

Г. Кемп

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Техника
и технология



НЕДРА

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Введение	6
Меньше риска	8
Прихваты труб	9
Определение места прихвата	15
Отсоединение неприхваченной части колонны труб	19
Захватывающие инструменты	26
Отбивание ясами прихваченных труб и инструментов	32
Операции обуривания	39
Извлечение мелких предметов	51
Фрезеры, армированные карбидом вольфрама	59
Ликвидация аварий, связанных со спуском в скважину инструментов на кабеле или на канате	66
Извлечение из скважины прихваченных пакеров	76
Аварии с гибкими трубами	79
Ловильные работы в кавернах	79
Забуривание нового ствола для ликвидации аварии	83
Раздвижные фрезеры	84
Ремонт обсадных колонн	85
Смятие обсадных колонн	90
Прочие инструменты для ловильных работ	92
Список литературы	97



МОСКВА "НЕДРА" 1990

Gore Kemp

**Oilwell Fishing
Operations:
Tools and
Techniques**



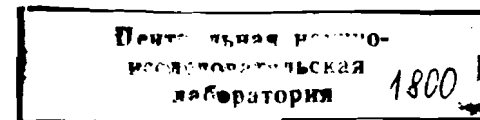
**Gulf Publishing Company
Book Division
Houston, London, Paris, Tokyo**

Г. Кемп

**ЛОВИЛЬНЫЕ
РАБОТЫ
В НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИНАХ**

**Техника
и технология**

Перевод с английского
Г.П.Шульженко



МОСКВА "НЕДРА" 1990

ББК 33.131
К 35
УДК 622.276.76

Рекомендовано к изданию зам. директора ВНИИБТ *В.И. Липатовым*,
зам. начальника Главного управления технологии бурения
Миннефтепрома СССР *А.Н. Гноевых*

Кемп Г.

К 35 Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология: Пер. с англ. /Пер. Г.П. Шульженко. — М.: Недра, 1990. — 96 с.: ил.

ISBN 5-247-01915-6

Рассмотрены наиболее часто встречающиеся прихваты труб и инструмента, причины их возникновения. Особое внимание уделено определению местоположения прихватов, отделению неприхваченной части колонны, обуриванию и освобождению прихваченной части, удалению металлических осколков из скважины, извлечению прихваченных пакеров и деформированных насосно-компрессорных труб. Приведены конструкции и рассмотрена работа ловильных и аварийных инструментов.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.

К $\frac{2503010300 - 233}{043(01) - 90}$ 272-90

ББК 33.131

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Гоур Кемп

**ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ.
ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ**

Заведующий редакцией *Л.Н. Аважанская*, редактор издательства *Л.Ф. Маклакова*, обложка художника *Ф.Н. Буданова*, художественный редактор *В.В. Шутько*, технические редакторы *А.А. Бровкина*, *Н.С. Анашкина*, корректор *Е.С. Глуховская*, оператор *В.Д. Зуева*

ИБ № 8604

Подписано в печать с репродуцируемого оригинал-макета 19.07.90. Формат 60x90 1/16. Бум. офсетная №1. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная. Усл.-печ. л. 6,0. Усл.кр.-отт. 6,38. Уч.-изд. л. 6,23. Тираж 4880 экз. Зак. № 634/2579. Цена 45 коп.

Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Тульская типография Государственного Комитета СССР
по печати.

300600, г. Тула, проспект Ленина, 109.

ISBN 5-247-01915-6
ISBN 0-87201-316-2

© Gore Kemp, 1986

© Перевод на русский язык Г.П. Шульженко, 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Ловильные работы — это нежелательные, но часто встречающиеся операции как при бурении, так и при капитальном ремонте скважин. Они дорого стоят и обычно не предусмотрены сметой, поэтому необходимо следить за тем, чтобы они выполнялись с наименьшими затратами.

Мне не встретилось ни одного литературного источника, где одновременно приводилось бы описание технических средств и технологии ведения ловильных работ, а также рекомендации по профилактике аварий. Тем, кто непосредственно отвечает за проведение работ, нужна беспристрастная информация для обоснования принимаемых решений. Эта книга может быть полезной для мастеров, инженеров и руководителей работ, в обязанности которых входит подготовка плана работ, принятие решений и контроль за их исполнением.

В книге описаны конструкции и назначение ловильных инструментов, а также основанные на опыте указания, что следует делать и чего не следует.

Более чем за 30 лет работы я присутствовал при проведении тысяч операций с использованием различных инструментов и технологий. В различных школах и на семинарах я имел возможность познакомиться с мнениями и опытом нескольких тысяч специалистов по бурению и по добыче. В этой книге изложен коллективный опыт сотен людей, и я им всем признателен.

Гоур Кемп

ВВЕДЕНИЕ

Ловильные работы — это операции по ликвидации ряда аварий в нефтяных и газовых скважинах. К числу этих операций относятся: освобождение прихваченных труб или УБТ, извлечение из скважины оборванных или оставленных по другим причинам труб, удаление обломков и посторонних предметов из скважины, оборванных или прихваченных кусков кабеля, троса или проволоки. Когда возникают такие ситуации, приходится останавливать все работы по бурению, заканчиванию или капитальному ремонту скважин, и их возобновление возможно только после ликвидации аварии.

Потребность в ловильных работах возникает в каждой пятой бурящейся скважине и в четырех из пяти ремонтируемых. Поскольку стоимость ловильных работ (с учетом стоимости эксплуатации бурового оборудования) может быть весьма значительной, подход к ним должен быть осторожным и взвешенным. Техника и технология этих работ совершенствовались годами и позволяют ликвидировать практически любую аварию в скважине. Однако в некоторых случаях стоимость работ может оказаться очень большой, поэтому скважину приходится ликвидировать. Часто существует несколько способов ликвидации аварии, один из которых является оптимальным. Персонал компаний, производящих ловильный инструмент, постоянно участвует в аварийных работах и имеет гораздо больший опыт, чем люди, занятые в бурении и капитальном ремонте скважин и сталкивающиеся с авариями от случая к случаю.

Составление плана — очень важный этап при проведении ловильных работ, от которого во многом зависит их стоимость. План следует обсудить со всеми, кто принимает участие в работах: со специалистами по ловильным работам или с руководителями этих работ, с людьми, отвечающими за состояние бурового раствора, с буровой бригадой, со специалистами по электрометрическим работам (если они предусматриваются) и со всеми, кто может иметь отношение к делу. Гораздо дешевле выяснить невыполнимость какой-то операции до того, как приступить к ее выполнению.

Решение о проведении ловильных работ при ликвидации аварии должно быть экономически обосновано. Очевидно, что в мелких скважинах с небольшой продолжительностью цикла строительства и невысокой стоимостью оставляемых в скважине труб и инструментов экономически эффективны только самые дешевые ловильные работы. Когда на строительство скважины затрачены большие средства и надо извлечь инструмент большой стоимости, то экономически целесообразны существенные затраты времени и средств.

Принимать решение о ликвидации аварии надо с учетом как научных достижений, так и практического опыта. С целью оценки времени,

необходимого для проведения ловильных работ, полезно использовать коэффициенты вероятности. Вероятность (в процентах) определяют на основе анализа известных аналогичных ситуаций, хотя практически не бывает двух совершенно одинаковых случаев. Необходимо построить "дерево решений" для условий бурения и для условий капитального ремонта скважин с учетом стоимостных факторов и опыта работ в подобных ситуациях во многих скважинах. Но даже самое лучшее решение, кроме трезвого осмысления и тщательного анализа, требует квалифицированного исполнения с учетом возможностей бурового оборудования и инструмента.

Проведение ловильных работ при бурении и капитальном ремонте скважин связано со многими причинами, но преобладающей является оплошность персонала. Это так называемые аварии по вине исполнителей. Многие специалисты считают, что основная масса аварий вызвана человеческим фактором.

Существуют основные правила, которых следует придерживаться в процессе бурения или капитального ремонта скважин и значимость которых возрастает при проведении ловильных работ. Любой спуск инструмента в скважину должен иметь конечной целью извлечение чего-либо из скважины или улучшение существующей ситуации. Холостые рейсы стоят денег и, кроме того, всегда могут возникнуть дополнительные осложнения в процессе спуско-подъема. Это подтверждается теорией вероятностей.

Необходимо составлять эскизы и обязательно с размерами на все инструменты и снаряды, спускаемые в скважину. Нельзя перепоручать эту работу персоналу привлеченных служб. Представители организации, ведущей основные работы на скважине, обязаны делать замеры и зарисовки. Если планируется спуск в скважину крупногабаритного или нестандартного инструмента или компоновки, следует разработать план извлечения этого инструмента или компоновки в случае прихвата или слома.

Не забудьте задать себе вопросы: "Можно ли извлечь этот инструмент? Можно ли его обурить и каких размеров должно быть приспособление для обуривания?"

Тщательная регистрация размеров всех спускаемых в скважину инструментов — одно из необходимых условий предупреждения удорожания ловильных работ.

Часто для подстраховки от прихватов в состав ловильной колонны включают ясы. Эта мера необходима и оправдана как с технологической, так и с экономической точки зрения, когда существует реальная угроза прихвата спускаемых инструментов и компоновок.

Прежде чем приступить к ловильным работам, надо довести до требуемых значений параметры бурового раствора и других используемых жидкостей. Может возникнуть необходимость спустить долото, чтобы подготовить ствол скважины и вымыть осадок с "головы" объекта ловильных работ. Следует предусмотреть меры по освобождению ловильных инструментов, если они окажутся прихваченными или не удастся обычными методами отсоединить их от неизвлекаемых объектов ловильных работ. Следует убедиться, что ловильные инструменты хорошо работают на поверхности и соответствуют по размерам объектам ловильных работ. Если эти условия не выполняются на поверхности, трудно рассчитывать на успех в скважине.

Нефтяные и газовые скважины — это огромные ценности, и всегда существует вероятность потерять эти ценности только из-за небрежности и безответственного риска.

ПРИХВАТЫ ТРУБ

Чтобы выбрать наиболее эффективный способ освобождения прихваченных труб, необходимо определить тип прихвата. Ниже приведено описание некоторых наиболее распространенных типов прихвата труб в скважине.

ПРИХВАТЫ МЕХАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Трубы могут удерживаться в скважине пакерами, якорями-захватами или оставленными в скважине твердыми обломками, а также параллельно расположенными рядами труб и трубами с большой степенью деформации (погнутость, спиралевидная скрученность), часто возникающей при падении колонны труб в скважину. Нередко при смятии обсадных колонн насосно-компрессорные трубы (НКТ) оказываются прихваченными в месте смятия. Прихваты механического происхождения более характерны для обсаженных скважин, а не для открытых стволов.

ПРИХВАТЫ, СВЯЗАННЫЕ С КАЧЕСТВОМ БУРОВОГО РАСТВОРА

Такие прихваты могут быть как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Обычно их причина — осаждение твердой фазы из бурового раствора, что иногда вызывается высокотемпературной коагуляцией последнего. При поступлении глины и ила из скважины в негерметичные обсадные колонны может возникнуть прихват НКТ или инструментов. Чтобы предупредить загрязнение скважины, надо обеспечить вынос выбуренной породы. В противном случае она накапливается и приводит к прихвату.

Часто причиной прихвата в бурящихся скважинах является неудовлетворительное качество бурового раствора. В некоторых случаях скважины бурят с промывкой водой и коллоидная фаза из выбуриваемой породы поступает в циркуляционную систему. Такие естественные растворы могут быть причиной неожиданного прихвата в большом интервале, что ведет к критической ситуации.

ПРИХВАТЫ В ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТКАХ

Если ствол скважины отклоняется от вертикали, то бурильные трубы, а особенно их соединительные концы с упрочненной поверхностью, вырабатывают в месте перегиба продольный желоб, диаметр которого меньше диаметра скважины (рис. 1). Этот желоб уменьшенного диамет-

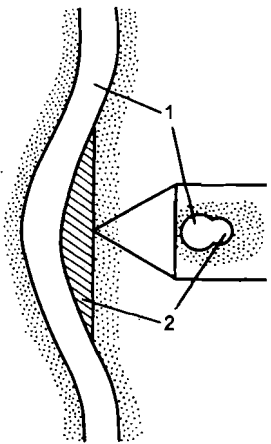


Рис. 1. Желобная выработка в открытом стволе скважины:

1 — основной ствол скважины; 2 — желобная выработка

ра создает опасность прихвата при спуско-подъемных операциях. Часто при подъеме в желоб затаскивают УБТ, диаметр которых оказывается больше диаметра соединительных концов труб.

Когда при подъеме бурильную колонну начинает прихватывать, у бурильщика появляется естественное желание "вырвать" колонну из опасного интервала, увеличив натяжение. Это только ухудшает положение.

ПРИХВАТЫ В ЦЕМЕНТНОМ РАСТВОРЕ

Прихваты в цементном растворе возможны при поломках или отказах оборудования, утечках, оплошностях персонала или при преднамеренном цементировании труб с целью предупредить выброс или ликвидировать поглощение. Много прихватов случается вследствие преждевременного загустевания цементного раствора. Шлам, образующийся при разбурировании цементного камня, также может привести к прихвату, если он имеет возможность осаждаться из бурового раствора.

ПРИХВАТЫ, СВЯЗАННЫЕ С ВЫБРОСАМИ

Когда пластовое давление оказывается выше гидростатического напора, создаваемого столбом бурового раствора или другой находящейся в скважине жидкости, из скважины выбрасываются песок, пластинки глинистых сланцев, другой обломочный материал, а иногда даже резиновые протекторные кольца бурильных труб. Из этого материала в кольцевом пространстве может сформироваться пробка, и трубы окажутся прихваченными.

ПРИХВАТЫ, ВЫЗВАННЫЕ ОСЫПАМИ

Отложения глинистых сланцев склонны к абсорбированию воды, фильтрующейся из бурового раствора. Они набухают и осыпаются в скважину, оседая вокруг соединительных концов труб, УБТ или над долотом, что приводит к прихвату бурильной колонны.

ПРИХВАТЫ В СУЖЕНИЯХ

При бурении в абразивных породах значительно уменьшается диаметр долота, что может стать причиной прихвата. Ствол скважины может также сузиться вследствие локального увеличения объема породы, вызванного течением солей, деформацией сланцев или набуханием глин.

ПРИХВАТЫ ПРИ ПОТЕРЕ ЦИРКУЛЯЦИИ

Эта очень распространенная авария может произойти в различных отложениях от неглубоко залегающих рыхлых песков до пород, подвергшихся гидроразрыву вследствие избыточной плотности бурового раствора. Во время обурирования прихваченной колонны надо принимать меры по предупреждению потери циркуляции, применяя для промывки соответствующий буровой раствор.

ПРИХВАТЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ВСЛЕДСТВИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Это наименее изученный тип прихватов. Они возникают из-за высокого гидростатического давления, создающего силу, которая удерживает трубу в толстой фильтрационной корке против проницаемой зоны (рис. 2). Такая ситуация может привести к аварии, ликвидация которой потребует больших затрат времени и средств.

Поскольку при ликвидации прихватов вследствие перепада давления применяются методы, отличные от методов ликвидации прихватов других типов, то именно они и будут рассмотрены в первую очередь.

Прихваты вследствие перепада давления случаются только в проницаемых интервалах, например, песчаниках, и силы сопротивления от трения могут определяться толщиной фильтрационной корки. Дополнительная осевая нагрузка (N), которая должна воздействовать на трубы, чтобы оторвать их от стенки скважины, вычисляется по следующей формуле:

$$P = p_d A_c k_T,$$

где p_d — дифференциальное давление, Па; A_c — площадь контакта, м²; k_T — коэффициент трения.

Из приведенных ниже примеров расчетов видно, что часто усилия, необходимые для освобождения прихваченных труб, превышают допустимые пределы, определяемые прочностными характеристиками труб.

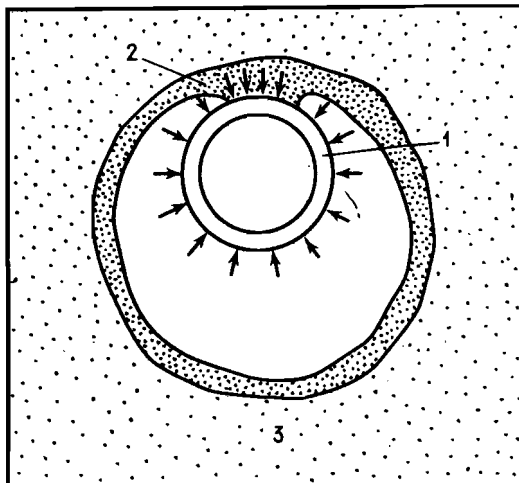


Рис. 2. Поперечное сечение скважины в зоне прихвата труб вследствие перепада давления:

1 — труба; 2 — фильтрационная корка на стенке скважины; 3 — проницаемая горная порода

Пример 1. Допустим, что бурильные трубы соприкасаются с фильтрационной коркой на площади $0,0762 \cdot 7,62 \text{ м}^2$ при перепаде давления 11 МПа и коэффициенте трения 0,2.

Тогда

$$P = 0,0762 \cdot 7,62 \cdot 11 \cdot 10^3 \cdot 0,2 = 1277 \text{ кН.}$$

Если к этому усилию прибавить вес бурильной колонны, то нагрузка на верхние трубы этой колонны может превысить допустимую.

Пример 2. Предположим, что 177, 8-мм УБТ оказались прихваченными в скважине диаметром 250, 8 мм, заполненной буровым раствором с высокой водоотдачей. Вполне допустимо, что вскоре 1/3 поверхности УБТ окажется в толстой фильтрационной корке, а на оставшиеся 2/3 будет действовать гидростатическое давление столба бурового раствора.

Осевое усилие, необходимое для освобождения 1 м прихваченных УБТ, можно вычислить по следующей формуле:

$$P_{1м} = (p_r - p_n) c / 3k_T \cdot 10^3,$$

где p_r — гидростатическое давление, МПа; p_n — пластовое давление, МПа; c — периметр поперечного сечения УБТ, м; $k_T = 0,2$ — условный коэффициент трения.

Если $p_r - p_n = 1$ МПа, то

$$P_{1м} = 1 \cdot 0,558 / 3 \cdot 0,2 \cdot 10^3 = 37,2 \text{ кН.}$$

Чтобы освободить одну УБТ длиной 9 м, необходимо дополнительное осевое усилие 335 кН.

К числу факторов, способствующих возникновению прихватов вследствие перепада давления, можно отнести следующие:

значительное превышение давления жидкости в скважине над пластовым;

небольшая разница диаметров скважины и УБТ;

высокая водоотдача бурового раствора;

высокое содержание твердой фазы в буровом растворе;

неподвижность бурильной колонны в зоне проницаемых пластов в течение значительного времени.

Обычно прихватывает неподвижную колонну, при частичной или полной циркуляции бурового раствора. Первое, что нужно сделать при обнаружении прихвата, — остановить насосы. Циркуляция создаст некоторое дополнительное давление на пласт. Может оказаться, что устранения этого давления достаточно для того, чтобы освободить прихваченные трубы.

ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ, ВОЗНИКШИХ ВСЛЕДСТВИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Метод снижения давления или метод сообщающихся сосудов, заключается в закачивании в трубы порции облегченного рабочего агента (жидкого или газообразного) с последующим выпуском его наружу до выравнивания гидростатических напоров в трубах и за трубами. В качестве рабочего агента можно использовать: дизельное топливо, сырую нефть, воду, азот, другой газ или любой иной имеющийся в наличии флюид соответствующей плотности. Чем быстрее удастся провести эту операцию, тем она эффективнее. Когда флюид вытекает из труб, уровень жидкости за трубами падает, а значит и снижается давление на пласт со стороны скважины. Если таким способом удастся достигнуть равенства давлений в скважине и в пласте, колонна труб освобождается от прихвата.

Этот метод ликвидации прихватов сравнительно безопасен, так как давление снижается постепенно в несколько этапов и поэтому можно избежать рискованных ситуаций. Плотность бурового раствора не уменьшается и в случае проявлений из пласта можно использовать для глушения скважины раствор, вытесненный из затрубного пространства. Очень значительная часть бурового раствора разбавляется рабочим агентом, так как он весь находится в трубах. По этой же причине он не может оказать отрицательного влияния на фильтрационную корку на стенках скважины.

В некоторых случаях, особенно когда в качестве рабочего агента применяется газ, закачку ведут в затрубное пространство, а более тяжелый буровой раствор вытесняется наружу через бурильные трубы. Эти операции следует проводить очень осторожно, так как гидросопротивление в трубах обычно намного выше, чем в затрубном пространстве, и вероятность гидроразрыва пластов больше. В любом случае требуется точный расчет, чтобы вытеснить ровно столько бурового раствора, сколько необходимо для ликвидации прихвата. Это весьма эффективный метод, применяемый в некоторых регионах с большим успехом.

Закачка жидкости в зону прихвата¹ осуществляется в случае, если нельзя снизить давление в скважине настолько, чтобы ликвидировать

¹ В отечественной практике бурения этот метод известен как установка ванн в зоне прихвата. Перев.

прихват. При этом закачанная жидкость пропитывает фильтрационную корку и удаляет ее. Выбор жидкости определяется типом горных пород и составом фильтрационной корки. Большую пользу приносит включение в состав таких жидкостей поверхностно-активных веществ (ПАВ), так как они способствуют уменьшению сил сцепления между контактирующими поверхностями.

Много сделано в области подбора материалов, растворяющих фильтрационную корку. Весьма успешно применяются реагенты, внедряющиеся в корку и нарушающие ее сплошность. Зпатентован целый ряд смесей, предназначенных для этих целей. Чаще всего применяют дизельное топливо или сырую нефть с добавками соответствующих ПАВ.

При выполнении работ часто допускают одну и ту же ошибку — не обеспечивают время контакта закачиваемой жидкости с фильтрационной коркой, необходимое для устранения последней. Закачиваемая жидкость всегда легче бурового раствора, и значительная часть ее всплывает вверх по скважине. Через каждые полчаса следует выдавливать в затрубное пространство свежую порцию жидкости. Поэтому объем закачиваемой жидкости должен быть рассчитан с соответствующим запасом. В большинстве исследований, посвященных этому методу, говорится, что для обеспечения эффективности закачки продолжительность контакта жидкости с коркой должна быть не менее 8 ч.

Не рекомендуется в это время натягивать колонну, так как при этом трубы еще глубже погружаются в корку. Следует немного разгрузить колонну над кровлей зоны прихвата, чтобы было заметно, когда трубы освободятся. Это мнение не однозначно. Некоторые специалисты полагают, что колонну надо постоянно расхаживать. Такие действия можно признать допустимыми только при очень небольших дополнительных нагрузках на колонну. Можно рекомендовать отбивание ротором, для чего колонну можно слегка разгрузить, если она не опирается на забой.

Применение трубного испытателя пластов — один из наиболее эффективных методов освобождения прихваченных труб, но его нельзя признать универсальным из-за дополнительного риска, возникающего при проведении операции. Применение испытателя пластов для снятия гидростатического давления на пласт со стороны скважины в зоне прихвата может освободить прихваченные трубы практически мгновенно. Смысл применения испытателя пластов заключается в снижении давления в скважине против зоны прихвата настолько, чтобы пластовое давление "оттолкнуло" прихваченные трубы от стенки скважины.

В состав компоновки низа ловильной колонны включают ловитель или соединительный переводник, перфорированный патрубок на случай невозможности восстановить циркуляцию через прихваченные трубы, механический яс, испытатель пластов (иногда с безопасным переводником) и гидравлический яс.

Интервал для пакерования надо выбирать так, чтобы пакер мог выдерживать вес компоновки и столба жидкости за трубами. Выбранный интер-

вал освобождают от труб, отвинтив и подняв неприхваченную часть колонны. Затем спускают компоновку с испытателем, соединяют ее с прихваченной частью колонны ловителем или переводником при частичной разгрузке колонны, расположенной над испытателем, проводят пакеровку. При этом столб бурового раствора над пакером изолируется от подпакерного пространства, за счет чего резко снижается гидростатическое давление в зоне прихвата, так как при разгрузке колонны закрывается циркуляционный клапан и открывается рабочий клапан, соединяющий подпакерное пространство с частично или полностью пустой бурильной колонной.

Под действием пластового давления прихваченные трубы отталкиваются от стенки скважины. Теперь, если бурильную колонну натянуть, пакер сжимается до транспортных габаритов, рабочий клапан закрывается, а циркуляционный открывается и всю колонну с освобожденными от прихвата трубами можно поднимать.

Если применение описанных выше методов оказывается неэффективным, надо отсоединить неприхваченную часть колонны и приступить к отбивке ясами или к обурированию. Ясы применяют обычно, когда интервал прихвата сравнительно невелик. Если предстоит освобождать длинную колонну прихваченных труб, то, как правило, приступают к обурированию. Обе эти операции будут описаны в последующих главах.

Когда причина прихвата установлена, следует составить план работ по освобождению и подъему труб. Ниже описаны некоторые ловильные операции, рекомендуемые для ликвидации отдельных видов прихватов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПРИХВАТА

ЗАМЕР УДЛИНЕНИЯ

В случае прихвата труб прежде всего необходимо определить место прихвата, можно воспользоваться методом, основанным на замерах удлинения труб при растяжении. Трубы изготовлены из упругого материала, и все формулы и графики для расчетов строятся с применением модуля упругости стали, который приблизительно равен $206,8 \cdot 10^3$ МПа. Замерив удлинение колонны при определенном растягивающем усилии, можно вычислить длину неприхваченной части по формулам или графикам, приводимым в справочниках.

Так как прямолинейных скважин практически не существует, надо учитывать силы трения колонны о стенки скважины и принимать меры к уменьшению влияния этих сил. Следует провести расхаживание колонны в течение некоторого времени с натяжкой на 10–15 % выше собственного веса и с разгрузкой на такую же величину.

Существуют технологические приемы, позволяющие уменьшить погрешность определения глубины прихвата по величине удлинения колон-

ны. Однако нельзя забывать о факторах, не поддающихся оценке. Так, формулы и графики не учитывают влияние УБТ и труб с утолщенной стенкой.

Сначала надо создать натяжение, равное весу на крюке до прихвата колонны (или равное весу колонны в воздухе), сделать на верхней трубе отметку против стола ротора и обозначить ее буквой *a*. Затем нужно создать дополнительное натяжение в пределах допустимых кратковременных нагрузок на трубы и разгрузить колонну до собственного веса, сделать отметку *b*. Она окажется ниже отметки *a*. Расстояние между отметками появляется вследствие сил трения в скважине.

Теперь следует создать натяжение в пределах рабочих (продолжительных) нагрузок на трубы, сделать отметку *в* и затем натянуть колонну до уровня нагрузки, при которой сделана отметка *b*. После разгрузки колонны до нагрузки, при которой получена отметка *в*, надо сделать отметку *г*. За усредненные отметки принимаются середины отрезков *ab* и *вг*. Расстояние между усредненными отметками — это удлинение колонны при изменении напряжения от собственного веса до нагрузки, соответствующей отметкам *в* и *г*.

Длину свободной части колонны *L* (в м) можно определить по формуле:

$$L = 5,44 \frac{l}{kQ} \cdot 10^3,$$

где *l* — удлинение колонны, м; *Q* — дополнительное растягивающее усилие, вызвавшее удлинение, Н; *k* — расчетный коэффициент, для буровых труб $k = 2,233/q$, для обсадных труб и НКТ $k = 2,084/q$ (где *q* — масса 1 м труб, кг).

