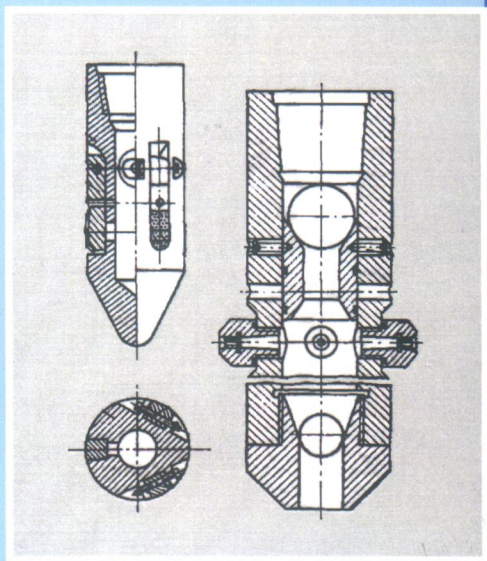


Б.В. Федоров

# ПРОВОДКА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА**

Кафедра «Технология и техника бурения скважин»

Б.В. Федоров

**ПРОВОДКА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ**

Учебное пособие для студентов специальностей 050708  
«Нефтегазовое дело» и 050706 «Геология и разведка  
месторождений полезных ископаемых»  
Рекомендовано Научно-методическим советом  
Университета в качестве учебного пособия

Алматы 2011

УДК 553.8(075.8)  
ББК 33.36 я 73

Ф 34 **Б.В. Федоров.** Проводка скважин в сложных условиях. Учеб. пособие для студентов специальности 050708 «Нефтегазовое дело» очной и заочной формы обучения – Алматы, 2011.

С. 162.

Табл.– 21, Ил. 5. Библиогр. – 24 назв.  
ISBN 978-601-228-298-6

*Работа содержит информацию об основных видах осложнений в процессе сооружения скважин, причинах и профилактике осложнений, а также практикум по решению задач. Приведены расчеты по предупреждению и ликвидации осложнений и индивидуальные задания для студентов. Пособие может быть также использовано студентами специальности 050706 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» при изучении курса «Бурение скважин в сложных условиях».*

УДК 553.8(075.8)  
ББК 33.36 я 73

Рецензент – К.С. Исраилов, доц.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2011 год.

ISBN 978-601-228-298-6

© Б.В. Федоров  
© КазНТУ, 2011 г.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Под осложнением следует понимать затруднение в углублении, вызванное нарушением состояния буровой скважины. Проводка скважин в сложных условиях – наиболее трудоемкой процесс, требующий разработки специальной технологии безаварийного бурения. К наиболее распространенным видам осложнений относятся осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины, поглощение бурового раствора, нефтегазового проявления. В связи с расширением географии работ по освоению нефтегазовых месторождений получили распространения осложнения, связанные с сероводородной агрессией и бурением скважин в условиях многолетнемерзлых пород.

Пособие составлено с учетом современных представлений о причинах осложнений при бурении и их профилактике, изложенных в работах [1, 2, 3, 4].

## 1 ОСЛОЖНЕНИЯ, ВЫЗВАННЫЕ ОСЫПАМИ И ОБВАЛАМИ ПОРОД И СУЖЕНИЕМ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проведенные исследования и накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины (рис.1.1).

**Обвалы (осыпи)** происходят во время прохождения уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или его фильтратом снижается предел прочности этих слоев, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать и набухание за счет проникновения в пласты свободной воды, содержащейся в растворах, что приводит к выпучиванию породы в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению (осыпанию). Характерными признаками обвалов (осыпей) являются: резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихваты бурильной колонны, выделение газа.



Рис. 1.1. Классификация нарушений целостности стенок скважины  
(по Ю.В. Вадецкому)

Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность за счет уменьшения скорости восходящего потока. Из-за опасности поломки бурильных труб следует уменьшать нагрузку на долото, что ведет к снижению механической скорости бурения.

Характер обвала пород в скважине можно оценить по коэффициенту обвалообразования.

$$K_{об} = \mathcal{G}_\phi / \mathcal{G}_m, \quad (1.1)$$

где  $\mathcal{G}_\phi$  – объем ствола скважины с учетом каверн (по кавернограмме);

$\mathcal{G}_m$  – теоретический объем скважины (по диаметру долота).

При  $K_{об} = 1$  породы устойчивые; при  $1 < K_{об} < 3$  – породы могут сохранять временную устойчивость; при  $K > 3$  – породы неустойчивые. Если  $K_{об} = 1 \div 5$ , то в скважине наблюдаются осыпи, а если  $K_{об} > 5$  – обвалы. Для обеспечения полного выноса шлама и осыпавшихся частиц породы на поверхность скорость восходящего потока бурового раствора должна составлять при роторном бурении – 0,9 – 1 м/с, а при турбинном – 1,1 – 1,2 м/с.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

- бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность;
- организация работ, обеспечивающая высокие скорости проходки;
- бурение скважины по возможности меньшего диаметра;
- бурение от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
- поддержание скорости восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- подача бурильной колонны на забой плавно, без рывков;

- перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;

- не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

**Набухание** происходит в результате действия бурового раствора и его фильтрата при прохождении глин, уплотненных глин и аргиллитов, при значительном содержании минералов типа монтмориллонита. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя и прихватам бурильного инструмента.

Для предупреждения и ликвидации набухания необходимо: бурить в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, с большой величиной СНС; обеспечивать высокую механическую скорость проходки;

- выполнять меры предупреждения и ликвидации обвалов.

**Ползучесть** происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем. В результате недостаточного противодействия на пласт эти породы ползут, заполняя ствол скважины. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. К характерным признакам ползучести относятся затяжки, посадки, прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

- разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

- организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

- использование при бурении вертикальных скважин жесткой компоновки бурильной колонны;

- подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве производить на 50... 100 м

выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести;

– при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения их смятия.

**Желобообразование** может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Это процесс одностороннего продольного кавернообразования в стенке открытого ствола скважины. При этом образуется каверна особой формы – в виде замочной скважины (желобообразного овала). Осложнения этого вида наиболее характерны для искривленных и имеющих значительный прогиб участков ствола. Желоба могут образоваться при бурении в мягких породах в случае отклонения оси скважины от вертикали на  $2-3^0$ . При желобообразовании возникает опасность попадания колонны бурильных труб в суженную часть выработок и ее заклинивания, часто приводящего к обрыву бурильных труб.

Развитие желобов в стволе скважины весьма опасно в связи с возможностью возникновения осложнений в виде прихвата (затяжки, заклинивания, посадки) бурового инструмента, повышенного загрязнения ствола скважины шламом разбуренных пород из-за ухудшения условий его выноса из скважины (накопления шлама в застойных зонах), ошибок при тампонировании, вызванных неправильной оценкой объема ствола скважины.

При проектировании технологии буровых работ необходимо предусмотреть следующие мероприятия по предупреждению образования и ликвидации желобов: снижение продолжительности СПО (применение технологии, обеспечивающей увеличение проходки на породоразрушающий инструмент, избежание ограничений на длину рейса, применение гладкоствольных бурильных колонн при геологоразведочном бурении).

В интервалах пород, склонных к желобообразованию, целесообразно проектировать вертикальные скважины вместо наклонных. Экономически оправданной считается методика, предложенная во ВНИИКРнефть по последовательному расширению от пилот-скважины до проектного ее диаметра. В данном

случае желоба не успевают формироваться. Диаметр долота, используемого для расширения ствола скважины, определяют по формуле

$$D_{\partial} = D + h_{\text{ж}}, \quad (1.2)$$

где  $D_{\partial}$  и  $D$  – диаметры долота и скважины, м;

$h_{\text{ж}}$  – максимальная глубина желоба, м. Значения  $D$  и  $h_{\text{ж}}$  устанавливают по данным профилометрии.

Наиболее тяжелыми последствиями образования желобов являются прихваты бурильного инструмента, посадка и недопуск обсадных колонн.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

- использование при бурении вертикальных скважин жесткой компоновки бурильной колонны,
- обеспечение максимальной проходки на долото;
- использование предохранительных резиновых колец;
- соблюдение мер предупреждения обвалов (осыпей);
- при бурении наклонно-направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдать отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35... 1,40;
- колонну бурильных труб поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;
- при заклинивании колонну труб сбивать вниз; желоба ликвидировать проработками ствола скважины в интервалах их расположения. Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является взрыв шнуровых торпед (ТДШ).

**Растворение** происходит во время прохождения соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости и склонны к пластическому течению. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины.

Исходными данными для принятия решений по разработке мер предупреждения осложнений, связанных с нарушением устойчивости соляных пород являются: глубина их залегания, мощность толщи хемогенных пород, минералогический состав, пластовая и критическая температура (критической называется температура при которой соли теряют свою прочность, устойчивость стенок скважины сохраняется за счет уравнивания геостатического давления гидростатическим), а также геостатическое давление вышележащих пород.

Критические температуры некоторых солей:

|                                               |        |
|-----------------------------------------------|--------|
| Галит ( $\rho = 2130 - 2150 \text{ кг/м}^3$ ) | 200 °С |
| Сильвин ( $\rho = 1980 \text{ кг/м}^3$ )      | 150 °С |
| Бишофит ( $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$ )      | 110 °С |
| Кизерит ( $\rho = 2570 \text{ кг/м}^3$ )      | 45 °С  |

Выбор типа бурового раствора для предупреждения нарушений устойчивости основывается на учете минералогического состава соляной толщи и ее забойной температуры (табл.1.1).

Таблица 1.1  
Рекомендуемые буровые растворы, для разбухания хемогенных пород

| Тип бурового раствора                                               | Температурный предел устойчивости, °С | Солевой состав          |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| Соленасыщенный, стабилизированный                                   | 100 – 130                             | Однородная толща галита |
| Соленасыщенный, стабилизированный (крахмал, КМЦ, ССБ, полиакрилаты) | 130 – 180                             | То же                   |
| Эмульсионный буровой раствор, не обработанный защитными реагентами  | 100                                   | То же                   |

Продолжение табл. 1.1

| Тип бурового раствора                                                                | Температурный предел устойчивости, °С | Солевой состав                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Эмульсионный буровой раствор, обработанный повышенным количеством защитных реагентов | 130                                   | Галит с прослоями терригенных пород                                                                               |
| Эмульсионный буровой раствор, обработанный защитными реагентами и природными смолами | 200                                   | Галит с прослоями бишофита и терригенных пород                                                                    |
| Гидрогельмагниевого                                                                  | 130                                   | Галит с прослоями бишофита и карналлита                                                                           |
| Гидрофобная эмульсия                                                                 | 150                                   | Галит с прослоями бишофита                                                                                        |
| Известково-битумный                                                                  | 220                                   | Однородная толща галита; толща галита с прослоями калийно-магневых солей, терригенных пород, а также линз с рапой |
| Инвертный эмульсионный                                                               | 150                                   | Галит с прослоями калийно-магневых солей терригенных пород                                                        |
| Инвертный эмульсионный, насыщенный бишофитом                                         | 70                                    | Галит с прослоями бишофита                                                                                        |

Определение плотности бурового раствора, как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважины в целях корректировки производят расчетным путем. При бурении пластов чистых солей, без упрочняющих твердых пропластков – доломитов, известняков, мергелей и т. п., плотность бурового раствора, обеспечиваю-

пая устойчивость ствола скважины в процессе углубления, определяется из следующих зависимостей:

для галитов и гипсов  $\rho_{б.р} = 1 + 0,008(t - 10)$ ; для бишофитов, калийных солей, а также при наличии в солях высоковлажных (монтмориллонитовых) глин  $\rho_{б.р} = 1,23 + 0,008(t - 10)$ ; при наличии в пластах солей линз с рапой –  $\rho_{б.р} = \rho_{с.в.} \frac{\mu}{1 - \mu}$  ( $\mu$  – коэффициент Пуассона, для солей изменяется от 0,42 до 0,45).

Глубину залегания пород  $Z_{кр}$  в скважине, при которой возникает пластическое течение горных пород пристволенной зоны, радиус пластической зоны  $r_{пл}$  и минимально допустимый удельный вес жидкости  $\gamma$  можно определить по формулам:

$$Z_{кр} = \sigma_s / [\sqrt{3}(\gamma_n - \gamma)], \quad \gamma = \gamma_n - \sigma_x / (Z_{скв} \sqrt{3}), \quad (1.3)$$

$$r_{пл} = r_0 \sqrt{\sqrt{3}(\gamma_n - \gamma) Z_{скв} / \sigma_s}, \quad (1.4)$$

где  $\sigma_s$  – предел текучести при вдавливании;  $\gamma_n$  – удельный вес горных пород;  $r_0$  – радиус скважины,  $\gamma$  – удельный вес бурового раствора.

**Растепление и разрушение стенок скважин** циркулирующим буровым раствором с положительной температурой создает серьезные затруднения (оползни и обвалы рыхлых пород, снижение выхода керна, замерзание раствора, низкое качество цементирования) и нередко приводит к тяжелым авариям (смятие обсадных колонн, прорыв газа за кондуктором во время газопроявлений, образование грифонов и провал устья скважины).

Контрольные вопросы по разделу 1:

- 1 Что называется осложнением в скважине?
- 2 Причины обвалов (осыпей) при бурении скважин?
- 3 При бурении каких пород происходит ползучесть?
- 4 Причины образования желобов при бурении скважин?
- 5 Какой критерий положен в основу выбора типа бурового раствора при бурении соляных пород?

## 2 ПРИХВАТЫ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

Прихваты колонн бурильных и обсадных труб – одно из наиболее распространенных и тяжелых осложнений в бурении. Прихваты бурильных труб происходят вследствие перепада давления (дифференциальные прихваты), в результате образования желобов (прихват в желобной выработке), в суженной части ствола из-за осыпей, обвалов, сальникообразований и др.

Прижимающая сила, возникающая вследствие перепада давления, определяется из уравнения

$$P\Delta p = (p_{б.р.} - p_{нл})(h_{н.з.}\delta)f, \quad (2.1.)$$

где  $p_{б.р.}$  – гидростатическое давление бурового раствора;  $P_{нл}$  – пластовое давление – мощность проницаемой зоны;

$\delta$  – толщина глинистой корки;

$f$  – коэффициент трения между стальной бурильной трубой и глинистой коркой.

Если невозможно предупредить образование толстых фильтрационных корок на хорошо проницаемых стенках скважины, способствующих появлению затяжек и посадок колонны труб, то рекомендуется тщательно проработать ствол скважины в этих интервалах и осуществить углубленную кольматацию проницаемого интервала ствола путем установки специальной ванны из отверждающей смеси.

Вероятность заклинивания в желобе (при коэффициенте трения труб о стенку  $f = 0,3$ ) наиболее велика (по данным ВНИИБТ) при  $K = Kd / \alpha < 1,25$  ( $d$  – наружный диаметр элемента бурильного инструмента;  $\alpha$  – ширина желоба или диаметр бурильных замков).

Для предотвращения этого над участком бурильной колонны с указанным соотношением следует устанавливать четырехлопастный спиральный центратор. Отношение диаметра центратора  $d_{ц}$  к ширине желоба  $\alpha$  должно быть следующим:  $d_{ц} / \alpha \geq 1,35$ .

При бурении шарошечными, лопастными и колонковыми долотами для очистки ствола скважины от осадков твердых тел необходимо использовать забойные шламометаллоуловители ШМУ конструкции ВНИИБТ, принцип действия которых основан на способности создавать высокие скорости, необходимые для подъема частиц, и резко их уменьшить в зоне улавливания частиц.

