

А. П. ГАСАНОВ

# ВОССТАНОВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫХ СКВАЖИН



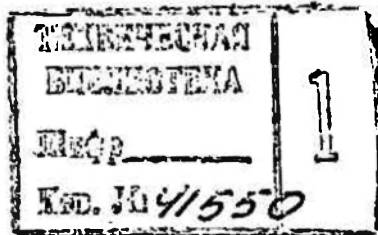
900052.

32.2.2.4.0.03)  
17-001  
А. П. ГАСАНОВ

---

# ВОССТАНОВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫХ СКВАЖИН

СПРАВОЧНИК



МОСКВА "НЕДРА" 1983

Гасанов А. П. Восстановление аварийных скважин. Справочник. М., Недра, 1983, 128 с.

Приведены описания и основные параметры единых типоразмерных рядов комплектов оборудования для ловильных работ в скважинах, а также методика проведения этих работ при применении инструмента каждого типа. Описаны причины возникновения и методы предупреждения и ликвидации аварий в бурящихся и добывающих скважинах.

Для инженерно-технических работников, занятых бурением и освоением скважин, а также выполняющих их подземный и капитальный ремонты; будет полезен студентам и учащимся старших курсов нефтяных вузов и техникумов.

Табл. 51, ил. 73, список лит. — 20 назв.

Рецензент — канд. техн. наук *Н. С. Горохов* (ВНИИ).

Ввод в эксплуатацию аварийных бездействующих скважин позволяет ежегодно получить дополнительно значительные объемы нефти и газа. Увеличение добычи обеспечивается также своевременной ликвидацией аварий и осложнений в бурящихся скважинах.

Установившаяся тенденция роста фонда добывающих нефтяных и газовых скважин в стране — определяющий показатель ежегодного увеличения объемов работ, связанных с восстановлением аварийных скважин.

В настоящее время только по Министерству нефтяной промышленности ежегодно проводят около пяти тысяч капитальных ремонтов скважин с применением ловильного и режущего инструмента, связанных с ликвидацией аварий. По прогнозным данным ожидается дальнейшее увеличение числа ремонтов. Объем работ по ликвидации аварий и осложнений в бурении ежегодно также увеличивается, что обуславливается увеличением глубин скважин и интенсификацией разведывательных работ на новых площадях с аномально высокими давлениями и сложными геологическими условиями.

За последнее время в СССР и за рубежом созданы эффективные ловильные и режущие инструменты. Внедрены в производство более 15 отраслевых стандартов и десятки новых нормативно-технических документов на ловильные, режущие и вспомогательные инструменты для восстановления аварийных, эксплуатационных и бурящихся скважин.

Высокий технический уровень, повышенные показатели надежности, долговечности, а также ресурса работы конструкций указанных комплексов позволяют значительно сократить расход инструмента, следовательно, потребности в нем. Созданные комплексы охватывают все виды аварийно-восстановительных работ, проводимых в бурении и капитальном ремонте скважин. При создании комплексов значительное число конструкций инструмента для ликвидации аварий в эксплуатационных и бурящихся скважинах были унифицированы. Это позволило расширить область применения инструмента и использовать его (в зависимости от размеров) при ликвидации аварий как при капитальном ремонте, так и в бурении скважин.

Внедрение в производство новых комплексов инструментов в ряде случаев изменяет ловильные работы и обуславливает применение новых и более эффективных методов ликвидации аварий. Эффективное и безаварийное использование новых комплексов инструментов и устройств требует широкого ознакомления потребителей с конструкциями, правилами эксплуатации, показателями качества, параметрами их работы, процессами и методами ведения ловильных и фрезерных работ. Идентичность многих процессов ликвидации аварий в эксплуатационных и бурящихся скважинах делает необходимым создание единого справочного пособия для специалистов буровых и нефтегазодобывающих предприятий.

Исходя из изложенного, настоящая книга на базе отечественного и зарубежного опыта затрагивает в основном общие проблемы предупреждения и ликвидации аварий как при бурении, так и при эксплуатации скважин.



Книга впервые обобщает материалы об авариях, методах их ликвидации, а также технических средствах применительно к бурению и капитальному ремонту скважин. Это позволит специалистам цехов капитального ремонта скважин и буровых предприятий заимствовать опыт и эффективно решать вопросы восстановления аварийных скважин.

В книге в справочном виде приведены передовые методы предупреждения и ликвидации аварий, использованы результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию и внедрению новых видов скважинной техники. Приведены описания конструкций, основные размеры и параметры единых типоразмерных рядов комплексов унифицированных устройств и инструмента, предназначенных для ликвидации аварий в бурящихся в эксплуатации скважинах (обсаженных и необсаженных) диаметрами от 90 до 480 мм.

Даны необходимые специалистам буровых и нефтедобывающих предприятий правила и рекомендации по рациональной эксплуатации скважинной техники для ликвидации аварий.

# ГЛАВА I

## ВИДЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ АВАРИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ И БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

---

### КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ В СКВАЖИНАХ. ПРОГНОЗНЫЕ ДАННЫЕ О РАЗВИТИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Аварии в нефтяных и газовых скважинах рассматриваются как прекращение технологических процессов (добычи нефти и газа, бурения), вызванное прихватом или поломками бурового скважинного инструмента, колонны бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб; падением на забой насосных штанг, кабеля-каната, скважинных двигателей, приборов, замков, переводников и др. Анализ показывает, что подавляющее большинство аварий при эксплуатации и проводке скважин является следствием технологических нарушений и технических упущений.

Как правило, аварии, происходящие при бурении и эксплуатации скважин, классифицируются по-разному.

Построение новой единой, более обоснованной классификации аварий позволит комплексно и целенаправленно решить вопросы создания стандартных технических средств для ловильных работ в бурящихся и добывающих скважинах. Ниже перечисляются наиболее характерные виды аварий.

#### В добывающих скважинах

Прихваты колонны насосно-компрессорных труб при добыче нефти, при промывке или заливке скважин.

Прихваты колонны бурильных труб при капитальном ремонте скважин, в том числе при зарезке и бурении второго ствола.

Поломка (падение) подъемных и промывочных (заливочных) насосно-компрессорных труб при добыче или промывочно-заливочных работах.

Поломка бурильных труб при капитальном ремонте скважин.

Прихват пакеров.

Аварии, при которых в скважинах остаются центробежные насосы или их элементы, насосные штанги или скважинные насосы, геофизические приборы или устройства для исследования скважин, проволока, канат, кабель, в том числе кабель центробежного электронасоса, а также пакеры.

Прочие.

#### В бурящихся скважинах

Прихваты колонны бурильных или обсадных труб.

Аварии, при которых ломаются или остаются в скважинах бурильные или обсадные трубы, долота и их элементы, элементы низа бурильной колонны

(калибраторов, расширителей и др.), а также турбобуры, электробуры, приборы и устройства для исследования скважин и пластов, в том числе геофизические приборы, кабель, канат и проволока.

Прочие.

Сопоставление аварий в добывающих и бурящихся скважинах показывает, что они в большинстве случаев идентичны. Так, методы ликвидации этих аварий и подбора инструмента принципиального различия не имеют. Применяемые инструменты конструктивно не отличаются и зачастую входят в единый типоразмерный ряд. Поэтому целесообразно составить единую классификацию, охватывающую виды аварий, возникающих при эксплуатации и бурении скважин. Это позволит создать единые стандарты и типоразмерные ряды на отдельные комплексы комбинированных скважинных инструментов и устройств для применения как в эксплуатационных, так и в бурящихся скважинах. При этом специалисты буровых предприятий и цехов капитального ремонта скважин могут иметь возможность из общего типоразмерного ряда комплекса подобрать и использовать наиболее подходящий тип инструмента.

Создание единого стандарта на ловильные и режущие инструменты и устройства для бурения и капитального ремонта скважин может значительно облегчить работу проектировщиков, заводов-изготовителей и потребителей.

Анализ отчетных материалов, а также практика ликвидации аварий при бурении и эксплуатации скважин показывают, что многие аварии могут быть объединены и разграничены более четко. Тогда классификацию аварий в добывающих и бурящихся скважинах целесообразно представить в следующем виде.

Аварии со скважинными трубами.

Аварии со скважинными двигателями, приборами (устройствами), пакерами и низами буровой колонны.

Аварии с кабелями, канатами, проволоками.

Прочие.

Указанная группировка облегчает создание комплексов инструмента.

К авариям первого вида относятся прихваты и поломки буровых, обсадных и насосно-компрессорных труб в обсаженных и необсаженных скважинах диаметрами от 90 до 480 мм.

К авариям второго вида относятся аварии с турбобурами, электробурами, погружными центробежными насосами, долотами, низами буровой колонны, пакерами, приборами и устройствами для исследования эксплуатационных и бурящихся скважин.

В третий вид входят аварии с кабелями геофизических приборов погружных центробежных насосов и других устройств; с канатами и проволоками для спуска приборов.

К прочим относятся аварии с глубиннонасосными штангами, оставленными в скважине (колонне) или в аварийных подъемных трубах: падение плашек, сухарей и других металлических предметов.

Объем работ, связанных с ликвидацией аварий и осложнений в добывающих нефтяных и газовых скважинах, ежегодно возрастает. Это обусловлено, главным образом, увеличением фонда добывающих (нагнетательных) скважин и их глубин, технологическими процессами добычи нефти и газа, частотой текущих ремонтов и др.

Прирост фонда добывающих скважин (%) приводится ниже:

1976 г. 1980 г.  
100 123

В соответствии с ростом фонда добывающих скважин увеличится число скважин, в том числе и аварийных, в которых необходим капитальный ремонт.

1976 г. 1980 г.  
100 151

На основании статистических данных определено число ремонтов по восстановлению аварийных скважин, которое составляет около 20 % от общего числа капитальных ремонтов скважин.

Распределение числа скважин (% от общего фонда) в зависимости от их глубин приведено ниже:

до 1000 м 1000—3000 м 3000—5000 м свыше 5000 м  
11,7 75 12 1,3

Распределение фонда добывающих скважин по способам добычи нефти представлено в табл. I.1. Из таблицы видно, что в перспективе предусматривается увеличение фонда всех добывающих нефтяных скважин. В 1990 г. удельный вес механизированного способа добычи нефти возрастет за счет заметного увеличения газлифтного и бесштангового (ЭЦН) фондов скважин. По сравнению с базисным 1976 г. в 1990 г. фонд фонтанных (нефтяных) скважин увеличится в 1,5 раза, штанговых насосных скважин — в 1,35 раза, газлифтных — в 7,3 раза, бесштанговых (ЭЦН) — в 3 раза.

ТАБЛИЦА I.1

| Способы эксплуатации | 1976*            |                  | 1980             |                  | 1985             |                  |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|                      | Число скважин, % | Доля от фонда, % | Число скважин, % | Доля от фонда, % | Число скважин, % | Доля от фонда, % |
| Фонтанный (нефть)    | 100,0            | 13,2             | 140,0            | 14,2             | 166,6            | 13,5             |
| Фонтанный (газ)      | 100,0            | 100,0            | 133,0            | 100,0            | 148,0            | 100,0            |
| Механизированный     | 100,0            | 88,8             | 127,0            | 85,8             | 163,0            | 86,5             |
| В том числе:         |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| ШГН                  | 100,0            | 68,2             | 117              | 61,7             | 130,0            | 54,0             |
| ЭЦН                  | 100,0            | 14,0             | 165,0            | 18,7             | 250,0            | 22,5             |
| Газлифтный           | 100,0            | 4,6              | 145,0            | 5,4              | 358,0            | 10               |

\* 1976 г. — базисный год.

Как известно, наибольшее число аварий и осложнений происходит при механизированном способе добычи нефти. Развитие этого способа позволяет судить о том, что в перспективе объем работ по ликвидации аварий значительно увеличится. С увеличением фонда добывающих скважин увеличивается также число текущих ремонтов. Ниже приводится динамика текущих ремонтов (тыс.) скважин по Миннефтепрому по годам:

1976 г. 1977 г. 1978 г. 1979 г. 1980 г.  
250,0 267,0 275,0 285,0 300,0

При ликвидации аварий большое значение имеют диаметры обсадных колонн скважин, в зависимости от которых общий фонд скважин (%) распре-

ляется следующим образом:

168 мм  
15

146 мм  
80

остальные  
5

Приведенные данные свидетельствуют о том, что число капитальных ремонтов скважин, следовательно, ремонтов аварийных скважин ежегодно увеличивается. Значительный рост числа ремонтов отмечается также по Мингазпрому.

### **ПРИЧИНЫ АВАРИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ**

Способы ловильных работ и необходимое скважинное оборудование и инструмент выбираются в зависимости от характеристики аварий для каждой конкретной скважины. Аварии в добывающих скважинах характеризуются расположением оставленных в скважине аварийных объектов, их формой и размерами; диаметром и состоянием стенки скважины (в обсаженной скважине — диаметром эксплуатационной колонны), глубинами скважины и нахождением объекта; физико-механическим свойством материалов аварийного объекта и степенью его прихваченности, опасностью газонефтепроявления и прочими факторами.

Число аварий и осложнений существенно зависит от технологического процесса добычи нефти и газа. Одним из показателей эффективности способов эксплуатации скважин является наименьшее число аварий и осложнений. Как известно, аварии происходят в процессе эксплуатации или при ремонте скважин. Следовательно, частота текущего ремонта скважин, обусловленная работой технологического оборудования, существенно влияет на число аварий и осложнений. Из изложенного следует, что способ эксплуатации является одним из определяющих факторов, влияющих на возникновение аварии и осложнений. Следует отметить, что способ эксплуатации как таковой аварии не создает, но процессы добычи нефти и газа, а также технологическое оборудование, используемое при этом, могут вызвать аварии, осложнения, если они не соответствуют условиям эксплуатации.

Таким образом, при выборе способа эксплуатации скважин необходимо стремиться к тому, чтобы число ремонтов и замен подземного оборудования было минимальным. Вместе с тем должно быть обеспечено нормальное условие для работы подземного технологического оборудования.

### **ПРИЧИНЫ АВАРИЙ ПРИ ФОНТАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ**

Фонтанирующие скважины оборудуются колонной подъемных труб диаметрами от 48 до 114 мм. В глубокие скважины с низкими динамическими уровнями спускают колонну, состоящую из труб различных диаметров, для обеспечения нормальной нагрузки на них. Иногда в высокопродуктивные газовые скважины спускают подъемные трубы увеличенного диаметра. Например, на Оренбургском газовом месторождении скважины в ряде случаев оборудованы трубами диаметром 127 мм.

Низы колонн труб оборудуют пакерами. За последние годы широко внедрено оборудование для эксплуатации двух пластов одной скважины, которое



состоит из пакеров, переводников и других устройств из высокопрочных сталей.

В ряде случаев в песочные фонтанные скважины спускают двухрядную колонну труб. Газлифтные скважины, так же как и фонтанные, оборудуются насосно-компрессорными трубами, на которых устанавливаются газлифтные клапаны.

При фонтанном, газлифтном (эрлифтном) способах добычи нефти аварии часто возникают вследствие прихвата НКТ или пакеров. Наиболее частые прихваты происходят в песочных скважинах при нарушении технологического режима эксплуатации и периодических нефтегазопроявлениях.

Одной из важных мер сокращения аварийности при эксплуатации скважин является предупреждение аварий и осложнений и систематические профилактические работы.

В фонтанных и газлифтных скважинах с сильным пескопроявлением для предупреждения прихватов и аварий используют двухрядную колонну труб, что позволяет осуществлять периодическую подкачку жидкости через башмак первого ряда и тем самым не допускать образований песчаной пробки.

Для исключения возможных прихватов второго ряда НКТ необходимо периодически их расхаживать.

При эксплуатации парафинистых фонтанных скважин однорядной колонной возможно скапливание парафина в затрубном пространстве и прихват труб. По мере отложения парафина в трубах и уменьшения их сечения динамический уровень в затрубном пространстве со временем поднимается и возможность скопления парафина в нем увеличивается.

В настоящее время фонтанные скважины, в том числе скважины, работающие по схеме фонтан—фонтан, оборудуются пакерами. Прихваты пакеров при подъеме труб вызывают сложные аварии. Ликвидация аварий с пакерами требует проведения сложных ловильных работ с применением специальных устройств и инструмента. При ликвидации прихватов пакеров может произойти обрыв и падение на забой труб. Для предупреждения прихватов пакеров необходимо при каждом подъеме труб тщательно проверять изношенность деталей и узлов, при необходимости заменять резиновые элементы.

Как известно, продукция скважины (нефть, газ, минерализованная вода) содержит коррозионноактивные вещества. При наличии сероводорода, углекислого газа коррозионная активность среды резко повышается и подземное оборудование, а также трубы быстро подвергаются коррозионному разрушению. Сильное разъедание подъемных труб коррозионной средой вызывает их обрыв и падение в скважину. Эти виды аварий наиболее часто встречаются в фонтанных скважинах, где против коррозии не ведется борьба. Во избежание аварий и осложнений, вызванных коррозионным разъеданием труб, необходимо в скважины периодически закачивать ингибиторы коррозии или применять трубы из коррозионностойких материалов.

При эксплуатации фонтанных скважин широко проводятся исследовательские работы глубинными приборами, спускаемыми на проволоке, кабеле, канате. В зависимости от типа и назначения эти приборы спускаются либо через подъемные трубы в работающие скважины, либо в эксплуатационную колонну заглушенных скважин. Наиболее часто применяются глубинные манометры, электротермометры, перфораторы, желонки и др. Для спуска глубинного прибора устье работающей фонтанной скважины оборудуется лубрикаторм (сальником).

Наиболее слабым местом эксплуатационной колонны является фильтровая часть. Поэтому в этой части колонна быстро деформируется и становится опасной для прихвата. Вместе с тем при перфорации скважин нередки случаи, когда пули от перфоратора застревают в теле колонны, образуя выступы в зоне фильтра. Как правило, глубинные приборы и перфораторы спускаются в фильтровую часть колонны, где снимают и записывают соответствующие данные о пласте. Часты случаи, когда при подъеме приборов или перфораторов из зоны фильтра они оказываются заклиненными. При невозможности их освобождения расхаживанием, как правило, специально обрывают кабель-канат. Нередки случаи, когда приборы и перфораторы зацепляются за низ подъемных труб, при неосторожном их подъеме кабель-канат обрывается.

Следует отметить, что аварии с приборами, перфораторами, проволоками, кабель-канатами относятся к сложным. Их ликвидация требует проведения сложных ловильных работ специальными устройствами и инструментами.

Для предупреждения подобных аварий необходимо следующее.

Перед исследовательскими работами изучить данные о скважине по ее технической документации и определить наличие деформации колонны по всему стволу скважины.

Зафиксировать характер аварий с приборами и перфораторами, ранее спущенными в скважину.

Перед спуском перфораторов в скважины прошаблонировать их. В фильтровой части скорость движения шаблона должна быть минимальной. По стволу скважины продвижение шаблона должно быть без остановок и рывков. В противном случае спуск перфоратора прекратить.

При подъеме прибора или перфоратора из скважины в зоне нижнего конца подъемных труб (50 м до и после) скорость подъема прибора снизить до 0,2—0,3 м/с и проследить за показаниями индикатора веса. При повышении нагрузок немедленно остановить движение лебедки и поднимать их расхаживанием.

Затаскивание глубинного прибора в устьевой лубрикатор при его подъеме может служить источником аварии. В таких случаях может обрываться проволока (канат) и прибор падает в скважину. Для предотвращения аварии необходимо оснастить лубрикатор специальным сигнализатором, предупреждающим приближение прибора к устью скважины. При этом скорость подъема снижается до минимума, и прибор безопасно останавливается под лубрикатором для его дальнейшего извлечения.

При исследовании высокодебитных газонефтяных и газоконденсатных скважин нередки случаи, когда встречный поток газированной жидкости или газоконденсатной смеси препятствует спуску прибора в скважину и выбрасывает его в лубрикатор. Удар прибора об лубрикатор может вызвать аварию и создает опасность возникновения открытого фонтана. Такие же аварии могут произойти при спуске перфоратора под давлением, т. е. без глушения скважины.

В [1] на примере скважин объединений Азнефть и Грознефть приведены результаты изучения условий движения глубинного прибора в подъемных трубах и рекомендации, которые позволяют заранее определить возможность спуска прибора в высокодебитные фонтанные скважины и предупредить возможные осложнения и аварии. Усилия, создаваемые потоком и влияющие на скорость спуска прибора, определяются по формуле

$$N = F_{\pi} \Delta p,$$

где  $F_n$  — площадь поперечного сечения прибора;  $\Delta p$  — перепад давления на концах прибора

$$\Delta p = \left( \lambda \frac{l_n}{d_{эж}} + \varepsilon_c + \varepsilon_p \right) \frac{u^2}{2g} \gamma,$$

где  $\lambda$  — коэффициент трения смеси

$$\lambda = 0,056 / \sqrt{Re};$$

$l_n$  — длина прибора;  $d_{эж}$  — диаметр цилиндрического капала

$$d_{эж} = d_2 - d_n;$$

$\varepsilon_c$ ,  $\varepsilon_p$  — коэффициенты местных сопротивлений при внезапном сужении и расширении потока смеси

$$\varepsilon_c = 0,5 \left( 1 - \frac{1}{\alpha} \right); \quad \varepsilon_p = \left( 1 - \frac{1}{\alpha} \right)^2;$$

$g$  — ускорение свободного падения;  $\gamma$  — удельный вес смеси в скважине.

В результате вычислений по данным конкретных скважин были получены зависимости между усилием, препятствующим свободному спуску прибора, и скоростью движения потока смеси, состоящей из газа, конденсата и воды. В [1] установлено, что свободный спуск глубинного прибора, например глубинного манометра МГПЗ, нарушается при достижении скорости воды в потоке смеси в подъемных трубах 0,12 м/с, а конденсата 0,3 м/с. С увеличением скоростей возрастает опасность выброса прибора и удара его о лубрикатор. Поэтому для предупреждения аварий и осложнений рекомендуется перед спуском прибора определить по данным скважины скорости потока смеси.

### ПРИЧИНЫ АВАРИИ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Наибольшее число аварий происходит при механизированном способе добычи нефти. Это обусловлено также и значительным числом скважин, эксплуатирующихся механизированным способом.

В процессе эксплуатации скважин насосным способом (ШГН) подъемные трубы систематически подвергаются воздействиям коррозии и трению о штанги, вследствие чего толщина стенки труб со временем уменьшается. Нередки случаи, когда обрыв и падение колонны изношенных труб происходят в процессе работы насосной установки. Встречаются случаи, когда узел соединения колонны подъемных труб с планшайбой сильно изнашивается от истирания о штанги. При подъеме и спуске штанг из-за несоосности талевого системы и скважины износ в месте соединения планшайбы трубами усиливается, что может служить причиной падения в скважину колонны труб при подъеме планшайбы.

Наиболее сложные аварии происходят с погружными центробежными электронасосами (ЭЦН). Падение в скважину оборудования ЭЦН и его узлов нередко происходит в процессе эксплуатации скважин.

Анализ аварий с ЭЦН позволяет группировать их следующим образом:  
обрыв насосно-компрессорных труб,  
обрыв кабеля,  
поломка соединений компенсатора,

поломка соединений насоса,  
поломка соединений протектора.

Одна из основных причин обрыва насосно-компрессорных труб при эксплуатации скважин с ЭЦН — вибрация колонны. При этом возможны радиальные перемещения нижней части колонны труб. Коррозионноактивная среда, особенно при наличии в продукции скважины сероводорода, способствует разрушению труб.

В результате обрыва колонны насосно-компрессорных труб в скважину падают комплект ЭЦН, часть колонны труб и часть кабеля. Эта авария является наиболее сложной. Узлы ЭЦН соединяются между собою фланцами при помощи шпилек. Обрыв этих соединений происходит в основном по следующим причинам:

при сборке и спуске ЭЦН в скважину шпильки фланцевых соединений затягиваются недостаточно равномерно. При вибрации установки во время ее работы происходит раскрепление некоторых из них, вследствие чего вся нагрузка приходится на оставшиеся. Со временем более напряженные шпильки обрываются и узел ЭЦН попадает в скважину;

коррозионное разрушение шпилек фланцевых соединений приводит к ослаблению последних;

конструктивное несовершенство соединения.

Ликвидация аварий с ЭЦН существенно отличается от других видов ловильных работ. По сравнению с другими видами аварий средняя продолжительность одного ремонта, а также средняя затрата на один ремонт высоки. Анализ данных об авариях с ЭЦН показывает, что более 90 % всех аварий с ЭЦН составляют обрывы насосно-компрессорных труб и кабеля.

При ловильных работах с кабелем в различных нефтяных районах используют десятки приспособлений и инструментов. Для ловли аварийной головки ЭЦН, вала фланца и других применяют колокола, фрезеры, паук, мятые трубы и инструменты различных конструкций, изготовленных в местных условиях.

При механизированном способе добычи нефти известны различные меры и методы предупреждения аварий и осложнений.

Для предупреждения обрывов и падения труб необходимо изыскать пути предотвращения их коррозионномеханического износа. Для борьбы с коррозионным разрушением труб в скважины вводят ингибиторы. Другим методом борьбы с коррозионным разрушением является применение труб в коррозионн-востойком исполнении.

Для предотвращения истирания труб глубиннонасосными штангами рекомендуется укорачивать или удлинять подвеску на одну-две трубы при каждом ремонте скважины. Это позволит изменить место контакта (истирания) штанг и труб, следовательно, повысить срок службы труб.

Для предотвращения износа присоединительной части планшайбы и полета насосно-компрессорных труб необходимо при спуске и подъеме штанг на муфту планшайбы установить ниппель-воронку, центрирующую колонну штанг. Для предотвращения обрывов труб при эксплуатации скважин с ЭЦН необходимо в нижней части труб установить виброгасящее устройство.

При наличии в продукции скважины коррозионноактивных компонентов следует применять высоколегированные трубы, антикоррозионные защитные покрытия, применять материалы в коррозионн-востойком исполнении.



## ПРИЧИНЫ АВАРИЙ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТАХ СКВАЖИН И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Основными причинами аварий при текущем и капитальном ремонтах скважин являются нарушение технологии ремонта, использование неисправного оборудования и инструмента, несоответствие применяемого инструмента условиям работы, конструктивные недостатки оборудования и инструмента и др. При текущем ремонте скважин наибольшее число аварий происходит при спуско-подъемных операциях. При подъеме колонны труб с центробежным электронасосом, вследствие отставания электрического кабеля, образуется сальник, что приводит к прихвату колонны труб. Основными причинами этого являются слабое закрепление предохранительных поясов, наклонность ствола скважин, превышение скорости подъема и пр. Прихват труб с электрическим кабелем — сложная авария, и в ряде случаев ликвидировать ее невозможно.

При подъеме колонны труб с ЭЦН, вследствие прихвата последнего, происходит обрыв в соединениях насоса или труб и падение их в скважину. При подъеме глубиннонасосных штанг со сработанными муфтами штанги выходят из вкладыша элеватора и, падая, ударом обрывают колонну насосно-компрессорных труб.

Наиболее характерными авариями при текущем и капитальном ремонтах скважин являются прихваты. При промывке песчаных пробок прихваты возникают в основном при нарушении технологии, прекращении подачи жидкости в процессе промывки, выходе из строя насоса и пр., при заливке скважин цементным раствором — вследствие нарушения технологии цементирования дефектов (трещина, дыра) в колонне заливочных труб. При этом цементный раствор, заполняя скважины, циркулирует через дефектные трубы и значительная часть колонны заливочных труб оказывается прихваченной.

В практике заливочных работ часты случаи, когда длина зацементированной части колонны заливочных труб составляет несколько сот метров. Такие аварии очень трудно ликвидировать в связи с тем, что приходится очищать зацементированную часть колонны труб фрезерованием. В ряде случаев восстановление подобных скважин экономически не оправдывает себя и их списывают. При промывке песчаных пробок, а также при заливочных работах часто происходят обрывы промывочных труб. Это вызвано тем, что при наращивании очередной трубы в вертлуге ослабевает подвертлужное соединение, воспринимающее вес колонны промывочных труб. При последующем их спуске ослабленное резьбовое соединение разрушается и колонна труб падает в скважину. При наращивании колонны свинченными трубами в процессе свинчивания может ослабиться средняя муфта, что часто приводит к авариям.

При фрезеровании аварийных труб металлические стружки или обломки попадают в зазор между инструментом и стенкой скважины и вызывают прихват инструмента. При спуске-подъеме труб с помощью механизмов для свинчивания и развинчивания может происходить падение одного из клиньев механизма в скважину. В процессе ликвидации аварий в скважине оставляются долота, ловильные и режущие инструменты.

При износе вкладыша трубного элеватора появляется дополнительная нагрузка на затвор, что может привести к самопроизвольному его открыванию и падению труб в скважину.

Аварии могут происходить вследствие неполного захвата штропами проушин элеватора или плохого запираания замка элеватора.

Для предотвращения аварий необходимо повышать квалификацию ИТР, рабочих, систематически обучать их передовым технологиям ремонтно-восстановительных работ, изучать техническую характеристику и назначение применяемого оборудования и инструмента.

Ремонтная служба должна периодически разбирать и проверять спускное подъемное оборудование и инструмент, при необходимости заменять изношенные детали и узлы.

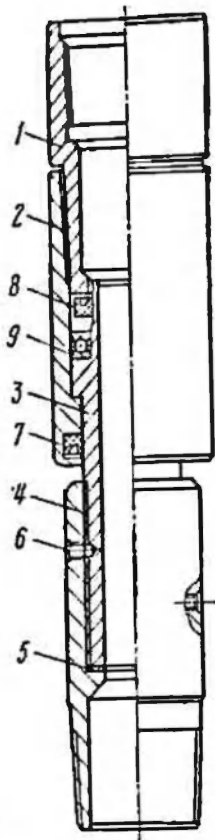


РИС. 1.1. Устройство для безопасного наращивания труб при промывке скважин

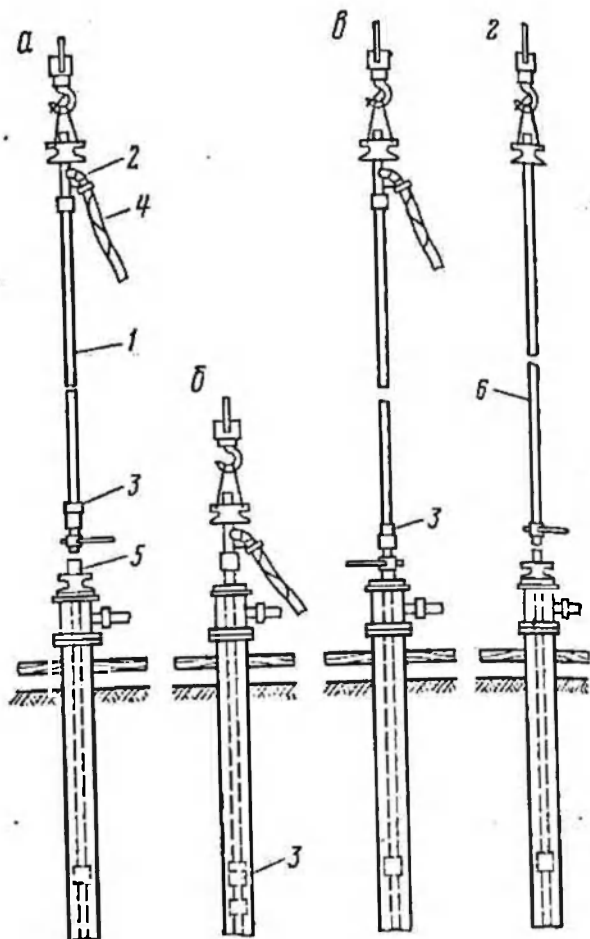


РИС. 1.2. Последовательность работ при наращивании колонны промывочных труб

Для предупреждения прихватов кабеля погружного электроцентробежного насоса его необходимо прикреплять к насосно-компрессорным трубам предохранительными поясами в соответствии с инструкцией завода. Скорость должна превышать 0,5 м/с при спуске и подъеме.

Для предупреждения аварий, связанных с отвинчиванием подвертлюжного патрубка или средней муфты наращиваемой подвертлюжной трубы, а следовательно, падением колонны труб в скважину рекомендуется:

перед промывкой тщательно проверить и смазать вертлюг;

при наращивании обязательно вести контроль за вращением вертлюга;

использовать специальное устройство [2] для наращивания труб при промывке скважин (рис. 1.1).

Устройство состоит из корпуса 2, ствола 3, верхнего 1 и нижнего 4 переводников. В конструкции устройства предусмотрено свободное вращение ствола в корпус после ввинчивания верхнего переводника. Для восприятия веса наращиваемой трубы при навинчивании устройства на колонну промывочных труб служит шарикоподшипник 9, между верхним переводником и стволом защищенный от проникновения промывочной жидкости резиновыми уплотнительными манжетами 7 и 8. Между стволом и нижним переводником установлена герметизирующая прокладка 5. Самопроизвольное отвинчивание нижнего переводника предотвращается стопорными винтами 6.

Наружный диаметр устройства позволяет пропускать его через уплотнительную манжету герметизирующего устройства, установленного на устье скважины, при промывке скважины пенами или другими газообразными агентами. Устройство можно использовать вместо отводной головки при обратной промывке скважин.

Промывку песчаной пробки проводят следующим образом (рис. 1.2). На мостках на муфту насосно-компрессорной трубы 1 навинчивают головку 2 для ввода и отвода жидкости, а на нижний конец трубы — устройство 3. Затем промывочный шланг 4 присоединяют к фланцу головки для ввода и отвода жидкости. После этого трубу 1 поднимают с мостков и соединяют со спущенной в скважину колонной промывочных труб 5 (рис. 1.2, а). Труба 1 при этом остается неподвижной.

После восстановления циркуляции жидкости устройство спускают в скважину и продолжают промывку (рис. 1.2, б).

Для очередного наращивания устройство вместе с трубой 1 поднимают из скважины, отвинчивают от колонны промывочных труб (рис. 1.2, в) и укладывают на мостки. Затем к спущенным в скважину трубам добавляется очередная труба (рис. 1.2, г).

При использовании устройства 3 трубы наращивают без их вращения — исключается возможность отвинчивания подвертлюжного патрубка и полет в скважину. Так как при промывке устройство находится в стволе скважины, предотвращается загрязнение рабочей площадки, процесс наращивания облегчается и ускоряется.

#### Техническая характеристика

|  |     |
|--|-----|
| Грузоподъемная сила, кН . . . . .  | 320 |
| Максимальное давление жидкости, подаваемой через устройства, МПа . . . . . | 10  |
| Диаметр отверстия ствола, мм . . . . .                                     | 35  |
| Габариты, мм:  |     |
| наружный диаметр . . . . .   | 80  |
| высота в рабочем положении . . . . .                                       | 436 |
| Масса, кг . . . . .  | 11  |

На фонтанных скважинах крестовик или тройник трубной головки фонтанной арматуры с двухрядными трубами обычно заменяют следующим образом.

После глушения скважины демонтируют фонтанную елку и поднимают второй ряд лифтовых труб, поддерживая постоянное противодавление на пласт путем систематического долива жидкости соответствующего удельного веса в скважину. После подъема второго ряда труб приподнимают первый ряд на одну трубу (патрубок), устанавливают элеватор под муфту и снимают тройник или крестовик трубной головки. Этот процесс трудоемок и длителен, не исключает возможности разгазирования и выброса закачанной в скважину жидкости, что грозит проявлениями, открытыми фонтанами и авариями.

Для предотвращения таких осложнений и аварий необходимо при монтаже болтовые соединения фонтанной арматуры крепить в соответствии с инструкцией по эксплуатации; во время эксплуатации своевременно проверять наличие пропусков газа или жидкости в соединениях или в теле арматуры; применять фонтанные арматуры, изготовленные из коррозионностойких материалов (в случае наличия в продукции скважины сероводорода, окиси углерода и др.). Для работы в коррозионноактивной среде отечественной промышленностью освоен выпуск фонтанных арматур из материала типа «Уранус».

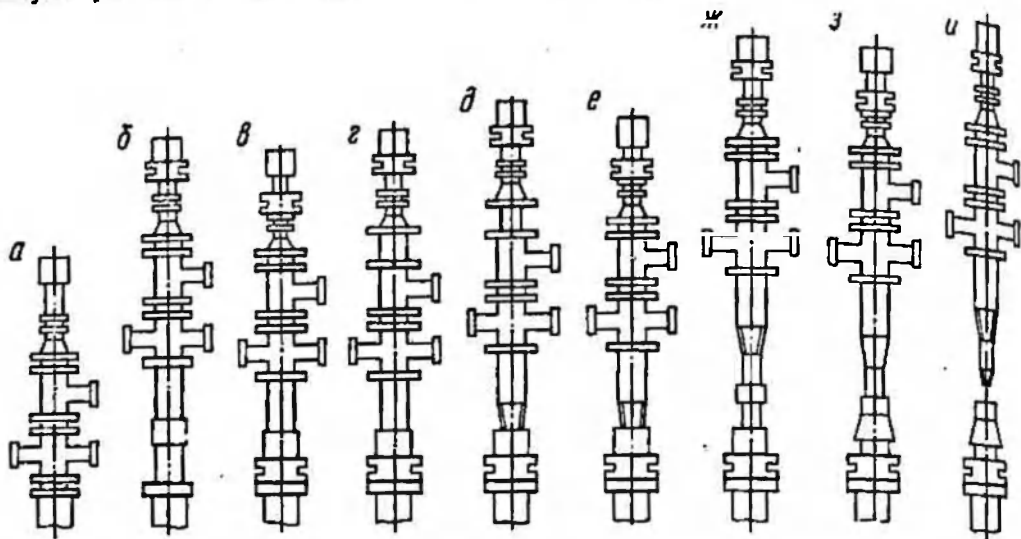


РИС. 1.3. Схема безаварийной смены крестовины фонтанной арматуры

Для предупреждения возможных аварий, проявлений и открытых фонтанов предложен способ [3] безаварийной смены крестовиков и тройников, подверженных коррозии, а также трубных головок фонтанной арматуры (рис. 1.3).

После глушения скважины и демонтажа елки фонтанной арматуры разъединяют все болтовые соединения на колодном фланце. К фланцу катушки переводника присоединяют подъемный патрубок (рис. 1.3, а). Под муфту последнего надевают элеватор и поднимают первый и второй ряды подъемных труб (рис. 1.3, б) до выхода из скважины муфты первой трубы первого ряда. Затем под муфту устанавливают элеватор и сажают трубы на колонный фланец (рис. 1.3, в), разъединяют болтовые соединения нижнего фланца катушки-переводника (рис. 1.3, г) с верхним фланцем тройника.

Приподняв второй ряд труб на 30—40 см (рис. 1.3, д), отвинчивают патрубок первого ряда труб, после чего вновь соединяют шпильками нижний фланец катушки-переводника с верхним фланцем тройника (рис. 1.3, е) под натяжкой второго ряда труб.

После закрепления нижнего фланца катушки-переводника с верхним фланцем тройника поднимают (рис. 1.3, е) второй ряд труб до выхода первой муфты; под поднятую муфту устанавливают трубодержатель (подкладную вилку), на него сажают второй ряд труб (рис. 1.3, ж), отвинчивают поднятый из скважины патрубок второго ряда (рис. 1.3, з), поднимают (рис. 1.3, и) и заменяют крестовик или тройник.

Трубную головку для двухрядной колонны труб устанавливают в обратной последовательности.

Этот способ значительно сокращает время ремонтных работ.



## ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА АВАРИЙНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Правильная и продуманная организация ремонта нефтяных и газовых скважин является важным условием безаварийной работы.

Продолжительность ремонта скважин зависит от вида аварий, правильного выбора технологии ловильных, фрезерных работ и подбора соответствующих скважинных устройств и инструмента, от квалификации ремонтной бригады. Вид аварии определяется по техдокументации скважины с учетом ее обследования. После выбора технологических процессов и определения этапов ремонта необходимо подготовить набор инструмента. Ликвидацию аварии в скважине целесообразно поручить специализированной бригаде. Перед началом ремонта бригада должна изучить технический наряд.

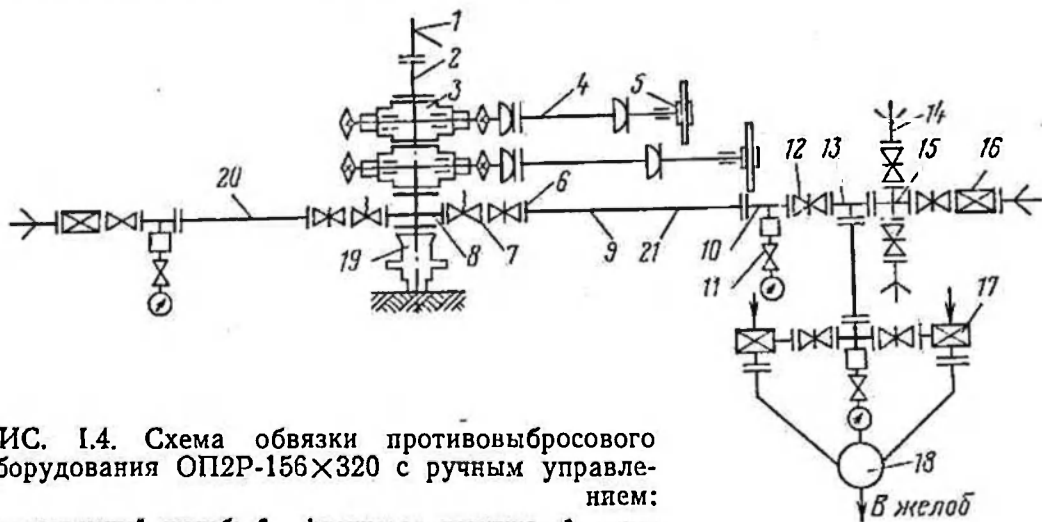


РИС. 1.4. Схема обвязки противовыбросового оборудования ОП2Р-156Х320 с ручным управлением:

1 — разъемный желоб; 2 — фланцевая катушка; 3 — плашечный превентор; 4 — карданный вал; 5 — штурвал ручного управления; 6 — гидроприводная прямоходная задвижка; 7 — быстродействующий (на открытые) клапан; 8 — устьевая крестовина; 9 — напорная труба (линия дросселирования); 10 — фланец под манометр; 11 — запорное устройство и разделитель; 12 — прямоходная задвижка; 13 — тройник; 14 — быстроразъемная полу-муфта; 15 — крестовина; 16 — быстросъемный дроссель; 17 — регулируемый дроссель; 18 — отбойная камера-дегазатор; 19 — колонная головка; 20 — линия глушения; 21 — линия дросселирования

Цех капитального ремонта принимает аварийную скважину от цеха добычи нефти и газа (промысла) согласно акту или техническому наряду, где помимо других данных обязательно указывают данные о скважине с учетом предварительного обследования бригадой текущего (подземного) ремонта, краткое описание аварии, конкретный вид предлагаемых аварийно-восстановительных работ. При этом ствол скважины и устье полностью должны быть очищены от штанг, труб и промыслового оборудования. Ремонт скважины включают в план-график (квартальный, полугодовой или годовой) цеха капитального ремонта (с указанием сроков), который утверждается руководством.

Для обеспечения безаварийной и оперативной работы техническим и геологическим отделами цеха капитального ремонта составляются план работ по ликвидации аварии, где в основном указываются результаты обследования скважины, все этапы ловильных работ, включая подготовительно-заключительные и монтажные, типоразмеры применяемых скважинных устройств и инструмента и т. д.

Ловильным работам, как правило, предшествуют обследования скважины, в результате которых в первоначальный план работ частично вносят изменения.

Для обследования аварийной скважины и дальнейшей ремонтно-восстановительной работы в ней бригада капитального ремонта скважин проверяет устье скважины, проводит монтажные работы, приводит в соответствие пол, мост и другие сооружения. При проверке устья скважины необходимо обратить внимание на исправность устьевого фланца и элементов колонной головки. При необходимости проверить на герметичность. При ремонте скважин с высокими пластовыми давлениями результаты обследования устья оформляются соответствующим актом.

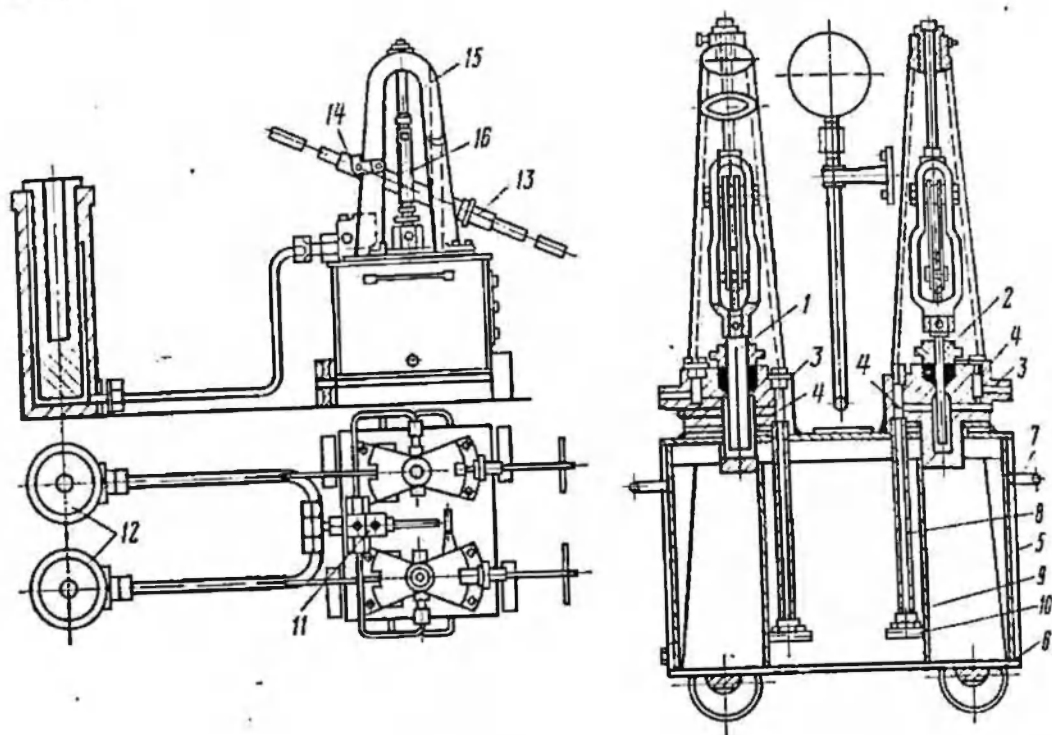


РИС. 1.5. Гидродомкрат ГД-300:

1 — плунжер низкого давления; 2 — плунжер высокого давления; 3 — корпус насоса; 4 — клапан; 5 — резервуар; 6 — ролики; 7 — скобки для подъема резервуара; 8 — приемные трубы; 9 — наконечник приемной трубы; 10 — сетки приемных труб; 11 — нагнетательная коробка; 12 — домкрат; 13 — рычаг насосов; 14 — опора рычагов; 15 — стойки насосов; 16 — траверса плунжеров

Ремонт при неисправном устье скважины недопустим. При капитальном ремонте скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, где существует опасность газонефтепроявлений, необходимо на устье установить превентор ОП2Р-156×320 с обвязкой, предназначенный для капитального ремонта скважин (рис. 1.4).

Техническая характеристика

|                                  |                           |
|----------------------------------|---------------------------|
| Диаметр проходного отверстия, мм | 153                       |
| Рабочее давление, МПа            | 32                        |
| Манифольд                        | МГП12Г-100×350            |
| Управление                       | Гидравлическое или ручное |
| Масса комплекта оборудования, кг | 5020                      |

Подъемное сооружение или передвижная подъемная установка выбирается в зависимости от ожидаемой нагрузки на крюк. Если ожидаемая нагрузка на крюк при расхаживании аварийных труб превышает грузоподъемность подъем-

ной установки (сооружения), следует применять гидродомкрат ГД-300 (рис. 1.5).

### Техническая характеристика

|   |         |
|---|---------|
| Грузоподъемная сила установки (двух цилиндров), кН. . . . . | 3000    |
| Высота подъема, мм . . . . .                                | 525     |
| Диаметр юршня, мм . . . . .                                 | 252     |
| Насос с электроприводом. . . . .                            | АО-42/4 |
| Число насосов. . . . .                                      | 2       |
| Размеры, мм:  |         |
| длина . . . . .   | 875     |
| ширина . . . . .  | 750     |
| высота . . . . .  | 1010    |
| Масса домкрата, кг. . . . .                                 | 1300    |

Для нормального прохождения инструмента через ствол скважины обследование начинается с ее шаблонирования. При этом проверяется исправность эксплуатационной колонны. Шаблон конструктивно выполнен в виде металлического цилиндра. Нижняя поверхность его покрывается слоем свинца. На боковой поверхности выточен один желоб, заливаемый свинцом. При наличии дефекта в колонне в виде выступов желоб на шаблоне предотвращает его заклинивание.

Диаметр шаблона выбирают по диаметру эксплуатационной колонны.

|  |     |     |     |     |     |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм . . . . . | 114 | 127 | 146 | 168 | 194 |
| Наружный диаметр шаблона, мм . . . . .         | 90  | 95  | 115 | 135 | 160 |
|  |     |     | 118 | 138 |     |

Для промывки в шаблоне имеется циркуляционное отверстие. Шаблон спускается на бурильных или насосно-компрессорных трубах медленно. При этом следует строго следить за показаниями индикатора веса. При остановке шаблон поднимается и исследуется и в соответствии с его показаниями определяют дальнейшую работу. Для определения состояния и формы конца аварийного объекта, характера дефекта эксплуатационной колонны применяются универсальные печати ПУ2 (рис. 1.6). Печати ПУ2 выпускаются трех типоразмеров. По полученным отпечаткам на алюминиевой оболочке определяют положение и формы верхнего конца труб, штанг, скважинных приборов, долот и других объектов, оставшихся в скважине вследствие аварий. На нижнюю часть корпуса 2 надевается резиновый стакан 8, который прикреплен к корпусу четырьмя винтами 7. На резиновый стакан, в свою очередь, надевается алюминиевая оболочка 6, перья которой загибаются на кольцевой запечник корпуса. На средней цилиндрической части корпуса установлен направляющий винт 4 и нарезана трапецидальная резьба. По винту и резьбе движется зажимное устройство, при помощи которого зажимаются перья алюминиевой оболочки.

Зажимное устройство состоит из нажимной втулки 5 и нажимной гайки 3. На верхнюю часть корпуса навинчивается переводник 1 с замковой резьбой бурильных труб для присоединения к колонне труб, на которых печать спускается в скважину.

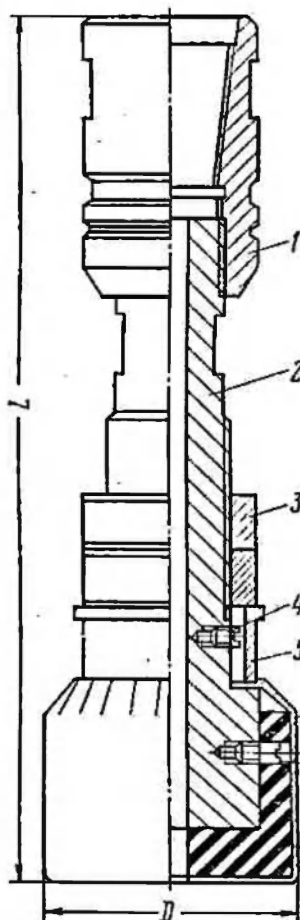


РИС. 1.6. Универсальная печать ПУ2

Печать в собранном виде медленно спускается в скважину. При посадке ее на аварийный объект нагрузка на печать не должна превышать 20 кН.

Комплект поставки: печать в сборе с оболочкой и стаканом требуемого размера; оболочка и стаканы других размеров (по одному комплекту каждого).

