вращении без нагрузки до забоя. Почувствовав забой, бросают в колонну шар 11 и вращают колонну на самой маленькой частоте вращения ротора. Скважину углубляют с небольшой разгрузкой на паук, при этом шар садится в седло, поршень под давлением бурового раствора срезает шпильки 8 и толкателем выводит подвижные захватывающие зубья 9, которые, перемещаясь по пазам и смыкаясь в центре, захватывают металл на забое. Поднятые над забоем во время промывки скважины металлические предметы попадают в шламометаллоуловитель.

Рис. 5.30. Паук гидромеханический

Шифр	Наибольший диаметр скважины, рекомендуемый для работы с пауком, мм	Наружный диаметр захвата, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Ориентировочная масса, кг
ПГН-138	140	138	1685	3-88	81
ПГН-158	161	158	1685	3-88	92
ПГН-188	190	188	1800	3-121	159
ПГН-212	214	212	1800	3-121	172
ПГН-240	243	240	1970	3-147	234
ПГН-266	269	266	1970	3-147	264
ПГН-292	295	292	2230	3-171	433
ПГН-316	320	316	2230	3-171	472

Циркуляция бурового раствора возможна через циркуляционные отверстия 4.

Поднятый паук разбирают, а захватывающие зубья с помощью винтового домкрата возвращают в исходное положение. Очищенный от шлама и металла паук собирают, смазывают и готовят к последующему применению [8].

Трубный паук

Трубные пауки (рис. 5.31) предназначены для извлечения из скважины металлических предметов: лап, шарошек, кувалд и др.

Изготавливают трубные пауки из обсадной трубы длиной 1,5–2,5 м так, чтобы ее можно было использовать повторно. В нижней части обсадной трубы нарезают зубья высотой 20–35 см, которые потом подвергают обжигу. Для предупреждения преждевременного загиба отдельные зубья делают бочкообразными.

Диаметр паука должен быть на 30–50 мм меньше диаметра скважины. Перед спуском паука желательно проработать ствол

скважины на 2–3 м выше забоя, а затем углубить скважину на 0,3–0,5 м пикиобразным долотом. После этого на забой опускают паук и создают нагрузку на него. Зубья паука сходятся по образующей конуса, металлические предметы, находящиеся на забое, вместе с частью породы заходят внутрь и остаются в пауке.

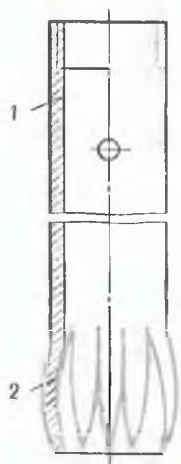


Рис. 5.31. Трубный паук:
1 – корпус; 2 – зубья

Гидравлические ловители мелких предметов

Для извлечения из скважины мелких предметов применяют ловители нескольких видов. Работа струйных ловителей (рис. 5.32 и 5.33) основана на заталкивании в ловильный инструмент предметов, находящихся в скважине, потоком промывочной жидкос-

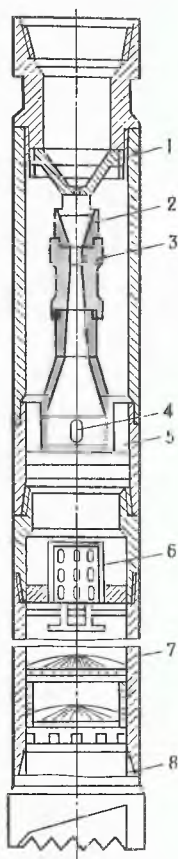


Рис. 5.32. Металлоуловитель
Е.М. Курнева и Н.И. Лукинова:

1 — сопло насоса; 2 — горловина; 3 — диффузор; 4 — каналы; 5 — воронка; 6 — фильтр; 7 — каналы вертикальные; 8 — переводник

ти. В других ловителях обратная циркуляция у забоя создается не струйным насосом (эжектором), а движением промывочной жидкости по специальным каналам, образуемым двумя рядами труб. На рис. 5.34 показан ловитель мелких предметов, состоящий из переводника с присоединенными к нему двумя трубами (диаметрами 168 и 140 мм). Трубы вставлены одна в другую с соответствующими перегородками и отверстиями для движения промывочной жидкости, а также с лепестковыми держателями и коронкой в нижней части.

Гидравлический ловитель работает следующим образом.

После присоединения ведущей трубы за 10–15 м от забоя восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и, вращая ловильный инструмент, спускают его до извлекаемых предметов. Ловителем на забое работают в течение 10–15 мин с интенсивной циркуляцией, периодически приподнимая его над забоем. После прекращения циркуляции вошедшие внутрь ловителя предметы удерживаются лепестковыми держателями, которые после прекращения циркуляции перекрывают внутреннее сечение трубы.

Шламометаллоуловители

При ликвидации аварий в скважинах во время удаления металлических предметов в компоновке с ловильным инструментом (ловителем магнитным и фрезерами) рекомендуется использовать шламометаллоуловители ШМУ-0 или ШМУ-3, нашедшие широкое применение при очистке

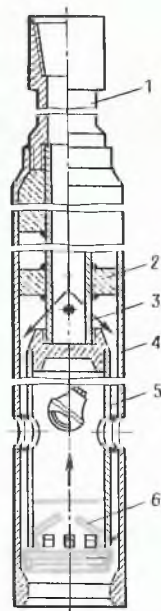
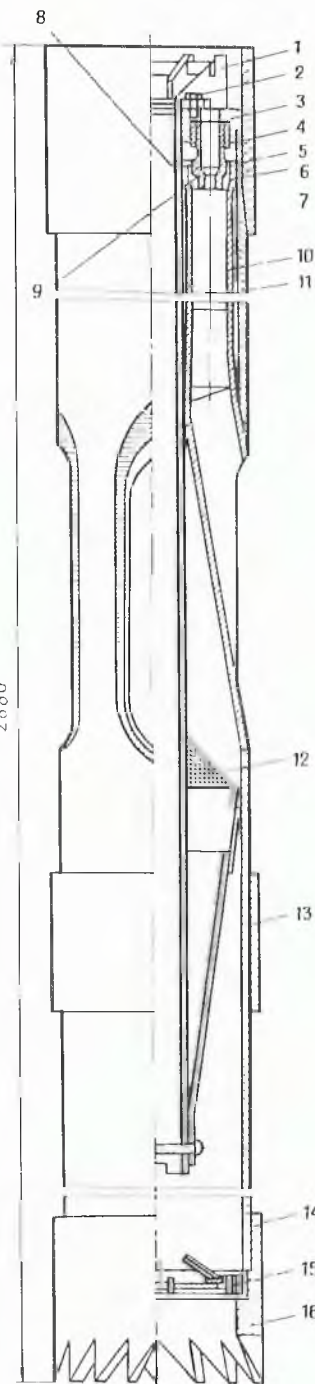


Рис. 5.34. Гидравлический ловитель Г.Н. Кирьянова:

1 — переводник; 2 — заглушка; 3 — корпус; 4, 5 — наружный корпус; 6 — лепестки

забоя от мелких металлических предметов (шариков и роликов опор долот, зубьев, мелких узлов кернарвателей, твердосплавных штырей долот и т.д.), особенно перед спуском алмазных долот [4].

Шламометаллоуловитель открытого типа ШМУ-0 кон-

Рис. 5.33. Металлоуловитель Р.С. Яремейчука и З.И. Узумова:

1 — направляющая для шара; 2 — седло клапана; 3 — муфта; 4 — сопло; 5 — плита; 6 — распорная втулка; 7 — установочное кольцо; 8 — ножка установочного кольца; 9 — сменный штуцер; 10 — смесительная камера; 11 — корпус; 12 — узел улавливания мелких металлических предметов; 13 — муфта; 14 — башмак; 15 — лепесток; 16 — кольцо для крепления лепестков

Таблица 5.26. Техническая характеристика шламометаллоуловителей ШМУ-0

Диаметр скважины, мм	Площадь сечения скважины, мм ²	Диаметр ШМУ, мм	Сечение ШМУ, мм ²	Кольцевой зазор в скважине, мм	Сечение кольцевого зазора, мм ²	Рекомендуемая скорость потока в зазоре, м/с
145	16 513	127	12 568	18	3945	2,00 2,54 3,40
190	28 353	168	22 167	22	6186	4,05 4,85 5,82
215	35 968	194	29 559	21	6409	3,90 4,68 5,62
243	47 143	219	37 668	24	9475	2,54 3,16 3,80
269	56 832	245	47 143	24	9689	2,58 3,10 3,72

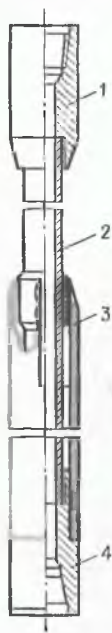


Рис. 5.35. Шламометаллоуловитель типа ШМУ-0

1 — трубный переводник; 2 — вал; 3 — кожух; 4 — переводник-база

струкции ВНИИБТ (рис. 5.35, табл. 5.26) представляет собой вал, к которому с помощью трубной резьбы присоединяются трубный переводник и переводник-база. К последнему с помощью левой трубной резьбы присоединяется кожух. К верхнему концу кожуха приварены центрирующие косынки. Кожух (при всех размерах шламометаллоуловителей) изготавливают на 1—1,5 м короче вала, чтобы обеспечить выпадение металла в карман ШМУ-0. Общая длина шламометаллоуловителя до 8 м. Улавливание металла в ШМУ-0 происходит через кольцевой зазор между кожухом и валом у верхнего конца кожуха. Недостаток ШМУ-0 — недолговечность резьбового соединения кожуха с переводником-базой, которое к тому же затрудняет развинчивание узлов для удаления металла [4].

Расход жидкости, л/с	Диаметр вала, мм	Сечение вала, мм	Зазор между стенкой скважины и валом, мм	Сечение зазора, мм ²	Рекомендуемая скорость промывочной жидкости в скважине, м/с	Перепад гидравлических скоростей потока под кожухом, раз
8	60	2827	83	13 233	0,61	3,7
10					0,75	
13,5					1,02	
25	89	6221	101	22 132	1,13	3,58
30					1,36	
36					1,62	
25	114	10 207	100	25 641	0,97	4,0
30					1,17	
36					1,40	
25	141	15 614	104	31 529	0,79	3,28
30					0,95	
36					1,15	
25	141	15 614	128	41 218	0,61	4,28
30					0,73	
36					0,87	

Шламометаллоуловитель закрытого типа ШМУ-З конструкции ВНИИБТ (рис. 5.36, табл. 5.27) отличается от ШМУ-0 тем, что кожух свободно посажен на переводник и в верхней части крепится и центрируется с помощью гайки и резьбовой втулки. Это облегчает удаление из него металла [4].

Шламометаллоуловители обоих видов работают следующим образом. Скомпонованный с ловильным инструментом шламометаллоуловитель не доводят до забоя на 5—8 м. Циркуляция промывочной жидкости осуществляется с максимальной подачей насосов. Затем с вращением шламометаллоуловитель вместе с ловильным инструментом плавно спускают до забоя и производят ловильные работы. При этом шламометаллоуловитель вместе с ловильным инструментом желательно с интен-

сивной циркуляцией приподнять 3—4 раза на 10—15 м. Общее время работы шламометаллоуловителя должно составлять не менее 1 ч. Для очистки забоя от металла скорость восходящего потока должна быть не менее 3,7 м/с. В процессе циркуляции промывочной жидкости в кольцевом зазоре между стенкой скважины и кожухом создается высокая скорость восходящего потока. Частицы металла, попадая в этот поток, поднимаются. При достижении верхнего торца кожуха скорость потока промывочной жидкости резко уменьшается вследствие увеличения кольцевого сечения. Находящийся в потоке металл попадает в зону завихрения и под действием гравитационных сил осажается в зоне покоя между кожухом и валом. Частицы металла, поднявшиеся выше шламометаллоулови-

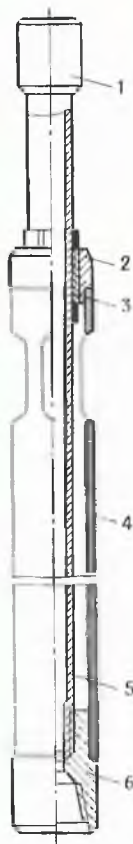


Рис. 5.36. Шламометаллоуловитель типа ШМУ-3

1 — центратор; 2 — гайка; 3 — резьбовая втулка; 4 — втулка; 5 — вал; 6 — переводник

теля, также в основном попадают в него после выключения циркуляции.

Металлоуловитель-калибратор конструкции ВНИИБТ (рис. 5.37) отличается от описанных металлоуловителей тем, что его кожух выполнен как одно целое с калибрующими лопастями. Кожух

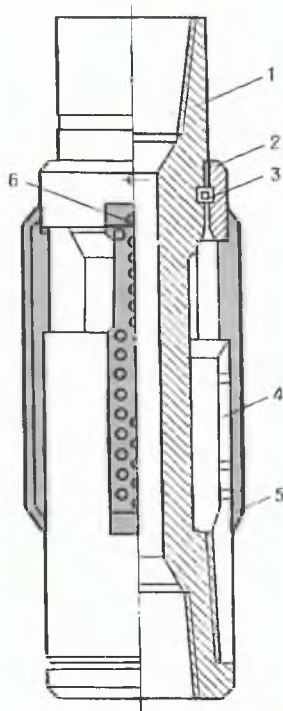


Рис. 5.37. Металлоуловитель-калибратор

имеет отверстия на боковой поверхности для прохождения раствора. Калибрующие лопасти армированы твердым сплавом.

Металлоуловитель-калибратор собирается следующим образом. С помощью замковой резьбы на корпус 1 металлоуловителя-калибратора навинчивается кожух 4 с калибрующими лопастями 5 и с помощью болтов 6 закрепляется на корпусе. Для облегчения развинчивания кожуха в направляющей втулке 3 устанавливается разрезное пружинное кольцо 2. Разбирается ловитель в обратном порядке, причем вначале

Таблица 5.27. Нормальный ряд шламометаллоуловителей ШМУ-3

Номер ШМУ-3	Диаметр скважины, мм	Наружный диаметр кожуха ШМУ, мм	Зазор между стеной скважины и ШМУ, мм	Диаметр вала ШМУ, мм	Перепад гидравлических скоростей потока под кожухом ШМУ, раз
6	145	127	18	73	3,2
	165	126	39	41,85	
7	161	141	20	89	3
	203	156	47	62	
8	190	168	22	114	2,9
	283	220	63	102	
9	214	194	20	114	4,3
	360	300	60	102	
10	243	219	26	141	3,5
	464	376	88	156	
11	269	245	24	168	3,6
	568	470	98	221	
12	295	273	22	168	4,6
	685	585	100	—	

кольцо полностью утапливают в паз корпуса.

Металлоуловитель-калибратор работает следующим образом. Собранный, как показано на рис. 5.37, он присоединяется к долоту, к нему подсоединяют элемент бурильной колонны и всю колонну спускают в призабойную зону скважины для ее проработки. Восстанавливают интенсивную циркуляцию промывочной жидкости и металлоуловитель-калибратор с проработкой спускают до забоя, а затем продолжают бурение скважины. Частицы металла, попавшие в кольцевое пространство между корпусом и кожухом, легко удаляются после подъема металлоуловителя-калибратора направлением струи воды в кольцевое пространство и постукиванием по кожуху кувалдой.

При износе калибрующие лопасти заменяются вместе с кожухом.

Металлоуловитель упрощенной конструкции ПО "Куйбышев-нефть" (рис. 5.38) применяется для удаления металла и шлама с забоя скважины в процессе бурения. Он устанавливается непосредственно над долотом, а в отдельных случаях, при турбинном бурении, над турбобуром. Для удаления металла и шлама, скопившихся между корпусом 1 и кожухом 2, достаточно отсоединить корпус от переводника 6 и кувалдой подать вниз кожух. Пальцы 5 и выступ 4 не допускают смещения кожуха на корпусе. Верх кожуха центрируется ребрами 3.

Металлоуловитель собирают следующим образом. На корпус надевается кожух до упора в выступ, затем в отверстия между корпусом и кожухом вставляют пальцы 5 и сборка закрепляется переводником.

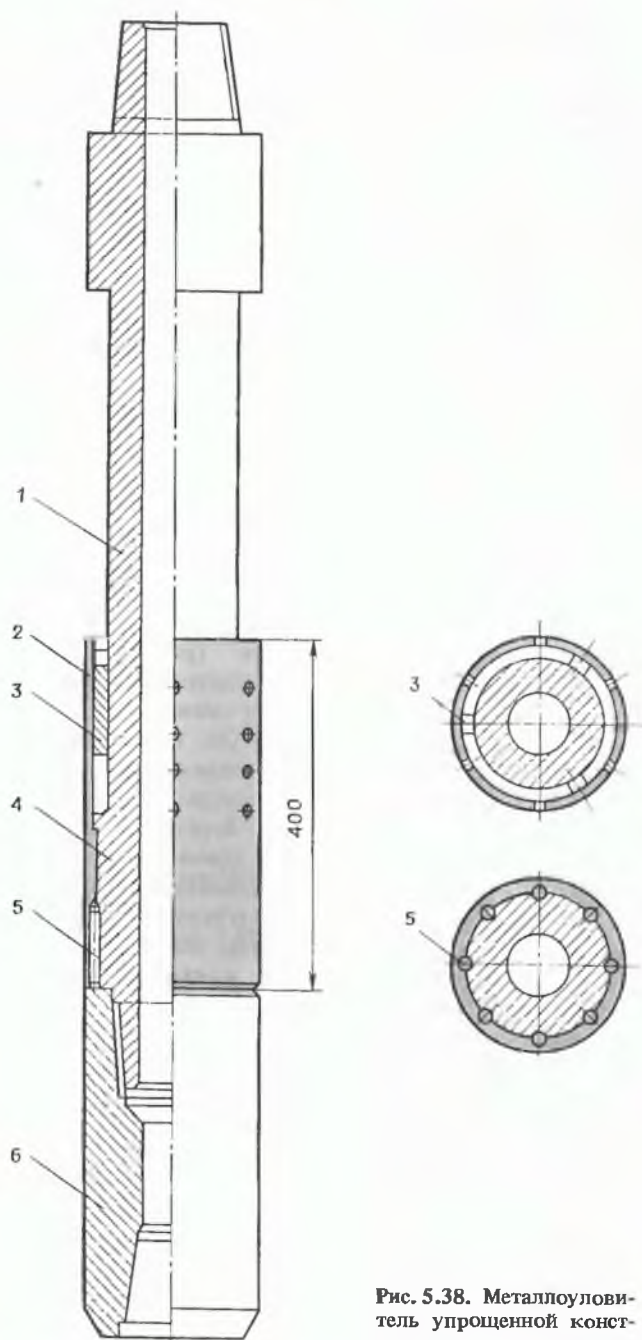


Рис. 5.38. Металлоуловитель упрощенной конструкции

§ 10. Устройства для ликвидации прихватов

Гидравлический ударный механизм (ГУМ)

Гидравлический ударный механизм предназначен для ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн, труб, испытателей пластов и т.д. путем нанесения ударов, направленных снизу вверх либо сверху вниз, в зависимости от сборки механизма [5, 9].