При наличии прихватоопасных интервалов для повышения смазочной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в буровом растворе определенное содержание смазочных веществ: нефти, СМАД-1, ОЖГ (омыленные кислоты), СГ (смеси гудронов) – 2 – 4 %.

Для регулирования содержания твердой фазы бурового раствора, увеличение которой приводит к возникновению осложнений (сальникообразование, прихваты), рекомендуется применять набор средств, которые выбираются в соответствии с проходимыми породами и плотностью бурового раствора.

При возникновении **прихвата бурильной колонны, т. е. аварии** после 2–3 ч расхаживания и проворота бурильной колонны, необходимо установить жидкостную ванну (нефтяную, кислотную, водяную или щелочную). Перед началом работ по ликвидации прихватов любым из известных способов требуется определить верхнюю границу прихвата бурильной колонны.

В основу расчета верхней границы прихвата (длина свободной неприхваченной верхней части бурильной колонны) положен известный закон Гука

$$\sigma = \varepsilon E, \quad (2.2)$$

где  $\sigma$  – напряжение в поперечном сечении колонны, возникающее при ее растяжении с известным усилием  $P$ ;

$\varepsilon$  – деформация колонны при растяжении с усилием  $P(\varepsilon H)$ ;

$E$  – модуль упругости материала бурильных труб.

В свою очередь напряжение  $\sigma$  равно

$$\sigma = 4P / \pi (d_n^2 - d_{вн}^2), \text{ Па} \quad (2.3)$$

где  $d_n, d_{вн}$  – соответственно наружный и внутренний диаметры бурильных труб, м.

Деформация  $\varepsilon$  бурильной колонны при ее растяжении равна

$$\varepsilon = \Delta l / l, \quad (2.4)$$

где  $\Delta l$  – удлинение колонны при растяжении с усилием  $P, \text{м}$ ;  $l$  – длина верхней, неприхваченной части бурильной колонны, м.

Подставив (2.3), (2.4) в формулу (2.2), разрешив относительно  $l$  и введя коэффициент  $K = 1,05$ , учитывающий наличие замков на колонне, получим

$$l = 1,05 \frac{\pi \Delta l E (d_n^2 - d_{вн}^2)}{4 P}, \text{ м}. \quad (2.5)$$

Приближенный расчет верхней границы прихвата бурильной колонны, выведенный из практики, состоит в том, что каждые 1000 м труб, свободных от прихвата, при натяжении с усилием 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняются следующим образом:

|                            |      |      |      |      |
|----------------------------|------|------|------|------|
| Диаметр бурильных труб, мм | 114  | 127  | 140  | 168  |
| Удлинение, м               | 0,35 | 0,30 | 0,25 | 0,20 |

Эффективное средство освобождения прихваченного бурильного инструмента при наличии циркуляции бурового раствора — **жидкостная ванна**. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну.

Для ликвидации прихватов ЛБТ в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15–20 %-ного раствора сульфаминовой кислоты.

При расчетах ванн пренебрегают разницей между диаметрами турбобуров, УБТ и бурильных труб.

При прихвате труб на забое объем нефти, кислоты или воды определяется по формуле

$$V_{ж.а.} = \frac{3,14}{4} (k D_c^2 - d_m^2) h_{ж.а.} + \frac{3,14}{4} d_{г.ж.а.м.}^2 h, \quad (2.6)$$

где  $\kappa$  – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр.,  $\kappa = 1,05 \div 1,3$ ;  $D_c$  – диаметр скважины, м;  $d_m$  – наружный диаметр бурильных труб, м;  $h_{жа}$  – высота подъема жидкого агента в затрубном пространстве, м;  $d_B$  – внутренний диаметр труб, м;  $h_{жат}$  – высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, необходимая для периодического (через 1–2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство, м.

Высоту подъема жидкого агента определяют из расчета перекрытия верхней границы зоны прихвата на 50–100 м

$$h_{жа} = H - l + (50 \div 100), \quad (2.7)$$

где  $H$  – глубина скважины.

Объем продажной жидкости для продавки жидкого агента для ванны (нефти, кислоты, воды)

$$V_{пр} = \pi d_g^2 / 4 (H - h_{от}), \quad (2.8)$$

где  $h_{от}$  – длина бурильных труб.

Максимальное давление на манометре насоса при закачке жидкого агента, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а трубы заполнены нефтью.

$$p_{\max} = 10^{-6} gH(p_{б.р} - \rho_{ж}) + p_c, \text{ МПа}, \quad (2.9)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$\rho_{б.р}, \rho_{ж}$  – соответственно плотности бурового раствора и зависящего агента (нефти),  $\text{кг/м}^3$ ;

$p_r$  – давление на преодоление гидравлических сопротивлений,

$$p_c = 10^{-4} \cdot gH, \text{ МПа}. \quad (2.10)$$

Аварийность в бурении можно охарактеризовать с помощью следующих коэффициентов:

- учитывающих число аварий (прихваты бурильных и обсадных колонн; аварии с элементами бурильной колонны, долотами, обсадной колонной и элементами ее оснастки, из-за не-

удачного цементированья, с забойными двигателями и прочие аварии), приходящихся на 1000 м бурения

$$K = 1000n_{ав} / \sum H, \quad (2.11)$$

( $n_{ав}$  – число аварий за исследуемый период;

$\sum H$  – число пробуренных интервалов);

- коэффициента тяжести (среднего числа часов, затраченных на ликвидацию одной аварии)

$$K_T = t / n_{ав}, \quad (2.12)$$

( $t$  – общее число часов, затраченных для ликвидации аварий).

### **Прижог алмазного породоразрушающего инструмента**

Нарушение нормального температурного режима работы бурового инструмента может создать аварийные ситуации — прижоги алмазной коронки.

Причиной нарушения нормального теплового режима работы алмазной коронки, приводящего к преждевременной потере работоспособности инструмента и, как следствие, к удорожанию буровых работ, является несоблюдение рационального соотношения между технологическими параметрами бурения или превышение их предельно допустимых значений. Наиболее типичные технологические ситуации, приводящие к появлению на забое скважины высоких контактных температур, приведены в табл. 10.2 учебного пособия [12].

Рекомендации по предупреждению прижога алмазной коронки: контроль за работой бурового насоса, обеспечение герметичности бурового снаряда, выбор минимально допустимого расхода циркулирующего агента, разработка и внедрение принципов управления процессом бурения и предупреждения прижогов алмазных коронок по диаграммам мощности (при появлении характерного изменения мощности — самопроизвольного ее возрастания следует немедленно оторвать инструмент от забоя без остановки его вращения).

Контрольные вопросы по разделу 2:

- 1 Причины прихватов бурильных труб.
- 2 Какие профилактические мероприятия существуют для предотвращения прихватов?
- 3 Какой закон положен в основу определения верхней границы прихвата? Как он записывается?
- 4 Какой принцип положен в основу применения нефтяных ванн для ликвидации прихватов?
- 5 Причина возникновения прижога алмазных породоразрушающих инструментов.

### **3 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО И ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ И КРЕПЛЕНИИ**

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений по стране и за рубежом составляют многие тысячи часов, несмотря на разработку и применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями буровых и цементных растворов при бурении и креплении скважин.

**Основные причины поглощения бурового раствора.** Поглощение бурового раствора объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и характером объекта поглощения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений промысловой жидкости, можно разделить на две группы:

- геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефте-, газо- и водопроявления, переток пластовых вод и др.);

- технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе относятся также такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

**Исследования зон поглощений.** Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами исследований: гидродинамическими, геофизическими и с помощью отбора керн или шлама.

В зависимости от степени изученности разбуриваемого месторождения (или его части) применяют оперативный или детальный комплекс исследований.

Оперативный комплекс исследований включает в себя: определение границ поглощающего пласта (горизонта), его относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта (горизонта) в другой (гидродинамические исследования); измерение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта (горизонта) с помощью каверномера; замер пластового давления глубинным манометром.

Детальные исследования включают в себя оперативный комплекс и промыслово-геофизические методы: гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и акустический каротаж.

Поглощение буровых растворов часто связано с явлением гидроразрыва пород, заключающегося в раскрытии естественных и образовании новых трещин. Реализация гидроразрыва пород происходит при условии

$$P_{с.т.} + P_{г.д.} \succ P_{пл} + P_p, \quad (3.1)$$

где  $P_{с.т.}$  – гидростатическое давление в стволе скважины;

$P_{г.д.}$  – гидродинамическое давление;  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_p$  – гидравлическое сопротивление растеканию бурового или тампонажного раствора по каналам в горной породе, вскрытым скважиной.

Давление гидроразрыва пласта ориентировочно можно оценить из соотношения

$$p_{гп} = (0,49 \div 0,91) p_g, \quad (3.2)$$

где  $p_g$  – горное (геостатическое) давление.

При выборе способа предупреждения и ликвидации поглощений можно воспользоваться данными табл. 18.1 справочного пособия [7]. Способ предупреждения и ликвидации поглощения выбирается в зависимости от характеристик поглощающего горизонта.

Относительное давление в поглощающем горизонте

$$p_0 = \frac{\rho_{\text{б.р.}}(h_{\text{н.з.}} - h_{\text{см}})}{h_{\text{н.з.}}\rho_{\text{в}}}, \quad (3.3)$$

где  $\rho_{\text{б.р.}}, \rho_{\text{в}}$  – плотность соответственно бурового раствора и воды (в кг/м<sup>3</sup>);  $h_{\text{н.з.}}$  – глубина поглощающего горизонта, м;

$h_{\text{см}}$  – высота снижения уровня жидкости (статический уровень), м.

Положение статического уровня воды в скважине при замене глинистого раствора водой устанавливается из выражения

$$h_{\text{с2}} = H - h_{\text{в}}, \quad (3.4)$$

где  $h_{\text{в}}$  – высота столба воды,

$$h_{\text{в}} = h_{\text{б.р.}}\rho_{\text{б.р.}} / \rho_{\text{в}} = (H - h_{\text{с1}})\rho_{\text{б.р.}} / \rho_{\text{в}}, \quad (3.5)$$

$h_{\text{б.р.}}$  – высота столба раствора в скважине;  $h_{\text{с1}}$  – статический уровень раствора в скважине.

Плотность жидкости для замены в скважине раствора с таким расчетом, чтобы статический уровень был на устье, вычисляется из уравнения

$$\rho_1 = (H - h_{\text{с1}})\rho_{\text{б.р.}} / H. \quad (3.6)$$

Если рост  $\rho_{\text{бр}}$  обусловлен переходом части выбуренной породы в активную твердую фазу, то восстановить ее можно разбавлением раствора водой с введением соответствующих реагентов.

Объем добавляемой воды  $V_1$  требуемый для уменьшения плотности раствора от  $\rho_{\text{б.р.1}}$  до  $\rho_{\text{б.р.}}$  вычисляется по формуле

$$V_1 = \frac{V_0(\rho_{\text{бр1}} - \rho_{\text{бр2}})}{\rho_{\text{бр2}} - \rho_{\text{в}}}, \quad (3.7)$$

где  $V_0$  – начальный объем бурового раствора,  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды.

Плотность бурового раствора, обеспечивающая нормальную циркуляцию при поглощении, определяется из уравнения

$$\rho_{\text{б.р.2}} = k\rho_{\text{б.р.1}}(h_k - h_c)/h_n, \quad (3.8)$$

где  $k=0,85$  — коэффициент запаса;  $h_k$  — глубина нахождения кровли поглощающего горизонта, м.

$$Q = Sh, \quad (3.9)$$

где  $S$  — площадь приемной емкости, м<sup>2</sup>;  $h$  — высота снижения уровня в емкости, м.

$$Q_I = Q60/t, \quad (3.10)$$

где  $t$  — время (в ч), за которое уровень в емкости снизился на величину  $h$ .

Коэффициент поглощающей способности при полном поглощении бурового раствора

$$K_{n.c.} = Q_1 / \sqrt{h_{cm} - h_{дин}}, \quad (3.11)$$

где  $h_{дин}$  — динамический уровень раствора в скважине, м.

Классификация зон поглощения в зависимости от величины  $K_{nc}$  приведена ниже.

|                                 |           |        |             |                  |     |
|---------------------------------|-----------|--------|-------------|------------------|-----|
| Коэффициент<br>$K_{n.c.}$       | 1         | 1–3    | 3–5<br>5–15 | 15–25            | >25 |
| Классификация<br>зон поглощения | I         | II     | III<br>IV   | V                | VI  |
| Поглощение:                     | частичное | полное | интенсивное | катастрофическое |     |

При частичном поглощении коэффициент  $K_{n.c.}$  определяется из выражения

$$K_{n.c.} = Q_1 \sqrt{h_{cm} + p_{кп.} 10}, \quad (3.12)$$

где  $p_{кп.}$  — гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении раствора от зоны поглощения к устью скважины, МПа (определение  $p_{кп}$  приведено в гл. 14 работы [2]).

При определении необходимой плотности бурового раствора можно воспользоваться формулой (3.5).

Максимальная скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора определяется из выражения

$$v_{\max} = \frac{(p_z - p_{nl})(D_d^2 - d^2)}{3300h_k\eta}, \quad (3.13)$$

где  $p_z$  – гидростатическое давление бурового раствора, МПа;  $p_{nl}$  – пластовое давление, МПа;  $D_d$  – диаметр долота, м;  $d$  – диаметр бурильных труб, м;  $\eta$  – пластическая вязкость бурового раствора, Па·с.

Эффективным способом изменения характеристики поглощающего горизонта является применение закупоривающих материалов – **наполнителей**, которые в зависимости от условий бурения конкретной скважины добавляют в циркулирующий буровой раствор, или проведение разовой закачки в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем. Первый прием можно реализовать с профилактической целью перед вскрытием зоны поглощения.

Большинство наполнителей позволяют закупоривать трещины размером не более 6 мм. В табл. 3.1 приведен перечень добавок и область их применения.

Наполнитель доставляется путем намыва через открытую бурильную колонну с установленной на ней воронкой либо по закрытой нагнетательной линии.

Первый способ применим при условии, что статический уровень жидкости в скважине находится на глубине не менее 50 м. Для того, чтобы пульпа с наполнителем поступала в пласт, ее средняя плотность должна превышать плотность пластовой воды (преимущество этого способа: наполнитель можно вводить с большим размером частиц).