Техническая характеристика универсальной печати приведена в табл. 1.2.

ТАБЛИЦА 1.2

| Печать  | Условный диаметр обсадной колонны, мм | Основные размеры, мм |       | Масса, кг |
|---------|---------------------------------------|----------------------|-------|-----------|
|         |                                       | Диаметр              | Длина |           |
| ПУ2     | 102                                   | 75                   | 295   | 4,5       |
|         |                                       | 81                   |       |           |
| ПУ2-146 | 140—146                               | 106                  | 360   | 10        |
|         |                                       | 112                  |       |           |
|         |                                       | 118                  |       |           |
| ПУ2-168 | 168                                   | 125                  | 430   | 18        |
|         |                                       | 131                  |       |           |
|         |                                       | 137                  |       |           |
|         |                                       | 141                  |       |           |

### ПРИЧИНЫ АВАРИЙ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

С ростом объема бурения и глубин бурящихся скважин увеличивается число аварий и осложнений.

Аварийно-восстановительные работы в бурящихся скважинах сопряжены со сложными технологическими процессами и требуют применения скважинных устройств и инструмента различных конструкций. Ликвидация аварий в бурящихся скважинах с помощью ловильных и фрезерных работ наиболее выгодный и дешевый способ продолжения проводки скважин, так как наклонно-направленное бурение обходится дорого и невыгодно для дальнейшей эксплуатации скважин. При сложных авариях скважины иногда приходится ликвидировать. Поэтому должны быть приняты меры по предупреждению аварий и осложнений в бурящихся нефтяных и газовых скважинах. Эти меры могут быть осуществлены применением прогрессивных технологических процессов, повышением технологической дисциплины обслуживающего персонала, а также внедрением высокопроизводительных конструкций ловильного, режущего инструмента и устройства.

Существуют различные классификации аварий в бурении [4]. Исходя из общей классификации, аварии в бурении можно разделить на следующие.

1. Прихваты и поломки бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб (последние применяются при опробовании) в обсаженных и необсаженных скважинах. Сюда же входят аварии с замками, муфтами, УБТ и переводниками.

2. Аварии с турбобурами, электробурами, низами бурильной колонны (долотами, калибраторами, расширителями), геофизическими приборами, испытателями и др.

3. Обрывы кабеля, канатов и проволоки, на которых спускают геофизические приборы, опробователи и устройства для исследования скважины в процессе бурения.

4. Прочие виды аварий. Падение в скважину плашек, сухарей, кувалд и других предметов.



С ростом глубин скважин, сложностью их проходки число прихватов увеличивается. Значительное число прихватов происходит вследствие заклинивания низа бурильной колонны, из-за недостаточной промывки в связи с пропусками в соединениях манифольда и бурильной колонны. В продуктивных горизонтах, особенно в газовых скважинах, опасность возникновения прихватов увеличивается. При вскрытии продуктивного горизонта газ оттесняется в пласт и тем самым прилипание бурильной колонны происходит быстрее.

Анализ промысловых данных показывает, что наибольшее число прихватов происходит при бурении геологически осложненных глубоких скважин. Более половины всех прихватов возникает при остановках бурильного инструмента под действием давления.

В результате многочисленных исследований установили следующие причины прихватов, происходящих при статическом положении бурильного инструмента: липкость глинистой корки; осаждение выбуренной породы и утяжелителя, обвал стенок скважины, намагниченность бурильного инструмента и др.

Для предупреждения прихватов бурильного инструмента применяют расхаживание и прокручивание, обрабатывают глинистый раствор химическими реагентами и ПАВ, komponуют низ бурильной колонны необходимым инструментом и приспособлениями.

Предупреждение прихватов периодическим расхаживанием широко распространено в практике бурения. Расхаживание наиболее эффективно проводить одновременно с прокручиванием или чередовать с ним. При этом в зависимости от глубины скважины и сложности проводки необходимо установить обоснованный оптимальный временной интервал между этими процессами.

Промысловые наблюдения показывают, что на практике в большинстве случаев бурильный инструмент расхаживают и редко подвергают провороту. Статистика показывает, что расхаживание инструмента обычно проводят через 5—15 мин, в сложных условиях — через 2—3 мин. Эти интервалы времени приемлемы для практики бурения.

Накоплен значительный опыт по предупреждению прихватов обработкой глинистого раствора новыми химическими реагентами и ПАВ. Механические свойства фильтрационных корок являются одним из основных факторов, способствующих возникновению прихвата бурильной колонны вследствие перепада давлений. Наиболее эффективными в уменьшении возможности прихвата бурильных труб являются натриевые соли нафтенных кислот, которые при концентрациях 0,25—0,5 % в утяжеленной суспензии снижают силу бурения глинистой корки на 11—20 %. За рубежом для предупреждения прихватов бурильных труб в глинистые растворы добавляют нефть и анионоактивные ПАВ.

Как известно, увеличение площади контакта труб со стенками скважины способствует повышению силы прихвата. При использовании труб круглого сечения площадь контакта максимальна, следовательно, наиболее вероятна возможность прихвата. Поэтому применение труб квадратного сечения является одной из мер снижения возможности прихвата.

АзНИПИнефть рекомендует применение утяжеленных бурильных труб УБТ-СГ квадратного сечения в тех скважинах, где при бурении с обычной УБТ происходят частые прихваты. Диаметры долот и труб (мм) приводятся ниже.

|                          |         |         |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|
| Диаметр долота . . . . . | 243     | 214     | 190     |
| Размер УБТ-СГ . . . . .  | 203—225 | 178—203 | 158—178 |

Для предупреждения прихватов рекомендуется применять в интервалах, опасных для прихвата инструмента, переводники-центраторы к секционным турбобурам, что уменьшает площади контакта корпуса турбобура со стенками скважины.

Для освобождения бурильной колонны от прихвата в промысловых условиях необходимо определить силу прихвата. Это позволяет организовать работу по ликвидации прихвата правильно и без осложнений.

Известен ряд формул для определения силы прихвата.

Формула ВНИИБТ

$$F = Lb\lambda\Delta p + \sigma,$$

где  $L$  — длина прихваченной части инструмента, м;  $b$  — средняя ширина полосы прихвата по периметру инструмента, м;  $\lambda$  — коэффициент трения стальной поверхности инструмента о глинистую корку;  $\Delta p$  — средний перепад давления, Па;  $\sigma$  — среднее значение силы сцепления глинистой корки, Па.

Формула Н. Б. Бабасва и А. А. Шамсиева

$$N = s(p_r - k p_n),$$

где  $p_r$  и  $p_n$  — гидростатическое и пластовое давления соответственно;  $N$  — сила, прижимающая трубу к глинистой корке;  $s$  — площадь контактной поверхности, определяемая из

$$s = \frac{\alpha}{180} \pi R L,$$

где  $\alpha$  — угол, характеризующий дугу касания трубы с глинистой коркой;  $R$  — радиус трубы;  $L$  — протяженность интервала прихвата;  $k$  — пористость корки, находящейся в контакте с поверхностью трубы.

Американские специалисты пользуются следующей формулой

$$F = s(p_r - p_n) = s\Delta p,$$

где  $F$  — сила прихвата, Н;  $s$  — площадь контакта, м<sup>2</sup>;  $p_r$  и  $p_n$  — гидростатическое и пластовое давления, Па;  $\Delta p$  — перепад давлений, Па.

Исследования, проведенные в АзНИПИнефть и другими авторами, позволили заключить, что сила прихвата, вызываемая перепадом давлений, зависит в основном от следующих факторов:

$$F = \Psi(\Delta p; t_k; t_f; D/d; B; \mu; \gamma; t; k; P),$$

где  $\Delta p$  — перепад давлений;  $t_k$  — продолжительность неподвижного контакта;  $t_f$  — время формирования глинистой корки;  $D/d$  — соотношение диаметров скважины и трубы;  $B$ ,  $\gamma$ ,  $\mu$  — соответственно водоотдача, удельный вес и вязкость раствора;  $t$  — температура бурового раствора;  $k$  — проницаемость пород на участке прихвата;  $P$  — нормальная составляющая веса колонны труб.

Помимо указанных формул для определения нагрузки, для освобождения прихваченной колонны труб, можно использовать метод АзНИПИнефти, в основу которого положена теория подобия и полученные экспериментальные данные зависимости силы прихвата  $F$  от продолжительности контакта  $t_k$  при различных перепадах давлений  $\Delta p$  и отношениях диаметров скважины и

При невозможности освобождения прихваченной бурильной колонны с помощью ясса приступают к ловильным работам. Нередко поломка и оставление в скважине бурильной колонны происходят при ликвидации прихватов. Усталостное разрушение возникает в результате действия знакопеременного изгиба, ударов и колебаний бурильной колонны. Возникающий во время вращения бурильной колонны знакопеременный изгиб приводит к образованию в теле труб и их элементов остаточных напряжений. При бурении лопастными долотами истирающе-режущего типа с роторами крутильные удары достигают значительных величин.

Перегрузка бурильной колонны вследствие передачи чрезмерно больших усилий на ее нижнюю часть вызывает поломки труб. Иногда заводы-изготовители поставляют трубы, имеющие скрытые дефекты в виде раковин, расслоений, неоднородности металла, включений и др. Усталостные напряжения больше всего концентрируются в зоне дефекта.

При неправильном выборе длины утяжеленных бурильных труб (УБТ) в их высаженной части образуются усталостные участки, которые приводят к возникновению аварий. При недостаточной осевой нагрузке, создаваемой УБТ, происходит продольный изгиб труб, что способствует возникновению поломки труб. Правильное определение длины нижней части колонны способствует устранению отклонений замков от оси бурильной колонны, следовательно, устранению возникновения усталостных напряжений в металле бурильной колонны.

На отдельных участках труб могут возникать усталостные напряжения, что приводит к поперечному слою труб по телу. Такие дефекты могут наблюдаться на поврежденных участках тела трубы, например там, где получена вмятина от машинных ключей, или при приложении чрезмерных крутящих моментов на прихваченную бурильную колонну, что приводит к слою труб от скручивания.

Ослабление и слом бурильной колонны, муфт и замков происходят чаще всего при расхаживании прихваченных труб с приложением предельных усилий растяжения. При расхаживании прихваченных труб с приложением больших усилий обычно соединительные муфты разрушаются посередине. Под действием переменных нагрузок происходит слом напеля или муфты по резьбе. Резьбовые соединения разрушаются, как правило, в результате их износа от неоднократного свинчивания и развинчивания и размыва в процессе бурения. При больших давлениях закачки бурового раствора с повышенным содержанием абразива износ резьбы интенсифицируется.

Концентрация напряжений на дефектном участке труб, замков, муфт, УБТ приводит к образованию трещин, которые размываются буровым раствором, в результате чего возникает авария. У труб с приваренными соединительными концами в зоне сварного шва возникают трещины от усталостного напряжения. В процессе бурения по этим трещинам происходят размывы. Аварии с обсадными колоннами составляют около 10 % всех аварий в бурении, и на их ликвидацию затрачивается более 10 % времени, приходящегося на ликвидацию всех аварий. Аварии происходят в процессе разобщения пластов, при спуске и подъеме труб и цементировании. При проводке разведочных скважин в геологически осложненных условиях могут происходить прихваты труб при неудовлетворительной организации работ по спуску и креплению скважин.

При закачке жидкости после окончания спуска колонны, а также при испытании ее на герметичность происходит разрушение обсадных труб по телу под

воздействием внутренних давлений. Под воздействием наружных избыточных давлений обсадные трубы подвергаются смятию.

Для предупреждения аварии с бурильной колонной и ее элементами необходимо.

1. Формировать колонны в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации, с учетом геологических условий проходки.

2. Правильно организовать ремонт, контроль и эксплуатацию бурильных труб, УБТ, замков, муфт и др.

3. Крепление бурильных труб при их спуске производить механизмом в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

4. Систематически проводить ревизии качества и отбраковывать трубы с дефектами, к которым относятся:

видимые трещины, промытые отверстия, вмятины и др.;

сработка наружной поверхности бурильной трубы по диаметру (4 мм — для труб с толщиной стенки 10 и 11 мм и 2 мм — для труб с толщиной стенки 8 и 9 мм), кривизна труб, риски и протертые канавки на теле трубы и др.

5. Проводить дефектоскопию труб на буровых. Проверке подлежит резьбовая часть. Резьбы калибруют специальным калибром, замки к трубам подбирают по натягу с принудительным их закреплением в горячем виде.

6. Соблюдать классность труб для бурения в соответствующих интервалах.

7. Опрессовывать трубы в установленные сроки их эксплуатации.

8. Устанавливать центрирующие устройства для предупреждения кривизны скважины.

9. Для выявления дефектов бурильных труб и присоединительных элементов при подъеме колонны необходимо обмывать трубы водой.

Все наземные сооружения, оборудование и инструмент должны соответствовать заданным условиям работы. Изношенные узлы оборудования и инструмент должны быть заменены на новые. Трубы для крепления скважины должны быть перед спуском проверены гидравлическими испытаниями в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Должны быть выявлены дефектные трубы и проверена кривизна.

Обсадную колонну необходимо спускать медленно, не допуская ее резкой остановки.

При цементировании качество раствора должно соответствовать давлению и температуре на забое. Перед этим необходимо цементировочную головку в линии обвязки агрегатов опрессовать на полуторакратное давление.

В настоящее время забойными двигателями бурят более 80 % общего объема проходки. По сравнению с роторным бурением забойные двигатели способствуют снижению аварийности. Однако происходят аварии с турбобурами и электробурами.

Наиболее типичные из них следующие: отсоединение или поломка турбобура от бурильной колонны, поломки вала турбобура или корпуса, срыв или отвинчивание переводника турбобура от корпуса, отвинчивание роторной гайки и ниппеля.

Аварии из-за износа резьб верхнего и предохранительных переводников происходят вследствие отсутствия контроля за их состоянием. Изломы верхнего переводника происходят по шейке под элеватор, а вала турбобура — по его верхней резьбе, а также по промысловым окнам.

Поломка корпуса турбобура происходит в основном в результате усталостных напряжений, которые возникают в металле корпуса при эксплуатации в тяжелых условиях, а также при ударах о забой или резких посадках на забой скважины.

В большинстве случаев слом турбобура происходит по резьбе.

Недостаточное крепление узлов при сборке турбобуров приводит к срыву резьбы или развинчиванию резьбового соединения верхнего переводника с корпусом, а также соединения корпусов секций.

Высокое давление, создаваемое буровым раствором, приводит к отвинчиванию гаек и контргаек, закрепляющих систему роторов, вследствие чего вал турбобура с долотом остаются в скважине. Это происходит также в результате недостаточного крепления роторов на валу турбобура.

Для предупреждения аварий с турбобуром необходимо в первую очередь транспортировать, хранить и эксплуатировать его в соответствии с инструкцией завода, с учетом условий его работы в скважине. Резьбовые соединения турбобуров необходимо крепить ключами. Перед спуском в скважину турбобур должен быть тщательно осмотрен и проверен.

Аварии с долотами — наиболее типичный вид аварий. Долота в целом редко остаются в скважине, чаще остаются его узлы — шарошки, лапы с шарошками и пр. Аварии с долотами происходят вследствие плохого их закрепления. В ряде случаев они ломаются по резьбе в ниппеле.

Нередко в скважине остаются только шарошки. Это объясняется износом опор, перегрузками при работе.

Для предупреждения аварий с долотами необходимо следующее.

Перед спуском наружным осмотром проверяют чистоту промывочных отверстий, состояние сварных швов, замковой резьбы, крепления шарошек, резьбу переводника и др.

По известным данным 60 % аварий с долотами происходит вследствие заклинивания опор. Во избежание этого для определения момента заклинивания шарошек рекомендуется применять манометры.

Для предупреждения аварий с кабель-канатом необходимо в месте соединения кабеля с прибором определить опасное сечение; сделать на кабеле точные пометки или на блок-балансе установить прибор, показывающий глубину спуска, глубинного устройства; при подъеме прибора следить за показаниями индикатора веса; не допускать чрезмерно высокие скорости подъема прибора и др.

## **ТРЕБОВАНИЯ К ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ЛОВИЛЬНОГО И РЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА**

Согласно правилам эксплуатации ловильный инструмент после подъема его из скважины отправляют в инструментальный парк, где его разбирают, проверяют и налаживают для последующего его использования.

Одним из путей рационального использования имеющегося инструмента является создание центральных баз обслуживания, ремонта и раздачи. В зависимости от расположения цехов капитального ремонта, обслуживающих все НГДУ данного объединения, центральная база обслуживания может быть организована для группы НГДУ или для одного, так же как и для буровых предприятий, — для одного УБР или для группы. При этом весь инструмент должен



содержаться на центральной базе обслуживания, где осуществляются следующие работы.

1. Очистка от грязи, парафина, песка инструмента, поступившего с буровой
2. Разборка инструмента (нового или поступившего с буровой), проверка деталей, при необходимости их замена, смазка и сборка для дальнейших работ.
3. Изготовление необходимых несложных деталей и их термообработка в соответствии с технической документацией разработчика.
4. Проверка работы инструмента после его ремонта на соответствующих стендах, аналогичных заводским.
5. Ремонт режущего инструмента, армированного композиционным материалом. При износе режущей кромки до 30% она дополнительно направляется композиционным материалом.
6. Повторное намагничивание фрезеров-ловителей магнитных до соответствующей грузоподъемности.

Для выполнения указанных работ центральная база обслуживания должна быть оснащена механизированной установкой для мойки, пропарки, очистки инструмента от грязи, парафина; механизированными участками для сборки и разборки инструмента; токарными и фрезерными станками; установками для термообработки, намагничивания; установками ТВ4; стендами для испытания инструмента на растяжение, для проверки работы механизмов захвата и освобождения, определения грузоподъемности фрезеров-ловителей магнитных; грузоподъемными механизмами для перемещения тяжелого инструмента; измерительными приборами и инструментами.

Центральная база должна отпускать ловильный инструмент по заказу цехов капитального ремонта скважин или УБР, где приводятся основные данные и характеристики аварий. После использования инструмент возвращается на базу для его осмотра и ремонта.

Полученные с завода новые инструменты проверяются и подгоняются к условиям работы.

Укомплектование всех видов ловильного инструмента на центральных базах позволит повысить срок службы и кратность его использования, что, в свою очередь, приводит к сокращению потребности в инструменте. При такой системе обслуживания и эксплуатации необходимо пересмотреть норму расхода инструмента.

# ГЛАВА II

## ЛОВИЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ И УСТРОЙСТВА МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

### ВРЕЗНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

#### КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

Колокола ловильные изготовляют в двух видах: колокола К по ОСТ 26-02-1275—75 (рис. II.1) 11 типоразмеров и колокола сквозные КС по ОСТ 26-02-909—73 (рис. II.2) 16 типоразмеров.

Колокола ловильные К предназначены для захвата с последующим извлечением оставшейся в скважине колонны бурильных или насосно-компрессорных труб путем нарезания навинчиванием на их наружную поверхность.

В табл. II.1 приведена техническая характеристика ловильных колоколов К.

Для присоединения к бурильной колонне на верхнем конце колокола имеется резьба, соответствующая замковой резьбе бурильных труб. На нижней части

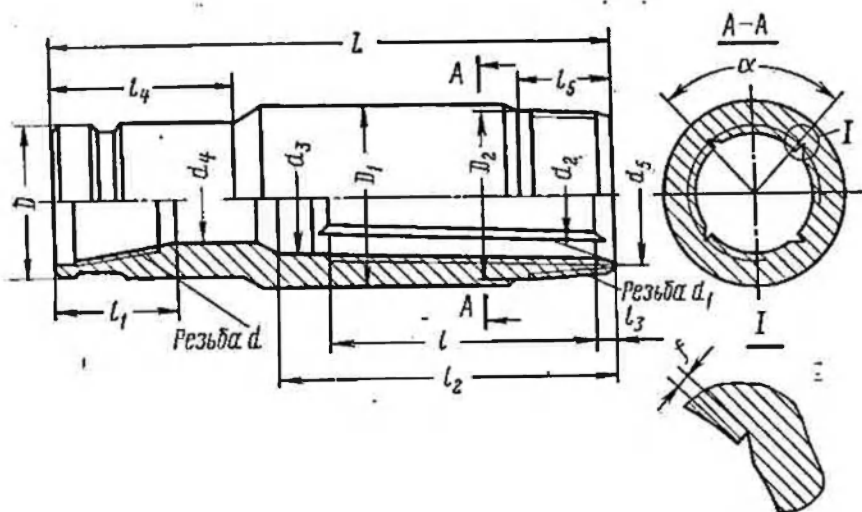


РИС. II.1. Колокол К

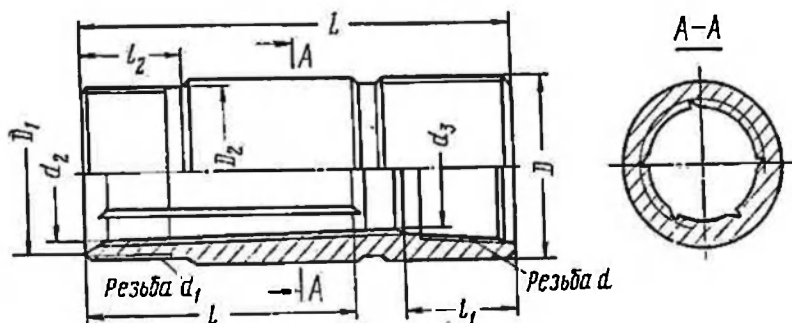


РИС. II.2. Колокол сквозной КС

колокола на внутренней конусной поверхности нарезана ловильная резьба специального профиля конусностью 1 : 16.

На внутренней конусной поверхности колокола по всей длине ловильной резьбы открыты продольные канавки для создания режущей кромки и выхода стружки при нарезании резьбы колоколом.

Для улучшения условий врезания колокола в ловимый объект передние грани его продольных канавок выполнены под углом 3°. На наружной поверхности нижнего конца колокола предусмотрена резьба для присоединения к нему воронки.

ТАБЛИЦА II.1

| Колокол  | Захватываемые диаметры, мм | Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм |  | Грузоподъемность, сила кН | Масса, кг |
|----------|----------------------------|---|--|---------------------------|-----------|
|          |                            | необсаженной (по долоту)                    | обсаженной (условный диаметр обсадной колонны) |                           |           |
| К42-25   | 33—38                      | —   | 114—168  | 250                       | 6,5       |
| К50-31   | 42—46                      | —   | 114—168  | 350                       | 5         |
| К58-40   | 48—54                      | —   | 114—168  | 450                       | 15        |
| К70-52   | 60—67                      | 97—151                                      | 114—168  | 650                       | 14        |
| К85-64   | 73—82                      | 108—161                                     | 127—178  | 750                       | 18        |
| К100-78  | 83—97                      | 132—214                                     | 146—219  | 850                       | 26,5      |
| К100-91  | 102—103                    | 140—214                                     | 168—219  | 1000                      | 28,5      |
| К125-103 | 114—121                    | 161—269                                     | 191—273  | 1100                      | 31        |
| К155-113 | 127—132                    | 190,5—269                                   | 219—273  | 1250                      | 33        |
| К150-128 | 140—147                    | 214—490                                     | 245—426  | 1350                      | 49        |
| К174-143 | 154—171                    | 244,5—508                                   | 273—509  | 1500                      | 85        |

Все колокола изготовляют правыми и левыми. Правые колокола применяют для извлечения колонны правых труб целиком и левых труб по частям (отворачиванием); левые колокола — для извлечения колонны левых труб целиком и правых труб по частям.

Колокол выбирается по характеристике аварии после получения полной информации о ней по данным обследования состояния ствола скважины и аварийного объекта в скважине. В зависимости от величины зазора между стенкой скважины и наружным диаметром аварийной трубы выбирается также центрирующее приспособление. После обследования скважины изучается состояние верхнего конца аварийного объекта, т. е. его поврежденность для возможности накрывания инструментом.

Перед спуском в скважину колокол должен быть тщательно осмотрен для выявления дефектов, трещин, забоин. Тщательно проверяется ловильная резьба.

Для спуска в скважину на колокол наворачивается воронка. Затем он присоединяется к колонне бурильных труб и спускается в скважину. Спуск колокола прекращают за 30 м до аварийного конца (во избежание прихватов). На этой глубине восстанавливают циркуляцию жидкости и нащупывают конец аварийного объекта. При этом не допускают приложения осевой нагрузки на аварийный объект. После отметки искусственного забоя приподнимают инструмент на 0,5—1 м и, не прекращая циркуляции жидкости, медленным вращением накрывают верхний конец аварийной трубы. Под начальной осевой нагрузкой 0,15—0,20 кН и при частоте вращения ротора 15—20 об/мин приступают к нарезке резьбы колоколом. Постепенно увеличивая осевую нагрузку до 40 кН, нарезают резьбу до закрепления колокола. Затем приступают к расхаживанию

ТАБЛИЦА II.2

| Колокол    | Объект лова                          |   |                                    |                              | Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм | Масса, кг |
|------------|--------------------------------------|---|------------------------------------|------------------------------|---|-----------|
|            | Замки брильных и легкоплавких труб   | Диаметры муфт насосно-компрессорных и геологоразведочных труб | Диаметры утяжеленных брильных труб | Диаметр скважины (по долоту) |   |           |
| КС4-39     | —                                    | 33  | —                                  | 97—151                       | 114—168                                     | 6         |
| КС9-52     | —                                    | 42; 48; 50; 60  | —                                  | 97—151                       | 114—168                                     | 9         |
| КС85-68    | ЗН-81                                | 63; 5; 73   | 89, 95                             | 108—161                      | 127—178                                     | 15        |
| КС100-79   | ЗН-95<br>ЗЛ-90                       | —   | —                                  | 132—214                      | 146—219                                     | 20        |
| КС115-94   | ЗН-108<br>ЗШ-103<br>ЗЛ-110           | 89  | 108                                | 151—214                      | 168—219                                     | 24        |
| КС125-106  | ЗШ-118<br>ЗУ-120<br>ЗЛ-120           | —   | 120                                | 161—269                      | 194—273                                     | 25        |
| КС132-113  | —                                    | 102   | —                                  | 190,5—269                    | 219—273                                     | 38        |
| КС150-123  | ЗН-140<br>ЗЛ-136<br>ЗШ-133<br>ЗУ-146 | 114   | 113; 146                           | 190,5—269                    | 219—273                                     | 50        |
| КС160-138  | ЗУ-155<br>ЗЛ-152                     | —   | —                                  | 214—269                      | 245—273                                     | 55        |
| КС180-155  | ЗН-172<br>ЗЛ-168                     | —   | —                                  | 244,5—393,7                  | 273—407                                     | 78        |
| КС195-168  | ЗШ-178<br>ЗУ-185                     | —   | 178                                | 244,5—393,7                  | 273—407                                     | 57        |
| КС210-216  | ЗН-197<br>ЗШ-203<br>ЗЛ-206           | —   | 203                                | 269—508                      | 299—508                                     | 66        |
| КС235-216  | —                                    | —   | 229                                | 285—508                      | 324—508                                     | 68        |
| КС240-240  | —                                    | —   | 254                                | 311—508                      | 340—508                                     | 72        |
| КС28-0-230 | —                                    | —   | 273                                | 346—508                      | 377—508                                     | 91        |
| КС31-5-236 | —                                    | —   | 299                                | 393,7—508                    | 426—508                                     | 80        |

инструмента. При этом необходимо не допустить превышения паспортной грузоподъемности.

Если ловильные трубы вследствие прихвата или других причин не могут быть подняты целиком, то их поднимают по частям колоколами с направлениями ловильной и присоединительной резьб и выреза в воронке, обратными направлениями резьб ловимой колонны труб.

Колокола ловильные сквозные КС обеспечивают пропуск сквозь корпус оборванного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом путем нарезания резьбы на наружной поверхности замков или муфты. Эти колокола также изготавливают с резьбой под воронку. Ловильная резьба аналогична резьбе несквозных колоколов К. В табл. II.2 приведена техническая характеристика колоколов сквозных КС.

Порядок проведения ловильной работы такой же, как и при несквозных колоколах.

### МЕТЧИКИ ЛОВИЛЬНЫЕ. ОСТ 26-02-1272—75

Метчики ловильные выпускаются в четырех видах: метчики МЭУ (метчик эксплуатационный универсальный) и МЭС (метчик эксплуатационный специальный) ОСТ 26-02-1272—75 и метчики МБУ (метчик бурильный универсальный) и МСЗ (метчик специальный замковый).

Метчики типа МЭУ и МЭС (рис. II.3 и II.4) предназначены для захвата и извлечения оставшейся в скважине колонны насосно-компрессорных труб, оканчивающихся муфтой. Метчики МЭУ (выпускаются четырех типоразмеров) врезаются во внутреннюю поверхность трубы и муфты ввинчиванием. Метчики МЭС врезаются ввинчиванием в резьбу муфты. Допускается применение метчиков для захвата и извлечения колонны за высаженный конец трубы без муфты.

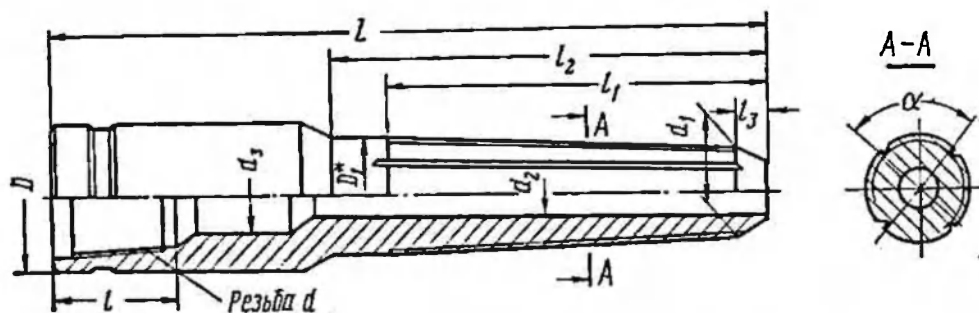


РИС. II.3. Метчик универсальный МЭУ

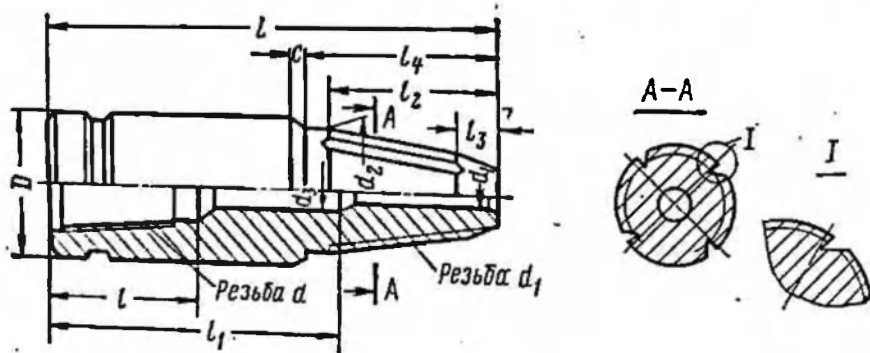


РИС. II.4. Метчик специальный МЭС



Корпус метчика изготовлен в виде усеченного корпуса, на верхнем конце которого имеется внутренняя замковая резьба для сцепывания с ловильной колонной буровых труб, а на нижнем — ловильная.

Центрирующий конус на нижнем конце метчика облегчает ввод его в ловимый объект. Вдоль всего конуса ловильной резьбы предусмотрены продольные канавки для выхода стружки при врезании метчика в тело трубы.

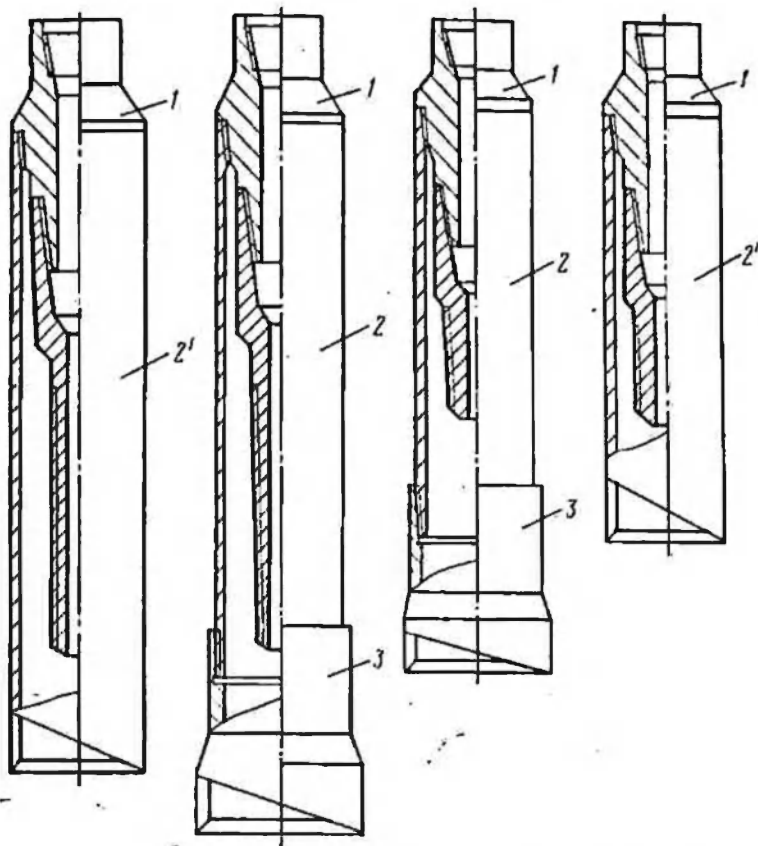


РИС. 11.5. Варианты соединения метчиков МЭУ и МЭС с центрирующими приспособлениями:  
1 — головка; 2' — направление; 2 — направление с вырезом; 3 — воронка

Грани продольных канавок на режущей части выполнены под углом  $5^\circ$ . Резьба метчика подвергается цементации с последующей закалкой и отпуском. Ловильная резьба универсального метчика имеет специальный профиль конусностью 1 : 8.

Универсальные и специальные метчики для колонны насосно-компрессорных труб изготавливают без резьбы под направление. При работе метчиком в скважине большого диаметра применяются центрирующие приспособления, облегчающие ввод метчика в ловимую колонну. Центрирующие приспособления (направление, направление с вырезом) крепятся к специальной головке, присоединяемой к метчику. Рекомендуемые варианты соединения метчиков с центрирующими приспособлениями ОСТ 26-02-1312—75 приведены на рис. 11.5.

Метчики изготовляют правыми и левыми. Ловильная резьба специальных метчиков имеет профиль и размеры резьбы соответствующей насосно-компрессорной трубе (гладкой или высаженной). В остальном специальные метчики не

отличаются от универсальных. Принцип действия универсального и специального метчиков одинаковый. При работе правым специальным метчиком происходит свинчивание его с муфтой ловимой трубы; при работе левым — прорезание резьбы муфты ловимой трубы и одновременно свинчивание метчика с ловимым объектом.

Метчики выбираются для ловильных работ после тщательного обследования скважины и определения состояния верхнего конца ловимого объекта. Перед спуском в скважину проверяется (визуально) ловильная резьба метчика для выявления возможных дефектов.

Для спуска в скважину к метчику присоединяют центрирующее приспособление (если это необходимо). При этом измеряют расстояние от торца воронки до торца метчика, величину захода (расстояние от торца метчика до места крепления его с инструментом) и проверяют соответствие диаметра воронки диаметру скважины.

Бурильную колонну с метчиком спускают в скважину и останавливают за 30 м до верхней части оставленной аварийной колонны. Восстанавливая циркуляцию, ощупывают верхний конец аварийного объекта. Сигналом обнаружения аварийного конца является снижение веса бурильной колонны, что определяется по индикатору веса. При обнаружении аварийного конца на расчетной глубине, во избежание осложнений, дальнейший спуск более одного метра не рекомендуется.

Не прекращая циркуляцию и медленно вращая колонну, метчик вводят в ловимые трубы. При попадании в них метчика увеличивают давление на вы-

ТАБЛИЦА 11.3

| Метчик    | Условный диаметр ловильных труб (ГОСТ 633—80) | Условный диаметр колонны обсадных труб | Грузоподъемная сила кН | Масса, кг |
|-----------|---|--|------------------------|-----------|
| МЭУ36-60  | 48; В 48                                      | 114—168                                | 300                    | 8,5       |
| МЭУ48-80  | 60; В 50<br>73; В 73                          | 114—194                                | 450                    | 12        |
| МЭУ69-100 | 89; В 89                                      | 140—273                                | 600                    | 17,5      |
| МЭУ85-127 | 102; В 102<br>114; В 114                      | 168—273                                | 750                    | 28        |

ТАБЛИЦА 11.4

| Метчик   | Условный диаметр ловильных труб (ГОСТ 633—80) | Условный диаметр колонны обсадных труб | Грузоподъемная сила кН | Масса, кг |
|----------|---|--|------------------------|-----------|
| МЭС-В33  | В33   | 114; 168                               | 210                    | 7         |
| МЭС-В42  | В42   |  | 280                    | 7         |
| МЭС-48   | 48  |  | 360                    | 7,5       |
| МЭС-В48  | В48   |  | 390                    | 7,5       |
| МЭС-60   | 60  | 114; 194                               | 560                    | 8         |
| МЭС-В60  | В60   |  | 590                    | 8,5       |
| МЭС-73   | 73  |  | 760                    | 10        |
| МЭС-В73  | В73   |  | 760                    | 10,5      |
| МЭС-89   | 89  | 140; 273                               | 1090                   | 13        |
| МЭС-В89  | В89   |  |                        |           |
| МЭС-102  | 102   | 168; 273                               | 1260                   | 18        |
| МЭС-В102 | В102  |  |                        |           |
| МЭС-114  | 114   |  |                        |           |
| МЭС-В114 | В114  |  |                        |           |
|          |   |  | 1530                   | 20        |
|          |   |  | 1530                   | 21        |

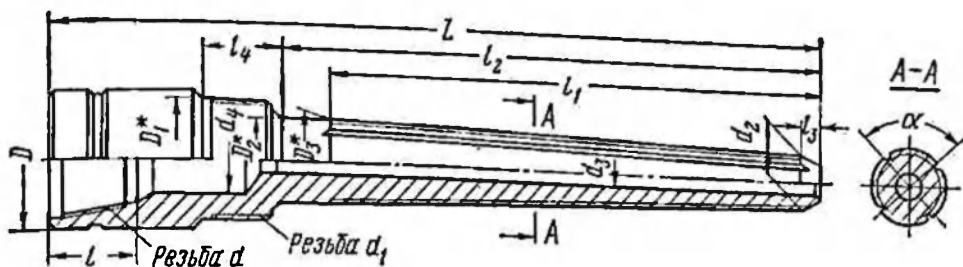


РИС. II.6. Метчик универсальный МБУ с резьбой под паправление для бурильных труб

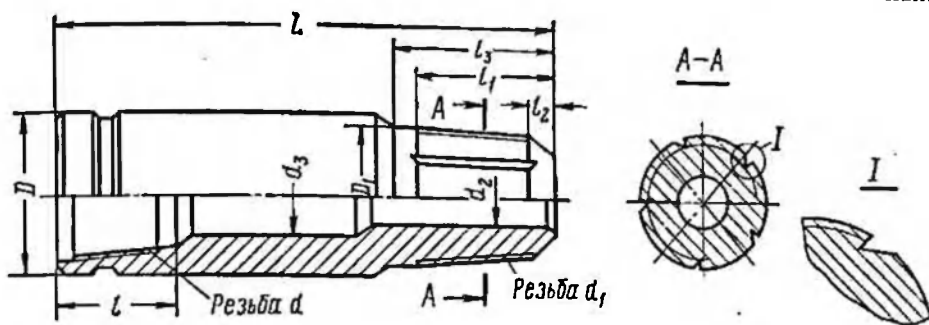


РИС. II.7. Метчик специальный МСЗ для бурильных замков

киде насоса. Если при вращении метчика, т. е. при врезании в ловимые трубы, давление резко поднимается, это значит, что через башмак аварийных труб не восстанавливается циркуляция. В таких случаях, во избежание осложнений, необходимо приостановить врезание до восстановления циркуляции. При отсутствии последней необходимо сорвать метчик подъемом бурильных труб. В случае прихвата аварийных труб и невозможности восстановления циркуляции допускается повторное врезание метчика без закачки жидкости, но более медленным вращением инструмента для установления температурного режима.

Врезание проводят под начальной осевой нагрузкой 0,15—0,2 кН, т. е. после этого осевую нагрузку постепенно увеличивают до 0,4 кН и закрепляют метчик до отказа. Расхаживанием извлекают трубы на поверхность. Если ловимые трубы, вследствие прихвата или других причин, не могут быть подняты целиком на поверхность, то подъем необходимо произвести по частям.

Технические характеристики метчиков МЭУ и МЭС приведены в табл. II.3 и II.4.

Метчики для бурильных труб МБУ (универсальные) и МСЗ (специальные). Эти метчики (рис. II.6, II.7) имеют конструктивные особенности и порядок применения, аналогичные метчикам МЭУ и МЭС.

В отличие от метчиков для насосно-компрессорных труб метчики для колонны бурильных труб изготовляют с резьбой под направление. Ловильная резьба универсального метчика имеет специальный профиль конусностью 1:16. Методы ликвидации аварий с бурильными метчиками такие же, как и с метчиками для насосно-компрессорных труб.

Для бурильных труб рекомендуется крепить метчик при нагрузках 0,3—0,4 кН, а в отдельных случаях, в зависимости от материала трубы, можно нагрузку довести до 0,5—0,7 кН. Обычно признаком нарезания служит снижение нагрузки.

ТАБЛИЦА № 12

| Метчик     | Захватываемые диаметры, мм | Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм |  | Грузоподъемная сила, кН |            | Масса, кг |
|------------|----------------------------|---|--|-------------------------|------------|-----------|
|            |                            | необсаженной (по долоту)                    | обсаженной (условный диаметр обсадной колонны) | наименьшая              | наибольшая |           |
| МБУ20-45   | 24—40                      | 97—151                                      | 114—168  | 1,60                    | 300        | 9         |
| МБУ22-54   | 28—48                      | 108—161                                     | 127—178  | 2,20                    | 420        | 13        |
| МБУ32-93   | 38—55                      | 118—214                                     | 140—219  | 3,00                    | 640        | 20        |
| МБУ58-94   | 64—85                      | 140—269                                     | 168—273  | 5,60                    | 820        | 28        |
| МБУ74-120  | 80—110                     | 190,5—508                                   | 219—508  | 7,60                    | 1150       | 68        |
| МБУ100-142 | 106—132                    | 244,5—508                                   | 273—508  | 11,00                   | 1400       | 83        |
| МБУ127-164 | 133—154                    | 244,5—508                                   | 273—508  | 11,50                   | 1450       | 89        |

ТАБЛИЦА № 13

| Метчик  | Объект ловли (замки) | Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм |   | Грузоподъемность, кН | Масса, кг |
|---------|----------------------|---|---|----------------------|-----------|
|         |                      | необсаженной (по долоту)                    | обсаженной (условный диаметр обсадных колонн) |                      |           |
| МСЗ-62  | ЗН-80                | 97—151                                      | 114—168                                       | 10                   | 4         |
| МСЗ-76  | ЗН-95                | 108—161                                     | 127—178                                       | 16                   | 5         |
| МСЗ-88  | ЗЛ-90                | 118—161                                     | 140—178                                       | 20                   | 14        |
|         | ЗН-108               |   |   |                      |           |
| МСЗ-92  | ЗН-113               | 132—161                                     | 146—178                                       | 20                   | 15        |
|         | Раструб ТБПВ-73      |   |   |                      |           |
|         | ЗШ-108               |   |   |                      |           |
| МТЗ-101 | ЗУ-108               | 140—214                                     | 168—219                                       | 20                   | 16        |
|         | ЗЛ-110               |   |   |                      |           |
| МСЗ-102 | ЗН-120               | 140—214                                     | 168—219                                       | 20                   | 15        |
|         | Раструб ТБПВ-89      |   |   |                      |           |
| МСЗ-117 | ЗН-140               | 151—209                                     | 178—273                                       | 26,5                 | 22        |
|         | ЗЛ-136               |   |   |                      |           |
| МСЗ-121 | ЗШ-146               | 151—269                                     | 178—273                                       | 26,5                 | 25        |
|         | ЗУ-155               |   |   |                      |           |
| МСЗ-133 | ЗЛ-152               | 190,5—269                                   | 219—273                                       | 27,5                 | 27        |
|         | Раструб ТБПВ-114     |   |   |                      |           |
| МСЗ-140 | ЗН-172               | 214—394                                     | 245—426                                       | 33                   | 37        |
| МСЗ-147 | ЗШ-178               | 214—394                                     | 245—426                                       | 33                   | 36        |
|         | ЗЛ-168               |   |   |                      |           |
|         | ЗЛ-172               |   |   |                      |           |
|         | Раструб ТБПВ-127     |   |   |                      |           |
| МСЗ-152 | ЗН-197               | 244,5—508                                   | 273—508                                       | 37                   | 50        |
| МСЗ-161 | ЗУ-185               | 244,5—508                                   | 273—508                                       | 33                   | 40        |
|         | Раструб ТБПВ-146     |   |   |                      |           |
| МСЗ-171 | ЗШ-203               | 244,5—508                                   | 273—508                                       | 37                   | 55        |
| МСЗ-189 | ЗУ-212               | 244,5—508                                   | 273—508                                       | 35                   | 60        |

Захват утолщенных труб следует только после безуспешных попыток врезания колоколом.

Техническая характеристика метчиков для колонны бурильных труб МБУ и МСЗ приведена в табл. II.5 и II.6.

Метчик освобождающийся МКО1-114-168 (рис. II.8). Предназначен для захвата за резьбу муфты насосно-компрессорных труб и относится к типу специальных метчиков. Метчик присоединяется к колонне бурильных труб, на которой спускается в скважину, при помощи резьбы, нарезанной на верхнем конце корпуса. В наклонные пазы корпуса 1 с выступами формой ласточкина хвоста посередине вставлены плашки 4, в которых снаружи предусмотрена специальная левая резьба, соответствующая резьбе ловимых труб. Плашки в крайнем (рабочем) положении удерживаются от самопроизвольного перемещения вверх винтами 2. В отверстиях корпуса под плашками установлены подпружиненные штифты 3.

Метчик освобождают от захвата срезанием винтов 2 под действием осевой нагрузки. Для этого резко опускают колонну бурильных труб вниз, в результате чего срезаются винты, прикрепляющие плашки к корпусу. Последний перемещается относительно плашек. Пружинные штифты под действием пружин выходят из гнезд и препятствуют возврату плашек в первоначальное положение. Освобожденный метчик поднимают из скважины.

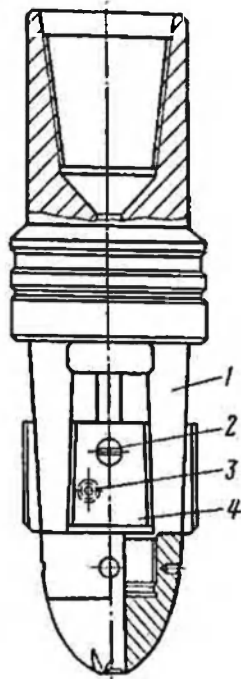


РИС. II.8. Метчик освобождающийся МКО1-114-168 для насосно-компрессорных труб

#### Техническая характеристика

|   |      |
|---|------|
| Условный диаметр ловимых насосно-компрессорных труб, мм . . . . . | 114  |
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм . . . . .                    | 168  |
| Присоединительная резьба (замковая) . . . . .                     | 3-88 |
| Наибольшая грузоподъемная сила, кН . . . . .                      | 38   |
| Масса, кг . . . . .   | 14   |

Разработаны также метчики освобождающиеся для захвата бурильного замка ЗШ-140 и ЗШ-178. Принцип их работы такой же, как и метчика освобождающегося для насосно-компрессорных труб. Конструкция позволяет после винчивания метчика обеспечивать герметичность для осуществления циркуляции жидкости через башмак бурильного инструмента.

#### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ КОЛОКОЛОВ И МЕТЧИКОВ

Конструкция колоколов и метчиков (универсальных) должна позволять врезание в тело бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб и обеспечивать необходимую грузоподъемность для подъема ловимой колонны труб из скважины.