Он (рис. 5.39) состоит из шпинделя 1, переводников 2 и 7, цилиндра 3, имеющего две камеры разного сечения, бойка 4, поршня 5 и штока 6. Вся система ГУМа герметизирована и внутри заполнена маслом.

Для работы с ГУМом отсоединяют неприхваченную часть колонны от прихваченной с помощью ловильного инструмента, а если верх извлекаемой колонны оканчивается замковой резьбой нижнего переводника 7, то ГУМ соединяют с аварийной колонной. Свободному закреплению замковой резьбы нижнего переводника с замковой резьбой аварийной колонны способствует наличие шлицевой пары у переводника 2 и шпинделя 1. Затем натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим ее вес на 200–800 кН. Вначале скорость шпинделя с поршнем будет небольшой, так как он движется вверх за счет перетока масла из верхней полости (большой) в нижнюю (малую) через три последовательных отверстия. Пройдя 213 мм, поршень попадает в цилиндр 3 с продольными пазами. При этом площадь сечения для

прохода масла из большей полости в малую увеличивается более чем в 200 раз. Масло свободно, почти без давления перетекает вниз, шпиндель 1, увлекаемый сжимающимися трубами, мгновенно перемещается вверх и бойком 4 ударяет по нижнему торцу шлицевого переводника 2. Этот удар передается прихвачен-

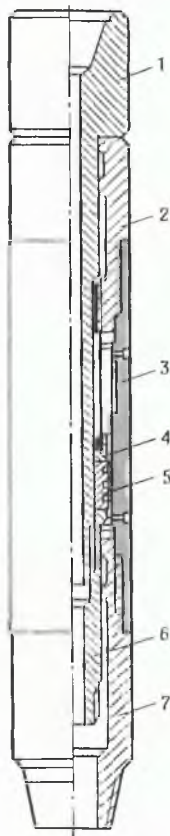


Рис. 5.39. Гидравлический ударный механизм:

1 — шпиндель; 2 — переводник; 3 — цилиндр; 4 — боек; 5 — поршень; 6 — шток; 7 — нижний переводник

ному инструменту через корпус цилиндра 3 и переводник 7. Для повторного удара перегоняют масло из нижней (малой) полости цилиндра в верхнюю, для чего на шпиндель дают осевую нагрузку 10–20 кН, направленную вниз. ГУМ готов к повторному удару.

Для осуществления ударов, направленных вниз, ГУМ разбирают, цилиндр 3 вместе с поршнем 5 поворачивают на 180° и снова собирают.

Работает ГУМ ударами вниз следующим образом.

Колонну разгружают на величину веса УБТ, происходит медленный переток масла из нижней полости цилиндра 3 в верхнюю. После входа поршня в большую полость давление масла падает, УБТ падает вниз до упора, пока торец переводника шпинделя не ударит по торцу шлицевого переводника 2. Этот удар передается прихваченной части инструмента. В случае необходимости удары повторяются. Число ударов для различных случаев колеблется от 1 до 100.

В настоящее время ГУМ — один из самых надежных и простых в работе устройств для ликвидации прихватов. Он дает хороший эффект при ликвидации заклиниваний, вызванных падением посторонних предметов в скважину, в местах сужений, при заклинивании в желобах. Опыт применения ГУМа в различных условиях показывает, что при температуре в скважине более 100 °С его применение нецелесообразно [9].

Гидравлический ударный меха-

низм может быть постоянно встроен в компоновку бурильной колонны на случаи работы в осложненных условиях, где предполагается возникновение прихвата, например заклинивание алмазного долота, калибратора, центратора и др.

Работать гидравлическим ударным механизмом надо обязательно с безопасным переводником, который устанавливается над УБТ, а при отсутствии последнего — над компоновкой низа бурильной колонны.

Для ликвидации прилипаний на небольшой длине рекомендуется применять две сборки ГУМа, одной из которых предусматривается нанесение ударов снизу вверх, а другой — сверху вниз. Для нанесения ударов снизу вверх в компоновке бурильной колонны должны быть УБТ, вес которых должен превышать вес прихваченной колонны на 25–30 %. При нанесении ударов сверху вниз количество УБТ должно обеспечивать вытяжку колонны труб на 350–400 мм. При вытяжке менее 300 мм работа ГУМа не эффективна.

Для ликвидации прихватов с помощью ГУМа при прилагаемой к бурильной колонне силе 300 кН длина бурильной колонны над местом прихвата, состоящей из труб толщиной 10 мм и диаметром 114, 127 и 140 мм, должна быть соответственно не менее 1200, 1400 и 1500 м. При увеличении силы натяжения бурильной колонны сверх собственного веса необходимая длина уменьшается и при силе, например, в 1000 кН уже составляет соответственно 375, 425 и 470 м [9].

Возбудитель упругих колебаний (ВУК)

Возбудитель упругих колебаний — ВУК (рис. 5.40, табл. 5.28) предназначен для ликвидации прихватов всех групп, за исключением прихватов, вызванных обвалами и осыпями горных пород и седиментацией твердой фазы [11].

Принцип работы ВУКа основан на импульсно-динамическом воз-

Рис. 5.40. Возбудитель упругих колебаний ВУК:

1 — колпак предохранительный; 2 — регулировочный винт; 3 — контргайка; 4 — переводник присоединительный; 5 — корпусная втулка; 6 — муфта; 7 — ниппель; 8 — корпусный патрубок; 9 — шток; 10 — кольцо-боек; 11 — втулка; 12 — кольцо опорное; 13 — манжета уплотнительная; 14 — кольцо нажимное; 15 — винт; 16 — полумуфта кулачковая подвижная; 17 — штифт; 18 — гайка; 19 — пружина; 20 — гильза; 21 — переводник присоединительный верхний; 22 — пробка предохранительная; 23 — гайка манжетная

действию на прихваченные трубы за счет расщепления в геликоидальной резьбовой нарезке 1 при приложении нагрузки. При этом шток 9 смещается на величину хода и блок-боек 10 ударяется об уступ втулки 11. Удар передается через присоединительный переводник 4 прихваченному инструменту.

ВУК работает в режиме создания импульсно-динамического воздействия как вверх, так и вниз, направление которого зависит от характера прихвата.

Если колонна труб заклинена при спуске в зоне сужения ствола, прихвачена в результате действия перепада давления или заклинена посторонним предметом, то ударные нагрузки направляют снизу вверх. При этом ВУК устанавливается возможно ближе к месту прихвата, а над ним устанавливается УБТ возможно большего диаметра и длиной до 75 м.

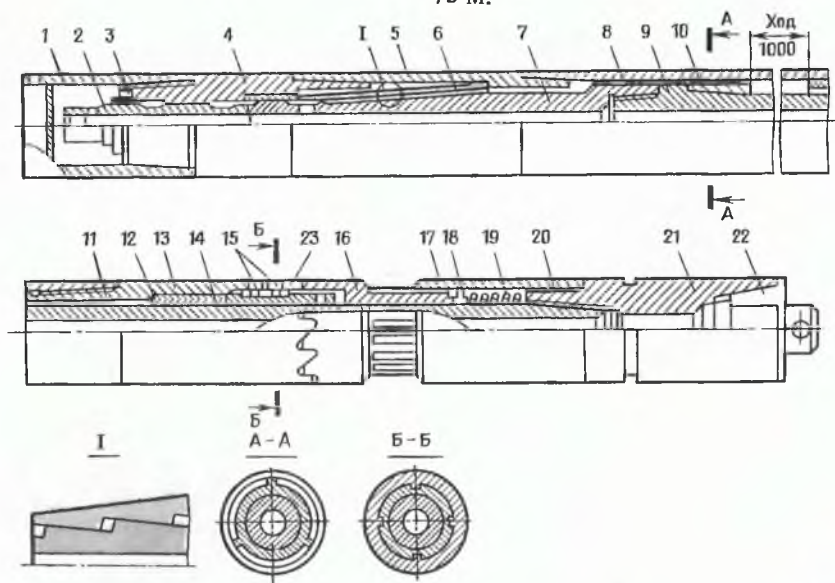


Таблица 5.28. Техническая характеристика возбудителя упругих колебаний

Параметры	Типоразмер	
	ВУК-170	ВУК-210
Наружный диаметр, мм	170	210
Длина в исходном состоянии, м	3	3,3
Телескопический ход штока, м	0,8	1
Диапазон регулирования сил расцепления телескопических узлов, кН	0—1000	0—1000
Момент силового импульса, направленного сверху вниз, кН·м	15 000	15 000
Сила удара, направленного снизу вверх, кН	1500	2500
Частота импульсных воздействий за 1 мин	1	1
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286—75)	3-147	3-171
Внутренний диаметр проходного отверстия, мм	55	75

Если колонна труб при подъеме прихвачена в желобной выработке или заклинена в месте сужения посторонним предметом, то осевые динамические нагрузки направляются в сторону забоя. При этом ВУК устанавливается на расстоянии 500—1500 м от места прихвата и над ним не должны находиться УБТ.

Возбудитель упругих колебаний — это механизм многократного применения без подъема его из скважины, что достигается путем многократно повторяемых зарядок правым вращением с последующим расцеплением в осевом направлении рабочими нагрузками от 200 до 700 кН. При зарядке ВУКа крутящий момент прикладывается к переводнику 21, который передается через шток 9 ниппелю 7. Последний свинчивается с муфтой 6 посредством геликоидальной резьбы 1. Если после 100—120 ударов колонна труб не освобождается, то работу ВУКом следует прекратить.

Подготовка ВУКа к работе, выбор режима его работы, регулирование и настройка в каждом конкретном случае осуществляются согласно требованиям Инструкции по ликвидации прихватов бурильного инструмента возбудителем упругих колебаний, составленной Научно-исследовательским институтом механики Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова и институтом УкрГИПРОНИИнефть.

Ясс ударно-вибрационный

Ясс ударно-вибрационный конструкции АзНИПИнефти предназначен для освобождения прихваченной бурильной колонны ударами сверху вниз или вибрированием колонны при вращении ее под натяжением (рис. 5.41, табл. 5.29). После отсоединения от прихваченной части колонны неприхваченных труб в скважину до торца извлекаемых труб опускают ясс. Затем под нагрузкой

шпиндель 15 заводят внутрь корпуса на длину свободного хода и вращением вправо присоединяют ясс к прихваченной колонне. При этом кулачки отбойной муфты 5 под действием пружины 4 заходят в зацепление с кулачками головки 8.

Для освобождения бурильной колонны ее приподнимают на длину свободного хода ясса или меньшую выбранную длину. Затем резким опусканием бурильной колонны наносят удары ударником 14 по наковальне 16. Осевые удары чередуют с вибрированием, для чего непривхваченную колонну натягивают с силой, превышающей ее вес на возможно большую величину, и вращают. Во время вращения наклонные кулачки наконечников 12, приподнимаясь, создают дополнительные силы натяжения и, соскакивания с кулачка, испытывают ударную нагрузку, которая затем передается через шпиндели и наковальню прихваченным трубам. Во время вращения бурильной колонны с вибрацией структура в затрубном пространстве разрушается и бурильная колонна освобождается.

Устройство для ликвидации прихватов УЛП-190-1

Устройство УЛП-190-1 (рис. 5.42) предназначено для ликвидации прихватов колонн труб, преимущественно группы заклиниваний. Работа его основана на принципе создания ударов, направленных или вверх, или вниз за счет растяжения либо сжатия части колонны труб, расположенной над зоной прихвата.

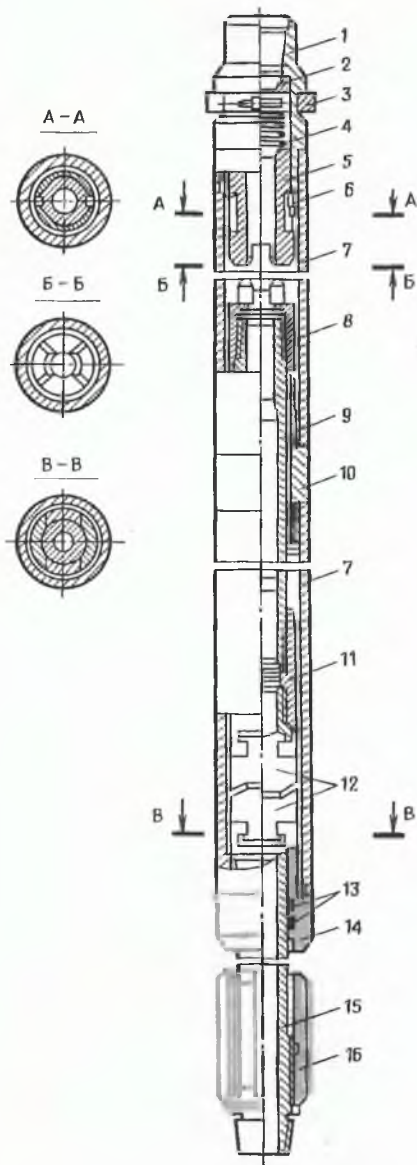


Рис. 5.41. Ясс ударно-вибрационный:

1 — переводник; 2 — кольцо, 3 — хомут; 4 — пружина; 5 — муфта отбойная; 6 — винты; 7 — кожухи; 8 — головка ударная; 9 — шпиндель верхний; 10 — муфта соединительная; 11 — муфта; 12 — наконечник; 13 — уплотнения; 14 — ударник; 15 — шпиндель; 16 — наковальня

Таблица 5.29. Техническая характеристика яссов ударно-вибрационных

Параметры	Типоразмер				
	ЯУВ-127м	ЯУВ-170м	ЯУВ-190м	ЯУВ-215м	ЯУВ-235м
Наружный диаметр корпуса, мм	127	170	190	215	235
Длина, мм	4380	3560	3670	3750	3820
Длина свободного хода, мм	3000	2000	2000	2000	2000
Диаметр канала шпинделя, мм	40	75	75	75	75
Присоединительная резьба верхнего и нижнего переводников (ГОСТ 5286-75)	3-101	3-121	3-147, 3-121	3-147	3-147
Масса, кг	260	470	515	675	795

Техническая характеристика устройства УЛП-190-1

Размеры, мм:

диаметр корпуса	178
диаметр канала	56
длина корпуса	1500

Нагрузка, кН:

растягивающая статическая	< 1500
рабочая	< 700

Устройство в скважину опускают в следующей компоновке:

направляющая воронка, ловильный инструмент, безопасный переводник, устройство УЛП-190-1, УБТ длиной 60–70 м, центратор и бурильные трубы. При сборке проверяют состояние узлов компоновки и наличие в устройстве свободного хода штока в осевом и радиальном направлениях. Во время спуска первые 500–600 м труб закрепляются машинными ключами, а верхнюю часть компоновки подбирают так, чтобы ниже ротора находилось около

5 м ведущей трубы. После присоединения ведущей трубы восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости до выравнивания ее параметров, после чего фиксируют вес колонны.

Аварию ликвидируют следующим образом.

Определяют теоретически минимальный угол закручивания колонны бурильных труб φ (в градусах) по формуле

$$\varphi = \frac{900 L Q}{D^4 - d^4},$$

где Q — осевая нагрузка, кН; L — расстояние от устья скважины до границы прихвата, м; D, d — соответственно наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

Полученный угол закручивания увеличивают не менее чем на 270–360° за счет влияния состояния ствола скважины, кривизны и сил сопротивления. Бурильная колонна должна быть повер-

нута не более чем на четыре оборота. Затем бурильную колонну спускают до извлекаемых труб и соединяются с ними, после чего проворачивают ее на число оборотов, рассчитанных, как указано выше, и затормаживают ротор. При этом зубья на плашках войдут в зацепление с зубьями в "окне" корпуса. Бурильную колонну постепенно разгружают или натягивают в зависимости от выбранного направления ударов, начиная с силы не более 250 кН и увеличивая нагрузку на 100–120 кН после 40–50 ударов, но не выше допустимых нагрузок для труб и бурового оборудования. В результате приложения сил зубья выходят из зацепления, нагрузка с прихваченной колонны мгновенно снимается и происходит удар.

При срабатывании устройства возникает вибрация ведущей трубы. Если внешних признаков удара нет, то устройство не срабатывает. Его заряжают повторно, но при этом или уменьшают величину закручивания, или увеличивают осевую нагрузку.

Если не было никаких признаков освобождения колонны от прихвата после 60–70 ударов, то работы следует прекратить.

Ослабление ударов также свидетельствует о безрезультатности ведения дальнейших работ по ликвидации аварии вследствие износа зубчатых элементов устройств. При освобождении колонны во время работы устройства УЛП-190-1 скважину промывают одновременно с расхаживанием, осматривают талевую систему и поднимают колонну труб.