Этот метод определения места прихвата не отличается совершенной точностью и надежностью, так как на результаты расчетов влияет много факторов, среди которых трение, перегибы ствола скважины, угол его наклона, износ труб. Однако метод часто дает возможность найти причину прихвата: желобная выработка, перепад давления, смятие обсадной колонны или ее негерметичность.

Вместо расчетов можно воспользоваться графиками, которые приводятся во многих справочниках. Например, номограмма, состоящая из трех вертикальных шкал: на двух даны известные величины натяжения колонны и удлинения труб, а по третьей шкале находят искомую длину неприхваченной части колонны. По любому из графиков можно найти приблизительную глубину прихвата и во многих случаях по этой информации можно составить мнение о причине прихвата или, по крайней мере, исключить другие причины.

Точность графиков и формулы практически одинакова, так как в обоих случаях сказывается влияние трения в скважине, степени износа труб и точности индикатора веса. Однако следует отметить, что марка стали, из которой изготовлены трубы, не влияет на точность, поскольку модуль упругости одинаков для всех марок стали.

ПЛАВУЧЕСТЬ

С этой силой приходится постоянно иметь дело в бурящихся скважинах и в меньшей мере — в обсаженных и в эксплуатируемых скважинах. Она может играть существенную роль при определении веса спускаемых в скважину УБТ. Ведь в буровом растворе плотностью, например, 1920 кг/м^3 они будут весить на треть меньше, чем в воздухе. Однако когда трубы прихвачены, силы плавучести действуют только на прихваченную часть колонны и на поверхности не проявляются. Как только трубы освобождаются, силы плавучести надо снова принимать в расчет.

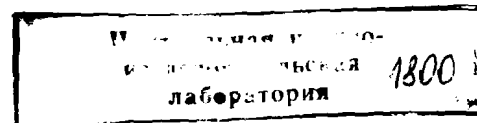
ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРОВЛИ ЗОНЫ ПРИХВАТА

Существуют приборы, которые можно спустить на кабеле в скважину и точно определить место прихвата труб. Это высокочувствительные электронные устройства для замера напряжений в теле трубы, возникающих при растяжении и скручивании. По кабелю информация передается на поверхность в станцию, где оператор интерпретирует полученные данные.

Наиболее распространенный инструмент для определения места прихвата — (прихватометр) (рис. 3) состоит из цилиндрического корпуса, в котором находится тензодатчик или микродатчик нагрузки. В верхней и нижней частях инструмента расположены пружинные фонари, магниты или другие узлы трения, которые фиксируют положение инструмента внутри труб. Если прихваченную колонну труб растягивать или вращать ротором, то трубы над зоной прихвата будут растягиваться или скручиваться. Это повлечет за собой изменение силы тока, проходящего через прибор. Микродатчик передаст эти изменения по кабелю на поверхность. Если же прибор находится в прихваченных трубах, которые не реагируют на нагрузки, приложенные к колонне, то на поверхность не поступит никаких сигналов об изменении силы тока в приборе.

Нередко прихватометр спускают вместе с локатором муфт и в комбинации с торпедой (из детонирующего шнура, химической или кумулятивной). Такое совмещение экономит дорогостоящее время эксплуатации буровой установки, а также обеспечивает быструю сменяемость операций, что уменьшает вероятность ошибки при выборе интервала размещения торпеды.

Желательно, чтобы специалисты по ловильным работам присутствовали при определении глубины прихвата и отсоединении неприхваченной части колонны, поскольку ловильные работы обычно начинаются сразу после этих операций. Они могут внести свои предложения, учитывая предстоящие ловильные работы.



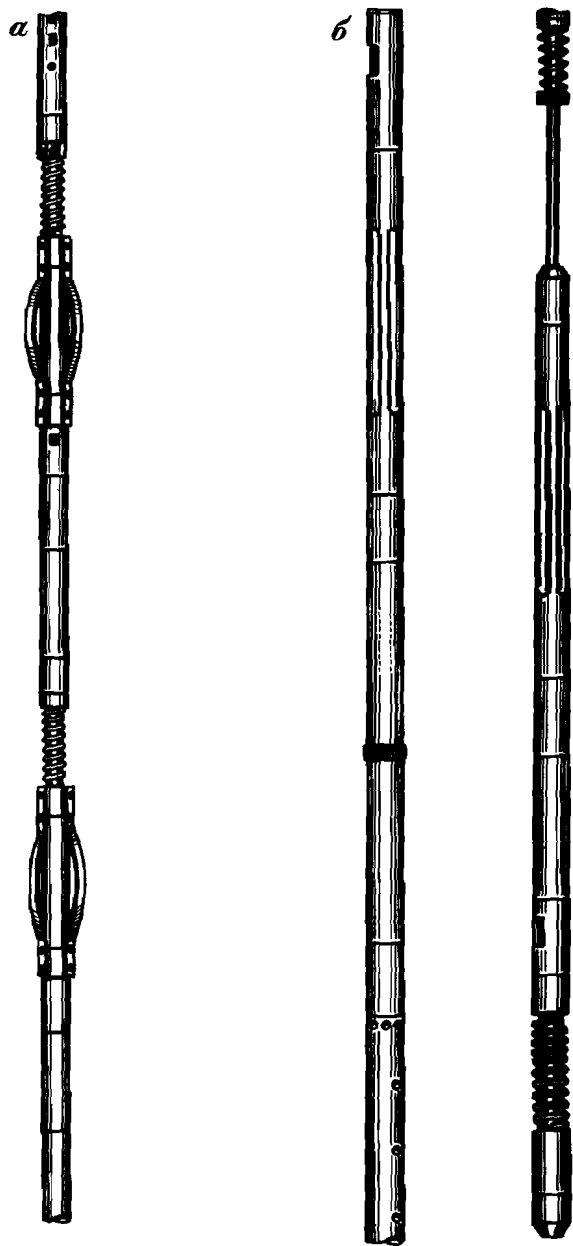


Рис. 3. Прихватомер:

а — с якорным устройством в виде пружинных фонарей; *б* — с магнитным якорным устройством

ЗОНДИРОВАНИЕ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ

Зондирование, позволяющее измерить интенсивность прихвата и протяженность зоны прихвата, может оказать существенную помощь при выборе способа ликвидации аварии. Зондирование основано на возбуждении колебаний в прихваченной колонне с одновременной фиксацией их интенсивности принимающим и записывающим устройствами. В интервалах прихвата колебания гасятся пропорционально его интенсивности. Скважинные приборы калибруются в заведомо неприхваченной трубе. Обычно это нижняя часть верхней трубы в колонне.

На рис. 4 показана диаграмма извлекаемости труб, где интенсивность прихвата выражена в процентах затухания сигнала. Диаграмма дает полную картину всех интервалов прихвата и возможных зон осложнений. Эта информация может быть очень полезной при оценке ситуации и определении направления работ: отбивка ясами, обуривание или забуривание нового ствола скважины. Зондирование можно применять в бурильных, обсадных и насосно-компрессорных трубах.

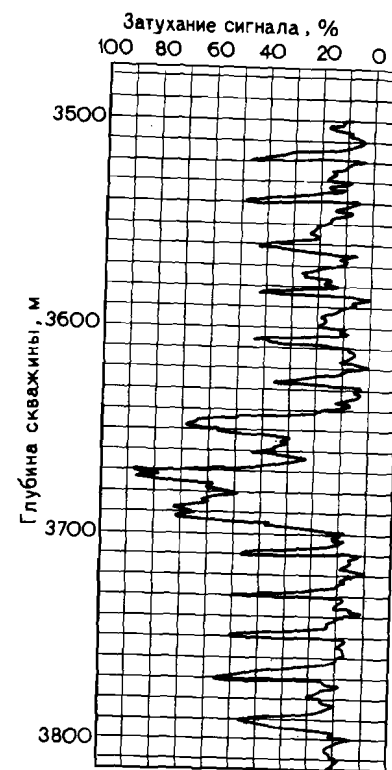


Рис. 4. Диаграмма извлекаемости труб

ОТСОЕДИНЕНИЕ НЕПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ КОЛОННЫ ТРУБ

После определения места прихвата колонны труб нередко отсоединяют и поднимают ее неприхваченную часть, чтобы можно было спустить инструменты, предназначенные для ликвидации прихвата, такие как ясы или обурочные приспособления.

Наиболее приемлемыми методами отсоединения неприхваченной части колонны можно считать следующие.

1. Отвинчивание. В выбранном резьбовом соединении над зоной прихвата развинчивают трубы с использованием детонирующего шнура, спускаемого в скважину на кабеле.

2. Химическое резание. На кабеле спускают снаряд, который по команде сверху выбрасывает химический реагент (фторид галогена), обра-

зующий ряд отверстий в теле трубы. Прочность трубы уменьшается в этом месте настолько, что при незначительном натяжении происходит обрыв в ослабленном месте.

3. Кумулятивное (струйное) резание. На кабеле спускают кумулятивную торпеду кольцевого действия. При срабатывании струи продуктов горения располагаются в плоскости поперечного сечения трубы и направлены от его центра к периферии.

4. Механическое резание. Для резания используют резцы, закрепленные в инструменте, спускаемом в прихваченную колонну на трубах меньшего диаметра. Такой инструмент называют внутренней труборезкой. Но трубы можно резать и наружной труборезкой, спускаемой вместе с обурочными трубами. Таким способом отрезают обуренные куски небольшой длины. Внутренние труборезки в значительной мере вытеснены химическими и кольцевыми кумулятивными торпедами, потому что их можно спускать на кабеле, а для спуска труборезки нужна колонна труб или глубиннонасосных штанг, что связано с дополнительными затратами времени и средств. Так как самая существенная статья расходов — стоимость эксплуатации бурового оборудования, которая пропорциональна времени его нахождения на скважине, в большинстве случаев отсоединение с помощью торпед, спускаемых на кабеле, экономически выгоднее.

В 50-х годах как насосно-компрессорные, так и бурильные трубы отрезали обычно механическими труборезками. Но затем появились способы, позволяющие спускать режущий инструмент на кабеле, и большинство операций стали выполнять этими способами, так как они позволили резко сократить сроки выполнения операций. Исследование различных методов резания труб и материалов продолжают.

Один из новейших методов — пиротехнический невзрывной, при котором инструмент действует как пламенный резак для мгновенного резания и перфорации изделий из стали, включая трубы. В настоящее время его применение ограничено, но ожидается что он получит более широкое распространение, так как осуществляется выбрасываемой под давлением струей пламени, образующей ровный срез. Для воспламенения горючего материала используется высоковольтное запальное устройство, предупреждающее случайное воспламенение от внешних источников, что повышает уровень безопасности операции.

Способ отсоединения неприхваченной части колонны следует выбирать с учетом дальнейших работ. Если ловильный инструмент должен соединиться с "головой" оставленной в скважине колонны при помощи резьбы, то надо применять отвинчивание, так как только при этом методе на "голове" может сохраниться резьба.

При любом способе отсоединения необходимо соблюдать следующее условие: над кровлей зоны прихвата целесообразно оставлять участок неприхваченной колонны труб, длина которого обеспечивает надежный захват ловильными инструментами, необходимый для создания соот-

ветствующего натяжения ловильной колонны. Обычно считают, что для этого достаточно иметь от половины до двух свободных труб над кровлей зоны прихвата. При определении длины свободного участка надо учитывать характер и условия проведения операций, следующих непосредственно за отсоединением.

Например, если в обсаженном стволе предстоит обурирование и по плану работ не требуется никаких свинчиваний по резьбе, то вполне логично отрезать колонну выше кровли зоны прихвата на длину в полтрубы. А когда нужно провести отвинчивание бурильной колонны, чтобы приступить к обурированию (с включением в обурочные трубы внутренней труболочки), то оставляют целую свободную трубу, если есть вероятность образования осадка. Некоторые специалисты предпочитают иметь в запасе дополнительное резьбовое соединение, на случай, если у верхней трубы резьба будет повреждена при отвинчивании колонны. Никогда не следует оставлять труб больше, чем требуется, так как при обурировании это осложнит работу. При отбивании ясом дополнительные трубы смягчают удары, снижая эффективность работ.

ОТВИНЧИВАНИЕ

При отвинчивании закручиванием влево создают крутящий момент в колонне труб и в выбранном интервале взрывают торпеду из детонирующего шнура (рис. 5), чтобы за счет встряхивания раскрепить резьбовое соединение.

Отвинчивание — самый популярный метод отсоединения неприхваченной части колонны труб, особенно бурильных, так как только этот метод оставляет в скважине резьбовое соединение на "голове" прихваченных труб, давая возможность снова соединиться с помощью резьбы с прихваченными трубами после спуска ловильной колонны, включающей ясы. При извлечении бурильных труб это особенно важно, так как отпадает необходимость спуска (особенно в открытый ствол скважины) инструментов с захватом, таких как овершоты, которые часто нежелательно применять из-за небольшого зазора между инструментом и стенкой скважины. Соединительные концы бурильных труб, УБТ и другие элементы бурильной колонны имеют крупную резьбу с большой конусностью и плоскими поверхностями уплотнения, что облегчает отвинчивание.

Насосно-компрессорные и другие трубы с муфтовыми соединениями менее пригодны для отвинчивания. Их резьбы обычно мелкие (около восьми ниток на 25,4 мм длины) с небольшой конусностью (чаще всего 1:16), соединяются они с натягом и имеют большую контактную поверхность. Несмотря на это, отвинчивание до сих пор широко применяется для отсоединения колонн НКТ. После отвинчивания НКТ чаще всего спускают овершот, так как для мелкой резьбы велика вероятность навинчивания "через нитку".



Рис. 5. Торпеда из детонирующего шнура

Чтобы избежать случайного отвинчивания в непредусмотренном плане резьбовом соединении, необходимо сначала докрепить резьбы. Это достигается при закручивании колонны труб вправо с последующим расхаживанием при поддержании скручивающего момента. Сравнив число оборотов при закручивании колонны с числом оборотов, на которое колонна раскручивается влево после выключения стопора ротора или ключа, можно оценить степень докрепления резьбовых соединений. Не превышая допустимых величин крутящего момента, эту процедуру повторяют до тех пор, пока докрепление резьб не прекратится.

После докрепления резьб создают крутящий момент "влево". Его также следует передать вниз по колонне, для чего колонну расхаживают, поддерживая момент. Этот прием способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны и гарантирует наличие момента в точке отворачивания. Согласно вполне приемлемому эмпирическому правилу, необходимый для отвинчивания момент обеспечивается, если колонна НКТ диаметром 60–73 мм закручивается влево из расчета один оборот на 300 м длины.

Для 114-мм колонны бурильных труб число оборотов должно быть в 2 раза меньше.

Теоретически в момент взрыва трубы в точке отвинчивания не должны испытывать ни растягивающих, ни сжимающих осевых нагрузок. Поскольку это условие выполнить очень трудно, рекомендуется слегка натянуть трубы в этой точке. При расчетах оперируют весом труб в воздухе, потому что прихват исключает действие выталкивающей архимедовой силы. Однако в момент, когда трубы начинают свободно вращаться, обнажается плоская горизонтальная поверхность на их нижнем торце, обеспечивающая возможность приложения этой силы. Она зависит от площади поперечного сечения по металлу в резьбовом соединении, плотности бурового раствора и глубины.

Торпеда взрывается в трубах, подверженных действию растягивающего усилия и крутящего момента. В результате встряхивания ближайшее к торпеде резьбовое соединение раскрепляется и расположенная выше колонна труб начинает вращаться влево, развивая соединение. Обычно рекомендуется вручную закончить развивание, после чего можно приступить к подъему отвинченной части колонны.

Когда геофизической службе подается заявка на проведение отвинчивания с использованием торпеды из детонирующего шнура, в ней должны быть указаны размер и толщина стенки труб, приблизительная глубина кровли зоны прихвата, температура и плотность бурового раствора или другой жидкости, заполняющей скважину. На основе этой информации выбирается мощность заряда и тип детонирующего шнура.

Шнуровые торпеды используются и для других целей, из числа которых можно отметить следующие:

- 1) освобождение прихваченных пакеров или ловильных инструментов;
- 2) удаление окалины с поверхности труб;
- 3) очистка перфорационных отверстий;
- 4) встряхивание УБТ;
- 5) выбивание гидромониторных насадок из долота для уменьшения гидросопротивлений при циркуляции;
- 6) выбивание бурильных колонн из желобных выработок в твердых породах.

ОТВИНЧИВАНИЕ С НАРУЖНЫМ ВСТРЯХИВАНИЕМ

Шнуровые торпеды можно спускать в затрубное пространство и отвинчивать трубы, встряхивая их снаружи. Когда трубы забиты и невозможно или нецелесообразно их очищать, чтобы пропустить шнуровую торпеду внутрь колонны, имеет смысл спустить торпеду в затрубное пространство. Обычно эту работу начинают с того, что спускают шнуровую торпеду в трубы до забитого места, отвинчивают и поднимают незабитые трубы. Затем для соединения с оставшимися в скважине трубами спускают переводник с боковым отверстием (рис. 6). Соединив его с "головой" прихваченных труб, спускают внутрь ловильной колонны шнуровую торпеду, которая дойдя до переводника, выскальзывает через боковое отверстие в затрубное пространство. Чтобы обеспечить спуск торпеды по затрубному пространству с его ограниченными зазорами, геофизические службы включают в компоновку торпеды соединительную головку малого диаметра и гибкие сплюсненные грузы. Отвинчивание проводят так же, как и при встряхивании изнутри, т.е. слегка натянув и закрутив колонну влево. В некоторых районах переводник с боковым отверстием называют наклонным переводником.

ХИМИЧЕСКОЕ РЕЗАНИЕ

Этот самый новый метод резания труб в скважине. Впервые его стали применять в 50-х годах. Метод был запатентован и в течение ряда лет его использование было исключительным правом одной компании. В настоящее время эта операция выполняется большинством компаний, осуществляющих электрометрические работы в скважинах. Резание инструментом, спускаемым на кабеле, требует меньше времени и поэтому обходится дешевле. Большое преимущество химического резания — ровный срез без вздутий разрезаемой трубы, без заусенцев и грата (рис. 7). Не требуется никакой обработки места среза, можно сразу спускать трубу-головку или овершот.

Химическая торпеда-труборезка (рис. 8) имеет продолговатый кор-



Рис. 6. Переводник с боковым отверстием

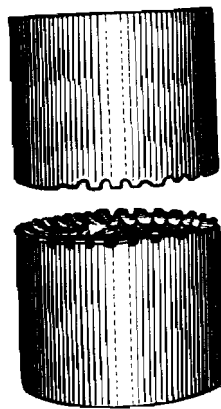


Рис. 7. Труба, перерезанная химической труборезкой.

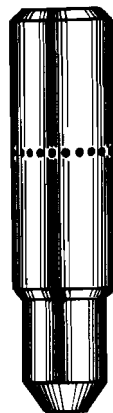


Рис. 8. Химическая торпеда-труборезка

пус с расположенными по кругу струйными насадками, предназначенными для выброса химических реагентов. В корпусе расположено устройство, обеспечивающее выброс разогретых химических реагентов. Устройство срабатывает по сигналу, передаваемому сверху по кабелю, и выталкивает реагенты (трехфтористый бром или другие фториды галогенов) в камеру-реактор, где они разогреваются и далее через насадки к внутренней поверхности отрезаемой трубы. Для предупреждения спутывания кабеля труборезка фиксируется неподвижно в трубе якорным узлом, срабатывающем при повышении давления.

Действие химической труборезки можно рассматривать как круговую перфорацию в одной плоскости. При взаимодействии реагентов с металлом трубы образуются соли, которые не вредят находящейся рядом обсадной колонне, они не токсичны и быстро расходятся по всему объему жидкости, находящейся в скважине.

Химические труборезки эффективно работают только при заглублении под уровень жидкости не менее, чем на 30 м. Жидкость должна быть чистой и не содержать наполнителей для борьбы с поглощениями. Имеется опыт успешного применения химической труборезки при гидростатическом давлении 127,5 МПа и температуре +232 °С. В настоящее время существуют труборезки практически для всех размеров бурильных и насосно-компрессорных труб, а также для большинства из наиболее распространенных размеров обсадных труб. Этот способ более безопасен для буровой бригады, так как нет необходимости закручивать колонну труб, как это делается при отвинчивании.

КУМУЛЯТИВНОЕ РЕЗАНИЕ

Кумулятивная торпеда-труборезка спускается в скважину на кабеле и имеет заряд из пластического ВВ в форме видоизмененного параболоида, подбираемого в соответствии с типом и размером отрезаемых труб. При кумулятивном резании труба в месте разреза раздувается и надо удалить раздутый участок, чтобы он не мешал при соединении овершотом или труболовкой. Обычно для этого не требуется дополнительного спуска-подъема. Кольцевой фрезер с направляющей воронкой (или без воронки) спускают вместе с овершотом, срезают раздутый участок трубы и захватывают ее овершотом.

Кумулятивные труборезки часто применяют при ликвидации скважин, а также когда низкий уровень жидкости в скважине, высокая плотность ее или экономические факторы делают нецелесообразным применение химической труборезки. Следует однако, иметь в виду, что существует вероятность повреждения обсадной колонны, если она соприкасается с обрезаемой трубой в точке разреза.

Выпускаются кумулятивные труборезки практически для всех размеров НКТ, бурильных и обсадных труб. Такой же принцип действия и у специальных труборезок для УБТ.

МЕХАНИЧЕСКОЕ РЕЗАНИЕ

Отсоединить колонну труб можно также с помощью механической внутренней труборезки, спускаемой на трубах меньшего диаметра или на насосных штангах. К этому методу прибегают, если по каким-то причинам невозможно или нецелесообразно применить труборезку, спускаемую на кабеле. С точки зрения экономики этот метод наименее желателен, так как связан с большими затратами времени.

Внутренняя труборезка (рис. 9) имеет полый цилиндрический корпус со скользящим по нему якорным устройством в виде разрезной гайки с насечкой на наружной поверхности. Это позволяет фиксировать труборезку на любой заданной глубине. Наличие фрикцион-



Рис. 9. Механическая внутренняя труборезка

ных узлов или пружинных фонарей обеспечивает необходимое торможение при ее вращении. После закоривания трубрезки создают небольшую сжимающую осевую нагрузку. При этом резцы из транспортного положения выходят в рабочее, т.е. выдвигаются за габариты корпуса и врезаются в прихваченную трубу. При дальнейшем вращении трубрезки происходит отрезание трубы.

Для предупреждения случайного перевода ножей в рабочее положение и их поломки при ударах предусмотрены амортизирующие пружины в механизме подачи резцов. Над трубрезкой следует устанавливать механический яс, чтобы избежать чрезмерных осевых нагрузок, направленных вниз, которые могут привести к поломке резцов или чрезмерному заглублению их в тело отрезаемой трубы. Для создания строго заданной осевой нагрузки можно использовать грузы, отрегулировав яс на нейтральное положение.

ЗАХВАТЫВАЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

ОВЕРШОТЫ

Овершоты — основной захватывающий снаружи инструмент и возможно самый распространенный из всех ловильных инструментов. Поскольку принцип заклинивания цельного или составного захвата в конической полости, имеющей спиральную (винтовую) проточку, используется почти во всех случаях, то именно такая конструкция и будет описана.

Большинство овершотов состоит из корпуса с конической полостью, верхнего переводника, направляющей воронки, цельного захвата или комплекта клиньев, кольца-ограничителя, уплотняющего узла и стопорного устройства. Может быть еще несколько дополнительных приспособлений. Внутренняя полость овершота выполнена в виде конуса с винтовой проточкой. В эту полость помещается захват, наружная поверхность которого имеет такую же конусность, как у полости овершота. Захват может быть цельным в виде спирали или разъемным в виде комплекта клиньев.

На наружной конической поверхности захвата делается винтовая проточка с таким же шагом, как у проточки на поверхности полости. На внутреннюю поверхность захвата наносится насечка в виде параллельных или перекрещивающихся канавок. Разъемный захват, который чаще называют плащечным захватом (рис. 10, а), применяется обычно в овершотах небольшого диаметра, а цельным спиральным захватом (рис. 10, б) оборудуются овершоты большого диаметра. Тип захвата, которым комплектуется овершот, определяют не специалисты по аварийным работам, а завод-изготовитель, исходя из особенностей технологии производства. Поэтому заказать овершот с захватом заводской комплектации практически невозможно.

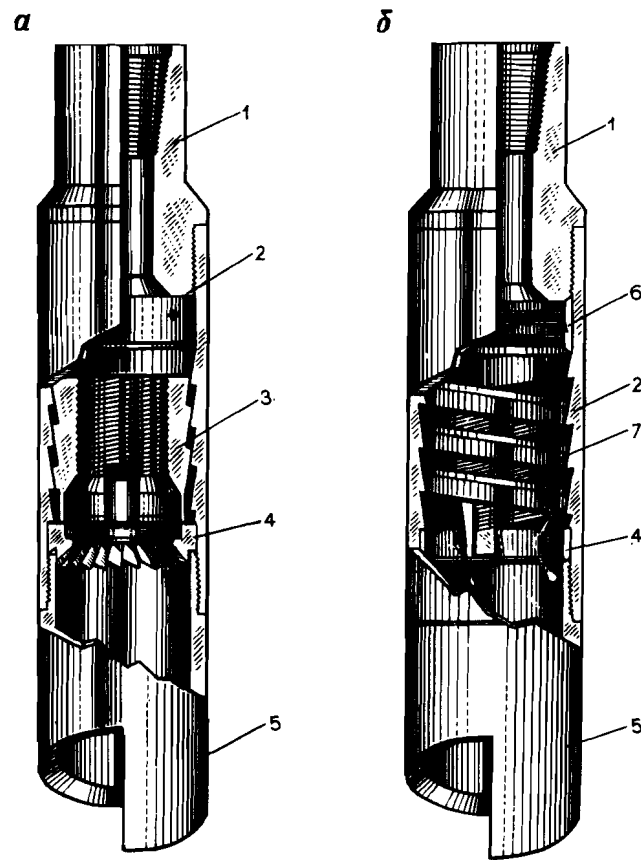


Рис. 10. Овершот:

а — с плащечным захватом; б — со спиральным захватом; 1 — верхний переводник; 2 — корпус; 3 — плащечный захват; 4 — ограничительное кольцо; 5 — направляющая воронка; 6 — пакер; 7 — спиральный захват

Спиральный захват иногда производит впечатление слабой и даже хрупкой детали, поэтому многие сомневаются в его прочности. На практике спиральный захват обеспечивает прочное соединение, так как он обладает гибкостью и более равномерно распределяет нагрузку по конусной поверхности корпуса. Большинство неудач при работе с овершотами происходит из-за перегрузок, в результате чего корпус овершота раздувается или лопается. В этом смысле очень интересно сравнить несущие способности 195, 9-мм овершотов с разными захватами. Допустимая осевая нагрузка на овершот с плащечным захватом составляет 2130 кН, а со спиральным — 2413 кН.

Характер перемещения захвата в конусной полости определяется цилиндрическим кольцом-ограничителем с хвостовиком или шпонкой, ко-

торая входит в зацепление с захватом и препятствует его провороту, позволяя перемещаться только вдоль продольной оси. При движении вниз по конусной поверхности полости захват уменьшается в диаметре и сжимает находящуюся внутри него трубу все сильнее по мере увеличения натяжения ловильной колонны. Конструкцией может быть предусмотрено наличие сальникового узла или пакера для уплотнения пространства между трубой и корпусом овершота, что позволяет вести промывку через прихваченную колонну. Это обычно помогает ликвидировать прихват.