Колокола и метчики изготавливаются в соответствии с общетехническими требованиями ОСТ 26-02-1272—75, а также ОСТ 26-02-1275—75 «Колокола ловильные», ОСТ 26-02-909—73 «Колокола сквозные», ОСТ 26-02-1273—75 «Метчики ловильные для насосно-компрессорных труб», ОСТ 26-02-1274—75 «Метчики бурильные».



| Колокол  | Резьба $d$    |              |             | Резьба $d_1$ |       | Размеры, мм |       |       |     |       |        |     |       |       |       |       |       | Число ниток на 25,4 мм длины резьбы | $f$ | $\alpha^\circ$ |     |
|----------|---------------|--------------|-------------|--------------|-------|-------------|-------|-------|-----|-------|--------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------------------|-----|----------------|-----|
|          | ГОСТ 5286-75* | ГОСТ 1916-75 | ГОСТ 633-80 | ГОСТ 632-64* | $d_2$ | $d_3$       | $d_4$ | $d_5$ | $D$ | $D_1$ | $D_2$  | $l$ | $l_1$ | $l_2$ | $l_3$ | $l_4$ | $l_5$ |                                     |     |                | $L$ |
|          |               |              |             |              |       |             |       |       |     |       |        |     |       |       |       |       |       |                                     |     |                |     |
| K42-25   | —             | 3-50         | 60          | —            | 42    | 25          | 25    | 50    | 65  | 65    | 60,30  | 230 | 102   | —     | 6,90  | —     | 56    | 385                                 | 10  | 2,5            | 90  |
| K50-31   | —             | 3-50         | 60          | —            | 50    | 31          | 31    | 62    | 65  | 65    | 60,30  | 250 | 70    | 205   | 1,70  | —     | 56    | 340                                 | 10  |                | 90  |
| K58-40   | 3-62          | —            | 89          | —            | 58    | 40          | 38    | 77    | 80  | 90    | 88,90  | 275 | 90    | 315   | 16,40 | 150   | 73    | 490                                 | 10  |                | 90  |
| K70-52   | 3-62          | —            | 89          | —            | 70    | 52          | 38    | 77    | 80  | 90    | 88,90  | 285 | 90    | 325   | 6,06  | 150   | 73    | 510                                 | 8   |                | 90  |
| K85-64   | 3-76          | —            | 102         | —            | 85    | 64          | 45    | 88    | 95  | 102   | 101,60 | 330 | 100   | 370   | 2,60  | 150   | 73    | 550                                 | 8   |                | 90  |
| K100-78  | 3-88          | —            | B114        | —            | 100   | 78          | 55    | 107   | 108 | 122   | 120,65 | 340 | 110   | 380   | 6,06  | 170   | 80    | 595                                 | 8   |                | 72  |
| K110-91  | 3-101         | —            | —           | —            | 110   | 91          | 68    | 114   | 118 | 132   | 127,00 | 300 | 110   | 350   | 3,40  | 170   | 78    | 555                                 | 8   |                | 72  |
| K125-103 | 3-121         | —            | —           | —            | 125   | 103         | 88    | 132   | 146 | 148   | 146,00 | 345 | 115   | 400   | 6,06  | 200   | 90    | 590                                 | 8   |                | 72  |
| K135-113 | 3-133         | —            | —           | —            | 135   | 113         | 105   | 151   | 155 | 170   | 163,30 | 340 | 130   | 400   | 14,70 | 200   | 95    | 635                                 | 8   |                | 72  |
| K150-128 | 3-147         | —            | —           | —            | 150   | 128         | 117   | 180   | 173 | 194   | 193,70 | 350 | 142   | 410   | 25,90 | 210   | 90    | 655                                 | 8   |                | 72  |
| K174-143 | 3-171         | —            | —           | —            | 174   | 143         | 140   | 208   | 203 | 223   | 219,10 | 490 | 145   | 550   | 27,70 | 210   | 92    | 800                                 | 8   | 72             |     |

\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

ТАБЛИЦА 11.8

| Колокол | $d$ , мм     |              | $d_1$ , мм   |              | Размеры, мм |       |     |       |        |     |     |       | Масса, кг, не более |       |
|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------|-----|-------|--------|-----|-----|-------|---------------------|-------|
|         | Резьбы труб  |              |              |              | $d_2$       | $d_3$ | $D$ | $D_1$ | $D_2$  | $L$ | $l$ | $l_1$ |                     | $l_2$ |
|         | ГОСТ 632-64* | ГОСТ 632-64* | ГОСТ 632-64* | ГОСТ 632-64* |             |       |     |       |        |     |     |       |                     |       |
| KC54    | —            | 60           | —            | 73           | 54          | 39    | 73  | 60    | 73,00  | 330 | 245 | 60    | —                   | 8,0   |
| KC69    | —            | 73           | —            | 89           | 69          | 52    | 90  | 73    | 88,90  | 380 | 280 | 70    | 70                  | 13,0  |
| KC85    | —            | 89           | —            | 102          | 85          | 68    | 108 | 50    | 161,60 | 390 | 280 | 80    | 75                  | 17    |
| KC100   | —            | 102          | —            | B-114        | 100         | 79    | 122 | 107   | 120,65 | 450 | 340 | 35    | 80                  | 20    |
| KC115   | 114          | —            | —            | —            | 115         | 94    | 140 | 127   | 139,70 | 460 | 345 | 90    | 80                  | 24    |
| KC125   | 127          | 102          | 140          | —            | 125         | 106   | 148 | 134   | 146,00 | 440 | 310 | 90    | 90                  | 25    |
| KC132   | 146          | —            | 168          | —            | 132         | 113   | 170 | 154   | 168,3  | 430 | 305 | 95    | 90                  | 48    |
| KC150   | 146          | —            | 178          | —            | 150         | 123   | 178 | 164   | 177,80 | 580 | 445 | 100   | 95                  | 50    |
| KC160   | 168          | —            | 194          | —            | 160         | 138   | 194 | 180   | 193,70 | 500 | 370 | 100   | 88                  | 55    |
| KC180   | 178          | —            | 219          | —            | 180         | 155   | 223 | 205   | 219,10 | 560 | 425 | 100   | 90                  | 78    |
| KC195   | 194          | —            | 219          | —            | 195         | 168   | 220 | 205   | 219,10 | 575 | 440 | 105   | 90                  | 57    |
| KC210   | 219          | —            | 245          | —            | 210         | 185   | 245 | 230   | 244,59 | 550 | 400 | 110   | 98                  | 66    |
| KC235   | 245          | —            | 273          | —            | 235         | 216   | 274 | 260   | 275,10 | 480 | 325 | 110   | 85                  | 68    |
| KC260   | 273          | —            | 299          | —            | 260         | 240   | 299 | 264   | 238,50 | 495 | 320 | 110   | 105                 | 72    |
| KC280   | 299          | —            | 324          | —            | 280         | 240   | 321 | 301   | 323,00 | 510 | 350 | 110   | 105                 | 91    |
| KC305   | 524          | —            | 340          | —            | 305         | 286   | 345 | 325   | 339,70 | 480 | 320 | 110   | 105                 | 80    |

\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

ТАБЛИЦА 11.9

| Метчик    | Резьба $d$   |               | Размеры, мм |       |       |     |       |     |       |       |       | $L$ | $\alpha^\circ$ | Грузо-подъемная сила, кН | Масса, кг, не более |
|-----------|--------------|---------------|-------------|-------|-------|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-----|----------------|--------------------------|---------------------|
|           | ГОСТ 7918-75 | ГОСТ 5286-75* | $d_1$       | $d_2$ | $d_3$ | $D$ | $D_1$ | $l$ | $l_1$ | $l_2$ | $l_3$ |     |                |                          |                     |
| МЭУ36-60  | 3-50         | —             | 36          | 15    | 28    | 65  | 60    | 47  | 207   | 240   | 15    | 420 | 90°            | 300                      | 8,5                 |
| МЭУ46-80  | —            | 3-76          | 46          | 17    | 32    | 90  | 80    | 100 | 292   | 325   | 20    | 500 | 72°            | 450                      | 12,0                |
| МЭУ69-100 | —            | 3-88          | 69          | 20    | 38    | 108 | 100   | 110 | 278   | 310   | 30    | 485 | —              | 600                      | 17,5                |
| МЭУ85-127 | —            | 3-117         | 85          | 30    | 58    | 134 | 127   | 125 | 371   | 405   | 35    | 580 | —              | 750                      | 28,0                |

ТАБЛИЦА 11.10

| Метчик   | Резьба $d$   |               | Резьба $d_1$<br>ГОСТ 633-80* | Размеры, мм |       |     |       |     |       |       |       |     |
|----------|--------------|---------------|------------------------------|-------------|-------|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-----|
|          | ГОСТ 7918-75 | ГОСТ 5286-75* |                              | $d_1$       | $d_2$ | $D$ | $D_1$ | $l$ | $l_1$ | $l_2$ | $l_3$ | $L$ |
| МЭС-В33  | 3-50         | —             | В33                          | 12          | 28    | 65  | 37,3  | 47  | 43    | 5     | 65    | 240 |
| МЭС-В42  | —            | —             | В42                          | 15          | —     | —   | 46,0  | —   | 47    | 6     | —     | —   |
| МЭС-48   | —            | —             | 48                           | —           | —     | —   | 48,3  | —   | 49    | —     | —     | —   |
| МЭС-В48  | —            | —             | В48                          | —           | —     | —   | 53,2  | 100 | —     | —     | —     | —   |
| МЭС-60   | —            | 3-76          | 60                           | 10          | 45    | 90  | 60,3  | —   | 60    | 12    | 80    | 270 |
| МЭС-В60  | —            | —             | В60                          | 10          | —     | —   | 65,9  | —   | 69    | —     | 90    | —   |
| МЭС-73   | —            | —             | 73                           | 12          | —     | —   | 73,0  | 100 | 73    | 14    | 95    | 280 |
| МЭС-В73  | —            | —             | В73                          | —           | —     | —   | 78,6  | —   | 75    | —     | —     | —   |
| МЭС-89   | —            | 3-88          | 89                           | 20          | 58    | 108 | 88,9  | 110 | 80    | 14    | 100   | 290 |
| МЭС-В89  | —            | —             | В89                          | —           | —     | —   | 95,2  | —   | 81    | —     | —     | —   |
| МЭС-102  | —            | 3-117         | 102                          | 16          | 78    | 134 | 101,6 | 120 | 85    | 16    | 105   | 300 |
| МЭС-В102 | —            | —             | В102                         | —           | —     | —   | 108,0 | —   | 87    | —     | —     | —   |
| МЭС-114  | —            | —             | 114                          | 25          | —     | —   | 114,3 | —   | 90    | 18    | 110   | 310 |
| МЭС-В114 | —            | —             | В114                         | —           | —     | —   | 120,6 | —   | 92    | —     | —     | —   |

\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

| Метчик      | Резьба d<br>ГОСТ 5286-75* | Размеры, мм  |                |                |                |     |                |                |                |     |                |                |                | α    |    |     |
|-------------|---------------------------|--|----------------|----------------|----------------|-----|----------------|----------------|----------------|-----|----------------|----------------|----------------|------|----|-----|
|             |                           | Резьба d <sub>1</sub><br>ГОСТ 613-80* ГОСТ 632-64* |                |                |                |     |                | Размеры, мм    |                |     |                |                |                |      |    |     |
|             |                           | d <sub>1</sub>                                     | d <sub>2</sub> | d <sub>3</sub> | d <sub>4</sub> | D   | D <sub>1</sub> | D <sub>2</sub> | D <sub>3</sub> | l   | l <sub>1</sub> | l <sub>2</sub> | l <sub>3</sub> |      | L  | C   |
| МБУ 20-45   | 3-62                      | 79   | —              | —              | —              | 80  | 48,7           | 45,6           | 80             | 415 | 435            | 5              | 76             | 715  | 6  | 90° |
| МБУ 22-54   | 3-76                      | 89   | —              | —              | —              | 95  | 57,2           | 54,2           | 100            | 520 | 570            | 10             | 86             | 830  | —  | 72° |
| МБУ 32-73   | 3-88                      | 102  | —              | —              | —              | 108 | 76,2           | 73,1           | 110            | 670 | 720            | 25             | 85             | 905  | —  | 72° |
| МБУ 38-94   | 3-102                     | —  | 114            | —              | —              | 120 | 96,8           | 93,7           | —              | 595 | 645            | 30             | 110            | 1105 | 10 | 72° |
| МБУ 74-120  | 3-147                     | —  | 168            | —              | —              | 178 | 123,4          | 120,3          | 140            | 770 | 820            | 35             | 110            | 1015 | —  | 72° |
| МБУ 100-142 | 3-171                     | —  | 194            | —              | —              | 203 | 145,6          | 142,5          | —              | 710 | 760            | 35             | 110            | 975  | —  | 72° |
| МБУ 127-164 | 3-180                     | —  | 219            | —              | —              | 220 | 167,5          | 164,5          | —              | 635 | 685            | 35             | 110            | 975  | —  | 72° |

\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

ТАБЛИЦА II.12

| Метчик  | Резьба d<br>ГОСТ 5286-75* | Размеры, мм    |                |                |     |                |                |                |   |     |                  |                |                | L |
|---------|---------------------------|----------------|----------------|----------------|-----|----------------|----------------|----------------|---|-----|------------------|----------------|----------------|---|
|         |                           | Размеры, мм    |                |                |     |                |                | Размеры, мм    |   |     |                  |                |                |   |
|         |                           | d <sub>1</sub> | d <sub>2</sub> | d <sub>3</sub> | l   | l <sub>1</sub> | l <sub>2</sub> | l <sub>3</sub> | C | D   | D <sub>1</sub>   | D <sub>2</sub> | D <sub>3</sub> |   |
| МСЗ-62  | 3-62                      | 16             | 62,070         | 30             | 80  | 87             | 24             | 107            | 3 | 80  | 28 <sup>1)</sup> |                |                |   |
| МСЗ-76  | 3-76                      | —              | 76,200         | 40             | 110 | 113            | 30             | 133            | — | 95  | 300              |                |                |   |
| МСЗ-88  | 3-88                      | —              | 98,887         | 35             | 110 | 127            | 39             | 147            | — | 103 | 300              |                |                |   |
| МСЗ-92  | 3-92                      | —              | 92,075         | 40             | 100 | 123            | 44             | 146            | — | 118 | 300              |                |                |   |
| МСЗ-101 | 3-101                     | 20             | 101,438        | —              | 110 | 135            | 46             | 155            | — | 120 | 300              |                |                |   |
| МСЗ-102 | 3-102                     | 30             | 102,010        | 50             | 125 | 133            | 42             | 153            | 5 | 140 | 360              |                |                |   |
| МСЗ-117 | 3-117                     | —              | 117,462        | —              | 120 | 130            | 27             | 150            | — | 146 | 360              |                |                |   |
| МСЗ-121 | 3-121                     | 20             | 121,709        | 40             | 120 | 130            | 61             | 180            | — | 155 | 360              |                |                |   |
| МСЗ-133 | 3-133                     | 40             | 133,300        | 60             | 130 | 160            | 56             | 184            | — | 178 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-140 | 3-140                     | —              | 140,195        | 70             | 135 | 164            | 33             | 184            | — | 197 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-147 | 3-147                     | 50             | 147,949        | 80             | 140 | 175            | 54             | 195            | 6 | 185 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-152 | 3-152                     | —              | 152,186        | —              | 140 | 173            | 62             | 193            | — | 197 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-161 | 3-161                     | 80             | 161,920        | 100            | 140 | 159            | 98             | 179            | — | 185 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-171 | 3-171                     | 70             | 171,536        | —              | 140 | 184            | 63             | 204            | — | 197 | 400              |                |                |   |
| МСЗ-189 | 3-189                     | 100            | 189,327        | —              | 140 | 184            | 63             | 204            | — | 197 | 400              |                |                |   |

Труболовки ТВМ60-1, ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ102-1 и ТВМ114-1 (исполнение 1) состоят из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении (рис. II.9).

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

### ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ ПЛАСЧЕЧНЫЕ ОСТ 26-16-1604-78 И ТУ 26-16-22-77

По назначению и характеру захвата труболовки бывают внутренними (захват за внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб) и наружными, а по принципу работы — освобождающимися и неосвобождающимися.

Стандартом предусмотрен выпуск труболовок ТВМ девяти типоразмеров. Труболовки ТВМ разработаны в двух исполнениях: ТВМ-1 (исполнение 1) — упирающиеся в торец захватываемой колонны труб и ТВМ-2 (исполнение 2) — заводимые внутрь захватываемой колонны труб на любую глубину (табл. II.13). Труболовки ТВМ-114 выпускаются в обоих исполнениях и имеют конструктивные отличия.

### ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ТВМ-1. ОСТ 26-16-1604-78

Труболовки ТВМ60-1, ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ102-1 и ТВМ114-1 (исполнение 1) состоят из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении (рис. II.9).

Основные размеры колоколов ловильных несквозных К, колоколов сквозных КС, метчиков универсальных МЭУ, метчиков специальных МЭС, метчиков бурильных универсальных МБУ, метчиков бурильных специальных МСЗ приведены в табл. II.7—II.12.

Колокола и метчики изготавливаются по рабочей техдокументации; качество заготовок, используемых для изготовления колоколов и метчиков, должно соответствовать:

поковок — группе III ГОСТ \* 8479-70;

заготовок из труб — ГОСТ 8731-74.

Колокола и метчики подвергаются термической обработке — цементации ловильной резьбы на глубину 0,8—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском до твердости HRC 56—62. Твердость не подвергающихся цементации поверхностей термически обработанных колоколов и метчиков принимается HB 241—285.

После нарезания поверхность ловильной резьбы очищается от окалины, заборки, заусенцев.

При изготовлении в соответствии с указанным выше стандартом гарантируется срок службы изделия до списания не менее пяти случаев врезания.

До проверки соответствия изготовленных метчиков и колоколов требованиям стандарта завод-изготовитель проводит приемо-сдаточные, периодические, а в необходимых случаях и типовые испытания, которые проводят при внесении в конструкцию или технологию изготовления существенных изменений для оценки их эффективности. При этом программа испытания согласовывается разработчиком и потребителем.

После изготовления размеры колоколов и метчиков проверяются универсальными средствами измерения, а резьбы контролируются калибрами.

ТАБЛИЦА 11-13

| Труболож | Исп. мн-ние | Условный диаметр захватывающих труб, мм | Разб. левая ГОСТ 5286-75 | Диаметр по плашкам, мм |                      | Наружный диаметр, мм | Длин: мм, не более | Грузоподъемн: наг. сила, кН | Масса, кг, не более |
|----------|-------------|---|--------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------------|---------------------|
|          |             |   |                          | соответств. не более   | выдвинутым, не менее |                      |                    |                             |                     |
| ТВМ60    | 1           | 60                                      | 3-76                     | 47                     | 57                   | 92                   | 900                | 250                         | 95                  |
| ТВМ73    |             | 73                                      |                          | 57                     | 66                   | 110                  | 1190               | 400                         | 38                  |
| ТВМ89    | 2           | 89                                      | 3-88                     | 71                     | 82                   | 132                  | 1300               | 600                         | 50                  |
| ТВМ102   |             | 102                                     |                          | 81                     | 96                   | 1430                 | 800                | 90                          |                     |
| ТВМ114   |             | 114                                     |                          | 95                     | 108                  | 1580                 | 1000               | 110                         |                     |
| ТВМ127   |             | 127-140                                 | 101                      | 132                    | 1600                 | 1000                 | 75                 |                             |                     |
| ТВМ146   |             | 146                                     | 118                      | 147                    | 1700                 | 2000                 | 96                 |                             |                     |
| ТВМ168   |             | 168-178                                 | 136                      | 169                    | 1900                 | 2200                 | 120                |                             |                     |
| ТВМ191   |             | 194                                     | 153                      | 192                    | 2500                 | 2500                 | 130                |                             |                     |

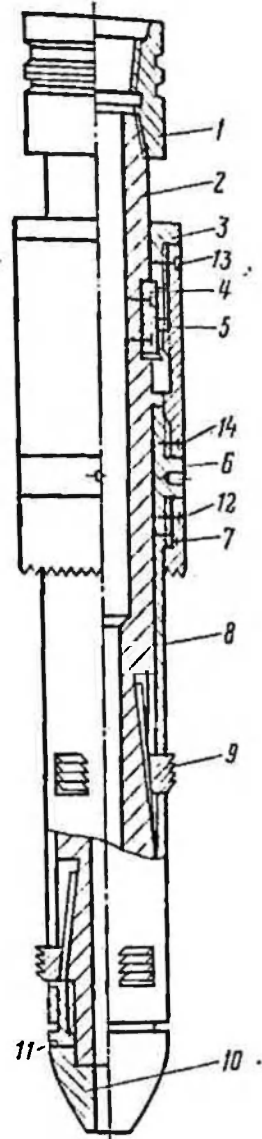


РИС. 11.9. Труболовка внутренняя освобождающаяся механического действия ТВМ-1

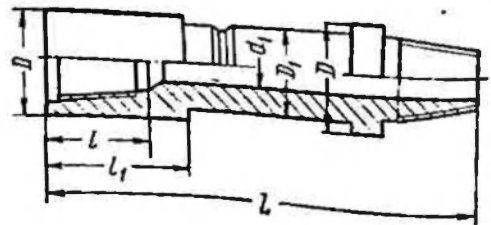


РИС. 11.10. Головка для соединения трубопроводов

Механизм захвата изготавливают в двух видах: одноплашечный (ТВМ60-1) и шестиплашечный (ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ102-1, ТВМ114-1). Он расположен в нижней части труболовки. В конструкции труболовки ТВМ60-1 состоит из стержня с гребенчатой насечкой и плашки, а в конструкции труболовки ТВМ73-1, ТВМ89-1, ТВМ102-1, ТВМ114-1 — из стержня, плашкодержателя, плашек и наконечника.

Стержень шестиплашечного механизма захвата имеет шесть наклонных плоскостей, расположенных в два яруса и смещенных относительно друг друга на 60°. Посредине каждой плоскости расположены продольные выступы с профилем сечения в виде ласточкина хвоста, по которым в вертикальном направлении синхронно перемещаются плашки 9 с плашкодержателем 8. Перемещение плашек ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, а в нижнем — упором плашек в торец наконечника 10. В одноплашечном механизме захвата функцию противоположной плашки выполняет гребенчатая насечка, на поверхности стержня труболовки, а роль плашкодержателя — поводок, ввинчиваемый в верхний торец плашки и удерживающий плашку после освобождения.

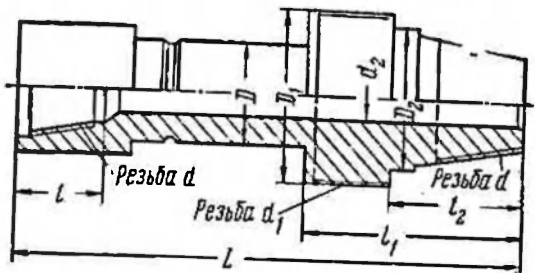


РИС. II.11. Головка с шейкой под направление

ТАБЛИЦА II.14

| Головка | Резьба d*<br>ГОСТ 5286—75 | d <sub>1</sub> | D   | D <sub>1</sub> | l   | l <sub>1</sub> | L   | Масса, кг,<br>не более |
|---------|---------------------------|----------------|-----|----------------|-----|----------------|-----|------------------------|
| ГШЗ-76  | 3-73                      | 32*            | 92  | 73             | 100 | 160            | 510 | 14,6                   |
| ГШЗ-88  | 3-88                      | 32             | 108 | 89             | 110 | 160            | 520 | 21,5                   |

\* Все размеры даны в мм.

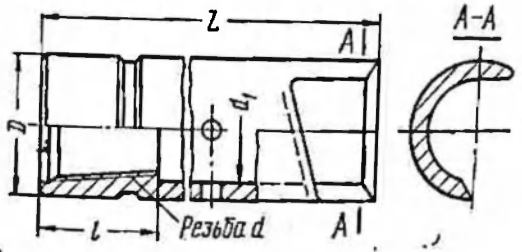


РИС. II.12. Направление с вырезом

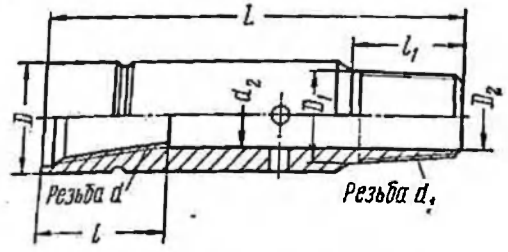


РИС. II.13. Направление с резьбой

Механизм освобождения состоит из корпуса 4, фиксатора 5, плашкодержателя 8 и тормозного башмака 7.

Фиксатор имеет наружную трапецидальную резьбу и два паза прямоугольного сечения, при помощи которых он может перемещаться вдоль шпонок, закрепленных на стержне 2. При этом фиксатор может ввинчиваться в корпус и вывинчиваться из него полностью до упора в бурт стержня, удерживая плашки в зафиксированном положении.

Корпус представляет собой полый цилиндр, на верхнем конце которого нарезана трапецидальная резьба, в которую завинчивается фиксатор и крышка 3, а на нижнем конце нарезана цилиндрическая резьба для соединения с ниппелем 6, на который накручен тормозной башмак с радиальными зубьями на торце. На верхний конец навинчивают переводник 1.

В труболовках ТВМ предусмотрен сквозной продольный канал для промывочной жидкости.

При работе труболовки в скважине большого диаметра применяются центрирующие приспособления.

ТАБЛИЦА II.8

| Направление с вырезом | Резьба $d^*$ |             | $d_1$ | $D$ | $l$ | $L$  | Масса, кг не более |
|-----------------------|--------------|-------------|-------|-----|-----|------|--------------------|
|                       | ГОСТ 633—80  | ГОСТ 632—80 |       |     |     |      |                    |
| ИПС102-98/114         | 102          | —           | 98    | 114 | 70  | 1400 | 40                 |
| ИПСВ114-118/32        | B114         | —           | 118   | 132 | 75  | 1550 | 55                 |
| ИПС146-148/168        | —            | 146         | 148   | 168 | 80  | 1700 | 78                 |

\* Все размеры даны в мм.

Труболовки с бурильной колонной соединяются при помощи специальных головок с шейкой ГШ, предусмотренных ОСТ 26-16-1604—78 (рис. II.10). В табл. II.14 даны размеры этих головок.

Для соединения труболовок с центрирующими приспособлениями этим же стандартом предусмотрена головка с шейкой под направление (рис. II.11). В табл. II.15 приводятся размеры этих головок.

На рис. II.12 представлено направление специальное с вырезом. В табл. II.16 приведены основные размеры.

На рис. II.13 изображено направление специальное с резьбой под воронку. В табл. II.17 приведены основные размеры.

В табл. II.18 приведена область применения труболовок ТВМ. Для различных типоразмеров труболовок предусмотрено применение центрирующих приспособлений (см. рис. II.12 и II.13).

### ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ТВМ-2 ОСТ 26-16-1604—78

Труболовка ТВМ114-2 (рис. II.14) состоит из механизмов захвата и освобождения. Основной деталью механизма захвата является стержень верхний 1, имеющий шесть плоскостей, скошенных под углом  $7^\circ$  и расположенных в два яруса. В каждом ярусе имеются три плоскости, оси симметрии которых располагаются под углом  $120^\circ$  друг к другу. Оси симметрии скошенных плоскостей нижнего яруса смещены относительно соответствующих осей верхнего на  $60^\circ$ .

Посредине каждой плоскости имеются продольные выступы с профилем сечения в виде ласточкина хвоста, по которым перемещаются плашки 3.

Каждая плашка имеет с передней стороны кольцевые нарезы пилообразного профиля, предназначенные для захвата ловимых труб, а с задней — скошенную плоскость и паз с профилем сечения, соответствующим выступу стержня, благодаря чему каждая плашка может перемещаться вдоль стержня.



ТАБЛИЦА II.15

| Головка с шпикой | Резьба $d^*$<br>(ГОСТ 5286—75) | Резьба $d_1$ |             | $d^*$ | $D$ | $D_1$  | $D_2$ | $l$ | $l_1$ | $l_2$ | $L$ | Масса, кг,<br>не более |
|------------------|--------------------------------|--------------|-------------|-------|-----|--------|-------|-----|-------|-------|-----|------------------------|
|                  |                                | ГОСТ 633—80  | ГОСТ 632—80 |       |     |        |       |     |       |       |     |                        |
| ГШЗ-76/10>       | 3-76                           | 102          | —           | 32    | 73  | 101,60 | 92    | 100 | 190   | 110   | 603 | 18,5                   |
| ГШЗ-76/В114      | В114                           | В114         | —           | —     | —   | 120,65 | 95    | —   | 195   | —     | 605 | 20,5                   |
| ГШЗ-88/143       | 3-88                           | —            | 146         | —     | 89  | 146,00 | 108   | 110 | 214   | 120   | 625 | 30,5                   |

\* Все размеры даны в мм.

ТАБЛИЦА II.17

| Направление<br>с резьбой                       | Резьба $d^*$ |             | $d_s$ | $l$ | $l_1$ | $D$ | $D_1$ | $D_2$ | $L$  | Масса, кг,<br>не более |
|--|--------------|-------------|-------|-----|-------|-----|-------|-------|------|------------------------|
|  | ГОСТ 633—80  | ГОСТ 632—80 |       |     |       |     |       |       |      |                        |
| НС102/114-98<br>НСВ14/143-118<br>НС146/168-148 | 102          | —           | 98    | 70  | 80    | 115 | 114,3 | 103   | 1260 | 40                     |
|  | В114         | —           | 118   | 75  | 95    | 140 | 139,7 | 125   | 1360 | 50                     |
|  | —            | 143         | 148   | 80  | 95    | 170 | 168,3 | 155   | 1500 | 70                     |

\* Все размеры даны в мм.

ТАБЛИЦА II.18

| Труболожка | Исполнение | Головки с шейкой | Центрирующие приспособления (ОСТ 25-02-1312-75) |  | Направления следящие                             | Условный диаметр обсадной колонны, в которой производится захватывание, мм | Интервалы между ридных диаметров захватываемых труб |
|------------|------------|------------------|---|--|--|--|---|
|            |            |                  | Направления                                     | Ворочки                                      |  |  |   |
| ТВМ60      | 1          | ГШЗ-76           | —   | —  | —  | 114<br>127; 140<br>140; 146<br>168   | 50—63   |
|            |            | ГШЗ-76/102       |   |  |  |  |   |
| ТВМ73      | 1          | ГШЗ-76           | —   | В114—102/132                                 | —  | 114<br>127<br>140; 146<br>168  | 51—63   |
|            |            | ГШЗ-76/102       |   |  |  |  |   |
| ТВМ89      | 1          | ГШЗ-76           | —   | —  | НВС102-98/114<br>НС102/114-98                    | 140; 143<br>168; 178<br>194<br>219   | 74—77   |
|            |            | ГШЗ-76/В114      |   |  |  |  |   |
| ТВМ102     | 1          | ГШЗ-88           | —   | —  | НДС146-148/168<br>НС146/168-148<br>НС146/168-148 | 168; 178<br>194<br>219<br>245<br>273                                       | 87—90   |
|            |            | ГШЗ-88/146       |   |  |  |  |   |
| ТВМ114     | 1          | ГШЗ-88           | —   | —  | НДС146-148/168<br>НС146/168-148                  | 168—178<br>194<br>219<br>245<br>273  | 98—104  |
|            |            | ГШЗ-88/146       |   |  |  |  |   |
| ТВМ127     | 2          | ГШЗ-76           | —   | В168—150/190<br>В168—150/212<br>В168—145/236 | НДС146-148/168<br>НС146/168-148                  | 168<br>194<br>219<br>245<br>273  | 109—128<br>123—140<br>144—164<br>165—187            |
|            |            | ГШЗ-88           |   |  |  |  |   |

Плашки надеваются на продольные выступы стержня вместе с плашкодержателем 2, представляющим собой тонкостенный цилиндр с шестью окнами для плашек. Ход плашек ограничивается в верхнем положении упором в запяточник стержня, а в нижнем (для плашек нижнего яруса) — упором в торец упорной гайки 4, которая навинчивается на нижний конец стержня при помощи специального торцевого ключа.

К деталям механизма освобождения относятся: стержень нижний, фиксатор, ограничитель фиксатора, направляющая фиксатора, тормоз и упорные подшипники.

Стержень нижний при помощи левой конической резьбы соединяется со стержнем верхним.

При помощи левой трапецеидальной резьбы стержень свинчивается с корпусом фиксатора 6, причем, во избежание затягивания резьбы, при свинчивании кулачок, имеющийся на нижнем торце корпуса фиксатора, упирается в плоскость головки ограничителя фиксатора 9, закрепленного на нижнем стержне. На боковой поверхности корпуса фиксатора закреплены при помощи винтов 8 две скользящие шпонки 7, которые входят в пазы направляющей фиксатора 11 и при отвинчивании фиксатора от стержня в процессе освобождения труболочки могут перемещаться вдоль этих пазов, не выходя полностью из них.

С нижним концом направляющей фиксатора соединяется узел тормоза труболочки, который состоит из пружинодержателя 12, четырех плоских пружин 13 и кольца 15 с винтами 14.

Пружины располагаются в пазах на боковой поверхности пружинодержателя. Нижние концы пружин закреплены винтами, завинчиваемыми в стенки пружинодержателя через отверстия в кольце.

Кольцо одевается снизу на пружинодержатель и крепится на нем при помощи дополнительных четырех винтов.

Вращение механизма освобождения труболочки облегчается благодаря наличию упорного шарикоподшипника 10. Наконечник 16 соединяется с нижним стержнем при помощи левой резьбы и стопорится винтами 17.

Труболочка имеет сквозной продольный канал для прохода промывочной жидкости.

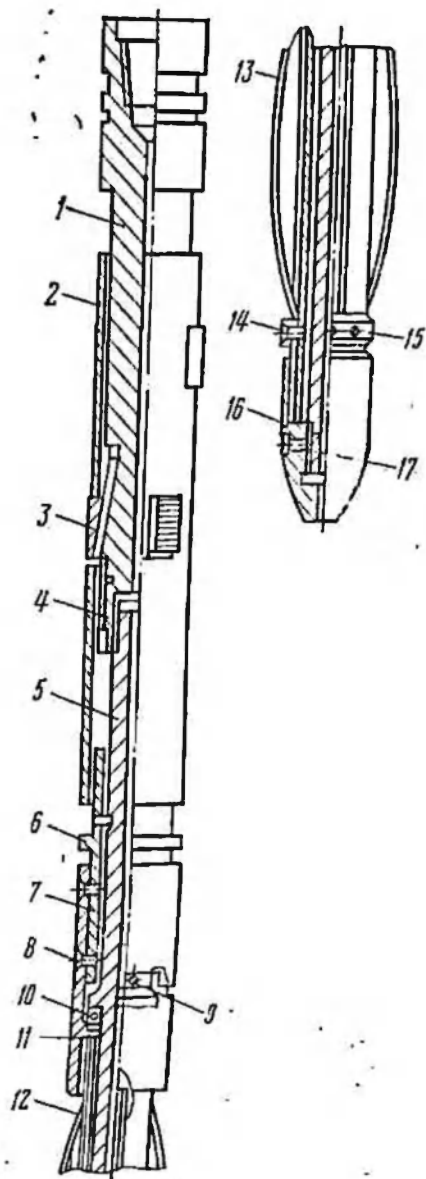


РИС. II.14. Труболочка внутренняя глубинная освобождающая ТВМ114-2:

1 — стержень верхний; 2 — плашкодержатель; 3 — плашка; 4 — гайка упорная; 5 — стержень нижний; 6 — корпус фиксатора; 7 — шпонка; 8 — винт; 9 — ограничитель фиксатора; 10 — шарикоподшипник; 11 — направляющая фиксатора; 12 — пружинодержатель; 13 — пружина; 14 — винт; 15 — кольцо; 16 — наконечник; 17 — винт

## МЕТОДИКА ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ТРУБОЛОВКАМИ ТВМ-1 И ТВМ-2

После приятия аварийной скважины цех капитального ремонта скважин, основываясь на промысловых данных, обследует скважины, определяет вид ловильных работ и выбирает соответствующие труболочки и центрирующие приспособления (если они необходимы).

Перед спуском труболочки ТВМ-1 в скважину необходимо проверить работу механизмов захвата и освобождения. Для этого труболочку устанавливают в вертикальном положении и перемещают плашкодержатель от руки возвратно-поступательно. В верхнем положении плашкодержателя плашки должны утратить в его окнах, перемещение должно быть плавным, без заедания. Затем корпус вращают (по часовой стрелке — для левой труболочки, против часовой стрелки — для правой труболочки) до тех пор, пока фиксатор не выйдет из зацепления с корпусом. При этом плашкодержатель переместится в крайнее верхнее положение и зафиксирует плашки в освобожденном положении.

Вращением корпуса против часовой стрелки фиксатор упирается в нижний торец крышки, труболочка приводится в рабочее положение.

Ловильные работы труболочкой проводят по следующей методике.

Труболочку присоединяют к нижнему концу колонны бурильных труб и спускают в скважину без вращения во избежание срабатывания механизма фиксации плашек в освобожденном положении.

За 30 м (во избежание прихвата инструмента) до верхнего конца аварийного объекта восстанавливают циркуляцию и при прокачке жидкости спускают труболочку до верхнего конца аварийного объекта. Строго следя за показаниями индикатора веса, медленно вводят инструмент внутрь ловимых труб. При этом фиксируют момент посадки инструмента. Рекомендуется при посадке не передавать полный вес бурильной колонны на аварийный объект во избежание осложнений.

После ввода труболочки в аварийные трубы осторожно приподнимают инструмент для захвата ловимой колонны труб. Увеличение веса по показаниям прибора свидетельствует о захвате ловимой колонны труб.

Расхаживанием в пределах грузоподъемности труболочки поднимают захваченные трубы. При невозможности подъема колонны захваченных труб приступают к ее отворачиванию вращением ротора против часовой стрелки для левой труболочки (по часовой стрелке — для правой труболочки). При этом рекомендуемая растягивающая нагрузка должна составить 50—70 кН (для труболочек ТВМ60-1, ТВМ73-1, ТВМ89-1) и 100—120 кН (для труболочек ТВМ114-1, ТВМ114-2).

Извлечение прихваченной колонны аварийных насосно-компрессорных труб методом отвинчивания является наиболее ответственным, так как при неправильном проведении работ по отвинчиванию труб возможно возникновение осложнений, падение труб во время их подъема, прихват скрученной части колонны труб и т. д.

Отвинчивание чаще всего применяется при извлечении прихваченной колонны труб из сильно искривленных и глубоких скважин.

При этом глубина места отвинчивания труб зависит от правильного регулирования растягивающей нагрузки на резьбовое соединение ловимых труб.

Трубы отвинчивают также метчиками и колоколами. Однако ими невозможно отвинчивать большое число труб.

При отвинчивании труб стремятся извлечь как можно больше их число. Для этого в отдельных случаях (при сильно закрепленных муфтовых соединениях) растягивающую нагрузку на бурильную колонну принимают близкой сумме весов бурильной колонны и свободной от прихвата части колонны аварийных труб с учетом грузоподъемности труболовки. При этом вероятность отворота над прихватом больше, так как в этой части колонны муфты насосно-компрессорных труб более разгружены. Отвинчивание муфты насосноротора вращением бурильных труб около 20 оборотов. Затем расхаживают ловильную колонну, периодически доводя растягивающую нагрузку до максимально допустимой. Так как при вращении закручиваются колонны бурильных и насосно-компрессорных труб (свободная от прихвата часть), то возможно неполное отвинчивание муфты ловимых труб или отвинчивание муфты, наиболее слабо закрепленной при спуске труб в любой части колонны ловимых труб. Наиболее опасным является и то, что одновременно могут отвинтиться или ослабеть муфтовые соединения в нескольких местах колонны. При подъеме ловимой колонны возможен полет труб в скважину.

Если приложенных значении растягивающей нагрузки ловимые трубы не отвинчиваются, то повторяют отвинчивание при помощи ротора.

В практике ловильных работ часты случаи, когда отвинчивание труб чередуют с попытками их обрыва для того, чтобы разорвать частично развинченные соединения.

Наиболее опасным с точки зрения осложнения и трудоемким является развинчивание сильно затянутых (при помощи механизма) муфтовых соединений труб. При этом требуется создание значительных крутящих моментов. Во избежание излома труб от сильного скручивания, трубы расхаживают с вращением. Когда отворачивание туго закрепленных резьбовых соединений расхаживанием и вращением оказывается безуспешным, в отдельных цехах капитального ремонта скважин применяют специальный инструмент — раскрепитель резьбы (колокол-раскрепитель, калибр-раскрепитель).

Инструмент-раскрепитель спускают по бурильным трубам до аварийного объекта. Затем накрывают его верхний конец. При вращении бурильной колонны под действием осевой нагрузки между инструментом и верхним концом ловимой трубы создается крутящий момент, который раскрепляет резьбовые соединения насосно-компрессорных труб. Вращение инструмента необходимо продолжать несколько часов. Затем поднимают инструмент-раскрепитель и спускают труболовку. Однако зачастую эта работа оказывается безуспешной.

Для раскрепления муфтовых соединений аварийной колонны применяют также торпедирование. Этот метод имеет существенный недостаток: торпеда может не оказаться в зоне муфты. При этом взрывная волна оказывает незначительное влияние на раскрепление труб большого диаметра.

Одним из эффективных методов извлечения труб с сильно закрепленными резьбовыми соединениями является резание колонны на заданных глубинах труборезками.

К натяжке и обрыву аварийных объектов прибегают в основном в следующих случаях.

1. В скважину спущена неосвобождающаяся труболовка (внутренняя или наружная), метчик или колокол, и освободить их от захвата невозможно.
2. Растягивающая нагрузка, под действием которой захваченные трубы обрываются, не превышает допускаемую нагрузку на бурильные ловильные трубы.

3. По промысловым данным установлена значительная изношенность аварийных насосно-компрессорных труб вследствие их многолетней эксплуатации.

4. Отсутствуют другие технические возможности для ликвидации аварии. При захвате прихваченной колонны труб освобождающимися трубами также можно прибегнуть к обрыву захваченных труб, если это не приведет к осложнениям. Растягивающую нагрузку создают с помощью талевого системы (если соответствует ее грузоподъемность) или гидравлического домкрата.

Предельную глубину спуска ловильного инструмента при извлечении прихваченных насосно-компрессорных труб по частям при обрыве определяют, исходя из максимально допустимых растягивающих нагрузок на стержень трубуловки и колонны ловильных (бурильных) труб, разрывающей нагрузки колонны ловимых насосно-компрессорных труб, их массы и пр. (табл. II.19).

В искривленных скважинах должна быть учтена дополнительная нагрузка, необходимая для преодоления сил терения ловильной и ловимых колонн об эксплуатационную колонну.

Извлечение колонны прихваченных труб методом их обрыва имеет следующие недостатки.

Его опасно применять при сильно искривленных глубоких скважинах и невозможно — для извлечения труб с большими диаметрами (89 мм и выше).

Незначительная производительность вследствие того, что обрыв обычно происходит в верхней части колонны ловимых труб и число спуско-подъемных операций увеличивается.

В момент обрыва трубы происходит сильный толчок, вследствие чего переворачивается талевый блок, возможно открытие элеватора, нанесение травмы персоналу и падение труб в скважину.

При отсутствии соответствующего передвижного агрегата необходимо установить вышку.

Когда не удается поднять захваченную колонну труб целиком или по частям, трубуловки в скважине освобождают следующим образом.

Резко опускают колонны бурильных труб с трубуловкой для страгивания плашек, затем вращают ее ротором не менее 12 оборотов против часовой стрелки — для левой трубуловки и по часовой стрелке — для правой трубуловки. По показаниям индикатора веса определяют освобождение трубуловки от захваченной трубы. Освобожденную трубуловку извлекают из скважины.

После подъема трубуловки ее освобождают от захваченной трубы на мостке приставляя деревянный брусок к торцу муфты трубуловки и легким ударом кувалды по нему страгивая плашки. При этом, захватив руками корпус, извлекают трубуловку (стержень) из ловимой трубы.

После обследования и проверки работы механизма подготавливают трубуловку к повторному спуску. При необходимости трубуловку разбирают и собирают в цехе капитального ремонта скважин.

Техническое обслуживание производится в мастерской цеха капитального ремонта скважин.

Для разборки трубуловки ТВМ-1 (см. рис. II.9) необходимо:  
вывинтить стопорный винт 11 и отвинтить наконечник 10;  
вывинтить стопорный винт 12 и тормозной башмак 7;  
снять плашкодержатель 8 с плашками 9 со стержня 2;  
снять башмак с плашкодержателя и отвинтить муфту 1;  
вывинтить стопорный винт 13, снять крышку со стержня;



ТАБЛИЦА 11.19

| Трубы                  | Условный диаметр труб, мм   | Наружный диаметр, мм | Толщина стенки, мм | Средняя масса 1 м трубы с муфтой (заком), кг | Площадь поперечного сечения тела трубы $f$ , см <sup>2</sup> | Площадь поперечного сечения трубы в свете $F$ , см <sup>2</sup> | Марки стали   |      |  | Разрешающая нагрузка $R$ , кг/м |      |      |      |
|------------------------|-----------------------------|----------------------|--------------------|--|--|---|---|------|--|---------------------------------|------|------|------|
|                        |                             |                      |                    |  |  |   | Максимальная допустимая растягивающая нагрузка $R$ , кг/м |      | Максимальная допустимая крутящая момент $M$ , кг/м |                                 |      |      |      |
|                        |                             |                      |                    |  |  |   | Д   | Е    | Д  |                                 | Е    |      |      |
| Насосно-компрессорные: | Гладкие                     | 48                   | 4                  | 4,5  | 5,6  | 12,8  | 1,1   | 1,6  | 170  | 245                             | 2,6  | 3,8  |      |
|                        |                             | 60                   | 5                  | 7  | 8,7  | 19,9  | 19,9  | 2,0  | 2,9  | 350                             | 520  | 4,2  | 6,1  |
|                        |                             | 73                   | 5,5                | 9,5  | 11,7   | 30,2  | 45,3  | 2,8  | 4,1  | 620                             | 890  | 5,7  | 8,3  |
|                        |                             | 89                   | 6,5                | 13,7   | 16,8   | 45,3  | 61,6  | 4,2  | 6,1  | 1120                            | 1620 | 8,2  | 11,8 |
|                        |                             | 102                  | 6,5                | 15,9   | 19,4   | 61,6  | 79  | 4,4  | 6,4  | 1450                            | 2100 | 9,9  | 13,0 |
|                        | 114                         | 7,0                  | 19,2               | 23,6   | 79   |   | 5,4   | 7,8  | 1940   | 2800                            | 10,8 | 15,6 |      |
|                        | с резьбой на наружную часть | 32                   | 3,5                | 2,6  | 3,1  | 4,9   | 4,9   | 1,1  | 1,6  | 90                              | 125  | 2,1  | 2,4  |
|                        |                             | 42                   | 3,5                | 3,5  | 4,2  | 9,7   | 9,7   | 1,5  | 2,2  | 160                             | 200  | 2,9  | 3,4  |
|                        |                             | 60                   | 4,0                | 4,6  | 5,6  | 12,8  | 12,8  | 2,0  | 2,9  | 240                             | 350  | 3,8  | 4,4  |
|                        |                             | 73                   | 5,0                | 7,1  | 8,7  | 19,9  | 19,9  | 3,1  | 4,5  | 475                             | 690  | 5,9  | 6,8  |
|                        |                             | 89                   | 5,5                | 9,7  | 11,7   | 30,2  | 30,2  | 4,1  | 5,9  | 775                             | 1120 | 8,0  | 9,2  |
|                        | 102                         | 6,5                  | 14                 | 16,8   | 45,3   | 45,3  | 5,9   | 8,5  | 1370   | 1980                            | 11,5 | 13,3 |      |
|                        | 114                         | 7,0                  | 16                 | 19,6   | 61,6   | 61,6  | 8,3   | 9,8  | 1840   | 2670                            | 13,3 | 15,4 |      |
|                        | Буровые                     | 60                   | 9                  | 13,3   | 14,5   | 14  | 14  | 5,1  | 7,4  | 690                             | 1000 | 10   | 11,5 |
|                        |                             | 73                   | 11                 | 19,5   | 21,4   | 20,4  | 20,4  | 7,5  | 10,8   | 1230                            | 1780 | 14,6 | 16,9 |
| 89                     |                             | 11                   | 23,7               | 26,8   | 35,3   | 35,3  | 9,4   | 13,6 | 1990   | 2880                            | 18,3 | 21,1 |      |
| 102                    |                             | 11                   | 31,8               | 35,7   | 66,9   | 66,9  | 12,5  | 18,1 | 3340   | 4830                            | 21,4 | 28,2 |      |
| 168                    |                             | 10                   | 46,2               | 44,5   | 108,8  | 108,8   | 15,6  | 22,2 | 5620   | 8150                            | 30,4 | 35   |      |
| Обсадные               | 114                         | 9                    | 18,8               | 23,5   | 79   | 79  | 5,4   | 7,8  | 195  | 2820                            | 10,8 | 15,6 |      |
|                        | 146                         | 8                    | 27,9               | 34,7   | 122,7  | 122,7   | 8,1   | 11,7 | 385  | 5570                            | 14,2 | 20,5 |      |
|                        | 168                         | 9                    | 36,1               | 45,0   | 177,4  | 177,4   | 10,5  | 16,2 | 590  | 8530                            | 20,0 | 29,0 |      |
|                        | 219                         | 9                    | 48,1               | 59,4   | 317,5  | 317,5   | 14,3  | 20,7 | 1050   | 15200                           | 24,8 | 36,0 |      |
|                        |                             |                      |                    |  |  |   |   |      |  | 111370                          | 31,0 | 39,2 |      |

отвинтить стопорный винт 14, отвинтить и снять шпильку 6 и корпус 4 со стержня.

Труболовку собирают в обратной последовательности.

В процессе разборки и сборки запрещается наносить удары по деталям труболовки во избежание получения деформации, ухудшающих качество изделия.

Ловильные работы с применением труболовки ТВМ114-2 заключаются в следующем.

До ловильной работы следует произвести обследование скважины. Данные обследования должны подтвердить необходимость применения данной труболовки.

ТАБЛИЦА 11.20

| Неисправность   | Причина   | Методы устранения   |
|---|---|---|
| Неудовлетворительное зацепление с внутренней поверхностью ловимой трубы<br>Засадает плашкодержатель | Засорена гребенчатая поверхность плашек, изношены или выкрошены зубья плашек<br>Плашкодержатель имеет вмятину | Очистить или заменить плашки<br>Напильником устранить вмятину<br>Очистить промывочный канал |
| При прмылке резко поднимается давление<br>Не работает механизм освобождения                         | Засорен промывочный канал<br>Смита резьба фиксатора, засорены зубья башмака тормозного                        | Устранить напильником смитие, очистить зубья  |

Перед спуском труболовки в скважину проверяют работу механизмов захвата и освобождения, для чего подвертывают труболовку в вертикальном положении на крюке. Перемещают плашкодержатель рукой возвратно-поступательно. В верхнем положении плашкодержателя плашки должны утопать в его окнах. Перемещение должно быть плавное, без заеданий. Затем вращают тормоз (схватив за пружину) вправо до тех пор, пока гайка фиксатора не выйдет из зацепления со стержнем нижним. При этом плашкодержатель перемещается в крайнее верхнее положение и фиксирует плашки в освобожденном положении. Вращая тормоз влево, приводят труболовку в рабочее положение.

Если по данным обследования аварийной скважины внутренняя полость ловимых труб забита песком, то ее промывают до глубины предполагаемого ввода труболовки.

Затем приступают к спуску труболовки. Присоединяя труболовку к колонне бурильных труб, спускают ее в скважину, не доходя 30 м до верхнего конца аварийного объекта. Восстанавливают циркуляцию и с прокачкой жидкости спускают труболовку, следя за показаниями индикатора веса, вводят труболовку внутрь ловимых труб и спускают ее до заданной глубины.

Приподнимая колонны бурильных труб, осуществляют захват ловимых труб. Затем, вращая колонны бурильных труб, отвинчивают захваченную колонну труб.

Поднимают колонну бурильных труб одновременно с отвернутыми ловимыми трубами и труболовкой до устья скважины. Посадив ловимые трубы на элеватор, резко спускают бурильные трубы для страгивания плашек. Вращая трубы вместе с труболовкой против часовой стрелки, фиксируют плашки в освобожденном положении. Поднимают труболовку, затем приступают к подъему ловимых труб.

При невозможности отворачивания аварийной колонны труб освобождение труболочки осуществляют вышеописанным способом.

Для разборки труболочки вывинчивают винт 17 (см. рис. II.14) и отвинчивают наконечник 16. Снимают тормоз вместе с направляющей фиксатора 11 с нижнего стержня. Затем отвинчивают стержень нижний 5. Отворачивая упорную гайку 4 при помощи торцевого ключа, снимают плашкодержатель 2 с плашками 3 со стержня верхнего 1.

Собирают труболочку в обратном порядке.

Для предохранения деталей труболочки от коррозии все разобранные детали промываются керосином и насухо протираются, а затем смазываются тонким слоем машинного масла.

В табл. II.20 приведены характерные виды неисправностей и методы их устранения.

Труболочки ТВМ имеют следующие показатели надежности: средний ресурс до списания труболочек не менее 36 случаев захватывания, плашек — не менее 9 случаев.

### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ТРУБОЛОЧЕК ТВМ

В процессе эксплуатации узлы и детали труболочек приходят в негодное состояние, из-за чего инструмент в целом списывается преждевременно. Поэтому необходимо восстановление изношенных узлов и деталей труболочек или изготовление новых. Требования, которые соблюдают при изготовлении изношенных деталей, необходимо учитывать и при изготовлении труболочек для обеспечения собственной нужды в случаях их нехватки.

Конструкция труболочек должна обеспечивать надежное проскальзывание, захватывание труб в скважине и, в случае необходимости, освобождение от них внутри скважины, а также позволять отворачивание захваченной колонны труб и извлечение ее по частям. Зубья плашек и стержней труболочек должны обеспечивать врезание их во внутреннюю поверхность ловимых труб.

В труболочках (исполнение 2) пластинчатые пружины должны обеспечивать надежное удерживание деталей механизма освобождения от вращения в трубах предусмотренных диаметров.

Плашки с плашкодержателем или поводок в вертикальном положении труболочки должны свободно перемещаться вниз под действием собственного веса и вверх — усилием руки без заеданий.

В труболочках вращением (усилием руки) корпуса (для исполнения 1) или пластинчатых пружин (для исполнения 2) до полного отвинчивания и завинчивания фиксатора должно обеспечиваться перемещение плашек как в крайнее верхнее положение (сомкнутое), так и в положение захвата.

При сборке необходимо соблюдать следующие требования:

для исполнения 1

при упоре стержня в торец ниппеля плашки, перемещенные в крайнее верхнее положение, не должны быть зажаты между уступом стержня и нижними торцами окон плашкодержателя;

зазор между торцом фиксатора и корпусом после полного отвинчивания фиксатора с корпусом не должен превышать 0,8—2,0 мм. Зазор между торцами плашкодержателя и ниппеля должен быть в пределах 1,0—1,5 мм; . . .