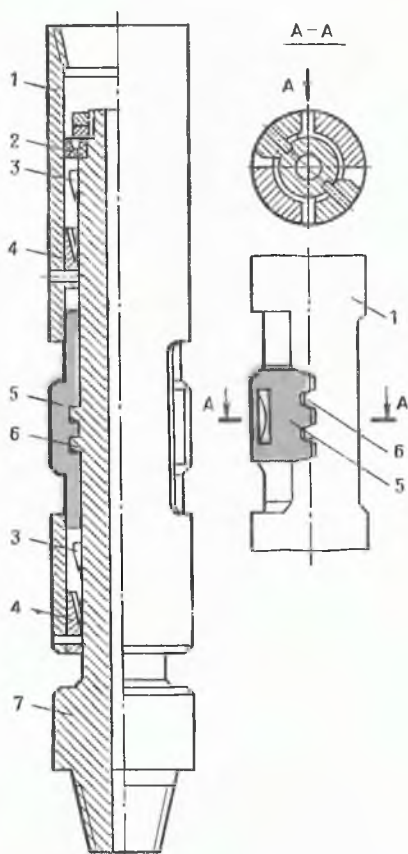


Рис. 5.42. Устройство для ликвидации прихватов типа УЛП-190-1:

1 — корпус; 2 — уплотнительная манжета; 3 — конус; 4 — предохранительное кольцо; 5 — зубья в "окне" корпуса; 6 — зубья на плашке, приваренной к штоку; 7 — шток

Ясс механический

Ясс механический предназначен для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильных колонн небольшой длины ударами вверх (рис. 5.43, табл. 5.30). Принцип работы ясса основан на использовании потенциальной

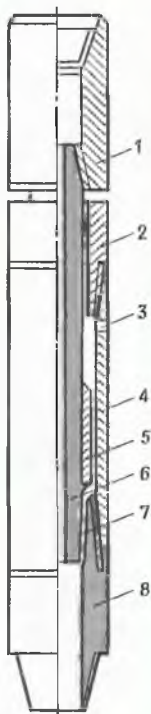


Рис. 5.43. ЯСС механический:

1 — переводник; 2 — упор; 3 — отверстие; 4 — корпус; 5 — съемный ударник; 6 — шток круглого сечения; 7 — конусная поверхность; 8 — нижний переводник

энергии растянутой бурильной колонны после рассоединения конусной пары. При этом верхнюю часть бурильной колонны отсоединяют над верхней границей

прихвата и извлекают. В скважину опускают компоновку, состоящую из ловильного инструмента (если нижний переводник ясса не обеспечивает соединения), ясса, УБТ длиной 25–50 м и бурильных труб. Ясс вращают, одновременно снижая нагрузку на него на 30–40 кН, в результате конусная поверхность штока заклинивается в конусной поверхности (конусность 1°) нижнего переводника. Затем колонну соединяют с извлекаемыми трубами и уменьшают нагрузку до выбранного значения.

Силу удара регулируют в широком диапазоне увеличением нагрузки при зарядке устройства в скважине. Можно получить силу удара 100–800 кН. При этом следует иметь в виду, что конусная пара рассоединяется, если сила меньше нагрузки на 30–70 кН. При последующем натяжении конусная пара разъединяется и ударник бьет по торцу упора. Число ударов яссом доводится до 50–70. Если бурильная колонна после этого не освободится, то работы яссом вести нецелесообразно.

После 100 ударов все резбовые соединения проверяют дефектоскопом с целью предупреждения поломок ясса.

Таблица 5.30. Техническая характеристика яссов механических

Параметры	Типоразмер		
	ЯМ-127	ЯМ-172	ЯМ-240
Наружный диаметр, мм	127	175	240
Длина, мм	1500–2200	1850–2500	2000–3000
Сила удара, кН	100–5000	200–7000	400–8000
Масса, кг	105–145	190–240	360–420

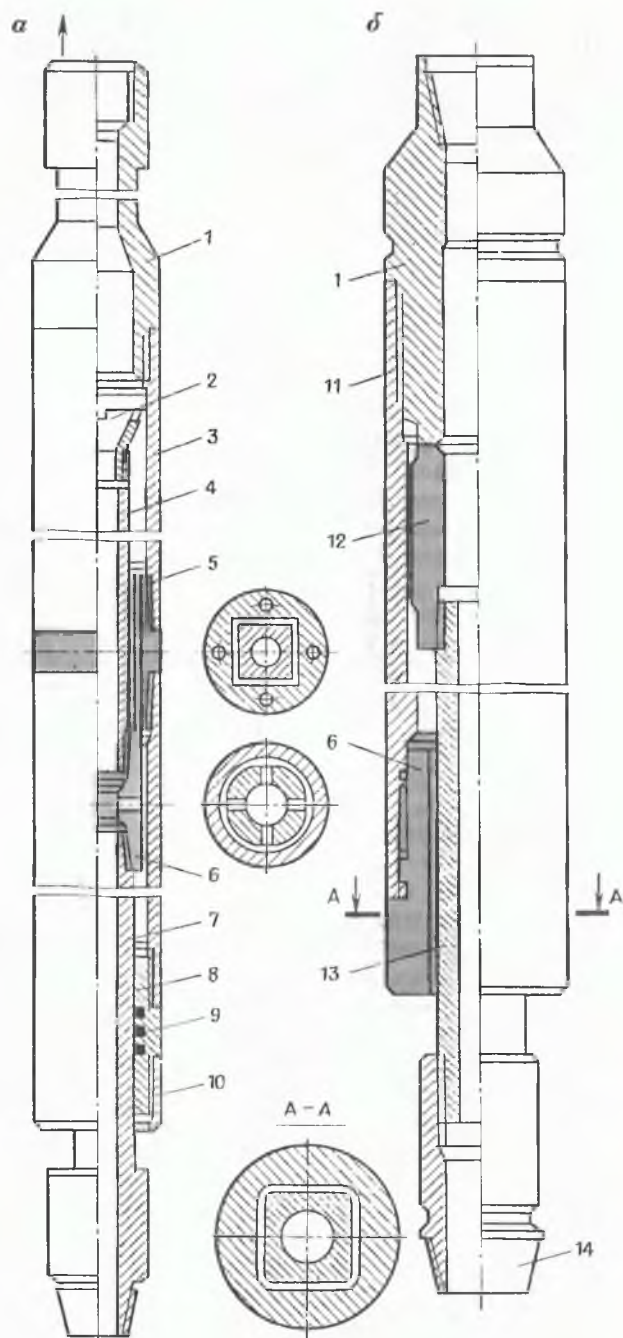


Рис. 5.44. Яссы ударные конструкции АЗНИПИ-нефти:

(а) и Полтавского отделения УкрНИГРИ (б)

1, 14 – переводники; 2 – коронка; 3 – кожух; 4 – ведущая труба; 5 – муфта соединительная; 6 – головка; 7 – направляющая труба; 8 – нижняя труба; 9 – самоуплотняющаяся манжета; 10 – предохранительное кольцо; 11 – корпус; 12 – боек; 13 – квадратный шпindel

Ясс ударный

Ясс ударный (рис. 5.44) представляет собой телескопическое соединение, которое создает периодические удары. Корпус ясса

§ 11. Торпеды

Торпедирование при ликвидации аварий применяют в основном для следующих целей: встряхивания с целью освобождения заклиненных и прилипших к стенкам скважины колонн труб; ослабления резьбовых соединений с целью облегчения развинчивания колонн; обрыва и срезания труб с целью отсоединения от прихваченных труб; разрушения металлических предметов в скважине; образование каверн при забурировании нового ствола; борьбы с желобами.

Торпеда шашечная термостойкая (ТШТ)

Торпеда ТШТ (рис. 5.45, табл. 5.31) предназначена для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильных колонн (калибраторы, центраторы, расширители, турбобуры и трубы), а также для обрывов труб. Эта торпеда фугасного действия негерметична, заряд взрывчатого вещества контактирует со скважинной жидкостью.

изготавливают из корпуса турбобура, высокие механические свойства которого позволяют делать надежные яссы. Все резьбовые узлы ясса соединяются резьбами типа РКТ, упорными.

Во всех торпедах для инициирования взрыва заряда применяют взрывные патроны ПВГУ-4,

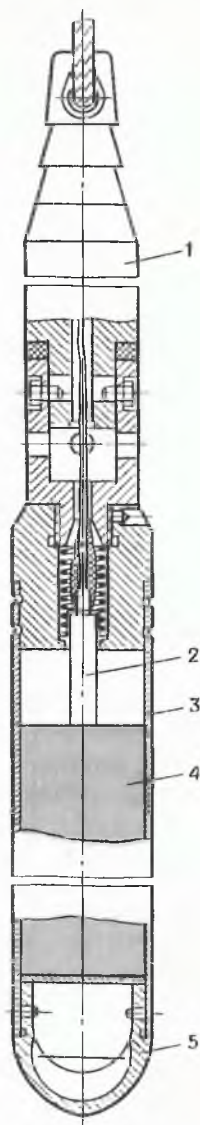


Рис. 5.45. Торпеда шашечная термостойкая (ТШТ):

1 — груз; 2 — взрывной патрон; 3 — корпус; 4 — заряд ВВ; 5 — наконечник

Шифр	Торпеда				Заряд
	Длина с грузом, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Диаметр, мм	Длина, мм
ТШТ-9/22	2380	22	2,874	9	1200
ТШТ-10/22	2380	22	2,907	10	1200
ТШТ-12/22	2380	22	2,997	12	1200
ТШТ-15/22	2375	22	3,295	15	1200
ТШТ-25/28	1925	28	3,546	25	700
ТШТ-35/50	1670	50	11,804	35	700
ТШТ-43/50	1670	50	15,847	43	700
ТШТ-50/55	1675	55	17,03	50	700
ТШТ-65/70	1480	70	18,940	65	500
ТШТ-84/90	1910	90	21	84	600

Продолжение табл. 5.31.

Шифр	Заряд		Наружный диаметр применяемых труб, мм		
	Масса 1 м ВВ, кг	Масса заряда, кг	насосно-компрессорных бурильных	бурильных	обсадных
ТШТ-9/22	0,104	0,125	48,3	73	—
ТШТ-10/22	0,125	0,150	48,3	73	—
ТШТ-12/22	0,183	0,220	48,3	73	—
ТШТ-15/22	0,283	0,340	48,3	73	—
ТШТ-25/28	0,771	0,540	48,3	73	—
ТШТ-35/50	1,540	1,080	73	89	114
ТШТ-43/50	2,320	1,620	88,9	114	114–146
ТШТ-50/55	3,140	2,200	101,6	114	140–168
ТШТ-65/70	5,300	2,650	114	140	140–168
ТШТ-84/90	6,680	4,010	—	—	140–219

Примечание. Торпеды ТШ-84/90 нетермостойкие, применяют при давлении не более 50 МПа и в скважинах, имеющих температуру не выше 100 °С.

ПВГУ-5 и ПВГУ-250/1500. Груз торпеды жестко соединен с корпусом и используется многократно. В качестве заряда взрывчатого вещества (ВВ) для торпеды используют ГФГ-2, ГИДС и НТФА. В зависимости от типа ВВ предельная температура для торпеды составляет соответственно 160, 200 и 250 °С.

Торпеда из детонирующего шнура ТДШ

Торпеда ТДШ (рис. 5.46) предназначена для ликвидации прихватов методом встряхивания и для ослабления резьбовых соединений с целью последующего развинчивания в интервале взрыва. Заряд торпеды состоит из отрезков детонирующего шнура, прикрепленных к тросу.

Сведения о детонирующих шнурах для шнуровых торпед приведены в табл. 5.32.

Техническая характеристика торпед ТДШ

	ТДШ-25	ТДШ-50
Типоразмер	25	50
Головка держателя, мм	245	300
Длина головки держателя, мм	Детонирующий шнур	Взрывной патрон ЭД8,
Заряд	ТДШ-25, ТЭД-2	
Инициатор	50	50
Предельное гидростатическое давление, МПа	100	100
Предельная температура, °С	2200	1000
Длина груза, мм	7	16
Масса груза, кг	1-100	1-100
Длина заряда, м	Число параллельно соединенных детонирующих	
Число параллельно соединенных детонирующих	шнуров	1-5
шнуров	1-5	1-5
Кратность использования головки держателя	10	15
Наименьший проходной диаметр труб для торпеды, мм	38	68

Торпеда корпусная из детонирующего шнура ТКДШ

Торпеда ТКДШ (рис. 5.47) предназначена для встряхивания с целью освобождения заклиненных долот и элементов бурильных колонн, ослабления резьбовых соединений колонн труб с целью последующего развинчивания, обрыва труб, отсоединения неосвобождающихся ловильных инструментов от извлекаемых труб, а также для сталкивания на забой предметов, застрявших в скважине.

Торпеда корпусная из детонирующего шнура имеет следующие особенности:

при взрыве торпеды внутри колонны труб не остается частиц металла и материала от ее деталей, что позволяет (безболезненно для последующих работ) применять торпеду сразу же после возникновения прихвата;

не требуется оснащать торпеду грузом, его роль выполняет утолщенная часть корпуса;

корпус торпеды может быть многократно использован;

при необходимости величина и мощность заряда могут легко регулироваться на буровой как типом детонирующего шнура, так и числом и длиной его рядов.

Конструкция торпеды ТКДШ допускает установку ее непосредственно в объект торпедирования (долото, колокол, метчик и т.д.) или в непосредственной близости от него.

Размеры корпуса позволяют использовать торпеду в скважинах диаметром 65 мм и более. Корпус торпеды 1 ступенчатый, составной. Верхняя утолщенная часть диаметром 55 мм и длиной 600 мм имеет отверстия для центраторов 4 (при использовании ее в трубах диаметром более 100 мм) и для соединения с каротажным кабелем, а также выемку для размещения взрывного патрона 2. Нижняя часть корпуса, подсоединяемая к верхней с помощью резьбы и фиксируемая штифтом, представляет со-

бой стержень диаметром 15 мм и длиной 1,5–2,5 м, в котором снизу под углом 90° размещены отверстия для установки эластичных центраторов.

Для инициирования детонирующего шнура 3 в торпеде используются стандартные взрывные герметичные патроны ПВГУ-4, ПВГУ-5 и ПВГУ-250/1500, которые закрепляются в выемке утолщенной части корпуса.

Краткие сведения о детонирующих шнурах, применяемых для взрывных работ в скважинах, приведены в табл. 5.32. Для оснащения торпеды применяют детонирующий шнур ДШВ, ДШУ, ДШТ или ДШТТ.

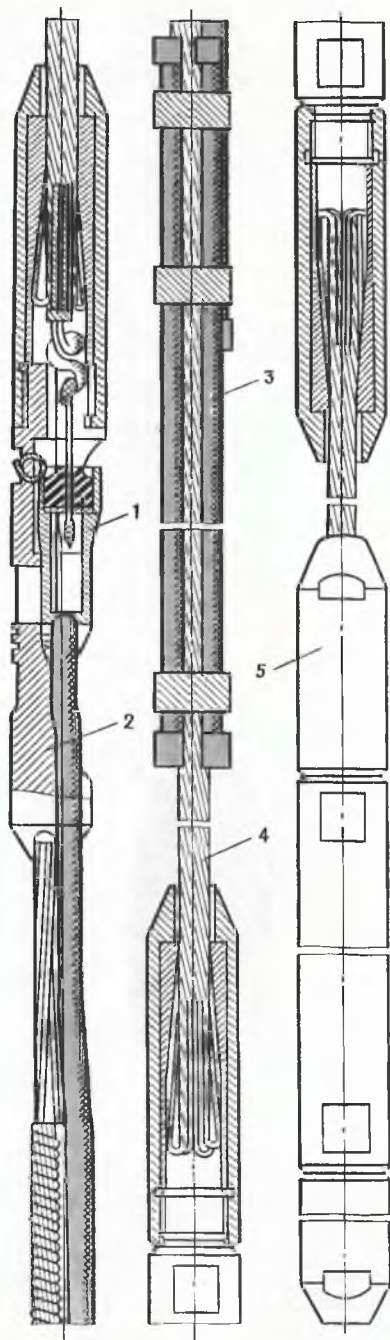
Центраторы для торпеды изготовляют из эластичного материала — резиновых прутков, которые пропускают через отверстия корпуса и закрепляют, чтобы избежать смещения, шплинтами. Выбор величины заряда взрывчатого вещества, числа его рядов и порядка намотки на корпус зависит от цели торпедирования.

Торпеды кумулятивные осевого действия (ТКО)

Торпеда ТКО на кабеле (рис. 5.48, табл. 5.33) предназначена для разрушения металлических предметов и твердых пород. Кроме того, торпеды диаметром от 38 до 72 мм можно использовать для ликвидации заклиниваний долот и турбобуров.

Рис. 5.46. Торпеды из детонирующего шнура ТДШ-25:

1 — взрывной патрон; 2 — держатель;
3 — детонирующий шнур; 4 — трос;
5 — груз



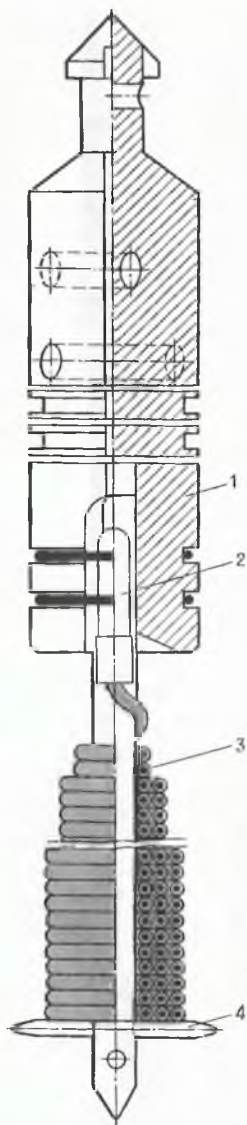


Рис. 5.47. Торпеда корпусная из детонирующего шнура ТКДШ:

1 — корпус; 2 — взрывной патрон; 3 — детонирующий шнур; 4 — эластичный центратор

Торпеды ТКО изготавливают двух видов:

нетермостойкие и термостойкие, которые спускаются в скважину в предохранительном кожухе. Корпус торпед ТКО-200 и ТКО-120-600 стальной, прочный и допускает спуск их на бурильной колонне. Для остальных торпед их детали и корпус изготавливают из легких алюминиевых сплавов преимущественно Д16, разрушающихся при взрыве. Во время взрыва торпеды возникает кумулятивная струя, движущаяся со скоростью 8–10 тыс. м/с, которая образует в торпедиркуемом предмете канал глубиной 1,4–2,5 см и диаметром входного отверстия, равным 0,3–0,6 диаметра заряда.