Если подлежащую извлечению колонну планируется ловить за муфту или за соединительный конец бурильной трубы, то особое внимание следует уделить стопорным устройствам, обеспечивающим размещение муфты или соединительного конца против той части захвата, которая имеет насечку. Если захват окажется ниже, овершот будет вращаться свободно и его невозможно будет отсоединить. Чтобы остановить овершот в нужном месте, применяют различные стопорные устройства. Иногда они выполнены в виде толстостенных колец, устанавливаемых в полости корпуса над захватом, или они могут быть совмещены с уплотняющим узлом либо пакером, или могут быть представлены упорными заплечиками в верхней части захвата.

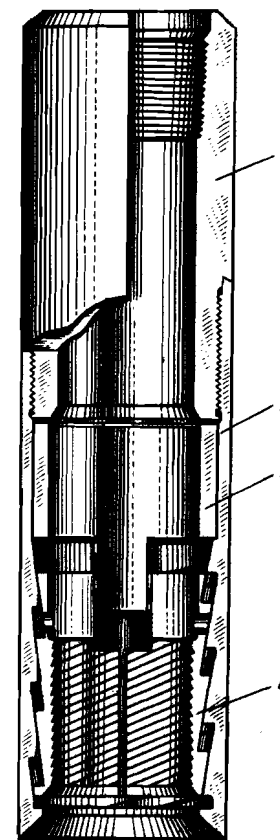
Овершот, оснащенный плащечным захватом и кольцевым фрезером-ограничителем (рис. 10, а), следует применять для извлечения бурильных труб, если они вписываются по габаритам в захват. Часто голова извлекаемой трубы имеет заусенцы, зазубрины и другие неровности. В этом случае голову обрабатывают кольцевым фрезером до размеров, позволяющих разместить ее внутри захвата. Если труба значительно повреждена при отрыве или другим подобном способе отсоединения верхней части колонны, то целесообразно установить под корпусом овершота удлинитель с фрезером или фрезер с направляющей воронкой и обработать трубу до того места, где уже ничто не мешает нормальному размещению захвата. Эти удлинители и воронки армируются изнутри карбидом вольфрама и способны срезать значительную массу металла, чтобы обработать трубу до нужных габаритов.

Овершот легко поддается модификации и его нетрудно приспособить почти для всех видов ловильных работ. Если над овершотом установить в качестве удлинителя трубу увеличенного диаметра, какие обычно используются при обуривании, то можно захватить муфту или соединительный конец намного ниже "головы" извлекаемых труб. Такой прием часто рекомендуют, когда "голова" представлена муфтой или соединительным концом с большими повреждениями, вследствие чего надежно захватить их нельзя.

Короткозахватные овершоты (рис. 11) выпускаются в ограниченном ассортименте и предназначены для случаев, когда участок трубы, пригодный для захвата, слишком короткий, чтобы поймать его обычным овершотом. У короткозахватных овершотов насечка на захвате начинается обычно на расстоянии 25 мм от нижнего торца корпуса.

Рис. 11. Укороченный или короткозахватный овершот:

1 — верхний переводник; 2 — корпус; 3 — ограничительное кольцо; 4 — плащечный захват



При попытках извлечь прихваченные трубы захват овершота заклинивается между трубой и корпусом овершота. Поэтому чтобы отсоединить овершот от прихваченной трубы, необходимо преодолеть силы трения на контакте конических поверхностей захвата и корпуса. Чаще всего это достигается сбиванием корпуса вниз расположенной над ним колонной. Для этого используют также механический яс, включаемый в колонну непосредственно над овершотом. Перед началом сбивания овершота вниз необходимо убедиться, что гидравлический яс, который тоже часто включают в ловильную колонну, находится в закрытом положении, иначе можно повредить уплотнения этого яса.

После сбивания вниз овершот проворачивают вправо с небольшим натяжением, превышающим вес ловильной колонны. Таким образом захват выводится из зацепления с трубой и можно приступить к подъему овершота. Если через овершот пропущен значительный отрезок трубы, то при подъеме может возникнуть необходимость несколько раз повторять процедуру сбивания и освобождения овершота.

При нащупывании овершотом "головы" прихваченной колонны рекомендуется проворачивать ловильную колонну вправо при небольших оборотах. При этом можно включить насос, чтобы промыть скважину в зоне "головы" и зафиксировать момент вхождения ее в овершот по подъему давления на выкиде насоса, после чего насос следует остановить, так как встречный поток жидкости может затруднить вхождение "головы" в овершот. Нельзя резко сжать овершот на "голову" трубы.

Работу ясом надо начинать с легких ударов, постепенно увеличивая их силу, чтобы обеспечить более надежный контакт захвата с трубой. Если сразу начать с резких сильных ударов, то можно сорвать захват и затупить его насечку. Придется поднимать овершот для замены захвата.

ВНУТРЕННИЕ ТРУБОЛОВКИ

В противоположность овершотам внутренние труболочки предназначены для захвата труб не снаружи, а изнутри. Обычно их применяют,

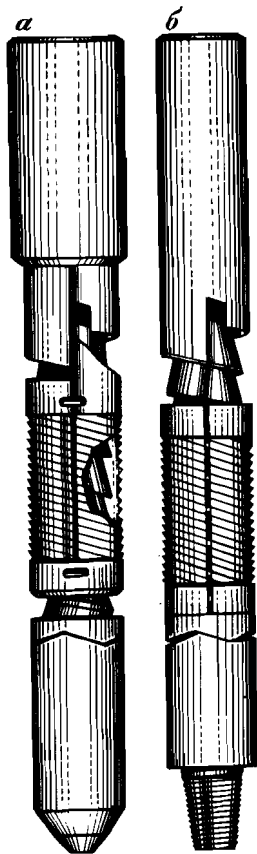
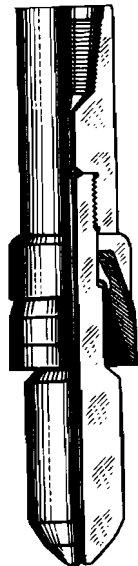


Рис. 12. Освобождающаяся внутренняя труболовка:

a – в транспортном положении;
б – в рабочем

Рис. 13. Пакер внутренней труболовки



когда невозможно использовать овершоты, так как они уступают последним по ряду характеристик.

Уменьшенная площадь сечения проходного канала накладывает дополнительные ограничения на диаметр спускаемых инструментов, таких как прихватомеры, торпеды для отвинчивания или отрезания труб. При работе внутренней труболовкой гораздо труднее создать уплотнение между ее корпусом и извлекаемой трубой, чем при работе овершотом.

Однако внутренние труболовки часто применяются для извлечения хвостовиков, оборвавшихся или прихваченных обсадных труб, любых других труб, "голова" которых в оборванном месте увеличилась в диаметре вследствие использования ВВ, усталостного разрушения или продольных трещин. Благодаря небольшому диаметру проходного канала внутренние труболовки имеют повышенную прочность. Для сравнения одна из фирм выпускает для ловли 139,7-мм обсадных труб внутренние труболовки грузоподъемностью 279 т, спускаемые на 114,3-мм буровых трубах. Овершоты, предназначенные для тех же целей, имеют грузо-

подъемность 258 т. И та и другая грузоподъемность удовлетворяет требованиям ловильных работ, так как нагрузка, соответствующая пределу текучести 114,3-мм труб толщиной стенки 8,56 мм, составляет 2646 кН для группы прочности S, а для группы прочности "E" – 1468 кН.

Большинство внутренних труболоек (рис. 12) работают по тому же принципу, что и описанные выше овершоты. По коническому корпусу труболочки телескопически перемещается захват, внутренняя полость которого имеет одинаковую конусность с корпусом. На поверхности корпуса и полости имеются винтовые проточки с одинаковым шагом. Наружная поверхность захвата предназначена для зацепления с внутренней поверхностью трубы и поэтому имеет насечку.

Чтобы освободить труболочку, ее надо провернуть вправо. Если из-за сильного заклинивания захвата это не удастся сделать, то можно прибегнуть к сбиванию корпуса вниз, для чего обычно над труболочкой помещают механический яс. Еще раз следует напомнить, чтобы не повредить уплотнения гидравлического яса, перед началом сбивания труболочки надо убедиться, что гидравлический яс находится в закрытом положении.

Внутренняя труболочка имеет широкий диапазон применения. Ее можно включать в ловильную колонну над внутренней труборезкой или в комбинации с другими инструментами, за счет чего можно сэкономить время на спуско-подъем. С этой же целью можно размещать под труболочкой фрезеры, чтобы обработать верхний торец извлекаемых труб и обеспечить беспрепятственный вход труболочки во внутренний канал верхней трубы.

Для создания уплотнения между корпусом труболочки и извлекаемой трубой, корпус удлиняют и в нижней его части крепят манжету раструбом вниз (рис. 13). Часть манжеты может быть закрыта металлическим кожухом, чтобы уменьшить вероятность ее повреждения при спуске и входе во внутренний канал труб.

Часто над труболочкой устанавливают ограничительный переводник увеличенного диаметра. Делается это для того, чтобы расположить захват на определенном расстоянии от верхнего торца трубы. Обычно это расстояние выбирают в пределах от 300 до 600 мм, что соответствует местоположению высаженной части буровой трубы. В другом месте труба может раздуться при сильном натяжении и извлечь труболочку будет трудно. Если "голова" колонны увеличена в диаметре или имеет трещины, то между ограничительным переводником и труболочкой помещают удлинитель.

Имеются другие конструкции внутренних труболоек, несколько отличные от описанной выше, но большинство из них основано на принципе конического расклинивающего механизма. Для перевода захвата из транспортного положения в рабочее, и наоборот, применяют байонетные замки, якорные устройства типа корончатой гайки или кулачкового типа.

ОТБИВАНИЕ ЯСАМИ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ И ИНСТРУМЕНТОВ

Ясы — это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх. Ясы известны давно, еще с тех времен, когда они использовались в канатно-ударном бурении как для углубления скважин, так и для ловильных работ. В настоящее время ясы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные. Хотя при конструировании используются одни и те же основные принципы, ясы разного назначения сильно отличаются по исполнению, что будет более подробно рассмотрено ниже. Кроме того, ясы делятся по принципу действия — на гидравлические и механические.

В большинство ловильных колонн включают как гидравлические 4, так и механические ясы 5, а также определенное число УБТ 3 для создания ударной массы (рис. 14). В колонну может быть включен акселератор 2, который называют также интенсификатором и бустером. Гидравлический яс предназначен для нанесения ударов сверху вниз, а механический — сверху вниз. Акселератор создает дополнительный запас потенциальной энергии, переходящей в кинетическую при срабатывании гидравлического яса, что приводит к ускорению движения УБТ вверх. Кроме того, за счет запаса свободного хода он гасит удары, практически предупреждая их распространение выше УБТ.

МЕХАНИЧЕСКИЙ ЯС

Механический яс — это телескопический ударный инструмент чисто механического действия (рис. 15). Механические ясы изготовляют либо упрощенной конструкции, когда направляющие плоскости вала (внутреннего элемента телескопической пары) обнажаются, если яс находится в растянутом (открытом) положении, либо более сложной с герметизацией и смазкой направляющих пар вала и кожуха.

Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода яса при переходе из раскрытого положения в закрытое. Механические ясы устанавливают также над ловильными инструментами типа овершота или внутренней труборезки для их освобождения сбиванием вниз при сильном заклинивании захвата. Специалисты по ловильным работам часто спускают механический яс в составе компоновки, предназначенной для работы внутренней труборезкой. Ведь пока ловильная колонна будет перемещаться в пределах длины хода яса, на труборезку будет действовать постоянная осевая нагрузка, равная весу колонны в интервале от яса до труборезки. Например, в наклонной скважине на ножи труборезки будет действовать только нагрузка от веса компоновки ниже яса, т.е. исключается перегрузка ножей от воздействия веса остальной части ловильной колонны.

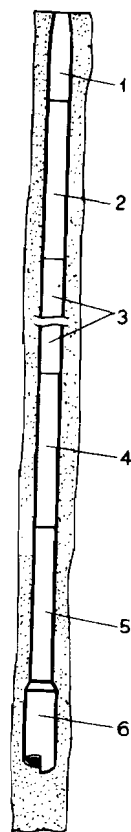


Рис. 14. Типичная схема ловильной колонны для работы ясами: 1 — бурильные трубы; 2 — акселератор (интенсификатор); 3 — УБТ; 4 — гидравлический яс; 5 — механический яс; 6 — овершот

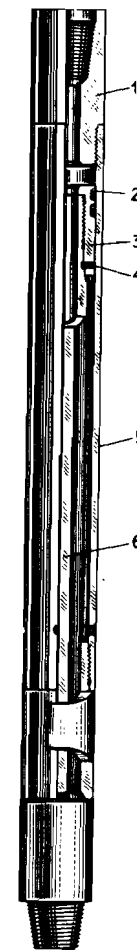


Рис. 15. Механический яс в закрытом положении:

1 — верхний переводник; 2 — уплотнения; 3 — наковальня; 4 — фиксирующий винт; 5 — кожух яса; 6 — вал яса

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ЯС

Основной узел гидравлического яса — вал с поршнем, перемещающийся внутри гидравлического цилиндра, входящего в состав кожуха яса. Цилиндр имеет внутренний канал переменного сечения, заполненный жидкостью (обычно маслом). Когда яс закрыт, то поршень находится

в нижнем положении в узкой части цилиндра, где вследствие небольшого концевого зазора движение поршня затруднено. Манжеты поршня имеют особую конструкцию, позволяющую маслу очень медленно перетекать из полости над поршнем в полость под поршнем, когда вал с поршнем движется вверх под действием натяжения ловильной колонны. Пройдя путь, приблизительно равный половине длины хода яса, поршень оказывается в широкой части цилиндра, сопротивление движению резко уменьшается, и поршень, набрав скорость, ударяет в верхний ограничительный выступ кожуха. Варьируя натяжением колонны, можно изменять силу удара, что является главным преимуществом гидравлического яса перед механическим.

Большинство гидравлических ясов эффективно работает при температуре до 175 °С, но можно использовать специальное термостойкое масло, которое выдерживает более высокие температуры.

Созданы новые модели гидравлических ясов с перепускными клапанами, обеспечивающими ускоренный переток жидкости из полости под поршнем в полость над поршнем при перезарядке яса. Однако в работе находится много ясов старых конструкций, не имеющих этого приспособления. В них жидкость перетекает через зазоры в уплотнениях и кольцах поршня. Если к ясу приложить большую сжимающую осевую нагрузку, жидкость будет перетекать под большим давлением, разрушит уплотнения и выведет яс из строя. Поэтому при перезарядке яса следует разгружать колонну постепенно. Для выравнивания давления в скважине и в полости яса в современных конструкциях используется плавающий поршень.

Гидравлический яс — очень эффективный инструмент при ликвидации прихватов. Потенциальная энергия растянутой колонны труб над ясом превращается в энергию удара, которую можно менять, изменяя натяжение колонны.

ИНТЕНСИФИКАТОР ИЛИ АКСЕЛЕРАТОР

Интенсификатор или акселератор, который также называют бустером — вспомогательный инструмент, включаемый в ловильную колонну с ясами. При установке его над УБТ появляется возможность увеличить силу удара и изолировать от ударных нагрузок ловильную колонну и буровую установку.

Инструмент, по существу, является гидроаккумулятором поршневого типа, цилиндр которого заполнен сжимаемым рабочим агентом, обычно нейтральным газом или силиконом. Когда в ловильной колонне создается натяжение, поршень акселератора сжимает в цилиндре рабочий агент и накапливает потенциальную энергию. А когда срабатывает гидравлический яс, энергия акселератора ускоряет движение вверх УБТ, увеличивая силу удара яса.

Другая функция акселератора — гашение ударных нагрузок, которые отрицательно влияют на состояние труб и резьб ловильной колонны.

Это достигается за счет достаточно большой длины хода вала акселератора при переходе из раскрытого состояния в закрытое, т.е. длина хода гидравлического яса компенсируется длиной хода акселератора. При работе без акселератора в момент срабатывания гидравлического яса колонна, расположенная над ним, резко переходит из растянутого состояния в сжатое, что приводит к рывку практически всей колонны вверх. Большая часть энергии этого рывка поглощается силами трения в скважине. Однако на поверхности бывают заметные сотрясения элеватора, талевого системы и даже вышки.

При работе с акселератором этих сотрясений нет. Таким образом, исключение резких сжимающих нагрузок на ловильную колонну — важное преимущество акселератора. Использование его дает возможность уменьшить массу УБТ в ловильной колонне, так как возрастает скорость движения УБТ при нанесении удара. Изготовители выдают рекомендации по величине массы УБТ, спускаемых с каждым типоразмером ясов. При включении в колонну акселератора очень важно не превышать эти рекомендации, так как сила удара настолько возрастает, что может произойти обрыв под ясом части прихваченной колонны (или ловильного инструмента) вместо освобождения ее целиком.

КОЛОННА ДЛЯ РАБОТЫ ЯСАМИ

На рис. 18 приведена схема колонны для работы ясами. Элементы колонны необходимо спускать в скважину строго в определенной последовательности, так как каждый из них выполняет специфические функции. Овершот или трубоволка предназначены для соединения с оставленными в скважине трубами. Механическим ясом наносят удары сверху вниз для сбивания прихваченных труб или заклиненного захвата ловильного инструмента. Гидравлическим ясом наносят удары снизу вверх. УБТ обеспечивают необходимую ударную массу, а акселератор увеличивает скорость движения УБТ и гасит ударные нагрузки, направленные вверх, уменьшая сжимающие напряжения в трубах.

При выборе массы УБТ учитывают размеры ясов, глубину их спуска, плотность жидкости в скважине, прочностные характеристики элементов ловильной колонны и количество прихваченных труб. Изготовители ясов и акселераторов дают рекомендации по массе УБТ для работы с инструментами. Однако, если таких данных нет, можно воспользоваться следующим эмпирическим правилом, которое наиболее применимо в обсаженных скважинах. УБТ должны быть одного диаметра с ясом, а длина их в метрах равна диаметру в миллиметрах, помноженному на коэффициент 0,36.

Например, с ясом диаметром 120,6 мм с присоединительными резьбами 3 1/2" следует спустить 43 м УБТ того же диаметра, 1 м которых имеет массу 73 кг. Расчетная масса УБТ составит 3,14 т, а фирма-изготовитель рекомендует 2,49–3,34 т. Для яса диаметром 158,8 мм с присоединительными резьбами 4 1/2" IF изготовитель рекомендует массу

УБТ в пределах 5,25–7,12 т. УБТ диаметром 158,8 мм имеет массу 1 м 131 кг, а полученная по эмпирическому правилу масса составит $0,131 \times 158,8 \cdot 0,36 = 7,49$ т, что несколько выше рекомендуемых пределов. Указанное эмпирическое правило наиболее справедливо для ясов с $3 \frac{1}{2}$ " присоединительными резьбами.

Когда ясы спускают с акселераторами, не следует включать в компоновку избыточное количество УБТ, так как это ведет к перегрузке акселератора и скорее помешает работе, чем окажет какую-либо помощь. Если окажутся лишними одна или две трубы, или даже свеча УБТ, то можно поместить их над акселератором для стабилизации колонны. Такая компоновка уменьшает скорость движения колонны вверх и стабилизирует ее при наличии каверн и других уширений ствола скважины в этом интервале.

После соединения с прихваченными трубами создают натяжение ловильной колонне больше ее веса на заданную величину и затормаживают буровую лебедку в ожидании, когда поршень гидравлического яса дойдет до расширенной части цилиндра и яс сработает, нанеся удар вверх. Силу удара можно изменять в пределах технических возможностей труб и инструментов, спущенных в скважину. Обычно отбивку ясом начинают со сравнительно легких ударов, постепенно увеличивая их силу по мере необходимости. Возможность менять силу удара — важное преимущество гидравлических ясов.

Когда с прихваченной колонной соединяются овершотом или труболовкой, отбивку ясом надо начинать обязательно с легких ударов и усиливать их постепенно. При этом захват ловильного инструмента более равномерно прилегает к поверхности прихваченной трубы, а потом врежется в нее своей насечкой. Если начать сразу наносить сильные удары, то можно содрать поверхность трубы и затупить насечку захвата.

При отбивке вверх механический яс работает просто как удлинитель или как телескопический узел. Когда намечается отбивка вниз, гидравлический яс нужно закрыть и пользоваться механическим ясом. Эта мера необходима, потому что удар сверху вниз по раскрытому гидравлическому ясу может вывести из строя его уплотнения, да и сила удара будет ослаблена.

Ясы перебирают после каждого спуска в скважину, даже если не было сделано ни одного удара. При разборке их осматривают и заменяют уплотнения и масло. Затем их испытывают на стенде для оценки сопротивления растяжению.

Два гидравлических яса никогда не спускают вместе, так как они обязательно сработают в разное время и один из них ударит по уплотнениям другого, а это вредно для уплотнений и снижает силу удара.

Ясы следует заменять при любом подъеме колонны из скважины, если даже причина подъема не имела никакого отношения к ясу. Невозможно предсказать, сколько еще сможет проработать яс, поэтому лучше подстраховаться и заменить его.

ЯС ДЛЯ МАЛЫХ ГЛУБИН

В некоторых случаях бурильная колонна оказывается прихваченной на небольшой глубине, например, в желобных выработках или в башмаке направления. Чтобы ликвидировать такой прихват, необходимо сбивать трубы вниз, поскольку удары вверх только усилят прихват. Прежде буровики применяли так называемую "ударную трубу", состоящую из обычной или старой ведущей трубы, на которую свободно надевалась труба большего диаметра. К обеим трубам крепились фланцы в качестве соударяемых плоскостей. Внутреннюю трубу ввинчивали в верхний соединительный конец прихваченной колонны, потом приподнимали вспомогательный лебедкой наружную трубу и бросали вниз. При соударении фланцев прихваченной колонны передавались довольно сильные удары, что часто позволяло ликвидировать прихват.

В настоящее время "ударная труба" почти повсеместно вытеснена ясом для малых глубин (рис. 16), с помощью которого тоже можно наносить сильные удары. Регулируя усилие срабатывания фрикционного спускового механизма, можно увеличивать или уменьшать силу удара.

Яс выбирают на поверхности и "настраивают" на расчетную величину натяжения подбором регулировочного кольца, обеспечивающего соответствующую силу взаимодействия фрикционной втулки и фрикционного сердечника. При натяжении силы трения удерживают сердечник во втулке, позволяя растянуть трубы под ясом. Когда величина натяжения достигает расчетной, сердечник вырывается из втулки и яс превращается в телескопический узел со свободным ходом длиной 1,2 м. Трубы под ясом сжимаются увлекая вниз кожух яса и нанося удар сверху вниз по прихваченному месту колонны. Как и при любых работах ясами, сначала наносятся легкие удары, а если оне не дают эффекта, яс "настраивают" на более сильные удары. Сила на-

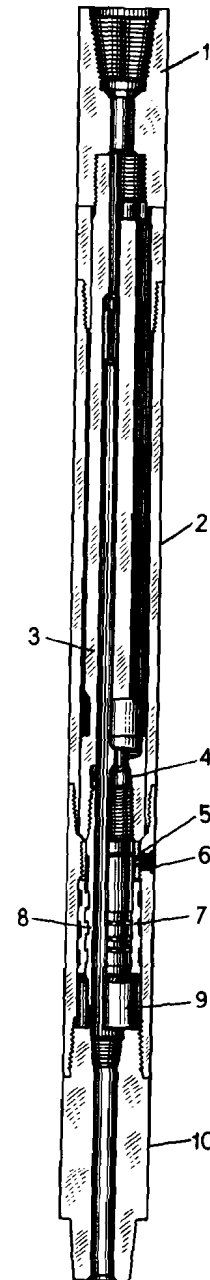


Рис. 16. Механический яс для малых глубин:

1 — верхний переводник; 2 — кожух; 3 — вал; 4 — уплотнение; 5 — регулировочное кольцо; 6 — пробка регулировочного кольца; 7 — фрикционная втулка; 8 — фрикционный сердечник; 9 — разделительное кольцо; 10 — нижний переводник

тяжения не должна превышать веса колонны между ясом и кровлей зоны прихвата. В противном случае излишнее натяжение будет передаваться прихваченной части колонны и увеличит силу прихвата.

Так же, как и другие механические ясы, яс для малых глубин можно эффективно использовать для сбивания вниз ловильных инструментов с заклиненным захватом.

БУРИЛЬНЫЕ ЯСЫ

В некоторых случаях экономически оправдано включение ясов в состав бурильной колонны, чтобы сразу воспользоваться ими в случае возникновения прихвата. Как уже говорилось ранее, бурильные ясы подразделяются на две разновидности в зависимости от принципа действия.

Гидравлические бурильные ясы конструктивно почти не отличаются от гидравлических ловильных ясов. Их изготавливают более прочными и тяжелыми в расчете на несколько сотен часов нахождения в бурящейся скважине. Механические ясы, предназначенные для сбивания прихваченных труб вниз, — это обычно ударные инструменты с фрикционным спусковым механизмом. Приводимое в табл. 1 сравнение бурильных и ловильных ясов показывает основные различия в их характеристиках.

Механические бурильные ясы (рис. 17) выпускают нескольких типов и в их конструкции предусматривается нанесение удара за счет энергии растянутых труб. В одной из моделей используется принцип вращающегося вала. При воздействии на яс осевой нагрузки ролики поворачивают втулку с щелевидными прорезями до положения, когда обеспечивается свободный ход яса. Величина крутящего момента меняется в зависимости от регулировки пружин. В определенной степени на пружину можно воздействовать поворотом колонны ротором. При повороте вправо увеличивается растягивающее усилие, необходимое для срабатывания яса, а при повороте влево снижается необходимое осевое усилие.

В конструкции другой модели один из элементов телескопической пары имеет выступы, а второй — соответствующие им щели. При спуске в скважину и в процессе бурения выступы находятся в щелях, а в случае прихвата на яс создается растягивающая нагрузка с одновременным поворотом колонны ротором, в результате чего выступы выходят из щелей и яс становится пригодным для отбивки прихваченной колонны.

Бурильные ясы следует размещать в растянутой части бурильной колонны над ее нейтральным сечением. Если они окажутся в переходной зоне, то подвергнутся изгибающим напряжениям, что будет способствовать их преждевременному выходу из строя.

Расположенные выше основной массы УБТ, ясы окажутся в нужном месте, если произойдет прихват долота или УБТ. Несколько УБТ или труб с утолщенной стенкой можно включить в колонну над ясами, чтобы увеличить силу удара за счет дополнительной движущейся массы. Все

Таблица 1

Тип яса	Длина яса, м	Длина хода яса, м		Ориентированная масса яса, кг
		гидравлического	механического	
4 1/2 ГН бурильный	10.97	0.34	0.18	1690
4 1/2 ГН ловильный	2.44 - 3.35	0.11	0.46	490

изготовители указывают в сопровождающей документации конструктивные особенности поставляемых ясов.

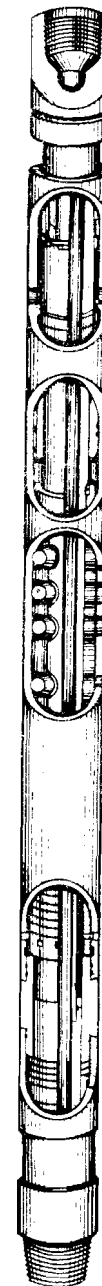
Сила удара яса выражается в весовых единицах. Это чисто теоретическая величина, соответствующая натяжению ловильной колонны сверх собственного веса. Фактическая сила удара зависит от многих факторов, таких, как плотность бурового раствора, силы трения о стенки скважины, масса УБТ и длина хода яса. Существует определенная система теоретических расчетов, которая используется в основном для предупреждения создания чрезмерных осевых нагрузок на ясы. Ведь основная цель отбивки ясом — сдвинуть прихваченную колонну с места, а не нарушить ее целостность слишком сильными ударами.