для исполнения 2

фиксатор и нижний стержень должны быть свинчены друг с другом; зазор между выступом фиксатора и нижним торцом плашкодержателя должен быть в пределах 1,5—3,0 мм;

свинчивание сопрягаемых деталей должно происходить равномерно, без рывков, заеданий и шатаний у цилиндрических резьб и обеспечивать необходимые натяги у конических.

Заготовки, используемые для изготовления деталей труболочек, должны соответствовать:

- ГОСТ 8479—70 \* — на поковки из конструкционной и легированной стали;
- ГОСТ 8732—78 — на трубы стальные бесшовные горячекатаные;
- ГОСТ 14959—79 — на сталь рессорно-пружинную;
- ГОСТ 1050—74 — на сталь качественную конструкционную;
- ГОСТ 4543—71 \*\* — на сталь легированную конструкционную.

Качество поковок для заготовок стержней — по IV группе поковок ГОСТ 8479—70 \*; КП70 и по III группе поковок для остальных заготовок. Заготовки с содержанием углерода 0,3 % должны подвергаться отжигу или нормализации.

Поверхности трубных заготовок не должны иметь повреждений и дефектов, снижающих прочность и ухудшающих внешний вид труболочек.

При сварке деталей труболочек должны применяться:

при ручной электродуговой сварке — электроды типа З42А-Ф по ГОСТ 9467—75 марки УОНИ 13/45 или СМ-11, качество которых должно соответствовать ГОСТ 9466—75;

при механизированной сварке — проволока марки С<sub>в</sub>-08, в среде углекислого газа — марки С<sub>в</sub>-08Г2С по ГОСТ 2246—70 \*\*.

Наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь поверхностных трещин, раковин, скоплений.

Сварные швы должны быть очищены тщательно от сварочного шлама. Исправления дефектов сварных швов необходимо производить тем же способом сварки и на том же режиме, что и сварку самих швов.

Резьбы деталей труболочек должны быть без заусенцев. По резьбовой поверхности не должно быть видимых пороков материала, механических повреждений, выкрошенных мест.

Трубные резьбы деталей труболочек должны соответствовать требованиям ГОСТ 5286—75 \*\*, ГОСТ 633—63 \*\*. ГОСТ 632—80. Пружины должны соответствовать требованиям ГОСТ 16 118—70.

Контактные поверхности плашек и стержня, сопрягаемые с ними (пазы и направляющие), должны иметь шероховатость  $Ra \leq 2,5$  мкм.

Зубья плашек и стержня (труболочки ТВМ60) после механической обработки подвергаются химико-термической обработке — цементации до твердости HRC 48—52; толщина диффузионного слоя должна быть в пределах 1,0—1,2 мм. Зубья плашек после цементации и очистки от окалины должны сохранять полный профиль и не иметь выкрошенных ниток.

Стержни и плашкодержатели труболочек должны быть прямолинейны. Изогнутость не должна превышать 0,5 мм по длине стержня и плашкодержателя.

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.  
\*\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

При изготовлении труболочек осуществляется контроль качества в соответствии с требованиями ОСТ 26-16-1604—78 известными средствами и методами. Указанным стандартом предусмотрено поставлять: труболочки исполнения 1 (кроме ТВМ114) в сборе с головкой и шейкой с резьбой под направление; труболочки исполнения 2 — с головкой.

В комплект труболочки входят запасные части плашки . . . . . 3

Для труболочки исполнения 2:

пружина пластинчатая, шт. . . . . 4

шарикоподшипник, шт. . . . . 1

Для труболочки ТВМ60:

поводок, шт. . . . . 4

пружина к поводку, шт. . . . . 4

По требованию заказчика за дополнительную плату предприятие-изготовитель обязано поставлять головки и центрирующие приспособления по одному экземпляру любого типоразмера. Типоразмеры головок и центрирующих приспособлений должны быть оговорены в заказе.

**ТРУБОЛОЧКИ ВНУТРЕННИЕ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ТВ.**  
ТУ 26-16-22—77

Эти труболочки разработаны в шести типоразмерах. Труболочка ТВ состоит в основном только из механизма захвата, который изготавливают в двух исполнениях: одноплещечном и шестиплещечном.

ТАБЛИЦА И.21

| Труболочка | Условный диаметр лопастей труб, мм | Диаметр обсадной колонны, мм | Грузоподъемная сила, кН | Присоединительная резьба (замковая) | Основные размеры, мм |      |   |           | Массы, кг |           |
|------------|------------------------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|----------------------|------|---|-----------|-----------|-----------|
|            |                                    |                              |                         |                                     | труболочки           |      | труболочки с центрирующими приспособлениями |           |           |           |
|            |                                    |                              |                         |                                     | d                    | t    | D   | L         |           |           |
| ТВ48-80    | 48                                 | 102—168                      | 2                       | 3-62                                | 80                   | 730  | 80—138                                      | 885—955   | 10        | 24—33     |
| ТВ60-92    | 60                                 | 114—194                      | 2,5                     | 3-76                                | 92                   | 625  | 114—160                                     | 1538—1643 | 12,3      | 53—63     |
| ТВ73-92    | 73                                 | 114—194                      | 5                       | 3-76                                | 92                   | 830  | 114—160                                     | 1538—1643 | 18,5      | 59,5—69,5 |
| ТВ89-110   | 89                                 | 140—245                      | 7                       | 3-88                                | 110                  | 955  | 134—200                                     | 1615—1732 | 29        | 77—105    |
| ТВ102-130  | 102                                | 168—273                      | 9                       | 3-88                                | 130                  | 1020 | 160—236                                     | 1773—1905 | 50,5      | 124—160   |
| ТВ114-130  | 114                                | 168—273                      | 11                      | 3-88                                | 130                  | 1070 | 160—236                                     | 1773—1905 | 55        | 129—171,5 |

Одноплещечные труболочки ТВ48 и ТВ60 (рис. И.15) предназначены для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 48 и 60 мм. На поверхности стержня, на противоположной стороне плашки, нарезана насечка для контакта с внутренней поверхностью ловимой трубы и увеличения силы сцепления. В стержне предусмотрен промывочный канал. Шестиплещечный механизм захвата (рис. И.16) состоит из стержня I с шестью наклонными плоскостями, расположенными в два яруса и смещенными относительно друг друга на 60°. Посередине каждой плоскости расположены продольные выступы с профилем сечения в виде ласточкина хвоста. По этим



выступам в вертикальном направлении вместе с плашкодержателем 2 перемещаются плашки 3, имеющие гребенчатую насечку. Перемещение плашки ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, в нижнем — упором в торец наконечника 4. В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловимых труб труболовку применяют без центрирующих приспособлений.

При необходимости труболовки оснащаются специальным переводником и центрирующими приспособлениями (направлениями с вырезом или направлением с воронкой).

Техническая характеристика труболовок ТВ приведена в табл. II.21.

Средний срок службы труболовок ТВ — 3 года, но не менее 30 захватов; плашек — не менее 10 случаев захвата.

### МЕТОДЫ ВЕДЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ТРУБОЛОВКАМИ ТВ

Перед спуском труболовки скважину обследуют и определяют состояние верхнего конца аварийной трубы. Затем выбирают труболовку и центрирующее приспособление. Выбранную труболовку проверяют, для чего ее устанавливают в вертикальном положении и перемещают плашкодержатель с плашками (при одноплашечной труболовке — плашку) возвратно-поступательно. Перемещение должно проходить плавно и без заеданий.

Для спуска труболовки в скважину ее присоединяют к нижнему концу колонны ловильных труб. Спускают ее без промывки. За 30 м (во избежание прихвата) до верхнего конца аварийных труб ее останавливают, восстанавливают циркуляцию и продолжают спуск труболовки. При достижении верхнего конца аварийных труб спуск замедляют и труболовку вводят в трубы, продолжая прокачку жидкости. Сигналом ввода труболовки являются

снижение веса по индикатору и повышение давления на насосах.

Для захвата колонну ловильных труб приподнимают, расхаживают в пределах грузоподъемности труболовки и извлекают захваченные трубы.

При прихвате ловимых труб необходимо поднимать их по частям, отворачивая. При отворачивании рекомендуемая растягивающая нагрузка составляет: для труболовок ТВ48 — 0,3—0,4 кН; для ТВ60 и ТВ73 — 0,5—0,6 кН; для ТВ89 и ТВ114 — 0,8—1,0 кН. В отдельных случаях при отвинчивании сильно закрепленных муфтовых соединений растягивающую нагрузку можно принимать близкой к сумме весов колонны аварийных труб (до прихвата) и бурильной колонны.

Как выше было отмечено, стержни внутренних труболовок паходятся в напряженном состоянии от усилий растяжения и кручения при расхаживании и отворачивании захватываемой колонны аварийных труб. Ослабленные сечения на стержнях, обусловленные наличием пазов для плашек, в некоторой степени уменьшают сопротивляемость инструмента кручению. Однако в труболовках ТВМ и ТВ ослабление сечений компенсируется конструктивными и технологическими мерами, способствующими повышению надежности стержней.

В табл. II.22 приводятся рекомендуемые допустимые растягивающие нагрузки и крутящий момент, необходимые при ловильных работах.

ТАБЛИЦА 11.22

| Труболовка | Наружный диаметр стержня, мм | Грузоподъемная сила, кН | Допускаемый крутящий момент, Н·м |
|------------|------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| ТВ48—8     | 38                           | 1,5                     | 200                              |
| ТВ60—92    | 47                           | 2,5                     | 350                              |
| ТВМ60—1    |                              |                         |                                  |
| ТВ73—92    | 58                           | 4                       | 500                              |
| ТВМ73—1    |                              |                         |                                  |
| ТВ89—110   | 73                           | 7                       | 600                              |
| ТВМ89—1    |                              |                         |                                  |
| ТВ114—130  | 96                           | 10                      | 800                              |
| ТВМ114—1   |                              |                         |                                  |
| ТВМ114—2   |                              |                         |                                  |

После подъема захваченных труб труболовка освобождается от захвата непосредственно на устье скважины. Для этого к торцу труболовки приставляют деревянный брусок и ударом по нему срагивают плашки. Захватывают труболовку за плашкодержатель и извлекают ее из трубы.

#### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ТРУБОЛОВОК ВНУТРЕННИХ НЕОСВОБОЖДАЮЩИХСЯ ТВ

Конструкция труболовок ТВ должна позволять вводить ее в насосно-компрессорные трубы (недеформированные) соответствующих диаметров без заеданий и рывков, образуя концентричный зазор между стержнем и внутренней поверхностью захватываемых труб. Конструкция механизма захвата должна обеспечивать надежный захват аварийных труб и их освобождение на устье скважины без применения резки захватываемой трубы. При необходимости конструкция должна обеспечивать отвинчивание ловимой колонны труб и извлечение ее по частям.

Плашки механизма захвата должны свободно перемещаться в пазах и врезаться во внутреннюю поверхность ловимых труб.

Изготовление труболовок должно соответствовать требованиям ТУ 26-16-22—77.

Качество заготовок, используемых для изготовления деталей труболовок, должно соответствовать ГОСТ 8732—78 на трубные заготовки, а также ГОСТ 8479—70\*, при этом поковки стержня должны соответствовать IV группе и категории прочности КП55. Поковки плашек должны соответствовать IV группе и категории прочности КП20.

Все кованные заготовки с содержанием углерода выше 0,3% должны подвергаться отжигу или нормализации.

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.



При сварке деталей труболовок применяются:  
 при ручной электродуговой сварке — электроды 842А-Ф по ГОСТ 9467—75,  
 качество которых должно соответствовать ГОСТ 9466—75;  
 при механизированной сварке — проволока марки С<sub>в</sub>-08, в среде углекислого  
 газа — марки С<sub>в</sub>-08ГС по ГОСТ 2246—70\*.

Свариваемые детали должны быть тщательно подогнаны друг к другу.  
 Перед сваркой поверхности деталей в местах наложения сварных швов очи-  
 щают от окалины, ржавчины и других загрязнений. Сварные швы также очи-  
 щают от шлака, брызг металла и потеков.

Плашки труболовок, а также зубья стержней труболовок ТВ48-80 и  
 ТВ60-92 после механической обработки должны подвергаться цементации на  
 глубину 1,0—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском на твердость  
 НРС 48—52. Переход от цементованного слоя к сердцевине должен быть посте-  
 пенным.

Поверхности плашек после цементации не должны иметь трещин и других  
 дефектов. Зубья плашек и стержней после цементации и очистки окалины  
 должны сохранять полный профиль и не иметь выкрошенных ниток.

Резьбы должны быть чистыми, без заусенцев и выкрошенных ниток. Каче-  
 ство трубных резьбовых соединений труболовок должно соответствовать  
 ГОСТ 631—75\*\*, ГОСТ 632—64\*. ГОСТ 633—63\*. ГОСТ 5286—75\*.

Качество изготовления должно позволять свободное перемещение плашек  
 вместе с плашкодержателем вниз под действием собственной массы и обратно  
 вверх от усилия руки без заеданий.

Диаметры труболовок (мм) по плашкам в их крайнем положении (поло-  
 жение захвата) приведены ниже:

|         |       |      |           |       |       |
|---------|-------|------|-----------|-------|-------|
| ТВ48-80 | ..... | 45,4 | ТВ89-110  | ..... | 82,0  |
| ТВ60-92 | ..... | 56,0 | ТВ102-130 | ..... | 96,2  |
| ТВ73-92 | ..... | 66,0 | ТВ114-130 | ..... | 108,5 |

Стержень, плашкодержатель и направления должны быть прямыми. Кривизна (стрела прогиба) по всей длине не должна превышать:  
 направления — не более 1,0 мм;

стержня и плашкодержателя — не более 0,5 мм.

Конические поверхности стержня и плашек после их термической обработ-  
 ки проверяются шаблоном. Допускаемый зазор между шаблоном и поверх-  
 ностью 0,1 мм.

Все детали должны быть концентричны; предельное отклонение осей дета-  
 лей в собранной труболовке от его геометрической оси — 0,3 мм.

Посадка клина в пазу стержня труболовок ТВ48-80 и ТВ60-92 должна быть  
 плотной по всей поверхности.

Все одноименные составные части труболовок соответствующих типоразме-  
 ров, имеющие одинаковые обозначения, должны быть взаимозаменяемыми.

Труболовки типа ТВ в соответствии с ТУ 26-16-22—77 комплектуются с  
 плашками:

для ТВ48-80 и ТВ60-92 — по 3 шт.;

\* ГОСТ действителен до 01.01.83.  
 \*\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

для ТВ73-92, ТВ89-110, ТВ110-130, ТВ114-130 — по 12 шт.

Кроме этого, к каждому двум труболовкам одного типа размера прилагается по одному переводнику, направленному с вырезом, направленному с резьбой и воронкой.

### ТРУБОЛОВКИ НАРУЖНЫЕ ПЛАЩЕЧНЫЕ

Труболовки наружные плащечные выпускают в двух видах: освобождающиеся и неосвобождающиеся.

### ТРУБОЛОВКИ НАРУЖНЫЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ТНО116—73 и ТНО136—89

Эти труболовки предназначены для захвата за наружную поверхность аварийных насосно-компрессорных труб (или их муфт) и извлечения колонны целиком или по частям путем отворачивания. При необходимости труболовка освобождается от захвата и извлекается из скважины.

Труболовки наружные освобождающиеся спускаются в скважину в основном при ожидании прихватов аварийной колонны насосно-компрессорных труб, с тем чтобы при невозможности расхаживания колонны труб или их отворачивания освободить труболовку и поднять из скважины без осложнений.

Техническая характеристика труболовки приведена в табл. II.23.

ТАБЛИЦА II.23

| Труболовка | Диаметр объекта ловли, мм   |             | Условный диаметр колонны обсадных труб, мм | Грузоподъемная сила, кН | Диаметр труболовки с воронкой D, мм | Длина труболовки с воронкой L, мм | Масса труболовки с воронкой, кг |
|------------|-----------------------------|-------------|--|-------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
|            | насосно-компрессорной трубы | муфты трубы |  |                         |                                     |                                   |                                 |
| ТНО116-73  | 73                          | 60          | 146—273                                    | 3,5                     | 116—242                             | 1655—1762                         | 76—95                           |
| ТНО136-89  | 89                          | 73          | 168—273                                    | 7,5                     | 136—242                             | 1900—2050                         | 115—137                         |

Основными узлами труболовки (рис. II.17) являются механизмы захвата и освобождения. К верхней части корпуса 2 присоединен переводник 1, а внутрь ввинчен специальный упор 3, ограничивающий перемещение вверх ловимой трубы. Ниже упора установлен упорный винт 4 с гайкой, на нижнем торце которого имеются радиально расположенные зубья. К упорному винту специальными винтами прикреплен плашкодержатель 5.

В средней части корпуса предусмотрены пазы с поперечным профилем сечения в форме ласточкина хвоста, вдоль которых вместе с плашкодержателем перемещаются плашки 6. К нижней части присоединена воронка 7. Плашки в освобожденном положении фиксируют вращением колонны буровых труб вместе с труболовкой не менее 12 оборотов.

### ТРУБОЛОВКИ НАРУЖНЫЕ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ТНЗ ТУ 26-16-22—77

Эти труболовки — наиболее распространенный вид инструмента. Нередко труболовки ТНЗ применяются в бурении.

Труболовки неосвобождающиеся ТНЗ выпускаются трех типоразмеров: ТНЗ-114, ТНЗ-146 и ТНЗ-168. Труболовка (рис. II.18) состоит из цилиндрического корпуса 2, к верхней части которого прикреплен переводник 1 для соединения с коловной бурильных труб, а к нижней части — воронка 6. В средней части корпуса расположены пружина 4 и стакан 3, а в конической расточке — плашки 5.

Упором конца ловимой трубы плашки по конической расточке перемещаются вверх. Плашки возвращаются в исходное положение под действием пружины 4.

Основные параметры и размеры труболовок ТНЗ приведены в табл. II.24.

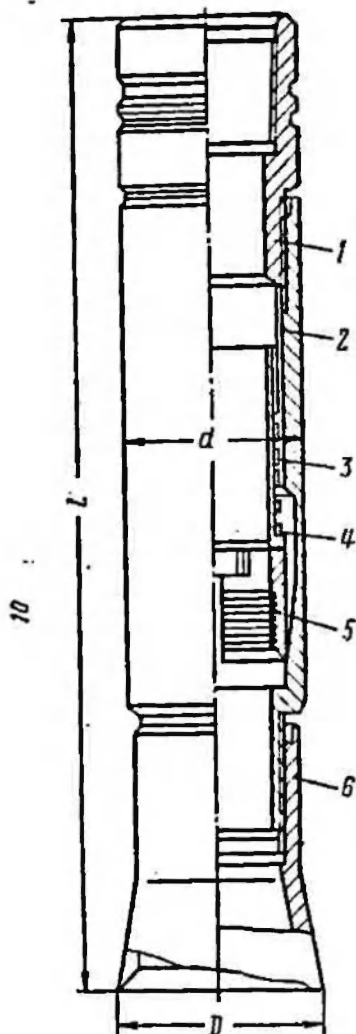
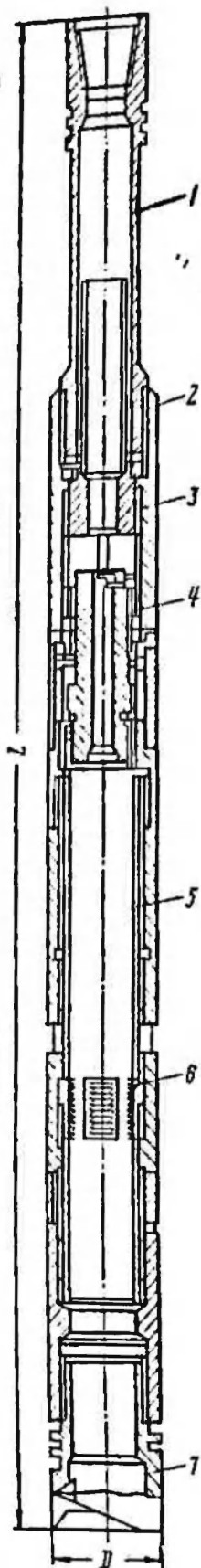


РИС. II.18. Труболовка наружная неосвобождающаяся ТНЗ

← РИС. II.17. Труболовка наружная освобождающаяся ТН0116-73

ТАБЛИЦА П.24

| Труболовка | Диаметры объекта лозли, мм  |             |                             | Условный диаметр колонны обсадных труб, мм | Грузоподъемная сила, кН | Диаметр труболовки d, мм | Диаметр центрирующего приспособления D, мм | Длина L, мм | Масса, кг |
|------------|-----------------------------|-------------|-----------------------------|--|-------------------------|--------------------------|--|-------------|-----------|
|            | насосно-компрессорной трубы | муфты трубы | муфты с высаженными концами |  |                         |                          |  |             |           |
| ТНЗ114     | 48; 60                      | 48          | 48                          | 114; 127                                   | 4                       | 95                       | —  | 418         | 11        |
| ТНЗ146     | 60; 73                      | 60          | —                           | 146—194                                    | 4                       | 116                      | 118—160                                    | 740         | 21        |
| ТНЗ168     | 60; 73; 89                  | 60; 73      | 73                          | 168—219                                    | 7,5                     | 138                      | 138—190                                    | 750—770     | 35        |

### МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ТРУБОЛОВКАМИ ТНЗ

Перед спуском труболовки следует обследовать скважины, определить состояние верхнего конца аварийного объекта (муфта или труба, отсутствие деформаций и т. д.) и расположение его относительно осп скважины. Если трубы прихвачены и в затрубном пространстве имеются песок, окалина, сальник и другие предметы, то нижний конец труболовки снабжается приемной трубой.

В соответствии с данными обследования выбирают соответствующую труболовку и центрирующее приспособление.

Перед спуском в скважину проверяют работоспособность труболовки в мастерских предприятия или на устье скважины.

Труболовку спускают в скважину на бурильной колонне в за 5 м до верхнего конца аварийного объекта восстанавливают циркуляцию. Следя за индикатором веса, медленно спускают труболовку, вращая бурильную колонну, накрывают верхний конец аварийной трубы, вводя его в труболовку. В это время давление в насосе начинает подниматься. Следя за индикатором веса, приподнимают труболовку. Захват ловимых труб фиксируется индикатором веса. Расхаживанием колонны ловимых труб извлекают ее из скважины.

При сложных авариях, когда невозможно одним спуском извлекать аварийные трубы, прихваченные песком или цементом, целиком или отворачиванием, прибегают к другим методам и приемам работ по ликвидации аварий с применением труболовки ТНЗ и набора режущего инструмента.

Наружные плашечные труболовки имеют характерный недостаток — их невозможно применять при малых зазорах между стенкой скважины и наружной поверхностью аварийного объекта. Поэтому если аварийный конец кончается муфтой (замком), то приходится предварительно работать другим инструментом.

Если аварийный объект прихвачен песчаной пробкой, то ее необходимо промыть при помощи направления с колонной приемных труб (рис. П.19).

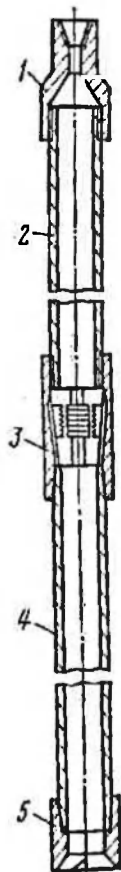


РИС. П.19. Направление с колонной приемных труб

Направление состоит из верхнего переводника 1, колонны приемных труб 2 с левой резьбой, наружной труболочки 3, направляющей трубы 4 и воронки 5. Колонна приемных труб состоит из нескольких труб, ее длина определяется высотой песчаной пробки за колонной ловимых труб. Направляющая труба состоит из одной трубы. Направление спускают на бурильных трубах с левой резьбой.

Для ловли прихваченных песком насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм (без муфты) в колонне диаметром 168 мм применяют направление без приемных труб. После промывки кольцевого пространства конец ловимой трубы вводят в труболочку. Сигналом этому является повышение давления насоса. Затем левым вращением и натягом отворачивают ловимую трубу и извлекают ее из скважины.

Если верхний конец аварийной трубы диаметром 89 мм оканчивается муфтой, то применение направления невозможно из-за малого зазора между эксплуатационной колонной и муфтой. В таких случаях необходимо предварительно отвернуть и поднять муфту метчик-калибром с левой резьбой, а затем опустить инструмент с направлением.

Более трудоемким и сложным является извлечение из скважины заливочных (насосно-компрессорных или бурильных) труб, прихваченных цементом с применением наружной труболочки (когда невозможно применять другие виды инструмента).

Ликвидация аварий с зацементированными трубами возможна следующими методами:

фрезированием (обуриванием) зацементированной трубы, захватом ловимой трубы наружной труболочкой, ее отвинчиванием и подъемом из скважины;

сплошным фрезированием цемента и трубы забойными комбинированными и пилотными фрезерами (при больших длинах прихваченных цементом труб рекомендуется применять вставной фрезер).

РИС. 11.20. Коронки для обуривания зацементированных труб

вырезкой трубы после ее обуривания с последующим захватом наружной труболочкой и извлечением;

Для разбуривания зацементированной трубы в практике цехов капитального ремонта скважин применяются специальные коронки (рис. 11.20) или башмачные (кольцевые) фрезеры с зубьями.

Коронки спускаются на бурильных трубах с левой резьбой и предназначены для разбуривания насосно-компрессорных труб диаметрами 114 мм

(рис. П.20, а) и 73 мм (рис. П.20, б) и замка ЗШ-146 (рис. П.20, в). Они состоят из переводника 1, приемной трубы 2, корпуса 3 и наконечника 4.

При обуривании зацементированных труб осевая нагрузка на коронку составляет 20 кН, скорость вращения ротора — 70—80 об/мин. Обуривание производится на всю длину коронки, с тем чтобы после извлечения освобождающейся трубы верхний конец очередной трубы также был свободен от цемента с выступом на 1—2 м. Это позволит хорошо центрировать коронку перед началом следующего цикла обуривания.

После каждого обуривания спускается наружная труболовка для отвинчивания и извлечения трубы.

При малых зазорах между стенкой скважины и муфтами (замками) залповых (зацементированных) труб следует перед обуриванием отворачивать муфту (замок) для свободного прохождения коронки и ловильного инструмента.

В процессе оборудования могут возникнуть следующие осложнения: при левом вращении коронки — отвинчивание трубы или муфты, что может вызвать повторную аварию;

заклишивание коронки;

быстрый выход из строя зубьев, что приводит к лишним спуско-подъемным операциям;

в наклонных скважинах — отсутствие проходки, вследствие того что коронка не проходит в зазор между эксплуатационной колонной и прилегающей к ее стенке залповочной трубой.

### ЛОВИТЕЛЬ-ФРЕЗЕР ФВ102-73-116

Конструкция ловителя-фрезера (рис. П.21) позволяет совместить фрезерные и ловильные работы за один спуск и сократить спуско-подъемные операции [13]. Она позволяет также исправлять фрезерованием и подготавливать деформированный конец аварийной трубы (муфты) своим кольцевым (башмачным) фрезером для последующего захвата их ловильным инструментом.

Ловитель-фрезер состоит из кольцевого фрезера 1 и труболовки 2 наружной ТНЗ. В качестве кольцевого фрезера принята воронка, нижний конец которой армирован композиционным материалом. Ее верхний конец соединяется с труболовкой. Для фрезерования больших длин между труболовкой и воронкой присоединяются приемные трубы.

Методика работы с ловителем следующая.

Воронку с режущей кромкой присоединяют к наружной труболовке ТНЗ, а последнюю на бурильных трубах с левой резьбой спускают в скважину. Фрезером-воронкой накрывают верхний конец аварийных труб и производят офрезерование; одновременно исправляют верхний конец (если деформирован) трубы под ловильный инструмент. Фрезерование продолжают до ввода аварийного конца трубы в ловильный инструмент. Если трубы зацементированы, то обуривание продолжают (с приемной трубой) до вскрытия следующей трубы. Затем

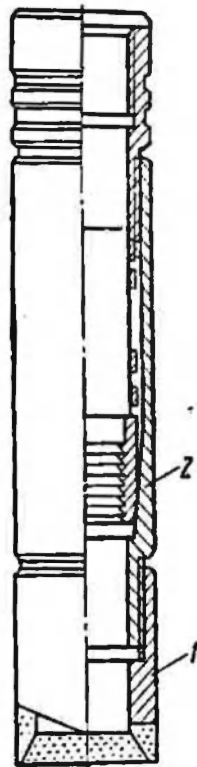


РИС. П.21. Ловитель-фрезер ФВ102-73-116



захватывают и извлекают колонну целиком или по частям (по одной трубе) методом отворачивания.

Когда кольцевой зазор между стенкой скважины и муфтой цементированной трубы ограничивает проход фрезерной коронки (замок) но метчиком-калибром отвинчивают муфту (замок), предварительно спускают инструмент для обуривания, поднимают его, а затем

Применение фрезера-ловителя позволяет также офрезерованием вытаскивать муфты (замки) аварийного конца насосно-компрессорных и бурильных труб, т. е. уменьшить их наружный диаметр и обеспечить проход аварийной трубы в ловильный инструмент. Это позволяет также сократить число спуско-подъемных и ловильных операций, связанных с отвинчиванием и извлечением муфты (замка) с помощью метчика-калибра.

#### Техническая характеристика фрезера-ловителя ФВ102-73-146

|   |        |
|---|--------|
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм . . . . .  | 146    |
| Диаметр ловильных труб, мм . . . . .            | 73     |
| Наружный диаметр труболочки, мм . . . . .       | 102    |
| Наружный диаметр фрезера-воронки, мм . . . . .  | 116    |
| Длина фрезера-воронки, мм . . . . .             | 180    |
| Масса, кг . . . . .                             | 7,1    |
| Скорость фрезерования по металлу, м/ч . . . . . | 0,5    |
| Высота армирования, мм . . . . .                | 20     |
| Максимальная осевая нагрузка, кН . . . . .      | 60     |
| Число оборотов инструмента, об/мин . . . . .    | 80—100 |

Труболочки типа ТНЗ комплектуются: запасными плашками для захвата за муфту и за тело труб всех размеров (см. табл. II.24) по три штуки и воронками по одной.

#### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ТРУБОЛОВОК НАРУЖНЫХ

Изготовление труболочек должно соответствовать требованиям ТУ 26-16-22—77 и рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке. Качество заготовок, используемых для изготовления деталей труболочек, должно соответствовать:

ГОСТ 8479—70\*, при этом поковки корпуса должны соответствовать IV группе и категории прочности КП55; поковка плашек — IV группе и категории прочности КП20;

ГОСТ 8732—78 на трубные заготовки.

Все кованные заготовки с содержанием углерода выше 0,3% должны подвергаться отжигу или нормализации.

Плашки труболочки после механической обработки подвергаются цементации на глубину 1,0—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском на твердость НРС 52—56 мм.

Конические поверхности корпуса и плашек после их термической обработки проверяются шаблоном. Допускаемый зазор между шаблоном и поверхностью — 0,1 мм.

Плашки для установки пружины должны свободно перемещаться от руки в корпусе труболочки.

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

## ЛОВИТЕЛИ ДЛЯ ШТАНГ

### ЛОВИТЕЛИ ДЛЯ ШТАНГ ЛШПМ2

Эти ловители (рис. II.22) предназначены для захвата штанг в насосно-компрессорных трубах.

К нижней части корпуса 2 ловителя на резьбе присоединен стакан 5. Кроме того, к корпусу шарнирно прикреплена вилка 4, а сзади — винтами пластинчатая пружина 3. К верхней части корпуса приварен наконечник 1. Ловители спускают в скважину на колонне насосных штанг. Техническая характеристика ловителей ЛШПМ2 приведена в табл. II 25.

ТАБЛИЦА II.25

| Ловитель  | Условный диаметр ловимых насосных штанг, мм | Условный диаметр колонны насосно-компрессорных труб, мм | Грузоподъемная сила, кН | Основные размеры, мм |      | Масса, кг |
|-----------|---|---|-------------------------|----------------------|------|-----------|
|           |   |   |                         | D                    | L    |           |
| ЛШПМ2-73  | 16; 19                                      | 73  | 40                      | 56                   | 1820 | 7         |
| ЛШПМ2-80  | 16; 19; 22                                  | 89  | 55                      | 68                   | 1950 | 12        |
| ЛШПМ2-114 | 22; 25                                      | 114   | 90                      | 93                   | 2000 | 18        |

Недостатком ловителей является то, что они имеют низкие показатели грузоподъемности и надежности, неуниверсальны (ловят только за головку штанг) и неприменимы для ловли штанг в трубах диаметром 60 мм.

### КОМБИНИРОВАННЫЙ ЛОВИТЕЛЬ ШТАНГ И ТРУБ ЛКШ-114.

ТУ 26-02-221—75

При эксплуатации глубиннонасосных скважин нередко случаются совместного падения штанг и труб на забой скважин. Ликвидация таких аварий осложняется тем, что при частичном подъеме отворачиванием труб или штанг невозможно каждый раз точно определить аварийный объект (труба или штанга), с тем чтобы спустить нужный инструмент.

Применение комбинированного ловителя ЛКШ-114 (рис. II.23) позволяет, независимо от того, чем кончается аварийный объект — трубой или штангой, ловить совместно или в отдельности штанги и трубы.

Комбинированный ловитель ЛКШ-114 предназначен для ловли и извлечения (целиком или по частям) насосных штанг за тело или муфту в эксплуатационной колонне, а также недеформированных труб диаметром 48 мм.

К верхней части корпуса 4 ловителя прикреплен удлинитель 1, а к нижней — воронка 9. В верхней и нижней частях корпуса на внутренней поверхности предусмотрены специальные пазы с профилем сечения в форме ласточкина хвоста, в которых сверху расположены плашки 5 для ловли штанг за тело, а снизу — плашки 8 для ловли штанг за муфту. Плашки перемещаются в корпусе синхронно с помощью специальных плашкодержателей 2 и 7 и пружины 3.

Плашкодержатели соединены между собой винтами 6.

Ловитель спускают в скважину на колонне левых бурильных труб.

#### Техническая характеристика

|                                      |              |
|--------------------------------------|--------------|
| Условный диаметр ловимой колонны, мм | 16, 19, 22   |
| насосных штанг:                      |              |
| за тело                              | 38, 42, 46   |
| за муфту                             |              |
| труб:                                |              |
| за тело                              | Б33, В42, 48 |

за муфту .....  
 Условный диаметр колонны обсадных труб, мм .....  
 Грузоподъемная сила, кН .....  
 Масса ловителя, кг .....

ВЗЗ  
 114—163  
 240  
 24,5

Порядок работы с ловителем заключается в следующем. Обследованная скважина определяют состояние аварии и конец аварийного объекта. Комбинированный ловитель спускают в скважину до верхнего конца аварийных труб или штанг. Затем, медленно вращая бурильные трубы, ловитель спускают ниже, при этом концы аварийных штанги и трубы входят в ловитель.

Приподнимают ловитель, следя за индикатором веса. Расхаживанием или отворачиванием извлекают штанги и трубы.

### КОМБИНИРОВАННЫЙ ЛОВИТЕЛЬ ЛКШТ-168

Предназначен для ловли и извлечения насосных штанг (одиночных или расположенных в несколько рядов) за тело или муфту в эксплуатационной колонне, а также насосно-компрессорных труб диаметром до 73 мм.

Ловитель ЛКШТ-168 (рис. 11.24) состоит из четырех корпусов, соединенных между собой резьбами. В корпусе 1 расположен клапан 4, плашки 3 которого могут переворачиваться в верхнее (раскрытое) положение, сжимая пружины 2, и возвращаться в исходное положение. Верхний 7, средний 10 и нижний 15 корпуса конструктивно не отличаются друг от друга. В каждый корпус вставляется по три плашки 8, 13 и 17. С внутренней стороны плашки имеют зубья, с наружной — конусные выступы с профилем сечения в форме ласточкина хвоста, которые входят в соответствующие пазы корпусов.

Сверху на торцах плашек установлены стаканы 6, 12 и 16, служащие направлениями для пружин 5, 11 и 14.

С нижним корпусом соединяется специальная воронка 18. Верхний, средний и нижний корпуса соединены ниппелем 9. Ловитель спускают в скважину на левых бурильных трубах.

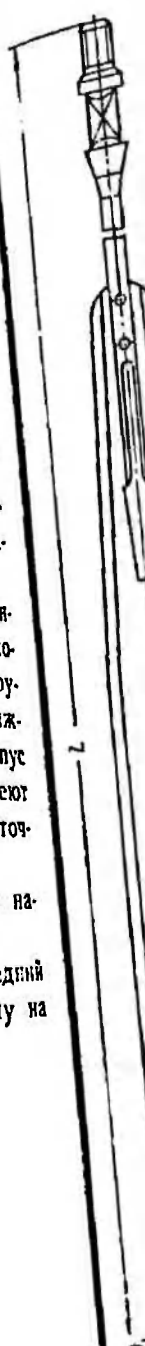
#### Техническая характеристика

|  |                 |
|--|-----------------|
| Условный диаметр ловимой колонны, мм:      |                 |
| насосных штанг:                            |                 |
| за тело .....                              | 16, 19, 22 и 25 |
| за муфту .....                             | 38, 42, 46 и 55 |
| труб:                                      |                 |
| за тело .....                              | 33—73           |
| за муфту .....                             | 48—73           |
| с высаженными концами — за муфту .....     | 48—73           |
| Условный диаметр колонны обсадных труб, мм | 108—273         |
| Грузоподъемная сила, кН                    | 470             |
| Масса ловителя, кг                         | 128             |

Ловитель спускают в скважину на 2—3 м ниже верхнего конца аварийных штанг. Затем, медленно вращая, снова опускают вниз. При этом верхние концы одиночных штанг проходят в ловитель, через нижний, средний и верхний корпуса входят в клапан, откидывают плашки и протыкают внутрь ловильных труб. При подъеме ловителя штанги захватываются плашками в одном или нескольких корпусах ловителя.

### ШТАНГОЛОВИТЕЛИ КОМБИНИРОВАННЫЕ ШК. ТУ 26-02-590—75

Штанголовители предназначены для ловли (за тело и муфту) и извлечения глубиннонасосных штанг всех размеров из колонны насосно-компрессорных труб диаметрами 60, 73, 89 мм.



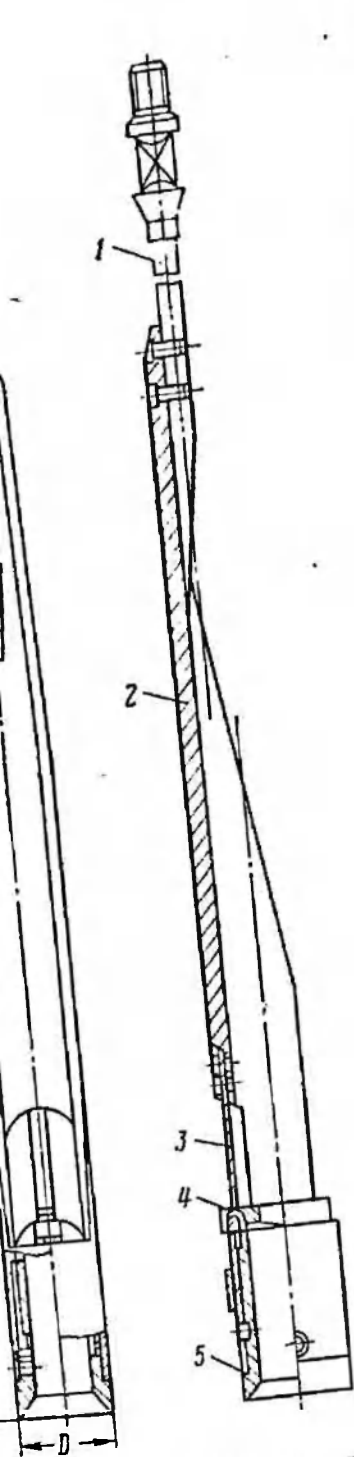


Рис. II.22.

Ловитель для штанг ЛШТМ2

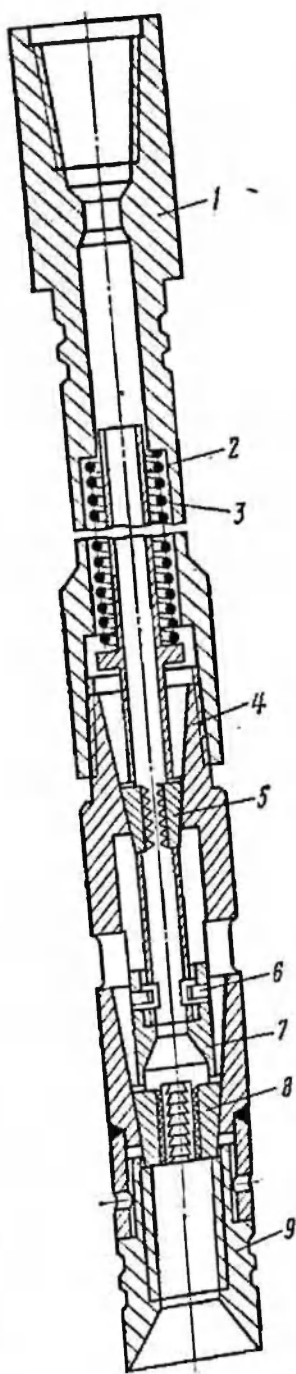


Рис. II.23. Комбинированный ловитель штанг и труб ЛКШ-114

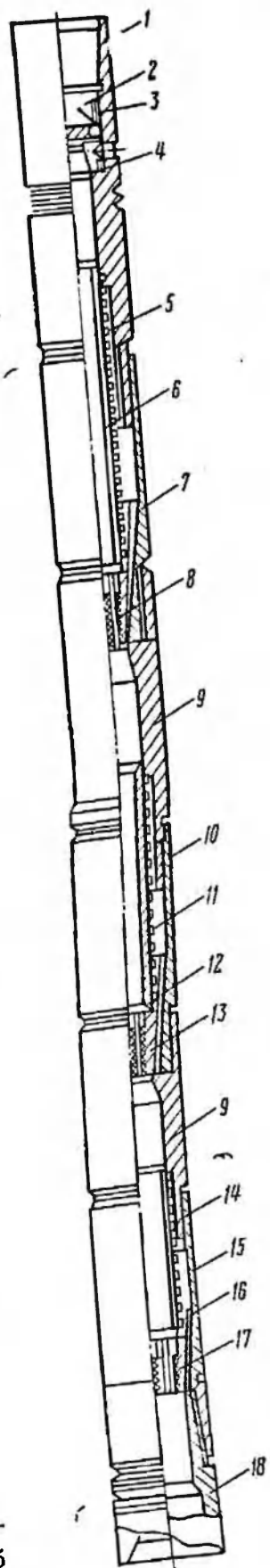


Рис. II.24. Комбинированный ловитель штанг и труб ЛКШТ-168

Штанголовитель комбинированный (рис. II.25) состоит из корпусов верхнего 1 и нижнего 2, вилки 3, переводника 4, плашек 5, пружин верхней 6 и нижней 7, цапги 8 и винтов направляющих 9.

На верхнем конце верхнего корпуса 1 парезана внутренняя, а на нижнем конце — наружная цилиндрические резьбы.

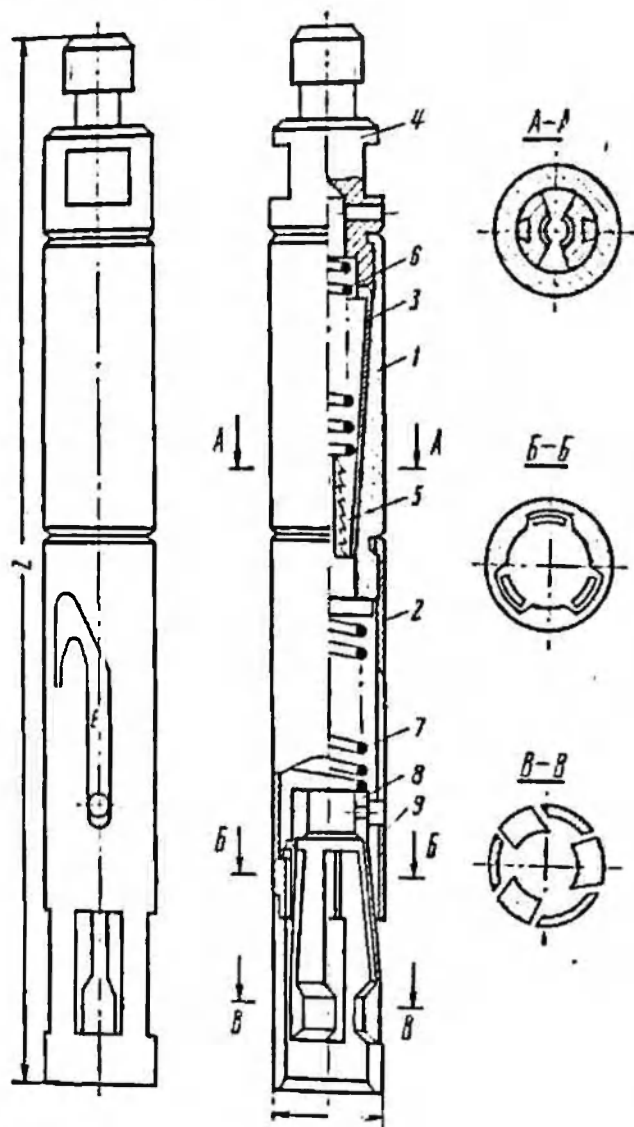


РИС. II.25. Штанголовитель комбинированный ШК

плашек, имеющих коническую форму, сделаны аналогичные пазы. С внутренней стороны плашек, имеющих цилиндрическую форму, нарезаны зубья винтообразного профиля. Над плашками находится верхняя пружина 6, под действием силы упругости которой плашки находятся в крайнем нижнем положении.

Переводник 4 ступенчатой формы, на нижнем конце имеет цилиндрическую резьбу для присоединения его к корпусу верхнему 1, а на верхнем конце парезана резьба глубиннонасосных штанг для присоединения ловителя колонны насосных штанг. В нижней части переводника сделаны внутренняя ступенчатая расточка и боковое отверстие для выхода жидкости при спуске штанго-

На верхний конец верхнего корпуса заворачивается переводник 4, а к нижнему присоединяется нижний корпус 2.

Корпус 2 представляет собой тонкостенный полый цилиндр переменного сечения, состоящий из двух частей, приваренных друг к другу.

В стенке нижней части корпуса 2 сделаны три окна, а несколько выше верхнего конца окон внутренний диаметр корпуса 2 увеличен и тем самым создан бурт. По оси окон на бурте сделаны три пазы шириной, соответствующей ширине упомянутых окон, в которых утапливаются перья цапги 8. В стенке верхней половины нижнего корпуса с одной стороны сделан сквозной продольный узкий байонетный паз Е, куда входит головка направляющего винта 9. На верхнем конце корпуса нижнего нарезана внутренняя цилиндрическая резьба.

В верхний корпус 1 вставляется вилка 3 с двумя перьями, имеющими в поперечном сечении форму ласточкина хвоста, на которые надеваются плашки 5. На тыльной стороне



Цанга 8 представляет собой полое коническое тело вращения. На верхней части цилиндрического участка цанги предусмотрен бурт со сквозным отверстием для прохода тела ловимых штанг, а с боку бурта просверлено отверстие и нарезана резьба под винт 9.

Нижняя конусная часть цанги нарезана на дольки, вследствие чего образуются три пера, равномерно отстоящих друг от друга по окружности. С внутренней стороны на нижних концах перьев цанги предусмотрены бобышки, обеспечивающие захват муфты штанг в процессе ловильных работ.

Цанга вставляется в корпус нижний 2 в сомкнутом положении. При достижении окон перья цанги за счет силы упругости разжимаются и утапливаются в окнах нижнего корпуса 2. Над цангой устанавливается пружина нижняя 7, удерживающая цангу в крайнем нижнем положении.

### МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ШТАНГОЛОВИТЕЛЕЙ

Перед спуском штанголовителя в скважину необходимо выбрать цангу необходимого диаметра в соответствии с диаметром ловимых штанг и проверить плавность ее перемещения.

Работу со штанголовителем производят в следующем порядке.

Штанголовитель присоединяют к нижнему концу колонны глубиннонасосных штанг, спускают в скважину до верхнего конца аварийной штанги и заводят ее конец внутрь ловителя. Затем приподнимают штанголовитель, фиксируют захват, расхаживают колонны аварийных насосных штанг в пределах грузоподъемности инструмента и извлекают ее.

Захваченная штанга после извлечения из скважины на устье освобождается следующим образом.

Если захвачено тело оборванной штанги, отворачивают переводник 4, вынимают пружину верхнюю 6 из верхнего корпуса 1. Ударяя по торцу штанги и удерживая штанголовитель, чтобы стронуть плашки 5, вынимают их вместе с вилкой 3 из верхнего конца корпуса верхнего 1 и извлекают освобожденную штангу из нижнего конца нижнего корпуса 2 (см. рис. II.25).

Если захвачена муфта (головка), удерживая штанголовитель, перемещают штангу до тех пор, пока винт направляющий 9 не выйдет из короткой стороны баянетного паза. Вращают штангу вправо и вынимают ее из корпуса нижнего.

Разбирают и собирают штанголовитель в цехах подземного ремонта скважин следующим образом.

Все детали штанголовителя очищают керосином, насухо протирают, а затем смазывают тонким слоем машинного масла.

Для разборки: отвинчивают и вынимают переводник 4; вынимают из верхнего корпуса 1 пружину верхнюю 6; вынимают вилку 3 с плашками 5; снимают плашки с пера вилки; отвинчивают верхний корпус; вынимают нижнюю пружину 7 из нижнего корпуса 2; отвинчивают и вынимают винт 9; вынимают цанги из нижнего корпуса 2.

Собирают штанголовитель в обратном порядке.

Необходимо обратить внимание на сборку цанги с нижним корпусом. Для этого вставляют снизу в нижний корпус 2 цангу 8 подобранного размера так, чтобы ее перья оказались против окон нижнего корпуса, а отверстие для направляющего винта — прорези баянетного паза. Затем вставляют и заворачивают

вают винт 9; вставляют нижнюю пружину 7, а затем вворачивают нижний корпус 2 в верхний корпус 1.

При сборке штанголовителя в целом или частично необходимо пользоваться штанговыми ключами.

Характерные неисправности и методы их устранения приведены в табл. II.26.

Основные параметры и размеры штанголовителей ШК приведены в табл. II.27.

ТАБЛИЦА II.26

| Неисправности  | Причина   | Методы устранения   |
|--|---|---|
| Плохо захватывает  | Засорена гребенчатая поверхность плашки<br>Изломаны зубья                   | Очистить зубья<br>Заменить плашки из комплекта запчастей  |
| При натяжении срывается захват муфта (голова)<br>Захват в верхнем ярусе односторонний<br>Тело штанги не заходит в верхний ярус | Цанга не соответствует объему ловли<br>Сломаны перья вилки<br>Согнуты вилки | Заменить цангу из комплекта запчастей<br>Заменить вилку из комплекта запчастей<br>Заменить вилку из комплекта запчастей |

ТАБЛИЦА II.27

| Параметры   | ШК47-19    | ШК57-22            | ШК69-36                |
|---|------------|--------------------|------------------------|
| Диаметр лопаточных насосных штанг, мм:                                    |            |                    |                        |
| тело  | 12; 16; 19 | 12; 16; 19; 22     | 16; 19; 22; 25; 32; 36 |
| голова  | 24; 35; 38 | 25; 35; 38; 43     | 35; 38; 43; 51         |
| муфта   | 26; 38; 34 | 26; 38; 34; 42; 46 | 38; 34; 42; 46; 55     |
| Диаметр насосно-компрессорных труб, внутри которых производится ловля, мм | 60         | 73                 | 89                     |
| Грузоподъемная сила, кН   | 60         | 100                | 140                    |
| Резьба присоединительная:   |            |                    |                        |
| ГОСТ 13877-80E  | ШГ19       | ШГ19               | ШГ22                   |
| ГОСТ 633-63   | —          | 43                 | 48                     |
| Размеры, мм:  |            |                    |                        |
| наружный диаметр  | 41         | 57                 | 69                     |
| длина   | 730        | 780                | 880                    |
| Масса, кг   | 4,0        | 5,2                | 6,8                    |

Срок службы до списания не менее одного года.