Расход торпед на разрушение: два-три долота, три-пять долот с переводником, одна-две лапы с шарошкой и три-четыре роторных клина. Максимальный эффект разрушения достигается при контакте торпеды с разрушаемым предметом и при соответствии мощности ее заряда размеру разрушаемого металлического предмета. В тех случаях, когда диаметр скважины значительно больше диаметра торпеды (например, диаметр скважины 394 мм, а торпеды 120 мм), эффект от торпедирования усиливают с помощью одновременного взрыва двух-трех торпед. Групповой взрыв осуществляется посредством взрыва торпед одного типоразмера, имеющих заряды ВВ одинакового состава, от единого взрывного патрона через дополнительные разряды строго одинаковой длины к каждой торпедке. Если несколько торпед, спущен-

Таблица 5.32

Тип шнура	Техническая характеристика шнура				Предельные условия применения	
	Диаметр, мм	Длина отрезков, м	Навеска ВВ, г/м	Особенности конструкции	Температура, °С	Давление, МПа
ДШВ	5,8	50	20	Оболочка эластичная	100	50
ДШУ-33	8,5	50	33	То же	100	50
ДШТТ-180	8,5		45—80	"	175	80
	10,5	50				
ДШТТ-220	8,5—10,5	50	45—80	"	200	100
ДШТТ-250	8,5—10,5	50	45—80	"	230—250	150
ДШТВ-150/800	8,5	50	60	Сердцевина из пластичного ВВ	150	80
ДУЗТВ-150/800	6	3	30—32	Оболочка из алюминия, гибкость незначительная	150	80
ДУЗТВ-170/1000	6	3	30—32	То же	170	100
ДУЗТВ-250/1500	6	3	30—32	"	230—250	150

ных в скважину, намечают подорвать от индивидуальных электровзрывателей, соединенных параллельно, то кумулятивный эффект дает одна торпеда, а другие взрываются, как фугасные.

Для одновременного взрыва нескольких торпед используют специальные кассетные головки ГК260 и ГК180.

Первыми рекомендуется работать в скважинах диаметром 295—490 мм с установкой трех торпед ТКО-120-600, вторыми — в скважинах диаметром 214—295 мм с торпедами ТКО-70.

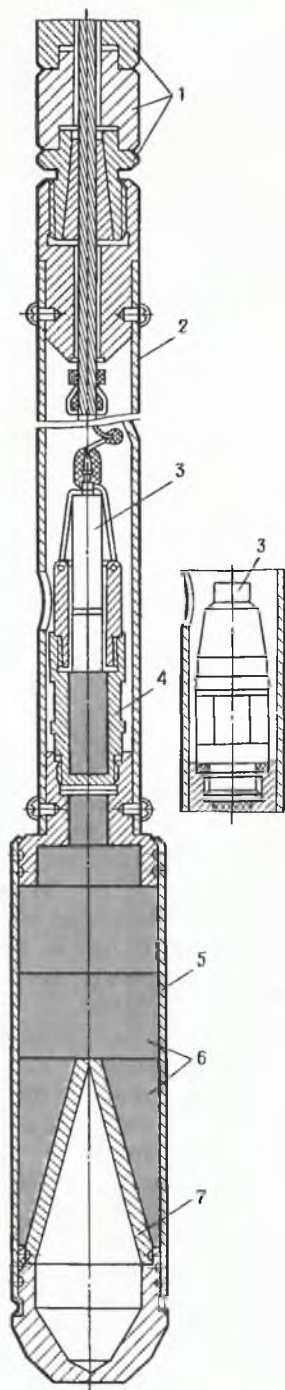
Торпеду ТКО на бурильных трубах (рис. 5.49, табл. 5.34) применяют в тех случаях, когда ствол скважины сложен и затрудняется, а в отдельных случаях исключается установка торпеды на разрушаемый предмет вследствие

вие покрытия последнего шламом.

На бурильных трубах опускают торпеды ТКО-200, ТКО-120 и ТКОТ-120. Причем между трубами и торпедой устанавливают специальное устройство для спуска торпед УСТ. Устройство УСТ-200 предназначено для спуска торпед ТКО-200* и ТКО-120, УСТ-120 — только для торпед ТКО-120 и ТКОТ-120.

Собранную, как показано на рис. 5.49, торпеду в комплекте с УСТ подсоединяют к бурильной колонне через переводник и опускают к месту взрыва.

При достижении глубины торпедирования скважину промывают до выравнивания плотности промывочной жидкости, затем в трубы бросают шар. Последний вместе с потоком промывочной жидкости достигает взрывателя,



штифты срезаются, предохранительная втулка освобождается, шарики заходят внутрь втулки, поршень устремляется к детонатору. Капсюль детонатора взрывается, в результате возбуждается детонация дополнительного промежуточного и основного зарядов торпеды.

Труборез кумулятивный (ТРК)

Труборез ТРК (рис. 5.50, табл. 5.35) предназначен для перерезания в скважинах различных видов труб (обсадных, бурильных, насосно-компрессорных).

В корпусе 3 трубореза ТРК между двумя крышками помещается кумулятивный заряд 4, облицованный листовой медью и подпружиненный снизу. Внутри кумулятивного заряда находится удлиненный детонирующий заряд 5. Корпус снизу герметизируется заглушкой 6 с двумя кольцевыми уплотнениями, а сверху — резиновым уплотнением, внутри которого размещаются изолятор и контакт. Переходник 2 соединен с корпусом резьбовым соединением, которое стопорится винтом. С помощью винтов с шайбами к переходнику подсоединяется груз 1, который в свою очередь крепится к каротажному кабелю. В качестве заряда используют цилиндрическую пашку с наружной кольцевой кумулятивной выемкой, инициирование которой

Рис. 5.48. Торпеда кумулятивная осевого действия ТКО на кабеле:

1 — груз; 2 — переходник; 3 — взрывной патрон; 4 — инициирующий узел; 5 — оболочка; 6 — заряд; 7 — воронка

Таблица 5.33. Техническая характеристика торпед ТКО на кабеле

Типоразмер	Наруж- ный диа- метр, мм	Взрывчатое вещество		Марка взрыва- теля	Макси- мальная темпера- тура при- менения, °С	Макси- мальное давление примене- ния, МПа	Реко- мендуе- мый диа- метр скважи- ны, мм
		Марка	Масса, кг				
ТКО-200	190— 200	ТГ- 50/50	8,6	В-473 ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60—80	243—490
ТКО-120-600	120	ТГ- 50/50	2,3	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60	140—214
ТКО-70А	72	ГФГ-2	0,9	В-473, ПВГУ-5	150	80	93—140*
ТКОТ-120	122	ГФГ-2, 3,7 НТФА		В-473, ПВГУ-5, ПВГУ- 250/1500	150—200	80—100	140—214
ТКОТ-70	72	ГФГ-2, 0,9 НТФА		В-473, ПВГУ- 250/1500	150—200	100	93—140*
ТКОТ-60	60	ГФГ-2, 0,6 НТФА		В-473, ПВГУ-5, ПВГУ- 250/1500	150—230	80—150	76—93*
ТКОТ-38	38	ГФГ-2, 0,12— НТФА 0,15		ПВГУ-5, ПВГУ- 250/1500	150—230	80—150	60—75*

* Диаметр скважины или трубы.

осуществляется электродетонатором ТЭД-200 через детонирующий удлиненный заряд ДУЗ, соединенный с каротажным кабелем.

Труборез ТРК в скважине работает следующим образом.

К извлекаемым трубам прикладывают нагрузку, превышающую их собственный вес на 100—

300 кН. В этих трубах спускают шаблон, диаметр которого равен или больше диаметра трубореза. Труборез для соответствующего диаметра обрезаемых труб доставляют на буровую в собранном виде без электродетонатора. Последний вставляют в труборез перед спуском его в скважину.

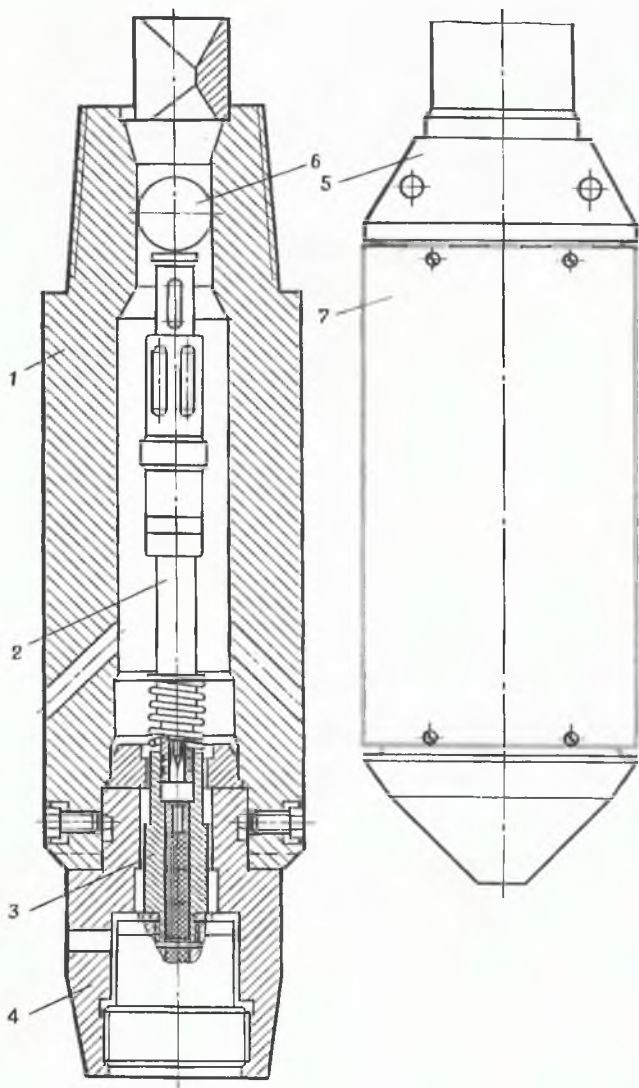


Рис. 5.49. Торпеда кумулятивная осевого действия ТКО на бурильных трубах с устройством для спуска:

1 — корпус; 2 — накольный механизм; 3 — инициирующий узел; 4 — переходник; 5 — торпеда; 6 — шар; 7 — кожух торпеды

Таблица 5.34. Техническая характеристика торпед ТКО на бурильных трубах

Параметры	Типоразмер		
	ТКО-200	ТКО-120	ТКОТ-120
Диаметр скважины, мм	214	214-160	214-160
Наружный диаметр торпеды, мм	200	120	120
Максимально допустимое давление, МПа	70	50	80
Наружный диаметр корпуса УСТ, мм	178	146	146
Длина УСТ в сборе, мм	1380	1100	1100
Общая площадь промывочных отверстий УСТ, см ²	10	10	10
Способ инициирования заряда торпеды	Капсюль-детонатор		
Возбудитель капсюля-детонатора	Наклонный механизм		

Затем проверяют надежность контакта электродетонатора с торцом детонирующего удлиненного заряда. Один провод электродетонатора закрепляют в отверстии контакта, а другой присоединяют к корпусу. После этого в отверстии контакта закрепляют центральную жилу кабеля и проверяют надежность контакта этих проводников с центральной жилой кабеля и заземлением. На верхнюю часть корпуса трубореза надевают уплотнение и удостоверяются в его герметичности. Далее, корпус трубореза соединяют с переходником и грузом и опускают в трубы на заданную глубину. Труборез взрывают и вместе с грузом и переходником извлекают на поверхность. Во время взрыва образуется кумулятивная струя, которая, двигаясь в горизонтальной плоскости, при встрече со стенкой трубы перерезает ее.

Расширение трубы не превышает 5-10 мм.

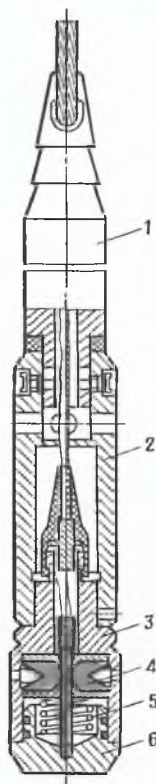


Рис. 5.50. Труборез кумулятивный (ТРК)

Таблица 5.35. Техническая характеристика труборезок ТРК

Типо- размер	На- руж- ный диа- метр, мм	Диа- метр без гру- за, мм, не бо- лее	Масса без груза, не бо- лее	Масса заря- да, г	Перерезаемая труба		Макси- мально допускае- мое внешнее гидроста- тическое давле- ние, МПа	Макси- мально допус- каемая внешняя темпера- тура, °С
					Тип	Ус- лов- ный диа- метр, мм		
ТРК-45	45	210	1,9	10,5	Насосно- компрес- сорная	60		
ТРК-55	55	230	2,6	22,6	То же	73	80	150
ТРК-68	68	235	3,9	36,8	—	89		
ТРК-85	85	250	5,1	81,0	Бурильная	114		
ТРК-90	90	255	6,0	81,0	Обсадная	114		
ТРК-110	110	250	7,5	125,0	Бурильная	140	50	100
					Обсадная	140 и		
						146		

Примечание. Труборезы опускают в бурильные трубы с равнопроходными концами ТБПВ, ТБВК и в алюминиевые трубы с высаженными наружу концами.

§ 12. Труборезки

Когда не удастся извлечь прихваченный инструмент целиком, его извлекают по частям. Для этого желательно, чтобы верхняя часть оставшейся в скважине колонны не была повреждена и в последующем в ней можно было бы проводить работы. Кроме того, иногда требуется извлекать поврежденные верхние участки труб для проведения в нижних частях колонн других работ. С этой целью применяют различные виды труборезок. По принципу резания труборезки делят на механические, гидравлические и химические.

Механические труборезки предназначены преимущественно для

срезания подвешенных обсадных колонн, предварительно натянутых с усилием, превышающим их собственный вес.

Гидравлические труборезки просты по конструкции и надежны в работе. Ими можно обрезать обсадные колонны как нагнуженные, так и подвешенные.

Химические труборезки имеют важное преимущество: их можно доставлять к месту резания на каротажном кабеле и использовать в трубах любого диаметра (60,3 мм и более). Эти труборезки в нашей стране не изготавливаются.

Труборез внутренний механический

Труборез внутренний механический предназначен для срезания труб, оставленных в скважине с целью последующего удаления их из нее. Труборез (рис. 5.51) состоит из корпуса 1, режущих пластин 3, часть наружной поверхности которых наплавлена твердым сплавом 4, и осей 2, с помощью которых режущие пластины крепятся на корпусе. Корпус труборе­за имеет продольные пазы, в которых размещены режущие пластины и отверстия *a* и *б* для прохождения бурового раствора. В режущих пластинах имеется по одному перепускному отверстию.

Перед спуском в скважину у собранного, как показано на рис. 5.51, труборе­за проверяется состояние присоединительной резьбы, надежность крепления на осях и свободное перемещение режущих пластин. Труборез спускается в скважину на бурильной колонне, которая во время спуска через циркуляционные отверстия *б* заполняется раствором. После установки труборе­за на место работы восстанавливается циркуляция бурового раствора и бурильную колонну вращают с минимальной частотой вращения ротора 40–50 об/мин. Под действием перепада давления бурового раствора в 3–5 МПа режущие пластины 3 выходят из пазов корпуса и, прижимаясь поверхностью с наплавленным твердым сплавом к трубе, режут ее. Время, необходимое для перерезания трубы, составляет 1–2 ч. Колонна диаметром 245 мм на указанном

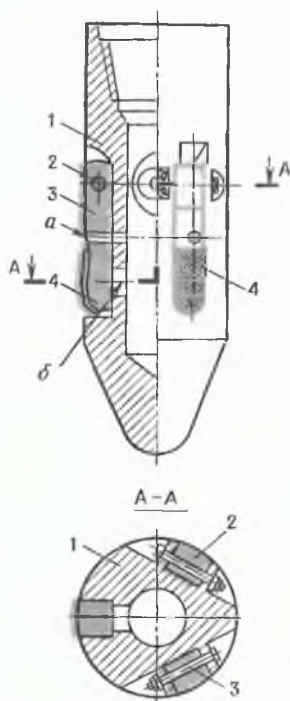


Рис. 5.51. Труборез механический:

1 – корпус; 2 – режущие пластины;
3 – твердый сплав; 4 – ось

выше режиме была обрезана за 1,5 ч. По окончании работы нижние концы режущих рычагов выходят из пазов в корпусе. При этом буровой раствор выходит через отверстия *a* в межтрубное пространство, давление снижается, что сигнализирует об окончании резания трубы.

После выключения циркуляции раствора режущие пластины под собственным весом опускаются. Труборез без затруднений извлекается из скважины. Многократное применение труборе­зов для работы в трубах диаметром 140, 146, 245 и 324 мм показало

простоту и надежность конструкции в работе. Труборез разработан специалистами ПА "Полтав-нефтегазгеология".

Труборезка пескоструйная

Труборезка пескоструйная (рис. 5.52) предназначена для обрезания обсадных колонн в скважинах диаметром от 146 до 324 мм.

Труборезку готовят к работе следующим образом. В корпус 1 ввинчивают башмак 8, устанавливают втулку 3 с уплотнениями 5 и фиксируют стопорными винтами 4. Затем из комплекта сменных ниппелей берут ниппель под обрезаемый диаметр труб и ввинчивают в корпус. В зависимости от толщины стенок обрезаемых труб регулируют степень завинчивания ниппелей в корпус. Для оптимального режима резания необходимо, чтобы насадка на-

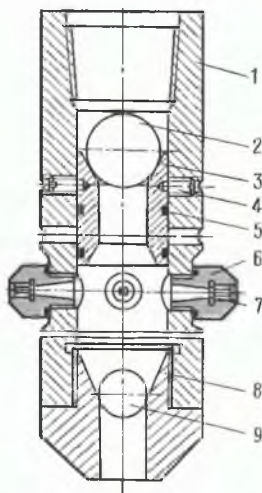


Рис. 5.52. Труборезка пескоструйная:
1 — корпус; 2, 9 — шары; 3 — втулка;
4 — стопорный винт; 5 — эластичное
кольцо; 6 — ниппель; 7 — насадка;
8 — башмак

ходила не более чем в 8–10 мм от стенки обрезаемой трубы. Для получения оптимального расстояния между стенкой трубы и торцами ниппелей проводят регулировку степени завинчивания ниппелей путем перемещения их в резьбовом соединении ниппеля с корпусом.

Работает труборезка следующим образом.

Подготовленную, как указано, труборезку опускают к месту резания и восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Затем бросают шар 2 для перекрытия центрального канала и направления потока промывочной жидкости через насадки. Убедившись в ее нормальной циркуляции, можно приступать к закачиванию в трубы жидкости резания (раствора с песком) и обеспечению ее круговой циркуляции. Одновременно надо вращать бурильную колонну с труборезкой. Выходящая из насадок жидкость через 2–3 ч перережет трубу. Удостоверившись в этом, можно бросать второй шар. Тогда циркуляция промывочной жидкости восстановится, давлением срежут стопорные винты, втулка 3 опустится, откроются циркуляционные отверстия, перекрытые втулкой, и циркуляция начнется через них. Убедившись в наличии циркуляции, ее прекращают и извлекают труборезку из скважины.