Таблица 3.1  
Наполнители тампонажных растворов

|                                                                                                          |                                                                            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Наполнитель и его химическая природа                                                                     | Область применения                                                         |
| ВОЛ – отходы латексных вулканизированных изделий                                                         | Снижение интенсивности поглощения в среднетрещиноватых проницаемых породах |
| НЛК — низкотемпературная латексная композиция                                                            | Ликвидация интенсивных поглощений в процессе бурения                       |
| Целлофановая стружка                                                                                     | В условиях раскрытия каналов ухвата до 3 мм                                |
| ВУС – вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксиэтилена                                            | Предупреждение и ликвидация поглощений                                     |
| Кордное волокно – смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины            |                                                                            |
| Разномерная резиновая крошка, дробленая вулканизированная резина; отходы шинного производства            |                                                                            |
| Слюда-чешуйка – дробленые отходы слюдяных фабрик                                                         |                                                                            |
| НДР (дробленая резина) — крупноразмерный наполнитель                                                     | Ликвидация интенсивных поглощений                                          |
| ПУН – пластинчатый упругий наполнитель – пластинчатые вырубki из отходов РТИ (резинотехнических изделий) |                                                                            |
| Наполнитель и его химическая природа                                                                     | Область применения                                                         |

Продолжение табл. 3.1

| Наполнитель и его химическая природа                                                           | Область применения                                                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| ВДР — водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгатора | Ликвидация поглощений в мелкопористых и мелкотрещиноватых пластах    |
| МРК — мелкая резиновая крошка                                                                  |                                                                      |
| Хромовая стружка и «кожа-горох» — отходы производства кожемита                                 |                                                                      |
| НТП — наполнитель текстиль прорезиненный                                                       | Ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах      |
| НХ — наполнитель хлопьевидный                                                                  | Изоляция зон поглощений в крупнотрещиноватых и кавернозных породах   |
| Сломель — порошкообразный материал (из декоративного бумажно-слоистого пластика)               | Профилактика поглощений при роторном и турбинном бурении             |
| Наполнитель и его химическая природа                                                           | Область применения                                                   |
| НК — наполнитель композиционный (многокомпонентная смесь инертных материалов)                  | Изоляция зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 м <sup>3</sup> /ч |
| НП — наполнитель пластиковый (жесткие пластинки пластика и деформируемой просмоленной бумаги)  | Профилактика поглощений в пористых и трещиноватых породах            |
| Диспор (продукт переработки отработанных резиновых шин)                                        | Кольматирующая добавка                                               |
| НАН — акрилонитрильный наполнитель                                                             |                                                                      |
| Гермопор — порошок с частицами волокнистой структуры                                           |                                                                      |
| ГПТС — гидрофобный полимерный тампонажный состав (из полимера и дизтоплива)                    | Ремонтно-изоляционные работы в скважинах                             |
| ВНП — порошковый водонабухающий полимер                                                        |                                                                      |

При втором способе используется буровой насос или цементировочный агрегат. В этом случае приходится использовать наполнитель с меньшим размером частиц (при подаче буровым насосом — до 25 мм, а цементировочным агрегатом — до 15 мм).

Закачивание тампонажной смеси в зону поглощения по стволу скважины рекомендуется предусматривать в следующих случаях: интенсивность поглощения не менее 30 м<sup>3</sup>/ч; зона поглощения расположена на глубине  $h_p < 2000$  м, а выше нее нет высокопроницаемых пластов; необсаженный ствол скважины сложен устойчивыми породами.

Рецептуры наиболее распространенных тампонажных и быстросхватывающихся смесей (БСС) даны в справочном пособии [8].

Известны также и другие тампонажные составы:

- незамерзающая латексная композиция;
- глинолатексная смесь (латекс, глинопорошок, цемент и хлористый кальций);
- тампонажный раствор из цементного и глинистого растворов с наполнителями в соотношении от 1:2 до 1:1;
- гелеобразующий состав (соль, расширяющиеся добавки, щелочь, вода);
- тампонажная смесь, содержащая цемент (52 – 65 %); триэтаноламин (0,55 – 1,1 %); хлорид алюминия (0,11 – 0,55 %).

Объем тампонажной смеси для заполнения поглощающего пласта мощностью  $h_{зп}$  на расстояние  $l_0$  можно вычислить по формуле

$$V_{м.с.} = \pi k_{н.э.} h_{зп} (l_0^2 - r_c^2), \quad (3.14)$$

где  $k_{н.э.}$  – коэффициент эффективной пористости пласта;

$r_c$  – радиус скважины, м.

Расстояние  $l_0$  принимают равным

$$l_0 = r_c + (0,5 \div 1). \quad (3.15)$$

Объем тампонажной смеси для цементного моста принимается равным

$$V_{м.с.} = V_{ц.м.} + h_1 \pi r^2, \quad (3.16)$$

где  $V_{ц.м.}$  – объем ствола скважины (объем цементного моста) против зоны поглощения;  $h_1 = 20 \div 30$  м – расстояние выше кровли поглощающего пласта.

Для инженерных расчетов объем тампонажной смеси находят из выражения  $V_{м.с.} = 5V_{ц.м.}$ .

Глубина установки конца бурильных труб с целью закачки тампонажных смесей в пласт определяется по формуле

$$h_{к.т.} = h_n - (\rho_{т.с.} h_{з.п.} / \rho_{б.р.}), \quad (3.17)$$

где  $h_n$  – глубина залегания зоны поглощения;  $\rho_{тс}$  – плотность тампонажной смеси;  $h_{з.п.}$  – мощность зоны поглощения, м.

При отсутствии данных гидродинамических исследований мероприятия по ликвидации поглощения могут быть выбраны по интенсивности поглощения. Согласно рекомендациям, данным в табл. 18.4 справочного пособия [8], следует выбирать исходную пластическую прочность смеси и размер частиц твердой фазы или наполнителя по величине раскрытия поглощающих каналов, а расход тампонажных материалов – в зависимости от интенсивности поглощения:

|                                                  |         |                   |       |                |      |
|--------------------------------------------------|---------|-------------------|-------|----------------|------|
| Раскрытие каналов, мм                            | 0,25    | 1 – 5             | 5–20  | >20            |      |
| Пластическая прочность в канале закачивания, кПа | 0,3–0,4 | 0,5–1,0           | 2–5   | 5–10           |      |
| Размер частиц твердой фазы или наполнителя, мм   | 0,1–0,5 | 0,5–2,0           | 2–7   | >7             |      |
| Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч      | 2 – 3   | 10<br>30          | 50    | 100<br>150     | 200  |
| Расход тампонажных материалов, т                 | 5 – 7   | 7 – 10<br>10 – 15 | 15–20 | 20–25<br>25–35 | 3–40 |

Доставка изоляционных смесей в зону поглощения может производиться по стволу скважины, по бурильной колонне с пакером и без него, с помощью специальных желонки и контейнеров.

При закачивании тампонажной смеси через бурильные трубы их устанавливают обычно выше кровли поглощающего пласта с целью предотвращения прихвата (рис. 3.1). Объем прода-

вочной жидкости (в  $\text{м}^3$ ) выбирают из условия уравнивания гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве

$$V_{np} = H_{np} S_{np}, \quad (3.18)$$

где

$$H_{np} = \frac{(H_{np} - H_{ст}) \rho_{б.р.} - h_{ц} \rho_{ц}}{\rho_{np}}. \quad (3.19)$$

В формулах (3.18), (3.19):

$H_{np}$  – глубина спуска бурильных труб в скважину, м;  
 $S_{np}$  – площадь проходного сечения бурильных труб,  $\text{м}^2$ ;  
 $H_{np}$  – высота столба продажной жидкости в бурильных трубах, м;  
 $H_{ст}$  – статический уровень раствора в скважине, м;  $h_{ц}$  – высота столба тампонажной смеси, оставляемой в трубах для исключения перемешивания верхней части смеси при подъеме труб,  $h_{ц}=15$  м;  $\rho_{б.р.}$ ,  $\rho_{ц}$ ,  $\rho_{np}$  – плотности соответственно бурового раствора в затрубном пространстве, тампонажной смеси и продажной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ .

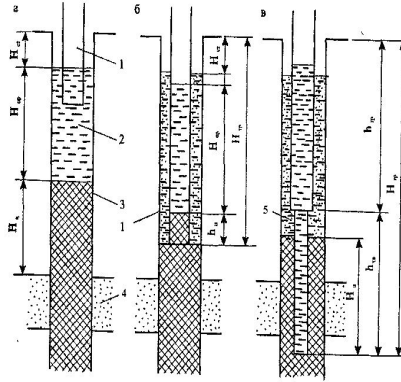


Рис. 3.1. Схема закачивания тампонажной смеси в зону поглощения:

- а – по стволу скважины; б – по колонне бурильных труб;  
 в – по колонне бурильных труб с хвостовиком; 1 – бурильные трубы;  
 2 – продажная жидкость; 3 – тампонажная смесь;  
 4 – поглощающий пласт; 5 – разбуриваемый хвостовик*

При доставке тампонажной смеси по бурильной колонне с пакером объем продавочной жидкости определяется из условия выдавливания смеси из труб и задавливания части ее в пласт

$$V_{np} = (H_n - H_{cm})S_{np} + hS_0, \quad (3.20)$$

где  $H_n$  – глубина установки пакера, м;  $S_0$  – площадь поперечного сечения скважины, м<sup>2</sup>;  $h$  – расстояние между пакером и уровнем тампонирующей смеси после продавливания ее в пласт,  $h = 15 \div 20$  м.

Для предотвращения разбавления тампонажной смеси, плотность которой, как правило, выше плотности бурового раствора в скважине, следует предусмотреть установку бурильных труб ниже подошвы зоны поглощения. С целью предотвращения прихвата нижняя часть бурильной колонны комплектуется хвостовиком из ЛБГ (рис. 3.1, в). Нижний конец хвостовика устанавливается на 5 – 10 м ниже подошвы зоны поглощения.

Объем продавочной жидкости в этом случае

$$V_{np} = [H_{np} - (h_{xв} - h_u)]S_{np} + (h_{xв} - h_u)S_{xв}, \quad (3.21)$$

где

$$H_{np} = \frac{(H_{mp} - h_{cm} - h_u)p_{б.р.} + (H_u - h_u)p_u}{P_{np}}, \quad (3.22)$$

где  $h_{xв}$  – длина хвостовика, м;  $S_{xв}$  – площадь проходного отверстия хвостовика, м<sup>2</sup>.

Если ни один из перечисленных выше способов ликвидации поглощения не дает результата, то для обеспечения в дальнейшем нормального процесса бурения скважину необходимо закрепить обсадными трубами с обязательным цементированием затрубного пространства. Для успешного цементирования обсадной колонны количество продавочной жидкости рассчитывают с учетом статического уровня в скважине из условия сохранения равенства между давлением в трубах  $p_{mp}$  и затрубном пространстве  $p_{зп}$ , в процессе цементирования, т. е.  $p_{mp} = p_{зп}$ .

Давление за трубами (в МПа)

$$p_{з.т.} = p_{ц.р.} + p_n = g(\rho_{ц.р.}H_{ц.р.} + p_{б.р.}H), \quad (3.23)$$

где  $p_{ст}$  – давление столба цементного раствора за трубами, МПа;  $p_n$  – давление в поглощающем горизонте, МПа;

$\rho_{цр}$  – плотность цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $H_{цр}$  – высота столба цементного раствора за колонной, м;  $H$  – высота столба бурового раствора за колонной, м.

Давление в трубах (в МПа)

$$p_m = g(\rho_{ц.р.}h + \rho_{б.р.}H_{np}), \quad (3.24)$$

где  $h$  – высота цементного стакана в трубах, м;  $H_{np}$  – высота столба продажной жидкости в обсадной колонне, м;  $g$  – ускорение свободного падения.

Решая уравнение (3.24) относительно  $H_{np}$  находим

$$H_{np} = \frac{\rho_{з.н.} - g\rho_{ц.р.}h}{\rho_{б.р.}}. \quad (3.25)$$

Объем продажной жидкости (в м<sup>3</sup>), необходимый для закачки в скважину

$$V_{np} = \frac{\pi d_e^2}{4} H_{np}, \quad (3.26)$$

где  $d_e$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Проверка надежности изоляции зоны поглощения осуществляется опрессовкой ее тем давлением, которое будет действовать на нее в конце цементирования очередной обсадной колонны.

Давление на устье при опрессовке ( $p_{он}$ ) должно быть  $p_{он} > p_{н.ц.} - \rho_{он}qh_n$ , где  $p_{нц}$  – ожидаемое наибольшее давление на подошву рассматриваемой зоны на глубине  $h_n$  в конце цементирования;  $\rho_{он}$  – плотность опрессовочной жидкости.

Если интенсивность утечек опрессовочной жидкости (буровой раствор с наполнителем или без него) при давлении на устье  $p_{он}$  не превышает допустимой величины  $q_0$ , то считается, что зона поглощения изолирована удовлетворительно. Величина  $q_0$  устанавливается опытным путем по данным опрессовки и цементирования ранее пробуренных скважин.

Во избежание гидравлического разрыва пород при цементировании скважин и возникновения поглощения необходимо соблюдать следующие условия:

$$\rho_{н.п.} \leq \rho_{о.ц.р.} \leq \rho_v, \rho_{о.ц.р.} \leq \rho_{ц.р.}, \quad (3.27)$$

где  $\rho_{н.п.}$  – нижний допустимый предел плотности,  $\text{кг/м}^3$ ,

$$\rho_{н.п.} = \rho_n + \Delta\rho, \quad (3.28)$$

$\rho_{о.ц.р.}$  – цементный раствор с уменьшенной плотностью и повышенным относительным водосодержанием;  $\rho_{вн.}$  – верхний допустимый предел плотности;  $\Delta\rho$  – необходимое превышение плотности головной порции тампонажного раствора над плотностью вытесняемого бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

Если буферная жидкость не применяется или высота ее в кольцевом пространстве мала, то рекомендуется принимать  $\Delta\rho \approx 200 \div 250 \text{ кг/м}^3$ .

Контрольные вопросы по разделу 3:

- 1 Каковы основные причины поглощения бурового раствора?
- 2 Какими методами исследуются зоны поглощений?
- 3 Как можно определить интенсивность поглощения бурового раствора?
- 4 Какие мероприятия проводятся для ликвидации поглощения бурового раствора?
- 5 Методы доставки тампонажных растворов в зону поглощения?

#### **4 ГАЗО-, НЕФТЕ-, ВОДОПРОЯВЛЕНИЯ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ**

В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины — возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а затем воды или нефти с образованием водяного или нефтяного фонтана.

Выбросы происходят не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции буровой раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа. При этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Масса столба бурового раствора уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникнуть и в случае понижения уровня бурового раствора в скважине, которое происходит или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

К признакам начала газопроявлений относятся:

- выход на поверхность при восстановлении циркуляции бурового раствора, насыщенного газом;
- кипение в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа, что может наблюдаться в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора;
- слабый перелив раствора из скважины;
- повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов (без добавления жидкости в циркуляционную систему);
- появление газа по показаниям газокаротажной станции.

В этих случаях следует усилить промывку скважины, приостановить бурение или спускоподъемные операции до особого распоряжения и одновременно принять меры к дегазации раствора. Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5... 15 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной. Однако нельзя ограничиваться только утяжелением глинистого раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, т. к. выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов — операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье герметизировано специальным противовыбросовым обору́дованием. Последнее устанавливается на колонном фланце кондуктора и состоит из превенторов, переходных фланцевых катушек, задвижек, колонных головок и другой специальной арматуры.

В настоящее время изготавливается несколько типов превенторов. При использовании плашечных превенторов скважина

перекрывается сдвигающимися к центру плашками, изготовленными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливают два превентора, оснащенных плашками, размеры которых соответствуют наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки устанавливаются в превенторе по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как ручным способом при помощи штурвала, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему их уплотнению.

В универсальных превенторах ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе (рис. 4.1). В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т. д.). Вращающиеся автоматические превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе. Выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.

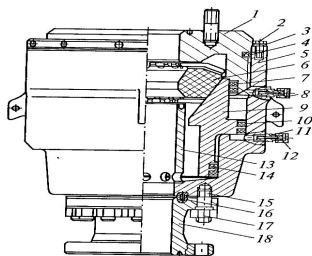


Рис. 4.1. Превентор универсальный с гидравлическим управлением:

- 1 – крышка; 2 – болт стопорный; 3 – шайба; 4, 7, 10, 14 – манометры;  
5 – корпус; 6 – уплотнитель; 8 – заглушка; 9 – плунжер;  
11, 16 – прокладки; 12 – штуцер; 13 – втулка; 15 – шпилька;  
17 – гайка; 18 – катушка

Типы и основные параметры противовыбросного оборудования определены ГОСТ 13862-80 и приведены в работах [1, 2, 6].