ОПЕРАЦИИ ОБУРИВАНИЯ

ОБУРОЧНЫЕ ТРУБЫ

Обуточными обычно называют трубы большого (по сравнению с бурильными трубами) диаметра, используемые при разбуривании или размывании цементного камня, осыпавшейся породы, осадка и других обломочных материалов, которые могут служить причиной прихвата. Размеры обуточных труб выбирают с учетом специфики их применения. Они должны иметь достаточно большой внутренний диаметр, чтобы обеспечить проход обуриваемой колонны с соответствующим кольцевым зазором для промывки. В то же время наружный диаметр должен позволить вписаться в поперечное сечение скважины и получить кольцевой зазор для промывки и вращения без заклинивания.

Рис. 17. Механический бурильный яс в закрытом положении



Характеристика наиболее распространенных буровых труб

Наружный диаметр, мм	Тип резьбы	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Момент свинчивания, Н*м		Страгивающая нагрузка, кН	Наибольший наружный диаметр обуриваемой колонны, мм	
					рекомендуемый	максимальный		рекомендуемый	максимальный
88.9	WP	6,45	76	13,1	1170	4700	442	68,3	73
95,2	WP	6,5	82,2	14,2	1400	5610	493	76,2	79,4
101,6	WP	8,38	84,8	19,2	1890	7740	697	77,8	82,6
111,1	WP	7,95	95,2	20,2	2290	9190	720	88,9	92,1
114,3	WP	7,37	99,6	19,4	2020	8100	729	92,1	95,2
114,3	WP	8,56	97,2	22,3	2490	9980	822	88,9	93,7
127	WP	7,52	112	22,1	2580	10360	837	101,6	104,8
127	X-L	7,52	112	22,1	3730	4150	848	101,6	108
136,1	X-L	9,19	108,6	26,7	3730	4150	1175	101,6	104,8
136,1	WP	9,19	108,6	26,7	3400	13610	991	101,6	104,8
127	WP	7,72	124,2	25,1	3280	13100	951	117,5	120,6
139,7	WP	7,72	124,2	25,1	3730	4150	998	117,5	120,6
139,7	X-L	7,72	124,2	25,1	3730	4150	998	117,5	120,6
148,8	WP	9,17	121,4	31,2	4100	16450	1076	114,3	117,5
146	WP	7,95	130,2	27	3730	14920	1011	123,8	127
146	WP	9,53	127	32	4700	18770	1118	120,7	123,8
152,4	WP	8,23	135,9	29,2	4380	17550	1083	130,2	133,4
161,9	WP	9,53	142,9	35,8	5870	23490	1308	136,5	139,7
168,3	WP	8,94	150,4	35,1	6080	24310	1141	142,9	146
177,8	WP	9,19	159,4	38,2	6870	27470	1430	152,4	155,6
177,8	X-L	9,19	159,4	38,2	4420	4840	1592	152,4	155,6
187,7	WP	9,53	168,3	41,7	7910	31650	1548	161,9	165,1
187,3	WP	9,53	174,6	43,2	8460	33860	1610	168,3	171,4
193,7	WP	10,92	171,8	49,2	10390	41600	1802	165,1	168,3
193,7	X-L	9,53	174,6	44,2	5110	5530	1746	166,7	169,9
203,4	WP	9,53	187,3	46,2	9420	37730	1696	181	184,2
206,4	WP	11,1	184,2	53,5	11570	46400	1808	177,8	181
206,4	WP	10,13	192,5	50,5	10360	41460	1837	184,2	187,3
212,7	WP	8,94	201,2	53,6	9260	37450	1521	192,1	195,3
219,1	X-L	10,16	197,6	53,6	5800	6220	2572	190,5	193,7
219,1	WP	11,43	196,2	58,5	13750	55000	2156	190,5	195,3
228,6	WP	10,79	207	57,9	13710	54860	2079	200	203,2
244,5	X-L	11,99	220,5	64,7	6500	6910	3180	212,7	215,9
256,5	WP	11,99	220,5	64,7	17970	7200	2467	209,6	215,9
244,5	WP	11,43	250,2	75,9	21560	86240	2702	238,1	244,5
273	WP	12,42	273,6	87,5	26600	106410	3104	254	266,7
298,4	WP	12,19	315,3	107,1	50440	201910	5206	292,1	304,8
399,7	WP	12,57	381,2	111,6	86480	345910	8127	362	375
349,2	WP	16,66	372,6	162,2	86480	345910	8165	342,9	368,3

Примечание. Для труб с высаженными наружу соединительными концами величины наружных диаметров даны в виде дроби, где в числителе проставлен наружный диаметр гладкой части трубы, а в знаменателе — наружный диаметр высаженной части.

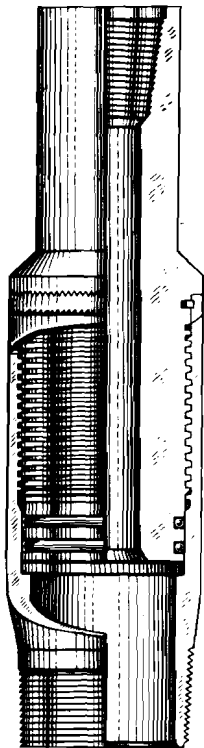


Рис. 18. Безопасный переводник для обурочной колонны

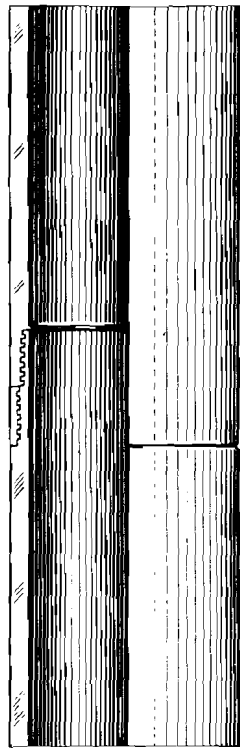


Рис. 19. Специальная резьба WP для соединения обурочных труб

В табл. 2 приведены основные характеристики наиболее распространенных обурочных труб и указаны рекомендуемые и максимальные диаметры обуриваемых колонн.

Компоновка низа обурочной колонны состоит из обурочных труб с обычным или безопасным переводником наверху (для соединения с колонной бурильных труб) и с башмачным фрезером внизу. Вооружение фрезера выбирается в зависимости от того, какой материал предстоит разбуривать (породу, осадок, цементный камень или металл).

Безопасные переводники (рис. 18) в последнее время реже включают в компоновку обурочной колонны по следующим причинам:

эти переводники не всегда надежны;

применение шнуровых торпед, получивших широкое распространение, позволяет отвинтить трубу в необходимом месте;

появились такие инструменты, как соединители для отвинчивания и внутренние трубоводки, спускаемые вместе с обурочной колонной и рассчитанные на поворот колонны влево, что невозможно при наличии в компоновке безопасного переводника.

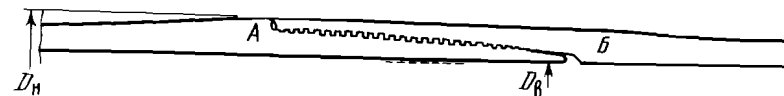


Рис. 20. Резьбовое соединение эстрем лайн (X-L):

А — nipple; Б — муфта; D_H — наружный диаметр соединения; D_B — внутренний диаметр соединения

Обурочные трубы — это чаще всего толстостенные обсадные трубы группы прочности N-80, второй категории длины¹ (для облегчения работы с ними), со специальными резьбами, имеющими повышенную сопротивляемость скручиванию и растяжению (рис. 19).

Операция обуривания — это разновидность бурения, и на обурочные трубы действуют весьма большие скручивающие моменты. Чтобы избежать в таких условиях разрушения резьб, в их конструкции предусматривают упорные заплечики, аналогичные заплечикам соединительных концов бурильных труб. Для повышения прочности резьбового соединения стараются по возможности увеличить площадь поперечного сечения тела трубы в этом месте. Резьбы специальных конструкций просто необходимы, так как обычно коническая резьба обсадной трубы будет не держаться при бурении, пока не произойдет разрушение резьбового соединения.

Обычно для увеличения зазора между стенкой скважины и обурочными трубами их изготавливают безмуфтовыми с гладкими концами. Такие же трубы применяют при капитальном ремонте скважин в обсаженных стволах. В интервалах, где велика вероятность прихвата вследствие перепада давлений, работают трубами с высаженными концами или с наварными муфтами. При производстве труб с высаженными наружу концами широко распространение получили резьбовые соединения типа экстремлайн (рис. 20), и соединение браун тул джойнт — один из примеров этого.

БАШМАЧНЫЕ ФРЕЗЕРЫ

Конструкция башмачных фрезеров (рис. 21) должна учитывать характер работ, который предстоит выполнять. Фрезеры с вооружением в виде фрезерованных зубьев обычно используют для разбуривания осадка, выпавшего из бурового раствора, горной породы или цементного камня. Зубья имеют прямую переднюю кромку, и чтобы предупредить интенсивный износ и размывание циркулирующей жидкостью, их упрочняют, чаще всего борируют. Если предстоит работать по стали, например, по телу трубы, резьбовому соединению или металлическим обломкам, то фрезер армируют резами из карбида вольфрама.

¹ По стандартам Американского нефтяного института, вторая категория включает трубы длиной 7,62–10,36 м. Перев.

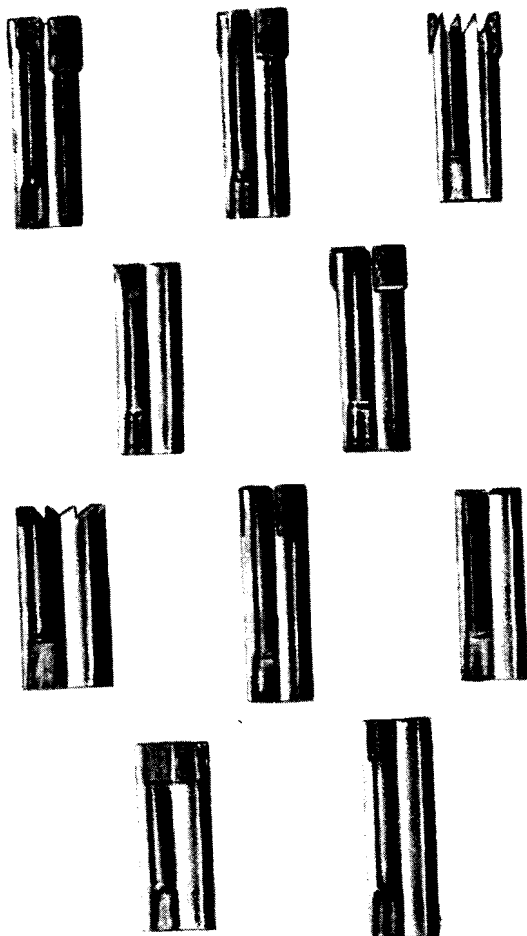


Рис. 21. Башмачные фрезеры

Конструкция фрезера должна обеспечивать условия для промывки, чтобы выносить из скважины шлам и не допускать перегрева твердосплавных резцов. Если обуривание проводится внутри обсадной колонны, то никаких резцов не должно быть за пределами внешнего контура боковой поверхности фрезера, чтобы не повредить обсадные трубы. Иногда для предупреждения истирания труб и уменьшения сил трения наружную поверхность фрезера покрывают слоем бронзы.

Резцами из карбида вольфрама армируют нижний торец фрезера и по возможности внутреннюю поверхность. Если резцы частично выступают внутрь фрезера, увеличивается вероятность подъема части или всех

обуриваемых труб вместе с обурочной колонной, за счет чего можно сэкономить на спуско-подъемных операциях.

Большое значение имеет длина комплекта обурочных труб. Учитывая, что трубы имеют увеличенный диаметр, повышенную жесткость и гладкую поверхность ввиду отсутствия муфт, очень важно правильно выбрать длину комплекта, чтобы не допустить его прихвата. Не существует какого-либо шаблонного решения или правила для определения максимально допустимой длины, и в каждом отдельном случае решение принимается с учетом условий конкретной скважины.

Ниже приводится описание обурочных работ в двух скважинах, где различие в длине обурочных комплектов было весьма существенным. В первом случае обуривали колонну бурильных труб, прихваченную в интервале от 100 м (башмак кондуктора) до 2587 м, где находилось долото. Было очевидно, что причиной прихвата явилось низкое качество бурового раствора. Потому ставилась цель одновременно с обуриванием заменить раствор в скважине высококачественным и таким образом стабилизировать состояние скважины. В последнем рейсе участвовал комплект обурочных труб длиной 371 м. Это необычно, но тем не менее для данного случая решение оказалось верным, и работы были выполнены вполне удовлетворительно.

В описанном случае работы можно было признать экономически целесообразными только при условии, что они не обошлись бы дороже бурения такой же скважины, стоимость которой складывалась из затрат на углубление, спуск и цементирование кондуктора, а также стоимости обурочных и бурильных труб в случае оставления их в скважине.

В другой скважине нужно было обурить 47 бурильных труб диаметром 89 мм, зацементированных в 177,8-мм хвостовике на глубине 4270 м в скважине с зенитным углом 36° . Работа выполнена удовлетворительно, но приходилось пользоваться обурочными комплектами из пяти труб общей длиной около 45 м. Когда добавили еще одну трубу, комплект прихватило и потребовались дополнительные затраты на фрезерование и извлечение обурочных труб. Еще одно осложнение возникло, когда колонну оставили неподвижной, чтобы спустить вымываемый обратной циркуляцией инструмент. Обурочные трубы оказались прихваченными осевшим цементным шламом. В наклонно направленных или произвольно искривленных скважинах допустимая длина обурочного комплекта уменьшается.

При оценке экономической эффективности аварийных работ следует учитывать коэффициент вероятности успеха. Очевидно, что не все работы заканчиваются успешно. Но какова вероятность успеха? Многие буровые предприятия учитывают коэффициент вероятности успеха, когда принимают решение на проведение работ и оценивают их масштабы. Коэффициент вероятности определяется на основе анализа накопленного опыта проведения аналогичных работ. В планах работ для скважин, находящихся в бурении или капитальном ремонте, должны быть описания аварий,

характерных для данного месторождения или разведочной площади, и частота их возникновения. Только по фактическим данным можно надежно оценить коэффициент вероятности успеха.

Если в один прием нельзя обурить всю прихваченную колонну, то возникает необходимость отсоединения свободной, обуренной части колонны от прихваченной. Это достигается одним из следующих способов.

1. После подъема обурочной колонны спустить овершот, создать ротором крутящий момент влево и отвинтить свободную часть колонны с помощью торпеды из детонирующего шнура, как описано выше.

2. На ту же обурочную колонну вместо башмачного фрезера навернуть наружную труборезку и обрезать обуренную часть колонны.

3. Внутри обурочных труб разместить специальную обурочную труболовку, через которую можно передать обуриваемой колонне крутящий момент влево и пропустить в обуренные трубы торпеду из детонирующего шнура с целью отвинчивания.

4. Специальный разъемный соединитель спустить вместе с обурочной колонной, разместив его в верхней обурочной трубе. С его помощью соединиться с обуриваемой колонной и передать ей крутящий момент влево. Сквозь соединитель пропустить в обуренные трубы шнуровую торпеду для выполнения операции отвинчивания.

НАРУЖНЫЕ ТРУБОРЕЗКИ

Внешний диаметр наружной труборезки обычно несколько больше, чем обурочных труб, с которыми она спускается. Труборезка оборудуется устройством для захвата под муфтой или соединительным концом обуриваемой трубы. Для гладких труб с муфтами применяется устройство с пружинными перьями, обхватывающими трубу под муфтой (рис. 22). Для муфтовых труб с высадкой наружу используют устройства с захватывающими элементами типа защепок или собачек со скошенными упорными поверхностями, которыми они скользят по высаженной части трубы. Для труб без муфт нужны захваты с гидроприводом, где под действием перепада давления подвижная втулка смещается вниз, одновременно приводя в действие захват и выдвигая режущие элементы в рабочее положение (рис. 23).

Из рис. 23 видно, что при натяжении корпус труборезки перемещается вверх, а захват упирается перьями в нижний торец муфты прихваченной трубы и сжимает находящуюся под ним пружину, которая в свою очередь передает усилие подвижной втулке под ней. Втулка смещается относительно корпуса и выводит в рабочее положение режущие элементы, которые упираются в обуренную трубу. При вращении труборезка отрезает трубу.

Как видно из рисунков, в конструкции практически всех труборезок используются спиральные пружины, которые гасят ударные нагрузки, предупреждая поломку режущих элементов.



Рис. 22. Наружная труборезка с пружинным захватом, упирающимся в муфту обрезаемой трубы



Рис. 23. Наружная труборезка, оборудованная захватом с гидроприводом

ОБУРОЧНЫЕ ВНУТРЕННИЕ ТРУБОЛОВКИ

Обурочная внутренняя труболовка (рис. 24) применяется в основном для предупреждения падения на забой обуриваемой колонны, нижний конец которой находится выше забоя скважины. Однако обурочная труболовка является универсальным инструментом. С ее помощью можно поднять всю обуриваемую колонну или ее часть, отвинтив обуренные трубы и сократив таким образом объем спуско-подъемных операций.

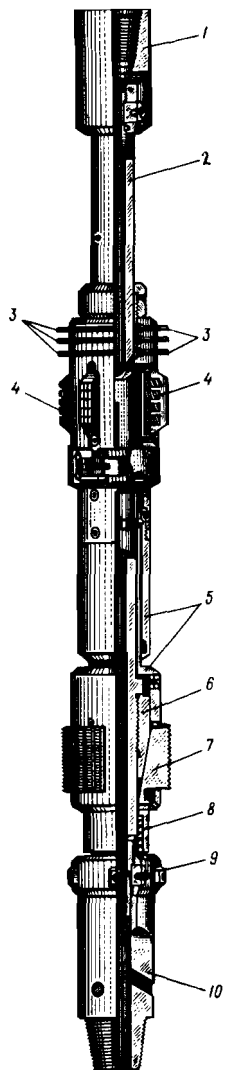


Рис. 24. Обулочная внутренняя трубоволка:

1 — верхний переводник; 2 — вал; 3 — комплект ограничительных колец; 4 — набор фрикционных узлов; 5 — обойма с шаровым замком и защелками; 6 — распорный конус; 7 — комплект клинообразных сухарей; 8 — возвратная пружина с кожухом; 9 — центрирующее устройство; 10 — нижний переводник

Обычно прихваченная колонна, нижний конец которой находится выше забоя, падает после обуривания на забой. При этом трубы гнутся, долото может выйти из строя вплоть до отламывания шарошек и даже лап, часто нарушается фильтрационная корка на стенках скважины. Поэтому поймать обуриваемую колонну и не дать ей упасть на забой — это очень важная мера, дающая существенный экономический эффект.

Обулочная трубоволка состоит из двух основных частей: вала 2 со скользящим по нему заклинивающим механизмом и регулировочной обоймой с фрикционными узлами 4, ограничительными кольцами 3 и замком 5. Трубоволку обычно размещают в нижней обулочной трубе, но можно разместить в любой из этих труб. Вращением нижнего переводника влево трубоволка заякоривается в обулочной трубе. При этом обойма заклинивающего механизма с клинообразными сухарями скользит вверх по распорному конусу вала, увеличивается в диаметре и входит в зацепление со стенками обулочной трубы.

Под трубоволкой устанавливают безопасный разъединитель. Когда в процессе обуривания трубоволка сядет на "голову" обуриваемой колонны, соединение с этой колонной произойдет благодаря вращению трубоволки вправо. Однако при дальнейшем вращении вправо нижний переводник опустится, а следом за ним опустятся сухари, соскальзывая с распорного конуса и выходя из зацепления со стенками обулочной трубы. Теперь трубоволка прочно соединена с обуриваемой колонной, а контакт с обулочными трубами осуществляется только через фрикционные узлы регулировочной обоймы.

Возникающий при промывке скважины перепад давления отжимает вниз ограничительные кольца, которые действуя через систему обойм, удерживают сухари в нерабочем нижнем положении. Когда обуриваемая колонна освобождается и начинает падать вниз, она увлекает за собой вал трубоволки, который своим распорным конусом отжимает сухари к

стенкам обулочной трубы. При этом фрикционные узлы удерживают обоймы на месте, за счет чего сухари освобождаются и, подпираемые снизу возвратной пружиной, движутся навстречу распорному конусу. Трубоволка заякоривается, падение колонны прекращается, и она повисает на трубоволке.

Поскольку теперь вместе с обулочной колонной можно поднять обуренную колонну, отпадает необходимость в специальном спуске с целью ее подъема с забоя. Когда на поверхности оказывается обулочная труба с трубоволкой внутри, в верхний переводник трубоволки ввинчивают бурильную трубу. Затем трубоволку приподнимают, вручную отключают заклинивающий механизм, спускают на бурильных трубах в башмак обулочной колонны и там снова заякоривают, а бурильные трубы извлекают. После подъема обулочных труб можно поднять обуренную колонну без дополнительных затрат времени.

Если прихваченную колонну нельзя обурить за один рейс, то трубоволку заякоривают натяжением обулочной колонны при остановленных насосах. После этого можно создать крутящий момент влево и с помощью торпеды из детонирующего шнура отвинтить освобожденную часть колонны и поднять ее на трубоволке вместе с обулочными трубами.

Если голова прихваченной колонны находится в каверне и накрыть ее обычной обулочной компоновкой трудно, можно спустить под трубоволкой слегка изогнутую трубу. С помощью такой сравнительно гибкой трубы, свисающей из-под башмака обулочной колонны, гораздо проще соединиться с "головой" труб к каверне.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

Непосредственно под внутренней трубоволкой всегда устанавливают разъединитель с байонетным замком. Для предупреждения случайного срабатывания при спуске разъединитель имеет две предохранительные полосы из легкого листового металла. После соединения с прихваченной колонной создают натяжение, и полосы освобождают замок. Теперь разъединитель можно использовать по назначению. Обычно через него можно передавать прихваченной колонне момент вращения вправо и растягивающие усилия. Разъединение достигается приложением небольшого вращающего момента влево с одновременным натяжением вверх. Наличие разъединителя позволяет поднять трубоволку с обулочной колонной в любое время, например, при подъеме для смены башмачного фрезера или по другой причине.

РАЗЪЕМНЫЕ СОЕДИНИТЕЛИ

При обуривании и извлечении длинных колонн труб, нижний конец которых упирается в забой, можно использовать разъемные соединители с целью сокращения объема спуско-подъемных операций.

Разъемный соединитель — это переводник, состоящий из двух частей, соединяемых байонетным замком. Он размещается внутри верхней обурочной трубы, ввинчивается в нижнюю муфту безопасного переводника и заканчивается снизу резьбой, соответствующей резьбе на "голове" прихваченной колонны. В конце операции обуривания соединитель за счет вращения вправо соединяется с "головкой" обуренной колонны. Если прихваченная колонна не забита, восстанавливают циркуляцию через нее, а потом разъединяют байонетный замок, и компоновку верхней части обурочной колонны можно изменить так, чтобы было удобно проводить дальнейшие работы. Снова соединив байонетный замок, спускают шнуровую торпеду, отвинчивают и поднимают обуренные трубы.

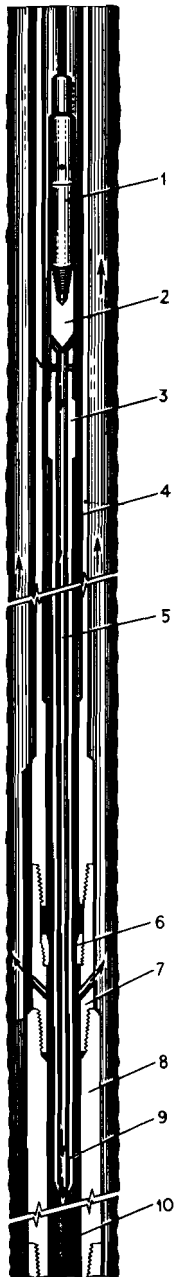
ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ОЧИСТНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Иногда во время работ по освобождению прихваченных труб выясняется, что во внутреннем канале этих труб образовалась пробка. Это препятствует прохождению торпед из детонирующего шнура и других спускаемых на кабеле снарядов для отсоединения свободной части труб. Если пробки небольшие и рыхлые, то иногда удается пробить их спускаемым на кабеле набором грузов. Когда таким способом пробить пробку не удастся, то часто применяют гидравлические очистные инструменты.

Как видно из рис. 25, в состав такого инструмента входят башмак с гидромониторной головкой 9, комплект очистных НКТ 5 (обычно диаметром 34,9 мм), верхний переводник 2 с ограничительным кольцом 3 и входными отверстиями для промывки, посадочная втулка 6, переводник для соединения с грузами, кабельная головка или прихватомер 1, если последний спускают одновременно с очистным инструментом.

После отсоединения и подъема свободных от пробки труб, в скважину на ловильной колонне 4 спускают циркуляционный переводник 7 для соединения с резьбой оставшихся труб. Если "голова" труб не имеет резьбы, то под переводником спускают овершот без уплотнительного элемента и им соединяются с прихваченными трубами 8.

Рис. 25. Гидравлический очистной инструмент



Комплект очистных НКТ 5 может быть длиной до 90 м. Когда инструмент доходит до пробки 10, включают насос, гидромониторная струя разрушает пробку, а инструмент под собственным весом опускается ниже. После ликвидации пробки инструмент поднимают на кабеле из скважины и приступают к обычным операциям по ликвидации прихвата.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕЛКИХ ПРЕДМЕТОВ

Прежде чем приступить к работам по извлечению из скважины мелких посторонних предметов, надо по возможности выяснить, что находится в скважине. Это легко установить, когда известно, что осталось в скважине после подъема долота или что в нее случайно попало. Если тип и форма предметов неизвестны, следует спустить печать. Полезно поместить точно такой же предмет в предохранительный ниппель обсадной колонны соответствующего размера, чтобы имитировать ситуацию на забое. На этом имитаторе можно опробовать ловильные инструменты, которые могут быть применены для извлечения предмета из скважины. Те инструменты, которые оказались неэффективными на поверхности, спускать в скважину не стоит. Гораздо дешевле устроить испытания на поверхности, чем делать лишние спуско-подъемы.

Для извлечения из скважины мелких предметов обычно применяют магнитные фрезеры, различные типы металлошламоуловителей, гидростатические желонки и специальные инструменты для конкретных условий.

МАГНИТНЫЕ ФРЕЗЕРЫ

Магнитные фрезеры — это или постоянные магниты, встроенные в корпус с промывочными каналами, или электромагниты, спускаемые на кабеле.

У фрезеров с постоянными магнитами (рис. 26) промывочные отверстия расположены по периферии нижнего торца, что позволяет вымыть осадок и шлам и обеспечить непосредственный контакт с извлекаемыми предметами. Обычно между корпусом фрезера и магнитным стержнем имеется бронзовая втулка, поэтому при движении фрезера внутри стальных труб не возникает заметных дополнительных сил трения.

После промывки непосредственно над забоем с целью обнажения поверхности предметов, подлежащих извлечению, фрезер опускают на забой с небольшой нагрузкой и проворотом ротором. Когда забой нащупан, ротор останавливают и интенсивно промывают скважину. Затем останавливают насосы, отрывают фрезер от забоя и приступают к его подъему. Во время подъема нельзя вращать колонну ротором, так как при этом увеличивается вероятность потери пойманных предметов.