Эффективность резания зависит от количества песка в растворе, характера работы бурильной колонны и целого ряда других факторов. Оптимальное содержание песка в растворе должно быть 50–100 г на 1 л раствора.

Большое влияние на время работы оказывает вибрация буровой колонны.

Например, при работе гидропескоструйным труборезом на глубине 2006 м колонна диаметром 245 мм была срезана за 3 ч. Этим же труборезом труба такого же диаметра с толщиной стенки 12 мм на глубине 400 м не была срезана полностью (осталось 2–3 мм толщины) за 7 ч работы. Работа пескоструйного труборе­за в этом случае хорошо видна на фотографии (рис. 5.53). Снимок сделан после среза этой трубы труборезом механическим на несколько метров ниже работы пескоструйного. При осмотре выяснилось, что большая вибрация буровой колонны увеличила высоту резания в трубе до 50 мм при диаметре насадки 4,5 мм, т.е. больше чем в 10 раз. Режим работы труборе­за на глубинах 2006 м и на глубине 400 м был одинаков: производительность агрегатов АН-700 12 л/с, частота вращения труборе­за около 40 об/мин, давление на агрегатах составляло 20–24 МПа. Параметры бурового раствора и количество добавляемого песка были почти равными.

Рис. 5.53. Характер работы пескоструйной труборезкой (разрез по трубе с толщиной 12 мм)

Устройство вырезающее универсальное

Устройство УВУ предназначено для срезания трубы и для вырезания участка обсадной колонны с целью забуривания в этом интервале нового ствола. Необходимость в забуривании нового ствола возникает при ликвидации аварии в скважине или при восстановлении бездействующих скважин.

Устройство УВУ (рис. 5.54, табл. 5.36) изготавливается для работы в обсадных колоннах диаметром 168, 194 и 219 мм. Оно представляет собой единую цельную конструкцию, в которую в зависимости от диаметра вырезаемой части обсадной колонны вставляются сменные детали — резцы, ограничители и направляющие. Устройство УВУ перед спуском в скважину расконсервируют, разбирают, осматривают. Затем под диаметр вырезаемой части обсадной колонны берут соответствующие сменные детали и приступают к сборке устройства [19], для чего проводят следующие работы:

поверхности, соприкасающиеся с резиновыми кольцами, смазывают касторовым маслом, а резь-

бовые соединения — смазкой УС-1;

в пазы корпусов центраторов верхнего 1 и нижнего 23 вкла-



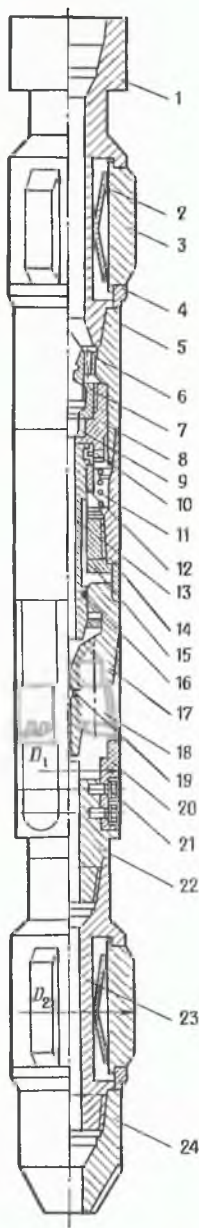


Рис. 5.54. Устройство вырезающее универсальное (УВУ)

дывают пружины 2 и направляющие 3, которые утапливают хомутом и закрепляют кольцом 4;

в поршень 8 вставляют насадку 9 и детали закрепляют втулкой 7, а затем посредством винтов 10 к поршню подсоединяют толкатель 13 и узел стопорят пружинным кольцом;

на толкатель устанавливают кольцо 12, пружину 11 и уплотнительное кольцо 16;

толкатель и поршень в собранном виде вставляют в цилиндр 5, в который также вставляется игла 6;

на рычаги 17 устанавливают фиксатор с пружиной 19 и все это стопорят шплинтом;

в пазы корпуса 22 вводят рычаги 17, надевают кольцо 15 и соединяют корпус 22 с корпусом 14, к последнему подсоединяют цилиндр с собранными деталями и закрепляют корпусом 1;

к корпусу 22 снизу подсоединяют корпус 23 центратора с установленными в нем пружиной, направляющей и кольцом и закрепляют наконечник 24;

на рычаги устанавливают резцы 18, вставляют ограничитель 20 и закрепляют болтами 21 с шайбами.

Устройство готово к работе. Подготовленное устройство УВУ доставляют на буровую. К этому времени необходимо подготовить ствол скважины, наземное оборудование и инструменты, для чего проводят следующие работы.

1. С помощью локатора муфт определяют местонахождение муфт обсадной колонны в месте ее вырезания.

Таблица 5.36. Техническая характеристика устройства УВУ

Параметры	Шифр			
	УВУ-168	УВУ-178	УВУ-194	УВУ-219
Диаметр обсадной колонны, мм	168	178	194	219
Диаметр устройства, мм:				
по направляющим	160	170	184	210
центратора D_2				
по ограничителям D_1	140	148	164	190
по раскрытым резцам	200	208	224	250
Длина, мм	3830	3830	3830	3830
Масса, кг	310	320	329	336

2. Обследуют обсадную колонну дефектоскопом скважинным для выявления дефектов в обсадной колонне или печатью, присоединенной к шаблону длиной не менее 5 м и диаметром на 3–4 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны.

3. Бурильная колонна, состоящая из труб диаметром не менее 89 мм и УБТ соответствующего диаметра массой не менее 5 т, должна быть прошаблонирована, проверена дефектоскопией и опрессована.

4. Устройство УВУ подсоединяют к ведущей трубе и прокачивают через него промывочную жидкость со скоростью 10–12 л/с, при этом резцы должны полностью выдвигаться из корпуса, а по прекращению циркуляции — утапливаться.

5. УВУ спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают ниже муфтового соединения не менее чем на 0,5 м.

6. Включают ротор с частотой вращения 80–100 об/мин и только после этого включают насос, доводя его подачу до 14 л/с.

Нагрузка доводится до 10 кН, при этом промывочная жидкость протекает через кольцевой зазор между иглой поршня и втулкой цилиндра, через насадку поступает в кольцевой зазор, создает перепад давления, под действием которого поршень с толкателем перемещается вниз, сжимая возвратную пружину, и рычаги с резцами выдвигаются из пазов патрона. С вращением через 3–5 мин начинают медленную подачу и подъем бурильной колонны, при этом резцы, выдвигаясь, прорежают обсадную колонну, что фиксируется на манометре резким снижением давления промывочной жидкости на 1–1,5 МПа из-за прохождения ее через полное сечение насадки.

7. Если необходимо удалить часть колонны после прорезания "окна", то продолжают резание колонны по ее торцу до полной сработки резцов или достижения УВУ заданной глубины. При этом увеличиваются частота вращения до 100–120 об/мин и осевая нагрузка до 40 кН.

8. После износа резцов

или удаления запроектированного участка обсадной колонны выключают ротор, интенсивно промывают скважину до полного удаления металлических частиц и устройство поднимают из скважины. При отрыве резцов от торца трубы и прекращения циркуляции промывочной жидкости пружина возвратит поршень с толкателем и рычаги с резцами в исходное положение.

9. Если запроектированный интервал обсадной колонны не удален, то заменяют резцы. Для этого устанавливают УВУ на стол ротора, торцовым ключом отвинчивают болты крепления ограничителя, снимают его и заменяют резцы на рычагах.

10. По описанной выше технологии УВУ спускают в скважину до места резания и продолжают работы до полного удаления участка обсадной колонны.

11. После двух- и трехразовой работы устройства приводят полную ревизию его внутренних деталей.

По окончании работ на скважине производятся полная разборка устройства, проверка его состояния и сборка, как было рассмотрено выше.

Резак гидравлический ВНИИБТ

Резак гидравлический (рис. 5.55) предназначен для срезания струей бурового раствора бурильной колонны преимущественно из легкого сплава. Он работает в комплексе с заранее установленным переводником и седлом над УБТ или в другом безопасном месте бурильной колонны. При возник-

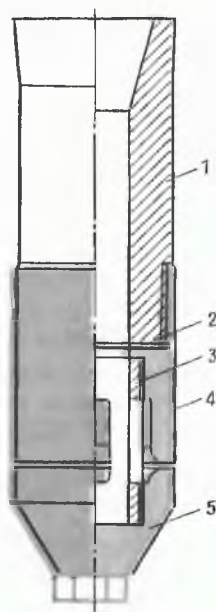


Рис. 5.55. Резак гидравлический ВНИИБТ:

1 — корпус; 2 — уплотнение; 3 — втулка с отверстиями; 4 — верхний корпус резака; 5 — нижний корпус резака

новении прихвата и надобности отсоединить ее нижнюю часть в бурильную колонну бросают резак гидравлический. Он доходит до седла и перекрывает сечение бурильной колонны. При восстановлении циркуляции буровой раствор проходит внутрь резака, меняет его направление на 90° и выходит через горизонтальное щелевидное отверстие. Струя, ударяясь о трубу, режет ее. Например, при возникновении прихвата на глубине более 6000 м буровым раствором плотностью 1,26 г/см³ была разрезана труба диаметром 147 мм за 15 мин при давлении на стояке 25 МПа.

Наружная механическая труборезка

Наружная механическая труборезка (рис. 5.56) предназначена для отрезания и извлечения на поверхность бурильных и насосно-компрессорных труб и обсадных труб малого диаметра, прихваченных в скважине.

Работа труборезки осуществляется следующим образом.

Спущенную к месту резания труборезку подтягивают к муфте. При этом резцы 10 под действием нажимной втулки 7 прижимаются к отрезаемой трубе.

Рис. 5.56. Наружная механическая труборезка

1 — переводник-центратор; 2 — отверстие; 3 — овершот; 4 — корпус; 5 — кольца; 6 — пружина; 7 — втулка нажимная; 8 — винт-фиксатор; 9 — крышка; 10 — резец; 11 — пружина; 12 — палец; 13 — твердый сплав; 14 — корпус труборезки; 15 — пружина; 16 — втулка распорная; 17 — манжета уплотнительная; 18 — втулка; 19 — переводник-центратор; 20 — заходная воронка

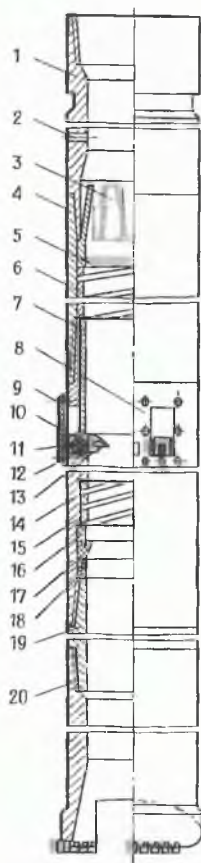


Таблица 5.37

ствол сква- жины	Диаметр, мм			Ловильная колон- на труб, мм		Грузоподъ- емность труборезки, кг
	замковых со- единений из- влекаемой колонны (макси- мальный)	тела извлекае- мой трубы	трубо- резки	наруж- ный диа- метр	толщина стенки	
267 и выше	178	140	245	219	12,0	6000
240	178	140 147	219	219	12,0	6000
212	152	127, 129 114	194	178 168	7-8 6,5-7	5000

Труборезку вращают с частотой 30–40 об/мин при нагружении на один резец до 1500 кН. Время резания трубы с толщиной стенки до 12 мм 2,5–3 ч. Труборез-

ка разработана в институте Укр-ГИПРОНИИНефть.

Рекомендуемые сочетания размеров скважины и бурильных труб для нормальной работы труборезки приведены в табл. 5.37.

§ 13. Прихватоопределители

Прихватоопределители (табл. 5.38) служат для определения верхней границы прихвата бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в скважинах. Прихватоопределитель (рис. 5.57) состоит из электромагнита 3, помещенного в герметичный корпус 2 из немагнитного материала, и сердечника 4. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой 1 и дном 5. Последние одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке размещаются свечной ввод и узел закрепления каротажного кабеля. В практике применяют прихватоопределители четырех типоразме-

ров. Прихватоопределители рассчитаны на работу при максимально допустимой температуре 100 °С и максимально допустимом давлении в скважине 100 МПа. Напряжение питания должно составлять 270–500 В, а сопротивление обмотки катушек 900–1100 Ом.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных установок.

В зону предполагаемого места прихвата опускают прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб.

Таблица 5.38. Техническая характеристика прихватоопределителей (ПО)

Параметры	Типоразмер			
	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Предельные внутренние диаметры труб и их соединений, в которых рекомендуется работать прихватоопределителем, мм	115–165	76–115	62–76	30–50
Внутренний диаметр корпуса, мм	61	46	36	19
Длина сердечника намагничивающей катушки, мм	266	253	258	238
Длина, мм	452	422	412	403
Наружный диаметр, мм	90	70	50	25
Масса, кг	17,5	8,5	5,2	1,42

Проводят так называемый "первый контрольный замер" в месте прихвата. Далее, в зоне прихвата устанавливают контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные на расстоянии 10 м друг от друга. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15–20 см.

Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями, отбиваются также замки и муфты.

Амплитуда пиков от магнитных меток должна быть в 4–5 раз больше амплитуды помех и в 2–3 раза больше амплитуды пиков от трубных муфт и замков.

Прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время и в некоторых случаях делают попытки повернуть колонну, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

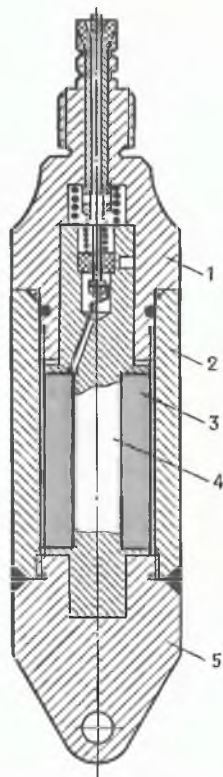


Рис. 5.57. Прихватоопределитель (ПО)

Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, — это верхняя граница прихвата.

§. 14. Печати

Печати различных видов применяют для определения места и характера нарушения обсадной колонны, чтобы получить представление о предмете, находящемся в скважине.

Печать свинцовая

Печати свинцовые предназначены для получения на торцевой или боковой поверхности отпечатков предметов, находящихся в сква-

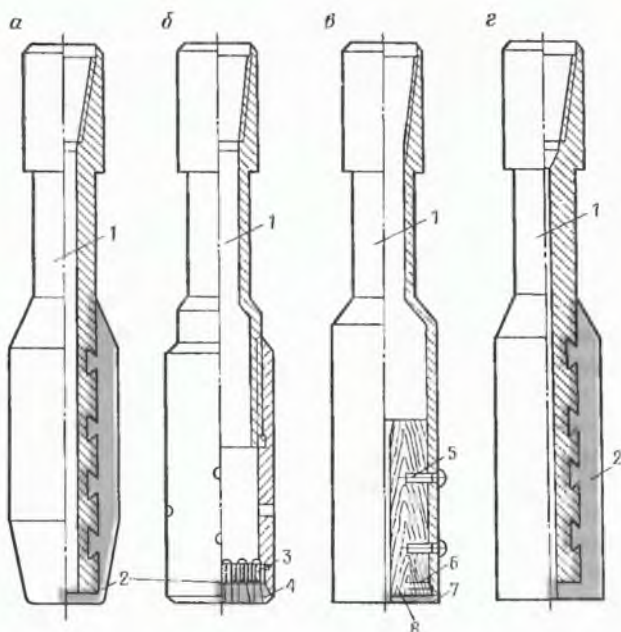


Рис. 5.58. Печати свинцовые:

а — коническая; *б, в, г* — плоские:
1 — корпус; *2* — свинец; *3* — фланец;
4 — проводочная основа; *5* — винт; *6* — гвоздь; *7* — алюминиевая оболочка;
8 — пробка деревянная

жине. Для определения поверхности смятия или размыва обсадных труб используют коническую печать (рис. 5.58, *а*) — металлический стержень с отверстием внутри для промывочной жидкости и с кольцевыми выточками для прочной связи свинца с корпусом. В верхней части она имеет резьбу для присоединения к бурильной колонне.

Для определения характера слома бурильных труб и положения их по отношению к центру скважины применяют плоские печати, с помощью которых определяют положение долота и металлических предметов, нахо-

дящихся на забое. Плоские печати изготовляют различной конструкции (рис. 5.58, *б — г*).

У плоских печатей не должно быть выступающих за корпус кромок.

При наличии последних печать может в процессе спуска или подъема оборваться, что усложняет аварию. Если вместо свинца используют другой материал, то его присоединяют к деревянной пробке, которую крепят костылями к корпусу (см. рис. 5.58, *в*). Отверстия для циркуляции промывочной жидкости лучше делать сбоку.

Категорически запрещается спускать в скважину печати, присоединяемые с помощью сварки к долотам, переводникам, обсадным трубам и т.д.

Диаметр печати должен быть на 25 мм меньше диаметра скважины. Если печать опускают для определения разрыва обсадной колонны, то ее диаметр должен быть на 2–3 мм меньше диаметра долота. Для получения отпечатка нагрузка на печать в большинстве случаев должна быть не более 15–50 кН. Если известно, что место слома имеет очень острые кромки, то нагрузка должна быть не более 15 кН (во избежание оставления в скважине узлов печати).

При изготовлении торцевой и боковой печатей необходимо по всей рабочей поверхности перед заливкой свинцом или другим вяжущим веществом сделать проволочную арматуру.

В плоскости, на которую заливают свинец, просверливают отверстия диаметром 3–5 мм в шахматном порядке с расстоянием между ними 30–40 мм. Через эти отверстия пропускают проволоку диаметром 2–3 мм и делают сетчатую арматуру высотой на 2–3 мм меньше высоты свинцовой или мастичной основы. После этого печать заливают материалом, на котором должны получить отпечаток.