Подавляющее большинство газо-, нефте- и водопроявлений приурочено к моменту проведения подъема колонны бурильных труб или к первому периоду промывки скважины после спуска бурильной колонны.

Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнять следующие основные рекомендации:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы;

- цементный раствор за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

При снижении плотности глинистого раствора более чем на  $20 \text{ кг/м}^3$  необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

Буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором на скважинах, в которых предполагается вскрытие зон с возможными газо- и нефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и объектах; газовых и газоконденсатных месторождениях, месторождениях с аномально высокими давлениями.

Следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами, т. к. колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины.

Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах бурового раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны.

Если при подъеме бурильных труб уровень бурового раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При угрозе выброса буровая бригада должна немедленно принять следующие меры.

1 В процессе бурения или промывки скважины:

- не прекращая промывки, бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора и оставляет ее на весу, надежно закрепив тормоз лебедки, после чего руководит работой остальных членов буровой вахты по закрытию верхнего плашечного превентора и наблюдает (после его закрытия) за давлением на его выкиде; при росте давления до максимальных пределов бурильщик переключает выходящий из скважины поток жидкости на отвод со штуцером большего размера;

- после подъема колонны труб помощники бурильщика при помощи превенторов перекрывают устье скважины; после герметизации устья жидкость из скважины через выкидные линии противовыбросового оборудования направляется в циркуляционную систему (амбар);

- после закрытия превентора непрерывно замеряется плотность бурового раствора, и ведется наблюдение за измерением уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов, при необходимости производится утяжеление раствора;

- при промывке с противодавлением в случае повышения уровня жидкости в приемной емкости буровых насосов следует уменьшить диаметр штуцера для увеличения противодавления на вскрытые пласты с тем, чтобы прекратить повышение уровня жидкости к приемной емкости; при этом давление в кольцевом пространстве не должно превышать допустимых величин;

- при возрастании давления на устье до сверхдопустимых величин откачка жидкости прекращается, выкидные задвижки закрываются, и ведется наблюдение за давлением в скважине; при дальнейшем повышении давления необходимо снижать его, приоткрывая задвижку и одновременно подкачивая раствор в бурильные трубы;

- если вынужденное снижение давления вызывает необходимость полностью открыть задвижки для фонтанирования скважины через отводы превентора, поток газа следует направить по выкидным линиям в сторону от буровой и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти;

- дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводятся по специальному плану.

2 При полностью извлеченной из скважины колонны буровая вахта закрывает превентор с глухими плашками и устанавливает герметизирующее устройство для спуска труб под давлением. Одновременно ведется контроль за давлением на устье скважины. Газонефтепроявления при подъеме или спуске бурильной колонны ликвидируются по специальному плану.

Если проявления незначительны, действия буровой вахты следующие:

- бурильщик устанавливает бурильную колонну на ротор и вместе с помощником присоединяет ведущую трубу с обратным или шаровым клапаном, после чего колонну приподнимают и закрепляют тормоз лебедки;

- верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

- закончив присоединение ведущей трубы, буровая бригада герметизирует устье скважины.

Если газопроявления возникают внезапно, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу, то действия следующие:

- верховой рабочий немедленно спускается с вышки;
- бурильщик спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор доходил до ротора, и оставляет ее на весу;
- буровая бригада герметизирует устье скважины превентором, после чего в верхнюю замковую муфту ввинчивают шаровой или обратный клапан (в открытом положении), применяя приспособление для его открытия, затем закрывают клапан на выходе превентора;
- буровая бригада присоединяет ведущую трубу к бурильной колонне;

запускают буровые насосы и направляют поток жидкости в колонну; одновременно бурильщик с помощниками приоткрывают задвижку на линии превентора в циркуляционную систему (через штуцер); эта операция проводится с постепенным увеличением производительности насосов до максимума с таким расчетом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало подаче ее насосами; контроль осуществляется по изменению уровня жидкости в приемных емкостях насосов, при этом давление под превентором не должно превышать допустимых величин (давления опрессовки колонн);

- дальнейшие работы проводятся в соответствии с п. 1.

Между членами каждой вахты должны быть распределены обязанности на случай возникновения газо-, нефте- и водопроявлений, которые должны быть указаны в аварийном расписании, вывешенном в культбудке. Буровой мастер должен устраивать учебные тревоги с каждой вахтой по плану ликвидации возможных аварий, регистрируя их проведение в специальном журнале. Контрольные учебные тревоги с буровыми вахтами должны проводить инженерно-технические работники (ИТР) буровой организации и представители военизированной службы по предупреждению, возникновению и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов и анализировать результаты этих тренировок.

Иногда приходится прибегать к бурению под давлением. При этом помимо герметизации устья скважины требуется дополнительное оборудование – механизм для проталкивания бурильных или обсадных труб, замкнутая схема циркуляции (состоящая из герметизированных желобов, приемной и запасной емкостей), а также штуцерная батарея. Противодействие на пласт при бурении под давлением создается столбом бурового раствора и сопротивлением в штуцере, устанавливаемом на конце выкидной линии, идущей от противовыбросового оборудования.

Иногда, в силу целого ряда обстоятельств, несмотря на принимаемые меры, при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. При начавшемся пожаре устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры к тушению пожара с помощью водяных струй, создаваемых брандспойтами или струями отработанных газов реактивных двигателей, взрывами и т. п. Если заглушить фонтан перечисленными способами нельзя, то бурят наклонные скважины в зону притока газа, нефти или воды в ствол фонтанирующей скважины и под давлением через наклонные стволы закачивают утяжеленный глинистый раствор. В особенно тяжелых случаях при ликвидации открытых фонтанов нефти или газа прибегают к ядерным взрывам.

**Грифоны и межколонные проявления.** Под *грифонами*, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные газо-, нефте- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или контакту “цемент-порода”, за пределами устья скважины. Фонтанные нефте-, газо- и водопроявления в кольцевом пространстве между эксплуатационной и технической колонной, а также между технической колонной и кондуктором, обычно называют *межколонными проявлениями*. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимосвязаны и обуславливают друг друга.

По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачествен-

ной изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования. Эти причины, а также негерметичность обсадных колонн, могут привести к прорыву пластовой жидкости (газа) на поверхность и образованию грифонов у устья скважины.

Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо:

- спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти прорыв пластовой жидкости (газа) на поверхность, и обеспечить качественное его цементирование с подъемом цементного раствора до устья;
- обеспечить качественное крепление скважины промежуточными и эксплуатационной колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывают тяжелые последствия, а в ряде случаев даже гибель скважин. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. Вместе с тем, при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этих осложнений.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа из соседних скважин, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится). В случае, когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно-направленные скважины.

Для предупреждения выброса плотность  $\rho_{бр}$  бурового раствора при вскрытии продуктивного горизонта должна быть

$$\rho_{бр} = K_p P_{пл} / gH, \quad (4.1)$$

где  $k_p$  — коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым, величина которого выбирается в зависи-

мости от глубины  $H$  залегания горизонта  $H : k_p = 1,15 \div 1,20$  при  $H < 1200$  м;  $k_p = 1,05 \div 1,10$  при  $H > 1200$  м.

Значение  $p_{б.р.}$ , необходимое для создания противодействия на пласт, можно также вычислить из выражения

$$p_{б.р.} = (p_{пл} + \Delta p) / gH, \quad (4.2)$$

где  $\Delta p$  – требуемая величина превышения гидростатического давления над пластовым, устанавливаемая опытным путем.

Давление (в Па), необходимое для начала движения бурового раствора в кольцевом пространстве

$$p_{\theta} = 4L\theta / (D - d), \quad (4.3)$$

где  $L$  – длина бурильной колонны, м;  $D, d$  – диаметр соответственно скважины и бурильных труб, м;  $\theta$  – статическое напряжение сдвига раствора.

Давление (в Па) сдвига вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) на забое

$$p_c = 4\theta h / D, \quad (4.4)$$

где  $h$  – глубина скважины.

Опорожнение скважины при подъеме бурильной колонны может служить самостоятельной причиной возникновения проявления и в сочетании с другими факторами.

Объем бурового раствора для долива в скважину определяется, исходя из объема поднятых труб с учетом объемов разливого при подъеме раствора и налипшего на стенках труб.

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Первоначальная информация о виде поступившего в скважину флюида может быть получена путем использования показания манометров на выкидной линии превенторов и стояке.

Для инженерных расчетов удобны формулы, полученные без учета структурных свойств бурового раствора:

для оценки пластового давления на забое

$$p_{пл} = p_y + \rho gh; \quad (4.5)$$

для оценки плотности флюида

$$\rho_{\phi} = \rho_{б.р.} - (P_y - P_n) / gh_{\phi}, \quad (4.7)$$

где  $p_y$  – давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $p_n$  – давление в нагнетательной линии насосов;  $h_{\phi}$  – длина столба флюида, которую находят по объему поступившего в скважину флюида, равного объему вытесненного бурового

раствора, и по площади сечения кольцевого зазора;  $P_y$  – давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $P_n$  – давление в нагнетательной линии насосов.

Считается, что при  $p_{\phi} = 1080 \div 1200$  кг/м<sup>3</sup> в скважину поступила пластовая вода, а при  $p_{\phi} < 360$  кг/м<sup>3</sup> – газ. В случае  $p_{\phi} = 360 \div 1080$  кг/м<sup>3</sup> возможно поступление нефти с газом, нефти, воды с газом.

Содержание газа в буровом растворе (%) можно рассчитать по формуле

$$C_r = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{заб}}{4Qp_y}, \quad (4.8)$$

где  $v_m$  – механическая скорость проходки, м/с;  $D$  – диаметр скважины, м;  $C_1$  – содержание газа в породе, %;  $p_{заб}$  и  $p_y$  – соответственно забойное и устьевое давление, МПа;  $Q$  – объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м<sup>3</sup>/с.

При сооружении геотермальных скважин в процессе бурения и выполнения вспомогательных работ, не связанных с углублением скважины, под воздействием высоких температур горных пород температура бурового раствора заполняющего ствол, достигает точки кипения, что приводит к возникновению пароводопровявлений, а при соответствующих условиях и паровых выбросов.

Внезапные выбросы горячей воды и перегретого пара происходят при: отсутствии соответствующего противодействия на продуктивные зоны; наличии поглощения после вскрытия про-

дуктивной зоны; подъеме бурильных труб из скважины без долива ее буровым раствором; частых простоях скважины без своевременных промывок; отсутствии должного контроля за параметрами бурового раствора и уровнем его в приемных емкостях.

Поэтому при проектировании скважин на парогидротермы следует предусмотреть технологические и профилактические мероприятия по выбору соответствующих схем обвязки устья и качественному монтажу противовыбросового оборудования.

Особенно опасный вид осложнений – рапопроявления. Начальная интенсивность притока рапы составляет от 3–5 до 5500 – 8500 м<sup>3</sup>/сут. Температура рапы на выходе из скважины достигает 110 °С, плотность 1250 – 1360 кг/м<sup>3</sup>, общая минерализация -300 – 400 г/л, а иногда до 670 г/л, водородный показатель  $pH-5,0 \div 6,4$ . Градиенты пластового давления достигают 0,0235 МПа/м. Рапа оказывает коррозионное воздействие на наземное оборудование, бурильные и обсадные трубы, а также на цементный камень. Борьба с рапопроявлением осуществляется путем подавления притока из водонапорных пластов утяжеленным буровым раствором.

Контрольные вопросы по разделу 4:

- 1 Причины выбросов нефти, газа и воды из скважины?
- 2 Какие существуют признаки начала газопроявлений?
- 3 Какие меры необходимо провести для предотвращения начавшегося выброса?
- 4 Принцип работы превентора? Какие типы превенторов существуют?
- 5 Причины возникновения грифонов и меры по их предотвращению.

## **5 БУРЕНИЕ В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ**

Во многих нефтегазовых районах (Прикаспийская впадина, Волго-Уральский регион, Днепрово-Донецкая впадина, Тимано-Печорский регион и др.) в составе нефти и газа содержится сероводород ( $H_2S$ ). Скопления газов, нефтей и вод, содержащих большое количество сероводорода, часто приурочены к залежам с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), что в значительной мере усложняет процесс бурения.

Сероводород – сильный яд, поражающий нервную систему. Попадая в легкие, сероводород растворяется в крови и соединяется с гемоглобином. При концентрации сероводорода 1 мг/л и более возможна мгновенная смерть от паралича дыхательного центра. При отравлении быстро возникающие судороги и потеря сознания приводят к смертельному исходу из-за остановки дыхания.

Явный запах сероводорода ощущается уже при концентрации 0,0014...0,0024 мг/л, значительный запах – при концентрации 0,004 мг/л, а при концентрации 0,007...0,010 мг/л запах трудно переносится даже теми, кто привык к нему. При более высокой концентрации сероводорода запах менее сильный, поэтому можно отравиться, не заметив опасного увеличения концентрации сероводорода. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе – 0,01 мг/л, а в смеси с углеводородами – 0,003 мг/л.

Сероводород легко воспламеняется, а в смеси с воздухом взрывается. Температура его самовоспламенения 290°C. Нижний и верхний пределы взрывоопасной концентрации сероводорода в воздухе составляют соответственно 4,0 и 45,5 % (по объему).

Сероводород тяжелее воздуха, относительная плотность его 1,17. Способность сероводорода образовывать скопления приводит к его взрывоопасной концентрации. Вследствие этого при проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары, которые могут распространяться на огромной территории и стать причиной многочисленных жертв и больших убытков.

Исходя из этого, при бурении скважин, которые могут вскрыть пласты с  $\text{H}_2\text{S}$ , предъявляются очень жесткие требования к технике безопасности. Этим обуславливаются мероприятия по выбору и размещению оборудования, обучению и тренировке буровой бригады. В условиях сероводородной агрессии имеет место ряд специфических осложнений: сильное коррозионное воздействие сероводорода на стали и их сульфидное растрескивание, в результате чего разрушаются бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, цементный камень; резкое ухудшение свойств буровых растворов – загустевание, рост показателя фильтрации, интенсивное образование высокопроницаемой фильтрационной корки и др. Особенно сложно бороться с этими осложнениями при бурении глубоких скважин (более 4000 м) на месторождениях нефти и газа с содержанием сероводорода до 25... 30 %, углекислого газа до 25 % и наличием зон АВПД. К таким месторождениям, прежде всего, следует отнести очень крупное Тенгизское нефтяное месторождение, расположенное в Прикаспийской впадине.

Согласно правилам техники безопасности в нефтегазодобывающей промышленности при вскрытии пластов, содержащих сероводород, должны быть организованы постоянные наблюдения за концентрацией сероводорода, выделяющегося из бурового раствора, для принятия мер по предупреждению отравления людей.

Наиболее простым способом контроля за содержанием сероводорода в воздухе или газе является определение его с помощью индикаторной бумаги. Индикаторную бумагу, выдержанную в исследуемой среде в течение 30 с, сопоставляют по цвету с эталонными образцами и определяют концентрацию сероводорода. При отсутствии эталонных образцов содержание сероводорода оценивают не количественно, а только качественно. Для количественного его определения используют калориметрический метод, основанный на принципе прямого отсчета концентрации сероводорода по длине индикаторной трубки газоанализатора после прокачивания через нее исследуемого воз-

духа. В нефтяной промышленности с этой целью используют газоанализаторы типов УГ-2 и ГХ-4.