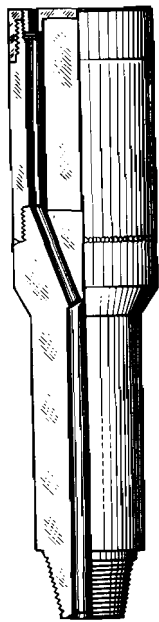


Рис. 26. Магнитный фрезер с постоянным магнитом

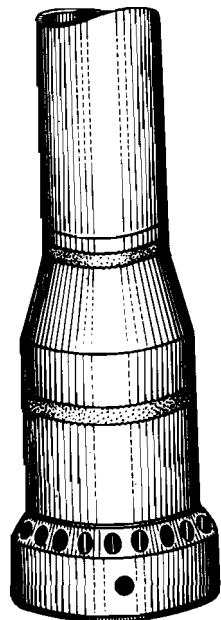


Рис. 27. Магнитный фрезер с электромагнитом

Большинство магнитных фрезеров оборудуется направляющими воронками, нижняя часть которых может быть выполнена в виде зубчатой коронки (наиболее распространенная форма), может иметь остроугольный вырез или не иметь никаких вырезов, как у предохранительного резбового кольца. Польза от направляющей воронки большая, так как она создает под магнитом защищенное с боков пространство для размещения улавливаемых предметов и предупреждает возможность соприкосновения их со стенками обсадных колонн.

Электромагнитные фрезеры (рис. 27) спускают в скважину на кабеле и включают их только по достижении забоя. Их преимущества — резкое сокращение затрат времени на спуско-подъемные операции и дополнительная подъемная сила, создаваемая электромагнитом. Однако, если предметы на забое покрыты осадком или шламом, извлечь их не удастся, так как невозможно осуществить промывку.

Магнитными фрезерами можно поднять предметы, изготовленные из ферромагнетиков. Для подъема предметов из бронзы, алюминия, карбидов и нержавеющей сталей необходимы другие способы.

МЕТАЛЛОШЛАМОУЛОВИТЕЛИ

Инструменты колонкового типа уже много лет применяются для извлечения шарошек и других предметов аналогичных размеров с забоя бурящихся скважин. Инструмент состоит из верхнего переводника 1, корпуса 2, башмачного фрезера 5 и обычно из двух пружинных кернорвателей: верхнего 3 и нижнего 4 (рис. 28). Он предназначен для вымывания осадка с забоя и отбора небольшой колонки породы с забоя. Два кернорвателя, один из которых с короткими пружинными перьями, дают возможность оторвать керн от забоя и поднять его на поверхность. Все посторонние предметы, находившиеся на забое, отказываются в корпусе инструмента, запертые снизу керном.

Важное условие нормальной работы металлошламоуловителя колонкового типа — свободное вращение кернорвателей в корпусе или башмачном фрезере. При спуске инструмента забой нащупывается при промывке и вращении ловильной колонны. При посадке на забой кернорватели входят в зацепление с предметами на забое и затормаживаются, а фрезер и корпус продолжают вращаться. Если кернорватели окажутся заклиненными каким-либо мусором, избытком краски, продуктами коррозии или другими посторонними материалами, то при их вращении произойдет слом пружинных перьев, и на забое только добавятся предметы, которые надо извлекать.

ИНСТРУМЕНТЫ С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ

При капитальном ремонте скважин широко применяют метод обратной циркуляции, когда жидкость закачивается в затрубное пространство и поднимается из скважины по трубам. Это позволяет вымывать на поверхность более крупные и тяжелые твердые

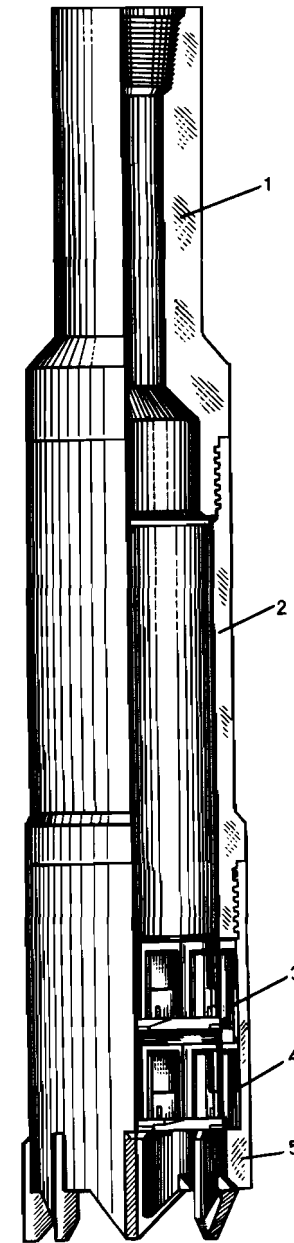


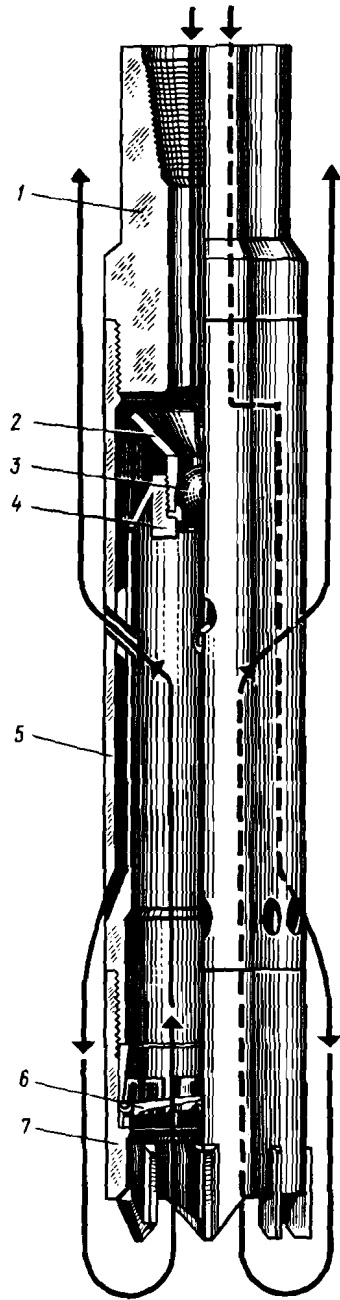
Рис. 28. Металлошламоуловитель колонкового типа



Рис. 29. Металлошламоуловитель эжекционного типа с обратной циркуляцией

Рис. 30. Металлошламоуловитель с обратной циркуляцией, имеющий кольцевой канал в корпусе:

1 — верхний переводник; 2 — направляющая воронка; 3 — стальной шар; 4 — седло шарового клапана; 5 — корпус с кольцевым каналом; 6 — ловитель типа кернорвателя; 7 — башмачный фрезер



частицы, а также использовать обычные жидкости вместо специальных высоковязких. Однако в скважинах с необсаженным стволом применение этого метода очень ограничено вследствие возможного поглощения жидкости породами. Тем не менее поток жидкости при обратной циркуляции оказывается очень эффективным при проталкивании через кернорватели в колонковую трубу тех предметов, которые были бы отброшены к стенке скважины встречным потоком при прямой циркуляции. Именно с учетом этого обстоятельства в последние годы были созданы два типа металлошламоуловителей с обратной циркуляцией.

В конструкции первого типа (рис. 29), чтобы направить поток жидкости через насадки (сопла), в ловильную колонну сбрасывают шар. В пространстве за насадками создается разрежение, так как насадки направляют жидкость через отверстия в стенках корпуса за его пределы. Благодаря пониженному давлению в корпусе снаряда, жидкость из скважины засасывается в него через нижнее отверстие с кернорвателем.

В конструкции второго типа (рис. 30) корпус инструмента имеет две стенки, пространство между которыми предназначено для прохода закачиваемой жидкости, когда сброшенный сверху шар перекрывает центральное проходное отверстие. После промывки скважины в течение времени, необходимого для удаления осадка, сбрасывают шар, который садится в седло центрального проходного отверстия, и поток жидкости направляется через кольцевой канал корпуса к выходным отверстиям, расположенным над забоем в затрубном пространстве. В этом месте образуется зона повышенного давления, поэтому часть жидкости опускается вниз и входит в корпус инструмента через нижнее отверстие с кернорвателем. Поднимаясь внутри корпуса, жидкость выходит из него в затрубное пространство через специальные отверстия, расположенные в верхней части корпуса. Таким образом, в районе инструмента создается обратная циркуляция.

При сбрасывании или прокачивании шаров и других пробок следует действовать осмотрительно. Выше уже говорилось, что все спускаемое в скважину должно быть тщательно замерено и зарегистрировано, поэтому нужно проверить, нет ли в колонне сужений, в которых шар или пробка могут застрять. Надо сделать такую проверку обязательной процедурой, предшествующей сбрасыванию чего-либо в трубы.

ИНСТРУМЕНТЫ С ФРИКЦИОННЫМИ ЗАХВАТАМИ

Во многих случаях размеры и форма предметов, находящихся в скважине, не позволяют использовать для их извлечения серийно выпускаемые металлошламоуловители. Требуется проявить изобретательность, чтобы создать необходимую конструкцию. Если диаметр стандартного инструмента слишком мал для прохода в него предметов, находящихся в забое, можно из отрезка утолщенной или обычной трубы сделать корпус самодельного ловителя. В трубе делают отверстия, располо-

женные по кругу, вставляют в них куски стальной проволоки и припаивают их к телу трубы в отверстиях. Получается проволочный захват внутри трубы. Такой инструмент нельзя вращать на забое, так как проволока будет поломана или вырвана из гнезд. Но если инструментом накрыть предмет на забое, то захват его удержит.

Инструмент с фрикционным захватом можно сделать из трубы с п-образными прорезями, если загнать внутрь образовавшиеся языки металла. Таким инструментом можно накрыть и поднять длинные предметы цилиндрической формы, особенно если их длина неизвестна.

В последние годы создано несколько хороших инструментов, действующих по принципу мышеловки. К сожалению, они в основном предназначены для ударно-канатного бурения и для вращательного бурения не выпускаются. Одно из таких приспособлений во внутреннем канале цилиндрического корпуса имеет две пары направляющих, сходящиеся книзу (рис. 31). По этим направляющим могут скользить плашки различной конфигурации. Когда в корпус входит цилиндрический предмет, плашки поднимаются по направляющим, расходясь в стороны и пропуская между собой входящий предмет. При движении корпуса вверх плашки будут скользить по направляющим вниз и заклинят предмет в корпусе. Этот инструмент не относится к числу самоосвобождающихся, но он очень эффективен, когда из обсаженной скважины надо извлечь насосные штанги или НКТ, настолько поврежденные коррозией, что обычным овершотом их невозможно захватить.

ТРУБНЫЙ ПАУК

Трубный паук — самая первая конструкция металлошламоуловителя. Пауки использовались в ударно-канатном и вращательном бурении задолго до производства современных ловильных инструментов.

Паук — это обычный самодельный инструмент, предназначенный для выполнения специфической работы. Пауки делают из труб, прокатанных из малоуглеродистой стали. Наиболее подходящей считается сталь с пределом текучести 280 МПа. Паук из стали с пределом текучести выше 390 МПа работать не будет, так как его зубья будут ломаться, а не гнуться.

Как видно на рис. 32, зубья паука вырезают газопламенной горелкой, и ведущая кромка зубьев имеет криволинейный профиль. Кроме того, эта кромка выполнена в виде клина или лезвия. Следует также обратить внимание на зазор между зубьями. Длина зубьев составляет примерно 3/4 диаметра трубы, из которой изготовляют корпус паука. В верхней части корпуса на резьбе или на сварке устанавливается переводник для соединения с ловильной колонной.

Спуск инструмента — наиболее ответственная операция. При подходе к "голове" находящихся в скважине предметов надо восстановить циркуляцию и с проворотом ротором опускать инструмент, не создавая



Рис. 31. "Захват Клулоу" — ловильный инструмент типа мышеловки. На рисунке видна насосная штанга, заклиненная в корпусе инструмента подвижной плашкой

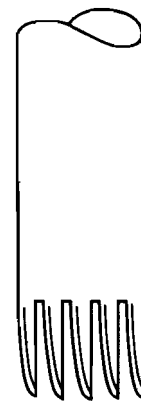


Рис. 32. Трубный паук



Рис. 33. Металлошламоуловитель гравитационного типа

на него больших нагрузок. Когда зубья коснутся "головы" предмета, это обычно становится заметно благодаря рывкам ловильной колонны. После того, как инструмент достигнет расчетной глубины (по замерам) и извлекаемые предметы войдут в корпус инструмента, рывки прекратятся. Теперь, продолжая вращать инструмент ротором, создают осевую нагрузку на него, чтобы загнать зубья внутрь трубы (в виде "апельсиновой корки"), для удержания пойманных предметов. Чтобы использовать паук еще раз, надо вырезать новые зубья.

МЕТАЛЛОШЛАМОУЛОВИТЕЛЬ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА

Металлошламоуловители гравитационного типа (рис. 33) располагают над долотом, фрезером, ловителем с захватом типа кернорвателя. Они работают только при циркуляции, когда восходящий поток жидкости идет по затрубному пространству. Кожух инструмента имеет сравнительно большой диаметр, поэтому в интервале против него площадь поперечного сечения затрубного пространства уменьшается, что ведет к повышению скорости восходящего потока.

У верхней кромки кожуха площадь поперечного сечения затрубного пространства резко увеличивается, что сопровождается образованием зоны разряжения восходящего потока с турбулентными завихрениями. В этом месте поднимаемые с забоя твердые частицы повышенной плотности, такие, как куски металла, твердосплавные вставки, обломки

Таблица 3

Диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр кожуха, мм	Тип присоединительной резьбы по стандарту АНИ, Reg
114,3–117,5	93,7	2 3/8
117,5–123,8	101,6	2 7/8
130,2–149,2	114,3	3 1/2
152,4–161,9	127	3 1/2
165,1–190,5	139,7	3 1/2
190,5–215,9	168,3	4 1/2
219,1–244,5	177,8	4 1/2
244,5–288,9	219,1	6 5/8
292,1–330,2	244,5	6 5/8
374,6–444,5	327	7 5/8

зубьев, шарики из подшипников замедляют движение и оседают в кожух. Гравитационные металлошламоуловители можно спускать по два (один над другим), чтобы увеличить суммарный объем кожухов. Некоторые буровики размещают между ними несколько труб.

Нельзя допускать проведение сварочных работ на валу металлошламоуловителя в промышленных условиях. Буровики усиливают соединение кожуха с валом, приваривая косынки, но без соответствующей термообработки это может привести к образованию трещин и закончиться аварией.

Рекомендуемые размеры металлошламоуловителей гравитационного типа приведены в табл. 3.

ГИДРОСТАТИЧЕСКИЕ ЖЕЛОНКИ

Когда надо удалить из скважины посторонние предметы, неоднородные по величине и составу, можно воспользоваться гидростатической желонкой. Желонки выпускают для спуска на трубах и на канате. В работе всех желонок используется принцип перепада гидростатического давления. Сила, с которой предметы проталкиваются через ловитель в корпус желонки, зависит от плотности жидкости в скважине. Многие желонки можно опускать на забой многократно, пока все посторонние предметы не будут выловлены, а скважина — очищена. Желонки особенно эффективны для извлечения шарошек, подшипников, кусков металлических труб, болтов, гаек, остатков перфораторов и немагнитных предметов.

ОСЕВЫЕ ТОРПЕДЫ

Осевые торпеды (рис. 34) спускают в скважину на трубах или на кабеле. Они имеют довольно мощный кумулятивный заряд взрывчат-

ки, предназначенный для разбивания находящихся в скважине предметов, которые не удается извлечь обычными ловильными инструментами. После взрыва обломки извлекают магнитными фрезерами или металлошламоуловителями. Вследствие большой силы взрыва могут образоваться каверны, а часть обломков окажется забитой в стенки скважины. Несмотря на то, что торпеда сконструирована так, чтобы сила взрыва была направлена только вниз, практически это трудно осуществить.

Расстояние от торпеды до цели играет огромную роль, поэтому когда торпеду спускают на трубах, над объектом взрыва осуществляют промывку, чтобы повысить эффективность воздействия. Если торпеду спускают на кабеле, то перед этим надо спустить долото, чтобы гарантировать спуск торпеды непосредственно до цели.

Никогда не следует взрывать осевые торпеды внутри труб или обсадных колонн, так как взрывом можно повредить трубы и ухудшить состояние аварийной скважины.

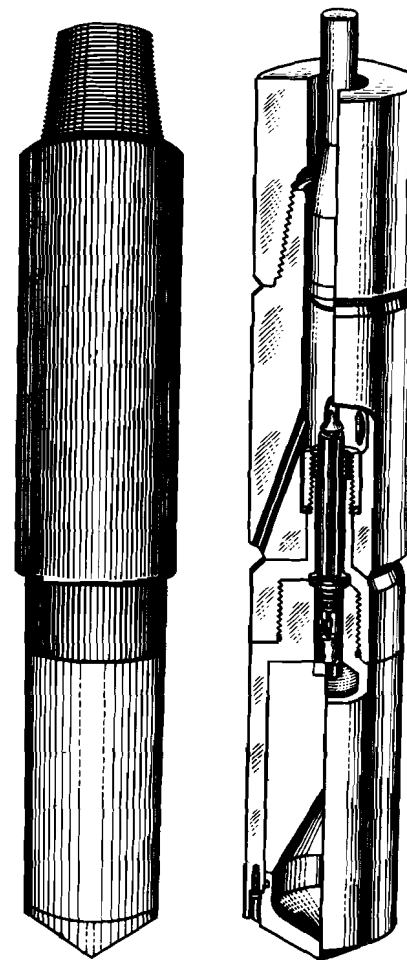


Рис. 34. Осевая кумулятивная торпеда

ФРЕЗЕРЫ, АРМИРОВАННЫЕ КАРБИДОМ ВОЛЬФРАМА

По-видимому, появление режущих и фрезерующих инструментов, армированных карбидом вольфрама, — это крупнейшее нововведение в производство аварийных инструментов за последние 30 лет. До создания и освоения производства современных инструментов с карбидом вольфрама выпускались фрезеры гофрированного типа. Они имели фрезерованные зубья или лопасти, подвергнутые цементации, т.е. тонкий поверхностный слой, предназначенный для резания, имел повышенную

твердость, а глубже расположенный металл был в полупушенном состоянии и сохранял сравнительную вязкость. Это предохраняло зубья и лопасти от сломов.

МАТЕРИАЛ ФРЕЗЕРОВ

Карбид вольфрама для армирования фрезеров поставляется в виде прутков длиной около 0,45 м. Частицы печенного карбида вольфрама очень неоднородны по форме и имеют острые кромки, как у битого стекла. Эти частицы заключены в связующий материал из никель-серебряной бронзы. В каждом прутке частицы отсортированы по величине, и их размеры могут быть в определенных пределах, например от 9,5 до 6,4 мм или от 0,5 до 0,35 мм.

Карбид вольфрама должен быть хорошего качества и абсолютно чистым, так как добавки, масло и мусор препятствуют надежному сцеплению со связующим материалом. Чаще всего частицы крупных размеров идут для армирования фрезеров больших диаметров, а частицы меньших размеров используют для более мелких инструментов, для упрочнения поверхностей таких инструментов, как расширители, а также для заполнения пространства между крупными частицами при армировании больших инструментов. Чем больше поверхность режущих элементов, тем больше можно срезать металла.

Бронза — связующий материал прутков, имеет предел прочности на сдвиг около 700 МПа. Благодаря ее вязкости изделие лучше противостоит ударным нагрузкам, поэтому крайне необходимо, чтобы наплавляемые частицы карбида вольфрама были полностью покрыты связующим материалом. Сварщику этого легче добиться, если в используемом прутке частицы не имеют обнаженных поверхностей. С этой точки зрения прутки могут заметно отличаться по качеству.

ПРОЦЕСС НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЯ (АРМИРОВАНИЕ)

При нанесении на инструменты покрытия из карбида вольфрама применяется техника и технология кислородно-ацетиленовой наплавки. Сварщик должен работать в хорошо проветриваемом месте, чтобы вытяжка обеспечивала полное удаление ядовитых газов, образующихся при плавлении бронзы.

Непосредственно перед наплавкой поверхность фрезера, подлежащая армированию, должна быть тщательно очищена или обработана на токарном станке. Любой жир, грязь или пыль мешают хорошему сцеплению. Корпус фрезера предварительно нагревают, а армируемую поверхность подвергают лужению для улучшения сцепления. Сварщик плавит горелкой пруток карбида вольфрама и распределяет жидкую смесь по обрабатываемой поверхности инструмента. Этот процесс очень кропотливый и требует значительного времени. Для армирования фрезера диаметром



Рис. 35. Образцы наплавки карбида вольфрама

152,4–203,2 мм может потребоваться 6–8 ч. Рассмотрим образцы наплавки карбида вольфрама, показанные на рис. 35.

Наплавка сделана правильно (рис. 35, а). Выдержан соответствующий температурный режим и обеспечено надежное сцепление связующего материала с металлом армируемого инструмента. Частицы карбида вольфрама компактно размещены по армируемой поверхности и хорошо укрыты слоем связующего материала. После охлаждения образец имеет светло-золотистый оттенок.

Наплавка проводилась при слишком высокой температуре (рис. 35, б), что привело к чрезмерному разжижению и выгоранию связующего материала. Частицы карбида вольфрама обожжены и обуглены. После охлаждения образец имеет черный цвет.

Наплавка проводилась при заниженной температуре (рис. 35, в). Нет надежного сцепления связующего материала с металлом армируемого инструмента. Хотя частицы карбида вольфрама укрыты связующим материалом, наплавка будет отрываться от армируемой поверхности при

фрезеровании и обламываться. После охлаждения образец имеет тусклый серебристый цвет.

Наплавка проводилась при соответствующей температуре (рис. 35, г) и обеспечено надежное сцепление связующего материала с металлом армируемого инструмента, но частицы карбида вольфрама размещены неравномерно, с большими промежутками, что ухудшает качество рабочей поверхности фрезера. После охлаждения образец имеет светло-золотистый оттенок, но участки, не защищенные твердым сплавом, хорошо заметны.

В процессе наплавки сварщик придает инструменту окончательную форму, предусмотренную конструкцией. Существует много разновидностей инструментов с покрытием из карбида вольфрама, предназначенных для выполнения специальных работ, и сварщик, наносящий это покрытие, доводит их до соответствия конструкции. Для оценки рабочих температур сварщик может использовать "температурные карандаши", чтобы не допустить перегрева и обеспечить поддержание температуры, необходимой для надежного сцепления связующего материала с наплавляемой поверхностью. Законченные изделия никогда не подвергают закалке. Им дают остыть постепенно, а большие инструменты иногда даже заворачивают в теплоизоляционный материал.

КОНСТРУКЦИЯ ФРЕЗЕРОВ

Инструменты с покрытием из карбида вольфрама должны конструироваться с учетом специфики работ, для которых они предназначены. У фрезеров, используемых при бескерновом бурении, не рекомендуется делать промывочное отверстие в центре, так как в этом месте будет образовываться керн, на котором фрезер будет завестись. Одна из лопастей должна перекрывать центр забоя.

При изготовлении **башмачных фрезеров** (рис. 36), если позволяет зазор, желательно делать наплавку карбида вольфрама на внутренней поверхности. Эта наплавка будет обрабатывать поверхность обуриваемых труб так, чтобы они входили в обурочную колонну, не закупоривая ее, без заклинивания и сломов. Во многих случаях, когда на внутренней поверхности башмачного фрезера есть такой выступ, удается поднять часть или все обуриваемые трубы без спуска ловильных инструментов.

Частицы карбида вольфрама никогда не должны выступать за пределы наружной боковой поверхности фрезера, спускаемого в обсадную колонну. Эта поверхность должна быть отшлифована и должна располагаться концентрично по отношению к продольной оси инструмента, чтобы не повредить обсадную колонну. Иногда при работе в наклонно направленных скважинах наружную поверхность фрезера покрывают слоем бронзы или делают бронзовые накладки, которые центрируют фрезер в скважине, уменьшают силы трения о стенки и обеспечивают надежный зазор между режущими элементами фрезера и обсадными трубами. Инстру-

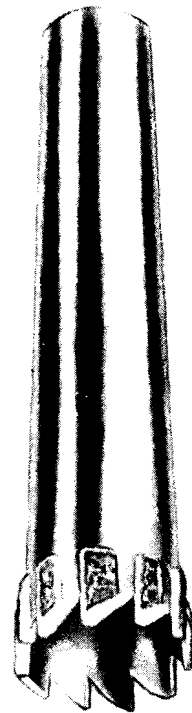
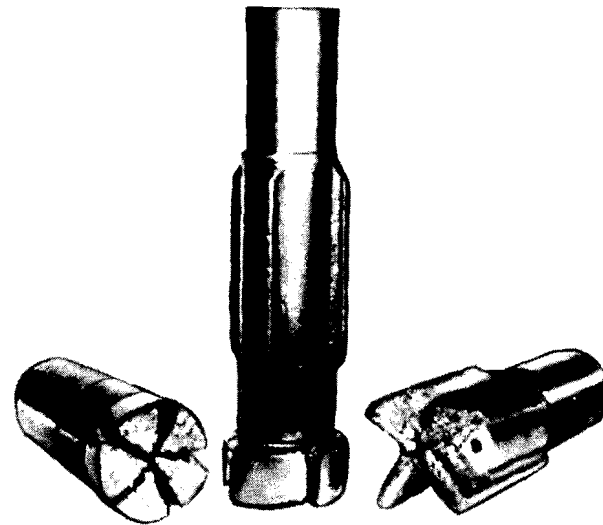


Рис. 36. Башмачный фрезер зубчатого типа

Рис. 37. Забойные фрезеры



менты, спускаемые в открытый ствол, имеют твердосплавную наплавку на боковых поверхностях, чтобы продолжить процесс измельчения обломков, поднимаемых с забоя восходящим потоком промывочной жидкости.

Забойные фрезеры (рис. 37), предназначенные для работы в обсадных колоннах, имеют шлифованную боковую поверхность, а предназначенные для работы в открытом стволе, — армированную карбидом вольфрама.

Плоскодонный забойный фрезер показан на рис. 38. Нижнюю поверхность фрезера можно сделать слегка вогнутой, чтобы не отталкивать к стенкам скважины разбуриваемые на забое предметы. Для стабилизации инструмента к его боковой поверхности приварены продольные планки.

Конические фрезеры (рис. 39) предназначены обеспечивать проход в "голове" хвостовика или расширять отверстия. Не рекомендуется спускать их при смятии обсадных колонн, так как они могут уйти за колонну.

Фрезеры пилотного типа (рис. 40) широко применяются для разбуривания труб. Торцовый фрезер (изображен слева) используется для раз-

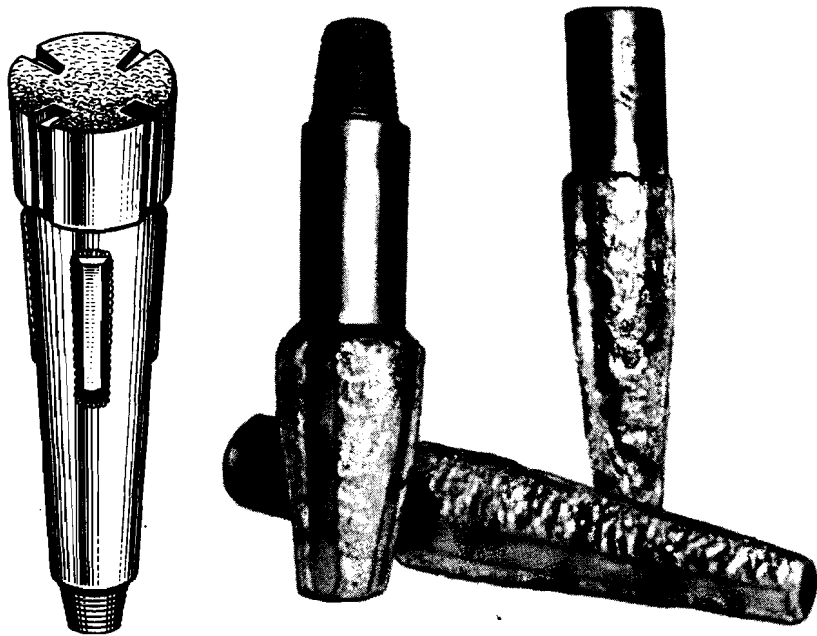


Рис. 38. Плоскодонный забойный фрезер
Рис. 39. Конические фрезеры

бурения несъемных пакеров небольшого диаметра. К резьбе его pilotного удлинителя крепится ловильный инструмент для подъема пакера.