Преимущества штанголовителей ШК по сравнению со штанголовителями ЛШПМ2 — высокая грузоподъемность, возможность проводить ловильные работы в насосно-компрессорных трубах диаметром 60 мм и возможность ловить штанги при любых авариях, в том числе штанги с сильно сработанными муфтами.

### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ШТАНГОЛОВИТЕЛЯ ШК

Изготовление должно соответствовать требованиям ТУ-26-02-590-75.

Плашки штанголовителей после механической обработки должны подвергаться цементации на глубину 1—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском на твердость HRC 48-52.

После окончательной механической обработки цанги должны подвергаться термической обработке с последующей проверкой на отсутствие остаточного сжатия.

Сварка деталей штанголовителя должна производиться электродами Э42А-Ф марки УОНИ 13/45, качество которого должно соответствовать ГОСТ 9466-75.

Шероховатость контактных поверхностей плашек корпуса и перьев вилки штанголовителей должна быть не ниже 4 класса чистоты.

Конические поверхности корпусов штанголовителя, перьев вилки и плашек после их термической обработки должны проверяться шаблоном. Допускаемый зазор между шаблоном и сопрягаемой поверхностью — 0,1 мм.

Все детали штанголовителя должны быть концентричны. Предельное отклонение осей деталей в собранном штанголовителе от его геометрической оси должно соответствовать VII—VIII степени точности ГОСТ 10356-63\*.

Качество пружин должно обеспечивать перемещение плашек и цанги в крайнее нижнее положение.

Плашки, посаженные по направляющим перьев вилки без пружины, должны свободно, без заеданий и скачков, перемещаться под действием собственного веса при вертикальном положении корпуса.

### КОМПЛЕКС ЛОВИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Погружные центробежные электронасосы (ЭЦН) представляют собой комплекс, состоящий из различных конструкций узлов (насос, двигатель, пропелтор, компенсатор и т. д.). Поэтому ловить и извлекать все элементы комплекса ЭЦН одним инструментом становится невозможным.

Комплекс состоит из пяти ловителей, позволяющих проводить все виды ловильных работ с ЭЦН и его узлами.

#### ЛОВИТЕЛЬ КАБЕЛЯ

Ловитель предназначен для ловли и извлечения аварийных (оборванных) электрокабелей КРБК всех типоразмеров, находящихся над аварийными трубами в эксплуатационной колонне.

Ловитель кабеля (рис. II.26) состоит из переводника 1, корпуса 2, оси 3, плашки 4, кронштейна 5, шнека 6 и крепежных винтов 7.

Переводник 1 служит для соединения ловителя с трубами, при помощи которых его спускают в скважину. Корпус 2 необходим для удержания плашки и представляет собой цилиндр, на верхнем конце которого имеются наружная резьба и бурт, куда крепятся скобы. Нижняя внутренняя часть выполнена в виде конуса, на торце которого имеется поперечный паз, куда вставляется и заваривается шнек. Плашки 4 служат для захвата электрокабеля. Шнек 6 — для направления кабеля внутрь ловителя.

Ловитель кабеля спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах, не доходя до верхнего конца аварийного кабеля, спуск замедляют и начинают вращать трубы. При этом шнек 6 направляет кабель внутрь ловителя, а верхний конец, упираясь под плашки, поднимает их, а затем проходит внутрь трубы. Спуск с вращением продолжают до тех пор, пока не произойдет посадка ловителя. После этого производят подъем, при подъеме плашки сжимают электрокабель и происходит захват. При натяжении кабель обрывается и его из-

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

влекают из скважины. Для освобождения ловителя от захваченного кабеля на устье скважины захватывают последний со стороны переводника и вытаскивают его из ловителя.

### Техническая характеристика

|  |       |
|--|-------|
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, где производится ловильные работы, мм | 121,7 |
| Диаметр ловимых объектов, мм   | 19—36 |
| Грузоподъемная сила, кН  | 350   |
| Размеры, мм:   |       |
| диаметр  | 116   |
| длина  | 1200  |
| Масса, кг  | 30    |

### ЛОВИТЕЛЬ КОРПУСА

Ловитель предназначен для ловли и извлечения оставшихся в скважине аварийной головки, корпуса насоса или протектора ЭЦН за наружную поверхность в эксплуатационной колонне диаметром 140 мм.

Ловитель корпуса (рис. II.27) состоит из переводника 1, корпуса 2, захватной цанги 3, пружины 4 и воронки 5.

Переводник 1 служит для удержания пружины в сжатом состоянии, а также для соединения ловителя с бурильными трубами.

Корпус 2 предназначен для удержания и направления цанги 3. Он воспринимает растягивающие и распирающие усилия. В нижней части сделаны внутренние конические поверхности.

Внутри верхнего и нижнего концов имеется резьба для соединения переводника 1 и воронки 5. Цанга 3 служит для захвата аварийной головки корпуса насоса или протектора за наружную поверхность. На нижнем конце передвигается внутренний выступ, где нарезаны винтовые зубья. Верхняя цельная часть сделана ступенчатой для упора пружины.

Пружина 4 служит для удержания цанги 3 в крайнем нижнем положении. Воронка 5 необходима для облегчения процесса накрывания.

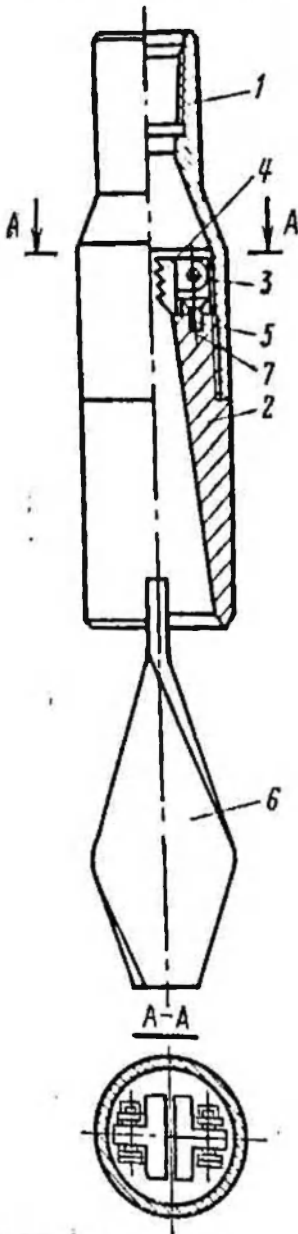


РИС. II.26. Ловитель кабеля

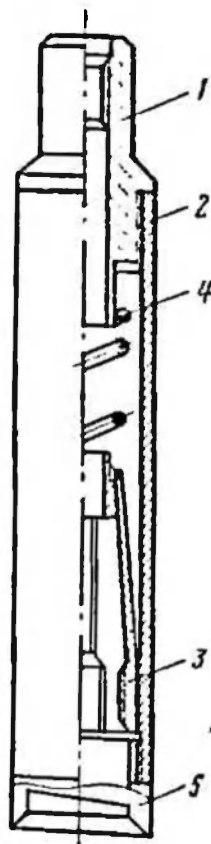


РИС. II.27. Ловитель корпуса

Винт 6 служит для ограничения хода цанги 3 в крайнем нижнем положении. Ловитель спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. Не доходя до верхнего конца аварийного объекта, спуск замедляют и начинают промывку. После этого с вращением труб накрывают верхний конец и, приподнимая трубы с ловителем, проводят захват. Затем извлекают аварийный объект. На устье скважины ловитель освобождается от захвата следующим образом.

На торец переводника ставят кусок доски и, ударяя кувалдой, страгивают перья цанги. После этого, вращая дователь, извлекают ловимый объект.

**Техническая характеристика**

|   |       |
|---|-------|
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм | 121,7 |
| Диаметр ловимых объектов, мм                    | 92    |
| Грузоподъемная сила, кН                         | 500   |
| Размеры, мм                                     |       |
| наружный диаметр                                | 116   |
| длина   | 670   |
| Масса, кг                                       | 20    |

**ЛОВИТЕЛЬ ФЛАНЦА**

Ловитель предназначен для ловли и извлечения центробежного электрокасоса, протектора, оставшихся в скважине, путем захвата под фланец внутри эксплуатационной колонны.

Ловитель (рис. II.28) состоит из муфты 1, шпинделя 2, полумуфты 3, втулки ограничителя 4, цанги 5, пружины 6 и винта 7.

Цанга 5 служит для ловли аварийного объекта захватом под фланец. Цанга имеет четыре пера, образованных при помощи продольных ступенчатых разрезов. Верхние части разрезов сделаны шире, а нижние части уже для удержания втулки 4.

На нижнем конце внутри перьев имеется утолщенная часть, при помощи которой обхватывается ловильный объект под фланец.

На верхней цельной части имеются резьба под полумуфту 3 и два продольных паза для втулки 4.

Шпиндель 2 служит для передачи осевой нагрузки на цангу. На его верхнем конце предусмотрена резьба под переводник, а на нижнем конце — наружный бурт с двумя продольными пазами, куда вставлены пружины, скрепленные винтами 7.

Полумуфта 3 служит для упора втулки 4, которая удерживает перья цанги в сомкнутом положении. В верхнем конце втулки сделаны два ушка, выступающие внутри пружины 6. Пружина 6 служит для удержания втулки 5 в верхней части цанги.

Принцип работы ловителя следующий.

Ловитель с помощью бурильных труб спускают в скважину, не доводя его до ловильного объекта, проводят промывку и накрывают аварийный объект. После этого, посадив на него ловитель, часть веса труб, при помощи которых спущен ловитель в скважину, через переводник передают на цангу. При этом перья, раскрываясь, заходят на фланец и подхватывают его снизу. При подъеме труб верхний торец втулки упирается в нижний торец полумуфты 3 при нагрузке 5—10 кН. Затем ушки втулки 4 соскакивают с пружины 6 и падают до узкой части разрезов. Цанга при дальнейшей нагрузке удерживает перья от расширения и извлекает ловимый объект из скважины. После извлечения ловимого

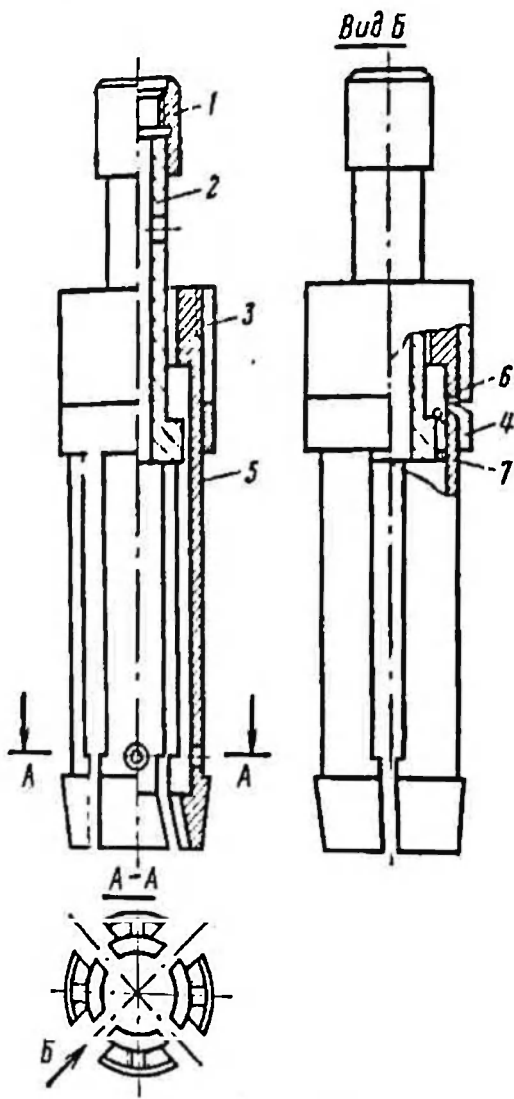


РИС. II.28. Ловитель фланца

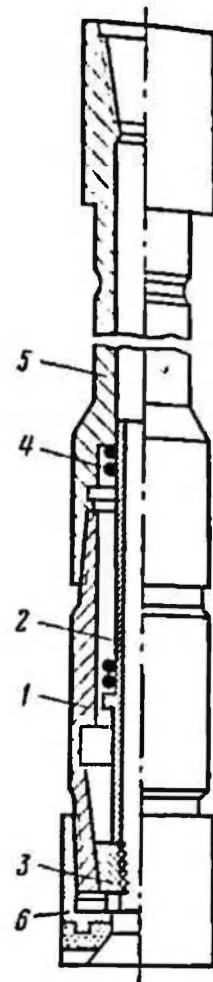


РИС. II.29. Ловитель вала

объекта ловитель освобождается от захвата, для чего приподнимают распорную втулку, затем приподнимают перья цапги и, упирая на бурт шпинделя, расширяют перья. В этом положении вынимают ловимый объект.

Техническая характеристика

|   |       |
|---|-------|
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм | 121,7 |
| Диаметр ловимых объектов, мм                    | 103   |
| Грузоподъемная сила, кН                         | 400   |
| Размеры, мм:                                    |       |
| наружный диаметр                                | 116   |
| длина   | 595   |
| Масса, кг                                       | 14    |

ЛОВИТЕЛЬ ВАЛА

Ловитель предназначен для фрезерования сломанных или отвернувшихся корпусов насоса, протектора или электродвигателя ЭЦН, а также извлечения их из скважины.

Ловитель вала (рис. II.29) состоит из корпуса 1, плашкодержателя 2, плашек 3, пружины 4, переводника 5 и фрезера-воронки 6.



Корпус служит для направления плашек и воспринимает растягивающие и расширяющие усилия. На нижних и верхних концах имеются резьбы для соединения переводника 5 и фрезера-воронки 6.

Внутри нижней части корпуса прорезаны два противоположно расположенных паза с профильным сечением в виде ласточкина хвоста для размещения плашек 3.

Плашки служат для захвата ловимого вала и имеют поперечное сечение с профилем ласточкина хвоста. Внутри нарезаны гребенчатые зубья для зацепления. Перемещение плашек вниз ограничивается упором в бурт фрезера-воронки 6. Плашки под действием силы упругости пружины 4, перемещаясь вниз, занимают крайнее нижнее положение.

Плашкодержатель 2 служит для удержания плашек 3 в пазах корпуса 1.

Фрезер-воронка служит для фрезерования сломанного и отвернутого корпуса насоса, протектора или электродвигателя и обнажения верхнего конца вала, для захвата последнего плашками 3.

Ловитель вала спускают в скважину на бурильных трубах, не доводя до верхнего конца аварийного объекта, проводят промывку. Затем, посадив на верхний сломанный или отвернутый торец корпуса, проводят фрезерование при осевой нагрузке 15—20 кН и частоте вращения 50—60 об/мин.

По мере фрезерования верхний торец вала упирается в нижний торец плашек, приподнимает их до тех пор, пока вал не заходит в плашки. После этого под силой упругости пружины плашки сжимают снаружи вал. При подъеме бурильных труб с ловителем происходит захват.

После подъема ловитель освобождается от аварийного объекта следующим образом. Отворачивают переводник 5 от корпуса 1, вынимают пружину 4 и отталкивают плашки 3 совместно с плашкодержателем 2 вверх. И, удерживая плашкодержатель совместно с плашками в крайнем верхнем положении, вынимают вал из ловителя.

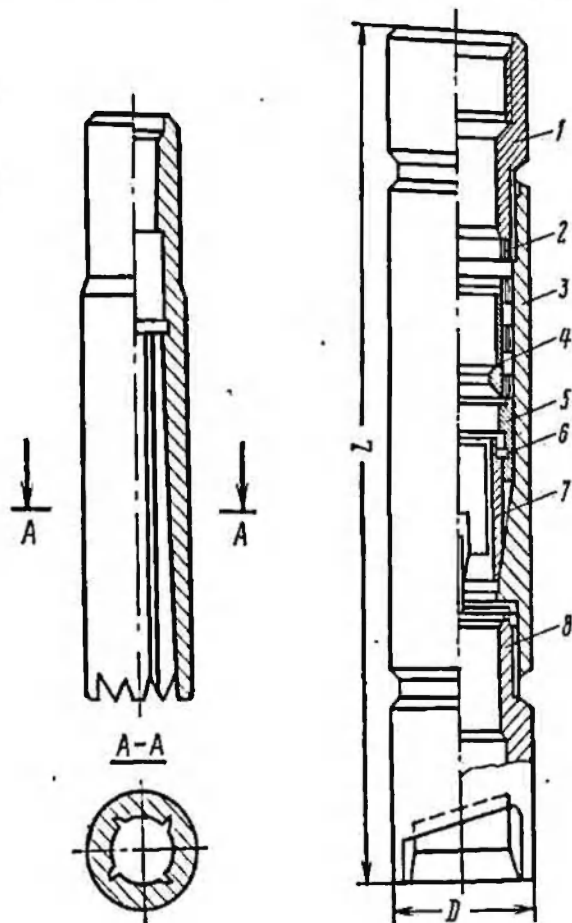


РИС. II.30. Колокол-фрезер

РИС. II.31. Ловитель плашечный для бурильных труб типа ЛБП

Техническая характеристика

|   |       |
|---|-------|
| Средний диаметр эксплуатационной скважины, мм | 121.7 |
| Диаметр ловимого объекта, мм                  | 16—36 |

|                         |     |
|-------------------------|-----|
| Грузоподъемная сила, кН | 530 |
| Размеры, мм:            |     |
| диаметр                 | 116 |
| длина                   | 820 |
| Масса, кг               | 29  |

### КОЛОКОЛ-ФРЕЗЕР

Колокол-фрезер предназначен для ловли и извлечения двигателя электропогружного насоса, а также компенсатора внутри эксплуатационной колонны. Колокол-фрезер (рис. II.30) по своей конструкции от серийно выпускаемых колоколов отличается только конструктивными размерами, а также покрытием зубьев релитом.

#### Техническая характеристика

|   |       |
|---|-------|
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм | 121,7 |
| Диаметр ловимых объектов, мм                    | 103   |
| Грузоподъемная сила, кН                         | 400   |
| Размеры, мм:                                    |       |
| наружный диаметр                                | 116   |
| длина   | 330   |
| Масса, кг                                       | 9     |

### КОМПЛЕКС ЛОВИТЕЛЕЙ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, ТУРБОБУРОВ, ЭЛЕКТРОБУРОВ И ДОЛОТ

#### ЛОВИТЕЛИ ПЛАСЧЕЧНЫЕ ЛБП ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ОСТ 25 02-640-72

Ловители ЛБП (рис. II.31) предназначены для захвата за наружную поверхность бурильных труб, застрявших в скважине, с одновременной промывкой скважины через ловимый объект. При необходимости ловители могут быть освобождены от захвата.

Стандартом предусмотрены ловители в двух исполнениях:

исполнение 1 — одинарные (ЛБП), осуществляющие захват за один участок колонны (трубу, замок и т. д.);

исполнение 2 — сдвоенные (ЛБПС), осуществляющие захват за два участка колонны (труба — труба, труба — замок и т. д.).

Ловитель состоит из переводника 1, узла корпуса 3 со шпонками, пружин 2, нажимной втулки 4, манжет 5, плашек 7 и воронки 8.

Шпонки помещены в пазах корпуса, имеющих поперечное сечение в форме ласточкина хвоста, и прикреплены к корпусу винтами. В корпусе расположены сменные плашки, предназначенные для захвата труб и замков. Наружная поверхность каждой плашки коническая, с внутренней стороны нанесена левая резьба специального профиля. У каждой плашки предусмотрены выступ и вырез, благодаря которым они соединяются между собой (по две). Сверху на плашках расположено кольцо 6 с манжетой, обеспечивающей герметичность при промывке через ловимый объект. Манжета поджимается пружиной, надетой на втулку, которую, в свою очередь, поджимает переводник, для соединения ловителя с колонной бурильных труб. Снизу корпус на резьбе соединен с воронкой.

Сдвоенные ловители применяют, когда растягивающая нагрузка превышает грузоподъемность одинарного ловителя. Сдвоенные ловители соединены между собой при помощи специального шипа.

Срок службы ловителей до списания не менее двух лет, плашек — три года захвата.

Основные параметры ловителей типа ЛБП приведены в табл. II.28. В любой аварийной ситуации, т. е. когда конец ловимого объекта кончается трубой, замком, замковой муфтой, переводником подходящего размера и пр., можно спустить ловитель типа ЛБП. Не рекомендуется использовать ловитель, когда конец трубы сильно разорван и геометрия сечения ловимого объекта изменена.

Применение ловителя вместо колокола или метчика более целесообразно и экономически выгодно, особенно там, где нет прихвата, не ожидаются высокие давления при продавливании бурового раствора, обвалов породы и пр., и нет необходимости расхаживания и вращения бурильной колонны.

ТАБЛИЦА II.28

| Ловитель                          | Диапазон захватываемых диаметров, мм | Диаметр скважины, мм | Грузоподъемная сила, кН | Основные размеры, мм |              | Масса, кг  |
|-----------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|--------------|------------|
|                                   |                                      |                      |                         | D                    | L            |            |
| ЛБП89/114-175<br>ЛБПС89/114-175   | 89—114                               | 190                  | 800<br>1200             | 175                  | 1000<br>1795 | 117<br>195 |
|                                   |                                      |                      |                         |                      |              |            |
| ЛБП114/140-200<br>ЛБПС114/140-200 | 114—140                              | 214                  | 1000<br>1500            | 200                  | 1030<br>1750 | 132<br>236 |
|                                   |                                      |                      |                         |                      |              |            |
| ЛБП127/155-225<br>ЛБПС127/155-225 | 127—155                              | 253                  | 1250<br>1800            | 225                  | 1115<br>1870 | 163<br>295 |
|                                   |                                      |                      |                         |                      |              |            |
| ЛБП140/178-245<br>ЛБПС140/178-245 | 140—178                              | 269                  | 1250<br>1800            | 245                  | 1180<br>2025 | 177<br>304 |
|                                   |                                      |                      |                         |                      |              |            |
| ЛБП168/203-270<br>ЛБПС168/203-270 | 168—203                              | 295                  | 1600<br>2400            | 270                  | 1210<br>2070 | 173<br>316 |
|                                   |                                      |                      |                         |                      |              |            |

В каждом УБР необходимо иметь комплект ловителей с их запасными частями, переводниками и др. При этом они должны быть подобраны в соответствии с диаметрами пробуриваемых скважин и применяемых бурильных труб.

### МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

Перед спуском ловителя в скважину проверяют соответствие воронки диаметру скважины; плашек и резиновой манжеты — диаметру бурильных труб.

Согласно инструкции по эксплуатации до спуска ловителя подтягивают резьбы на всех соединениях. Затем ловитель на бурильной колонне спускают в скважину, предварительно зафиксировав расстояние от торца воронки до плашек.

Последние 15—20 м колонну бурильных труб спускают медленно, с промывкой, следя за показаниями индикатора веса, манометра на насосе и состоянием циркуляции бурового раствора. Накрыв конец аварийной трубы, легким поворотом ловителя на пол-оборота заводят его внутрь корпуса. Затем ловитель спускают без вращения. В процессе спуска верхняя часть колонны, упираясь в плашки, раздвигает их и проходит через резиновую манжету. При последующем натяжении колонны плашки опускаются вниз и захватывают вводимую в корпус бурильную колонну. Сигналом захвата ловимого объекта является расположение колонны ниже обрыва на расстоянии не менее длины от торца воронки до конца плашек. Манжета герметизирует пространство между трубой и корпусом ловителя. Если при натяжении бурильная колонна сразу

не освобождается, надо усилить циркуляцию бурового раствора и снова попытаться поднять ее с расхаживанием.

При последующих расхаживаниях постепенно увеличивают растягивающую нагрузку (на 5—10 делений больше веса колонны). Если трубы не освобождаются, расхаживание повторяют. При повторных неудачах освободить ловимую колонну труб с разрешения руководства увеличивают растягивающую нагрузку до 15 делений и расхаживают трубы (при этом имеется в виду, что для труб и ловителя установлен полуторакратный запас прочности). При невозможности поднять трубы устанавливают нефтяную ванну или освобождают ловитель.

Для освобождения ловителя натягивают его, а затем резко опускают вниз. При этом опускают вниз и корпус, а плашки, врезавшись насечкой в тело трубы, остаются в них. Медленным вращением колонны и с постепенным подтягиванием вверх сбивают плашки с ловителя. Благодаря левой насечке, плашки перемещаются вверх и ловитель освобождается от захвата.

Сдвоенные ловители имеют ряд преимуществ.

Нет необходимости каждый раз перед использованием устанавливать в его корпусе плашки и резиновую манжету в зависимости от того, чем заканчивается оставшаяся в скважине колонна — замком, замковой муфтой или открытым концом трубы.

Ловители спускают в скважину без изменений и регулировки.

Они соединяются любой колонной бурильных труб и в любом месте разрыва.

Не затрачивается время на сборку ловителя и его регулировку в момент обнаружения аварии.

Сокращается время между концом подъема аварийной колонны и началом повторного спуска ловильного инструмента.

За счет сокращения потери времени становится возможным захват ловимой колонны бурильных труб до ее прихвата, т. е. полностью устраняется опасность прихвата аварийной колонны труб.

Ловители типа ЛБП комплектуются сменными и запасными деталями: плашками и манжетами. Запасные плашки и манжеты под тело трубы ГОСТ 631—75 \* диаметрами 89, 114, 127, 140, 168 — по одной штуке. Под замки ГОСТ 5286—75 \*\*: ЗН-108, ЗН-113, ЗН-140, ЗН-172, ЗО-197, ЗШ-146, ЗШ-178, ЗШ-203, ЗУ-155 — по одной штуке.

По требованию заказчика за отдельную плату завод-изготовитель поставит плашки и манжеты под все элементы бурильных колонн.

## ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ЛОВИТЕЛЕЙ ЛБП. ОСТ 26-02-640—72

Ловители типа ЛБП изготавливаются в соответствии с требованиями ТУ 26-02-221—75.

Качество заготовок, используемых для изготовления деталей ловителя, должно соответствовать ГОСТ 8479—70 \* IV группе и категории прочности:

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

\*\* ГОСТ действителен до 01.01.83.

КП70 — для корпуса и КП50 для переводника и ниппеля. Поковки корпусов и переводников до механической обработки должны подвергаться нормализации и отжигу.

Плашки после механической обработки должны подвергаться цементации на глубину 1,0—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском на твердость HRC 48—52.

Шероховатость контактных поверхностей плашек и корпусов ловителей не должна быть более  $Ra=2,0$  мкм.

Твердость поверхностей деталей ловителя после термической обработки должна быть не менее:

|                       |              |
|-----------------------|--------------|
| переводника и ниппеля | — HB 236—277 |
| корпуса               | — HB 269—311 |
| пружин                | — HRC 40—45  |

Качество соединительных резьб должно соответствовать требованиям ГОСТ 631—75\* и ГОСТ 632—80.

Все детали ловителя должны быть изготовлены концентрично. Предельное отклонение осей деталей в собранном ловителе от его геометрической оси — 0,3 мм на каждые 0,5 м длины ловителя.

Перемещение плашек в собранном виде ловителя должно осуществляться вверх — при вводе в ловитель ловимой трубы; вниз — под действием пружины.

Перемещение плашек по пазам корпуса должно быть плавным, без заеданий.

Ловитель в собранном виде должен обеспечивать надежный, без проскальзывания, захват труб, муфт и замков соответствующего размера.

После изготовления каждый ловитель в собранном виде подвергается стендовым испытаниям: без нагрузки на захват (трехкратно), под нагрузкой, превышающей грузоподъемность на 25 %, на прочность. Обнаруженные дефекты после испытания устраняются в соответствии с требованиями технических условий.

После испытания на прочность каждый ловитель подвергается стендовым гидравлическим испытаниям на герметичность резиновой манжеты.

## ЛОВИТЕЛЬ ПЛАШЕЧНЫЙ

Этот ловитель широко применяется в объединении Грознефть и предназначен для бурильных труб диаметром 114 и 140 мм (рис. П.32). Основные параметры этих ловителей: сравнительно небольшой наружный диаметр инструмента, относительно высокая грузоподъемная сила — 2000 кН.

Конструктивно мало отличается от ловителей ЛБП.

В конструкции исключен узел шпонки и увеличена опорная поверхность между плашками и корпусом.

Ловитель состоит из переводника 1, упора 2, плоской спиральной пружины 3, нажимной втулки 4, резиновой манжеты 5, плашек 6 и корпуса 7. Порядок работы ловителя в скважине аналогичен ловителям ЛБП.

\* ГОСТ действителен до 01.01.82.

# ЛОВИТЕЛЬ КОМБИНИРОВАННЫЙ СО СПИРАЛЬНЫМ ЗАХВАТНЫМ УСТРОЙСТВОМ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ЛБК-140-220

Ловитель комбинированный ЛБК (рис. П.33) предназначен для ловли и извлечения из бурящихся скважин диаметром 243 мм аварийных бурильных труб диаметрами 140, 146 и 168 мм и замков ЗН-172 и ЗШ-178 с одновременной промывкой забоя через объект, захваченный ловителем.

Ловитель ЛБК представляет собой цилиндрическое тело 1, на внутренней поверхности которого нарезаны винтообразные ступеньки под захватным устройством (под спиральным или под цапговым), обеспечивающим захват и извлечение соответствующих размеров аварийных бурильных труб и замков.

Спиральный захват 4 имеет внутри левую винтовую нарезку (ловильная резьба), а снаружи — конусную поверхность, соответствующую внутренней винтовой нарезке в корпусе ловителя.

Нижняя часть спирального захвата заканчивается стопором 7, который входит в соответствующий паз корпуса и предотвращает вращение его при ловильных работах.

Ловитель оснащается самоуплотняющейся манжетой 5, обеспечивающей герметичность соединения ловителя с захваченным объектом. Герметичность резьбового соединения корпуса с переводником обеспечивает уплотнительное кольцо 6.

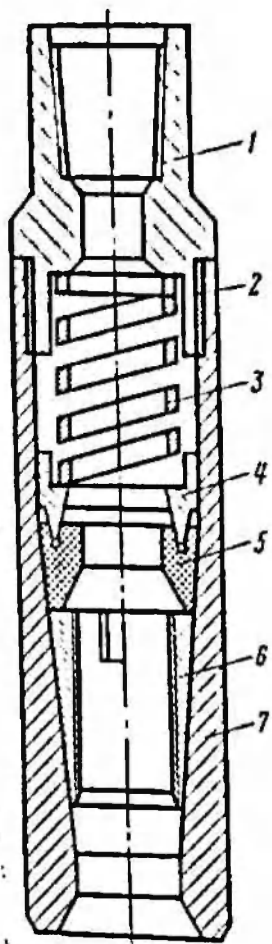


РИС. П.32. Ловитель плащечный

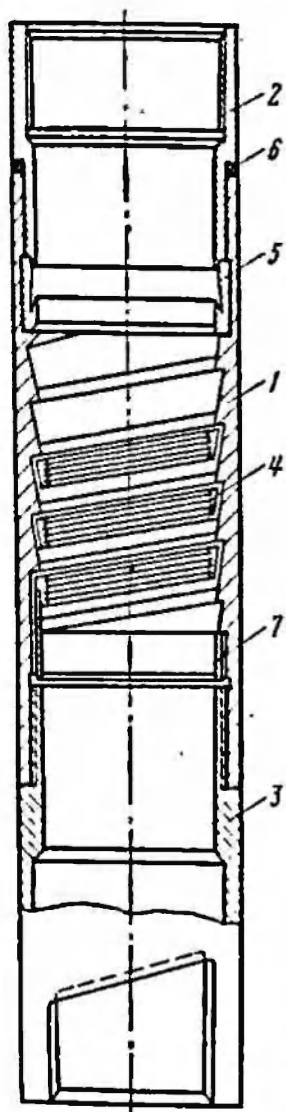


РИС. П.33. Ловитель комбинированный ЛБК

В зависимости от размеров аварийных объектов ловитель собирается либо со спиральным захватом, либо с цапговым (на рисунке не указано).

При спуске в скважину ловителя, собранного со спиральным захватом, ловимый объект входит в корпус. Верхний конец ловимой трубы, входя в захват, расширяет его в радиальном направлении, проходит через уплотнительную манжету и упирается в переводник 2. Таким образом, спиральный захват по периметру охватывает ловимый объект за наружную поверхность.



При подъеме инструмента захватное устройство (спиральное или цанговое), двигаясь вниз по конусной винтообразной нарезке, внедряется резьбой в ловимый объект, осуществляя его захват.

После захвата объекта восстанавливают циркуляцию и затем прилагают осевую нагрузку в пределах грузоподъемности ловителя для освобождения и извлечения аварийных труб. При невозможности извлечения оставшихся в скважине аварийных труб ловитель освобождается от захвата и извлекается из скважины. Для этого резким опусканием захватное устройство освобождают от захвата, затем вращают ловитель вправо и поднимают.

Разбирают ловитель следующим образом.

Отворачивают воронку 3, вынимают стопорное кольцо 7 и спиральный захват 4. Затем отворачивают переводник 2, вынимают уплотнительное кольцо 6 и манжету уплотнительную 5.

Собирают ловитель в обратном порядке.

Ловитель комплектуют запасными частями: манжетой, кольцом уплотнительным, спиральным захватом.

#### Техническая характеристика

|                          |      |
|--------------------------|------|
| Диаметр скважин, мм      | 243  |
| Резьба присоединительная | 194  |
| Грузоподъемная сила, кН  | 1750 |
| Размеры, мм:             |      |
| нар. жный диаметр        | 220  |
| длина                    | 1040 |
| Масса, кг                | 87,0 |

Ловители комбинированные со спиральным захватным устройством выгодно отличаются от плашечных ловителей высокими показателями качества.

Конструкция этих ловителей позволяет при наименьших наружных диаметрах обеспечивать наибольшую грузоподъемность, что повышает диапазон их применяемости.

Недостатком ловителей со спиральным захватным устройством является то, что они при изготовлении более трудоемки. Однако это легко компенсируется их высокими показателями качества, которые создают высокий экономический эффект за счет расширения диапазона применяемости, увеличения грузоподъемности, сокращения спуско-подъемных операций и пр.

#### ЛОВИТЕЛИ ДЛЯ ТУРБОБУРОВ

В настоящее время турбинное бурение самый распространенный способ бурения. Для ликвидации аварий с турбобурами буровые предприятия пользуются своими ловителями, созданными в механических мастерских. Все эти ловители конструктивно основаны на принципе извлечения турбобуров с захватом за гайки и контргайки.

#### ШЛИПСЫ

Шлипсы имеют более низкое расположение плашек в корпусе, что обусловлено конструктивной особенностью турбобуров.

Шлипс Я. В. Часовитина и Р. Н. Осипова (рис. II.34, а) может захватывать турбобур за гайку и контргайку без извлечения распорной втулки. Наружный диаметр шлипса уменьшен так, что он входит в упорную муфту и в корпус турбины.

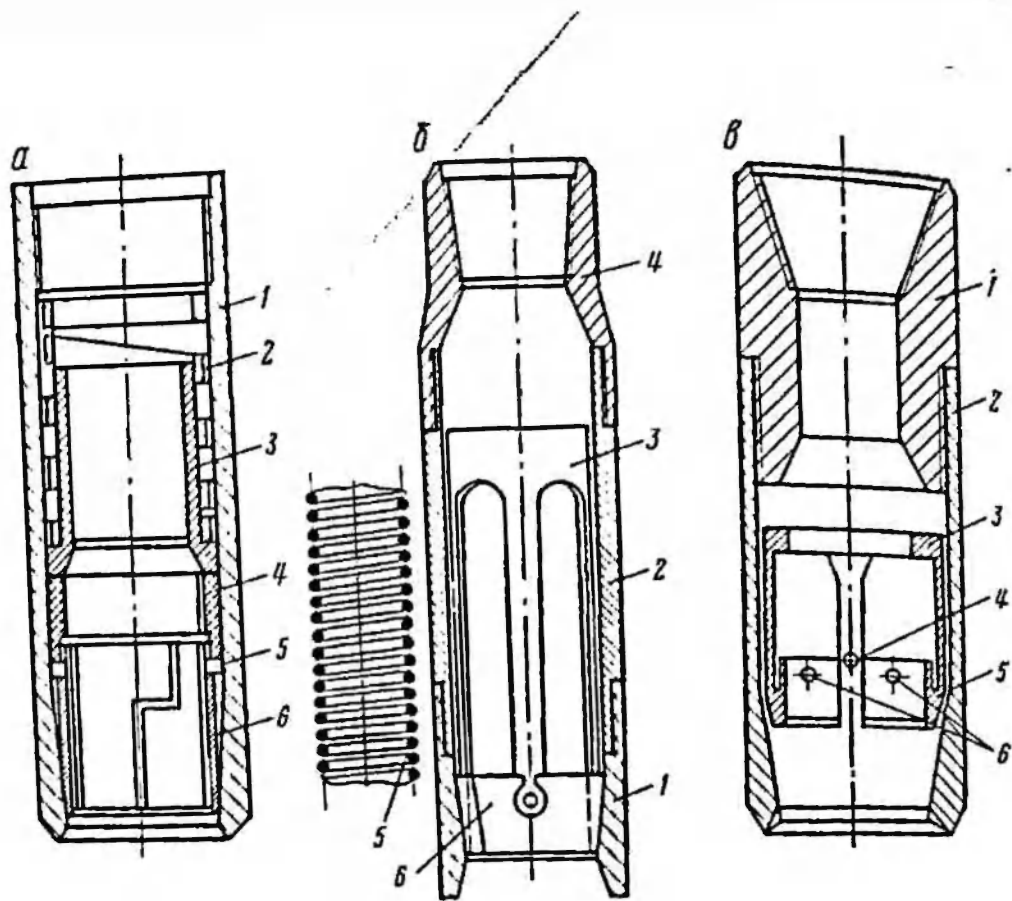


РИС. II.34. Шлипсы для извлечения турбобуров

а — шлипс Я. В. Часовитина и Р. Н. Осипова: 1 — конус; 2 — пружина; 3 — направляющая воронка; 4 — резиновое уплотнение; 5 — резиновое кольцо; 6 — плашки; б — шлипс М. П. Штепо: 1 — направляющая воронка; 2 — корпус; 3 — пружинный фонарь; 4 — переводник; 5 — спиральная пружина; 6 — плашки; в — турбиноловка В. Н. Безрукова: 1 — переводник; 2 — корпус; 3 — стакан; 4 — винт; 5 — плашки; 6 — винты

В шлипсе М. П. Штепо (рис. II.34, б) пружинный фонарь имеет в верхней части доннышко, поэтому для захвата шлипс опускают до тех пор, пока он не накроет верхнюю гайку подпятника. Для более полного захвата включают буровой насос. Под давлением бурового раствора пружинный фонарь вместе с плашками надвигается на контргайку и гайку. При подъеме буровой колонны конические поверхности направляющей воронки сжимают плашки, вследствие чего последние захватывают гайку и контргайку.

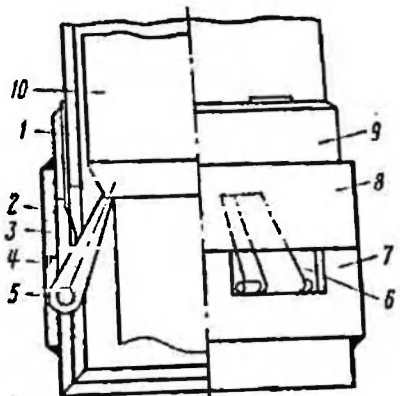


РИС. II.35. Ловитель турбобуров конструкции Л. В. Алянчикова:

1 — обсадная труба; 2 — башмачная муфта; 3 — пружина; 4 — собачка; 5 — ось; 6 — окно; 7, 8 — вспомогательные кольца; 9 — дополнительное кольцо; 10 — ниппель турбобура

### ЛОВИТЕЛЬ ТУРБОБУРОВ

Ловитель турбобуров конструкции Л. В. Алянчикова (рис. II.35) предназначен для извлечения из скважины вала турбобура, застрявшего вместе с комплектом роторов и статоров, закрепленных гайкой и контргайкой.

захватом турбобура под ниппель или диск нижнего статора. Ловитель снабжен специальной собачкой, которая после ввода ниппеля турбобура в ловильный инструмент осуществляет его захват.

### ЛОВИТЕЛИ ЭЛЕКТРОБУРОВ

Для ликвидации аварий с турбобурами применяется комплекс специально созданных АЗИНМАШем колоколов, метчиков и др. Колокол трубный ИКБТ-127-190 (рис. II.36, а) предназначен для ловли буровой колонны, состоящей из 114-мм труб, в скважине диаметром 190 мм с захватом за трубную резьбу или за высаженную часть трубы. Диаметр ловильной резьбы 112—127 мм.

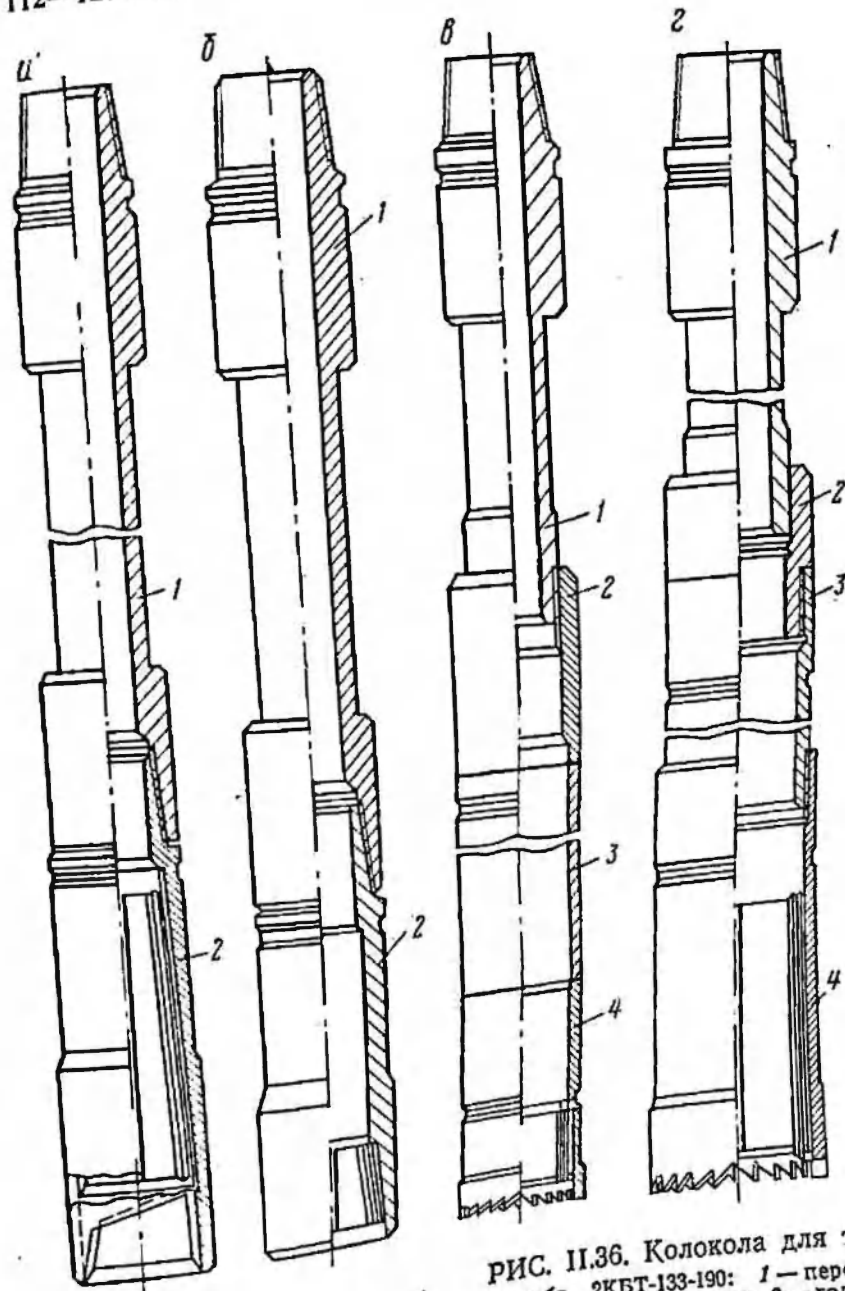


РИС. II.36. Колокола для турбобуров

а — колокол трубный ИКБТ-127-190; б — колокол-калибр 2КБТ-133-190; в — колокол-калибр-фрезер ИККФЭ-190; г — колокол-калибр-фрезер ИКФЭ-269; 1 — переводник; 2 — головка к приемной трубе; 3 — труба приемная; 4 — колокол-фрезер

Колокол-калибр замковый 2КБТ-133-190 (рис. П.36, б) предназначен для ловли бурильной колонны, состоящей из 114-мм труб с замками ЗУ-155, в скважине диаметром 190 мм с захватом за резьбу ниппеля замка. Диаметр ловильной резьбы 105—133 мм.

Колокол-калибр-фрезер 1ККФЭ-190 (рис. П.36, в) предназначен для ловли электробура Э-170 за резьбу ниппеля верхнего или нижнего соединительного корпуса в скважине диаметром 190 мм. Диаметр ловильной резьбы 140—155 мм.

Колокол-фрезер 1КФЭ-269 (рис. П.36, г) предназначен для ловли электробура Э-215 с захватом за корпус в скважине диаметром 269 мм. Диаметр ловильной резьбы 200—220 мм.

Колокол-калибр-фрезер и колокол-фрезер имеют режущие кромки, армированные твердым сплавом, которые зубьями срезают кабель. Кроме того, они имеют приемные трубы, через которые пропускаются выступающие над корпусом электробура его внутренние механизмы и устройства.

Когда спуск колокола или ловителя не дает положительных результатов, применяют метчики универсальные, специальные и шпindelные, которые конструктивно мало отличаются от обычных метчиков.

#### ПАУКИ

При ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах применяют различные виды пауков, в том числе и пауки с магнитным ловителем. Пауки применяются для ловли и извлечения долот, шарошек, переводников, перфораторов и других мелких металлических предметов, застрявших на забое скважины. Пауки в большинстве случаев оснащаются режущей кромкой для предварительной обработки и накрывания аварийных объектов. Гидравлический паук (рис. П.37) снабжен гидравлической системой, которая работает от давления промывочной жидкости. Спускают инструмент до забоя, накрывая вращением аварийный объект. Под действием давления

РИС. П.37. Гидравлический паук

промывочной жидкости поршень 1, поджимая пружину 2, перемещается в нижнее положение. Под действием пружины, посредством толкателя 3, опускаются собачки 4, которые захватывают аварийные металлические предметы. После прекращения циркуляции жидкости собачки устанавливаются в горизонтальном положении. Паук с захваченными предметами извлекается из скважины.

#### ЛОВИЛЬНЫЕ УДОЧКИ

Ловильные удочки широко применяются при ликвидации аварий с канатами, кабелями в эксплуатационных скважинах диаметром 168 мм.

Ловильные удочки подразделяются на нешарнирные и шарнирные. Нешарнирные удочки, в свою очередь, делятся на следующие виды: крючок, однорогая удочка, однорогая удочка с промывочным каналом и однорогая удочка односторонняя с промывочным каналом (рис. П.38).

Нешарнирная удочка представляет собой цельнокованый стержень 3 круглого сечения, заостренный на нижнем конце и соединяющийся при

помощи резьбы на верхнем конце с переводником 1, служащим для соединения с колонной бурильных труб. К стержню присоединяются крючки 4 специальной формы, при помощи которых захватывают канат или кабель (в удочках нешарнирного типа крючки привариваются к стержню, а в удочках шарнирного типа — укрепляются в прорезях стержня на шарнирах).

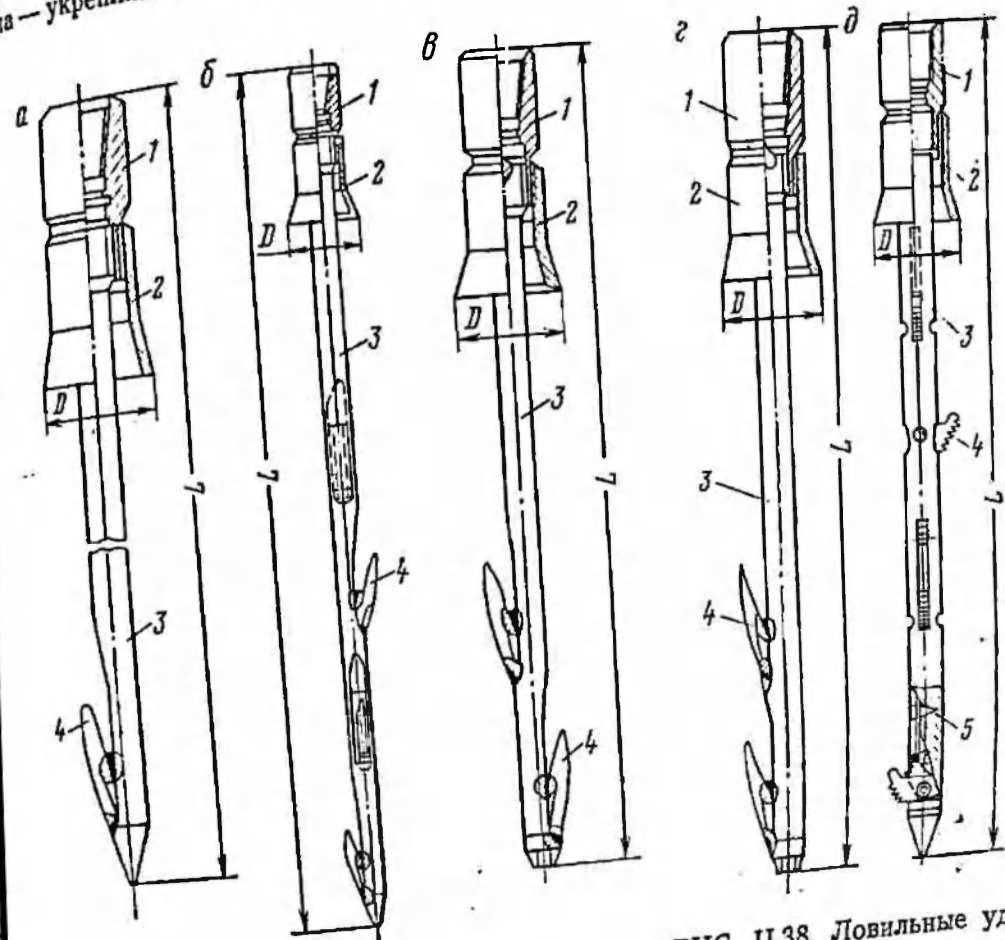


РИС. П.38. Ловильные удочки: а — удочка-крючок УК1-168; б — однорогая удочка УО1-168; в — однорогая удочка с промывочным каналом УООП1-168; г — шарнирная удочка УШ1-168

Шарнирная удочка (рис. П.38, д) применяется в тех случаях, когда канат или кабель, спутанные в клубок, затрудняют прохождение однорогой удочки с приваренными крючками. При прохождении удочки через клубок каната или кабеля крючки, откидываясь на осях и сжимая пластинчатые пружины 5, входят внутрь прорези, почти не выступая за габариты стержня.