В настоящее время разработана автоматизированная система сбора и обработки геологической, геофизической и технологической информации в процессе бурения (АССБ-1). Лабораторная станция предназначена для определения показателей физических свойств бурового шлама и раствора, а также содержания в них газа.

Одним из видов разрушения бурильного инструмента и бурового оборудования является коррозионное растрескивание, которое значительно более опасно, чем общая коррозия. Коррозионное растрескивание происходит, как правило, внезапно при относительно неповрежденных стальных металлических частях оборудования. Вследствие этого, очень сложно заранее предугадать возможность и место разрушения такого вида и принять соответствующие меры по его предотвращению.

Часто встречающимся видом коррозионного растрескивания нефтепромыслового оборудования является сероводородное растрескивание, происходящее под действием сероводорода в присутствии воды. Механизм разрушения этого вида связан с проникновением в сталь водорода, образующегося при электрохимической сероводородной коррозии.

**Поступление сероводорода  $H_2S$**  в скважину значительно затрудняет буровые работы. В случае обильного поступления в глинистый раствор  $H_2S$  (при  $pH$ , близком к 7) в скважине образуются сгустки, обладающие высокой липкостью, которые могут быть причиной прихвата. При появлении в растворе на водной основе  $H_2S$  необходимо поддерживать  $pH > 9$ , добавляя в буровой раствор ингибиторы коррозии, способные связывать серу в соединения, трудно растворимые в воде.

Эффективными нейтрализаторами являются нейтрализатор  $H_2S$  ВНИИТБ-1 и ЖС-7 (железный сурик  $Fe_2O_3$ ) ВолгоградНИПИнефти.

Количество ЖС-7 как добавки в буровой раствор определяется условиями бурения и ожидаемой концентрацией  $H_2S$  в пластовом флюиде. Величину добавки рассчитывают по номограм-

ме [3], приведенной на рис. 5.1 Исходные данные для расчета концентрации ЖС-7:  $D$  – диаметр скважины, м;  $d$  – наружный диаметр буровых труб, м;  $F_K$  – площадь поперечного сечения кольцевого (затрубного) пространства скважины, м<sup>2</sup>;  $H$  – глубина залегания сероводородсодержащего пласта, м;  $C_{H_2S}$  – объемная концентрация  $H_2S$  в пластовом флюиде, %;  $Q$  – подача насосов, л/с.

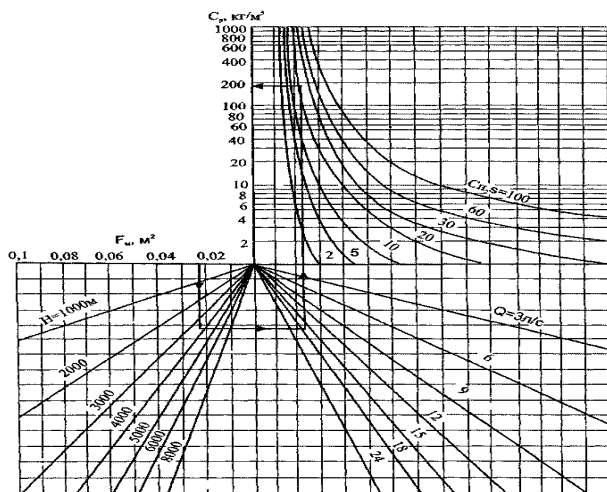


Рис 5.1. Номограмма для определения количества добавки нейтрализатора сероводорода ЖС-7

Зарубежная и отечественная практика бурения скважин в условиях сероводородной агрессии показала, что наиболее целесообразно использовать буровые, обсадные и насосно-компрессорные трубы, устьевое буровое и нефтепромысловое оборудование, изготовленные из специальных сталей, стойких к наличию в среде  $H_2S$  и  $CO_2$ .

Для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии используют стойкие к  $H_2S$  тампонажные материалы или химически ингибированные тампонажные цементы. При этом в тампонажную смесь включают компоненты, способные к взаимодействию с присутствующим сероводородом. Образую-

щиеся в результате упомянутого взаимодействия продукты должны представлять собой нерастворимые соединения, способные препятствовать проникновению агрессивного агента в цементный камень.

Главное, что надо всегда иметь в виду при проводке скважин в условиях сероводородной агрессии, это то, что все работы по строительству скважин в этих условиях должны быть подчинены следующим основным задачам: охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды.

Контрольные вопросы по разделу 5:

- 1 Основные свойства сероводорода?
- 2 Какие осложнения возникают при бурении в условиях сероводородной агрессии?
- 3 Как контролируется содержание сероводорода в воздухе или газе?
- 4 Как действует сероводород на бурильный инструмент и буровое оборудование?
- 5 Какие вещества способны нейтрализовать  $H_2S$ ?

## 6 ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

Согласно принятой терминологии *мерзлыми породами* называются такие породы, которые имеют нулевую или отрицательную температуру, и в которых хотя бы часть воды замерзла.

Суммарная льдистость мерзлой породы  $L_c$  – отношение содержащегося в объеме породы льда к объему мерзлой породы – определяется из следующего выражения, %:

$$L_c = L_b + L_{\text{лц}}, \quad (6.1)$$

где  $L_b$  – льдистость породы, избыточная за счет ледяных включений, %;  $L_{\text{лц}}$  – льдистость породы за счет порового льда (льда-цемента), %.

По льдистости мерзлые породы делятся на малольдистые (содержание льда менее 10 %), слабольдистые (менее 25 %), льдистые (25...40 %) и сильнольдистые (более 40 %).

Многолетнемерзлые (вечномерзлые) породы (ММП) – это породы, находящиеся в мерзлом состоянии в течение многих лет (от трех и более).

В верхней части геологического разреза многих северных районов (Коми, Западная Сибирь, Аляска, Канада и др.) залегает толща многолетнемерзлых пород; мощность этой толщи иногда достигает 500 м и более. В состав ее могут входить как хорошо связные прочные породы (известняки, песчаники и т. п.), так и породы несвязные (пески, галечники и т.п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

При бурении в толще многолетнемерзлых пород возникают следующие осложнения:

- интенсивное кавернообразование ( $K_k > 1,5$ ) в интервалах залегания ММП и низкотемпературных талых пород (НТП), осыпи и обвалы пород, приводящие к прихвату, слому бурильного инструмента; размыв, провалы фундамента под буровой установкой в результате протаивания мерзлых пород, прилегающих к поверхности;

- протаивание, размыв ММП и НТП за направлением, кондуктором, проникновение бурового раствора в затрубное про-

странство, в т. ч. соседних близкорасположенных скважин при бурении с поглощением бурового раствора с частичной или полной потерей его циркуляции в стволе, грифонообразование;

- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, недоход цементной пробки за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн, насосно-компрессорных труб в случае обратного промерзания при длительных простоях, консервации скважин;

- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;

- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия затвердевших мерзлых вод и пропластков гидратов.

Бурение скважины в ММП должно осуществляться в строгом соответствии с Регламентом технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления (РД 39-009-90 Миннефтегазпрома). Согласно этому регламенту, скважина считается качественно построенной в интервале залегания ММП, если в результате применения выбранной конструкции и технологии бурения предотвращаются осложнения, перечисленные выше; обеспечивается  $K_k < 1,3$  в интервале криолитовой зоны и спуска кондуктора; качество цементирования: 40 % длины колонны в интервале криолитовой зоны отмечается как хорошее и удовлетворительное, причем ниже криолитовой зоны, над башмаком кондуктора, на высоту не менее чем 60 м, как хорошее.

Конструкция скважин в зоне залегания ММП должна обеспечивать надежную сохранность ее устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства за направлением и кондуктором, а также образование воронок, провалов пород в приустьевой зоне в процессе всего цикла строительства скважины, а также при ее испытании и дальнейшей эксплуатации.

Эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляе-

мое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др.) предотвращающие смятие колонн и нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании.

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяют различные буровые среды: от охлажденного воздуха и буровых растворов до устойчивой пены. При использовании буровых растворов на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки.

В наибольшей мере условиям бурения в многолетнемерзлых породах отвечает технология бурения с применением продувки воздухом, охлажденным до отрицательных температур.

Массовые расходы воздуха обычно в 15–25 раз меньше расхода любой промывочной жидкости, а его теплоемкость  $10^3$  Дж/(кг·°С) в 4 раза меньше. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60–100 раз меньше тепла, чем циркулирующая жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который, хотя и не замерзает в скважине, легко может нарушить естественное агрегатное состояние мерзлых пород. Однако и сжатый воздух не всегда устраняет осложнения, связанных с протаиванием пород. Для регулирования и нормализации температурного режима скважин при бурении с продувкой в мерзлых породах необходимо предусматривать эффективную систему принудительного охлаждения и остужения сжатого воздуха.

В районах распространения многолетнемерзлых пород наиболее рационально применять пены.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ все чаще для получения пен используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание его в атмосфере 78 %. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жид-

костях изменяют от 50 до 95 % в зависимости от решаемой технологической задачи.

После разбуривания всей толщи многолетнемерзлых пород ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают на 100... 150 м ниже глубины промерзания. При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации. В газовых и газоконденсатных скважинах кольцевое пространство между кондуктором и стенкой ствола скважины рекомендуется герметизировать с помощью пакера, устанавливаемого в 10... 20 м от башмака. Это позволяет предотвратить прорыв в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважин, что часто наблюдается при растеплении мерзлых пород.

Учитывая, что зона ММП, как правило, состоит из рыхлых и неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая должна составлять (для условий Западной Сибири) не более 1... 2 сут. За это время при применении качественного глинистого раствора с температурой не выше 5 °С осложнений, как правило, не бывает, и спуск колонны происходит нормально. Если же продолжительность бурения по каким-либо причинам увеличивается до 4...5 сут и более, то возникают обвалы и необходимость в многократных проработках.

Технология строительства и конструкция скважин должны отвечать требованиям охраны окружающей среды в зонах залегания ММП в условиях Крайнего Севера.

Контрольные вопросы по разделу 6:

- 1 Что такое льдистость горных пород?
- 2 Какие осложнения возникают при бурении многолетне мерзлых пород?
- 3 Какие профилактические меры предпринимаются для предотвращения осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах?
- 4 Какие требования к конструкции скважин предъявляются при бурении в многолетнемерзлых породах?
- 5 Какие требования предъявляются к тампонажным материалам при тампонировании скважин, буримых в многолетнемерзлых породах?

## **7 АВАРИИ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ**

Под аварией в бурении следует понимать нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны труб или их поломкой с оставлением в скважине элементов колонны труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ.

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

Часто бурильные и обсадные колонны неожиданно оказываются прихваченными или заклиненными в скважине. Происходит также смятие или нарушение обсадной колонны, которой перекрыта часть ствола скважины, нередко еще непредвиденные газонефтеводопроявления, надолго останавливающие процесс строительства скважины, для устранения которых проводятся дополнительные работы.

Для разработки методов предупреждения и ликвидации аварий последние сгруппированы по ряду общих признаков.

В соответствии с этим была разработана классификация аварий. В основу ее положен принцип выделения в отдельные виды схожих между собой и часто повторяющихся аварий. В свою очередь, виды аварий подразделены на группы, в которых, кроме общих признаков, учитываются и самостоятельные признаки, отличающиеся от аварий другой группы.

Все аварии в бурении условно подразделяются на следующие виды: аварии с элементами колонны бурильных труб, прихваты бурильных и обсадных колонн, аварии с долотами, аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки; аварии из-за неудачного цементирования, аварии с забойными двигателями;

аварии в результате падения в скважину посторонних предметов, прочие аварии.

Аварии возникают в основном вследствие брака в работе исполнителей технологического процесса (95 % от общего количества аварии) или изготовителей инструментов, оборудования и механизмов.

### **7.1 Аварии с элементами колонны бурильных труб**

Наиболее часто они происходят с элементами колонны бурильных труб (бурильными, утяжеленными и ведущими трубами; переводниками, бурильными замками, муфтами, центраторами, стабилизаторами, калибраторами, противоприхватными опорами).

На практике доказано, что аварии этой группы вызваны в основном усталостью металла, возникающей при частом изменении величины нагрузки и направления ее действия. Усталостные изломы подготавливаются скрытно и наступают без всякого видимого изменения размеров и формы элементов бурильной колонны.

Внешне разрушение металла проявляется в возникновении трещин ультрамикроскопических размеров. Явление усталостного разрушения возникает в результате действия знакопеременного изгиба, крутильных ударов и колебаний бурильной колонны. Знакопеременный изгиб приводит к образованию остаточных напряжений во время вращения бурильной колонны. Крутильный удар характерен для роторного бурения, особенно при работе с долотами режуще-скалывающего типа.

Продольные колебания бурильной колонны, возникающие главным образом при бурении шарошечными долотами, зависит от степени однородности и твердости разбуриваемых пород, и ряда других факторов.

Если долота подобраны неправильно или параметры режима бурения не соответствуют механическим свойствам проходимых пород, то продольные перемещения влияют на прочность бурильной колонны.

Колебания происходят и вследствие неравномерной подачи бурового раствора при работе поршневых насосов. В результате пульсации давления на выкиде насоса бурильная колонна получает дополнительные вынужденные колебания, которые при совпадении частоты пульсации давления с частотой собственных колебаний колонны могут вызвать явление резонанса, опасное для прочности колонны труб.

Возникновение усталостных разрушений ускоряется, если структура металла неоднородна и на наружной поверхности детали имеются резкие переходы в сечении, острые надрезы, неглубокие царапины, расслоения, незаметные на глаз инородные тела, включения и т. д.

Несовершенство конструкции труб и резьбовых соединений, скрытые дефекты, образующиеся при изготовлении труб, отсутствие на буровых предприятиях приборов, повседневно контролирующих состояние элементов бурильных колонн, — все это может быть причиной аварии с бурильной колонной. Однако основные причины аварии с элементами бурильных колонн, — нарушения технологии проводки скважин и правил эксплуатации.

Всех факторов, способствующих возникновению поломок элементов колонны бурильных труб, устранить нельзя, но необходимо стремиться их максимально снизить.

Ниже рассмотрены причины аварий этого вида по группам.

### **Слом труб в зоне трубной резьбы**

Эта группа аварий характерна для труб с высаженными внутрь концами, на которых нарезается трубная коническая резьба (8 витков на 25,4 мм) для соединения с бурильным замком, а также для труб из легких сплавов – ЛБТ, у которых трубы с замком соединяются с помощью трубной конической резьбы.

Резьба способствует образованию трещин в теле трубы, особенно при малых закруглениях радиуса. Чем меньше радиус закругления, тем больше возможность образования трещин при прочих равных условиях.

Крупная резьба, соединяющая замковый ниппель и замковую муфту, не образует резких переходов. При соединении трубы с замком трубной резьбой упор отсутствует, поэтому на участке перехода резьбы от полного сопряжения к неполному концентрируются опасные напряжения. Сочетание переменных нагрузок и концентрация напряжений способствуют распространению усталостных трещин в глубь трубы, ослаблению сечения трубы и обуславливает усталостный характер сломов.

### **Разрушение трубных и замковых резьбовых соединений**

Резьбовые соединения разрушаются главным образом вследствие их размыва и износа.