Фрезер обтекаемой формы (рис. 41) используется для расширения внутреннего канала труб, для расширения и чистовой обработки окон, прорезанных в обсадных колоннах. Он может включаться в компоновку низа аварийной колонны при выправлении смятых обсадных колонн.

Лопастной расширитель (рис. 42) используется для расширения необсаженных скважин.

РАБОТА ИНСТРУМЕНТАМИ, АРМИРОВАННЫМИ КАРБИДОМ ВОЛЬФРАМА

Правильность эксплуатации инструментов имеет не меньшее значение, чем качество их изготовления. Многие инструменты повреждаются еще до того, как начать работу по-настоящему. Фрезерующие инструменты с наплавкой карбида вольфрама имеют много общего с режущими инструментами, которыми работают на токарных или других металлорежущих станках, и при их эксплуатации должны выполняться те же основные правила и технологические приемы.

Специалисты по бурению на нефть и газ привыкли работать шарошечными долотами, эффективность которых во многом обеспечивается осе-

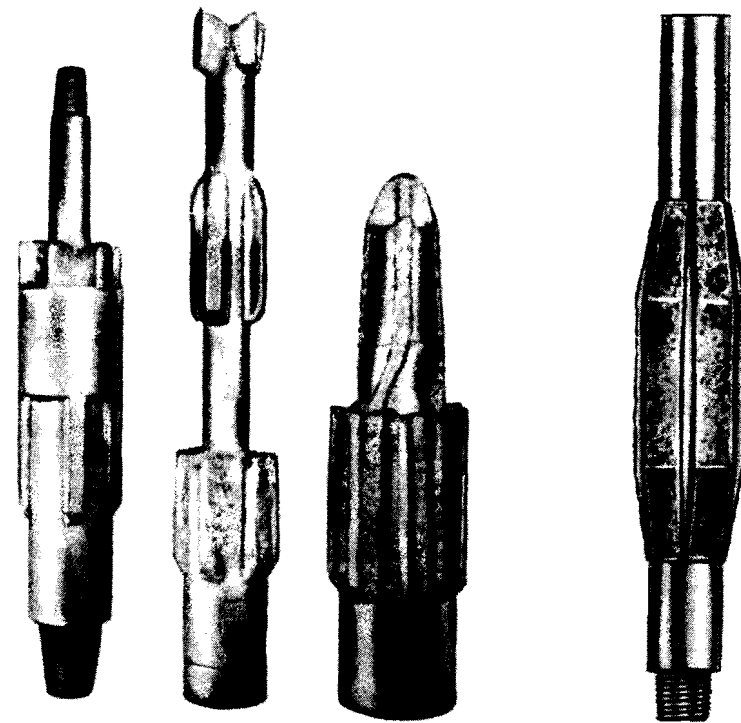


Рис. 40. Фрезеры pilotного типа

Рис. 41. Фрезер обтекаемой формы

вой нагрузкой. Благодаря осевой нагрузке зубья вращающихся шарошек разрушают породу, и ее обломки выносятся из скважины на поверхность потоком промывочной жидкости.

Поскольку фрезеры являются в основном режущими инструментами, подход к ним должен быть такой же, как к металлорежущим инструментам в машиностроении. Надо обеспечить необходимую линейную скорость резания. Фрезер диаметром 101,6 мм должен вращаться с частотой 175 об/мин, а диаметром 304,8 мм — около 60 об/мин. Работа при больших частотах вращения обеспечивает эффект резания, предупреждает дробление, разрушающе действующее на твердосплавные материалы. Включать насосы и начинать промывку надо до того, как фрезер начнет работать.

Образующийся шлам должен удаляться своевременно, иначе его накопление приведет к сальникообразованию и даже закупорке инструмента или затрубного пространства. Чтобы обеспечить вынос шлама, промывочная жидкость должна иметь вязкость 50–80 мПа·с. Инструмент следует нагружать осторожно и в течение получаса надо выбрать оптимальную

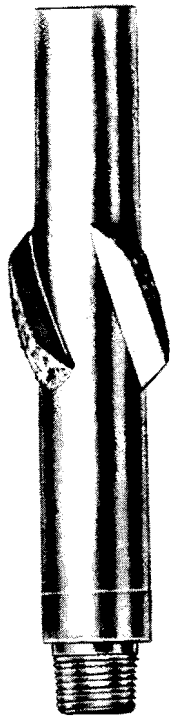


Рис. 42. Лопастной расширитель

скорость его подачи, обеспечивающую эффективный процесс фрезерования. При излишней осевой нагрузке инструмент будет перегреваться, в результате чего наплавка будет содрана целиком вместе с карбидом вольфрама и связующим материалом.

Если нет условий для выноса шлама на поверхность, надо включать в состав колонны гравитационные металлошламоуловители, располагая их непосредственно над фрезером или над УБТ. Иногда можно использовать обратную циркуляцию. В этом случае условия для выноса шлама на поверхность гораздо лучше, так как площадь поперечного сечения внутреннего канала труб меньше, чем площадь сечения затрубного пространства, соответственно и скорость восходящего потока будет больше. Однако надо иметь в виду опасность закупорки промывочных каналов инструмента и труб стальной стружкой и обломками.

В желобной системе после выбросита часто располагают магниты, чтобы улавливать мелкую стальную стружку, прошедшую сквозь сито. Это помогает точнее оценить массу разбуренного металла и препятствует попаданию в насосы абразивного материала.

Изношенную наплавку карбида вольфрама можно восстановить после соответствующей подготовки. Старую наплавку надо тщательно очистить, промыть и убедиться, что сцепление с металлом инструмента хорошее. После этого восстанавливают наплавку, соблюдая все правила, обязательные для первоначальной наплавки.

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ СО СПУСКОМ В СКВАЖИНУ ИНСТРУМЕНТОВ НА КАБЕЛЕ ИЛИ НА КАНАТЕ

Работы по извлечению из скважины кабеля или каната и инструментов, спущенных на нем, могут оказаться очень сложными. Здесь надо учитывать, на чем спускали инструменты: на канате или на кабеле, оборван этот канат или нет. Если кабель не оборван, то лучше не пытаться освободить его за счет дополнительного натяжения. В лучшем случае произойдет обрыв над инструментами (или приборами), находящимися в скважине, что грозит потерей дорогостоящих инструментов. А если в числе инструментов окажется радиоактивный источник, то ситуация может стать очень серьезной.

Для ликвидации такой аварии можно воспользоваться одним из двух методов, связанных со спуском в скважину колонны труб. Первый метод — спуск труб "поверх" кабеля, а второй — спуск на трубах овершота с боковым окном.

МЕТОД СПУСКА ТРУБ "ПОВЕРХ" КАБЕЛЯ

Спуск труб "поверх" кабеля — наиболее безопасный метод, обеспечивающий высокий коэффициент вероятности успеха. Его рекомендуют применять в глубоких необсаженных скважинах, а также при ликвидации прихватов радиоактивных инструментов. К недостаткам метода следует отнести необходимость разрезания кабеля и большие затраты времени на спуско-подъемные работы.

Для ведения работ по этому методу необходим специальный набор инструментов (рис. 43), который практически больше нигде не применяется. В этот набор входят бурильная труба 1, зажим 8 для кабеля с Т-образной подвеской, две кабельные головки 4, цилиндрический груз 5 и овершоты: спускаемый в скважину 2 и для работы на поверхности 6, а также плита с прорезью и переводник 7 (с проточкой) под эту прорезь и копьеобразной головкой для захвата овершотом.

Кабель 10, идущий к прихваченному инструменту, слегка натягивают (10 кН) и на него крепят зажим 8 на уровне колонной головки или стола ротора 9, после чего кабелю дают слаbinу, подвесив его на зажиме. Затем кабель разрезают над зажимом на удобном для работы расстоянии. При этом надо иметь в виду, что в наклонных скважинах протяженность кабеля от прихваченного инструмента до устья увеличится, когда кабель окажется в трубах, спущенных в скважину. Полученную при разрезе нижнюю часть кабеля оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют переводник с проточкой и копьеобразной головкой. Конец верхней части кабеля 3 (полученной при разрезе) пропускают через ролик на кронблоке и оборудуют кабельной головкой, к которой присоединяют цилиндрический груз 5 с овершотом 6.

Порядок спуска труб показан на рис. 44. На первую спускаемую в скважину свечу труб 1 наворачивают снизу овершот 2, предназначенный для захвата оставленного в скважине инструмента. Конец верхней части кабеля поднимают до верхнего торца свечи, где верховой рабочий опускает овершот с грузом внутрь свечи. По внутреннему каналу свечи овершот 4 с грузом опускается до пола буровой, где один из помощников бурильщика соединяет его с копьеобразной головкой переводника нижней кабельной головки. Натягивают кабель лебедкой каротажного подъемника и снимают зажим с подвеской. Спускают свечу бурильных труб и сажают ее на стол ротора 6.

На проточку переводника 5 нижней кабельной головки надевают прорезью опорную плиту 3, дают слаbinу кабелю, и плита садится на

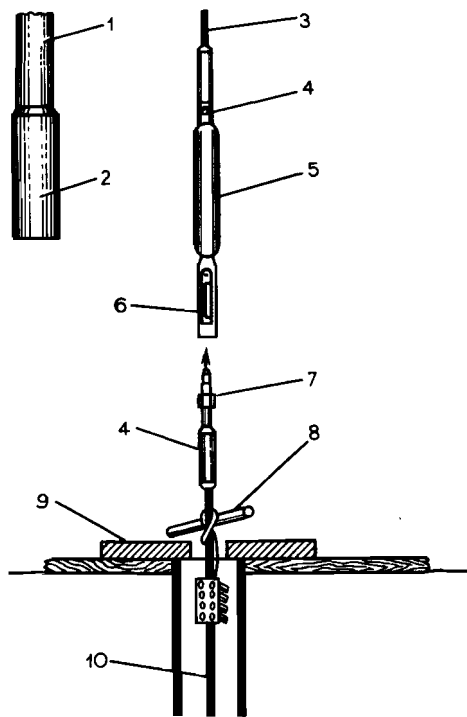


Рис. 43. Набор инструментов для спуска труб "поверх" кабеля

верхний торец свечи. Снимают овершот с головки переводника и приступают к спуску следующей свечи, повторяя описанные операции.

Перед навинчиванием овершота на нижнюю свечу необходимо убедиться, что внутренний канал овершота позволяет достигнуть той части прихваченного инструмента, за которую планируется осуществить захват. Следует также обратить внимание на нижний торец овершота или направляющей воронки. Здесь не должно быть острых кромок, которые могут перерезать кабель в местах перегиба ствола скважины или при посадке на уступ.

Когда трубы будут спущены до прихваченного инструмента, необходимо проверить, удалось ли захватить его овершотом. Первая проверка осуществляется путем небольшого натяжения труб. Кабель при этом должен дать слабину. Вторая проверка осуществляется при промывке, так как наличие инструмента в овершоте будет отмечено повышением давления на выкиде насосов. Чтобы обеспечить возможность промывки скважины, на верхнюю свечу навинчивают переводник со специальным карманом, в который можно "спрятать" нижнюю кабельную головку с переводником. После этого на трубы навинчивают ведущую трубу с вертлюгом или промывочную головку.

Убедившись, что овершот надежно захватил прихваченный инструмент, снова крепят зажим на кабеле, снимают кабельную головку, набрасывают кабель на элеватор и буровой лебедкой обрывают кабель в кабельной головке прихваченного инструмента. Освободившийся кабель наматывают на барабан каротажного подъемника, а пойманный инструмент поднимают с бурильными трубами.

Все инструменты (кабельные головки, корпуса и ловильные проточки приборов и инструментов, присоединяемых к кабелю), спускаемые в скважину, должны быть тщательно замерены.

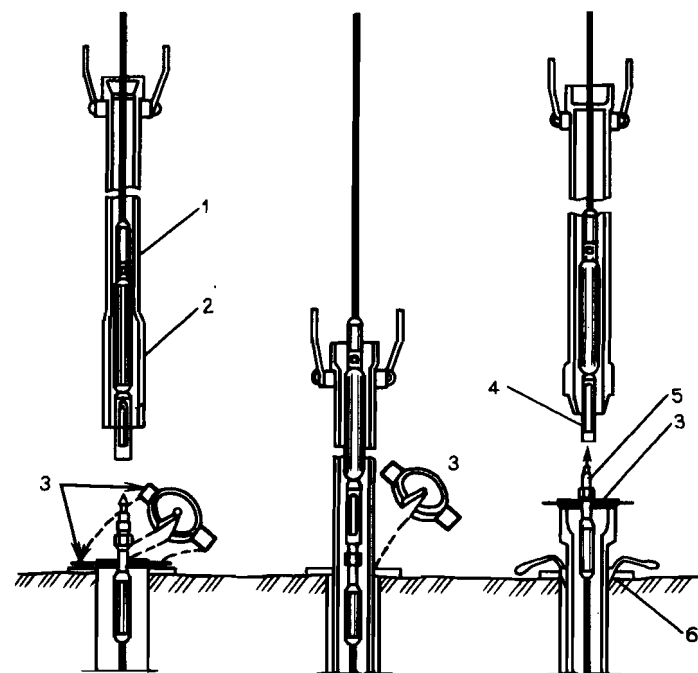


Рис. 44. Схема проведения операций при спуске труб "поверх" кабеля

ОВЕРШОТ С БОКОВЫМ ОКНОМ

Овершот, показанный на рис. 45, имеет боковое окно в корпусе для пропуска кабеля. Нижняя часть окна переходит в продольный разъем, благодаря чему нижнюю часть корпуса 2 можно разобрать на две части и в таком виде надеть овершот на кабель сбоку, заправив кабель внутрь захвата 3 овершота. После этого отсоединенная часть корпуса крепится на прежнее место, и овершот готов к спуску в скважину по кабелю. Спускают его на бурильных или насосно-компрессорных трубах и захватывают прихваченный инструмент за ловильную проточку или за корпус.

Преимущества этого овершота — отсутствие необходимости резать кабель и меньшие затраты времени на спуско-подъемные операции. При заправке кабеля в захват необходимо принять меры, чтобы его не заклинило и не обрезало кромками захвата. Поскольку кабель находится за трубами, надо по возможности избегать проворота труб, чтобы не наматывать на них кабель.

Все глубокие скважины с открытым стволом имеют отклонения от вертикали. Обычно этого достаточно, чтобы кабель при движении вверх прорезал канавки в фильтрационной корке на стенках скважины, благодаря чему значительно возрастают силы трения и даже может произой-

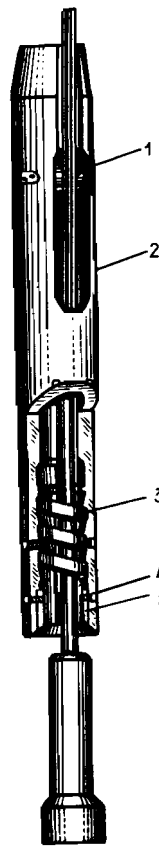


Рис. 45. Овершот с боковым окном:

1 — ролик; 2 — корпус; 3 — захват; 4 — винт ограничительного кольца; 5 — ограничительное кольцо захвата

ти прихват кабеля вследствие перепада давления. Поэтому овершот с боковым окном не применяют для ликвидации аварий в глубоких скважинах с открытым стволом.

ИСТОЧНИКИ РАДИОАКТИВНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

За последние годы в практике геофизических исследований скважин резко возросли объемы применения источников радиоактивного излучения. Попутно увеличилось число служб, контролирующих работу этих источников. Когда источник оказывается прихваченным или его оставили в скважине, выясняется, что многие производственники имеют смутные понятия о действующих правилах на такой случай.

Радиоактивный источник должен быть извлечен из скважины неповрежденным (если проведение работ окажется целесообразным с точки зрения экономики) или может быть захоронен в скважине, если это не создаст угрозу персоналу и оборудованию в будущем.

Если источник извлечь нельзя, геофизическое предприятие должно поставить в известность Законодательную комиссию по ядерной энергии и местные власти. После этого рассматриваются планы работ и принимаются решения, которые следует согласовывать с заинтересованными службами. Если источник остается в непродуктивной скважине, полная информация о нем должна содержаться во всей документации, включая ту, которая находится в ведомстве, выдающем разрешение на бурение. На колонной головке или соответствующем репере, устанавливаемом на устье скважины, должна быть смонтирована металлическая плита с выгравированной информацией об источнике.

Если источник остается ниже продуктивной зоны, то обычного спуска обсадных труб с последующим цементированием бывает достаточно для его надежной изоляции. Большинство капсул с радиоактивными источниками имеют корпус, способный противостоять коррозии и эрозии в течение многих лет. Наибольшую опасность представляют потоки жидкости или газа, несущие песок или другой абразивный материал. Чтобы получить согласие на захоронение источника в скважине, должно быть представлено веское обоснование отсутствия возможности попадания капсулы в такой поток, а также повреждения ее при забурировании и дальнейшей проходке второго ствола скважины.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОБОРВАННОГО КАБЕЛЯ

Когда кабель обрывается, он попадает в скважину совсем не так, как упала бы веревка или цепь. Чем толще кабель, тем больше его жесткость, и чем меньше диаметр скважины или труб, тем выше останавливается в них кабель при падении. Поскольку оба эти фактора изменяются в довольно широких пределах, трудно рекомендовать какое-либо эмпирическое правило, за исключением необходимости помнить, что кабель всегда может оказаться выше, чем вы ожидаете.

ЕРШИ И ВИЛКИ

Ерш (рис. 46) — наиболее подходящий инструмент для извлечения кабеля. Габариты ерша должны соответствовать диаметру труб или скважины, куда его спускают, а крючки ерша должны заклинивать попавший в них кабель, чтобы вытянуть его в линию при необходимости. Если ерш спускают в трубы, то над ним надо установить фланец или муфту-ограничитель. Зазор между ограничителем и стенкой труб должен быть таким, чтобы кабель не мог оказаться выше ограничителя. Это препятствует погружению ерша слишком глубоко в спутанный кабель и образованию над ершом сальника из кабеля, который может заклинить ловильную колонну.

Всегда надо стараться вести ловильные работы в районе "головы" кабеля. В противном случае кабель может сместиться вниз, масса спутанного кабеля уплотнится и трудно будет внедрить в нее ерш, чтобы зацепить кабель крючками.

Когда ершом зацепить кабель не удастся, обычно спускают двухрожковую вилку (рис. 47). Она позволяет захватить кабель не изнутри, а снаружи. Конструкция вилки должна обеспечивать проход кабеля между рожками и заклинивание его в крючках. После того, как двух- или трехрожковой вилкой удастся несколько разуплотнить массу кабеля и поднять его "голову" выше, снова спускают ерш, так как он считается самым надежным инструментом.

Если ерш спускают под башмак обсадной колонны, то ограничитель над ним не ставят, потому что в расширенной части открытого ствола кабель может оказаться над ограничителем и при подъеме в башмак заклинить, препятствуя дальнейшему подъему.

ЛОВИЛЬНЫЕ КОЛОКОЛА

Если кабель спрессовался в клубок, в который невозможно внедрить ни ерш, ни вилку, то можно попытаться навернуть на этот клубок ловильный колокол (рис. 48). Зазор между колоколом и стенками скважины должен быть минимальным. Также минимальной должна быть толщина стенки колокола у его нижнего торца. Захваченный колоколом кабель вытягивают в линию, перемещая вверх положение "головы" кабеля.



Рис. 46. Схема работы ершом с ограничителем



Рис. 47. Двухроговая вилка



Рис. 48. Ловильный колокол

Необходимо постоянно следить за количеством извлеченного кабеля. Поскольку он обычно спутан, часть оплетки создана и первоначальная длина его изменилась, остается единственный способ оценить его количество — это взвешивание. Зная массу единицы длины кабеля, можно определить длину извлеченной части, а отсюда — длину оставшейся в скважине части кабеля.

Когда в скважине остается сравнительно короткий (до 30 м) обрывок кабеля над прихваченным прибором или инструментом, то кабель обычно не спутывается, а располагается по прямой вдоль скважины. В этом случае можно попытаться накрыть его овершотом и пропустить в ловильную колонну, а овершотом захватить прихваченный инструмент и извлечь его вместе с кабелем. Во внутреннем канале овершота, удлинителя и труб над овершотом не должно быть сужений и уступов. Овершот спускают медленно с проворотом. Извлечение короткого куска вместе с инструментом намного дешевле работ по извлечению кабеля.

ОТРЕЗАНИЕ КАНАТА ИЛИ КАБЕЛЯ В СКВАЖИНЕ

Когда в скважине прихватывает инструмент, спускаемый на канате, обычно рекомендуют отрезать канат как можно ниже, поднять его и приступить к извлечению инструмента с помощью колонны труб. Такие рекомендации иногда целесообразны и в случаях прихвата инструментов, спускаемых на кабеле, если прихват произошел в обсаженной скважине.

На ранних стадиях развития канатно-кабельной техники устройство для отрезания спускалось по прихваченному канату при помощи еще одного каната, который тоже часто оказывался прихваченным, в результате чего ситуация осложнилась. С появлением взрывных перерезывающих устройств старый метод почти забыт.

В настоящее время наиболее распространенное режущее устройство для каната и кабеля (рис. 49) — это инструмент цилиндрической формы, габариты которого позволяют спускать его в НКТ наружным диаметром 50,8 мм, для перерезания каната диаметром 14,3 мм. По специальному заказу может быть поставлен инструмент меньших размеров.

Заправив канат в направляющую втулку инструмента, его опускают в скважину, и он скользит вниз вдоль каната под действием собственного веса. После того, как он достигнет места прихвата, сверху по канату сбрасывают груз. От удара груза в корпусе канаторезки срабатывает миниатюрное взрывное устройство, которое толкает клин, скользящий по тыльной поверхности режущего элемента. Режущий элемент выдвигается внутрь направляющей втулки и перерезает находящийся там канат (рис. 50).

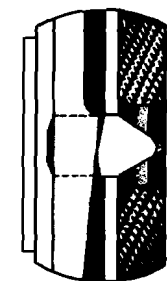
В трубах небольшого диаметра применяют канаторезки с ловильной проточкой наверху. Такую же проточку имеет сбрасываемый груз. И труборезку, и груз извлекают овершотом, спускаемым на мерной проволоке. В канаторезках, спускаемых в трубы диаметром 73 мм и больше, предусмотрен канатный зажим, который приводится в действие тем же клином, от которого срабатывает режущий элемент. Канат зажимается в направляющей втулке над местом разреза, и при его подъеме из скважины извлекается канаторезка и груз.

Чтобы канаторезка опустилась по канату как можно ниже, рекомендуется расхаживать прихваченный канат, натягивая его и опуская на 1,5–2 м с режимом торможением. Это иногда помогает канаторезке прео-



Рис. 49. Канаторезка для труб диаметром 73 мм и более

Рис. 50. Схема действия канаторезки



долеть некоторые препятствия. Однако она может остановиться на утолщениях, образованных при сращиваниях или при креплении меток на канате, а также в смятых трубах. Точную глубину отрезания каната или кабеля можно узнать только после подъема отрезанного конца.

Выпускаются также канаторезки с подачей сигнала взрывному устройству от электронного таймера. Их применяют в скважинах, где интенсивно оседающие твердые частицы покрывают верхний торец инструмента и, амортизируя удар падающего груза, препятствуют срабатыванию взрывного устройства. Спускают их также в наклонные скважины, где невозможно обеспечить необходимую скорость падения груза.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ

Погружные электронасосы (табл. 4) применяют там, где штанговые или гидропоршневые насосы не обеспечивают необходимый дебит скважины. В комплект насоса обычно входит электродвигатель, собственно насос и устройство для сепарации газа. Для подачи электроэнергии с поверхности спускают трехфазный кабель, который обычно крепят снаружи к насосно-компрессорным трубам с помощью поясков из нержавеющей стали.

Поскольку зазор между корпусом насоса и стенками скважины чаще всего бывает небольшим, то даже незначительное количество осевшего песка, окарины или солей, скопившееся в этом зазоре, может привести к прихвату.

При освобождении прихваченных погружных электронасосов следует быть особенно осторожным, так как трубы и кабель порознь извлечь невозможно, а сам кабель в отличие от каната или геофизического кабеля очень тяжелый и обладает большой гибкостью. При обрыве он падает и образует такой спрессованный клубок, что зацепить его ершом или другим инструментом невозможно, не порвав на куски. На рис. 51 видно, как может спрессоваться кабель в обсадной колонке, если НКТ извлечь из скважины отдельно от него.

В случае прихвата насоса или НКТ определяют кровлю зоны прихвата и отсоединяют трубы над ней с помощью химической торпеды-трубо-



Рис. 51. Кабель погружного электронасоса, спрессованный в обсадной колонне

резки. Чтобы избежать повреждения оборудования обратным потоком жидкости при остановке двигателя, над насосом обычно устанавливают обратный клапан. Прихватометр и труборезку ниже клапана спускать нельзя, поэтому рекомендуется располагать клапан как можно ниже.

Следует подчеркнуть, что резать трубы надо только химическим способом, так как при этом в месте разреза образуются острые кромки, которые потом используются для перерезания кабеля.

Отрезанные НКТ приподнимают на 0,4–0,6 м, чтобы натянуть кабель в зазоре между кромками разрезанной трубы. Затем на насосных штангах или трубах малого диаметра спускают в НКТ геофизический инструмент с грузом и механическим ясом (рис. 52). Инструмент имеет подпружиненный рычаг, который может выдвигаться из корпуса вбок. Когда инструмент оказывается против зазора в разрезанной трубе, рычаг выдвигается за пределы трубы и, вращая штанги или трубы малого диаметра, можно захватить рычагом кабель. После нескольких ударов ясом вверх кабель оказывается обрезанным об острую кромку трубы, о чем свидетельствует свободное вращение колонны штанг. Затем поднимают геофизический инструмент и НКТ с кабелем.