ТАБЛИЦА П.2

| Удочка                                     | Условный диаметр обсадной колонны, мм | Грузоподъемность, кН | Основные размеры, мм |       | Масса, кг |
|--|---------------------------------------|----------------------|----------------------|-------|-----------|
|  |                                       |                      | Диаметр              | Длина |           |
| УК1-168<br>УО1-168<br>УООП1-168<br>УШ1-168 | 168                                   | 300                  | 138                  | 1600  | 33        |
|  |                                       |                      |                      | 2000  | 35        |
|  |                                       |                      |                      | 1200  | 23        |
|  |                                       |                      |                      | 1200  | 29        |
|  |                                       |                      |                      | 1600  | 35        |



При извлечении удочки крючки под действием силы упругости пружин вновь возвращаются в раскрытое положение и захватывают ловимый объект. К перекладкам на резьбе прикреплены воронки 2, которые ограничивают прохождение удочки через спутанный клубок каната или кабеля.

Удочки изготовляют левыми и правыми с соответствующим направлением соединительных резьб и крючков.

Техническая характеристика ловильных удочек приведена в табл. II.29.

Ловильные удочки применяют также при ликвидации аварий в бурении в открытом стволе скважин. Для этого подбирают соответствующий диаметр воронки.

### ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ОСТ 26-02-1312-75

Центрирующие приспособления предназначены для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента (метчиков, колоколов и др.) и ловимого объекта (бурильной колонны или колонны насосно-компрессорных труб).

Элементами центрирующих приспособлений являются направление с вырезом (рис. II.39, а), направление с резьбой под воронку (рис. II.39, б), воронка (рис. II.39, в), головка (рис. II.39, г) и кольцо (рис. II.39, д).

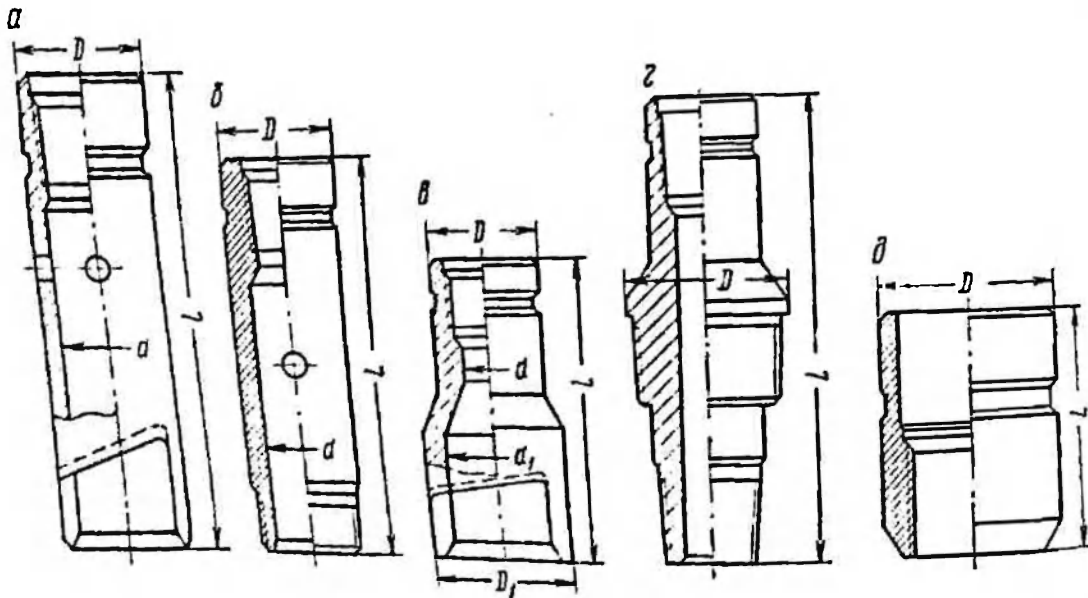


РИС. 39. Центрирующие приспособления: а — направление с вырезом; б — направление с резьбой; в — воронка; г — головка; д — кольцо

Направление с вырезом применяют для центрирования ловильного инструмента в скважинах, где невозможно использовать воронку ввиду малого зазора между наружной поверхностью воронки и скважиной.

Головки имеют с обоих концов замковые соединительные резьбы для соединения с колонной ловильных труб и инструментом. В средней части головки предусмотрена резьба для присоединения направления с вырезом или направления с воронкой.

Кольца присоединяются к резьбе на ловильном инструменте.

Центрирующие приспособления изготовляют правыми (с правыми соединительными резьбами и соответствующими вырезами) и левыми (с левыми соединительными резьбами и соответствующими вырезами). В зависимости от направления резьбы ловильного инструмента применяют правые и левые центрирующие приспособления.

Техническая характеристика элементов центрирующих приспособлений приведена в табл. 11.30—11.34.

ТАБЛИЦА II.30

| Направление с вырезом | Присоединительная резьба |             | Основные размеры, мм |     |      | Масса, кг |
|-----------------------|--------------------------|-------------|----------------------|-----|------|-----------|
|                       | ГОСТ 633—63              | ГОСТ 632—64 | d                    | D   | L    |           |
| НВ73-69/79            | 73                       | —           | 69                   | 89  | 750  | 12        |
| НВ102-98/114          | 102                      | —           | 98                   | 114 | 1050 | 19        |
| НВ114-110/132         | —                        | 114         | 110                  | 132 | 1000 | 28,5      |
| НВ127-119/110         | —                        | 127         | 119                  | 140 | 1300 | 45        |
| НВ168-156/180         | —                        | 168         | 156                  | 180 | 1350 | 70        |
| НВ219-217/245         | —                        | 219         | 217                  | 245 | 1450 | 115       |
| НВ245-245/273         | —                        | 245         | 245                  | 273 | 1500 | 129       |
| НВ273-271/299         | —                        | 273         | 271                  | 299 | 1550 | 92        |
| НВ293-301/325         | —                        | 299         | 301                  | 325 | 1600 | 142       |
| НВ324-311/351         | —                        | 324         | 319                  | 351 | 1600 | 200       |

ТАБЛИЦА II.31

| Направление с резьбой под воронку | Присоединительная резьба  |             |             |             | Основные размеры, мм |     |      | Масса, кг |
|-----------------------------------|---------------------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|-----|------|-----------|
|                                   | к головке или инструменту |             | к воронке   |             | d                    | P   | L    |           |
|                                   | ГОСТ 633—63               | ГОСТ 632—64 | ГОСТ 633—63 | ГОСТ 632—64 |                      |     |      |           |
| НС73/87-69                        | 73                        | —           | 89          | —           | 89                   | 89  | 600  | 12        |
| НС89/102-88                       | 89                        | —           | 102         | —           | 88                   | 109 | 700  | 15        |
| НС89/102-88                       | В89                       | —           | 102         | —           | 88                   | 108 | 850  | 18,5      |
| НС102/114-98                      | 102                       | —           | —           | 114         | 98                   | 115 | 850  | 18        |
| НС114/114-102                     | —                         | 114         | —           | 114         | 102                  | 124 | 950  | 19,5      |
| НС114/127-110                     | —                         | 127         | —           | 127         | 110                  | 127 | 800  | 18,5      |
| НС127/140-127                     | —                         | 140         | —           | 140         | 127                  | 140 | 1100 | 24        |
| НС140/140-127                     | —                         | 168         | —           | 168         | 140                  | 158 | 1100 | 33,5      |
| НС168/168-150                     | —                         | 168         | —           | 178         | 150                  | 180 | 750  | 28        |
| НС168/178-164                     | —                         | 194         | —           | 178         | 164                  | 180 | 1050 | 32        |
| НС194/194-175                     | —                         | 219         | —           | 194         | 175                  | 210 | 900  | 80        |
| НС194/219-195                     | —                         | 245         | —           | 219         | 195                  | 220 | 1250 | 89        |
| НС219/245-220                     | —                         | 273         | —           | 245         | 220                  | 245 | 1250 | 98        |
| НС245/273-245                     | —                         | 299         | —           | 273         | 245                  | 273 | 1150 | 128       |
| НС212/299-270                     | —                         | 324         | —           | 299         | 270                  | 299 | 1270 | 117       |
| НС293/321-300                     | —                         | 324         | —           | 324         | 300                  | 324 | 1270 | 103       |
| НС324/340-320                     | —                         | 324         | —           | 340         | 320                  | 340 | 1270 | —         |

### ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПОГРУЖНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДОМКРАТЫ

В практике ликвидации аварий с прихваченными трубами нередки случаи, когда грузоподъемность наземного оборудования не позволяет приложить необходимые растягивающие усилия к прихваченной аварийной колонне для ее освобождения.

ТАБЛИЦА 11.32

| Воронка       | Присоединительная резьба |             | Основные размеры, мм |                |     |                |      | Масса, кг. не более |     |     |    |
|---------------|--------------------------|-------------|----------------------|----------------|-----|----------------|------|---------------------|-----|-----|----|
|               | ГОСТ 633-63              | ГОСТ 632-64 | d                    | d <sub>1</sub> | D   | D <sub>1</sub> | L    |                     |     |     |    |
| В60-50/90     | 60                       | —           | 50                   | 70             | 73  | 90             | 320  | 3,5                 |     |     |    |
| В.0-50/100    |                          |             |                      | 80             |     | 100            |      |                     |     |     |    |
| В60-50/112    |                          |             |                      | 90             |     | 112            |      |                     |     |     |    |
| В60-50/118    |                          |             |                      | 95             |     | 118            |      |                     |     |     |    |
| В60-50/132    |                          |             |                      | 112            |     | 132            |      |                     |     |     |    |
| В89-70/100    | 89                       | —           | 70                   | 80             | 100 | 100            | 330  | 7                   |     |     |    |
| В89-70/106    |                          |             |                      | 85             |     | 106            |      |                     |     |     |    |
| В89-70/112    |                          |             |                      | 90             | 112 | 330            | 8    |                     |     |     |    |
| В89-70/118    |                          |             |                      | 95             | 118 | 330            | 8,5  |                     |     |     |    |
| В89-70/125    |                          |             |                      | 106            | 125 | 330            | 9    |                     |     |     |    |
| В89-70/132    |                          |             |                      | 112            | 132 | 340            | 10   |                     |     |     |    |
| В89-70/140    |                          |             |                      | 118            | 140 | 340            | 11   |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                |      | 11,5                |     |     |    |
| В102-90/112   | 102                      | —           | 90                   | 90             | 112 | 112            | 330  | 7                   |     |     |    |
| В102-90/118   |                          |             |                      | 95             |     | 118            |      |                     |     |     |    |
| В102-90/125   |                          |             |                      | 106            | 125 | 8              |      |                     |     |     |    |
| В102-90/132   |                          |             |                      | 112            | 132 | 8,5            |      |                     |     |     |    |
| В102-90/140   |                          |             |                      | 118            | 140 | 9              |      |                     |     |     |    |
| В102-90/150   |                          |             |                      | 125            | 150 | 9              |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 9,5  |                     |     |     |    |
| В114-102/125  | —                        | 114         | 102                  | 102            | 125 | 125            | 330  | 7,5                 |     |     |    |
| В114-102/132  |                          |             |                      | 112            |     | 132            |      |                     |     |     |    |
| В114-102/140  |                          |             |                      | 118            | 140 | 8              |      |                     |     |     |    |
| В114-102/150  |                          |             |                      | 125            | 150 | 8              |      |                     |     |     |    |
| В114-102/160  |                          |             |                      | 132            | 160 | 10,5           |      |                     |     |     |    |
| В114-102/170  |                          |             |                      | 140            | 170 | 12             |      |                     |     |     |    |
| В114-102/180  |                          |             |                      | 150            | 180 | 14,5           |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 17   |                     |     |     |    |
| ВВ114-105/132 | В114                     | —           | 105                  | 112            | 132 | 132            | 330  | 7                   |     |     |    |
| ВВ114-105/140 |                          |             |                      | 118            |     | 140            |      |                     |     |     |    |
| ВВ114-105/150 |                          |             |                      | 125            | 150 | 7,5            |      |                     |     |     |    |
| ВВ114-105/160 |                          |             |                      | 132            | 160 | 9              |      |                     |     |     |    |
| ВВ114-105/170 |                          |             |                      | 140            | 170 | 12             |      |                     |     |     |    |
| ВВ114-105/180 |                          |             |                      | 150            | 180 | 15             |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 16   |                     |     |     |    |
| В127-110/140  | —                        | 127         | 110                  | 118            | 140 | 140            | 330  | 9,5                 |     |     |    |
| В127-110/150  |                          |             |                      | 125            |     | 146            |      |                     |     |     |    |
| В127-110/160  |                          |             |                      | 132            | 160 | 11,5           |      |                     |     |     |    |
| В127-110/170  |                          |             |                      | 140            | 170 | 13             |      |                     |     |     |    |
| В127-110/180  | —                        | 127         | 110                  | 150            | 46  | 180            | 360  | 15,5                |     |     |    |
| В127-110/190  |                          |             |                      | 160            |     | 190            |      |                     |     |     |    |
| В127-110/200  |                          |             |                      | 170            | 200 | 16             |      |                     |     |     |    |
| В127-110/212  |                          |             |                      | 180            | 212 | 17             |      |                     |     |     |    |
| В127-110/224  |                          |             |                      | 190            | 224 | 18             |      |                     |     |     |    |
| В127-110/236  |                          |             |                      | 200            | 236 | 20             |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 21,5 |                     |     |     |    |
| В140-125/150  | —                        | 140         | 125                  | 125            | 150 | 150            | 330  | 7,5                 |     |     |    |
| В140-125/160  |                          |             |                      | 132            |     | 160            |      |                     |     |     |    |
| В140-125/170  |                          |             |                      | 140            | 170 | 10             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/180  |                          |             |                      | 150            | 180 | 13,5           |      |                     |     |     |    |
| В140-125/190  |                          |             |                      | 160            | 190 | 15             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/200  |                          |             |                      | 170            | 200 | 18             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/212  |                          |             |                      | 180            | 212 | 22             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/224  |                          |             |                      | 190            | 224 | 25             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/236  |                          |             |                      | 200            | 236 | 29             |      |                     |     |     |    |
| В140-125/250  |                          |             |                      | 212            | 250 | 33             |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 38   |                     |     |     |    |
| В146-128/160  |                          |             |                      | —              | 146 | 128            | 128  | 160                 | 160 | 330 | 12 |
| В146-128/170  |                          |             |                      |                |     |                | 140  |                     | 170 |     |    |
| В146-128/180  |                          |             |                      |                |     |                | 150  | 180                 | 14  |     |    |
| В146-128/190  | 160                      | 190         | 16                   |                |     |                |      |                     |     |     |    |
| В146-128/200  | 170                      | 200         | 17,5                 |                |     |                |      |                     |     |     |    |
| В146-128/212  | 180                      | 212         | 19                   |                |     |                |      |                     |     |     |    |
| В146-128/224  | 190                      | 224         | 21                   |                |     |                |      |                     |     |     |    |
| В146-128/236  | 200                      | 236         | 23,5                 |                |     |                |      |                     |     |     |    |
| В146-128/250  | 212                      | 250         | 26                   |                |     |                |      |                     |     |     |    |
|               |                          |             |                      |                |     |                | 29   |                     |     |     |    |



| Воронка      | Присоединительная резьба |             | Основные размеры, мм |                |     |                |     | Масса, кг, не более |
|--------------|--------------------------|-------------|----------------------|----------------|-----|----------------|-----|---------------------|
|              | ГОСТ 633-63              | ГОСТ 632-64 | d                    | d <sub>1</sub> | D   | D <sub>1</sub> | L   |                     |
|              |                          | 168         | 150                  | 150            | 180 | 180            | 330 | 13                  |
|              |                          |             |                      | 160            | 190 | 190            | 330 | 15                  |
| B168-150/160 | —                        |             |                      | 170            |     | 200            | 340 | 18,5                |
| B168-150/190 |                          |             |                      | 180            |     | 212            | 310 | 21,5                |
| B168-150/200 |                          |             |                      | 190            |     | 224            | 370 | 24                  |
| B168-150/212 |                          |             |                      | 200            |     | 236            | 370 | 26,5                |
| B168-150/224 |                          |             |                      | 212            |     | 250            | 370 | 28                  |
| B168-150/236 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
| B168-150/250 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 178         | 164                  | 164            | 190 | 190            | 330 | 25                  |
| B178-164/190 | —                        |             |                      | 170            | 200 | 200            | 330 | 26,5                |
| B178-164/200 |                          |             |                      | 180            |     | 212            | 350 | 28                  |
| B178-164/212 |                          |             |                      | 190            |     | 224            | 350 | 29                  |
| B178-164/224 |                          |             |                      | 200            |     | 236            | 380 | 30                  |
| B178-164/236 |                          |             |                      | 212            |     | 250            | 380 | 31                  |
| B178-164/250 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 194         | 175                  | 175            | 212 | 212            | 330 | 22                  |
| B194-175/212 | —                        |             |                      | 190            |     | 224            | 360 | 25                  |
| B194-175/224 |                          |             |                      | 200            |     | 236            | 360 | 28                  |
| B194-175/236 |                          |             |                      | 212            |     | 250            | 380 | 32                  |
| B194-175/250 |                          |             |                      | 224            |     | 265            | 380 | 34                  |
| B194-175/265 |                          |             |                      | 236            |     | 280            | 410 | 41                  |
| B194-175/280 |                          |             |                      | 250            |     | 300            | 410 | 47                  |
| B194-175/280 |                          |             |                      | 265            |     | 315            | 430 | 54                  |
| B194-175/300 |                          |             |                      | 280            |     | 335            | 450 | 63                  |
| B194-175/315 |                          |             |                      | 300            |     | 355            | 450 | 70                  |
| B194-175/335 |                          |             |                      | 315            |     | 375            | 480 | 78                  |
| B194-175/355 |                          |             |                      | 315            |     | 400            | 510 | 85                  |
| B194-175/375 |                          |             |                      | 355            |     | 425            | 530 | 90                  |
| B194-175/400 |                          |             |                      | 375            |     | 450            | 530 | 96                  |
| B194-175/425 |                          |             |                      | 400            |     |                |     |                     |
| B194-175/450 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 219         | 195                  | 195            | 236 | 236            | 320 | 25                  |
| B219-195/236 | —                        |             |                      | 212            | 245 | 250            | 360 | 34                  |
| B219-195/250 |                          |             |                      | 224            |     | 265            | 390 | 42                  |
| B219-195/265 |                          |             |                      | 236            |     | 280            | 390 | 49                  |
| B219-195/280 |                          |             |                      | 250            |     | 300            | 420 | 56                  |
| B219-195/300 |                          |             |                      | 265            |     | 315            | 420 | 62                  |
| B219-195/315 |                          |             |                      | 280            |     | 335            | 430 | 69                  |
| B219-195/335 |                          |             |                      | 300            |     | 355            | 450 | 75                  |
| B219-195/355 |                          |             |                      | 315            |     | 375            | 470 | 86                  |
| B219-195/375 |                          |             |                      | 355            |     | 400            | 500 | 95                  |
| B219-195/400 |                          |             |                      | 375            |     | 425            | 520 | 106                 |
| B219-195/425 |                          |             |                      | 400            |     | 450            | 540 | 118                 |
| B219-195/450 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 245         | 220                  | 220            | 205 | 265            | 330 | 32                  |
| B245-220/265 | —                        |             |                      | 236            | 270 | 280            | 360 | 40                  |
| B245-220/280 |                          |             |                      | 250            |     | 300            | 400 | 52                  |
| B245-220/300 |                          |             |                      | 265            |     | 315            | 410 | 60                  |
| B245-220/315 |                          |             |                      | 280            |     | 335            | 440 | 69                  |
| B245-220/335 |                          |             |                      | 300            |     | 355            | 440 | 78                  |
| B245-220/355 |                          |             |                      | 315            |     | 375            | 460 | 86                  |
| B245-220/375 |                          |             |                      | 355            |     | 400            | 480 | 95                  |
| B245-220/400 |                          |             |                      | 375            |     | 425            | 500 | 105                 |
| B245-220/425 |                          |             |                      | 400            |     | 450            | 520 | 115                 |
| B245-220/450 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 273         | 245                  | 245            | 280 | 280            | 340 | 25                  |
| B273-245/280 | —                        |             |                      | 250            | 300 | 300            | 340 | 42                  |
| B273-245/300 |                          |             |                      | 265            |     | 315            | 380 | 54                  |
| B273-245/315 |                          |             |                      | 280            |     | 335            | 410 | 63                  |
| B273-245/335 |                          |             |                      | 300            |     | 355            | 430 | 76                  |
| B273-245/355 |                          |             |                      | 315            |     | 375            | 450 | 80                  |
| B273-245/375 |                          |             |                      | 355            |     | 400            | 470 | 84                  |
| B273-245/375 |                          |             |                      | 375            |     | 425            | 490 | 100                 |
| B273-245/400 |                          |             |                      | 400            |     | 450            | 510 | 120                 |
| B273-245/425 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
| B273-245/450 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
|              |                          | 299         | 270                  | 270            | 315 | 315            | 340 | 38                  |
| B299-270/315 | —                        |             |                      | 280            | 324 | 335            | 380 | 53                  |
| B299-270/335 |                          |             |                      | 300            |     | 355            | 410 | 65                  |
| B299-270/355 |                          |             |                      | 315            |     | 375            | 430 | 74                  |
| B299-270/375 |                          |             |                      | 355            |     | 400            | 450 | 85                  |
| B299-270/375 |                          |             |                      | 375            |     | 425            | 470 | 94                  |
| B299-270/400 |                          |             |                      | 400            |     | 450            | 490 | 110                 |
| B299-270/425 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |
| B299-270/450 |                          |             |                      |                |     |                |     |                     |



Когда освободить прихваченные насосно-компрессорные или бурильные трубы невозможно, используют яссы для создания дополнительных ударных растягивающих нагрузок.

За рубежом и в нашей стране применяются различные конструкции ясс. Но наибольшее распространение нашли гидравлические яссы (рис. II.41).

Гидравлический ясс состоит из корпуса 5, к верхнему концу которого присоединена муфта 2, а к нижнему концу — нижний цилиндр 7. Внутри корпуса проходит шток 1, к нижней части которого присоединен направляющий плунжер 6. Между штоком и направляющим плунжером расположен рабочий поршень 4, в котором имеется канал 3 с калиброванным отверстием.

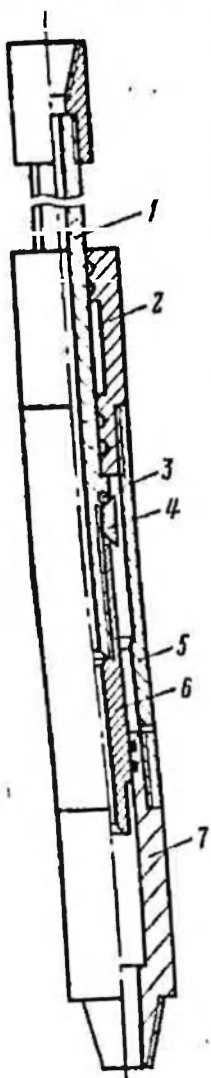


РИС. II.41. Гидравлический ясс

Ясс присоединяют к верхнему концу ловильного инструмента, а над ним устанавливают 50 м утяжеленных бурильных труб.

Спустив ловильный инструмент, захватывают ловимую трубу. Расхаживанием пытаются освободить ее. Если ловимую трубу не удастся освободить, сажают колонну бурильных труб. Тогда рабочий поршень 4 опускается вниз и очень плотно заходит в нижнюю часть корпуса 5. Затем колонну бурильных труб натягивают. Под действием растягивающей нагрузки рабочий поршень начинает выходить из нижней части корпуса по мере того, как под поршень поступает жидкость, идущая через канал с калиброванным отверстием. Когда поршень выходит из нижней части корпуса, сопротивление его движению исчезает. Длина колонны бурильных труб резко сокращается, в результате чего шток 1 ударяет по муфте 2. Сильный динамический удар передается ловильному инструменту. Посадкой колонны бурильных труб ясс подготавливают к следующему удару.

**МЕТАЛЛОШЛАМОУЛОВИТЕЛИ**

В процессе бурения или фрезерования на забое скважины скапливаются металл, шлам и другие частицы, которые не выносятся промывочной жидкостью и мешают проходке. Для очистки забоя от тяжелых частиц шлама или металла применяют металлошламоуловители.

Металлошламоуловитель открытого типа (рис. II.42,а) представляет собой вал 2, к которому с помощью трубных резьб присоединяются трубный переводник 1 и переводник 4. Последние имеют муфтовые резьбы соответственно для соединения с колонной буриль-

ных труб и долотом или забойным двигателем. К переводнику с помощью ленточной резьбы присоединяется кожух 3, к которому в верхней части приваривают промежуточную опору для центрирования кожуха и придания ему жесткости. Длина шламоуловителя составляет 8 м.

Металлошламоуловитель работает следующим образом. Когда колонна с металлошламоуловителем находится на расстоянии 5—6 м от забоя, включают

насос с максимальной подачей жидкости. Затем, вращая бурильную колонну, медленно углубляют скважину на 0,1—0,5 м при максимальной нагрузке. Снижают скорость промывки до 1 м/с в затрубном пространстве, приподнимают и опускают бурильную колонну три—пять раз. Затем, еще углубляя скважины на 0,1—0,5 м, повторяют цикл расхаживания. После подъема колонны на длину одной трубы выключают насос и приступают к подъему бурильной колонны.

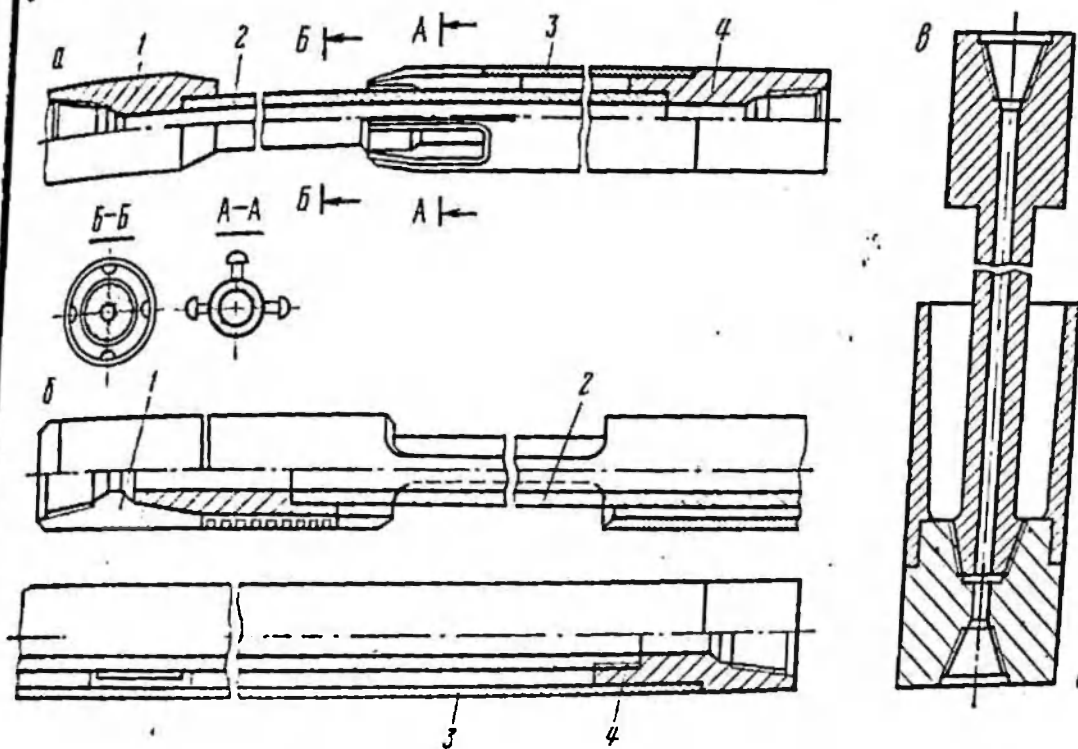


РИС. П.42. Металлошламоуловители:  
а, б — конструкции ВНИИБТ; в — конструкция Уральскнефтегазразведки

Металлошламоуловитель закрытого типа (рис. П.42, б) конструкции ВНИИБТ выполняет те же функции, что описаны выше, и конструктивно отличается тем, что кожух 3 свободно насажен на переводник 4 и центрируется на нем снизу цилиндрической проточкой, а в верхней части — переводником 1.

Металлошламоуловитель конструкции Уральскнефтегазразведки (рис. П.42, в) позволяет лучше очищать забой от металла и шлама.

Конструкция металлошламоуловителей основана на зависимости критического веса от скорости восходящего потока. Поднятые с забоя жидкостью частицы попадают в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и кожухом, где скорость достаточно велика (3—5 м/с). В пространстве между кожухом и корпусом, где скорость потока значительно ниже, частицы не увлекаются потоком вверх и падают в шламоуловитель. Ниже металлошламоуловителя скорость должна быть не меньше, чем против кожуха. Шламоуловитель очищает от осадка на поверхности при смене инструмента.

#### УСТРОЙСТВО ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОМЫВКИ

При эксплуатации скважины на забое образуется песчаная пробка. Зачастую при эксплуатации скважины на забое образуется песчаная пробка высотой до нескольких сот метров. Перед началом капитального ремонта сква-



жидкости требуется промыть и очистить ствол скважины от нее. Обычный метод промывки, проводимый цехами капитального и текущего ремонтов скважин, затяжной и трудоемкий.

Применяя устройство для непрерывной промывки, к ней можно приступить, не поднимая труб и не добавляя к ним дополнительных промывочных труб. С помощью указанного инструмента можно также промывать скважины пенами при герметичном устье, закачивать ПАВ, цемент и другие жидкости в призабойную зону для ее обработки и других целей.

Инструмент состоит в основном из промывочного узла и устьевого головки.

Промывочный узел (рис. II.43) состоит из свинченных между собой канатной головки 3, ловителя 2, переводной камеры 1, манжеты 4, переводника 5. Все составные части промывочного инструмента свинчены на трубной резьбе.

Канатная головка предназначена для защемления стального каната, на котором инструмент спускается в скважину, и для удержания инструмента внутри подъемных труб в подвешенном состоянии. Колпак головки, имеющий восемь кольцевых захватных поясков, свинчен штанговой резьбой с переводником и зафиксирован винтом. Переводник имеет круговой конический бурт *a* для захвата штанговым элеватором и сквозной паз *b* для подхвата планкой при спуско-подъемных работах. Внутри цилиндрической расточки колпака размещены детали защемления стального каната: шайба, конусная гайка, конусная втулка и стакан.

Ловитель (рис. II.44) предназначен для захвата промывочным узлом внутренней поверхности насосно-компрессорных труб в случае обрыва каната и падения промывочного инструмента, для последующего подъема его вместе с промывочными трубами в аварийных ситуациях.

При промывке песчаных пробок в глубиннонасосных скважинах, оборудованных вставными насосами, ловитель в компоновку промывочного узла не входит, так как при падении промывочный узел может остановиться на замковой опоре вставного насоса. Корпус ловителя, имеющий зубчатый сегмент 12, свинчен с цилиндром 7. По противоположному зубчатому сегменту 12 корпуса выполнена направляющая с профилем сечения ласточкина хвоста, на которую посажен клин 9. Свободный конец направляющего клина замкнут шпонкой 10 для предотвращения от выпадения. В торец клина ввернут стержень, пропущенный через пружину 8 и поджимающий клин 9. В гнездо пружины 9 ввернут упор 6. На другой конец стержня накручен держатель, удерживающий за зацепы два предохранительных башмака 3, посаженные в цилиндре 5 на оси 4. Раскрытие башмаков 3, выступающих в окно цилиндра 5, устанавливается винтами-арретирами и соответствует внутреннему диаметру НКТ. К стенкам НКТ башмаки прижимаются усилием двух пружин 1, каждая из которых торцами упирается в стаканы 2, ввинченные в башмаки. В теле корпуса 11 ловителя выполнен канал 13 для протока промывочной жидкости.

Переводная камера предназначена для перевода потока промывочной жидкости из трубного пространства НКТ в трубы хвостовика промывочного инструмента, выполнена из термообработанной трубчатой заготовки и имеет четыре овальных переходных окна, наклоненных от наружной к внутренней поверхности и смещенных относительно друг друга на 90°.

Манжета предназначена для уменьшения кольцевого зазора между инструментом и НКТ до минимума при промывке и центрировании его в НКТ при доставке к забою. Она представляет собой стальной цилиндрический стержень с

канавками, загуммированный в пресс-форме с получением эластичной резиновой оболочки.

Устьева головка (рис. II.45) предназначена для восприятия натяжения тарельчатого каната, перепуска его в НКТ, герметизации устья скважины при промывке посредством уплотнения каната и подачи в НКТ промывочной жидкости. Устьева головка выполнена в виде трех функциональных узлов: узла корпусных элементов, узла стойки и сальника. Узел корпусных элементов представляет собой фланец 1 с ввернутым в него основанием 2, на котором смонтированы тройник 4 и патрубок 5. На тройнике 4 и патрубке 5 размещены два упорных шарикоподшипника 3, поджатые гайкой 6. На шарикоподшипники посажен корпус 18. Корпус 18 может поворачиваться

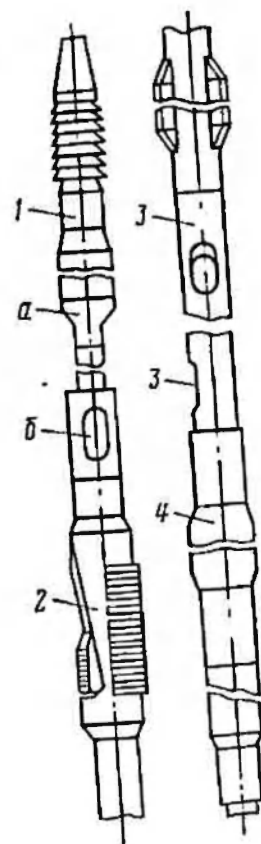


РИС. II.43. Промывочный узел

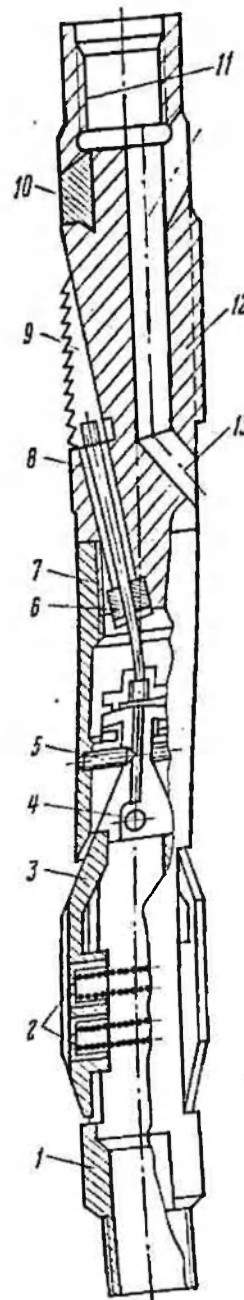


РИС. II.44. Ловитель



вокруг главной оси устьевой головки под нагрузкой на  $120^\circ$  до упора на тройнике 4. На верхнем конце патрубка 5 расположена опора 7.

Узел стойки 15 посажен при помощи оси 17 на колодку корпуса 18. К стойке приварены П-образные вилки, нижняя из которых служит для крепления к корпусу 18, а верхняя — для размещения ролика 14 с предохранительным колесиком 13. Стойка 15 выполнена откидной и закрепляется в вертикальном положении двумя болтами 16.

Сальник состоит из корпуса 9, в котором на шайбе установлен резиновый уплотнитель 8. Последний служит для обжатия каната при помощи грундбуксы и ввернутой в корпус 9 нажимной гайки 10. В полость, образованную гайкой 10, набивается смазка, удерживаемая в зоне прохода каната войлочным кольцом 12 и ввертышем 11.

Монтаж оборудования (рис. II.46) производится следующим образом. Исходя из высоты песчаной пробки и длины подвески труб, определяется длина хвостовика 5 промывочного узла. В качестве хвостовика используют

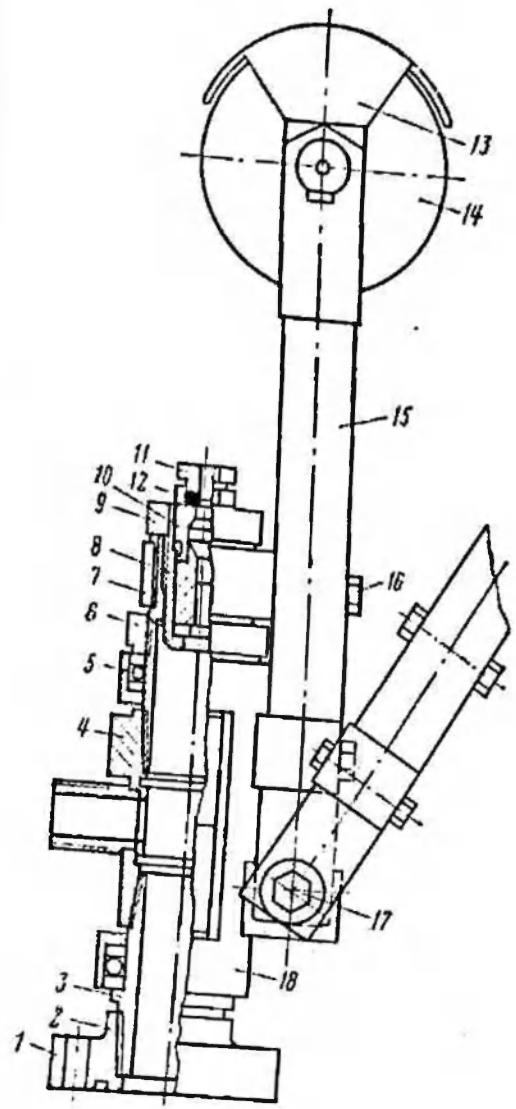


РИС. II.45. Головка устьевая

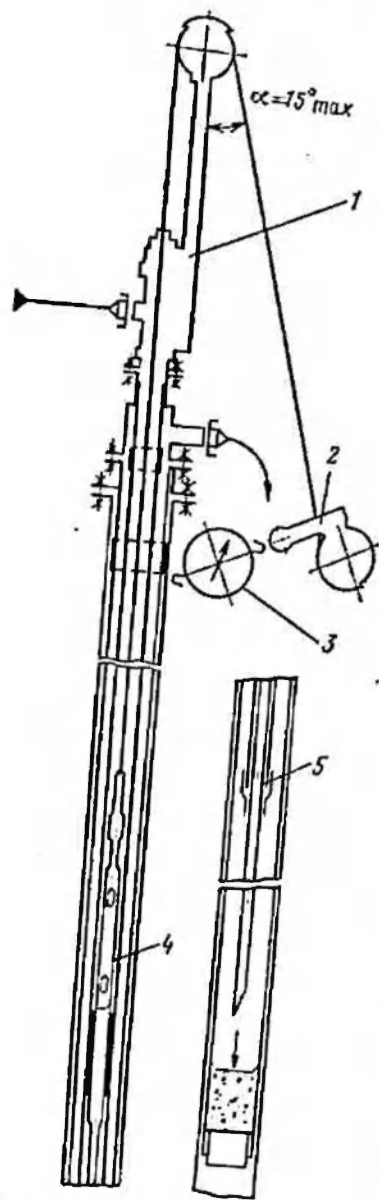


РИС. II.46. Монтажная схема

бесшовные трубы, диаметр которых выбирают в зависимости от размеров прохода забоя глубинного насоса. Спускают колонну труб хвостовика, затем промывочный узел 4 продевают в полость устьевой головки 1 (при снятом сальнике) и соединяют с последней трубой хвостовика.

Устьевую головку устанавливают на устье скважины и затягивают шпильками. С помощью подкладной планки промывочный узел с хвостовиком насаживают на верхний торец устьевой головки. Ходовой конец тартального каната 3, проходя через оттяжной ролик 2, ролик и сальник головки 1, защемляют с канатной головкой промывочного узла 4. Снимают подкладную планку и инструмент спускают с помощью каната, идущего от лебедки трактора. Зазор между манжетой промывочного узла и стенкой труб выбирают в соответствии с ГОСТом. Созданная герметичность при выбранном зазоре обеспечивает разобщение полостей на концах манжеты.

После монтажа устьевого оборудования промывочный узел с помощью каната спускается в трубы на глубину, на которой расстояние от башмака хвостовика до песчаного забоя составляет не менее 20 м. Затягивается грундбукса сальника устьевой головки, и восстанавливается циркуляция промывочной жидкости. Далее до песчаного забоя спускается хвостовик. При этом промывочная жидкость через устьевой тройник подается в трубы. Резиновая манжета промывочного инструмента, направляя жидкость в трубы хвостовика, обеспечивает герметичность и нормальное продвижение ее в трубах. Разрушенные песчаники, увлекаясь потоком жидкости, поднимаются по затрубному пространству и через верхний тройник направляются в систему сброса. После спуска инструмента до песчаного забоя циркуляция на одном месте продолжается до появления водопесчаной смеси. Затем инструмент непрерывно спускается со скоростью не более 5—6 м/мин. При крепких пробках рекомендуется наращивать инструмент с периодическими остановками. При достижении забоя промывка продолжается до выхода из скважины чистой жидкости. После очистки забоя от песчаной пробки инструмент поднимается. Скорость подъема до выхода башмака хвостовика от зоны замка глубинного насоса рекомендуется не более 2—3 м/мин, а после выхода — не более 10 м/мин.

После завершения промывки устьевое оборудование демонтируется. Следует отметить, что при промывке указанным инструментом шланг и вертлюг не изменяются; исключены трудоемкие процессы, связанные с демонтажом устья (трубной головки) скважины и наращиванием промывочных труб.

Техническая характеристика

|   |      |
|---|------|
| Наибольшая высота промывочной песчаной пробки, м  | 300  |
| Наибольшая глубина промывки, м  | 2500 |
| Наибольшее давление нагнетания промывочной жидкости, МПа                                      | 16   |
| Диаметр насосно-компрессорных труб, в которых производится спуск промывочного инструмента, мм | 73   |
| Диаметр каната, на котором спускают промывочный инструмент, мм                                | 10—6 |
| Наибольшее натяжение каната, кН   | 35   |
| Диаметр труб хвостовика промывочного инструмента, мм  | 44   |
| Условный диаметр присоединительной резьбы для соединения манифольда насосного агрегата, мм    | 60   |
| Размеры устьевой головки, мм:   | 500  |
| высота при наращивании хвостовика   | 1200 |
| высота при промывке   | 190  |
| диаметр присоединительного фланца   | 60,5 |
| Размеры промывочного инструмента, мм:   | 1990 |
| диаметр манжеты   | 70   |
| длина   | 32   |
| Масса, кг:  |      |
| устьевой головки  |      |
| промывочного инструмента  |      |

### СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ В СКВАЖИНЕ

Значительный объем работ при ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах занимают фрезерование аварийных металлических предметов и разбуривание цемента.

Фрезерование — наиболее распространенный способ разрушения металла в стволе скважины для ее восстановления. Однако из-за недостаточной производительности фрезерования восстановление аварийных скважин обходится дорогостоящим. В ряде случаев в глубоких скважинах, а также в скважинах с большой длиной застрявших аварийных объектов фрезерование становится нецелесообразным. При отсутствии возможности зарезки второго ствола многие скважины списываются.

Поэтому большое народнохозяйственное значение имеет повышение эффективности работ по фрезерованию аварийных объектов при минимальных затратах на ремонт.

В отечественной и зарубежной практике существуют различные способы разрушения металлических объектов в стволе скважины.

В настоящее время известны следующие способы разрушения аварийных предметов в скважинах: механический, химический и термический.

К механическому способу относятся фрезерование, гидropескоструйное разрушение, шарикомпульсное разрушение, разрушение взрывом и др.

При химическом способе разрушение происходит в результате воздействия на аварийный объект таких высокоактивных химических веществ, как, например, фтор.

При термическом способе применяют плазменное и электронно-лучевое разрушения, разрушения с помощью электрической дуги и др.

### МЕХАНИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗРУШЕНИЯ

Фрезерование — наиболее распространенный и повсеместно применяемый в практике восстановления аварийных скважин способ, основанный на резании металлов с помощью различных режущих устройств.

Гидropескоструйное разрушение основано на использовании абразивного действия струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из специальных насадок.

Шарикомпульсное разрушение основано на использовании кинетической энергии удара о забой стальных шариков, которые потоком жидкости многократно прогоняются через разрушающий инструмент.

Разрушение взрывом основано на использовании освобождения большого количества энергии в момент детонации при ударе о забой. Благодаря высокой мощности на выходе этот способ имеет потенциальные возможности для

разрушения, однако из-за большой стоимости и повышенных требований к технике безопасности в настоящее время он имеет ограниченное применение. Недостатком этого способа в основном является то, что при взрыве может быть повреждена обсадная колонна.

### ХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗРУШЕНИЯ

Этот способ основан на растворении аварийного объекта химическими веществами. Химический способ имеет ограниченную возможность применения в буровой промышленности из-за высокой стоимости, трудностей хранения и использования больших объектов высокоактивных химических веществ. Этот способ применяется для проведения таких специальных операций, как перфорация обсадных колонн и вскрытие продуктивных пластов.

### ТЕРМИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗРУШЕНИЯ МЕТАЛЛА

Разрушение с помощью электрической дуги основано на создании высоких температур в пределах 5500—16 700 °С. Электрическая дуга представляет собой непрерывные разряды электрического тока, протекающего через проводимый материал.

Плазменное разрушение основано на методе повышения температуры среды до 16 700 °С. Плазма возникает при прохождении электрического тока через инертный газ, как гелий или аргон, продуваемый между электродами со скоростью от 180 до 7320 м/с.

Электронно-лучевое разрушение основано на получении энергии очень высокой плотности с концентрацией до  $1,55 \cdot 10^9$  Вт/см<sup>2</sup>. Такой плотности энергии достаточно для выплавления любых аварийных объектов в скважинах.

Анализ способов разрушения аварийных предметов в скважинах показывает, что на данном этапе развития техники ремонта скважин по технико-экономическим показателям и простоте применяемости наиболее целесообразным является механический способ разрушения, в частности способ фрезерования.

Этот метод гидropескоструйного разрушения можно применять при резке насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб, а также при зарезке второго ствола скважины, для чего должна быть создана соответствующая техника.

Фрезерование металлических предметов в настоящее время является одним из самых распространенных способов. Для развития этого способа за последние годы созданы и внедрены различные режущие инструменты, с помощью которых проводят фрезерные работы по ликвидации аварий в скважинах. Для работ в сверхглубоких скважинах с небольшими диаметрами, а также для фрезерования высокопрочных насосно-компрессорных и бурильных труб, пакерах различных конструкций, новых видов подземного оборудования создан комплекс режущих инструментов и устройств с повышенными показателями надежности и проходки по металлу.

### КОМПЛЕКС ЗАБОЙНЫХ ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИХ ФРЕЗЕРОВ ФРЕЗЕРЫ ЗАБОЙНЫЕ ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИЕ ФЗ ОСТ 26-16-1619 — 81

Эти фрезеры [15] предназначены для фрезерования металлических предметов и цемента в обсаженных и необсаженных стволах эксплуатационных и бурящихся скважин диаметрами от 90 до 480 мм.

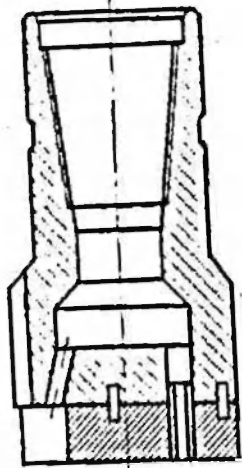


РИС. III.1. Фрезер забойный ФЗ-1

Фрезеры ФЗ отличаются более высокими показателями проходки по металлу (до 20 м) и выполнены в термостойком исполнении. Высота армировки режущей части увеличена до 25—30 мм.

Фрезер ФЗ-118 (рис. III.1) — базовый типоразмер всех фрезеров ФЗ — состоит из цилиндрического корпуса нижний конец которого армирован композиционным материалом, а верхний снабжен замковой резьбой для свинчивания с колонной бурильных труб. В отличие от серийных фрезеров типа ФЗ в армированном слое предусмотрены дополнительные промывочные каналы, по которым промывочная жидкость поступает непосредственно в зону резания. Улучшена конструкция армировки и обеспечена большая удельная нагрузка на фрезеруемый объект при одинаковой осевой нагрузке. Увеличена высота армированного слоя. Введенные усовершенствования позволили повысить показатели надежности и долговечности фрезеров.

Основные параметры и размеры фрезера ФЗ-118 приводятся ниже.

|  |                  |
|--|------------------|
| Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632—61, мм | 146              |
| Габаритные размеры, мм:                            |                  |
| наружный диаметр                                   | 118              |
| длина  | 220              |
| Присоединительная резьба по ГОСТ 5288—75           | 3-76             |
| Направление резьбы                                 | Правое или левое |
| Масса, кг  | 13,5             |
| Режим работы:                                      |                  |
| осевая нагрузка, кН                                | до 70            |
| частота вращения, об/мин                           | до 100           |
| подача промывочного насоса, дм <sup>3</sup> /с     | не менее 10      |

Стандартом предусмотрено 30 типоразмеров фрезеров ФЗ-1, охватывающих ремонт эксплуатационных и бурящихся скважин.

Результаты исследований по определению рациональных параметров режима фрезерования изложены в [16, 17].

Уравнение, позволяющее определять оптимальный режим фрезерования, выражено в следующем виде [18]

$$y = 106,44 - 16,7z_1^2 - 24,7z_2^2,$$

где  $y$  — функция отклика, выражающая удельную производительность (отношение проходки по металлу на износ инструмента), основной показатель фрезерования;  $z_1$  и  $z_2$  — переменные величины, выражающие в канонической форме удельную (осевую) нагрузку и число оборотов фрезера в минуту.

Как выше было отмечено, при фрезеровании в скважине аварийных объектов, изготовленных из высокопрочных сталей, следует применять более повышенный режим фрезерования.