При спуско-подъемных операциях визуально обнаруживаются размытые резьбовые соединения и изношенные замковые резьбы, поэтому многие аварии можно предупредить. В процессе бурения на размыв резьбового соединения указывает снижение давления и температуры циркулирующего бурового раствора.

При работе на забое бурильная колонна подвергается различным знакопеременным напряжениям. Недокрепление соединения способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга, что ускоряет износ резьбы.

Много аварий происходит вследствие износа резьбовых соединений УБТ, поскольку они работают в самых тяжелых условиях. Кроме того, резьба на соединениях УБТ слабее резьбы на замках, переводниках и долотах, т. к. она, как правило, не подвергается термической обработке, УБТ изготавливают из стали групп прочности Д, менее прочной, чем сталь 40ХН для замков и переходников. Тяжелые условия работы УБТ, низкая их прочность, неполное свинчивание, плохое качество нарезки резьбы – основные причины, которые приводят авариям.

### **Сломы труб по телу**

В практике бурения наблюдаются следующие виды сломов по телу труб: поперечный слом; разрушение труб по спирали; продольное разрушение труб, муфт, бурильных замков.

Поперечный слом трубы по телу происходит в основном вследствие различных повреждений, когда дефект направлен перпендикулярно к оси трубы. К повреждениям труб относятся вмятины, царапины и поперечные риски, образуемые при работе клиньями, встроенными в ротор, ключами АКБ, машинными ключами.

Частые причины слома труб по телу – вмятины от шарошек и других металлических предметов, упавших в скважину (плашек, челюстей ключей АКБ и т. д.) и вывалившихся кусков твердых пород.

Увеличению трещин от ультрамикроскопических до видимых размеров прогрессивно способствует коррозия, при которой металл работающей трубы подвергается переменным напряжениям, вследствие чего происходят взаимные смещения в кристаллах. В результате окисления первоначальные трещинки увеличиваются, происходит дальнейшая их концентрация и в итоге — обрыв трубы. Основная причина обрыва – трещины, возникающие в результате усталостных явлений в металле, а коррозия – сопутствующий фактор.

*Слом трубы от скручивания* возникает при приложении чрезмерных крутящих моментов, преимущественно при ликвидации аварий. Другая причина слома трубы по спирали – неравномерное распределение элементов в структуре металла.

*Слом трубы по сварному шву* характерен для бурильных труб с приваренными полузамками.

Причины поломок труб с приваренными замками – невыявленные дефекты в трубах перед вводом их в эксплуатацию. Для этой конструкции труб специфическими недостатками, приводящими к авариям, являются отсутствие соосности между трубой и приваренными полузамками, что приводит к резкому уменьшению рабочей площадки поперечного сечения трубы.

*Разрушение по телу муфт и бурильных замков.* Причина этих разрушений – значительные усилия, прилагаемые во время ликвидации аварий, и неправильная термообработка. Разрушение от напряжений, превышающих допустимые, происходит как

вдоль так и поперек муфт и замков. Вначале образуются трещины, а потом разрушается и элемент замка.

При ликвидации аварии часто происходят поперечные сломы соединительных муфт в бурильных колоннах, извлекаемых с забоя, а также в бурильных колоннах, которыми поднимают аварийные колонны. Приложение значительных усилий, превышающие допустимые, приводит к слому в первую очередь тех соединительных муфт, прочность в которых ослаблена усталостными напряжениями и коррозией.

*Падение бурильной колонны* в скважину происходит в основном, вследствие нарушения технологических требований к спуску-подъему колонны, а также в результате неисправностей спуско-подъемного инструмента и механизмов. Наиболее часто встречаются следующие случаи неисправностей, приведшие к авариям:

- неполное или слабое закрепление элеватора на трубе;
- приложение сверхдопустимых нагрузок на спуско-подъемный инструмент;
- несоответствие диаметра, применяемого элеватора, диаметрам используемых труб;
- несоблюдение правил работы со спуско-подъемным инструментом;
- ненадежное крепление замкового резьбового соединения бурильного замка;
- подъем бурильных колонн на одном штропе.

## **7.2 Аварии, вызванные прихватом труб**

Прихват колонны труб – это самый распространенный и тяжелый вид аварий. Потенциальные опасности возникновения прихватов возросли с увеличением глубин скважин и соответственно с ростом давлений – как гидростатического, так и пластового.

На возникновение прихвата значительно влияет наличие в разрезе мощных хемогенных толщ, комплекса переслаивающихся галлитов-алевролитов и глинистых пород, склонных к те-

кучести и растворению, осыпанию и обвалам; наличие зон с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами; большие углы падения пластов и другие факторы геологического характера.

Нередки случаи, когда работа, проведенная для предотвращения одной группы прихватов, приводит к возникновению других осложнений. Например, переход на бурение с промывкой растворами с пониженной плотностью для предупреждения прилипания колонн обусловил возникновение осыпей и т. д.

Решающий фактор возникновения прихватов – вид промывочной жидкости. Основное число прихватов происходит в районе, где бурение ведется с применением, в качестве промывочной жидкости, глинистых растворов. Растворы на нефтяной основе исключают почти все виды прихватов, приводящих к прилипанию колонн и образованию сальников.

Прихваты подразделяются на следующие группы.

#### **Прилипание колонны труб к стенке скважины.**

Аварии этой группы прихватов происходят под действием перепада между гидростатическим и пластовым давлениями. Под действием избыточного давления бурильная колонна прижимается к стенке скважины и при наличии на ней глинистой корки как бы вдавливаются в нее, а сила трения исключают перемещение колонны вверх или вниз.

Признаками прилипания колонны в начальной стадии его возникновения служат увеличение крутящего момента бурильной колонны и сопротивление ее осевым перемещениям.

Прилипание колонны труб отличается от других групп прихватов неизменным характером циркуляции бурового раствора и отсутствием вращения и перемещения бурильной колонны.

Прилипание колонны труб возникает в следующих случаях:

- превышение гидростатического давления над пластовым;
- наличие во вскрытия части литолого-стратиграфического разлома пористых и проницаемых пластов;

- использование в качестве промывочной жидкости растворов, способствующих образованию на стенках скважины колонны в интервале залегания пористых пород;
- оставление колонны труб без движения против интервала залегания проницаемых пород.

**Заклинивание колонн труб.** Эта авария происходит в суженных интервалах ствола и желобных выработках. Кроме того, колонны заклиниваются посторонними предметами, падающими в скважину через устье, и осевшим шламом. Как правило, происходит заклинивание долота и элементов бурильной колонны, диаметр которых больше диаметра замков бурильных труб.

*Заклинивание в суженной части ствола* наиболее распространено в призабойной зоне, в интервале работы предыдущего долота, диаметр которого уменьшается в процессе бурения.

Заклинивание в желобных выработках, характерно для скважин с большим интервалом открытого ствола (не менее 500 – 700 м) и в скважинах, ствол которых имеет резкие изменения азимута и кривизну не менее (3 – 4<sup>0</sup>). Желоба вырабатываются при движении колонны по стенке скважины. На размер желоба влияют кривизна скважины, количество спуско-подъемов бурильной колонны, крепость пород, способ бурения. Ширина желоба обычно равна диаметру бурильного замка.

В равных условиях при роторном способе бурения образуется более глубокий желоб, чем при турбинном способе.

Причинами заклинивания колонны в желобных выработках также служат: неприменение мер по ликвидации желоба при увеличении его до прихватоопасной величины; игнорирование проведения профилеметрии при частых затяжках бурильной колонны в одном и том же месте.

Заклинивание бурильной колонны посторонними предметами преимущественно происходит, когда устьевое пространство между обсадной и бурильной колоннами не перекрыто. Нередко колонны заклиниваются кусками твердых пород, вывалившихся из стенок скважины.

Причины падения посторонних предметов в скважину: работа с неисправным инструментом, нарушение правил эксплуатации инструментов и механизмов.

Элементы бурильной колонны, особенно выступающие ее части (бурильные замки, центраторы, стабилизаторы), при спуско-подъемных операциях, ударяясь о стенки, сбивают куски пород и, падая, заклинивают бурильную колонну.

**Прихват бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.** При бурении ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважин.

Геологические факторы, способствующие обвалообразованию, большие углы падения пластов, трещиноватость и перемятость пород, литологический состав, структура и механические свойства пород и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действием фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата.

Технологические факторы, способствующие обвалам: низкое гидростатическое давление на вскрываемые пласты ввиду малой плотности промывочной жидкости или водо-, нефте- и газопроявления; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления бурового раствора в стволе скважины.

**Прихват бурильной колонны сальником.** В процессе бурения скважины возникают прихваты бурильных колонн образовавшимися сальниками, которые наблюдаются в основном при бурении его в глинистых породах, а также при бурении по хорошо проницаемым породам, способным впитать жидкость с образованием толстых глинистых корочек на стенках этого интервала. Образованию сальников способствует ряд факторов:

- загрязненность ствола скважины глинистыми и другими мелкими частицами пород;
- неудовлетворительная скорость движения восходящего потока бурового раствора;
- применение для бурения скважины бурового раствора с неудовлетворительными параметрами – высокие вязкость, липкость, и плотность;
- плохая очистка выходящего из скважины бурового раствора;
- резкое увеличение площади сечения ствола в интервале изменения диаметра или в зоне каверн.

Механизм образования сальников сводится к следующему.

Частицы пород, поднятые буровым раствором в наддолотное пространство, на участке увеличения сечения кольцевого пространства над долотом резко теряют скорость и зависают. Снизу их подпирает восходящий поток бурового раствора. По мере увеличения времени бурения число этих частиц возрастает. Они слипаются между собой, вращаясь вокруг и вместе с бурильной колонной, уплотняются и превращаются в сальник. Уплотненная масса прилипает к бурильной колонне, как правило, в первую очередь на нижние элементы ее компоновки.

Сальники могут образовываться одновременно в нескольких местах. При сильном загрязнении ствола скважины и плохом качестве бурового раствора сальники образуются и на замковых соединениях. По мере углубления скважины, частично образовавшиеся сальники уплотняются и насыщаются шламом. Одновременно сальники образуются и со стороны стенки скважины.

В других случаях сальники образуются в процессе спуска элементами бурильной колонны в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины.

Признаками образования сальников являются:

- скопление плотных корок над калибраторами, на долотных переводниках, над забойными двигателями, УБТ и бурильными замками нижних свечей колонны;

- плотные комки породы и куски глинистой корки на виброситах и в желобной системе;
- перелив бурового раствора через устье скважины при подъеме бурильной колонны, вызванный поршневанием;
- повышение давления на насосах с одновременным уменьшением нагрузки на крюке;
- затяжки при отрыве бурильной колонны от забоя во время бурения;
- уменьшение скорости бурения;
- посадки при спуске бурильной колонны и затяжки при подъеме;
- при роторном бурении или при проработке ствола нарастающее затруднение в проворачивании бурильной колонны.

При сооружении одного или нескольких признаков образования сальников принимаются меры к недопущению прихвата колонны труб.

### **7.3 Аварии с обсадными колоннами**

Крепление скважин обсадными колоннами – сложный и дорогостоящий процесс, основные причины аварий этой группы – неудовлетворительная подготовка ствола к спуску обсадной колонны, плохая подготовка труб, стыковочных муфт, разъединителей и другой оснастки обсадной колонны, спуско-подъемного оборудования и цементирующей техники, а также несоответствующая технология цементирования.

При креплении скважин встречаются следующие группы аварий.

**Прихваты обсадных колонн.** Аварии этой группы происходят в интервалах геологического разреза, представленного неустойчивыми породами (глинами, песчано-глинистыми, хемогенными, илистыми породами, аргиллитами или переслаиванием перечисленных пород), бурение в которых сопровождается сужением ствола или обвалом пород.

Причины прихватов обсадных колонн: технология, не обеспечивающая создание вертикального ствола с номинальным диаметром, и неудовлетворительная подготовка скважины к спуску колонны.

Следует обратить внимание на частые случаи аварий с верхней обсадной колонной – кондуктором. Малая длина и кажущаяся простота его функций ведут к несоблюдению требований безаварийной работы в процессе бурения, спуска и цементирования кондуктора, что нередко приводит к тяжелым последствиям.

**Обрывы колонн по соединениям труб.** Наибольшее число аварий этой группы происходят в соединении трубы с муфтой. При спуске обсадных колонн с креплением труб между собой с помощью электросварки, возможны обрывы труб по сварному шву.

Обрывы труб по резьбовому соединению часто происходят из-за приложения чрезмерных нагрузок, превышающих пределы прочности соединения. Такие нагрузки прилагаются, как правило, при прихвате обсадных колонн.

**Смятие обсадных колонн.** Эти аварии происходят как при спуске, так и в процессе бурения скважины. В зависимости от сложившихся обстоятельств, трубы сминаются по-разному. Отдельные технологические упущения приводят к возникновению наружного избыточного давления, которое вызывает смятие обсадной колонны.

Одна из частых причин смятия обсадных колонн, – несвоевременный долив в них бурового раствора при спуске в скважину.

**Разрушение обсадных труб по телу.** Эти аварии происходят, как правило, в результате механического воздействия на трубы в уже зацементированной колонне. Трубы таких колонн часто разрушаются при разбурировании цементных стаканов без предварительного удаления кусков металла от стыковочных устройств, обратных клапанов, а также предметов, случайно упавших через устье в скважину.

Распространены обрывы труб по телу, вызванные повышением внутренних давлений при восстановлении циркуляции во время посадки колонны в шлам или в суженную часть ствола, а также при спуске последней трубы без предварительной промывки забоя.

Трубы часто разрушаются в зонах дефекта (раковины, расслоение металла и т. д.), который не был выявлен до спуска трубы путем опрессовки.

Известны случаи обрыва труб по телу из-за надразов на них. Недостаточно тщательный осмотр и очистка труб перед спуском их в скважину, спуск неопрессованных труб приводят к пропуску дефектов и возникновению аварии.

**Падение обсадных колонн.** Падение колонн довольно частое явление, возникающее в основном, при спуске сварных обсадных колонн.

Падение обсадных колонн происходит в результате неисправностей замков и элеваторов, из-за их самопроизвольного открытия при неожиданной остановке колонны на уступе в скважине. Типовая схема аварии при этом такова: когда обсадная колонна становится на уступ, элеватор по инерции пускается вниз, защелки поднимаются и элеватор открывается. При этом колонна срывается с уступа и падает в скважину.

#### **7.4 Аварии вследствие неудачного цементирования**

От качества цементирования зависит состояние эксплуатируемой колонны и в дальнейшем углубление скважины. Точное соблюдение плана по подготовке скважины оборудования, технологии цементирования — залог успеха в выполнении работ по цементированию. Однако при осуществлении работ по тем или иным причинам допускаются отступления, приводящие к авариям.

Недосмотр за правильностью сборки разъединителей, стыковочных устройств, муфт ступенчатого цементирования, за их опрессовкой и проверкой работы их до спуска в скважину являются причинами многих аварий.

Большую опасность при цементировании представляет разрыв во времени между окончанием закачки цементного раствора и началом его продавки. Этот разрыв ведет к преждевременному схватыванию раствора и невозможности восстановить циркуляцию.

Аварийная ситуация может возникнуть в результате применения некачественных продавочных пробок, обратных клапанов, вследствие ошибок в расчете количества продавочной жидкости, из-за отсутствия надежных средств для прокачивания жидкости. К неудачному цементированию приводит и слабая подготовка буровых труб к спуску на них секции обсадных колонн.