Рис. 52. Геофизический инструмент с грузом и механическим ясом для захвата и обрезания кабеля

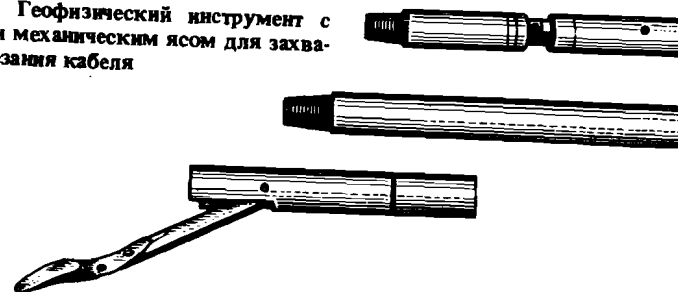


Таблица 4

Техническая характеристика погружных электронасосов

Наружный диаметр, мм		Максимальная эффективная мощность на валу насоса, кВт	Максимальная подача насоса, м ³ /сут
обсадной колонны	максимальный насоса		
114,3	85,7	93,2	302
139,7	101,6	186,4	716
177,8	130,2	357,9	1430

Оставшиеся в скважине насос и небольшое количество НКТ и кабеля извлекают с помощью овершота или труболовки после отбивки ясом. Некоторые насосы имеют в верхней части непрочные фланцы, поэтому при их отбивке ясом надо наносить только легкие удары вверх и вниз, пока насос не начнет двигаться. После этого осторожно расхаживают насос до полного освобождения.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ИЗ СКВАЖИН ПРИХВАЧЕННЫХ ПАКЕРОВ

К ловильным работам, проводимым при извлечении прихваченных пакеров, применимо общее правило аварийных работ: надо иметь как можно больше информации об оборудовании, находящемся в скважине. Если известен шифр пакера и фирма-изготовитель, можно получить исчерпывающую информацию о габаритах, типе пакера, методе пакеровки и снятия, размерах. Во многих случаях очень полезно доставить на скважину точно такой же пакер. Это особенно помогает ловильным работам, когда планируется часть оборудования оставить в скважине. Желательно сохранять старые каталоги, так как фирмы-изготовители часто меняют конструкции и названия, устраивают распродажи и прекращают деловую деятельность.

Пакеры делятся на две основные категории – съемные и несъемные. Съемные пакеры различаются по способу пакеровки: при посадке, натяжении и вращении колонны труб, на которых спускают пакер. Некоторые пакеры имеют гидравлическое якорное устройство над уплотняющим узлом, и не требуется никакой нагрузки со стороны труб. Другие пакеруются за счет изменения давления, а для снятия их необходимо вращение ротором и создание нагрузки для срезания стопорящих шпилек или колец.

По сравнению со съемными пакерами устройство несъемных гораздо проще. Они состоят из уплотняющего узла и якорных механизмов для удержания пакера от перемещений вверх или вниз (обычно эти механизмы располагают по одному над пакером и под ним). Эта схема может видоизменяться за счет длины уплотняющих элементов или включения добавочных узлов, таких как взрывное устройство под пакером.

СЪЕМНЫЕ ПАКЕРЫ

После определения типа пакера, находящегося в скважине, принимают меры для его извлечения или, если есть необходимость, для соединения с ним. Трубы, на которых спущен пакер, расхаживают с целью убедиться, что они не прихвачены и что силы трения не помещают ведению работ. Если пакер снимается за счет вращения, нужно передать вращающий момент вниз. Для этого на трубах делается метка против уровня стола ротора, трубы закручивают вправо и расхаживают. Это способ-

ствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны.

Надо измерить удлинение колонны при ее натяжении и приблизительно определить глубину кровли зоны прихвата. Желательно получить более точную информацию за счет спуска прихватомера. Если клинья якорей не удастся вывести из зацепления с обсадной колонной, иногда оказывается эффективным взрыв шнуровой торпеды в корпусе пакера.

Если позволяет геологический разрез, можно создать дополнительное давление под пакером, действие которого будет способствовать извлечению пакера. Можно сделать отверстие в НКТ непосредственно над пакером, чтобы промыть скважину, если в затрубном пространстве накопилось много твердой фазы, выпавшей из жидкости, заполняющей скважину. Если пакер имеет якорный механизм с гидроприводом, можно увеличить давление в затрубном пространстве, чтобы попытаться перевести механизм из рабочего в транспортное положение.

Если прихвачен съемный пакер, часто очень эффективно отбивание ясами. Колонна труб над пакером отвинчивается или отрезается, после чего спускают ловильную колонну с ясами, и работы ведут как описано выше.

Для извлечения пакеров применяют также обуривание и, в случае необходимости, фрезерование. К оборудованию приходится прибегать, когда часть труб над пакером прихвачена осевшей из жидкости твердой фазой. Если длина прихваченных труб небольшая и можно провести обуривание в один прием, то в компоновку низа обурочной колонны можно включить овершот с ловителем типа защелки или собачки, который может захватить обуриваемую трубу под муфту, как это делается при работе наружной труборезкой (см. рис. 29 и 30). Вооружение башмачного фрезера выбирается в зависимости от материала, подлежащего разбуриванию. Для осадка, шлама или цементного камня лучше подходит зубчатый фрезер, а для разбуривания пакера – фрезер с наплавкой карбида вольфрама.

НЕСЪЕМНЫЕ ПАКЕРЫ

Фрезерование и извлечение несъемного пакера – очень распространенная операция. Компоновка низа ловильной колонны включает армированный карбидом вольфрама фрезер, пилотный удлинитель малого диаметра и освобождающуюся внутреннюю труболовку или захватывающее устройство. Следует особо подчеркнуть, что пилотный удлинитель должен быть навинчен и докреплен, после чего резьба фиксируется против отвинчивания шпилькой, винтом или пояском. Дело в том, что удлинитель будет вращаться внутри относительно узкого проходного канала пакера и под воздействием сил трения о стенки может отвинтиться.

При работе в обсадных колоннах небольшого диаметра лучше применять торцовые фрезеры, а не башмачные, которые в таких габаритах не

отличаются прочностью. Да и небольшой зазор между фрезером и обуриваемым пакером приведет к заклиниванию. В колоннах большего диаметра рекомендуется работать башмачными фрезерами с наплавкой карбида вольфрама на внутренней поверхности, обеспечивающей свободный проход обуриваемого пакера внутрь фрезера. Наружная поверхность фрезера должна быть отшлифована, чтобы не повредить обсадные трубы. Башмачный фрезер должен иметь корпус достаточной длины, чтобы в нем разместился весь уплотняющий узел пакера с удлинителями.

Захватывающие устройства могут быть разных конструкций, но в большинстве из них используются байонетный замок и рабочие пружины, обеспечивающие срабатывание механизма устройства. В транспортном положении устройство спускается в канал пакера и после разбуривания верхней части пакера оказывается в более широком канале под пакером. Здесь срабатывает механизм, выдвигающий клинья или другой какой-нибудь захват за пределы канала пакера, и при подъеме ловильной колонны устройство упирается в нижний торец пакера и передает ему усилие, направленное вверх.

После разбуривания фрезером интервала, равного длине якорного узла пакера, прекращают вращение, останавливают насосы и натягивают ловильную колонну. Часто этого бывает достаточно, чтобы освободить пакер и поднять его из скважины.

Если под пакером устанавливается взрывное устройство, скользящие муфты и другое оборудование, то между пакером и этим оборудованием размещают патрубок, внутренний диаметр которого больше, чем диаметр канала пакера. Патрубок должен быть вдвое длиннее пакера, чтобы в нем могли разместиться пилотный удлинитель и захватывающее устройство, если придется разбуривать пакер целиком. Если патрубок слишком короткий, то не исключена возможность потери пакера при подъеме из-за отключения захватывающего устройства.

При отсутствии патрубка под пакером в компоновку обурочной колонны над башмачным фрезером включают внутреннюю труболочку с байонетным замком и захватом, рассчитанным на заклинивание в канале пакера. Захват труболочки может быть зафиксирован в рабочем положении срезной шпилькой из бронзы. Ни в каких других случаях захват труболочки не следует фиксировать в рабочем положении.

При разбуривании пакеров необходимо соблюдать требования к работе инструментом, армированным карбидом вольфрама. Если при разбуривании пакер или часть его начнет проворачиваться, скорость бурения резко падает. В таком случае надо остановить насосы и немного побурить без промывки. Можно также, приподнимая и опуская ловильную колонну, несколько раз ударить фрезером по пакеру, чтобы заклинить его в неподвижном положении.

АВАРИИ С ГИБКИМИ ТРУБАМИ

Аварии с гибкими трубами во многом похожи на аварии с кабелем и не уступают им в сложности. Гибкие трубы обычно обрываются вследствие чрезмерных растягивающих нагрузок. При обрыве они стремятся восстановить первоначальные размеры и, падая в скважину, образуют спираль. Кроме того, в месте разрыва труб образуется "шейка текучести" длиной до 100 мм. Если гибкие трубы ловить стандартным овершотом, который требует создания некоторой осевой нагрузки, чтобы "голова" трубы преодолела сопротивление в захвате, изгиб труб еще больше увеличивается и авария может осложниться.

Овершот непрерывного действия был спроектирован специально для извлечения гибких труб (рис. 53). У него длинный корпус 2, и он спускается на трубах, которые вписываются в поперечное сечение НКТ и имеют достаточно большой внутренний диаметр, чтобы внутри их поместились гибкие трубы. Клинья или захваты 5 овершотов непрерывного действия разрезные и не оказывают значительного сопротивления входящим в овершот трубам, которые к тому же центрируются направляющими пружинами 4. Когда ловильную колонну приподнимают, направляющие пружины 4 отжимают клинья или захваты 5 в нижнюю суженную часть корпуса и заклинивают вошедшие в овершот трубы. Через такой овершот можно иногда пропустить сотни метров гибких труб. При натяжении они распрямляются и это облегчает их заход в овершот. При большом натяжении они либо обрываются в новом месте, либо их удается поднять целиком из скважины.

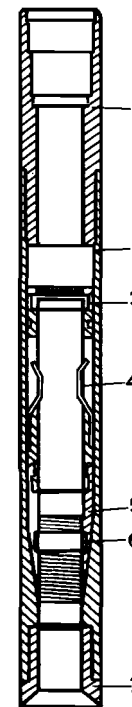
Когда гибкие трубы оборваны в обсадной колонне, надо спускать ловильный инструмент типа "мышцеловки" (см. рис. 33). С его помощью их можно вытянуть, чтобы несколько распрямить или даже извлечь из скважины.

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В КАВЕРНАХ

В скважинах с открытым стволом "голова" оборванных труб часто уходит в каверну. Обычная ловильная колонна с овершотом может пройти мимо "головы" труб и коснуться их гораздо ниже. В этом случае при вращении колонны направляющая воронка овершота слегка подклинивает, потом срывается. Может оказаться, что соединиться с оборванными трубами спущенной компоновкой не удастся.

Рис. 53. Овершот непрерывного действия:

1 — верхний переводник; 2 — корпус; 3 — пакер; 4 — направляющая пружина; 5 — захват; 6 — пружина захвата; 7 — направляющая воронка



КРИВАЯ ТРУБА

Труба, слегка изогнутая вблизи ниппеля и включенная в компоновку ловильной колонны непосредственно над овершотом, отводит инструмент под углом в сторону и иногда позволяет соединиться с ушедшей в каверну "головой" труб. Это самый простой и доступный способ. Некоторые специалисты используют переводник с боковым соплом. При прокачке жидкости из сопла выбрасывается струя, отжимающая переводник к противоположной стенке скважины. Этот способ не везде можно применять, так как струя размывает не только фильтрационную корку на стенке скважины, но и стенку.

Изготавливают специальные переводники, оси резб которых наклонены друг к другу под определенным углом. Их называют кривыми переводниками, забурочными переводниками, переводниками со смещенными осями. Их можно применить вместо кривой трубы. Если использование кривой трубы не дает эффекта, можно заменить направляющую воронку овершота специальной направляющей воронкой с отводным крючком (рис. 54). Эту воронку сажают на оставленную в скважине трубу ниже "головы", находящейся в каверне. Вращая ловильную ко-

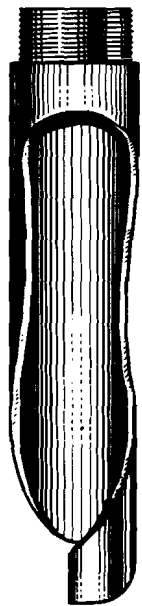


Рис. 54. Направляющая воронка с отводным крючком

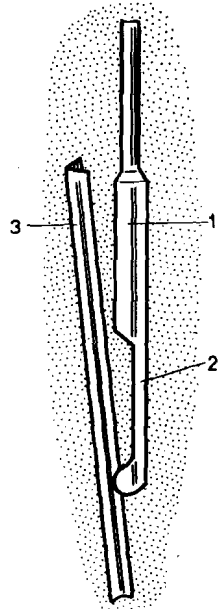


Рис. 55. Схема работы отводным крючком:

1 — овершот; 2 — отводной крючок;
3 — голова трубы, отклонившаяся от оси скважины

лонну, захватывают крючком эту трубу и начинают медленно поднимать ловильную колонну не уменьшая момента кручения. При этом "голова" трубы выходит из каверны и оказывается в продольной прорези воронки. Подъем ловильной колонны останавливают и, спуская вниз, накрывают овершотом "голову" трубы. Схема работы отводным крючком показана на рис. 55.

При работе направляющей воронкой с отводным крючком надо помнить, что на крючок действуют большие нагрузки, и перегружать его нельзя ни крутящим моментом, ни продольными усилиями, так как он может сломаться и осложнить аварию.

ШАРНИРНОЕ СОЕДИНЕНИЕ

Если описанными выше инструментами не удастся накрыть "голову" оборванных труб, то в компоновку ловильной колонны можно включить шарнирное соединение, поместив его непосредственно над овершотом с отводным крючком. Это соединение действует по принципу плоского шарнира, т.е. отклоняется от вертикали только в одной плоскости. Компоновку, состоящую из воронки с отводным крючком 3, овершота 2 и шарнирного соединения 1 (рис. 56), собирают на мостках так, чтобы при отклонении от вертикали и вращении вправо воронка была ориентирована прорезью вперед. Для изменения ориентации воронки предусмотрен набор регулировочных прокладок.

После спуска на нужную глубину включают насос и начинают промывку скважины. За счет перепада давления в пробке с проходным каналом уменьшенного сечения стрела шарнира вместе с овершотом отклоняется от вертикали под углом $7^{\circ}30'$ (рис. 57). Не останавливая насос, начинают проворачивать ловильную колонну, стараясь зацепить отводным крючком трубы в каверне. Пробку с каналом уменьшенного сечения можно спускать вместе с шарнирным соединением или продавить промывочной жидкостью после спуска компоновки до нужной глубины.

Шарнирное соединение — это непрочный инструмент, который не рассчитан на сильные удары яса, поэтому, если после соединения с трубами выясняется, что они прихвачены, пробку извлекают овершотом малого диаметра, спущенным на мерной проволоке. Затем спускают прихватомер и соответствующую торпеду для отсоединения свободной части труб в интервале, где диаметр скважины близок к номинальному. Отсоединенные трубы поднимают, а в скважину спускают ловильную колонну с ясами и без шарнирного соединения.

Включая патрубки различной длины между шарнирным соединением и овершотом, можно получить значительные амплитуды отклонения от оси скважины. Это устройство применялось для ловильных работ в больших кавернах, образованных в результате взрывов нитроглицериновых зарядов в старых скважинах.

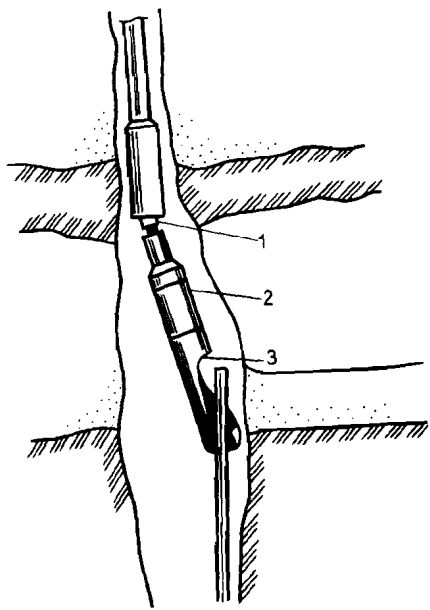


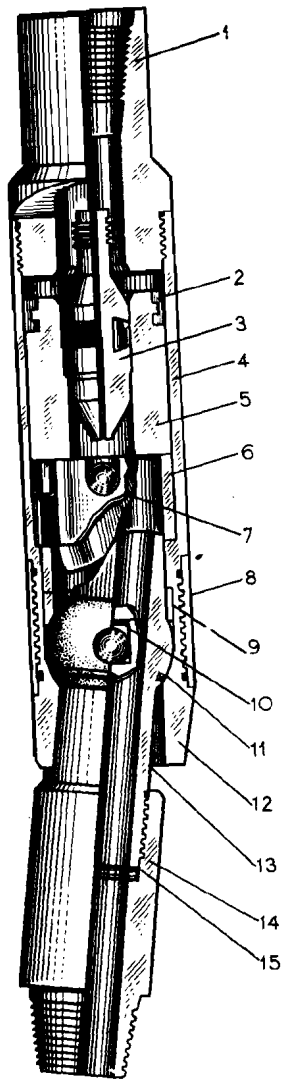
Рис. 56. Схема работы шарнирным соединением с отводным крючком

Рис. 57. Шарнирное соединение:

1 — верхний переводник; 2 — уплотнение; 3 — пробка с каналом уменьшенного сечения; 4 — кожух; 5 — поршень; 6 — втулка регулируемого рычага; 7 — регулируемый рычаг; 8 — соединительная муфта; 9 — замковое кольцо; 10 — ось шарнира; 11 — уплотнительное кольцо; 12 — корпус шарнира; 13 — стрела шарнира; 14 — нижний переводник; 15 — прокладки

ИНДУКЦИОННЫЙ КАРТАЖ

Метод индукционного каротажа основан на измерении электропроводности пород и не требует непосредственного контакта электродов с буровым раствором. Поэтому индукционный картаж дает возможность проводить исследования в пустых скважинах, а также в скважинах, запол-



ненных жидкостями-диэлектриками (раствором на нефтяной основе, пресными растворами и т.д.).

Таким методом определяют местоположение "головы" труб, ушедших в каверну, когда это не удается сделать при помощи ловильных инструментов, что особенно характерно для необсаженных скважин с большими кавернами, в которых бурильные трубы при падении или сжатии вдоль продольной оси проседают и очень трудно вычислить, на какой глубине находится их "голова".

ЗАБУРИВАНИЕ НОВОГО СТВОЛА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИИ

Иногда по причинам технического и экономического характера забуривание нового ствола в аварийной скважине становится более выгодным, чем ведение ловильных работ. В некоторых районах забуривание нового ствола в необсаженных скважинах стало весьма обычной операцией. Накопленный опыт показывает, что стоимость работ при бурении нового ствола в среднем меньше, чем при ловильных работах, а искривление ствола существенно не влияет на условия эксплуатации скважин.

Хотя забуривание нового ствола сквозь обсадную колонну и не получило широкого распространения, его обычно используют, когда ловильные работы становятся нецелесообразными или когда хотят пробурить наклонно направленную скважину в новую зону из ствола старой скважины.

Устанавливать уипсток и прорезать окно в обсадных трубах надо в интервале хорошего сцепления цементного кольца с колонной, для чего необходимо провести цементометрию в предлагаемом интервале зарезки нового ствола. При плохом сцеплении с цементным камнем обсадная колонна в процессе прорезания окна будет смещаться, ухудшая условия работы. Если в намеченном интервале сцепление колонны с цементным камнем плохое, следует прострелять колонну и провести повторное цементирование под давлением. Можно также выбрать для забуривания интервал с хорошим сцеплением, если это не нарушит общий план работ и бурение с этой глубины не приведет к техническим трудностям.

Уипстоки для обсаженных скважин применяют давно, и существуют различные способы их фиксации. Используются разнообразные спусковые механизмы для закрепления клиньев в проточках муфтовых соединений обсадных колонн, а также крепление уипстоков цементными пробками. В последнее время распространен метод посадки уипстока в специальную прорезь несъемного пакера (рис. 58).

Рис. 58. Схема посадки уипстока в прорезь несъемного пакера. Вверху изображен забурочный фрезер с коническим хвостовиком



Пакер, спускаемый на бурильных или насосно-компрессорных трубах, можно при пакеровке сориентировать так, чтобы прорезать окно в нужном направлении. После пакеровки проверяют ориентацию и на основе этого подгоняют соответствующие проточки на хвостовике уипстока, которым он сочленяется с прорезью пакера. Уипсток спускают на бурильных трубах. Между трубами и уипстоком помещают фрезер для прорезания окна в обсадных трубах. Фрезер имеет небольшой конический пилотный хвостовик, к которому на хвостовом помещают фрезер для прорезания окна в обсадных трубах. Фрезер имеет небольшой конический пилотный хвостовик, к которому на хвостовом помещают фрезер для прорезания окна в обсадных трубах. После посадки уипстока в прорезь пакера шпильку срезают при осевой нагрузке 45–70 кН и хвостовик, упирающийся в наклонную плоскость уипстока, отжимает фрезер к стенке обсадной колонны. Включают насос и при вращении бурильной колонны начинают резать окно.

Фрезер не может уйти далеко в сторону, так как его удерживает находящийся внутри колонны хвостовик, поэтому окно получается продолговатым. Забурочные фрезеры армируют как карбидом вольфрама, так и алмазными материалами. Многие специалисты считают, что компоновка низа колонны с забурочным фрезером должна быть достаточно гибкой, чтобы копировать профиль уипстока, поэтому они не включают в нее УБТ. На этом первая стадия забуривания нового ствола сквазь обсадную колонну заканчивается, и фрезер извлекают из скважины.

Прорезание окна заканчивают другим фрезером. Нижняя и боковая поверхность этого фрезера армируется карбидом вольфрама или алмазами. Фрезер вогнут снизу, поэтому он движется вдоль плоскости уипстока, не уходя в сторону. Включенная в компоновку низа труба УБТ помогает удерживать фрезер на траектории, приблизительно параллельной наклонной плоскости уипстока. За этот же рейс желательной углубиться в породу, чтобы сформировать начало ствола, уходящего в сторону от старого. При последующих рейсах в компоновку низа колонны часто включают фрезер обтекаемой формы (см. рис. 50), чтобы сгладить неровности и заусенцы в окне, сделав его более удобным для дальнейших работ. Этот фрезер обычно устанавливают на расстоянии 10–20 м от долота.

РАЗДВИЖНЫЕ ФРЕЗЕРЫ

Раздвижные фрезеры применяются для отрезания или разрушения участков обсадных колонн, что бывает необходимо в следующих случаях.

1. Разрушение эксплуатационной колонны в зоне перфорации с целью расширения ствола скважины, формирования гравийного фильтра, или продолжения эксплуатации с открытым забоем.

2. Разрушение обсадной колонны в заданном интервале для забуривания нового ствола скважины. В открытой части скважины с помощью забойного двигателя можно разрушать ствол в любом направлении.

3. Разрушение оборвавшейся трубы промежуточной обсадной колонны.

4. Отрезание труб в скважине с целью выполнения каких-то работ, например, при ликвидации скважины.

5. Разрушение обсадной колонны с целью изоляции одного из горизонтов в продуктивной зоне. Бурение ведется ниже его подошвы и над его кровлей, после чего горизонт цементируют под давлением.

Обычно для разрушения нового ствола разрушают 7,5–9 м обсадной колонны. Такого интервала достаточно для выхода за колонну, а по длине это соответствует расстоянию между муфтовыми соединениями. Чтобы определить местонахождение муфт или соединительных концов, спускают бурильную колонну с небольшим перепадом давления на раздвижном фрезере, в результате чего лопасти фрезера слегка раздвигаются. По внутренней поверхности тела обсадной трубы лопасти скользят без остановок, а попав в резьбовую проточку, приостанавливаются, и сорвавшись с уступа проточки, снова скользят равномерно вниз. Эти остановки отмечаются снижением нагрузки по показаниям индикатора веса на поверхности.

Режущие лопасти фрезера армированы карбидом вольфрама и переводятся из транспортного положения в рабочее и обратно за счет изменения перепада давления. Под действием перепада давления прокачиваемой жидкости поршень фрезера движется внутри его корпуса, приводя в действие механизм, изменяющий угол наклона лопастей к продольной оси инструмента. При вращении бурильной колонны лопасти сначала прорезают обсадную колонну, а потом, выйдя за ее пределы, начинают фрезеровать образовавшийся торец трубы. Чтобы стабилизировать процесс фрезерования и обеспечить необходимую осевую нагрузку, в компоновку колонны включают УБТ. При фрезеровании образуется много металлической стружки, поэтому надо обеспечить соответствующие вязкость и подачу промывочной жидкости для выноса стружки на поверхность. В желобах следует разместить магниты для улавливания мелкой стружки, прошедшей сквозь вибросито.

РЕМОНТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

ЛИКВИДАЦИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ

Причины негерметичности обсадных колонн могут быть разные. К их числу относят разрывы вследствие возникновения чрезмерных внутренних давлений, утечки по резьбе из-за неправильного свинчивания, отверстия, образовавшиеся в результате коррозии или эрозионного воздействия струй из негерметичных НКТ, а также ставшие ненужными или нежелательными перфорационные отверстия.

В зависимости от типа и протяженности зоны негерметичности выбирают метод ремонта обсадной колонны. Прежде всего надо определить

местоположение негерметичности. Обычно для этого используют съемный пакер. С его помощью проводят серию опрессовок колонны, начиная снизу и постепенно поднимаясь вверх до тех пор, пока не будет обнаружена негерметичность.

Самым распространенным методом ликвидации негерметичности обсадных колонн, видимо, следует считать цементирование под давлением. Цементный раствор продавливается сквозь негерметичную часть за колонну и после его схватывания колонну опрессовывают. Иногда надо провести цементирование в несколько ступеней и оставить часть цементного раствора в колонне под давлением до схватывания. После разбухания цементной пробки колонну испытывают на герметичность.

Зона негерметичности может быть перекрыта хвостовиком, "голова" которого располагается над зоной, а башмак может находиться на забое скважины. В комплект устройства для подвески хвостовика может входить пакер, обеспечивающий герметизацию пространства между "головой" хвостовика и обсадной колонной. Для повышения надежности крепи за хвостовиком поднимают цементный раствор до пакера. Хвостовики уменьшают диаметр скважины, что ограничивает применение технологических операций и инструментов в будущем. По этой причине спуск хвостовика может оказаться неприемлемым.

Если место негерметичности расположено неглубоко и спуск хвостовика до забоя нецелесообразен, то может быть спущен укороченный хвостовик — вставка. Верхний и нижний концы такой вставки оборудуются якорными узлами и пакерами, в результате чего пространство между хвостовиком и обсадной колонной оказывается загерметизированным снизу и сверху. Недостаток такого способа ликвидации негерметичности — образование суженной зоны, ниже которой имеется более широкая.

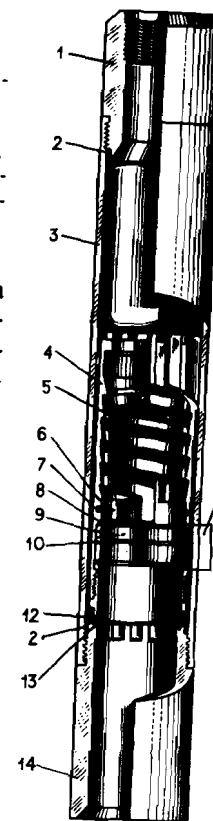
Иногда при наличии соответствующих экономических обоснований обсадную колонну обрезают ниже места негерметичности. Обрезанную часть поднимают, а на ее место спускают новые трубы и соединяют их с оставшимися в скважине при помощи ремонтного овершота.

Эта работа включает следующие операции. Определяют нижнюю границу негерметичности или зоны повреждения обсадных труб, для чего спускают соответствующие инструменты. Затем механической труборезкой (см. рис. 12), спущенной на бурильных или насосно-компрессорных трубах, отрезают обсадную колонну ниже этой зоны. Ремонтный овершот спускают на новых обсадных трубах и соединяют его с оставшимися в скважине трубами по правилам, принятым при работе с овершотом: осторожно накрывают "голову" труб с проворотом вправо. После того как захват вошел в зацепление с трубой и пакер герметизировал пространство между трубой и корпусом овершота, обсадную колонну натягивают до расчетной нагрузки и сажают в подвеску колонной головки.