Рационализаторы С. Эпельбаум, А. Казимов и А. Негушкин предложили применять вместо свинца сплав-заменитель, состоящий из алюминия (90–98,5 %) и сурьмы (1,5–2 %). Температура плавления такого сплава 660 °С. Отпечатки на этом сплаве получаются четкие и ничем не отличаются от отпечатков на свинцо-

вых печатях. Печать из нового сплава можно использовать многократно. Сплав куется так же, как и свинец, но он в 4 раза легче его.

Хорошие отиски дают печати, изготовленные из материала, обладающего высокими пластическими свойствами, следующего состава, %

Алюминиевая пудра	45–50
Эпоксидная смола	18–27
Касторовое масло	15–20
Стеарин	10–12

Сплав разработан в ТуркмениНИПИнефти и применяется для печатей, спускаемых на кабеле. Для снятия отпечатков в интервалах, имеющих температуру более 80 °С, к этому составу добавляют отвердитель — полиэтиленполиамин.

Печать объемная универсальная (ПОУ)

Особенность печати ПОУ (рис. 5.59, табл. 5.39) заключается в возможности ее многократного использования и получения отпечатка на периферийной части опорных плит, т.е. по максимальному сечению скважины за счет перенесения опор внутрь печати.

В основу конструкции печатей объемных заложено получение отпечатка глубиной 3 см.

При необходимости получения отпечатка большей глубины устанавливают удлинненные стержни и винты, а также по две втулки на каждый винт.

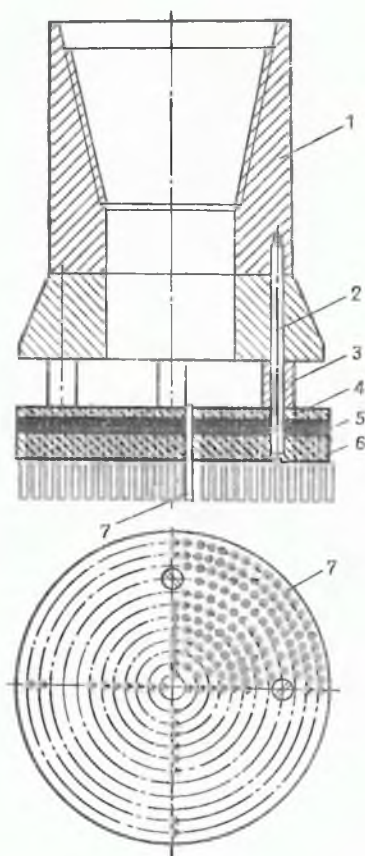


Рис. 5.59. Печать объемная (ПОУ):

1 — корпус; 2 — винт; 3 — втулка; 4 — плита стопорная; 5 — эластичная прокладка; 6 — плита направляющая; 7 — стержни

Собранную, как показано на рис. 5.59, печать, присоединяют к буровой колонне и перед спуском в скважину убеждаются в отсутствии смещения стержней. Опускают печать осторожно, особенно после выхода из-под башмака обсадной колонны. По достижении места получения отпечатка к буровой колонне прикладывают нагрузку 20–50 кН. При

соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, стержни начнут перемещаться вверх и воспроизведут форму верхней части этого предмета.

В скважинах большого диаметра можно делать двойные отпечатки. Для этого после получения отпечатка на роторе отмечают положение буровой колонны, приподнимают печать на 5–10 м, проворачивают на 10–15 оборотов буровую колонну, устанавливают по отношению к ранее сделанной отметке на 180°, нагружают снова и поднимают печать. После ее подъема и осмотра стержни устанавливают в исходное положение. Если не требуется повторный спуск, то печать устанавливают стержнями вверх и смазывают отработанным маслом для исключения коррозии.

Печать гидравлическая (ПГ)

Печать ПГ (рис. 5.60) предназначена для получения отпечатков с внутренней поверхности труб диаметрами 146 и 168 мм. С ее помощью можно определить место и форму повреждения, а также оценить качество перфорации и состояние ремонтируемой колонны. Принцип работы печати следующий: прикрепленная к колонне труб печать спускается к месту получения отпечатка. Если предполагается отпечатки получить на большой длине, то соединяется несколько резиновых баллонов. Внутри колонны в течение 5–15 мин поддерживается давление 1–3 МПа. При создании давления расширяющийся ре-

Таблица 5.39. Техническая характеристика печатей ПОУ

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75)	Длина, мм
ПОУ-112	112	3-76	340
ПОУ-138	138		
ПОУ-170	170		
ПОУ-195	195	3-121	
ПОУ-225	225		
ПОУ-250	250		
ПОУ-275	275	3-147	390
ПОУ-300	300		
ПОУ-325	325		
ПОУ-370	370	3-171	

зиновый баллон прижимается к поверхности трубы.

Поскольку наружная поверхность баллона покрыта двухмиллиметровым слоем резины, на ней получается отпечаток по-

верхности трубы. Если труба имеет нарушения или какие-либо дефекты, то они также воспроизводятся на резине. После получения отпечатка давление снижается и печать поднимается.

Техническая характеристика печатей ПГ

Иифр	ПГ-140	ПГ-168
Диаметр обсадной колонны, мм	140	168
Наружный диаметр печати, мм	110	134
Длина секции печати, мм	3000	3000
Давление, МПа:		
начальное	1	1
рабочее	3	3
Наружный диаметр резинового элемента, мм	90	110
Рабочая температура, °С, не более	90	90
Рабочая среда	Вода, промывочная жидкость	

Печать универсальная (ПУ)

Печать ПУ (рис. 5.61, табл. 5.40) предназначена для получения отпечатка в горизонтальной плоскости и изготавливается трех размеров для работы в скважинах диаметром от 150 до 85 мм. Резьба нажимной гайки и корпуса печати трапецеидальная по

ГОСТ 9484-81. Стакан печати изготавливается из маслонефтястойкой резины. Отпечаток предмета на алюминиевой оболочке получается при нагрузке 15-20 кН. Для замены оболочки отвинчивают контргайку и нажимную гайку, отгибают торцы алюминиевой оболочки, снимают ее и устанавливают новую оболочку.

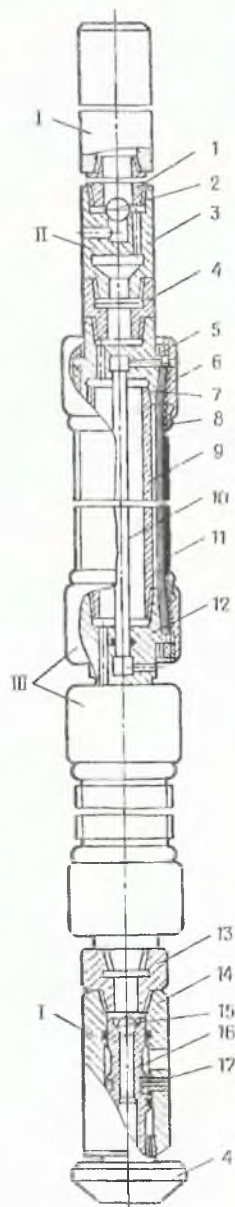


Рис. 5.60. Печать гидравлическая (ПГ):

I, II – клапаны; *III* – резиновые секции; *1, 13* – переводники; *2, 15* – шары; *3* – корпус верхнего клапана; *4* – направляющий конус; *5* – гайка натяжения муфт; *6* – муфта крепления

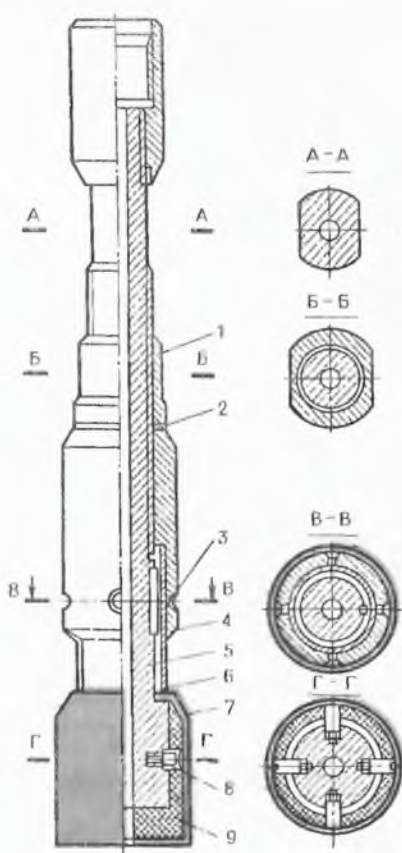


Рис. 5.61. Печать универсальная (ПУ):

1 – контргайка; *2* – шайба; *3* – стопор нажимной втулки; *4* – гайка нажимная; *5* – корпус; *6* – нажимная втулка; *7* – алюминиевая оболочка; *8* – винты; *9* – сменный резиновый стакан

баллона; *7* – верхний ниппель; *8* – манжеты; *9* – труба центральная; *10* – труба для межсекционного перетока жидкости; *11* – баллон резиновый; *12* – нижний ниппель; *14* – корпус нижнего клапана; *16* – шток; *17* – штифт

Таблица 5.40. Техническая характеристика печатей ПУ

Параметры	Шифр		
	ПУ2-102	ПУ2-146	ПУ2-168
Условный диаметр обсадной колонны, мм	102	140—146	168
Нагрузка для получения отпечатка, кН	15—20	15—20	15—20
Диаметр рабочей части печати, мм	75; 84	106; 112; 118	125; 131; 137; 141
Длина печати, мм	295	360	430
Масса, кг	4	10	17,7

§ 15. Устройство для завода извлекаемых труб в ловильный инструмент

Отводные крючки кованые (рис. 5.62) предназначены для установки по центру скважины отклоненной в ней бурильной колонны. Они изготавливаются прямоугольного или круглого сечения с резьбой ниппеля бурильного замка в верхней части. Нижний конец отгибают в сторону и вниз. Внутри отводного крючка по центру для прохода промывочной жидкости выполнен канал. Длина развода крючка должна быть на 25 мм меньше диаметра скважины. Отводной крючок применяют в том случае, если установлено, что верхняя часть бурильной колонны отклонена в сторону.

Используют также отводные крючки трубные, изготовленные из утяжеленных бурильных труб, заготовок башмачных труб или муфтовых заготовок и корпусов турбобуров. Преимуществом отводных крючков трубных является то, что их можно спускать совместно с ловильным инструментом (ловитель, колокол, мет-

чик и т.д.) и, не поднимая из скважины, производить ловильные работы. Однако отводные крючки в скважине часто ломаются и усложняют аварийные работы, поэтому они редко применяются.

Ловушка-захват предназначена для захвата отклоненных труб и установки их по центру без крючка. Она представляет собой



Рис. 5.62. Отводной крючок кованый

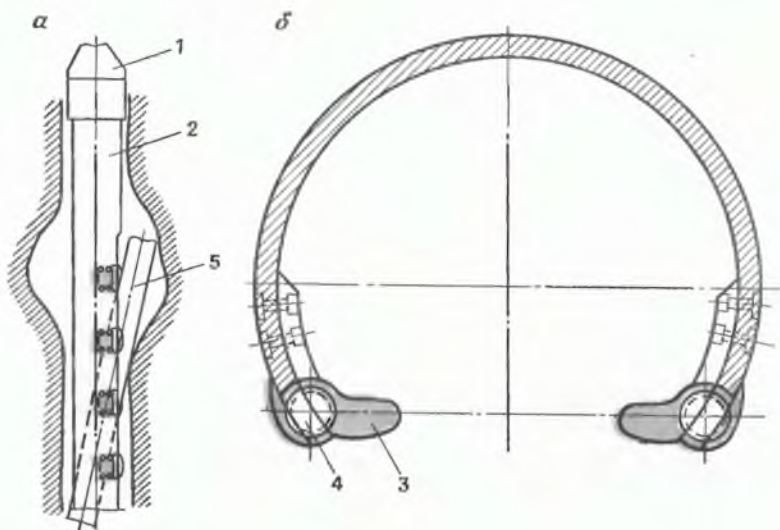
муфтовую заготовку или толсто-стенную трубу, на конце кото-рой помещаются крючки, утапли-вающиеся внутрь. При опускании ловушки-захвата ниже торца извлекаемых труб крючки, если они установились против извлека-емых труб, утапливаются под дей-ствием части веса бурильной ко-лонны, пропускают трубу внутрь ловушки и закрывают ловушку; обратный выход трубы исключает-ся. При последующем подъеме бурильной колонны наклоненная труба отрывается от стенки сква-жины и внутри ловушки стано-вится по центру. Так как ловуш-ку-захват спускают одновременно с ловильным инструментом (ко-локол, ловитель, труболовка, мет-чик с центрирующим приспособо-

лением и т.д.), то ловушку-зах-ват не поднимают из скважины, а заведенную в нее трубу захва-тывают ловильным инструментом. Если крючки не установились против трубы и захват трубы ими не произошел, то приподни-мают ловушку-захват над тор-цом оставленной трубы, провора-чивают на $120-180^\circ$ ротор с бу-рильной колонной и снова опу-скают ловушку-захват. Так повто-ряют работы, последовательно че-редуя спуски и подъемы ловуш-ки-захвата, до соединения ее с извлекаемыми трубами.

Ловильный инструмент для зах-вата труб в скважине представ-ляет собой комбинированный инструмент, включающий коло-кол или метчик с направляю-щей трубой М.Ш. Измайлова (рис. 5.63), имеющей боковую прорезь и несколько пар отводя-щих крючков по сторонам про-рези. Принцип работы его такой

Рис. 5.63. Направляющая труба М.Ш. Измайлова:

а — схема работы; б — поперечный раз-рез. 1 — ловильный инструмент; 2 — направляющая труба; 3 — отводной крючок; 4 — пружина; 5 — извлекае-мые трубы



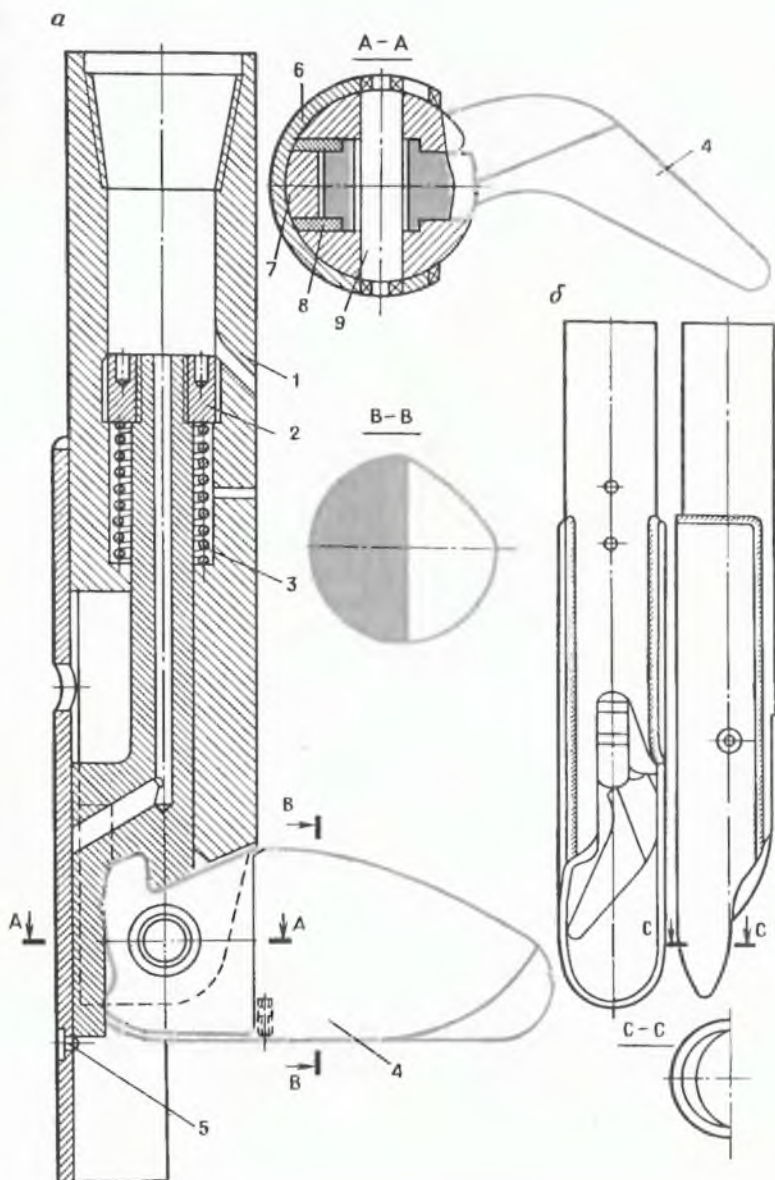


Рис. 5.64. Гидравлический отводной крючок:

a — поперечный разрез; *б* — схема работы. 1 — корпус; 2 — поршень; 3 — пружина; 4 — крючок; 5 — шуруп-штор; 6 — кожух; 7 — шток; 8 — вкладыш; 9 — палец

же, как и ловушки-захвата, но он из-за большого числа крючков надежнее в работе, чем ловушка-захват [2].

Гидравлический отводной крючок (рис. 5.64) в отличие от

других видов крючков надежнее при транспортировке в стволе скважины и в эксплуатации, но сложен в изготовлении. Он представляет собой конструкцию, в которой при восстановлении циркуляции за 5–6 м до верха оставленной части колонны перемещается поршень 2, сжимается

пружина 3, выдвигается связанный с поршнем крючок 4 — и гидравлический отводной крючок готов к работе. После проведения ловильных работ выключается циркуляция промывочной жидкости и крючок возвращается в исходное положение под действием пружины.

§ 16. Ловильный инструмент для извлечения турбобуров

Специальных ловильных инструментов для извлечения турбобуров не имеется. Поэтому для их извлечения используют ловильные инструменты, применяемые для бурильных труб, или изготовляют их разовые конструкции. Ниже приводится краткое описание этих инструментов.

Укороченный ловитель предназначен для захвата оставленного в скважине турбобура за выступающую часть вала (контргайку и гайку). Это обычный ловитель, у которого наружные поверхности плашек растачиваются или изготовляются новые плашки для захвата за гайку и контргайку. Корпус ловителя обрезается на 25–30 мм ниже шпонки для более глубокой посадки. Для удобства захвата желательно изготовлять контргайку удлиненной до 300 мм, причем наружный ее диаметр делают равным диаметру элементов бурильных труб, чтобы можно было захватить турбобур стандартными плашками соответствующего ловителя.