### **7.5 Аварии с забойными двигателями**

По сравнению с роторным бурением применение забойных двигателей способствует резкому снижению аварийности.

Особенно благоприятно сказалось применение забойных двигателей на снижение аварий элементов буровой колонны. В результате трубами той же конструкции и качества стало возможно осваивать большие глубины. Однако работа в скважине новым механизмом привела к возникновению нового вида аварий. Опасность аварий с находящимся в скважине забойными двигателями усугубляется их значительными размерами и небольшим зазором между корпусом и стенкой скважины, особенно если ствол был осложнен, если в забойной зоне много шлама или бурение ведется с применением бурового раствора несоответствующего качества. Как правило, причинами являются отсутствие регулярных проверок состояния резьб, недокрепление резьб перед спуском турбобуров в скважину. Другая распространенная группа аварий с турбобурами – разъединение по резьбовому соединению корпуса турбобура с переходником под корпус шпинделя.

Резьбы в узлах турбобуров срываются и отвинчиваются вследствие недостаточного крепления в процессе сборки, из-за нарушения правил эксплуатации и ремонта турбобуров. Недокрепление резьб ведет к их быстрому износу, который ускоряется благодаря тяжелым условиям работы. В буровой колонне ни одно резьбовое соединение не работает в таких сложных усло-

виях, поэтому должен быть налажен постоянный контроль за состоянием резьб турбобура.

Ниппель турбобура заклинивается при заклинивании вала турбобура шламом, металлическими предметами, набухшей резиновой обкладкой и вследствие его погнутости. Нерегулярное наблюдение за состоянием провулканизированной резины ниппеля вызывает ее расслоение и срыв резиновой прокладки. Отсутствие контроля за биением вала турбобура перед спуском в скважину приводит к заклиниванию ниппеля и отвинчиванию его.

Слом корпуса турбобура происходит в основном по резьбе, за редким исключением – поломки корпуса по телу на некотором расстоянии от резьбы. Они происходят, если корпус имел дефекты, вокруг которых концентрировалось напряжение, вызывающие быструю усталость металла и обрыв корпуса. У односекционных турбобуров основные поломки наблюдаются в местах соединения верхнего переводника с корпусом, а у многосекционных – в соединительных переводниках. Сломы носят усталостный характер. Причины их, заключаются, как правило, или в несвоевременной проверке корпусов дефектоскопами, или в работе турбобурами без всякой проверки состояния резьбы неразрушающими методами контроля.

Слом вала турбобура происходит по верхней резьбе под роторную гайку и контргайку, по промывочным окнам в местах перехода с основного диаметра на диаметр под пята, а также по упору втулки нижней опоры в вал. Причиной слома также является несвоевременный контроль валов неразрушающими методами в цехах по ремонту турбобуров.

Корпуса турбобуров заклиниваются кусками породы и металлическими предметами, выпавшими из стенки скважины, а также предметами, падающими через устье скважины.

## **7.6 Аварии с долотами**

Аварии с долотами немногочисленны, но они значительно сдерживают темпы углубления скважины. При аварии с долотами в скважине остаются или целые долота, или их узлы (шарошки, и др.). В количественном отношении оставление целого

долота в скважине встречается значительно реже, чем его узлов, но на извлечение каждого долота из скважины затрачивается значительно больше времени, чем на его узлы.

Оставление долот в скважине происходит главным образом из-за нарушения правил крепления долот. Плохо закрепленные долота часто отвинчиваются при их спуске, не достигая забоя. Известны случаи, когда плохо закрепленные долота отвинчивались почти у самого устья. Часто долота отвинчиваются при проработках, особенно в зонах сужения, на искривленных участках и в желобах.

Отсутствие систематической проверки качества замковой резьбы у переводника приводит к тому, что подъем бурильной колонны при незначительном расклинивании или посадке ведет к вырыву долота из переводника.

Встречаются также случаи заклинивания долот при креплении труб обратным вращением ротора с подвешенной на нем бурильной колонной.

Нередко происходят сломы долот по резьбе ниппеля. Авариям такого вида предшествуют удары об уступ, а также длительное бурение долотом.

Были случаи оставления трехшарочных долот в скважинах в результате их раскалывания на три части из-за плохого качества соединения лап между собой.

Необходимо особо обращать внимание на состояние резьбы и степень крепления долота к переводнику.

Шарошки остаются на забое в основном из-за длительной работы долота, причина передержки долот на забое – главным образом недостаточный опыт бурильщиков, их неумение использовать результаты работы предыдущего долота и данные геологического наряда при эксплуатации вновь спускаемого долота. Имеются случаи, когда сработанным долотом продолжают бурение, хотя проходка значительно снизилась.

Несмотря на массовое применение алмазных долот, случаи аварий с ними редки и связаны с отвинчиванием долот и раскалыванием матриц долота. Причины отвинчивания долот такие же, как и шарошечных, раскалывание матриц у алмазных долот

происходит, как правило, в результате неправильной их термобработки.

Аварии с долотами режущего типа встречаются в районах, в которых бурение ведется в мягких с перемежающимися пропластках твердых породах.

Лопастные долота отвинчиваются по той же причине, что шарошечные и алмазные, т. е. из-за плохого крепления их и вследствие присоединения к переводнику с изношенной замковой резьбой.

Лопастные долота ломаются в результате неплотного присоединения к корпусу или вследствие заклинивания долота за несоответствия режима его работы на забое.

### **7.7 Падение в скважину посторонних предметов**

Над устьем скважины приходится работать людям разной квалификации, в различных климатических условиях, при различных темпах, разнообразными инструментами и механизмами. В этих специфических условиях не исключаются ошибки и погрешности, которые приводят к падению в скважину ручных инструментов, частей механизмов приборов, которые наносят значительный ущерб.

Очень часто в скважину падают кувалды, цепные ключи, при работе с ними над ротором при незакрытом устье скважины.

Причинами падения посторонних предметов в скважину являются: нарушения эксплуатации инструментов, устройств и механизмов, с которыми ведутся работы на устье; применение неисправного вспомогательного инструмента; отсутствие на устье устройств для предупреждения падения различных предметов в скважину; несоосность устья скважины осью буровой вышки.

### **7.8 Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах**

При проведении промыслово-геофизических работ в скважине происходят прихваты кабеля, оставление в скважине кабеля, физических приборов, аппаратов, шаблонов, радиоактивных

источников, торпед и других предметов, без извлечения которых невозможно дальнейшее углубление скважины. Особенно часты прихваты опробователей пластов и других приборов, которыми производится отбор проб в скважине.

Следует отметить, что многие буровые бригады не контролируют подготовку к спуску, спуск и особенно подъем скважинных приборов и аппаратов, в результате чего иногда характер и причину аварии нельзя точно определить. В иных случаях не удается определить, что осталось в скважине. Ответственный представитель буровой бригады должен зафиксировать или даже заэскизировать, что опускается в скважину, записать показания счетчика перед спуском прибора, а также наличие и работу указателя натяжения каротажного кабеля. В конце подъема он должен убедиться, что защелка счетчика вновь стала «0» и прибор находится в том же состоянии.

Контрольные вопросы по разделу 7:

- 1 Какие факторы влияют на усталостное разрушение бурильных труб?
- 2 Как влияет резьба на прочность нарезаемого участка бурильной трубы?
- 3 Причины аварий с утяжеленными бурильными трубами.
- 4 Какой вид разрушения характерен для бурильных труб с приваренными полузамками (замковой муфтой и замковым ниппелем)?
- 5 Причины падения бурильной колонны в скважину.
- 6 Каковы причины прилипания бурильной колонны к стенкам скважины?
- 7 Каковы геологические факторы, способствующие прихвату бурильной колонны в результате обвалообразования?
- 8 Причины образования сальников?
- 9 Как предотвратить образования сальников?
- 10 В каких горных породах часто происходят прихваты обсадных колонн?
- 11 Как нужно осуществлять контроль за свинчиванием

- обсадных труб в колонну?
- 12 Какие факторы часто приводят к неудачному цементированию обсадных колонн?
  - 13 Каковы признаки заклинивания долота?
  - 14 Как предотвратить падение посторонних предметов в скважину?
  - 15 Каким образом регулируют сроки схватывания цементного раствора?

## **8 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ**

На инструментальной площадке буровой должен находиться ловильный и вспомогательный инструмент для первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий.

Для первоочередных работ рекомендуется иметь на буровой следующий минимум ловильного и вспомогательного инструмента: колокол К для захвата за тело трубы; колокол сквозной КС для захвата за замок, муфту, УБТ; метчик универсальный типа МБУ; метчик специальный типа МСЗ; воронки к колоколам и метчикам; центрирующее приспособление к метчикам; ловитель с промывкой (ЛБП); ловитель магнитный; наголовник для гидроимпульсов; гидроотклонитель ловильного инструмента.

При проведении на скважине специальных работ (испытания, геофизические исследования и др.) на буровую доставляется ловильный инструмент для ликвидации возможных аварий с этими устройствами. Весь ловильный инструмент должен быть оснащен переводниками для соединения с бурильной колонной, и включать все необходимые приспособления, облегчающие ликвидацию аварии. Размеры ловильного инструмента и его узлов должны соответствовать размерам элементов бурильной колонны и устройств, работающих в данной скважине.

Качество ловильных работ во многом зависит от состояния ловильного инструмента. Поэтому к его транспортировке и хранению следует относиться с собой осторожностью, помня, что некачественным инструментом аварию можно усложнить.

### **8.1 Ловители с промывкой**

Ловители с промывкой предназначены для захвата оставшейся в скважине бурильной колонны за наружную часть трубы или замка.

Ловитель (рис. 8.1) состоит из переводника 1, корпуса 2, спиральной пружины 3, нажимной втулки 4, уплотнительной резиновой манжеты 5, двух ловильных плашек 6 и воронки 7.

Корпус 2 имеет в нижней внутренней части коническую поверхность для движения по ней плашек 6 и трубную резьбу на концах корпуса для подсоединения воронки 7 и переводника 1. Внутри корпуса в специальные пазы запрессованы две шпонки, между которыми помещаются плашки 6, имеющие с внутренней стороны левую специального профиля ловильную резьбу. Резьбой захватывается извлекаемая часть колонны за трубу или замок.

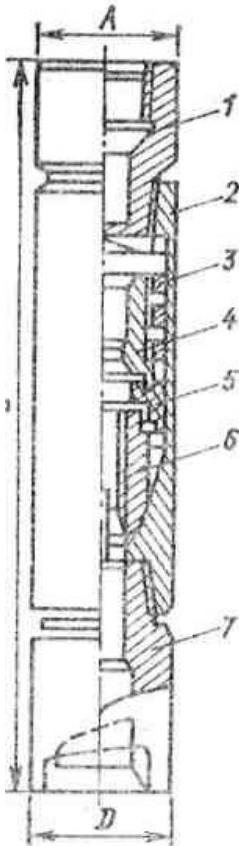


Рис. 8.1. Ловитель с промывкой

Выступы и паз на плашках позволяют им равномерно перемещаться вдоль шпонок. Над плашками устанавливают кольцо и резиновую манжету 5, которая имеет внутренний диаметр меньше диаметра захватываемого элемента буровой колонны, что позволяет его герметизировать внутри корпуса и надежно осуществлять циркуляцию бурового раствора через извлекаемые трубы. Поверх манжеты устанавливается нажимная втулка 4 с надетой на нее спиральной пружиной 3. Все внутренние узлы (от плашки до спиральной пружины) поджимаются переводниками ловителя.

К нижней части ловителя подсоединяется воронка, обеспечивающая ввод в него конца трубы.

Ловителем работают следующим образом. Его присоединяют к колонне буровых труб или к обсадной трубе (в случае необходимости захвата ниже торца извлекаемой трубы более чем на 1 м). Ловитель спускают на расчетную глубину, восстанавливают циркуляцию бурового раствора, легкими поворотами буровой колонны на 180–270° заводят

в ловитель конец трубы, оставленной в скважине. Далее ловитель опускают без вращения. В процессе спуска конец трубы, упираясь в плашки, перемещает их по конической поверхности и, раздвигая их, проходит через резиновую манжету. При последующей натяжке колонны плашки опускаются по конусу и зажимают зашедшую в ловитель трубу под действием пружины 3, а манжета герметизирует пространство между трубой и корпусом ловителя. Если при натяжении бурильная колонна сразу не освобождается, то усиливают циркуляцию бурового раствора и снова пытаются поднять колонну, возможно, с рассаживанием.

Если и в этом случае освободить колонну не удастся, то применяют другие методы ликвидации аварии, а ловитель освобождают.

Для его освобождения бурильную колонну натягивают и затем резко опускают на 20–30 см. При этом плашки, закрепившиеся на трубе, остаются на месте, а корпус со шпонками опускается. При дальнейшем вращении колонны вправо с медленным подъемом плашки сбиваются, и ловитель освобождается.

## **8.2 Метчики**

Метчики предназначены для ловли и извлечения из скважины колонны труб, верх которых оканчивается муфтой или ниппелем бурильного замка, утяжеленной бурильной колонной путем ее захвата за внутреннюю часть. Метчик (рис. 8.2) представляет собой корпус, в верхней части которого нарезана резьба замковой муфты для соединения с бурильной колонной, а в нижней части нарезается наружная ловильная резьба.

Метчики подразделяются на два типа: универсальные МБУ (рис. 8.2, *а*) и специальные МСЗ (рис. 8.2, *б*).

Метчики бурильные универсальные (МБУ) применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием их в тело бурильной трубы.

Метчики специальные (замковые) (МСЗ) используют для захвата ввинчиванием в замковую резьбу. Метчики каждого типа изготовляют в зависимости от назначения с левой и правой

резьбой. Их рекомендуется применять, когда колонну не удалось поднять ловителем или наружной трубуловкой и когда в ходе ликвидации аварии потребуются большие крутящие моменты и рассаживание желательно с центрирующими приспособлениями.

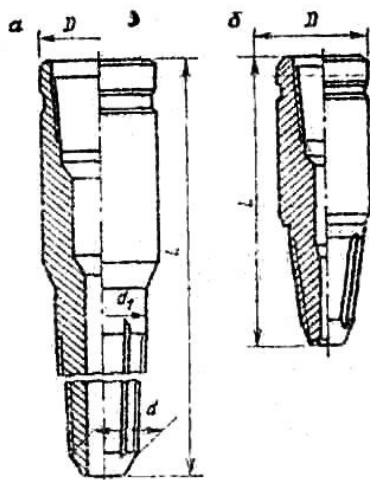


Рис. 8.2. Метчики:  
а – универсальный МБУ;  
б – специальный замковый МСЗ

Порядок работы метчиком следующий. После спуска ловильного инструмента до верхней части извлекаемых труб восстанавливают циркуляцию бурового раствора, уточняют вес колонны, давление бурового раствора и его температуру, нащупывают верх оставленной колонны на расчетной глубине. Нельзя спускать универсальный метчик на 80 см, а специальный на 20 см ниже расчет-

ной глубины соединения. При попадании метчика внутрь колонны давление бурового раствора увеличивается, временно и снижается вес колонны.

Последующим медленным вращением ротора (на 2–3 оборота) с нагрузкой 10–20 кН закрепляют метчик.

Докрепляют его с нагрузкой 20–30 кН при неполных (0,3–0,5) оборотах стола ротора до «отдачи» на 4–5 оборотов. Уменьшение нагрузки на крюке указывает, что метчик соединен с бурильной колонной.