Уравнение изменения показателя удельной производительности при фрезеровании сталей различных марок со значениями предела прочности, близкими к сталям труб

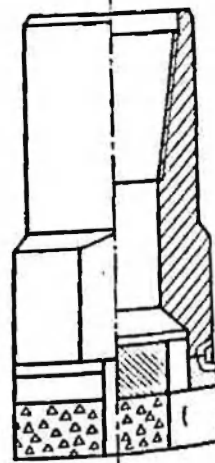


РИС. III.2. Фрезер забойный ФЗ

фрезерного сортамента, в зависимости от режимов работы фрезера, по результатам экспериментального исследования имеет вид:

$$\begin{aligned} \text{Для стали 40X} & y = 41,36z_1 + 153,1z_2^2 + 59,08z_2^3; \\ 40HX & y = 60,58z_1 - 37,53z_1z_2 + 73,5z_2^2 + 44,32z_2^3; \\ 12XH2 & y = 20,2z_1 - 23,62z_1z_2 + 85,60z_2^2 + 26,3z_2^3; \\ 3X13 & y = -31,05z_1z_2 + 47,67z_2^2 + 22,01z_2^3; \end{aligned}$$

Исходя из расчетов, а также результатов обобщения промышленных данных, определены новые режимы работ, рекомендуемые для фрезеров ФЗ-1 в зависимости от их диаметров, а также диаметров фрезеруемых труб.

|                                      |         |
|--------------------------------------|---------|
| Фрезеры диаметрами от 90 до 150 мм:  | 50—60   |
| осевая нагрузка, кН                  | 100—140 |
| частота вращения, об/мин             | 50      |
| Фрезеры диаметрами от 160 до 480 мм: | 60—100  |
| осевая нагрузка, кН                  |         |
| частота вращения, об/мин             |         |

При фрезеровании в скважине высокопрочных сталей (с пределом текучести от 700 до 1000 Н/мм<sup>2</sup>) рекомендуемый режим:

|                                      |         |
|--------------------------------------|---------|
| Фрезеры диаметрами от 90 до 150 мм:  | 60—70   |
| осевая нагрузка, кН                  | 140—180 |
| частота вращения, об/мин             | До 60   |
| Фрезеры диаметрами от 160 до 480 мм: | 100—120 |
| осевая нагрузка, кН                  |         |
| частота вращения, об/мин             |         |

Для поддержания нормальной температуры фрезерования охлаждающая жидкость должна быть распределена в зоне резания равномерно, что и обеспечивает

ТАБЛИЦА III.1

| Фрезер   | Диаметр фрезеруемых труб, мм | Максимальная допустимая осевая нагрузка, кг | Рекомендуемая частота вращения ротора при подаче насоса не менее 12 дм <sup>3</sup> /с, об/мин |
|--|------------------------------|---|--|
| ФЗ-90<br>ФЗ-95<br>ФЗ-104<br>ФЗ-115<br>ФЗ-118<br>ФЗ-135<br>ФЗ-140<br>ФЗ-150   | 73                           | 30  | 60—100   |
| ФЗ-160<br>ФЗ-170<br>ФЗ-180<br>ФЗ-190<br>ФЗ-210<br>ФЗ-220<br>ФЗ-240<br>ФЗ-250<br>ФЗ-260<br>ФЗ-270<br>ФЗ-290<br>ФЗ-295 | 89                           | 80  | 40—80  |
| ФЗ-305<br>ФЗ-310<br>ФЗ-320<br>ФЗ-345<br>ФЗ-365<br>ФЗ-375<br>ФЗ-390<br>ФЗ-435<br>ФЗ-460<br>ФЗ-480                     | 114                          | 100   |  |



ТАБЛИЦА III

| Фрезер | Наружный диаметр фрезера, мм | Трубы осадные        |                        | Суммарный зазор между фрезером и осадной трубой, мм | Диаметр скважины по долоту, мм | Суммарный зазор между фрезером и скважиной, мм |
|--------|------------------------------|----------------------|------------------------|---|--------------------------------|--|
|        |                              | Условный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм |   |                                |  |
| ФЗ-90  | 90                           | 114                  | 90,3                   | 6,3   | 95,2                           | 5,2  |
|        |                              |                      | 98,3                   | 8,3   |                                |  |
| ФЗ-95  | 95                           | 114                  | 100,3                  | 5,3   | 93,4                           | 3,4  |
|        |                              |                      | 102,3                  | 7,3   |                                |  |
| ФЗ-104 | 104                          | 127                  | 103                    | 5   | 108,0                          | 4,0  |
|        |                              |                      | 111                    | 7   |                                |  |
|        |                              |                      | 113                    | 9   |                                |  |
| ФЗ-115 | 115                          | 140                  | 119,7                  | 4,7   | 114,3                          | 10,3   |
|        |                              |                      | 121,7                  | 6,7   |                                |  |
|        |                              |                      | 123,7                  | 8,7   |                                |  |
|        |                              |                      |                        | 10,7  |                                |  |
| ФЗ-118 | 118                          | 140                  | 124                    | 4   | 132                            | 12   |
|        |                              |                      | 126                    | 6   |                                |  |
|        |                              |                      | 128                    | 8   |                                |  |
|        |                              |                      | 130                    | 10  |                                |  |
|        |                              |                      | 132                    | 12  |                                |  |
| ФЗ-135 | 135                          | 168                  | 140,3                  | 5,3   | 139,7                          | 4,7  |
|        |                              |                      | 144,3                  | 9,3   |                                |  |
| ФЗ-140 | 140                          | 168                  | 146,3                  | 6,3   | 146                            | 6  |
|        |                              |                      | 148,3                  | 8,3   |                                |  |
|        |                              |                      | 150,3                  | 10,3  |                                |  |
|        |                              |                      | 152,3                  | 12,3  |                                |  |
|        |                              |                      |                        | 12,3  |                                |  |
| ФЗ-150 | 150                          | 178                  | 149,8                  | 9,8   | —                              | —  |
|        |                              |                      | 153,8                  | 13,8  |                                |  |
|        |                              |                      |                        | 13,8  |                                |  |
| ФЗ-160 | 160                          | 168                  | 154,3                  | 4,3   | —                              | —  |
|        |                              |                      | 155,3                  | 5,3   |                                |  |
|        |                              |                      |                        | 5,8   |                                |  |
|        |                              |                      | 157,8                  | 7,8   |                                |  |
|        |                              |                      | 159,8                  | 9,8   |                                |  |
| ФЗ-160 | 160                          | 194                  | 161,8                  | 11,8  | 165,1                          | 5,1  |
|        |                              |                      | 163,8                  | 13,8  |                                |  |
|        |                              |                      | 165,7                  | 5,7   |                                |  |
|        |                              |                      | 169,7                  | 9,6   |                                |  |
|        |                              |                      | 173,7                  | 13,7  |                                |  |
| ФЗ-170 | 170                          | —                    | 175,7                  | 5,7   | 171,4                          | 11,4   |
|        |                              |                      | 177,7                  | 7,7   |                                |  |
|        |                              |                      | 179,7                  | 9,7   |                                |  |
| ФЗ-180 | 180                          | —                    | —                      | —   | 187,3                          | 7,3  |
| ФЗ-190 | 190                          | 210                  | 190,5                  | —   | 190,5                          | 10,5   |
|        |                              |                      |                        | —   |                                |  |
|        |                              |                      | 195,1                  | 5,1   |                                |  |
|        |                              |                      | 199,1                  | 9,1   |                                |  |
|        |                              |                      | 201,1                  | 11,1  |                                |  |
| ФЗ-210 | 210                          | 245                  | 202,1                  | 13,1  | 200,0                          | 19,0   |
|        |                              |                      | 205,1                  | 15,1  |                                |  |
|        |                              |                      | 216,9                  | 6,5   |                                |  |
|        |                              |                      | 220,5                  | 10,5  |                                |  |
|        |                              |                      | 222,5                  | 12,5  |                                |  |
| ФЗ-220 | 220                          | 245                  | 221,5                  | 4,5   | 228,6                          | 8,6  |
|        |                              |                      | 226,5                  | 6,5   |                                |  |
|        |                              |                      | 228,5                  | 8,5   |                                |  |
|        |                              |                      | 230,5                  | 10,5  |                                |  |
|        |                              |                      |                        | 10,5  |                                |  |
| ФЗ-240 | 240                          | 273                  | 249,1                  | 9,1   | 244,5                          | 4,5  |
|        |                              |                      | 253,1                  | 13,1  |                                |  |
| ФЗ-250 | 250                          | 273                  | 255,1                  | 5,1   | 250,8                          | 10,8   |
|        |                              |                      | 257,1                  | 7,1   |                                |  |
|        |                              |                      | 259,1                  | 9,1   |                                |  |
| ФЗ-260 | 260                          | 299                  | 274,5                  | 14,5  | —                              | —  |
| ФЗ-270 | 270                          | 299                  | 274,5                  | 4,5   | 269,9                          | 9,9  |
|        |                              |                      | 276,5                  | 6,5   |                                |  |

| Фрезер | Наружный диаметр фрезера, мм | Трубы обсадные       |                        | Суммарный зазор между фрезером и обсадной трубой, мм | Диаметр скважины по долоту, мм | Суммарный зазор между фрезером и скважиной, мм |
|--------|------------------------------|----------------------|------------------------|--|--------------------------------|--|
|        |                              | Условный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм |  |                                |  |
| Ф3-270 | 270                          | 209                  | 278,5                  | 8,5  | —                              | —  |
|        |                              |                      | 280,5                  | 10,5   |                                |  |
|        |                              |                      | 282,5                  | 12,5   |                                |  |
| Ф3-290 | 290                          | —                    | 290,9                  | 9,9  | 295,3                          | 5,3  |
| Ф3-295 | 295                          | 324                  | 299,9                  | 4,9  | —                              | —  |
|        |                              |                      | 301,9                  | 6,9  |                                |  |
|        |                              |                      | 303,9                  | 8,9  |                                |  |
|        |                              |                      | 305,9                  | 10,9   |                                |  |
| Ф3-305 | 305                          | 340                  | 315,7                  | 10,7   | 311,1                          | 6,1  |
|        |                              |                      | 317,7                  | 12,7   |                                |  |
| Ф3-310 | 310                          | 340                  | 319,7                  | 9,7  | 320                            | 10   |
|        |                              |                      | 321,7                  | 11,7   |                                |  |
| Ф3-320 | 320                          | 351                  | 327                    | 7  | —                              | —  |
|        |                              |                      | 329                    | 9  |                                |  |
|        |                              |                      | 331                    | 11   |                                |  |
|        |                              |                      | 333                    | 13   |                                |  |
| Ф3-415 | 315                          | 377                  | 353                    | 8  | 349                            | 4,2  |
|        |                              |                      | 355                    | 10   |                                |  |
|        |                              |                      | 357                    | 12   |                                |  |
|        |                              |                      | 359                    | 14   |                                |  |
| Ф3-365 | 365                          | —                    | —                      | —  | 374,6                          | 9,6  |
| Ф3-375 | 375                          | 407                  | 382,4                  | 7,4  | 393,7                          | 3,7  |
|        |                              |                      | 384,4                  | 9,4  |                                |  |
|        |                              |                      | 386,4                  | 11,4   |                                |  |
|        |                              |                      | 388,4                  | 13,4   |                                |  |
| Ф3-390 | 390                          | 426                  | 402                    | 12   | —                              | —  |
|        |                              |                      | 404                    | 14   |                                |  |
|        |                              |                      | 406                    | 16   |                                |  |
| Ф3-435 | 435                          | —                    | —                      | —  | 444,5                          | 9,5  |
| Ф3-460 | 460                          | —                    | —                      | —  | 469,9                          | 9,9  |
| Ф3-480 | 480                          | 508                  | 486                    | 6  | 490                            | 10   |

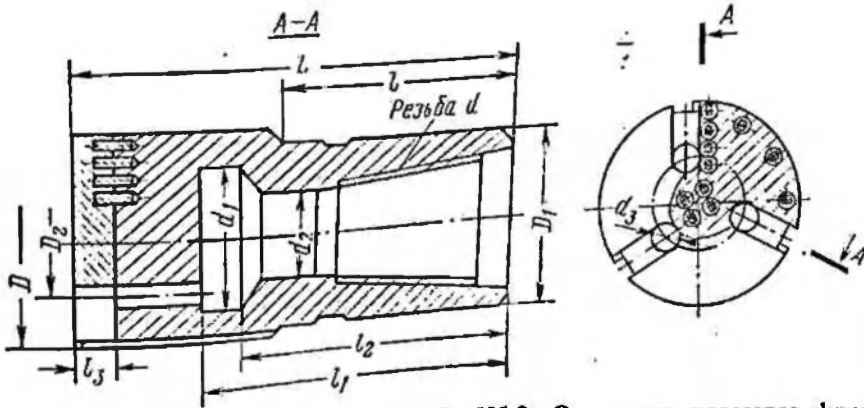


РИС. III.3. Основные размеры фрезеров Ф3

требует равномерный теплоотбор с рабочей поверхности фрезера. С этой целью при определении оптимального числа промывочных отверстий в конструкции забойного фрезерного инструмента рекомендуется пользоваться следующей формулой:

$$k \leq D/2d,$$



ТАБЛИЦА III.3

| Фрезер | D   | D <sub>1</sub> | D <sub>2</sub> | Резьба d<br>присоединительная | d <sub>1</sub> | d <sub>2</sub> | d <sub>3</sub> | d <sub>4</sub> | L <sub>3</sub> | h | L±2 | l   | l <sub>1</sub> | l <sub>2</sub> | l <sub>3</sub> | l <sub>4</sub> | Число промывочных отверстий | Масса, кг, не более |
|--------|-----|----------------|----------------|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---|-----|-----|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------------|---------------------|
|        |     |                |                |                               |                |                |                |                |                |   |     |     |                |                |                |                |                             |                     |
| Ф3-90  | 90  | 80             | 44             | 3-62                          | 60             | 36             | 14             | 14             | 14             | 5 | 210 | 120 | 150            | 130            | 20             | 120            | 3                           | 18,2                |
| Ф3-95  | 95  | 95             | 46             | 3-76                          | 64             | 45             | 16             | 16             | 16             | 6 | 215 | 130 | 155            | 135            | 20             | 120            | 4                           | 9,0                 |
| Ф3-104 | 104 | 95             | 50             | 3-76                          | 78             | 58             | 16             | 18             | 18             | 6 | 220 | 140 | 160            | 140            | 20             | 120            | 4                           | 11,0                |
| Ф3-115 | 115 | 108            | 64             | 3-76                          | 84             | 58             | 16             | 18             | 18             | 6 | 230 | 140 | 165            | 145            | 20             | 120            | 4                           | 12,0                |
| Ф3-118 | 118 | 108            | 64             | 3-76                          | 84             | 58             | 16             | 18             | 18             | 6 | 230 | 140 | 165            | 145            | 20             | 120            | 4                           | 13,5                |
| Ф3-135 | 135 | 108            | 64             | 3-76                          | 84             | 58             | 16             | 18             | 18             | 6 | 230 | 140 | 165            | 145            | 20             | 120            | 4                           | 15,6                |
| Ф3-140 | 140 | 146            | 80             | 3-121                         | 100            | 80             | 18             | 18             | 18             | 6 | 250 | 160 | 185            | 165            | 10             | 153            | 6                           | 17,6                |
| Ф3-150 | 150 | 146            | 80             | 3-121                         | 115            | 80             | 18             | 18             | 18             | 6 | 260 | 160 | 190            | 170            | 10             | 153            | 6                           | 19,0                |
| Ф3-160 | 160 | 178            | 110            | 3-147                         | 135            | 10             | 20             | 20             | 20             | 8 | 290 | 175 | 210            | 200            | 10             | 153            | 8                           | 23,0                |
| Ф3-170 | 170 | 178            | 110            | 3-147                         | 145            | 102            | 20             | 20             | 20             | 8 | 300 | 175 | 210            | 210            | 10             | 153            | 8                           | 25,0                |
| Ф3-180 | 180 | 178            | 130            | 3-147                         | 154            | 102            | 20             | 20             | 20             | 8 | 320 | 175 | 210            | 215            | 10             | 153            | 8                           | 32,0                |
| Ф3-190 | 190 | 178            | 130            | 3-147                         | 154            | 102            | 20             | 20             | 20             | 8 | 330 | 175 | 210            | 215            | 10             | 153            | 8                           | 35,0                |
| Ф3-210 | 210 | 203            | 160            | 3-171                         | 184            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 380 | 205 | 230            | 230            | 10             | 153            | 8                           | 43,0                |
| Ф3-220 | 220 | 203            | 180            | 3-171                         | 205            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 400 | 205 | 240            | 235            | 10             | 153            | 8                           | 45,0                |
| Ф3-230 | 230 | 203            | 190            | 3-171                         | 215            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 58,0                |
| Ф3-250 | 250 | 203            | 200            | 3-171                         | 215            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 62,0                |
| Ф3-260 | 260 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 65,0                |
| Ф3-270 | 270 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 75,0                |
| Ф3-290 | 290 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 87,0                |
| Ф3-305 | 305 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 90,0                |
| Ф3-310 | 310 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 94,0                |
| Ф3-320 | 320 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 96,0                |
| Ф3-345 | 345 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 101,0               |
| Ф3-365 | 365 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 108,0               |
| Ф3-375 | 375 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 112,0               |
| Ф3-390 | 390 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 114,5               |
| Ф3-435 | 435 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 150,0               |
| Ф3-460 | 460 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 195,0               |
| Ф3-480 | 480 | 203            | 200            | 3-171                         | 225            | 127            | 20             | 20             | 20             | 8 | 420 | 205 | 245            | 245            | 10             | 153            | 8                           | 230,0               |

где  $k$  — число промывочных отверстий;  $D$  — наружный диаметр фрезера. Ресурс работы фрезера — 30 ч.

Осевая нагрузка и рекомендуемая частота вращения приведены в табл. III.1.

В табл. III.2 приведена область применения фрезеров ФЗ (рис. III.2).

Основные размеры фрезеров ФЗ приведены в табл. III.3 и на рис. III.3.

**ФРЕЗЕРЫ ЗАБОЙНЫЕ ФЗЭ**

При бурении и эксплуатации скважин применяются легкосплавные трубы. Фрезерование таких труб обычными фрезерами невозможно вследствие скалывания на рабочей поверхности инструмента стружек.

Фрезеры забойные ФЗЭ предназначены для фрезерования аварийных легкосплавных металлических предметов для очистки ствола скважин (рис. III.4).

На режущем торце фрезера имеются зубья и отверстия для подачи промывочной жидкости в зону фрезерования, в верхней части — замковая резьба для присоединения фрезера к бурильной колонне. Зубья фрезера представляют собой радиальные зазубы с установленными в них твердосплавными пластинами.

Режущие кромки зубьев расположены по осям. Для предохранения внутренней поверхности обсадной колонны от зарезания все периферийные режущие кромки зубьев фрезера утоплены в корпусе и залпавлены латунию. В корпусе фрезера предусмотрены сквозные стружкоотводящие противозаклинивающие каналы.

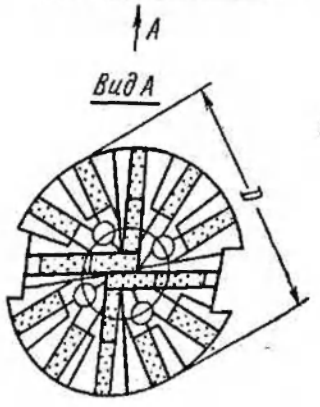
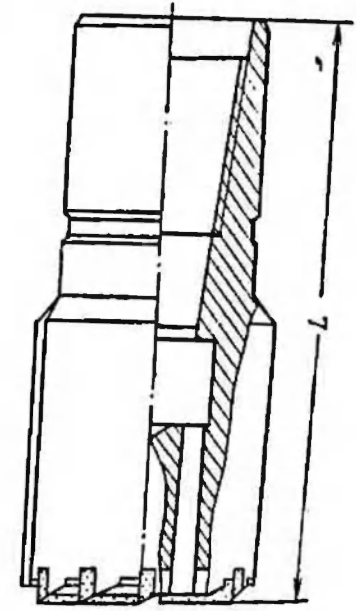


РИС. III.4. Фрезер забойный для легкосплавных труб ФЗЭ

ТАБЛИЦА III.4

| Фрезер  | Диаметр колонны обсадных труб, мм | Присоединительная резьба (замковая) | Размеры, мм |     | Масса, кг |
|---------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------|-----|-----------|
|         |                                   |                                     | D           | L   |           |
| Ф3Э-90  | 114                               | 3-62                                | 90          | 230 | 8,5       |
| Ф3Э-102 | 127                               | 3-62                                | 102         | 230 | 9,5       |
| Ф3Э-110 | 140                               | 3-76                                | 110         | 250 | 11,5      |
| Ф3Э-115 | 140                               | 3-76                                | 115         | 250 | 12,5      |
| Ф3Э-120 | 146                               | 3-76                                | 120         | 250 | 13,5      |
| Ф3Э-125 | 146                               | 3-76                                | 125         | 250 | 14,5      |
| А3Э-135 | 168                               | 3-88                                | 135         | 260 | 18        |
| Ф3Э-140 | 168                               | 3-88                                | 140         | 260 | 19        |
| Ф3Э-145 | 168                               | 3-88                                | 145         | 260 | 20,3      |
| Ф3Э-150 | 168; 178                          | 3-101                               | 150         | 290 | 26        |
| Ф3Э-160 | 194                               | 3-101                               | 160         | 290 | 27,5      |
| Ф3Э-166 | 194                               | 3-121                               | 166         | 300 | 29,3      |
| Ф3Э-172 | 194                               | 3-121                               | 172         | 300 | 32        |
| Ф3Э-188 | 219                               | 3-121                               | 188         | 310 | 38        |
| Ф3Э-194 | 219                               | 3-121                               | 194         | 310 | 40        |

Для обеспечения нормального режима работы осевая нагрузка в начальный период фрезерования должен быть не более 5 кН с равномерным повышением до 25 кН при частоте вращения ротора 60—80 об/мин и подаче промывочного насоса не менее 12 дм<sup>3</sup>/с.

Зубья фрезера могут быть реставрированы один раз.

Фрезеры ФЗЭ выпускаются 15 типоразмеров. Основные параметры приведены в табл. III.4.

### КОМПЛЕКС ФРЕЗЕРОВ ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИХ КОЛЬЦЕВЫХ ФК ОСТ 26-02-1296—75

Фрезеры истирающе-режущие кольцевые ФК предназначены для фрезерования прихваченных бурильных и насосно-компрессорных труб в обсаженных скважинах.

Фрезер состоит из корпуса резьбовой головки, режущей кромки (рис. III.5). Основные размеры приведены в табл. III.5 (рис. III.6).

Режущая кромка армирована композиционным материалом, состоящим из дробленого твердого карбидо-вольфрамового сплава и материала связки.

В отличие от других конструкций на внутренней поверхности корпуса этих фрезеров нарезаны винтовые пазы, пересекающие вертикальные каналы, расположенные в теле. Направление пазов противоположно вращению фрезера.

Фрезеры ФК выпускаются 13 типоразмеров и могут работать в обсаженных колоннах диаметром от 114 до 273 мм. Наружные диаметры фрезеруемых насосно-компрессорных труб от 48 до 114 мм, бурильных труб от 47 до 168 мм.

К кольцевым фрезерам предъявляются повышенные требования. Работа этих фрезеров зачастую осложняется тем, что фрезеруемые трубы прихвачены металлическими предметами, цементом и т. д., прихваченные трубы расположены несоосно со стволом скважины. Особенно сложен процесс обработки конца аварийной трубы под ловильный инструмент.

При необходимости фрезерования прихваченных труб от муфты до муфты к инструменту присоединяют приемную трубу.

Опыт эксплуатации кольцевых фрезеров ФК в промысловых условиях показывает, что благодаря высоким показателям проходки и износостойкости одним фрезером удается за один рейс завершить обработку и подготовку конца аварийных труб для захвата их ловильным инструментом. Средняя обработка до отказа по проходке составляет не менее 10 м.

РИС. III.5. Фрезер кольцевой ФК

В табл. III.6 приведены параметры фрезеров ФК. Область применения фрезеров приведена в табл. III.7.

Таблица III.5

| Фрезер    | Исполнение | D   | d   | d <sub>1</sub> | Присоединительная резьба по ГОСТ 631—63 | L   | l   | l <sub>1</sub> | l <sub>2</sub> | B  | h   | n | Масса, кг, не более |
|-----------|------------|-----|-----|----------------|---|-----|-----|----------------|----------------|----|-----|---|---------------------|
| ФК90×61   | 1          | 90  | 61  | 61             | 73                                      | 300 | 170 | 115            | 85             | 16 | 2,5 | 6 | 8,0                 |
| ФК95×74   | 2          | 95  | 74  | 75             | —                                       | 160 | 100 | 45             | 20             | —  | 2,0 | — | 4,0                 |
| ФК104×75  | 1          | 104 | 75  | 76             | 89                                      | 300 | 170 | 115            | 85             | —  | —   | — | 10,0                |
| ФК112×82  | 2          | 112 | 82  | 83             | —                                       | 180 | 120 | 45             | 20             | —  | —   | — | 7,0                 |
| ФК118×89  | 1          | 118 | 89  | 90             | 102                                     | 320 | 185 | 120            | 90             | 18 | 2,5 | — | 12,5                |
| ФК124×96  | 2          | 124 | 96  | 97             | —                                       | 180 | 120 | 45             | 20             | 20 | —   | — | 7,0                 |
| ФК130×102 | 1          | 136 | 102 | 102            | 114                                     | 350 | 205 | 130            | 100            | —  | —   | 8 | 17,5                |
| ФК140×110 | 2          | 140 | 110 | 111            | 127                                     | 200 | 140 | 45             | 20             | 24 | —   | — | 16,0                |
| ФК150×122 | 1          | 150 | 122 | 123            | —                                       | 240 | 180 | 45             | 20             | —  | 3,0 | — | 9,5                 |
| ФК160×133 | 2          | 160 | 133 | 134            | —                                       | 240 | 180 | 145            | 115            | —  | —   | — | 12,0                |
| ФК190×152 | 1          | 190 | 152 | 152            | 168                                     | 370 | 210 | —              | —              | —  | —   | — | 29,5                |
| ФК210×179 | 2          | 210 | 179 | 180            | —                                       | 260 | 200 | 45             | 20             | 28 | —   | — | 19,0                |
| ФК248×205 | —          | 248 | 205 | 206            | —                                       | 270 | 210 | —              | —              | 30 | —   | — | 32,10               |

ТАБЛИЦА III.6

| Фрезер    | Рекомендуемый режим работы |                                  |                                   | Максимально допустимая осевая нагрузка, кН |
|-----------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--|
|           | Осевая нагрузка, кН        | Частота вращения фрезера, об/мин | Подача насоса, дм <sup>3</sup> /с |  |
| ФК90×61   | 10                         | 70—90                            | 10—12                             | 25   |
| ФК95×74   |                            |                                  |                                   | 30   |
| ФК104×75  |                            |                                  |                                   | 35   |
| ФК112×82  |                            |                                  |                                   | 40   |
| ФК118×89  | 16                         | 60—80                            | 2                                 | 40   |
| ФК124×96  |                            |                                  |                                   | 45   |
| ФК130×102 |                            |                                  |                                   | 50   |
| ФК140×110 | 20                         | 60—70                            | —                                 | 45   |
| ФК150×122 | 25                         |                                  |                                   |  |
| ФК160×133 | 30                         |                                  |                                   |  |
| ФК190×152 | 35                         |                                  |                                   |  |
| ФК210×179 | 30                         | —                                | —                                 | 50   |
| ФК248×205 | 35                         | —                                | —                                 | —  |

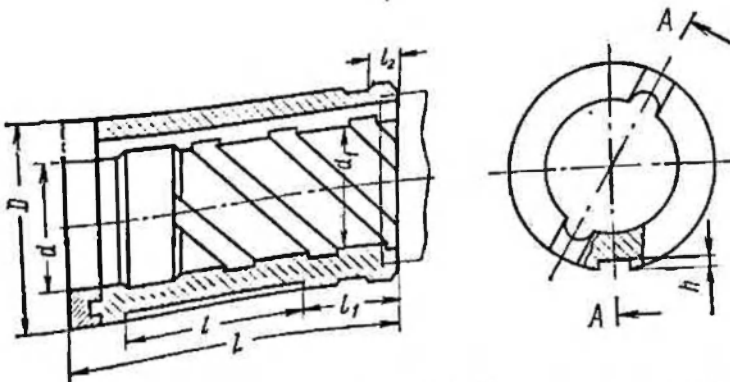


РИС. III.6. Основные размеры фрезеров ФК

ТАБЛИЦА III

| Фрезер    | Трубы обсадные<br>ГОСТ 632—64 |  | Максимальные наружные диаметры<br>фрезерованных труб, мм |   | Прямая<br>труба |
|-----------|-------------------------------|--|--|---|-----------------|
|           | Условный<br>диаметр,<br>мм    | Минимальный<br>внутренний<br>диаметр, мм | Бурильных<br>ГОСТ 631—75                                 | насосно-ком-<br>прессорных<br>ГОСТ 631—75 |                 |
| ФК90×61   | 114                           | 96,3                                     | —  | 48  | 73×7            |
| ФК95×74   |                               | 100,3                                    | 67,46 (B60)  | 65,9 (B60)                                | 89×7            |
| ФК104×75  | 127                           | 109,0                                    | 67,46 (B60)  | 65,9 (B60)                                | 89×7            |
| ФК112×82  | 140                           | 117,7                                    | 73   | 73  | 102×9           |
| ФК118×89  | 140                           | 124,0                                    | 81,76 (B73)  | 78,6 (B73)                                | 102×7           |
|           | 146                           |  |  |   |                 |
| ФК124×96  | 146                           | 130,0                                    | 89   | 88,9 (90)                                 | 114×8           |
| ФК136×102 | 168                           | 140,3                                    | 97,13 (B99)  | 95,25 (B99)                               | 114×7           |
| ФК140×110 | 168                           | 146,3                                    | 101,6 (102)  | 101,6 (102)                               | 127×8           |
|           | 178                           |  |  |   |                 |
| ФК157×122 | 168                           | 154,3                                    | 114,3 (B102,114)   | 114,3 (114)                               | 140×9           |
|           | 178                           |  |  |   |                 |
| ФК160×133 | 194                           | 165,7                                    | 127 (B114, 127)  | 120,65 (B114)                             | 146×6           |
| ФК190×152 | 219                           | 195,1                                    | 140  | —   | 168×8           |
| ФК210×171 | 216                           | 216,5                                    | 168,3 (168)  | —   | 194×7           |
| ФК248×206 | 273                           | 253,1                                    | 168,3  | —   | 219×7           |

### ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЮ ФРЕЗЕРОВ ФК

Фрезеры ФК выпускают в соответствии с ОСТ 26-02-1296—75. Корпус и резьбовая головка фрезера должны изготавливаться из стали 40 по ГОСТ 1050—74.

Режущо-истирающая часть фрезера армируется с применением следующих материалов:

дробленого твердого сплава марки ВК8 по ГОСТ 3883—74 с размерами частиц в пределах 1—4 мм;

припоя по технической документации, утвержденной в установленном порядке.

Армирование фрезера производится по специальной инструкции. При армировании припоя должен покрывать всю армированную поверхность фрезера. Отсутствие припоя не допускается. На торцевой поверхности армированного участка частицы дробленого твердого сплава не должны выступать из-под припоя. Допускаются отдельные выступы на 10 % торцевой поверхности.

При сварке деталей фрезера применяется проволока Св-08 по ГОСТ 2246—70 или электроды УОНИ 13/45-Э42-Ф ГОСТ 9467—75. Корпус фрезера и резьбовая головка должны быть соосны. Предельное отклонение от соосности должно соответствовать X степени точности по ГОСТ 10366—74.

Размеры и качество присоединительной резьбы фрезера должны соответствовать ГОСТ 631—63.

При отсутствии припоя между частицами твердого сплава на армированной поверхности фрезера бракуются.

Фрезеры кольцевые типа ФК по направлению вращения при рабочем режиме изготавливаются правыми и левыми. Правый — с левым направлением винтового паза, а также правой присоединительной резьбой. Левый — с правым направлением винтового паза, а также левой присоединительной резьбой.

## ФРЕЗЕРЫ-ЛОВИТЕЛИ МАГНИТНЫЕ ФМ

Разработаны на базе [21—23] по ОСТ 26-16-1606—78 и предназначены для ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах путем фрезерования и извлечения мелких металлических предметов неопределенных размеров и формы с помощью магнита и механизма захвата.

Магнитные фрезеры ФМ разработаны в двух исполнениях: без механического захвата (ФМ1) — 13 типоразмеров и с механическим захватом (ФМ3) — 10 типоразмеров. Весь размерный ряд обеспечивает ликвидацию аварий в эксплуатационных и бурящихся скважинах (обсаженных и необсаженных) всех диаметров.

Магнитные фрезеры ФМ (исполнение 1) состоят из переводника 1, корпуса 2, магнитной системы 3 (рис. III.7). Нижняя часть корпуса изготовлена в виде режущей коронки, армированной дробленым твердым сплавом. Магнитная система представляет собой набор постоянных магнитов цилиндрической формы из сплава марки ЮН14ДК25БА.

Магнитный фрезер с механическим захватом ФМ3 (исполнение 2) имеет

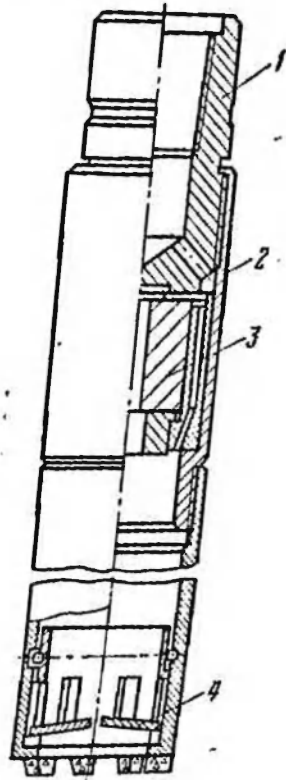
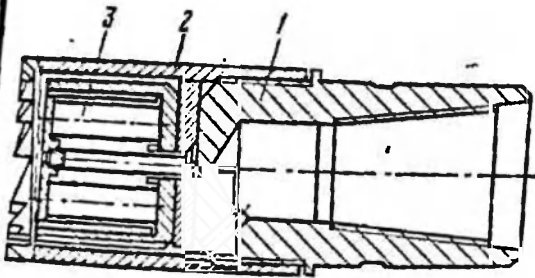


РИС. III.7. Фрезеры-ловители магнитные ФМ (исполнение 1)

РИС. III.8. Фрезеры-ловители магнитные ФМ3 (исполнение 2)

захватный узел 4 (рис. III.8) и применяется при засорении забоя скважины крупными металлическими предметами. Механизм захвата состоит из шести лопастей.

Фрезер спускают в скважину и, не доходя до забоя 5—6 м, начинают промывку с одновременным вращением бурильных труб. Медленно доводят фрезер до забоя скважины, фрезеруют и накрывают аварийный объект. Затем, прекратив промывку, поднимают инструмент на ротор и резких торможений. У поднятого магнитного фрезера необходимо очистить рабочую часть от металлических предметов и промыть ее водой. Присоединительную резьбу необходимо очищать и смазывать. Магнитный фрезер необходимо хранить отдельно от металлических предметов. Разбирать фрезер следует после полного использования ресурса его работы, так как преждевременный разбор приводит к размагничиванию магнитной системы.



ТАБЛИЦА III.1

| Фрезер                   | Рекомендуемый режим работы       |   |  | Наработка при фрезеровании (на три спуска фрезера в скважину), мм |
|--------------------------|----------------------------------|---|--|---|
|                          | Частота вращения фрезера, об/мин | Подача насоса, дм <sup>3</sup> /с, не более | Номинальная осевая нагрузка при фрезеровании, кН |   |
| ФМ86<br>ФМ88             | 20—60                            | 12  | 3  | 180   |
| ФМ388                    |                                  |   |  | 330   |
| ФМ93<br>ФМ103<br>ФМ3103  |                                  |   | 4  | 180   |
| ФМ3103                   |                                  |   |  | 360   |
| ФМ115<br>ФМ118<br>ФМ3118 |                                  |   | 5  | 180   |
| ФМ3118                   |                                  |   |  | 450   |
| ФМ135<br>ФМ3135          |                                  | 20  | 6  | 180   |
| ФМ3135                   |                                  |   |  | 450   |
| ФМ150<br>ФМ3150          |                                  |   | 7  | 180   |
| ФМ3150                   |                                  |   |  | 450   |
| ФМ170<br>ФМ3170          |                                  |   | 8  | 180   |
| ФМ3170                   |                                  |   |  | 450   |
| ФМ195<br>ФМ3195          |                                  |   | 9  | 180   |
| ФМ3195                   |                                  |   |  | 600   |
| ФМ225<br>ФМ3225          |                                  |   | 10   | 180   |
| ФМ3225                   |                                  |   |  | 600   |
| ФМ270<br>ФМ3270          |                                  |   | 11   | 180   |
| ФМ3270                   |                                  |   |  | 750   |
| ФМ315<br>ФМ3315          |                                  |   | 12   | 180   |
| ФМ3315                   |                                  |   |  | 750   |

ТАБЛИЦА III.9

| Фрезер-долитель | Условная грузоподъемная сила, Н | Диаметр наружный, мм | Длина, мм, не более | Присоединительная резьба ГОСТ 5286—75 | Масса, кг, не более |
|-----------------|---------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------------------------|---------------------|
| ФМ86            | 400                             | 86                   | 245                 | 3—62                                  | 8                   |
| ФМ88<br>ФМ388   | 700                             | 88                   | 380                 | 3—65                                  | 17                  |
| ФМ388           |                                 |                      | 450                 |                                       | 19                  |
| ФМ93            | 850                             | 93                   | 265                 | 3—62                                  | 10                  |
| ФМ103<br>ФМ3103 | 800                             | 103                  | 400                 | 3—76                                  | 23                  |
| ФМ3103          |                                 |                      | 520                 |                                       | 25                  |
| ФМ115           | 950                             | 115                  | 330                 | 3—62                                  | 18                  |
| ФМ118<br>ФМ3118 | 1000                            | 118                  | 440                 | 3—76                                  | 24                  |
| ФМ3118          |                                 |                      | 580                 |                                       | 26                  |
| ФМ135<br>ФМ3135 | 1200                            | 135                  | 440                 | 3—88                                  | 38                  |
| ФМ3135          |                                 |                      | 530                 |                                       | 45                  |
| ФМ150<br>ФМ3150 | 2100                            | 150                  | 450                 |                                       | 45                  |
| ФМ3150          |                                 |                      | 600                 |                                       | 50                  |
| ФМ170<br>ФМ3170 | 2800                            | 170                  | 460                 | 3—121                                 | 55                  |
| ФМ3170          |                                 |                      | 610                 |                                       | 65                  |
| ФМ195<br>ФМ3195 | 3250                            | 195                  | 470                 | 3—147                                 | 110                 |
| ФМ3195          |                                 |                      | 620                 |                                       | 120                 |
| ФМ225<br>ФМ3225 | 5300                            | 225                  | 550                 |                                       | 130                 |
| ФМ3225          |                                 |                      | 700                 |                                       | 140                 |
| ФМ270<br>ФМ3270 | 6800                            | 270                  | 600                 |                                       | 160                 |
| ФМ3270          |                                 |                      | 750                 |                                       | 170                 |
| ФМ315<br>ФМ3315 | 12 000                          | 315                  | 700                 |                                       | 210                 |
| ФМ3315          |                                 |                      | 850                 |                                       | 230                 |

В табл. III.8 приведены рекомендуемые режимы фрезерования. Ресурс работы магнитного фрезера — не менее трех спусков в скважину. Срок эксплуатации — 12 мес с момента ввода в эксплуатацию.

Параметры магнитных фрезеров-ловителей приведены в табл. III.9. Для восстановления грузоподъемности магнитного фрезера необходимо переманитить его на специальной установке.

### МЕТОДИКА НАМАГНИЧИВАНИЯ МАГНИТНЫХ ФРЕЗЕРОВ-ЛОВИТЕЛЕЙ

Грузоподъемность магнитного фрезера-ловителя зависит как от его конструкции, так и от мощности намагничивающего устройства. Существующие намагничивающие устройства не обеспечивают насыщение ловителей магнитными силами из-за несовершенства их конструкции.

Намагничивающее устройство (рис. III.9) состоит из столика 1, основания 2, магнитопровода 3, намагничивающей катушки 4, отжимного болта 5, опорного кольца 6, кольца для отрыва ловителя 7, магнитного экрана 8, сердечника 9, магнитопровода магнитной системы ловителя 10, магнитов (стержней) фрезера-ловителя 11, корпуса магнитного фрезера-ловителя 12. Магнитопровод 3 и сердечник 9 изготавливаются из стали 3. Намагничивающее устройство питается от генератора постоянным током 1000 А. Электрическая система содержит соответствующие измерительные и контрольные приборы.

Для намагничивания магнитный фрезер-ловитель 12 устанавливают на намагничивающее устройство. При этом нижний торец магнитной системы ловителя со всей поверхностью накрывает верхний торец сердечника 9 намагничивающего устройства. На катушку электромагнита 4 подается питание, которое намагничивает сердечник. Время намагничивания может достигать до 5 с.

По истечении указанного срока подача электрического тока прекращается. Спустя 5—10 мин магнитный фрезер-ловитель отрываю от устройства. Для этого вращают отжимные болты 5, которые упираются на кольцо 7. Последнее этого вращают отжимные болты 5, упираясь на торец корпуса ловителя, отрывают его от устройства. Намагниченный ловитель считается готовым к использованию.

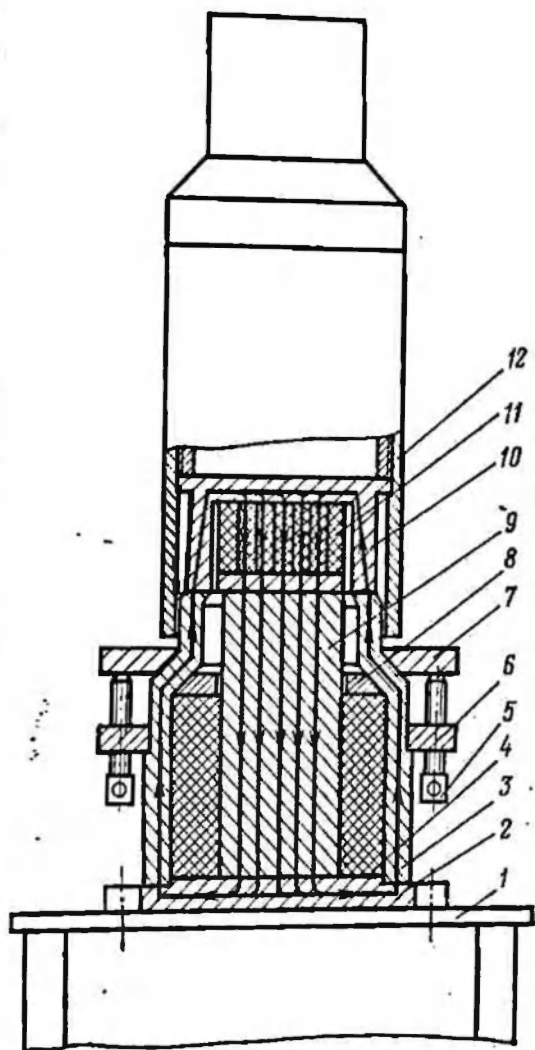


РИС. III.9. Намагничивающее устройство

## ФРЕЗЕР ЗАБОЙНЫЙ КОМБИНИРОВАННЫЙ ФЗК.ТУ 26-16-60—77

Фрезеры комбинированные предназначены для кольцевого фрезерования по наружному диаметру и последующего фрезерования по всей сечению незакрепленных металлических предметов в обсаженной скважине.

Фрезер (рис. III.10) состоит из переводника 1, торцового 2 и кольцевого 3 фрезеров. Торцовый фрезер имеет промывочные каналы, режущую армировку и присоединительную резьбу для хвостовика.

На внутренней поверхности кольцевого фрезера выполнен ряд чередующихся пазов, направленных по винтовой линии и пересекающих вертикальные промывочные каналы. Режущие кромки фрезеров армированы композиционным материалом.

Применение комбинированных фрезеров позволяет в ряде случаев совмещать фрезерные работы, выполняемые известными забойными и кольцевыми фрезерами в отдельности, и тем самым сократить спуско-подъемные операции.

Условия изготовления фрезера комбинированного такие же, как и фрезеров ФЗ и ФК.

### Техническая характеристика

|  |                          |
|--|--------------------------|
| Диаметр наружный, мм . . . . .               | 118                      |
| Длина, мм . . . . .                          | 625                      |
| Высота режущих частей, мм . . . . .          | 20                       |
| Максимальная осевая нагрузка, кН . . . . .   | 40                       |
| Число оборотов инструмента, об/мин . . . . . | 80—100                   |
| Подача промывочного насоса . . . . .         | 10—12 дм <sup>3</sup> /с |
| Масса, кг . . . . .                          | 35                       |
| Ресурс работы фрезера до снятия, м . . . . . | 1                        |
| Ресурс работы по времени, ч . . . . .        | 5                        |

## ФРЕЗЕР ИСТИРАЮЩЕ-РЕЖУЩИЙ ПИЛОТНЫЙ ФП. ТУ 26-16-8—76

Фрезер пилотный (рис. III.11) предназначен для фрезерования в обсаженной колонне насосно-компрессорных и бурильных прихваченных труб, пакеров, сплошного дна, муфт, хвостовиков, замков, элементов погружных электронасосов и др. В необходимых случаях фрезер применяется для подготовки фрезеруемых объектов к захвату ловильным инструментом.

Фрезер пилотный состоит из хвостовика 1 с присоединительной резьбой, режущей коронки 2 и направляющего штока 3 с режущей коронкой 4. Наконечники режущей коронки и направляющего штока армированы износостойким композиционным материалом. На пазы направляющего штока наплавлен твердый сплав релит.

Для повышения устойчивости армировка к разрушению композиционный сплав снабжен твердосплавными вставками. В режущей коронке и внутри штока имеются промывочные каналы.

Фрезер пилотный отличается от забойных фрезеров наличием направляющего штока, приваренного к концу режущей части корпуса. При фрезеровании шток, заходя в аварийный объект, обеспечивает центровку фрезера и предохраняет инструмент от прихвата и других осложнений.

До разработки пилотного фрезера ликвидацию застрявших в скважинах металлических предметов проводили чередованием работ с кольцевыми и забойными фрезерами. Применение фрезера пилотного позволяет совместить работы кольцевых и забойных фрезеров и значительно сократить число спуско-подъемных операций.

Фрезер пилотный выпускается с правой и левой присоединительной резьбой.

Техническая характеристика фрезера пилотного

|   |       |
|---|-------|
| Диаметр наружный по корпусу, мм . . . . .   | 115   |
| Диаметр штока, мм . . . . .   | 50    |
| Длина инструмента, мм . . . . .   | 385   |
| Высота режущей части, мм . . . . .  | 20    |
| Скорость фрезерования, м/ч . . . . .  | 0,45  |
| Средняя наработка до отказа (по металлу с пределом текучести $\sigma_{0.2} = 650 \text{ Н/мм}^2$ ), м . . . . . | 4,5   |
| Масса, кг . . . . .   | 16    |
| Режимы фрезерования:  |       |
| подача продольного насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$ . . . . .   | 10—12 |
| максимальная осевая нагрузка, кН . . . . .  | 40    |
| частота вращения инструмента, $\text{об/мин}$ . . . . .   | 60—80 |

ФРЕЗЕРЫ КОЛОННЫЕ КОНУСНЫЕ ФКК. ОСТ 26-02-650—72

Фрезеры ФКК (рис. III.12) предназначены для фрезерования поврежденных мест (смятний, сломов) эксплуатационных и обсадных колонн скважин под шаблон соответствующего размера. Применяются при калибровке обсаженного ствола скважины для очистки его внутренней поверхности от цементной корки.

Цилиндрическая, коническая и нижняя торцовые части фрезера оснащены режущими зубьями, представляющими собой пазы с установленными в них твердосплавными пластинами.

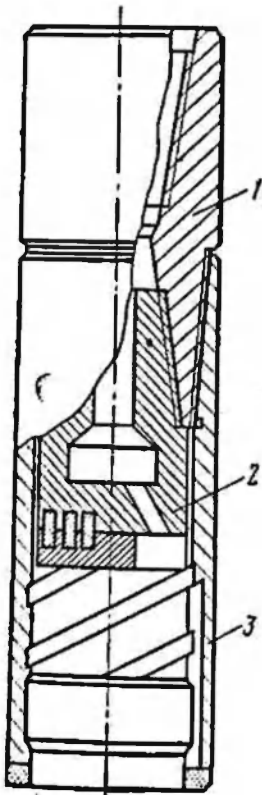


РИС. III.10. Фрезер забойный комбинированный ФЗК

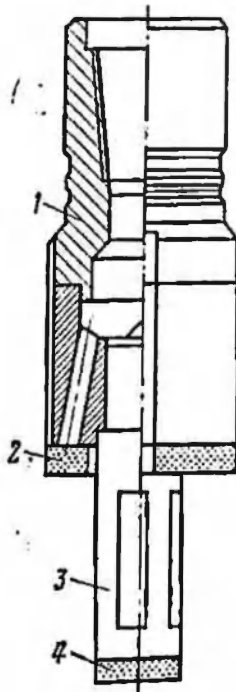


РИС. III.11. Фрезер пилотный ФП

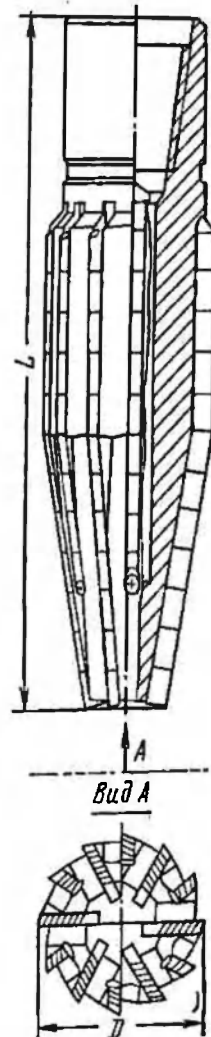


РИС. III.12. Фрезер колонный конусный ФКК

В верхней части корпуса выполнена замковая резьба для присоединения к колонне бурильных труб. Фрезер имеет боковые промывочные отверстия, расположенные под углом к оси инструмента.

Фрезеры ФКК изготавливают в двух исполнениях: с боковыми промывочными отверстиями, с центральными и боковыми промывочными отверстиями. Основные параметры и размеры фрезера приведены в табл. III.10.

ТАБЛИЦА III.10

| Фрезер | Диаметр колонны обсадных труб, мм | Присоединительная резьба (замковая) | Размеры, мм |     | Масса, кг |
|--------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------|-----|-----------|
|        |                                   |                                     | D           | L   |           |
| ФКК93  | 114                               | 3-62                                | 93,3        | 350 | 12        |
| ФКК97  | 114                               |                                     | 97,3        | 352 | 15        |
| ФКК104 | 127                               | 3-78                                | 106         | 373 | 17        |
| ФКК115 | 140                               |                                     | 114,7       | 428 | 21        |
| ФКК121 | 146                               |                                     | 120,7       | 431 | 24        |
| ФКК127 | 146                               | 3-88                                | 127         | 428 | 27        |
| ФКК137 | 168                               |                                     | 137,3       | 430 | 37        |
| ФКК143 | 168                               |                                     | 143,3       | 460 | 40        |
| ФКК140 | 168                               | 3-101                               | 149,3       | 475 | 45        |
| ФКК167 | 194                               | 3-121                               | 166,7       | 510 | 57        |
| ФКК192 | 219                               |                                     | 192,1       | 573 | 75        |
| ФКК198 | 219                               |                                     | 193,1       | 575 | 79        |
| ФКК217 | 245                               | 3-147                               | 216,5       | 617 | 115       |
| ФКК223 | 245                               |                                     | 222,5       | 620 | 121       |
| ФКК245 | 273                               |                                     | 245,1       | 680 | 150       |
| ФКК272 | 293                               | 3-171                               | 272,5       | 742 | 182       |
| ФКК293 | 324                               |                                     | 277,9       | 805 | 215       |
| ФКК312 | 340                               |                                     | 311,7       | 812 | 220       |

Режим фрезерования:  
 Частота вращения инструмента, об/мин . . . . . 60—120  
 осевая нагрузка в начальный период работы, кН . . . . . 5  
 при нормальной работе . . . . . 20  
 Расход промывочной жидкости, дм<sup>3</sup>/с . . . . . 12  
 Нарботка до отказа:  
 по проходке, м . . . . . 7  
 по времени, ч . . . . . 7

**ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ ФРЕЗЕРОВ ФКК**

Корпус фрезера изготавливают из стали 40 ГОСТ 1050—74.  
 Рабочая поверхность должна армироваться из твердого сплава марки ВК8 ГОСТ 3882—74.  
 Присоединительная резьба фрезера должна соответствовать ГОСТ 5286—75.  
 Фрезеры изготавливаются с правыми направлениями резьбы и зубьев.  
 Впайка пластин твердого сплава в пазы корпуса фрезера должна производиться латунным припосом марки Л-68 или ЛМЦ по ГОСТ 2060—73. В качестве флюса должна применяться бора техническая по ГОСТ 8429—77.  
 Пайка должна быть плотной, прочной и сплошной. Прямой должен заполнять зазор между пазом корпуса и пластиной без перерывов. На впаянных пластинках трещины, выкрашивания и завалы не допускаются. После пайки пластин промывочные отверстия должны быть очищены от пробок и шлака.  
 Режущие кромки твердосплавных пластин должны лежать в плоскости, проходящей через ось образующей цилиндрической или конусной поверхности.