Ремонтные овершоты бывают различных конструкций. Для уплотнений в основном используют свинец и неопрен. Неопреновые уплотнения

Рис. 59. Ремонтный овершот, позволяющий прокачать цементный раствор за обсадную колонну:

1 — верхний переводник; 2 — уплотнение корпуса; 3 — корпус; 4 — кожух захвата; 5 — захват; 6 — ограничительное кольцо захвата; 7 — винт ограничительного кольца; 8 — торцовое кольцо пакера; 9 — свинцовое уплотнение пакера; 10 — среднее кольцо пакера; 11 — узел пакера; 12 — хвостовик кожуха захвата; 13 — свинцовое уплотнение; 14 — направляющая воронка



рассчитаны на более высокие перепады давления, а свинцовые считают более устойчивыми против коррозии. Различие в конструкциях определяется различными условиями применения ремонтных овершотов. Одна из конструкций, приведенная на рис. 59, позволяет закачать и продавить за трубы цементный раствор, а потом при помощи пакера загерметизировать пространство между корпусом овершота и "головой" нижней секции обсадных труб.

При спуске обсадных колонн в морские скважины с подводным расположением устья устройство для подвески колонны крепится к верхней обсадной трубе и спускается на бурильных трубах для посадки в колонную головку, расположенную глубоко под водой. По пути обсадная колонна может быть прихвачена, и подвесное устройство не дойдет до колонной головки. В этом случае обсадную трубу отрезают ниже устья так, чтобы прихваченную колонну можно было вытянуть вверх на необходимую для подвески длину.

На обсадных трубах спускают ремонтный овершот. Верхнюю трубу, оборудованную подвесным устройством, сажают в колонную головку, а нижний торец овершота при этом должен находиться немного выше "головой" обрезанной трубы. Сквозь верхнюю секцию обсадных труб на бурильной колонне спускают внутреннюю трубуловку, ловят "голову" обрезанной колонны, затаскивают ее в захват овершота и там подвешивают, натянув согласно расчету. При этом пакер овершота обхватывает обрезанную трубу, обеспечивая герметичность колонны. Проворотом бурильной колонны освобождают трубуловку и поднимают ее из скважины.

Применение ремонтного овершота позволяет создать расчетное натяжение колонны и обеспечить постоянство ее внутреннего канала. По наружному диаметру овершоты не намного превосходят обычные муфтовые соединения стандартных обсадных труб. После посадки в колонную головку колонну с ремонтным овершотом опрессовывают для проверки герметичности уплотнения. Если опрессовка прошла успешно, нет оснований полагать, что с годами герметичность соединения ухудшится.

ОТВИНЧИВАНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Если на сравнительно небольшой глубине обсадная колонна сильно корродирована или негерметична, можно отвинтить ее верхнюю поврежденную часть при помощи специальных инструментов и заменить новыми трубами, соединив их с оставшейся в скважине частью специальным метчиком (или колоколом). Этим способом в Восточном Техасе отремонтировано много скважин, обсадные колонны в которых оказались негерметичными на глубинах до 200 м. Если ремонтируемая колонна находится в обсаженной скважине, то область применения способа может быть расширена до глубины 900 м. Однако наибольшее распространение этот способ получил на глубинах до 300 м.

Отвинчивание начинают сверху. С помощью внутренней труبولовки, бурильных труб с левой резьбой и высокомоментного бурового ключа отвинчивают на три оборота влево одну или несколько верхних труб обсадной колонны. Затем труبولовку спускают в следующую трубу и отвинчивают ее тоже на три оборота. При вращении трубы влево ее нижнее резьбовое соединение развинчивается, а верхнее свинчивается с расположенными выше неподвижными трубами. Таким образом отвинчивают по очереди все трубы до намеченной глубины, где полностью отвинчивают всю расположенную выше колонну.

Успех этому методу обеспечивают небольшие потери на трение, так как трубы отвинчивают поодиночке, а благодаря тому, что при отвинчивании нижней резьбы все находящиеся выше резьбы завинчиваются, практически исключается вероятность отвинтить и уронить в скважину какую-нибудь трубу. В компоновку бурильной колонны включают трубы с центраторами, чтобы поддерживать соосность верхней и нижней частей обсадной колонны как при отвинчивании, так и при соединении их между собой.

Повсеместное применение метода сдерживается не только ограничениями по глубине, но и возможностью проявления продуктовых горизонтов в тот период работ, когда верхняя часть обсадной колонны отсутствует или не может быть использована для герметизации устья и глушения скважины. Отвинчивание обсадных труб — один из дешевых методов, не требующих применения дорогостоящих соединителей типа ремонтного овершота.

СТАЛЬНЫЕ ДЕФОРМИРУЕМЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Суть метода заключается в том, что зона негерметичности обсадной колонны перекрывается изнутри, как пластирем, тонкостенной (толщина стенки 2–3 мм) деформируемой трубой, изготовленной из мягкой стали. Трубу сначала подвергают отжигу, потом на ней прокатывают продольные гофры, уменьшая таким образом ее наружный диаметр, и снова отжигают для снятия остаточных напряжений прокатки. Наружный диаметр трубы подбирают с учетом размера и толщины стенки об-

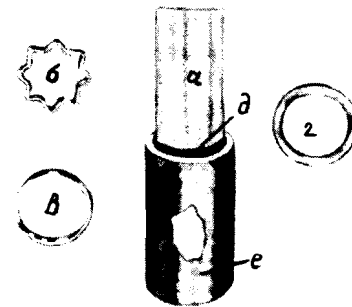
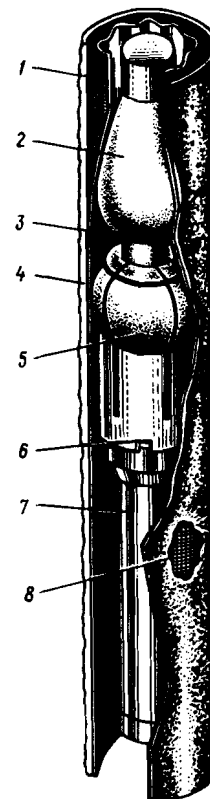


Рис. 60. Схемы подготовки и установки на место стального деформируемого перекрывателя для обсадных колонн:

a — гофрированный перекрыватель с покрытием из стекловолокна; *b* — поперечное сечение перекрывателя после гофрирования, максимальный диаметр описанной окружности 114,3 мм; *в* — поперечное сечение перекрывателя перед гофрированием, наружный диаметр перекрывателя 127 мм; *2* — поперечное сечение обсадной колонны в месте установки перекрывателя, внутренний диаметр колонны до установки перекрывателя 125,73 мм, а после установки перекрывателя 118,11 мм; *d* — перекрыватель, установленный в обсадной колонне и прилегающий после деформации к ее внутренней поверхности; *e* — негерметичная обсадная труба диаметром 139,7 мм с толщиной стенки 6,98 мм

Рис. 61. Схема работы оправки при расправлении гофрированного перекрывателя в обсадной колонне:

1 — гофрированный перекрыватель; *2* — направляющий конус оправки; *3* — расправленный перекрыватель; *4* — обсадная колонна; *5* — шаровая пружинная цапга; *6* — стопор; *7* — автоматический доливной клапан; *8* — место негерметичности



садной колонны в перекрываемом интервале. Это очень важно, так как после деформации перекрыватель должен плотно прилегать к внутренней поверхности обсадной колонны.

Обычно наружная окружность поперечного сечения трубы-перекрывателя на 2% длиннее внутренней окружности поперечного сечения обсадной колонны. Снаружи на перекрыватель наносится слой стекловолокна, который насыщают эпоксидным клеем и который служит уплотняющей прокладкой. На рис. 60 показаны поперечные сечения перекрывателя до гофрирования и после него, когда на перекрыватель уже нанесли стекловолокно, а также участок обсадной колонны с установленным внутри нее перекрывателем.

В комплект инструментов для установки перекрывателя входит гидравлический поршень, который проталкивает двухступенчатую оправку внутри гофрированной трубы-перекрывателя. Перед спуском в скважину слой стекловолокна пропитывается эпоксидным клеем, срок схваты-

вания которого подбирается с учетом продолжительности работ и температурных условий в скважине.

Оправка (рис. 61) состоит из монолитного направляющего конуса и следующей за ним шаровой пружинной цанги. Изготовленный из мягкой стали перекрыватель деформируется, а расправляясь плотно прилегает к внутренней поверхности обсадной колонны. Поскольку первоначальный его размер больше, чем ему позволяет поперечное сечение скважины, то после установки на место перекрыватель оказывается как бы обжатым снаружи обсадной колонной.

СМЯТИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Смятие обсадной колонны может оказаться очень серьезной аварией, так как часто возникают трудности при определении степени и протяженности зоны смятия. Поэтому требуется особая тщательность при подготовке плана аварийных работ и при его реализации.

Прежде всего необходимо по мере возможности уточнить границы зоны смятия. Для этого используют данные прихватамера и замеры, полученные при расхаживании НКТ. После этого спускают на кабеле торпеды-труборезки и обрезают НКТ под зоной смятия и над ней. При этом длина отрезка труб над зоной смятия должна обеспечивать нормальный захват его ловильными инструментами, а находящиеся под зоной смятия трубы не должны мешать проведению работ по выправлению смятой колонны. Обрезанные над зоной смятия НКТ поднимают и в скважину спускают ловильную колонну с овершотом, механическим и гидравлическим ясами, УБТ и интенсификатором для извлечения отрезка труб из зоны смятия.

После подъема НКТ из зоны смятия туда спускают печать, осторожно разгружая колонну труб для получения отпечатка. Для уточнения глубины кровли зоны смятия необходимо сделать контрольный замер труб при подъеме печати. Если смятие распространяется по колонне вверх от места наибольшей деформации, печать будет сжата с боков при посадке в образовавшееся сужение колонны (рис. 62, а). Такой тип смятия — наиболее простой.

Если же место наибольшей деформации приходится на муфтовое соединение и смятие от этого места распространяется вниз (рис. 62, б), то на донной части печати будет отпечаток торца смятой трубы. В таком случае надо помнить, что смятая труба работает как упрек, и все спускаемые в скважину инструменты будут отклоняться ею за пределы колонны. При проведении работ по выправлению колонны следует избегать инструментов с твердосплавными наплавками.

Грушевидные оправки (рис. 63) — это прочные инструменты обтекаемой формы, которые проталкивают внутри смятой трубы и извлекают назад с помощью яса. Обычно на скважину завозят набор оправок различ-

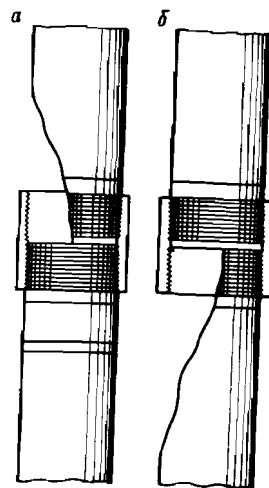


Рис. 62. Схема распространения смятия по колонне



Рис. 63. Грушевидная оправка



Рис. 64. Роликовая оправка

ного диаметра. Их спускают поочередно, начиная с наименьшей. За один рейс проход в зоне смятия расширяют на несколько миллиметров (от 6 мм и более), а последняя оправка бывает на 3–4 мм меньше первоначального внутреннего диаметра колонны в смятом месте.

Над грушевидными оправками прежде устанавливали ролики, вертикальные оси которых были несколько смещены по отношению к оси оправки. Потом появился самостоятельный инструмент, составленный из упрочненных роликов с направляющим конусом (рис. 64). Выправление колонны грушевидными или роликовыми оправками связано с большими нагрузками, и в аварийную колонну всегда следует включать ясы и УБТ, так как инструменты зависают и заклиниваются в зоне смятия.

Прежде чем приступить к откачке жидкости из скважины или другим операциям, способствующим росту избыточного наружного давления, необходимо укрепить выправленную колонну. Для этого можно провести цементирование под давлением или перекрыть зону смятия хвостовиком.

ПРОЧИЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

ИНСТРУМЕНТЫ ТИПА МЫШЕЛОВКИ

К инструментам типа мышеловки относят устройства с подвижными плашками, которые могут захватывать предметы различной конфигурации. Обычно эти инструменты не являются самоосвобождающимися, и это ограничивает область их применения. Однако несомненное преимущество "мышеловок" — их способность захватывать продолговатые предметы переменного сечения, размеры которого могут быть вообще неизвестны. Чаще всего их применяют для извлечения из скважины насосных штанг.

Более крупные разновидности этих инструментов применяют для подъема не только штанг, но и таких объектов, как песчаные якоря, корродированные и смятые трубы, сечение которых меняется по длине и отличается от первоначального. Одним из таких инструментов является "захват Клулоу" (см. рис. 31).

РЕВЕРСИВНЫЕ РЕДУКТОРЫ

Реверсивные редукторы применяют для отвинчивания и подъема труб или инструментов с правой резьбой. Реверсивные редукторы спускают на трубах с правой резьбой и заякоривают в обсадной колонне. Вращение ловильной колонны вправо преобразуется шестеренчатым механизмом редуктора в левостороннее вращение на выходном валу. Поэтому все элементы ловильной колонны ниже редуктора должны иметь левую резьбу.

Планетарный шестеренчатый механизм работает как понижающий редуктор с передаточным числом $i=2$, поэтому вращающий момент на выходном валу вдвое больше, чем на входном. Внутренний канал реверсивных редукторов имеет сравнительно небольшой диаметр, но обычно вполне достаточный для прохода торпеды из детонирующего шнура. Поскольку редукторы должны надежно удерживаться от проворота якорными устройствами, область их применения ограничивается обсаженными скважинами.

МАГНИТЫ ДЛЯ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Часто в циркуляционной системе между виброситом и приемными емкостями насосов устанавливают постоянные магниты длиной 0,6—0,9 м. Таким способом удается вылавливать практически всю стружку металлов, обладающих магнитными свойствами, достаточно мелкую, чтобы пройти сквозь ячейки вибросита. Магниты в циркуляционной системе применяются практически при всех работах, связанных с фрезерованием. Это позволяет не только перекрыть поступление абразивного материала в насосы и в скважину, но и по массе уловленного металла судить о выполненном объеме работ по фрезерованию.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Гидравлические забойные двигатели (рис. 65) эффективно используются при поисках ушедшей в сторону "головы" труб, особенно обсадных. На вал двигателя навинчивают долото или необходимый инструмент, а непосредственно над двигателем располагают кривой переводник или кривую трубу. При медленном вращении бурильной колонны такой компоновкой можно "прощупать" очень большие каверны. Так как долото или навернутый на вал инструмент вращается независимо от бурильной колонны, становится легче попасть внутрь ушедших в сторону труб и вернуть их к центру скважины. Эта же схема может быть с успехом применена при ловильных работах в наклонно направленных скважинах.

ПЕЧАТИ

Печати (рис. 66) дают возможность получить отпечаток поверхности "головы" объекта, подлежащего извлечению или обработке, чтобы составить представление о его размерах и форме, а также выбрать соответствующие инструменты и метод ликвидации аварии. Печати обычно делают из свинца, наплавляя его на корпус с соответствующей насечкой или штырями, чтобы слой свинца не съехал в сторону под действием нагрузок. Печати прежде делали из различных мягких материалов, таких, как гудрон, мыло, дерево. Теперь предпочтение отдается свинцу, так как он довольно термостоек и пластичен. Печати спускают на колоннах различных труб или на тартальном канате с несколькими трубами над печатью, обеспечивающими необходимую нагрузку для получения отпечатка. Работа по интерпретации отпечатка будет значительно облегчена, если сделать слепок с печати из глины или другого мягкого материала.



Рис. 65. Гидравлический забойный двигатель

Рис. 66. Свинцовые печати



ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДОМКРАТЫ

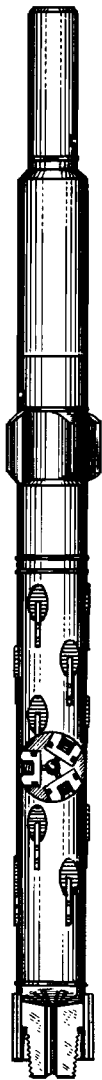


Рис. 67. Верхняя секция гидравлического домкрата

Гидравлические домкраты применяют для освобождения прихваченных хвостовиков, пакеров и другого оборудования без создания нагрузки на ловильную колонну или вышку. Они состоят из трех основных частей:

перепускного клапана для сообщения (или разобщения) инструмента с затрубным пространством или со скважиной (рис. 67);

гидравлического якоря, фиксирующего инструмент неподвижно в обсадной колонне при определенном давлении (рис. 67);

пятицилиндрового гидравлического домкрата, в котором все цилиндры сообщаются между собой и все поршни крепятся к одному штоку.

Домкрат спускается с соответствующим ловильным инструментом и соединяется с "головой" прихваченного объекта. В ловильной колонне закрывают перепускной клапан и создают в ней давление, в результате чего якорь входит в зацепление с обсадной колонной, а пять поршней совместными усилиями толкают шток вверх на длину хода поршней. Наличие пяти цилиндров обеспечивает высокий коэффициент усиления.

Инструмент, предназначенный для работы в 139,7-мм обсадной колонне, имеет коэффициент усиления 45 и при расчетном давлении 35 МПа создает подъемное усилие до 1000 кН. Домкрат для работы в 177,8-мм колонне имеет коэффициент усиления 60 и создает подъемное усилие около 1300 кН.

Домкраты никогда не спускают в необсаженные скважины, так как якорь должен иметь надежную опору. По этой же причине не рекомендуется размещать домкрат вблизи башмака обсадной колонны. Между домкратом и ловильным инструментом следует включить в компоновку колонны механический яс и УБТ, чтобы при необходимости сбить вниз ловильный инструмент. Наличие механического яса позволяет поддерживать постоянную нагрузку на внутреннюю труборезку, которая тоже может быть включена в компоновку, если предусматривается отрезание и извлечение прихваченных труб по частям. Под домкратом могут быть установлены безопасные переводники на случай невозможности освободить ловильный инструмент.

Гидравлические домкраты позволяют создать очень большие

подъемные усилия даже тогда, когда при капитальном ремонте скважины используются трубы невысокой прочности и установки небольшой грузоподъемности.

МЕТЧИКИ И КОЛОКОЛА

У метчиков и колоколов есть одно преимущество: благодаря большой длине нарезанной конической части ими можно соединиться с трубами разного диаметра. Главный недостаток этих инструментов в том, что их обычно нельзя освободить от прихваченных объектов.

Метчики (рис. 68) и колокола (рис. 69) – самонарезающие ловильные инструменты с упрочненной резьбой и обычно с продольными канавками для выхода стружки, образующейся при нарезании резьбы.

Метчиками и колоколами не следует соединяться с трубами и УБТ, которые могут оказаться прихваченными, но они удобны для извлечения небольших кусков колонн НКТ, долот, клубков кабеля или каната и других объектов, для извлечения которых не требуется больших усилий.

Метчики обычно делают с длинной нарезанной частью, сходящей внизу практически на нет, чтобы увеличить диапазон применения инструмента. Однако иногда метчик упирается тонкой частью в какое-нибудь препятствие и не может достаточно плотно войти в отверстие, чтобы нарезать резьбу. В таком случае тонкую часть метчика отрезают газовой горелкой и обрезанный конец заостряют для облегчения захода в отверстие.

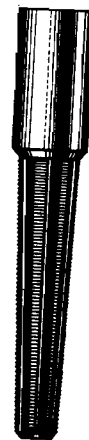


Рис. 68. Ловильный метчик

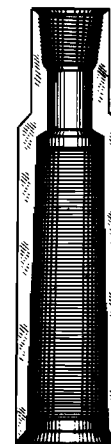


Рис. 69. Ловильный колокол

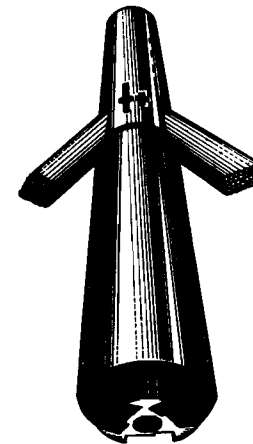


Рис. 70. Универсальная гидравлическая труборезка

В соответствии с действующими правилами при ликвидации морских скважин все обсадные и другие колонны должны быть обрезаны ниже уровня донных осадков. Для этого используют универсальную гидравлическую труборезку (рис. 70). Она состоит из корпуса с раздвижными режущими элементами, поворачивающимися вокруг осей под действием поршня, положение которого внутри корпуса определяется перепадом давления прокачиваемой жидкости.

Под действием ветра, волнения и течений плавучая буровая установка постоянно находится в движении. Чтобы это движение не сказывалось на процессе резания, в состав бурильной колонны над труборезкой включают морской вертлюг (рис. 71), который укрепляют на устье скважины, а также механический яс или компенсатор вертикальных перемещений. Если все колонны не удастся обрезать за один спуск труборезки, то обрезают сначала внутренние колонны, потом поднимают труборезку и устанавливают на ней более длинные режущие элементы. С помощью регулировочных переводников размещают режущие элементы на уровне торцов уже отрезанных колонн и отрезают оставшиеся колонны. Таким способом режут трубы диаметром до 1651 мм.

Для извлечения отрезанных труб применяют морскую трубоволку (рис. 72) со сменными плашками, позволяющими захватывать трубы различного внутреннего диаметра. Для центрирования и стабилизации труборезки в бурильную колонну включают невращающийся стабилизатор, сменные лопасти которого крепятся к втулке, свободно сидящей на валу стабилизатора (рис. 73).

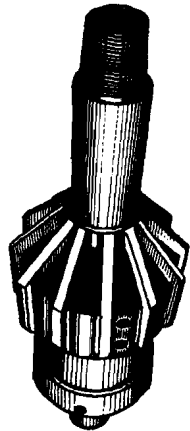


Рис. 71. Морской вертлюг

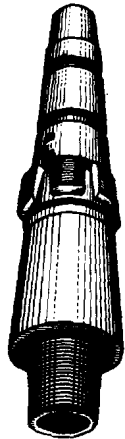


Рис. 72. Морская трубоволка со сменными плашками

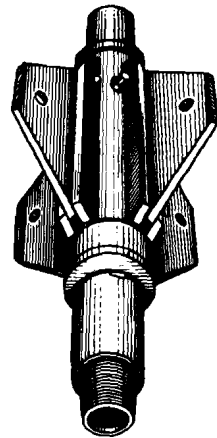


Рис. 73. Невращающийся стабилизатор со сменными лопастями

Adams Neal. How to Control Differential Pipe Sticking. – Petroleum Engineer, Sept., 1977.

Brouse Mike. How to Handle Stuck Pipe and Fishing Problems. – World Oil, Nov., 1982.

Brown Michael C. Fishing: What, Why and How Long. – Drilling Contractor, Jan., 1985.

Fox Fred K. New Pipe Configuration Reduces Wall Sticking. – World Oil, Dec., 1960.

Goins W.S. Better Understanding Prevents Tubular Buckling Problems. – World Oil, Jan., 1980.

Grogan Gene E. How to Free Stuck Drill Pipe. – Oil and Gas Journal, April, 4, 1966.

Harrison C. Glenn. Fishing Decisions Under Incertainty. – Journal Petroleum Technology, Feb., 1982.

Huffstetter U.T. Decide – A Project Planning Tool. – Nov., 12, 1970.

Kemp Gore. Field Results of the Stressed Steel Liner Casing Patch. – Journal of Petroleum Technology, Feb., 1964.

Kemp Gore. Tungsten Carbide – The Material That Made Today's Mills Possible. – Drilling, June 30, 1975.

Krol David A. Additives Cut Differential Pressure Sticking in Drillpipe. – Oil and Gas Journal, June 4, 1984.

Love T.E. Stickiness Factor – A New Way of Looking at Stuck Pipe. IADC/SPE 11383.

McGhee Ed. Gulf Coast Drillers Whip The Wall-Sticking Problem. – Oil and Gas Journal, Feb. 27, 1961.

Mondshine T.C. Drilling–Mud Lubricity. – Oil and Gas Journal, Dec. 7, 1970.

Outmans H.D. Spot Fluid Quickly to Free Differentially Stuck Pipe. – Oil and Gas Journal, July 15, 1974.

Pfeger Kenneth A. Stuck Drill Pipe? Surfactant May Save a Washover Job. – Oil and Gas Journal, March 16, 1964.

Porter E.W. Fishing Is More Art Than Science – Oil and Gas Journal, Sept. 21, 1970.

Sartain B.J. Drillstem Tester Frees Stuck Pipe. – Petroleum Engineer, Oct., 1960.

Shryock S.H. and Slagle K.A. Problems Related to Squeeze Cementing. – Journal of Petroleum Technology, Aug., 1968.

Skeem Marcus R., Friedman, Morton B., and Walker, Bruce H. Drillstring Dynamics During Jar Operation. – Journal of Petroleum Technology, Nov., 1979.

Wood Thomas R. U-Tube Method Frees Stuck Pipe. – Oil and Gas Journal, March 31, 1975.

**ВНИМАНИЮ
СПЕЦИАЛИСТОВ!**

45 коп.

Специальное аварийное оборудование ЗАПСИББУРНИПИ

обеспечит высокую безопасность работ при ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.

Гидротехнические дистанционно управляемые средства предназначены для смены и наведения ПВО при горящем открытом фонтанировании. К ним относятся:

- гидравлический натаскиватель НГ-50-2
- шарнирные гидронатаскиватели типа НШГ
- гидравлический натаскиватель шарового крана НШК и др.

Противовыбросовые технические средства для работы с колонной бурильного инструмента, принудительно спускаемые в скважину:

- шлипсовые трубные захваты "сторожевого" типа, КШ-100, ЗЦ-190
- трубные захваты автоматического действия

Комплекс гидравлических средств принудительного спуска труб на глубину 2400 м. Особенности гидроустановки — новая компоновочная схема и оригинальность конструктивных решений исполнительных механизмов: вместо трех трубных захватов одностороннего действия, традиционно применяемых в отечественной и зарубежной практике, впервые использована схема компоновки с двумя гидрозахватами двустороннего действия, суммарная габаритная высота которых не превышает 800 мм. Это позволило:

- уменьшить в 4 раза габариты и металлоемкость конструкции
- упростить гидравлическую схему управления
- обеспечить надежность процесса спуска колонны труб

Двухэлементная герметизирующая головка со свободно размещаемыми уплотнителями безарматурного типа. Стойкость новых уплотнителей по сравнению с распространенными элементами "Циссон" повысилась более чем в 2 раза.

Шаровой кран КШ-133 предназначен для предотвращения аварий в процессе разбуривания зон с АВПД. Его особенности:

- сборка-разборка и техническое обслуживание на буровой
- ручное управление шаровым затвором при устьевом давлении до 35 МПа без создания противодействия
- значительное снижение абразивного воздействия агрессивной среды за счет надежной герметизации трубного пространства

Гидравлический ключ с регулируемым крутящим моментом от 0 до 15 000 Н·м и рабочим давлением до 10 МПа для свинчивания-развинчивания бурильных и компрессорных труб. Малые габариты и масса 80—100 кг повышают достоинства этой конструкции.

Разработчик: ЗАПСИББУРНИПИ.

625016 г. Тюмень, Тульская, 12.

Научно-организационный отдел. Тел. 29—12—66.

НЕДРА