Конструкция и работа *устройства для извлечения турбобуров* (рис. 5.65) с захватом за гайку и контргайку подобны конструкции и работе ловителей. Отли-

чительная особенность — более низкая посадка плашек.

Гладкие колокола применяют для извлечения турбобуров и их узлов с захватом за подпятник, корпус, муфту и т.д. Конструкция их аналогична конструкции колоколов для извлечения труб. Конусность ловильной части колоколов 0,5–5°.

Максимальный диаметр гладкого колокола для извлечения турбобуров на 5–10 мм больше диаметра узла турбобура, за который планируется его захватить, а минимальный — на 15–20 мм меньше его. Нагрузка на гладкий колокол для захвата турбобура и его узлов доводят до 2000 кН.

Захваченный гладким колоколом турбобур поднимают без вращения и резких посадок бурильной колонны.

Трубные ловушки используют для извлечения турбобуров с захватом за корпус. Они представляют собой корпус турбобура или обсадную трубу длиной 5–6 м, в которых на поверхности сделаны вмятины для заклинивания турбобура при входе его внутрь ловушки. К нижней части ловушки присоединяют воронку или раз-

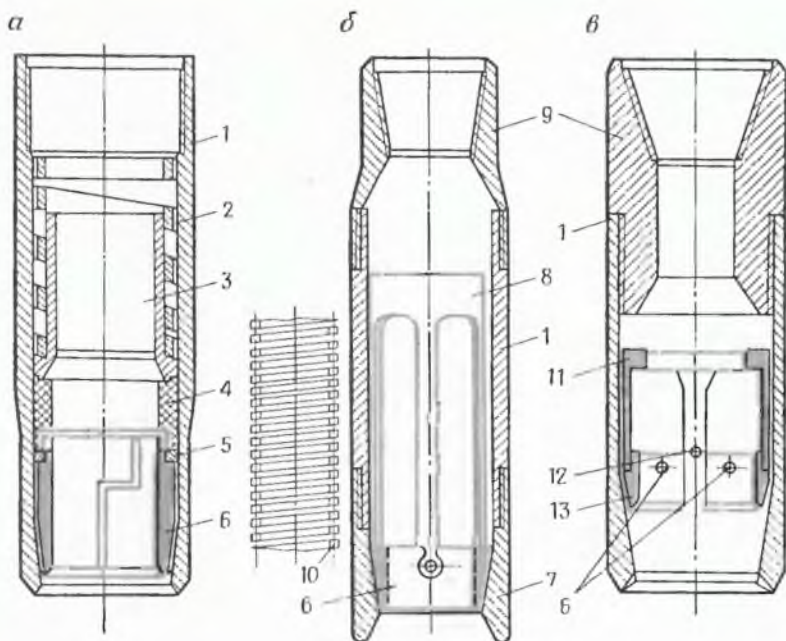


Рис. 5.65. Устройство для извлечения турбобуров.

Турбиноловки: а — Я.В. Часовитина и Р.Н. Осипова; б — М.П. Штепо; в — Н.Н. Безрукова: 1 — корпус; 2 — пружина; 3 — направляющая втулка; 4 — резиновое уплотнение; 5 — упорное кольцо; 6 — плашки; 7 — направляющая воронка; 8 — пружинный фонарь; 9 — переводник; 10 — спиральная пружина; 11 — стакан; 12 — винт; 13 — шурупы

заходит внутрь регулировочного кольца.

вальцовывают низ ловушки для облегчения захода турбобура.

Ловитель турбобура Л.В. Алянчикова (рис. 5.66) применяют для захвата турбобура под ниппель или переводник или под диски статоров.

Колокол шпindelный ПО "Ямалнефтегазгеология"

Колокол шпindelный (рис. 5.67) используется для подъема шпинделей турбобуров. Он захватывает шпindel за коническую часть. При этом колокол

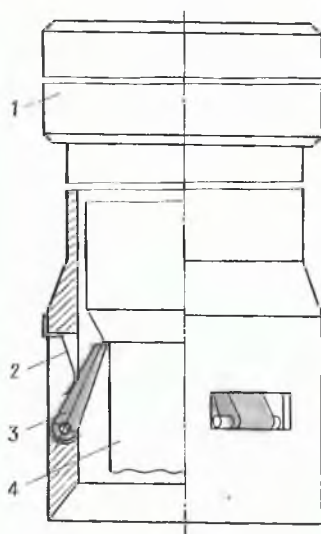


Рис. 5.66. Ловитель Л.В. Алянчикова: 1 — корпус; 2 — пружина; 3 — хрюповик; 4 — турбобур



Рис. 5.67. Колокол шпindelный

§ 17. Отклонители

Шпindel-отклонители

Шпindel-отклонители предназначены для забуривания в бурящейся скважине ориентированно наклонного ствола или направленного забуривания нового ствола в аварийной ситуации. Они изготовляются двух размеров — с наружными диаметрами 195 и 240 мм.

Шпindel-отклонитель (рис. 5.68) состоит из двух шпindelей одного размера, валы которых соединены между собой взаимозаменяемыми кулачковыми полумуфтами. Такое соединение валов позволяет разгрузить последние от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбобурами-отклонителями типа ТО2-195 и ТО2-240 почти вдвое.

Корпусы шпindelей соединяются двухниппельным переводником с пересекающимися осями присоединительных резьб, выполненных соответственно у верхнего ниппеля под углом $1,5^\circ$, а у нижнего ниппеля под углом 2° .

Верхняя часть шпindelного отклонителя имеет унифицированный узел для присоединения к турбобуру, что позволяет работать шпindelю-отклонителю с турбобуром любой конструкции, имеющим от одной до пяти секций [17].

Шпindel-отклонители изготовляются по ТУ 26—02—871—80.

Основные параметры и размеры шпindel-отклонителей

Типоразмер	ШО-195	ШО-240
Длина по плоскости искривления до нижнего конца вала, мм	2485	2300
Наружный диаметр, мм	195	240
Длина, мм	4600	4800
Масса, кг	875	900

Отклонитель турбинный (ТО)

Отклонитель турбинный (рис. 5.69, табл. 5.41) предназначен для забуривания новых стволов в ава-

рийных ситуациях, а также для набора зенитного угла и изменения азимута при бурении наклонно-направленных скважин.

Турбинный отклонитель сос-

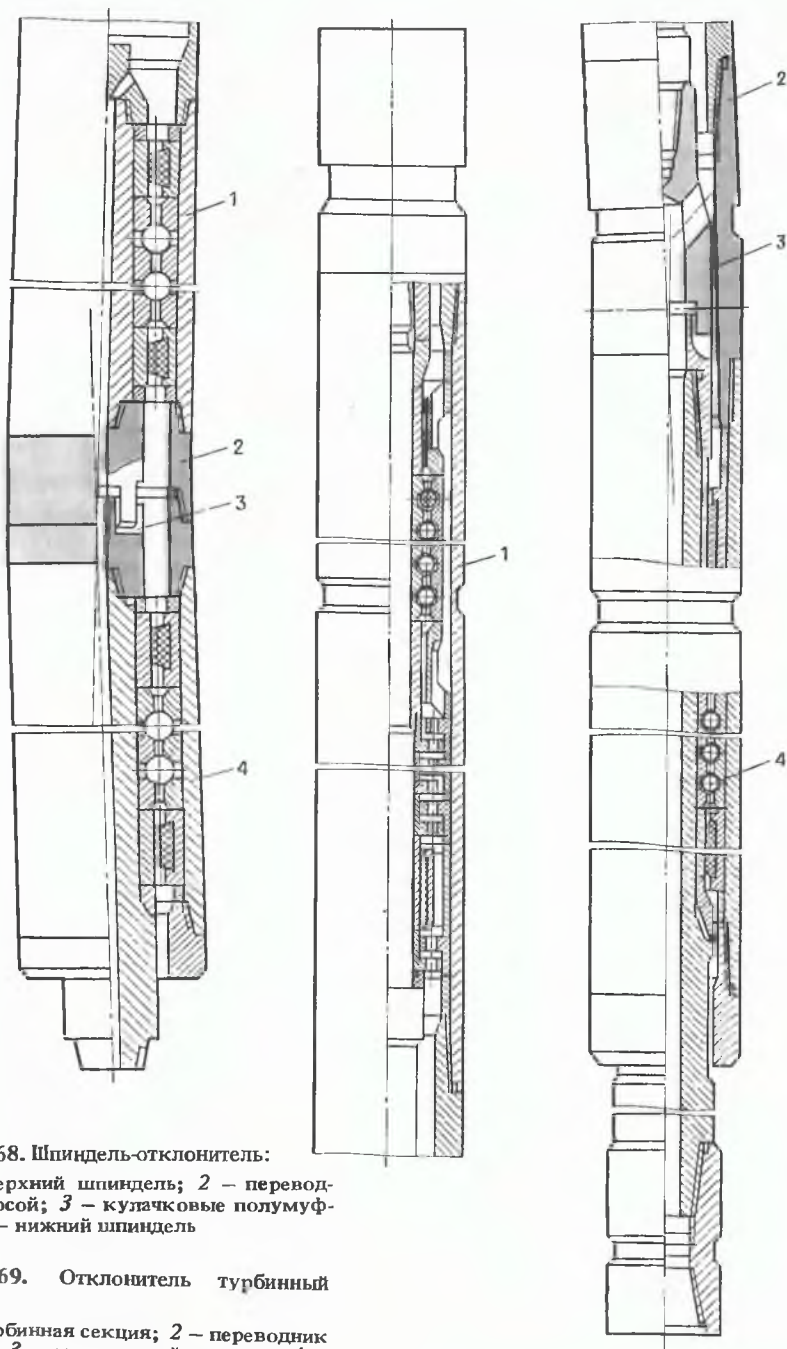


Рис. 5.68. Шпindelь-отклонитель:

1 — верхний шпindelь; 2 — переводник косой; 3 — кулачковые полумуфты; 4 — нижний шпindelь

Рис. 5.69. Отклонитель турбинный Т02:

1 — турбинная секция; 2 — переводник косой; 3 — кулачковый шарнир; 4 — шпindelная секция

Таблица 5.41. Техническая характеристика турбинных отклонителей (ТО)

Параметры	Шифр		
	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240
Тип	Шпиндельный с подвеской вала турбинной секции		
Состав изделия:			
турбинная секция	1	1	1
шпиндельная секция	1	1	1
Число ступеней турбины	109	95	106
Тип опор:	Шарикоподшипники и резинометаллические подшипники		
осевые			
радиальные			
Рекомендуемый диаметр долота, мм	190	215,9	269–295,3
Присоединительные резьбы:			
к бурильным трубам	3-147	3-171	3-171
к долоту	3-117	3-117	3-152
Расход жидкости (вода), л/с	25–28	30–35	50–55
Частота вращения вала при максимальной мощности, об/мин	670–715	660–770	660–725
Крутящий момент при максимальной мощности (без учета к.п.д. опор), кН·м	650–770	810–1090	2040–2450
Максимальная мощность, кВт	41,5	52,6	58,8
Перепад давления в турбине при максимальной мощности, кПа	3000	3600	3000
Средний ресурс до списания, ч	500	500	500
Размеры, мм:			
диаметр	172	195	240
общая длина	10 745	10 110	10 170
длина общего плеча отклонителя	2000	2020	2350
масса, кг	1500	1848	2593

тоит из шпиндельной и турбинной секций, соединенных между собой косым переводником, а валы их соединены кулачковым шарниром для передачи крутящего момента под углом. Наличие шарикоподшипников в отклонителе обеспечивает его легкий запуск и возможность создания нагрузки на долото.

Резинометаллические опоры турбинной секции позволяют контролировать работу турбинного отклонителя по перепаду давления бурового раствора и обеспечивают независимую подвеску

вала, а в шпиндельной секции они выполняют роль уплотнителя и защиты шарикоподшипников.

В комплект турбинного отклонителя входят: секция турбинная со специальным переводником, секция шпиндельная с косым переводником (1°) и калибратором, косой переводник (1°) и косой переводник (2°).

В комплект отклонителя входят четыре косых переводника с кривизной 1°, 1°15', 1°30', 2°. В поставляемых отклонителях установлены косые переводники с кривизной 1°30'.

Турбинная и шпindelная секции поставляются с винченными предохранительными пробками. Ключ для роторной гайки и хомут для сборки турбинного отклонителя поставляются заводом-изготовителем по требованию заказчика за отдельную плату.

К каждому отклонителю поставляются паспорт и инструкция по эксплуатации.

Отклонители типа ОТЗ и ОЗСТ

Отклонители типа ОТЗ и ОЗСТ (рис. 5.70, табл. 5.42) предназначены для обеспечения необходимого отклонения фрезера, режущего и бурильного инструмента при прорезании "окон" и забурировании нового ствола через обсадную колонну в скважине.

Как видно из рис. 5.70, отклонитель имеет два основных узла — опору и клин. В зависимости от условий работы опора 11 выполняется в различных модификациях. Опора имеет плашечные захватные устройства для закрепления ее с клином в обсадной колонне и отверстия в нижней части для закрепления опоры в цементном растворе. В отклонителях предусмотрено соединение клина с опорой при помощи наклонного выступа и Т-образного паза, с помощью которого клин смещается и прижимается к обсадной колонне по всей его длине, что улучшает условия для прорезания окна.

Клин выполняется в двух видах — желобной для ОТЗ-115, ОТЗ-134, ОТЗ-185 и плоский для всех других размеров.

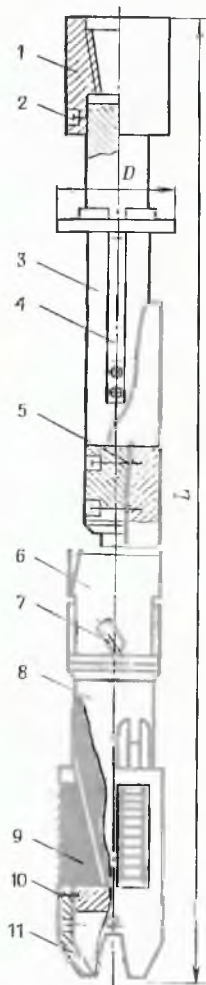


Рис. 5.70. Отклонитель ОТЗ

1 — муфта; 2, 5, 10 — винты; 3 — спусковой клин; 4 — пружина; 6 — клин-отклонитель; 7 — пальцы; 8 — корпус; 9 — плашки; 11 — плашкодержатель

Желобная форма клина в обсадных колоннах малого диаметра обеспечивает лучшее направление режущего инструмента и увеличивает опорную поверхность последнего с клином.

Таблица 5.42

Параметры	Шифр				
	ОТЗ-115	ОТЗ-134	ОТЗ-185	ОЗСТ-208	ОЗСТ-230
Наружный диаметр D , мм	115	134	185	208	230
Условный диаметр колонны обсадных труб, в которой используется отклонитель, мм	146	168	219	245	273
Тип клина	Желобной		Плоский		
Угол наклона отклоняющегося клина α , градус	2,5	1,5	3	2,5	2,5
Усилие среза, кН:					
болтов для соединения с отклонителем	80	80	80	80	80
специального винта для соединения опоры отклонителя с клином	60	60	—	—	—
специального винта для соединения плашкодержателя с корпусом	40	40	—	—	—
Присоединительная резьба отклонителя (ГОСТ 5286—75)	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88
Длина, мм	5865	6100	7000	7500	7100
Масса, кг:					
отклонителя в собранном виде (без спускового клина)	273	362	815	340	460
полного комплекта	315	416	890	430	560

Перед спуском отклонителя в скважину проверяется:

состояние зубьев плашек — они должны сохранять полный профиль и не должны иметь выкрошенных ниток;

направления осей симметрии клина отклонителя и спускового клина должны совпадать;

положение торца отклонителя — он должен упираться во вну-

тренний торец наставки, а зазор не превышать 1 мм;

перемещение плашек — до установки специальных винтов они должны свободно перемещаться без заеданий на всю длину и в крайнем нижнем положении должны быть утоплены на 1,5—2 мм относительно образующей поверхности клина-отклонителя.

Принцип работы. Собранный

отклонитель, ориентированный в заданном направлении, спускается в скважину и плавно ставится на забой. При этом пружины 4 будут удерживать спусковой клин 3 по центру, а винты 2 исключать его вращение. Под действием осевых нагрузок срезаются специальные винты 5 и 10, корпус 8 перемещается вниз, а плашки 9 разводятся и врезаются зубьями в стенку обсадной трубы. Клин-отклонитель 6 смещается вниз в сторону по направлению движения пальца 7 в прорези и упирается тыльной частью в обсадную трубу, исключая образование просвета между последними узлами. После этого происходят срезание винтов 5 и освобождение спускаемого клина, который затем поднимается из скважины совместно с пружинами 4. Клин-отклонитель 6, закрепленный плашками, остается в скважине.

Основные параметры отклонителей для забуривания новых стволов в обсадной колонне приведены в табл. 5.42.

Имплозийный ловитель

Имплозийный ловитель предназначен для очистки забоя скважин от металлических предметов и шлама.

Ловитель (рис. 5.71), присоединенный к кабелю 1 с помощью кабельной головки 2, состоит из электропровода 3, размещенного в головке 4, имеющей резиновые уплотнительные кольца 5 и отверстия 6 для снижения остаточного давления, корпусов 7 и 11, соединенных ниппелем 9 и образующих камеру 8. В нижней

части камеры внутри размещен укрепленный проволокой 12 к диафрагме 14 взрывной патрон 13. Переводник 17 соединен с корпусом 11 винтами 16 и приемной камерой 20, которая состоит из корпуса 19, обоймы 22, наконечника 27 и винтов крепления 26. Механизм захвата 21 включает две секции металлических захватов 28, разделенных втулкой 23. При использовании одной секции устанавливается втулка 31. Секция захвата 28 состоит из вкладыша 30, лопасти 29, оси 24 и пружины 25. На боковой поверхности корпуса камеры 20 выполнены отверстия 18. Приемная камера 20 соединяется с герметичной камерой 8. Контакт взрывного патрона 13 соединен с контактом электропровода 3 проводом 10.