Бленне режущих кромок зубьев относительно оси фрезера не должно превышать величины допуска на его паружный диаметр (по зубьям). Бленне (диаметральный размер) цилиндрической режущей части фрезера проверяется предельным калибром-кольцом высотой 25 мм.

## КОМПЛЕКС ТРУБОРЕЗОК СКВАЖИННЫХ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

При капитальном ремонте и бурении скважин возникает необходимость вырезки насосно-компрессорных или обсадных труб внутри скважины.

Когда не удастся извлечь колонну прихваченных насосно-компрессорных труб целиком, извлекают ее по частям, отворачивая. При этом стараются отвернуть колонну как можно ниже, с тем чтобы меньше проводить спуско-подъемные операции. Однако опыт показывает, что при отвинчивании за один раз поднимают две-три трубы. Это затягивает восстановление скважины, повышает затраты на ремонтные работы.

Для освобождения застрявшей колонны труб целиком (до места прихвата) целесообразно отрезать ее над прихватом и поднимать целиком с помощью внутренней труборезки.

На промыслах часто приходится поднимать обсадные колонны в списанных скважинах для повторного их использования. Для этого также целесообразно применять труборезки. В случаях повреждения верхней части обсаженной колонны труб исключается возможность проведения работы в них. Труборезкой можно отрезать и поднять поврежденный участок трубы.

По принципу резания труборезки разделяются на механические, гидромеханические, гидроджетные и химические.

Наиболее эффективны гидромеханические труборезки, которые отличаются малогабаритностью, надежностью и практичностью.

### ТРУБОРЕЗКА ТрВ-73

Труборезка внутренняя ТрВ-73 предназначена для резания застрявшей в скважине колонны насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм для последующего ее извлечения. Она состоит из двух главных узлов (рис. III.13): силового гидравлического узла и узла резания.

Гидравлический узел помещен в корпусе 1 и состоит из поршня 5 с уплотнением 4, который служит для передачи усилия под действием давления закачиваемой жидкости на узел резания, пружины 6, предназначенной для возврата поршня из рабочего положения в исходное после прекращения закачки жидкости,

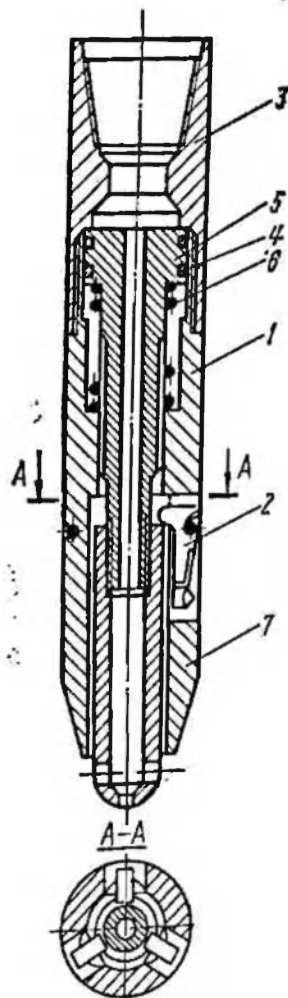


РИС. III.13. Труборезка внутренняя гидравлическая ТрВ-73 для насосно-компрессорных труб

я наконечника 7, с помощью которого резец 2 возвращается в первоначальное положение. Труборезка соединяется с колонной труб переводником 3.

Принцип работы труборезки заключается в следующем. Труборезка спускается на геологоразведочных трубах ГОСТ 8467—57 и вводится в застрявшую колонну насосно-компрессорных труб для резания ее на заданной глубине.

Поршень 5 под действием закачиваемой жидкости передвигается вниз, этим резакам 2 сообщается сила, достаточная для резания трубы. Вращением инструмента осуществляют резание трубы. Сигналом окончания резания служит падение давления в насосе. После прекращения закачки жидкости под действием пружины 6 поршень 5 возвращается в исходное положение. При этом упором наконечника 7 резаки 2 приводятся в исходное (транспортное) положение. После окончания резания труборезка поднимается и спускается ловильный инструмент для извлечения отрезанной части колонны труб.

С помощью этой труборезки резание насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм осуществляется за 5—6 мин. Давление прокачиваемой жидкости 3—4 МПа, частота вращения 50—60 об/мин. Подача насоса 6—7 дм<sup>3</sup>/с.

#### ТРУБОРЕЗКА ВНУТРЕННЯЯ МЕХАНИЧЕСКАЯ ТрВ-114

Труборезка ТрВ-114 разработана АзИНМАШем, и предназначена для резания колонны насосно-компрессорных труб диаметром 114 мм, прихваченной внутри эксплуатационной колонны. Режут изнутри над местом прихвата в случаях, когда верхний конец труб находится на устье скважины.

Труборезка состоит в основном из стержня с резаками и шпонками механизмов заклинивания и торможения (рис. III.14).

Труборезка спускается в скважину на бурильной колонне вместе с яссом и специальным грузом (патрубок, изготовленный из бурильной трубы). При этом последипе помещаются над труборезкой.

При спуске труборезки плоские пружины механизма торможения сжимаются, обеспечивая ее свободный проход. При достижении глубины резания колонны труб спуск прекращают. После этого колонну бурильных труб вращают ротором. При этом вращается стержень труборезки вместе с резаками, регулятором подачи, опорно-направляющей втулкой и наконечником. Механизм торможения и соединенный с ним механизм заклинивания под действием упругости тормозных пружин удерживаются от вращения. Вследствие этого наконечник отвинчивается от корпуса тормоза, а последний вместе с тягами и плашками



РИС. III.14. Труборезка внутренняя механическая ТрВ-114 для насосно-компрессорных труб

перемещается вверх. Число оборотов, необходимое для полного отвинчивания наконечника от корпуса, определяется заранее.

Прекратив вращение ротора, спускают бурильные трубы в пределах возможного хода ясса. При этом перемещаются вниз стержень с резцами, наконечник и корпус плашек. Заклиненная плашками часть труборезки приобретает необходимую неподвижность. При заклинивании плашек при продолжающемся спуске труб вместе со стержнем труборезки резцы, скользя вдоль наклонных пазов неподвижной опорно-направляющей втулки, приходят в соприкосновение со стенками трубы. После этого вращают ротор и осуществляют резание. Резцы падают автоматически под действием веса груза, расположенного над труборезкой.

После окончания резания труборезку приподнимают, приводя плашки и резцы в исходное положение. Затем извлекают труборезку из скважины.

#### Техническая характеристика

|  |        |
|--|--------|
| Частота вращения, об/мин . . . . .     | 20—25  |
| Момент резания Н, см . . . . .         | 32 000 |
| Усилие подачи, Н . . . . .             | 2300   |
| Размеры, мм:                           |        |
| наибольший наружный диаметр . . . . .  | 95     |
| длина . . . . .                        | 1730   |
| ширина (по пружинам тормоза) . . . . . | 120    |
| Масса, кг . . . . .                    | 57     |

#### СЕКЦИОННЫЙ ФРЕЗЕР ФС-135

Секционный фрезер ФС-135 разработан АЗИНМАШем и относится к типу труборезок внутренних гидравлических. Предназначен для прорезания и торцового фрезерования участка обсадных колонн нефтяных и газовых скважин диаметром 168 мм.

Фрезер (рис. П1.15) состоит из переводника 1, цилиндра 4, внутри которого перемещаются поршень 2 и полый шток 5. Под поршнем находятся рабочая пружина 3 и возвратная пружина 6. В пазах корпуса шарнирно установлены резцы 7, армированные композиционным сплавом и пластиной твердого сплава ВК8.

После спуска фрезера в скважину на заданную глубину закачивают жидкость в трубы, вращая бурильную колонну. При этом поршень под действием промывочной жидкости опускается вниз и через рабочую пружину воздействует на полый шток, который при движении вниз давит на резцы, заставляя их врезаться в стенку обсадной колонны. По окончании прорезания концы резцов выходят за колонну.

Этот момент фиксируется на поверхности на манометре: давление промывочной жидкости падает. В дальнейшем, сообщив колонне бурильных труб соответствующую осевую нагрузку, фрезеруют участок обсадной колонны.

Расфрезерование участка обсадной колонны проводят при необходимости бурения второго ствола скважины.

#### Техническая характеристика

|  |       |
|--|-------|
| Число одновременно работающих резцов . . . . .       | 4     |
| Максимально допустимая осевая нагрузка, кН . . . . . | 60—80 |
| Частота вращения ротора, об/мин . . . . .            | 3—88  |
| Присоединительная резьба . . . . .                   |       |
| Размеры, мм:   | 1700  |
| длина . . . . .                                      | 135   |
| наружный диаметр . . . . .                           |       |

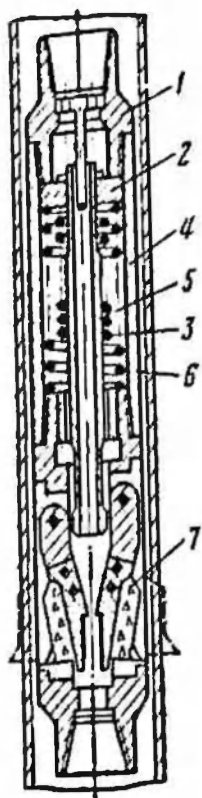


РИС. III.15. Секционный фрезер ФС-135 (труборезка) для обсадной колонны

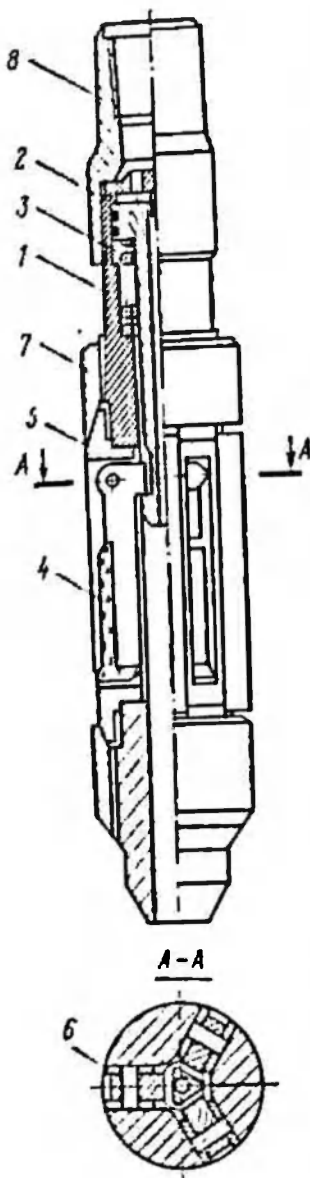


РИС. III.16. Труборезка гидравлическая ТрВ-219 для обсадной колонны

Одним комплектом резцов возможно фрезеровать участок обсадной колонны длиной до 3 м.

### ТРУБОРЕЗКА ВНУТРЕННЯЯ ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ТрВ-219

Труборезка ТрВ-219 (рис. III.16) разработана АзИИ. МАШем и предназначена для резки обсадной колонны диаметром 219 мм. Она состоит из двух основных узлов: гидравлического силового и режущего.

Гидравлический узел состоит из корпуса 1, внутри которого размещены поршень 2, предназначенный для передачи усилия резания, и возвратная пружина 3, необходимая для возврата поршня в исходное положение.

Режущий узел включает в себя вкладыши 5 и резцы 4, армированные сочетанием пластины твердого сплава и твёрдосплавного композиционного материала. Резцы на кольцах 6 вставляются во вкладыши, которые, в свою очередь, устанавливаются в пазах корпуса 1 и закрепляются резьбовыми втулками 7.

Вверху корпус соединен с переводником 8, служащим для соединения с колонной буровых труб, внизу корпус соединен с центратором, центрирующим все устройства во время работы.

Труборезка работает следующим образом. Спустив ее до намеченной глубины, колонну буровых труб начинают вращать и одновременно включают буровые насосы. Под действием промывочной жидкости поршень двигается вниз, передавая усилие резцам, которые перерезают обсадную трубу. По окончании работы поршень под действием пружины возвращается в исходное положение. При движении вверх поршень возвращает резцы в транспортное положение.

Наиболее ответственным узлом является пож.

Результаты испытания показывают, что наиболее эффективным вариантом является сочетание пластины ВК8Б и твёрдосплавного композиционного материала, обеспечивающее полное отрезание обсадной трубы диаметром 219 мм за 52 мин без следов износа резцов.

|   |     |
|---|-----|
| Параметры работы труборезки:                |     |
| частота вращения, об/мин . . . . .          | 67  |
| подача насоса, дм <sup>3</sup> /с . . . . . | 9   |
| рабочее давление, МПа . . . . .             | 5—8 |

Разработано всего шесть типоразмеров труборезок внутренних гидравлических для резания обсадной колонны в бурящихся скважинах. Труборезки позволяют также резание выступающих в зоне морского дна колонн заброшенных скважин для очистки морской акватории от металлических предметов, загрязняющих море и мешающих морскому судоходству.

### ВСТАВНОЙ ФРЕЗЕР ФЗВ-140

Вставной фрезерный инструмент ФЗВ-140 (рис. III.17) [24] предназначен для сплошного фрезерования зацементированной колонны насосно-компрессорных труб и других аварийных металлических объектов, имеющих значительную длину в стволе скважин диаметром 168 мм без подъема бурильной колонны для замены изношенного фрезера.

В практике восстановления аварийных нефтяных и газовых скважин нередко встречаются скважины, в которых длина застрявших металлических объектов доходит до 200—300 м. В зависимости от этой длины восстановление таких скважин обычными фрезерами затяжное, а в ряде случаев становится невыгодным из-за большого числа спуско-подъемных операций, связанных с заменой изношенных фрезеров.

Конструкция фрезера вставного позволяет фрезеровать без подъема бурильных труб и исключить спуско-подъемные операции для замены изношенного инструмента.

Благодаря этому инструменту большое число бездействующих скважин, в стволе которых находятся металлические предметы длиной свыше 50 м, например зацементированные насосно-компрессорные трубы, могут быть восстановлены сравнительно за короткие сроки.

С повышением длины аварийного объекта в стволе скважины эффективность фрезерования этим инструментом по сравнению с обычным способом фрезерования повышается.

Вставной фрезерный инструмент включает головку 1 под ловитель и цилиндр 2, в котором размещен поршень 3 со штоком 4. Внутри штока 4 размещен вспомогательный поршень 5, взаимодействующий с боковыми фрезерами 6, выполненными с впадинами 7 на боковой поверхности, обращенной к центральному фрезеру 8, снабженному хвостовиком в виде стакана 9 с боковыми окнами 10 для размещения фрезеров в транспортном положении. Центральный фрезер 8 посредством стакана 9 жестко соединен со штоком 5, а боковые фрезеры 6 шарнирно закреплены в стакане 9. Центральный фрезер 8 выполнен с уступами 11, боковые стенки 12 которых взаимодействуют с впадинами 7 боковых фрезеров-ножей 6. В рабочем положении инструмент фиксируется в башмаке 13 колонны труб на кольцевом уступе 14.

Принцип работы инструмента заключается в следующем.

Инструмент сбрасывают в колонну бурильных труб. Дойдя до башмака 13 колонны труб, инструмент останавливается на кольцевом уступе 14. Промывочная жидкость попадает в отверстие поршня 3 и начинает давить на вспомогательный поршень 5, который при своем перемещении вниз раскрывает боковые фрезер-



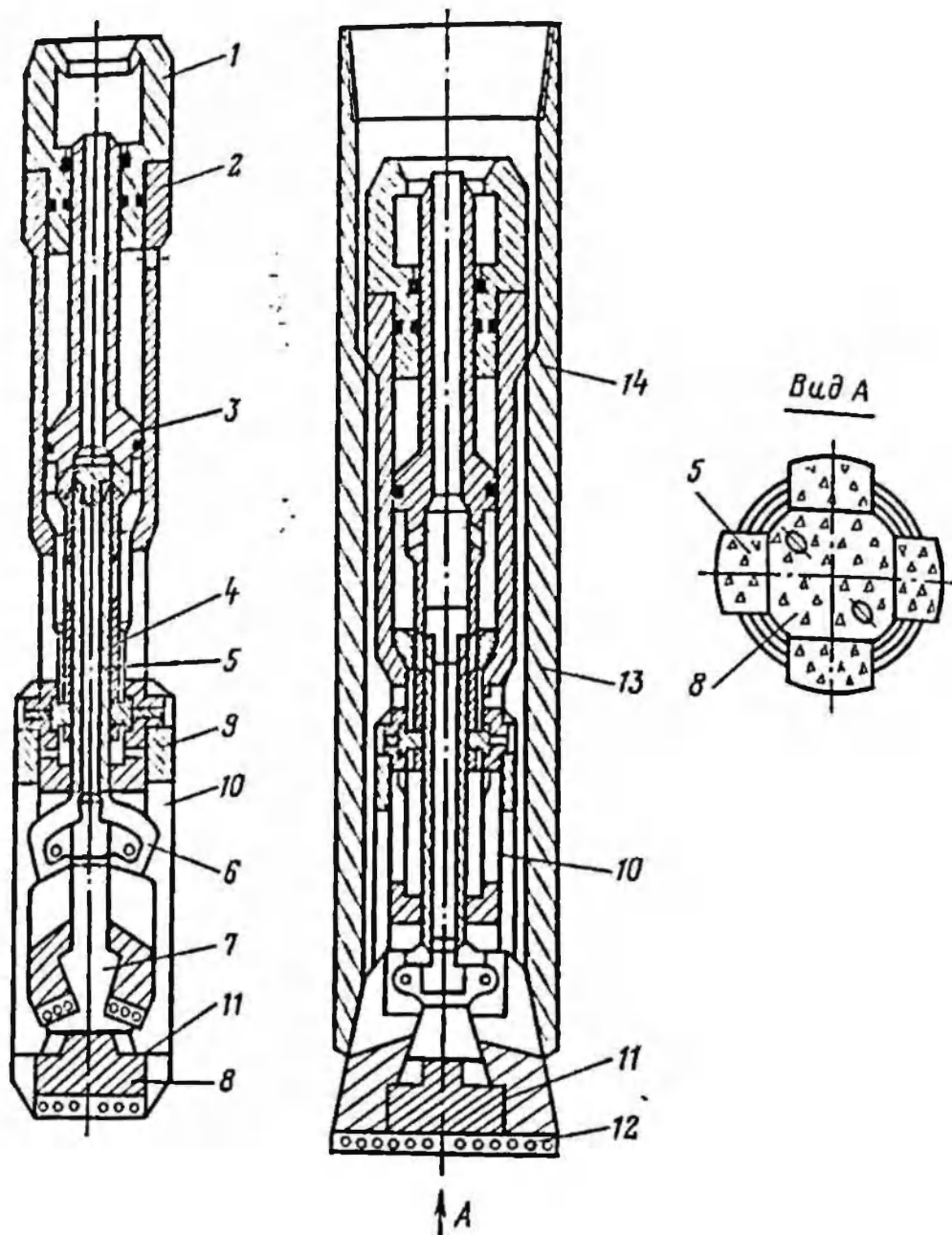


РИС. III.17. Вставной фрезер

ры 6. В результате перемещения вспомогательного поршня открывается доступ для промывочной жидкости, которая поступает под поршень 3. Давление под поршнем 3 поднимается, и он начинает двигаться вверх вместе со стаканом 9, в нижней части которого находится центральный фрезер 8. Двигаясь вверх, фрезер 8 уступом 11 подхватывает боковые фрезеры, и с внутренней стороны они прижимаются к центральному фрезеру по поверхностям 12, а с наружной стороны — к конусу башмака 13.

По окончании работы в скважине колонну труб устанавливают на элеватор и на канате спускают захват-овершот, который ударяет по выступающему концу хвостовика поршня 3, спуская его вниз, и захватывает инструмент за головку 1. При этом поршень 3 со штоком 4 и стаканом 9 опускается вниз, а

Фрезеры 6 принимают транспортное положение. После этого инструмент втягивается внутрь бурильной колонны и извлекается на поверхность. После замены режущих узлов инструмент вновь опускается в скважину для последующего фрезерования.

### Техническая характеристика

|  |      |
|--|------|
| Размеры, мм:   |      |
| длина  | 790  |
| диаметр (наружный):                                  |      |
| - в транспортном положении                           | 96   |
| - в рабочем положении                                | 140  |
| Производительность, м/ч                              | 0,67 |
| Рейсовая скорость, м/ч                               | 3,5  |
| Максимально допустимая осевая нагрузка, кН           | 50   |
| Частота вращения ротора, об/мин (не более)           | 80   |
| Наработка по металлу (для одного комплекта ножей), м | 15   |
| Наработка по металлу (для инструмента), м            | 150  |
| Масса, кг  | 75   |

Режущие ножи вставного фрезерного инструмента армированы композиционным материалом и унифицированы с фрезером ФЗ ОСТ 26-02-1011—74. При рабочем положении центральный фрезер и боковые ножи образуют единый фрезер и работают как фрезер ФЗ.

### КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН ВТОРЫМ СТВОЛОМ

Вскрытие или удаление участка обсадной колонны при бурении второго ствола являются эффективным способом восстановления бездействующих скважин, в которых ловильные работы, очистка ствола от посторонних предметов, а также работы по ликвидации дефектов в эксплуатационной колонне не дают положительных результатов.

При восстановлении скважин вторым стволом наиболее сложным и затяжным является прорезание или удаление участка обсадной колонны с помощью режущих устройств.

Бурение второго ствола производится серийными трехшарошечными долотами, которые не предназначены для этих работ.

В настоящее время фрезерные работы в обсадной колонне для формирования нового ствола проводятся в двух направлениях:

- вскрытие окна обсадной колонны с применением райберов и отклонителей;
- вырезание участка колонны определенной длины с применением секционных (вырезающих) устройств для установки отклонителя.

### ФРЕЗЕРЫ-РАЙБЕРЫ ФРС

Предназначены для вскрытия окна в обсадной колонне с целью забуривания и проводки второго ствола при помощи отклонителя. Каждый типоразмер фрезера-райбера (рис. III.18) выпускается под номерами 1, 2, 3, что обусловлено последовательностью процесса вскрытия окна [25].

В корпусе фрезера-райбера имеются пазы, в которые вставлены пластины твердого сплава, приваренные стержневым чугуном. Резьба на верхнем конце корпуса служит для присоединения к колонне бурильных труб. На торцевой части расположены зубья, облицованные твердым сплавом. Внутри корпуса предусмотрены каналы для промывки.

Окна в колонне прорезают комплектом фрезеров-райберов последовательно, начиная с первого и кончая третьим.

Нормальный режим фрезера-райбера определяется его работой по незакаленному материалу обсадных труб, твердость которого не выше твердости незакаленной стали 45. При этом нагрузка на фрезер-райбер при частоте вращения ротора 60—80 об/мин не должна превышать 10—50 кН в зависимости от размера инструмента.

Техническая характеристика фрезера-райбера приведена в табл. III.11.

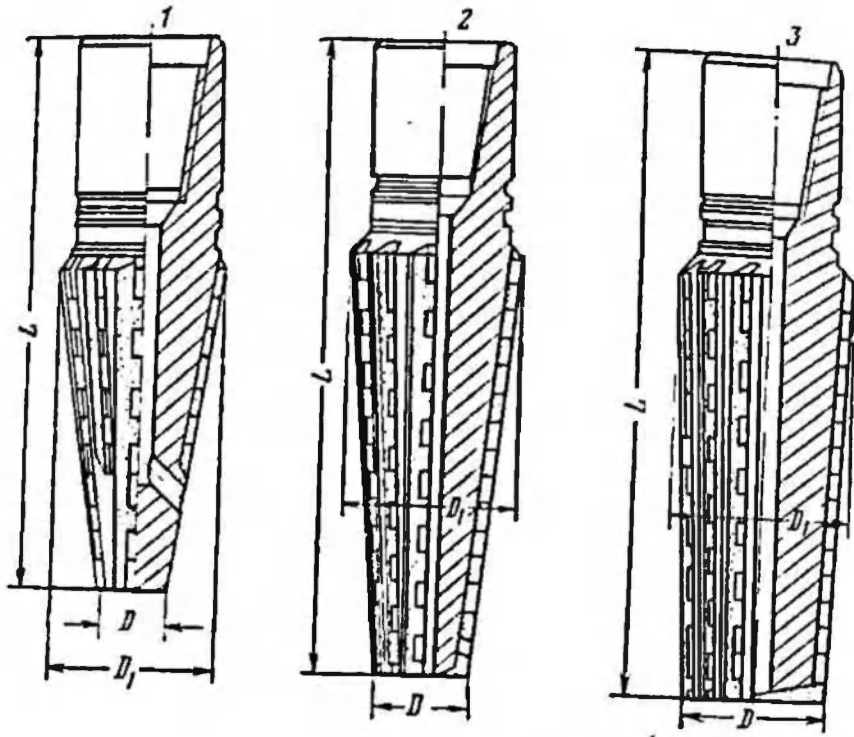


РИС. III.18. Фрезер-райбер ФРС

ТАБЛИЦА III.11

| Фрезер-райбер | Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм | Основные размеры, мм |     |     | Масса, кг |
|---------------|---|----------------------|-----|-----|-----------|
|               |   | $D_1$                | $D$ | $L$ |           |
| ФРС146-1      | 146   | 110                  | 47  | 340 | 12        |
| ФРС146-2      |   | 120                  | 62  | 425 | 20,5      |
| ФРС146-3      |   | 120                  | 95  | 431 | 25,5      |
| ФРС168-1      | 168   | 130                  | 50  | 380 | 26        |
| ФРС168-2      |   | 142                  | 70  | 496 | 40        |
| ФРС168-3      |   | 142                  | 110 | 503 | 46        |
| ФРС219-1      | 219   | 160                  | 62  | 452 | 44        |
| ФРС219-2      |   | 174                  | 76  | 540 | 73,5      |
| ФРС219-3      |   | 192                  | 148 | 580 | 100       |
| ФРС273-1      | 273   | 192                  | 74  | 545 | 70        |
| ФРС273-2      |   | 225                  | 110 | 740 | 147       |
| ФРС273-3      |   | 245                  | 190 | 672 | 160       |

**ФРЕЗЕРЫ-РАЙБЕРЫ РПМ**

Предназначены для вскрытия окна в обсадных колонах с целью забуривания и проводки второго ствола скважин.

Фрезер-райбер (рис. III.19) представляет собой трехступенчатый инструмент режущего типа. По отдельным ступеням режущие грани непрерывны и взаимно перекрываются. Режущие кромки выступают над корпусом на 4 мм. На цилиндрической и конической поверхностях корпуса прорезаны пазы, в которых запрессованы каскады режущих зубьев (набор твердосплавных пластин).

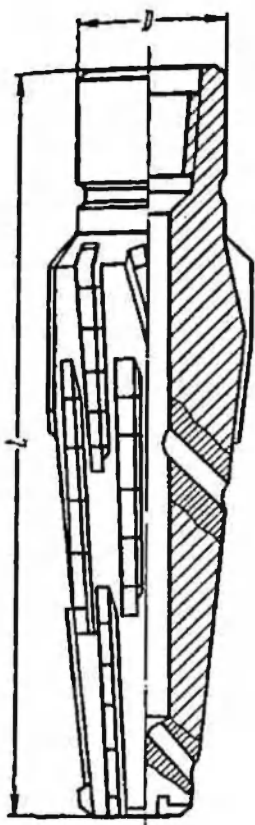


РИС. III.19. Фрезер-райбер РПМ

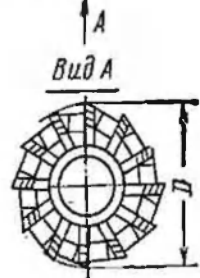
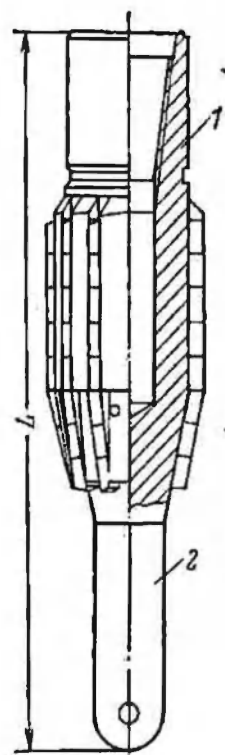


РИС. III.20. Фрезер-райбер КРИЗ

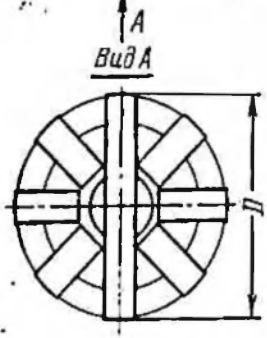
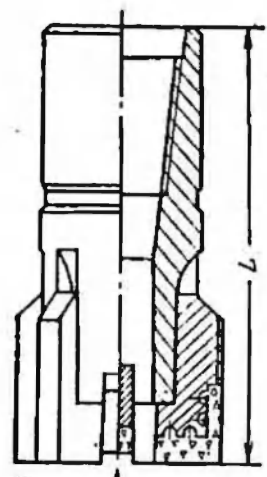


РИС. III.21 Фрезер-долото

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

Фрезер-райбер на колонне бурильных труб спускают в скважину до верхней части желоба отклонителя. Затем, создавая осевую нагрузку на фрезер и вращая ротором колонну бурильных труб, прорезают окна.

Режим работы фрезера:

|                          |       |       |
|--------------------------|-------|-------|
| осевая нагрузка, кГ      | ..... | 10—40 |
| частота вращения, об/мин | ..... | 80    |

Прорезание окна происходит за один рейс (для материала обсадной колонны из стали группы прочности Д).

При изготовлении фрезера-райбера пайка металлокерамических пластин из твердого сплава производится латунной проволокой марки Л63 диаметром 2—4 мм. В качестве флюса используется бора.

Зубья, расположенные на торцах фрезеров-райберов ФРС, армируются твердым сплавом релит.

Техническая характеристика фрезера-райбера РПМ приведена в табл. III.12.

ТАБЛИЦА III.12

| Фрезер-райбер | Условный диаметр колонны обсадных труб, мм | Присоединительная резьба (замковая) | Основные размеры, мм |     | Масса, кг |
|---------------|--|-------------------------------------|----------------------|-----|-----------|
|               |  |                                     | D                    | L   |           |
| РПМ146        | 140  | 3—76                                | 121                  | 486 | 25,2      |
| РПМ169        | 168  | 3—88                                | 143                  | 643 | 39,5      |
| РПМ219        | 219  | 3—117                               | 193                  | 626 | 79,3      |
| РПМ273        | 273  | 3—117                               | 246                  | 726 | 152,3     |

### КОМПЛЕКС РЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА КриЗ

Предназначен для вскрытия окна в обсадных колонках с целью забуривания второго ствола скважины.

В состав комплекса входят телескопический райбер (рис. III.20) и фрезер-долото (рис. III.21).

Телескопический райбер состоит из корпуса 1 и штока 2. Шток предотвращает преждевременный выход инструмента в сторону. Цилиндрическая и коническая поверхности корпуса оснащены режущими зубьями, представляющими собой установленные в пазы твердосплавные пластинки. Шток армирован твердым сплавом релит. В корпусе предусмотрены промывочные отверстия. В верхней части райбера выполнена замковая резьба для присоединения к колонне буровых труб.

В корпус фрезера-долота запрессованы и заварены специальные пожи, армированные дробленым металлокерамическим твердым сплавом. Кроме того, в корпусе предусмотрены боковые промывочные отверстия. В верхней части фрезера-долота выполнена замковая резьба для присоединения к колонне буровых труб.

Вскрытие окна осуществляется следующим образом.

В скважину спускают телескопический райбер, который прорезает окно длиной 0,5—0,9 м. Затем спускают фрезер-долото для фрезерования и калибровки окна необходимого профиля. Ввиду подобия по форме и размерам фрезера-долота обычному долоту полученный профиль окна гарантирует беспрепятственное прохождение любого долота соответствующего размера.

Техническая характеристика приведена в табл. III.13.

ТАБЛИЦА III.13

| Показатель                          | КриЗ-145                          |                          | КриЗ-168                          |                          |
|-------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
|                                     | Телескопический райбер КриЗ-146—1 | Фрезер-долото КриЗ-146—2 | Телескопический райбер КриЗ-168—1 | Фрезер-долото КриЗ-168—2 |
| Диаметр колонны обсадных труб, мм   | 146                               | 146                      | 168                               | 166                      |
| Присоединительная резьба (замковая) | 3-76                              | 3-76                     | 3-88                              | 3-88                     |
| Диаметр D, мм                       | 121                               | 121                      | 142                               | 142                      |
| Длина L, мм                         | 530                               | 240                      | 650                               | 260                      |
| Масса, кг                           | 23                                | 10                       | 34                                | 14                       |



**ОТКЛОНИТЕЛИ**

Отклонители предназначены для отклонения от оси основного ствола скважины фрезеров-райберов (при прорезании окна в эксплуатационной колонне) и инструмента (при бурении второго ствола).

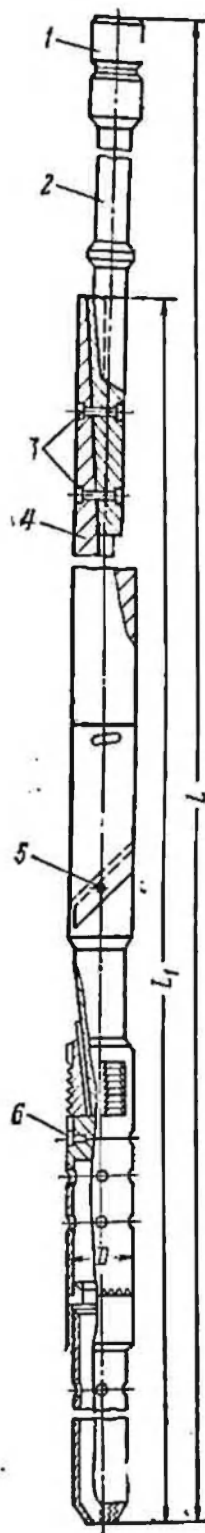
На нефтяных промыслах страны применяются отклонители ОТЗ, разработанные АЗИНМАШем (рис. III.22).

Отклонитель состоит из узла опоры и закрепления, клина-отклонителя 4 и спускного клина 2. Узел опоры и закрепления позволяет посадить отклонитель на забой и закрепить его в эксплуатационной колонне при помощи трехплашечной системы, исключая возможность проворачивания отклонителя при прорезании окна и бурении второго ствола. Клин-отклонитель имеет наклонную поверхность в виде желоба, увеличивающего площадь опоры между клином и режущим инструментом. Однако наличие желоба может привести к повышенному износу райбера ввиду большой контактной площади. Спускной клин служит для спуска отклонителя в скважину.

Фиксации плашек в утопленном положении обеспечивается плашкодержателем, соединенным с корпусом при помощи двух специальных винтов 6. Узел опоры и закрепления соединен с клином-отклонителем опорными поверхностями, срезанными под углом  $30^\circ$  и имеющими профиль поперечного сечения в форме ласточкина хвоста. Взаимному произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры и закрепления препятствует специальный винт 5. Клин-отклонитель соединяется со спускным клином при помощи двух болтов 3.

К спускному клину на резьбе прикреплен переводник 1 для соединения с колонной бурильных труб. Отклонитель на колонне бурильных труб спускается в скважину и резко сажается на забой. При посадке происходит срез винтов 5, 6 и болтов 3, в результате чего клин-отклонитель вместе с опорой остается в скважине, а освобожденный спускной клин поднимается на поверхность.

Техническая характеристика отклонителей ОТЗ приведена в табл. III.14.



**ФИКСАТОРЫ ФГМ**

Предназначены для определения места муфтовых соединений эксплуатационной колонны в скважине.

Фиксаторы состоят из корпуса (рис. III.23), узла фиксации, узлов центрирования и патрубков с ловушкой.

Корпус 1 — основная деталь фиксатора — изготовлен в виде ствола с приваренными к нему накопечниками и ребрами. Резьба в верхней части корпуса служит для присоединения к колонне бурильных труб. Узел центрирования представляет собой три центрирующие пружины 9, закрепленные в корпусе. Узел фиксации состоит из трех защелок 3, подпружиненных консольными пружинами 2 и закрепленных в прорезях корпуса пальцем 4 и штифтом 5, а также поршня 6, закрепленного в корпусе установочным винтом 8.

ТАБЛИЦА III.14

| Отклонитель | Условный диаметр колонны обсадных труб, мм | Усилие среза, Н, (см. рис. III.21) |                      |          | Угол наклона отклоняющего клина, градус | Наибольший диаметр при угловатостях плашках D, мм | Длина, мм                        |                      | Масса со ступицей клином, кг |
|-------------|--|------------------------------------|----------------------|----------|---|---|----------------------------------|----------------------|------------------------------|
|             |  | специального винта 6               | специального винта 5 | болтов 3 |   |   | без ступицы клина L <sub>1</sub> | со ступицей клином L |                              |
| OT3115      | 146  | 30 000                             | 40 000               | 50 000   | 2,5                                     | 115   | 5065                             | 5965                 | 3155                         |
| OT3134      | 168  | 40 000                             | 60 000               | 80 000   | 2,5                                     | 134   | 5420                             | 6110                 | 415,5                        |
| OT3185      | 219  | 45 000                             | 60 000—75 000        | 90 000   | 3                                       | 165   | 6300                             | 7000                 | 897                          |

Патрубок с муфтой и ловушкой 7 соединен с нижним концом корпуса при помощи резьбы.

Техническая характеристика фиксатора приведена в табл. III.15.

ТАБЛИЦА III.15

| Фиксатор | Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм | Усилие среза осей защелок, кН | Основные размеры, мм |     |     | Масса без переводника, кг |
|----------|---|-------------------------------|----------------------|-----|-----|---------------------------|
|          |   |                               | Диаметр пружины, d   | D   | L   |                           |
| ФГМ146   | 146   | 60—70                         | 159                  | 115 | 850 | 34                        |
| ФГМ168   | 168   | 60—70                         | 167                  | 136 | 875 | 38,5                      |

### ВЫРЕЗАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО УВ

ВНИИБТ разработано устройство УВ для удаления участка обсадной колонны в месте зарезки второго ствола.

Устройство (рис. III.24) состоит из цилиндра 1, в котором под действием промывочной жидкости движется поршень 2, передавая нагрузку на резцы 8 и возвратную пружину 4 и корпуса 5, в котором располагаются резцы и толкатель 6 центриатора 9.

Устройство в собранном виде спускается на бурильных трубах диаметром 89 мм в эксплуатационную колонну. Промывочная жидкость, проходя через насадки 3 поршня, создает перепад давления, под действием которого поршень и толкатель движутся вниз. Сжимается возвратная пружина, выдвигаются резцы из корпуса в процессе прорезания стенки трубы. Осевая нагрузка на резцы передается через сменное опорное кольцо 7. После прорезания стенки ведется торцевание трубы до полной сработки резцов.

По прекращении подачи промывочной жидкости возвратная пружина поднимает поршень и толкатель в исходное положение. При подъеме устройства из скважины резцы, упираясь наружной поверхностью в торец прорезанной трубы, утапливаются в корпусе. На поверхности изношенные резцы заменяются новыми, и операции по торцеванию повторяются.

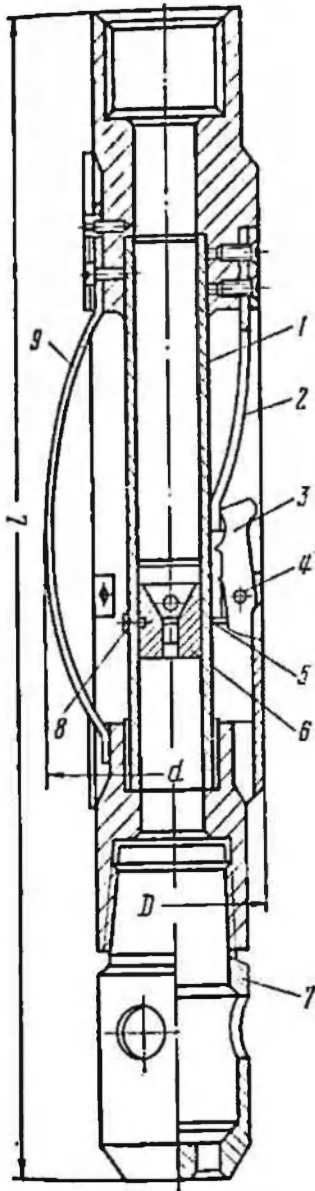


РИС. III.23. Скважинный механический фиксатор ФГМ

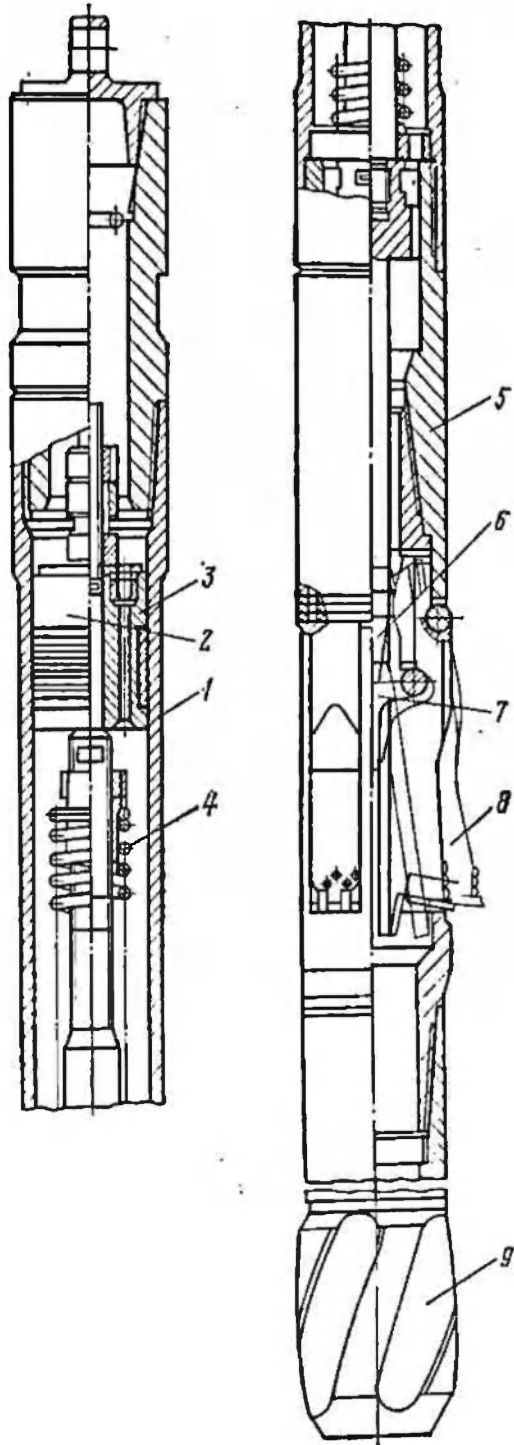


Рис. III.24. Вырезающее устройство конструкции ВНИИБТ

### Техническая характеристика

|   |          |
|---|----------|
| Осевая нагрузка на резцы, кН:                   | 60       |
| прорезание                                      | 40       |
| торцевание                                      |          |
| Частота вращения, об/мин:                       | 45—60    |
| прорезание                                      | 60—90    |
| торцевание                                      | 10—14    |
| Расход приливочной жидкости, дм <sup>3</sup> /с | 3        |
| Количество резцов на сборку, шт.                | 230      |
| Масса, кг                                       | 3—89     |
| Присоединительная резьба                        | Вода или |
| Вид приливочной жидкости                        | раствор  |

Резцы армированы пластинками твердого сплава марки ТТ7К12 и ВК8.

Средняя проходка на комплект резцов по данным испытаний составляет 0,5 м, средняя механическая скорость 0,15 м/ч. Указанные показатели явно не обеспечивают высокий технический уровень устройства и ухудшают эффективность работ по восстановлению скважин.

Прорезание окна ведется двухшарнирным турбинным отклонителем ТО2Ш127, разработанным ВНИИБТ. Отклонитель состоит из четырех основных узлов: нижней секции (отклонитель ОТ-5), средней укороченной секции, верхней секции турбобура (ТСУА-5) и переводника-ориентатора. Секции соединяются между собой искривленными переводниками с требуемыми углами перекоса резьб, а валы секций — конусно-шлицевыми соединениями.

Отклонитель с долотом спускается в скважину по меткам в заданном азимуте.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гасанов А. П., Гусейнова Ф. М. Исследование условий движения глубинного прибора в лифтовых трубах фонтанирующих скважин. — Изв. вузов, Нефть и газ, 1974, № 3, с. 25—27.
2. Алнев М. Р., Гасанов А. П. Устройство для наращивания труб при промывке скважины. — Нефтяник, 1974, № 12, с. 12—15.
3. Сулейманов М. М., Гасанов А. П., Манвелян Э. Г. Повышение безопасности работ и облегчение условий труда при нефтедобыче. — Безопасность труда в промышленности, 1973, № 4, с. 9—11.
4. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М., Недра, 1973.
5. Тимофеев Н. С., Сельващук А. П., Ищенко И. И. Исследование напряженного состояния труб при извлечении их из скважины труболовками. — Машины и нефтяное оборудование, 1970, № 2, с. 25—27.
6. Розенберг А. М. Элементы теории процесса резания металлов. М., Машгиз, 1965.
7. Гасанов А. П. Элементы механики процесса фрезерования аварийных металлов в стволе скважин. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1976, № 8, с. 6—7.
8. Гасанов А. П. Повышение эффективности работы скважинного режущего инструмента, оснащенного композиционными материалами. М., изд. ЦИНТИХИМнефтемаш, 1979.
9. Али-Заде В. А., Гасанов А. П. Повышение долговечности скважинных фрезеров. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1976, № 10, с. 25—27.
10. Гасанов А. П. Исследование эффективности работы скважинного фрезера, наплавляемого композиционным материалом. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1978, № 4, с. 5—9.
11. Гасанов А. П. Экспериментальное исследование влияния физико-механических свойств обрабатываемых материалов на показатели фрезерования при восстановлении скважин. — Ученые записки АЗИНнефтехима, 1978, № 4, с. 38—42.
12. Гасанов А. П., Мамедов А. А. Исследование тепловых процессов, протекающих при фрезеровании аварийных предметов в скважине. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1980, № 1, с. 11—15.
13. Гасанов А. П. Комплекс режущего инструмента для восстановления скважин. — Машины и нефтяное оборудование, 1979, № 2, с. 17—21.
14. Гасанов А. П. Оборудование для непрерывной промывки песчаных пробок. — Машины и нефтяное оборудование, 1978, № 12, с. 13—17.
15. Гасанов А. П. Комплекс инструмента для капитального ремонта скважин. — Машины и нефтяное оборудование, 1977, № 3, с. 9—11.
16. Экспериментальная установка для исследования процесса фрезерования в нефтяных скважинах/ А. П. Гасанов, Ю. Т. Мирзоян, В. А. Али-Заде, К. А. Аскеров. — Ученые записки АЗИНнефтехима, 1975, № 5, с. 8—13.
17. Бабаев С. Г., Гасанов А. П., Али-Заде В. А. Повышение долговечности фрезерного инструмента, М., изд. ЦИНТИХИМнефтемаш, 1977.
18. Али-Заде В. А., Гасанов А. П. Оптимизация режима фрезерования в стволе скважины. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1977, № 12, с. 15—17.
19. Бабаев С. Г., Гасанов А. П., Али-Заде В. А. Исследование эффективности фрезерования в скважине по характеристике матричного материала. — За технический прогресс, 1977, № 4, с. 21—24.
20. Бабаев С. Г., Гасанов А. П., Али-Заде В. А. Исследование эффективности процесса фрезерования при восстановлении аварийных скважин методом многофакторного планирования эксперимента. — Химическое и нефтяное машиностроение, 1976, № 6, с. 35—37.
21. Авт. свид. 846714. Гасанов А. П., Али-Заде В. А. Магнитный фрезер—БИ, 1981, № 26.
22. Авт. свид. 623955. Гасанов А. П., Гладков Ю. А. Магнитный фрезер—БИ, 1979, № 45.
23. Авт. свид. 636373. Гасанов А. П., Гладков Ю. А. Магнитный фрезер—БИ, 1978, № 45.
24. Авт. свид. 717279. Вставной инструмент/ А. П. Гасанов, Э. А. Дефине, Б. А. Цехми-стренко, Ю. А. Гладков — БИ, 1978, № 13.



|   |     |
|---|-----|
| Введение . . . . .  | 3   |
| Глава I. Виды и характеристики аварий в добывающих и бурящихся скважинах и методы их предупреждения . . . . . | 5   |
| Классификация аварий в скважинах. Прогнозные данные о развитии ремонтных работ . . . . .                      | 5   |
| Причины аварий в добывающих скважинах и методы их предупреждения . . . . .                                    | 8   |
| Причины аварий при фонтанном способе добычи нефти и методы их предупреждения . . . . .                        | 8   |
| Требования к обслуживанию и ремонту ловильного и режущего инструмента . . . . .                               | 25  |
| Глава II. Ловильные инструменты и устройства. Методика проведения ловильных работ . . . . .                   | 27  |
| Врезные инструменты . . . . .   | 27  |
| Труболовки внутренние плашечные ОСТ 26-16-1604-73 и ТУ 26-16-22-77 . . . . .                                  | 39  |
| Труболовки наружные плашечные . . . . .   | 57  |
| Ловители для штанг . . . . .  | 63  |
| Комплекс ловителей для погружных центробежных электронасосов . . . . .  | 69  |
| Комплекс ловителей для бурных труб, турбобуров, электробуров и долот . . . . .                                | 74  |
| Ловители для турбобуров . . . . .   | 79  |
| Пауки . . . . .   | 82  |
| Ловильные удочки . . . . .  | 82  |
| Центрирующие приспособления ОСТ 26-02-1312-75 . . . . .   | 84  |
| Вспомогательный инструмент . . . . .  | 85  |
| Устройство для непрерывной промывки . . . . .   | 91  |
| Глава III. Комплексы режущих инструментов и устройств, оснащенных композиционными материалами . . . . .       | 96  |
| Способы разрушения аварийных инструментов в скважине . . . . .  | 96  |
| Комплекс забойных истирающе-режущих фрезеров . . . . .  | 97  |
| Фрезеры забойные ФЗЭ . . . . .  | 103 |
| Комплекс фрезеров истирающе-режущих кольцевых ФК ОСТ 26-02-1296-75 . . . . .                                  | 104 |
| Фрезеры-ловители магнитные ФМ . . . . .   | 107 |
| Фрезер забойный комбинированный ФЗК ТУ 26-16-60-77 . . . . .  | 110 |
| Фрезер истирающе-режущий плыстный ФП, ТУ 20-16-8-78 . . . . .   | 110 |
| Фрезеры колонные конусные ФКК ОСТ 26-02-650-72 . . . . .  | 111 |
| Комплекс труборезок скважинных для насосно-компрессорных и обсадных труб . . . . .                            | 113 |
| Вставной фрезер ФЗВ-140 . . . . .   | 117 |
| Комплекс оборудования и инструмента для восстановления скважин вторым стволом . . . . .                       | 119 |
| Список литературы . . . . .   | 127 |

*Асиф Панах оглы Гасанов*

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫХ СКВАЖИН

Справочник

Редактор издательства Н. Е. Игнатьева

Обложка художника Г. А. Петрова

Художественный редактор О. Н. Зайцева

Технический редактор А. В. Трофимов

Корректор С. С. Борисова

ИБ № 5150

Сдано в набор 10.12.82

Подписано в печать 25.02.83

Т-04767

Формат 60 X 90<sup>1/16</sup>

Бумага кн-журн.

Гарнитура „Литературная“

Печать высокая

Усл. печ. л. 8,0 Усл. кр-отт. 9,25 Уч.-пзд. л. 10,77 Тираж 7200 экз. Заказ 3010/8062-6 Цена 55 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,  
Третьяковский проезд, 1/19

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-54, Валовая, 28