Ловитель, собранный, как показано на рис. 5.71, спускается в скважину и устанавливается на предметы, подлежащие извлечению, при этом его желательнее приподнять 3—4 раза над ними на 1—2 м и резко опустить, чтобы крупные предметы (шарошки, узлы опор долот и т.д.) стали по центру и зашли внутрь наконечника 27. Затем взрывают патрон ПВГУ, при этом разрушается диафрагма 14 и уплотнительная прокладка 15, которые отделяют герметичную камеру 8, заполненную воздухом, с приемной камерой 20. В результате резкого падения давления буровой раствор из скважины с большой скоростью поступает в полость приемной камеры и поднимает лопасти 29, увлекая посторонние предметы, куски металла и шлам внутрь камеры. Выпадению пред-

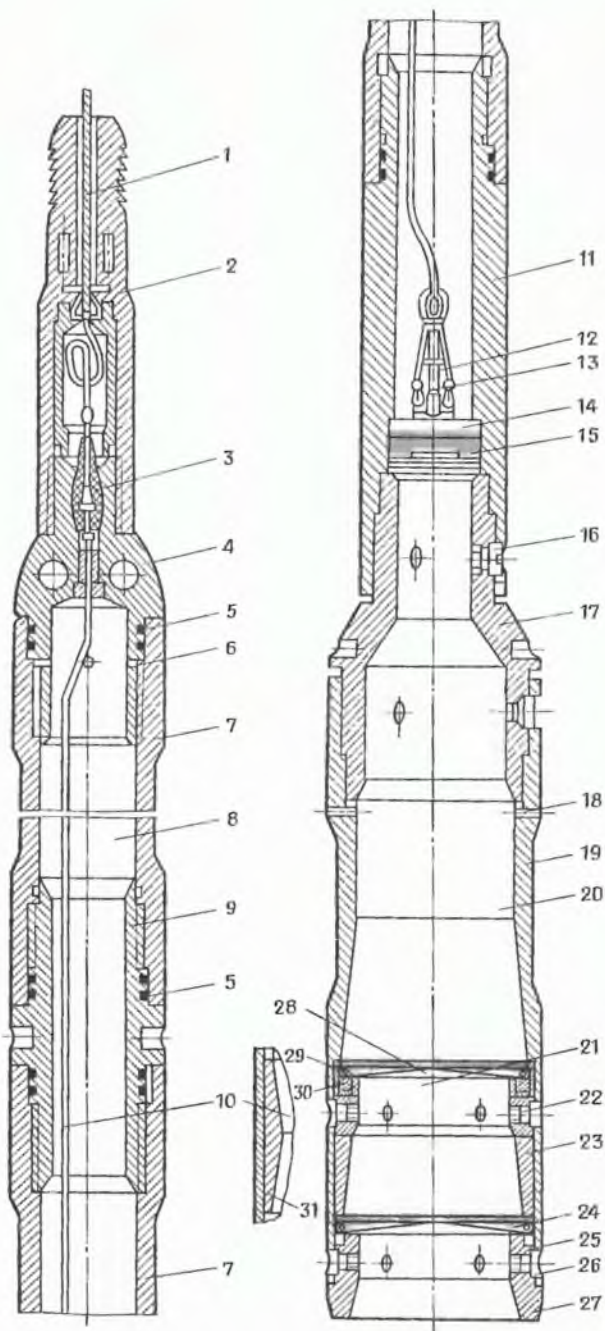


Рис. 5.71. Имплозийный ловитель

Таблица 5.43. Характеристика ловителей имплозийных

Параметры	Ловители имплозийные с приемной камерой			
	КП 106	КП 137	КП 157	КП 178
Диаметр корпуса герметичной камеры, мм	106	106	106	106
Размеры приемной камеры, мм:				
наружный диаметр	106	137	157	178
диаметр входного отверстия	76	109	123	144
диаметр приемной полости	900	600	600	600
Рекомендуемый диаметр, мм:				
скважин	132–165	165–190	190–212	212–245
обсадных колонн	140–168	168–194	194–219	219–273
Масса, кг	130	140	150	160

метов, вошедших в камеру, препятствуют лопасти механизма захвата [6].

Ловитель изготавливается с четырьмя сменными камерами, характеристика которых приведена в табл. 5.43.

Объем герметичной и приемной камер составляет по $0,01 \text{ м}^3$. При необходимости их увеличивают до $0,04 \text{ м}^3$, устанавливая дополнительные промежуточные секции в корпусе герметичной камеры или приемной камеры. Ограничением длины ловителя являются грузоподъемность кабеля и условия обеспечения проходимости ловителя в стволе скважины.

Для извлечения металла и шлама из скважины желательно иметь два ловителя — один в работе, другой готовится к работе. Комплект ловителя рассчитан на 50 циклов работы.

Ловитель рекомендуется применять для очистки забоя бурящихся скважин от шарошек, кусков металла, шлама и других предметов, размеры которых не превышают $0,4$ диаметра скважины; извлечения стальных шаров, узлов геофизических приборов; очистки внутреннего объема труб от песчаных и металлических пробок.

Список литературы

1. А.С. 777 201 [СССР]. Освобождаясь труболовка. Авт. изобрет. Э.А. Александров, Н.В. Чеповецкий, Е.Н. Ненашев, Ю.И. Спиваковский. — Заявл. 17.02.86 (2581605) Оpubл. в Б.И., 1980, № 41.
2. А.С. 102 424 (СССР). Ловильный инструмент для захвата труб в скважине. Авт. изобр. М.Ш. Измаилов. — Заявл. 11.05.55. (1803/451539). Оpubл. в Б.И., 1955, № 4.
3. А.С. 976 041 [СССР]. Состав для снятия отпечатка в скважине. Авт. изобрет. К.О. Образлычев, Г.Г. Соломатин, В.Д. Дулова. — Заявл. 17.06.81 (3311784). Оpubл. в Б.И., 1982, № 43.
- 4: Акопов Э.А. Очистка забоев глубоких скважин. М., Недра, 1970.
5. Акопов Э.А., Лузгин В.Л. Опыт ликвидации прихватов с помощью гидравлических яссов конструкции ВНИИБТ. — НТС "Бурение", 1974, № 10. М., ВНИИОЭНГ, с. 30—33.
6. Афанасьев В.А., Залогин В.Л., Попов И.Ф. Импульсный ловитель. — Нефтяное хозяйство, 1986, № 2, с. 42—45.
7. Броус М. Освобождение прихваченных труб и ловильные работы. — "Нефть, газ и нефтехимия за рубежом". Часть 1, № 11, 1982.
8. Гидромеханический паук для подъема крупных кусков металла с забоя скважин / С.И. Антаманов, Е.А. Лебедев, Е.В. Димеденко, Ю.С. Чайкин. — НТС "Бурение", 1979, № 7. М., ВНИИОЭНГ, с. 11—12.
9. Дубленич Ю.В., Жданов В.Ф. Применение гидравлического ударного механизма ГУМ-162 при ликвидации прихватов бурильного инструмента. — НТС "Бурение", вып. 4. М., ВНИИОЭНГ, 1979, с. 12—13.
10. Краткий справочник по прострелочно-взрывным работам в скважинах / Под ред. Н.Г. Григоряна, 2-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1982.
11. Опыт ликвидации прихватов бурильного инструмента с помощью возбуждителя упругих колебаний на площадях Узбекистана / С.С. Григорян, М.И. Корабельников, М.В. Каменева и др. — НТС "Бурение", 1974, № 10. М., ВНИИОЭНГ, с. 22—25.
12. Подгорнов М.И., Пустовойтенко И.П. Ловильный инструмент. М., Недра, 1984.
13. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. М., Недра, 1987.
14. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. М., Недра, 1983.
15. Справочник-каталог по оборудованию и инструменту для предупреждения и ликвидации открытых фонтанов. М., Недра, 1981.
16. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. 3-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1987.
17. Совершенствование турбинных отклонителей для бурения наклонно-направленных скважин в Белоруссии / И.С. Арнопольский, С.Г. Кравец, В.Т. Паньков, Г.П. Чайковский. — НТС "Бурение", 1982, № 5, с. 5—6.
18. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении. М., Недра, 1984.
19. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. — Обзорная информация. Сер. "Бурение", вып. 5. М., ВНИИОЭНГ, 1982.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1.

АВАРИЙНОСТЬ В БУРЕНИИ

3

- § 1. Понятие об аварии 3
- § 2. Классификация аварий 4

Глава 2.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ

6

- § 1. Аварии с бурильной колонной 6
 - Поломки по телу 7
 - Срыв резьбы 10
 - Падение колонны труб в скважину 11
- § 2. Прихваты колонны труб 12
- § 3. Аварии при креплении скважин 16
 - Аварии с обсадными колоннами 16
 - Аварии из-за неудачного цементирования 19
- § 4. Аварии с забойными двигателями 21
- § 5. Аварии с долотами 22
- § 6. Падение посторонних предметов в скважину 24
- § 7. Прочие виды аварий 25
 - Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах 25
 - Открытые фонтаны 26
 - Падение и разрушение буровых вышек 27
 - Падение элементов талевой системы 28
 - Взрывы и пожары на буровых объектах 28
 - Другие аварии 28
- § 8. Порядок расследования и учета аварий 29

Глава 3.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ

31

- § 1. Предупреждение аварий с колоннами бурильных труб 32
- § 2. Предупреждение прихватов колонны труб 48
 - Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов 48
 - Предупреждение прилипания бурильной колонны 50
 - Предупреждение прихватов, вызванных заклиниванием колонны труб 51
 - Предупреждение прихватов, возникающих в результате нарушения устойчивости стенок скважины 55
 - Предупреждение прихватов из-за образования сальников 56
- § 3. Предупреждение аварий при креплении скважин обсадными колоннами 56
- § 4. Предупреждение аварий с забойными двигателями 64
- § 5. Предупреждение аварий с долотами 67

Предупреждение аварий с шарошечными долотами	67
Предупреждение аварий с алмазными долотами	74
§ 6. Предупреждение падения в скважину посторонних предметов	75
§ 7. Предупреждение прочих аварий	79
Предупреждение аварий при геофизических работах в скважинах	79
Предупреждение выбросов и открытых фонтанов	82
Предупреждение разрушения буровых вышек	85
Предупреждение других видов аварий	86

Глава 4.

МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ 88

§ 1. Общие положения	88
§ 2. Ликвидация аварий с бурильной колонной	90
Извлечение неприхваченной части бурильной колонны	90
Извлечение прихваченной бурильной колонны	92
Ликвидация аварий, возникающих при спуске и креплении обсадных колонн	127
Ликвидация аварий с турбобурами и турбодолотами	129
Ликвидация аварий с долотами	131
Освобождение скважин от посторонних предметов	132
Ликвидация прочих аварий	133
Забуривание нового ствола — как средство для ликвидации аварии	144
Техника безопасности при ликвидации аварий	168

Глава 5.

ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 170

§ 1. Общие положения	170
§ 2. Ловители с промывкой	171
§ 3. Метчики	174
Метчики универсальные типа МБУ и специальные типа МСЗ	174
Метчик гладкий	178
§ 4. Колокола	178
§ 5. Центрирующие приспособления к ловильному инструменту	183
§ 6. Труболовки	189
Труболовка внутренняя освобождающаяся (ТВО)	190
Труболовка внутренняя универсальная (ТВУ)	191
Труболовка внутренняя герметичная для утяжеленных бурильных труб ТВУ-УБТ	193
Труболовка внутренняя извлекаемая (ТВИ)	193
Труболовка внутренняя спиральная ТВС-140	196
Труболовка наружная освобождающаяся (ТНП)	197
Труболовка наружная спиральная освобождающаяся (ТНС)	197
Труболовка для ведущих труб (ТВТ)	198
§ 7. Фрезеры	201
Фрезеры забойные типа ФЗ	201
Фрезер торцовый	204
Фрезер кольцевой типа ФК	204

Фрезер забойный комбинированный типа ФЗК	204
Фрезер пилотный типа ФП	207
Фрезер-воронка ФВ 102-73-116	207
Фрезер-райбер типа ФРС	208
Фрезер-райбер прогрессивного резания типа РПМ	209
Фрезер колонный конусный типа ФКК	209
Фрезер гидropескоструйный	212
Комплекс режущего инструмента	213
Фрезер с кондуктором	214
§ 8. Фрезеры-ловители магнитные	217
§ 9. Устройства для удаления мелких металлических предметов с забоя	220
Паук гидромеханический	220
Трубный паук	221
Гидравлические ловители мелких предметов	222
Шламометаллоуловители	222
§ 10. Устройства для ликвидации прихватов	229
Гидравлический ударный механизм (ГУМ)	229
Возбудитель упругих колебаний (ВУК)	231
Ясс ударно-вибрационный	232
Устройство для ликвидации прихватов типа УЛП-190-1	233
Ясс механический	235
Ясс ударный	238
§ 11. Торпеды	238
Торпеда шашечная термостойкая (ТШТ)	238
Торпеда из детонирующего шнура ТДШ	239
Торпеда корпусная из детонирующего шнура ТКДШ	240
Торпеды кумулятивные осевого действия (ТКО)	241
Труборез кумулятивный (ТРК)	244
§ 12. Труборезки	248
Труборез внутренний механический	249
Труборезка пескоструйная	250
Устройство вырезающее универсальное	251
Резак гидравлический ВНИИБТ	254
Наружная механическая труборезка	255
§ 13. Прихватоопределители	256
§ 14. Печати	257
Печать свинцовая	257
Печать объемная универсальная (ПОУ)	259
Печать гидравлическая (ПГ)	260
Печать универсальная (ПУ)	261
§ 15. Устройства для завода извлекаемых труб в ловильный инструмент	263
§ 16. Ловильный инструмент для извлечения турбобуров	266
§ 17. Отклонители	268
Шпиндель-отклонители	268
Отклонитель турбинный (ТО)	268
Отклонители типа ОГЗ и ОЗСТ	271
Имплозийный ловитель	273
Список литературы	276

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Пустовойтенко Иван Павлович

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ
АВАРИЙ В БУРЕНИИ

Заведующий редакцией *Л.Н. Аважанская*

Редактор издательства *С.М. Касикова*

Переплет художника *Е.К. Самойлова*

Художники-иллюстраторы *Н.А. Жирнов, М.А. Швыряев*

Художественные редакторы *В.В. Шутько, М.А. Черняева*

Технические редакторы *Л.Д. Агапонова, Н.С. Анашкина*

Корректор *Л.В. Баранцева*

Оператор *И.А. Павловская*

ИБ № 6075

Подписано в печать 22.08.88. Т-05756. Формат 60х90¹/₁₆.
Бумага офсетная № 1. Набор выполнен на наборно-лithующей
машине. Гарнитура "Пресс-роман". Печать офсетная.
Усл.печ.л. 17,5. Усл.кр.-отт. 35,25. Уч.-изд.л. 19,95.
Тираж 16800 экз. Заказ 1096 /393-4. Цена 1 р. 50 к.

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

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при
Государственном комитете СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.

109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

ДОПУСТИМЫЙ КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (ПРИ ОТСУТСТВИИ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК И ЗАПАСЕ ПРОЧНОСТИ, РАВНОМ 1,5 — ДЛЯ СТАЛЬНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ), кН·м

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности труб				
		Д	К	Е	Л	М
Стальные бурильные трубы по ГОСТ 631-75						
60,3	7	3,55	4,67	5,14	6,0	7,0
	9	4,13	5,43	5,97	7,1	8,2
70,3	6	4,95	6,52	7,17	8,5	9,8
	7	5,5	7,3	8,0	9,5	10,9
	8	6,1	8,0	8,8	10,4	12,0
	9	6,6	8,6	9,5	11,2	12,9
	10	7,0	9,2	10,1	11,9	13,8
	11	7,4	9,7	10,7	12,6	14,5
89,0	6	7,7	10,1	11,6	13,2	15,2
	7	8,7	11,4	12,6	14,9	17,1
	8	9,6	12,6	13,9	16,4	18,9
	9	10,4	13,7	15,1	17,8	20,6
	11	11,9	15,7	17,2	20,3	23,5
101,6	7	11,7	15,3	16,9	19,9	23,0
	8	12,9	17,0	18,7	22,1	25,5
	9	14,1	18,6	20,4	24,2	27,9
	10	15,2	20,0	22,0	26,0	30,0
	11	16,2	21,4	23,5	27,8	32,0
114,3	7	15,1	19,9	21,9	25,8	29,8
	8	16,8	22,1	24,3	28,8	33,2
	9	18,4	24,2	26,7	31,5	36,3
	10	19,9	26,2	28,8	34,1	39,3
	11	21,3	28,1	30,9	36,5	42,1
127,0	7	19,0	25,0	27,5	32,5	37,5
	8	21,2	27,9	30,7	36,3	41,9
	9	23,3	30,7	33,7	39,8	46,0
	10	25,3	33,2	36,6	43,2	49,0
139,7	8	26,1	34,4	37,8	44,7	51,5
	9	28,7	37,8	41,6	49,2	56,7
	10	31,2	41,1	45,2	53,4	61,7
	11	33,6	44,2	48,7	57,5	66,4
168,3	9	43,1	56,7	62,4	73,8	85,1
	10	47,1	61,9	68,1	80,5	92,9

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности труб				
		Д	Е	Х-95	G-105	S-135
Стальные бурильные трубы (импортные) по стандартам АНИ						
60,3	7,11	3,65	4,98	6,31	6,97	8,96
73,1	9,19	6,78	9,23	11,70	12,93	16,63
88,9	6,45	8,28	11,28	14,30	15,80	20,32
	9,35	10,87	14,80	18,76	20,73	26,65
	11,40	12,35	16,81	21,31	23,55	30,28
101,6	6,65	11,40	15,52	19,68	21,74	27,96
	8,38	13,64	18,57	23,54	26,01	33,45
	9,65	15,11	20,58	26,09	28,85	37,07
114,3	6,88	15,17	20,66	26,18	28,93	37,20
	8,56	18,04	24,57	31,15	34,42	44,26
	10,90	21,58	29,39	37,26	41,16	52,94
127,0	7,52	20,53	27,96	35,44	39,16	50,35
	9,16	24,10	32,83	41,61	45,97	59,12
	12,70	30,61	41,69	52,84	58,38	75,07
139,7	9,17	29,71	40,46	51,28	56,65	72,85
	10,54	33,14	45,13	57,20	63,20	81,27
152,4	7,10	29,01	39,50	50,07	55,32	71,14
	8,00	32,10	43,72	55,42	61,23	78,73
	8,80	34,75	47,33	59,99	66,28	85,23
168,3	8,38	41,35	56,31	71,38	78,86	101,41