### 8.3 Колокола

Колокола ловильные предназначены для извлечения из скважины колонны труб с захватом их посредством нарезания по наружной поверхности извлекаемых труб резьбы.

Конструкция колокола представляет собой цилиндр, в верхней внутренней части которого нарезается резьба замковой муфты для подсоединения к колонне труб, а в нижней внутренней части – ловильная резьба.

Колокола изготавливаются в двух исполнениях: колокола ловильные типа К для захвата только за верхнюю часть у торца колонны (рис. 8.3); колокола ловильные сквозные типа КС для захвата за участок колонны, находящийся у торца. Они допускают пропуск через колокол сломанной или нарушенной верхней части трубы извлекаемой колонны (рис. 8.3).

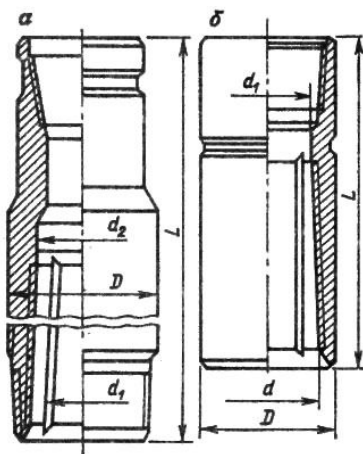


Рис. 8.3. Колокола:

*а* – колокол несквозной типа К;

*б* – колокол сквозной типа КС

Колокола изготавливают двух видов: с резьбой под воронку в зоне ловильной резьбы и без неё, а также с правой присоединительной и ловильной резьбой с левой присоединительной резьбой.

Ловильная резьба колокола цементируется и закаливается. Колокол рассчитан на захват не менее четырёх раз. Колокол – ловильный инструмент неосвобождающего типа. Ловильные работы колоколом проводятся так же, как и метчиком.

## 8.4 Центрирующие приспособления

Центрирующие приспособления к ловильному инструменту предназначены для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента относительно извлекаемого объекта.

Для метчиков и внутренних труболовок применяют центрирующие приспособления, состоящее из головки; направления с резьбой под воронку или направления с вырезом; кольца и воронки. Примерные схемы соединения узлов центрирующего приспособления с ловильным инструментом, а также общие виды каждой детали приспособления показаны на рис. 8.4

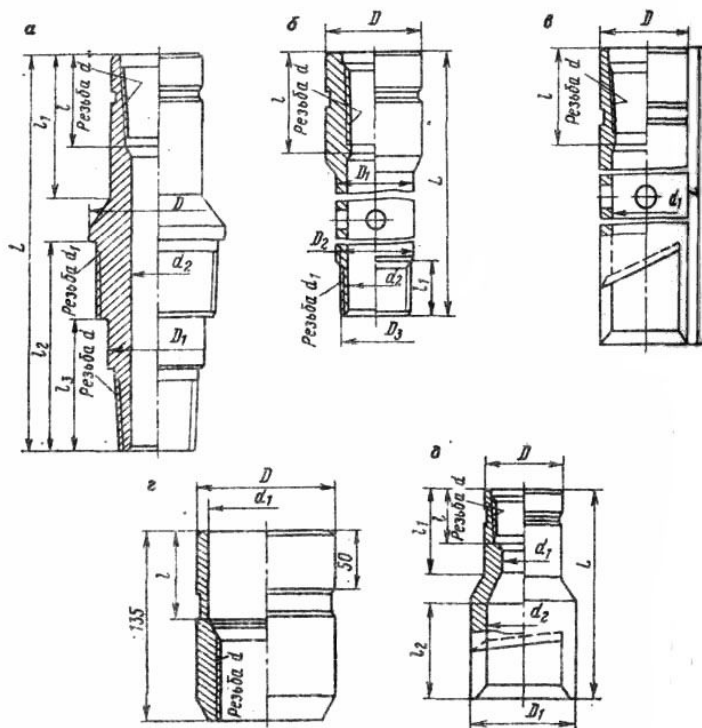


Рис.8.4. Центрирующее приспособление к ловильному инструменту:  
а – головка, б – направление с резьбой под воронку,  
в – направление с вырезом, г – кольца, д – воронка

Центрирующие приспособления изготавливаются с правой и левой присоединительными резьбами и подбираются для каждого конкретного случая в зависимости от диаметра скважины извлекаемого предмета и вида применяемого ловильного инструмента.

### 8.5 Труболовки

Труболовки предназначены для извлечения из скважины труб различного назначения и других инструментов, имеющих цилиндрическую форму. По конструкции захватного устройства труболовки подразделяются на цанговые и плашечные. Цанговой труболовкой вводимая верхняя часть извлекаемой трубы захватывается равномерно по всей поверхности.

Труболовки также подразделяются на внутренние и наружные, соответственно захватывающие извлекаемый предмет за внутреннюю и наружную поверхность. Для извлечения бурильных и насосно-компрессорных труб внутренние труболовки комплектуются центрирующими приспособлениями, имеющими направления с вырезом или резьбой под воронку, а наружные труболовки – корпусом с вырезом или воронкой.

Труболовки – это ловильный инструмент освобождающегося типа.

*Труболовка внутренняя освобождающаяся ТВО.* Труболовка типа ТВО (рис. 8.5) цангового типа предназначена для извлечения из скважины преимущественно обсадных и бурильных труб диаметром 140 мм и более с равнопроходным внутренним каналом.

Она состоит из переводника 1, гайки 2, шпонок 3, 6, корпуса 4, ловильной цанги 5, подвижного конуса 7, резинового уплотнителя 8 и наконечника 9.

Ловильная цанга выполнена в виде кольца, имеющего несколько продольных разрезов, что дает возможность концам цанги с насечкой деформироваться в радиальном направлении и уменьшать свой наружный диаметр при входе внутрь трубы. В нижней части цанга имеет заходный конус и внутреннюю

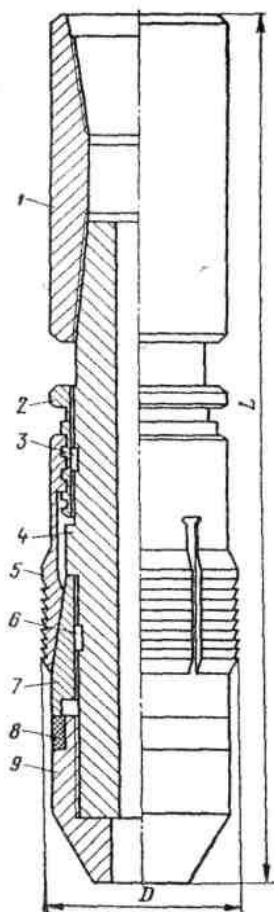


Рис. 8.5 Труболовка внутренняя, освобождающаяся, типа ТВО для обсадных труб

коническую поверхность с конусностью  $7^0$ . Наружный диаметр ловильной цанги больше внутреннего диаметра захватываемой трубы на 1–5 мм. Подвижный конус 7 может перемещаться вдоль корпуса 4 и сжимать резиновый уплотнитель 8.

При подготовке труболовки к работе в скважине проверяют состояние резьбы и уплотнения, перемещение гайки 2 совместно с цангой 5, свободное движение конуса 7 вдоль корпуса.

Затем перемещают гайку 2 до упора в переводник 1, а цангу 5 – так, чтобы концы ее находились против верхнего конца подвижного конуса, зазор между ними был на 3 – 5 мм больше половины разницы между внутренним диаметром захватываемой трубы и наружным диаметром подвижного конуса. Этим создаются условия для свободного сжатия и вхождения в трубу цанги. Труболовка работает следующим образом. Для захвата извлекаемых труб труболовку спускают до них; восстанавливают циркуляцию бурового раствора, промывают скважину и одновременно заводят труболовку внутрь трубы, а затем выключают циркуляцию бурового раствора.

Наличие конуса на направляющем наконечнике 9 обеспечивает беспрепятственный ввод труболовки внутрь трубы. При дальнейшем опускании труболовки переводник 1, упираясь нижним торцом в гайку 2, соединенную жестко с цангой 5, заталкивают ее к месту захвата. При последующем подъеме труболовки подвижный конус 7, упираясь в резиновое уплотнение 8, сжимает его, герметизирует кольцевое пространство и затем расклинивает цангу 5, создавая при этом надежный захват. Вновь восстанавливают циркуляцию бурового раствора и приступают к подъему оставленных в скважине труб.

Если трубы не освободились, то ведут работы по их извлечению расхаживанием с натягиванием вверх в пределах допустимых величин прочности труб. При этом разгружать обсадную колонну не рекомендуется. Желательно первоначальный подъем оставленных в скважине труб производить на аварийном приводе.

Труболовка освобождается следующим образом: бурильную колонну разгружают на 50–100 кН ниже собственного веса и вращают вправо на 20–30 оборотов. Затем производят ее подъем.

*Труболовка наружная спиральная освобождающаяся ТНС.* Труболовка ТНС (рис. 8.6) предназначена для захвата на наружную часть и извлечения из скважины оставшихся труб диаметром от 60 до 114 мм. Она состоит из переводника 1, корпуса 2, захватывающей втулки 3, уплотнения 4, фрезера 5 и воронки 6. Корпус 2 труболовки имеет внутренние спиральные наклонные рабочие поверхности с левым направлением витков, по которым перемещается захватывающая втулка 3 цангового типа с аналогичными спиральными витками по наружной поверхности. В нижней части корпуса размещены фрезер 5 и уплотнение 4. Принцип работы труболовки такой же, как и у труболовки ТВС-40.

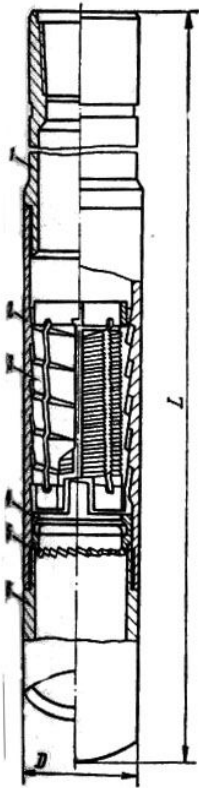


Рис. 8.6. Труболовка наружная освобождающаяся ТНС

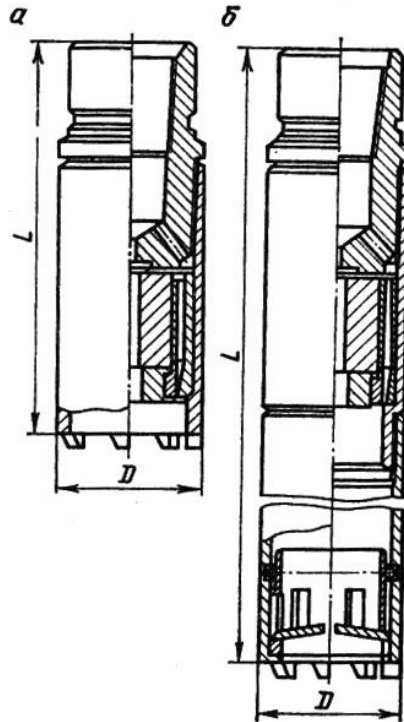


Рис. 8.7. Фрезеры-ловители магнитные:  
а – ФМ, б – ФМЗ

### 8.6 Устройства для удаления мелких металлических предметов с забоя

*Фрезер-ловитель* магнитный предназначен для извлечения из скважины металлических предметов, обладающих способностью притягиваться к магниту.

Фрезер-ловитель магнитный (рис. 8.7) состоит из переводника, являющегося одновременно верхним полюсом; корпуса; магнитов немагнитной втулки с каналами для прохождения бурового раствора; нижнего полюса и механического захвата. Эти фрезеры изготавливают двух видов: без механического захвата ФМ (рис. 8.7, *а*) и с механическим захватом ФЗМ (рис. 8.7, *б*). Фрезеры магнитные разборке не подвергаются.

Данными фрезерами рекомендуется работать совместно с шламометаллоулавливателями с целью захвата последними твердосплавных зубьев штыревых долот и других предметов из легких сплавов, которые не захватываются магнитами. Фрезер следует спускать в открытом стволе осторожно, особенно в зонах резкого изменения азимута и кривизны скважины. Не доходя до извлекаемого предмета на 10–15 м, восстанавливают циркуляцию бурового раствора, и дальнейший спуск фрезера ведут с промывкой скважины при подаче насосов 12–20 л/с и с частотой вращения колонны 20–60 об/мин. Для лучшего извлечения из скважины предметов с забоя необходимо тщательно промывать скважину. Так как забой может быть загрязнен шламом, особенно при бурении с применением воды, то следует наряду с интенсивной промывкой вращать ловитель в течение 10–20 мин на расстоянии 20–30 см от извлекаемого предмета. Затем бурильную колонну с фрезером-ловителем надо постепенно опускать на 20–30 см и вращать на забое в течение 10 мин.

Фрезеры-ловители хорошо притягивают металлические предметы, если последние находятся на 10–20 мм от магнита. Поэтому при выборе дальнейшего режима работы ловителем в каждом конкретном случае необходимо или добиваться прямого контакта полюса с извлекаемым предметом, или рассчитывать так, чтобы перед подъемом предмет находился от полюса на расстоянии не более 20 мм. При наличии на забое крупных предметов рекомендуется применять фрезеры, имеющие в корпусе с фрезерной коронкой механический захват.

*Паук гидромеханический* предназначен для очистки забоя скважины от металлических предметов, размеры которых позволяют разместиться в корпусе паука.

Паук гидромеханический (рис. 8.8) состоит из переводника 1, в верхней части которого установлен кожух 2, образующий вместе с переводником 1 шламометаллоулавливатель, а по бокам имеющий отверстия 3 и 4 для установки стопорных шпилек и прохождения бурового раствора. Внутри переводника 1 размещен поршень 5, который верхней частью связан с корпусом захвата 6. В пазы последнего вставлены подвижные захваты-зубья 7, перекрытые накладками 8.

Паук гидромеханический работает следующим образом. Собранный в транспортном положении паук спускают в скважину на бурильных трубах, когда до забоя остается 15 м, восстанавливают циркуляцию и осторожно опускают при вращении без нагрузки до забоя. Почувствовав забой, бросают в колонну шар и вращают колонну на самой маленькой частоте ротора. Скважину углубляют с небольшой нагрузкой на паук. При этом шар садится в седло и поршень под давлением бурового раствора срезает шпильки и толкателем выводит подвижные захваты-зубья, которые, перемещаясь по пазам и смыкаясь в центре, захватывают крупные металлические обломки на забое. Поднятые над забоем во время промывки скважины мелкие металлические предметы попадают в шламометаллоулавливатель. Циркуляция бурового раствора возможна через циркуляционные отверстия 4.

Поднятый паук разбирают, а захваты-зубья с помощью винтового домкрата возвращают в исходное положение. Очищенный от шлама и металла паук собирают, смазывают и подготавливают к последующему применению.

*Трубные пауки* (рис 8.9) предназначены для извлечения из скважины металлических предметов: лап, шарошек, кувалд и др.

Изготавливают трубные пауки из обсадной трубы длиной 1,5–2,5 м так, чтобы её можно было использовать повторно. В нижней части обсадной трубы нарезают зубья длиной 20–30 см, которые потом подвергают обжигу. Для предупреждения преждевременного загиба зубья делают бочкообразными. Диаметр паука должен быть на 30–50 мм меньше диаметра скважины. После этого на забой опускают паук и создают нагрузку на него.

Зубья паука сходятся по образующей конуса, металлические предметы, находящиеся на забое, вместе с частью породы заходят внутрь и остаются в пауке.

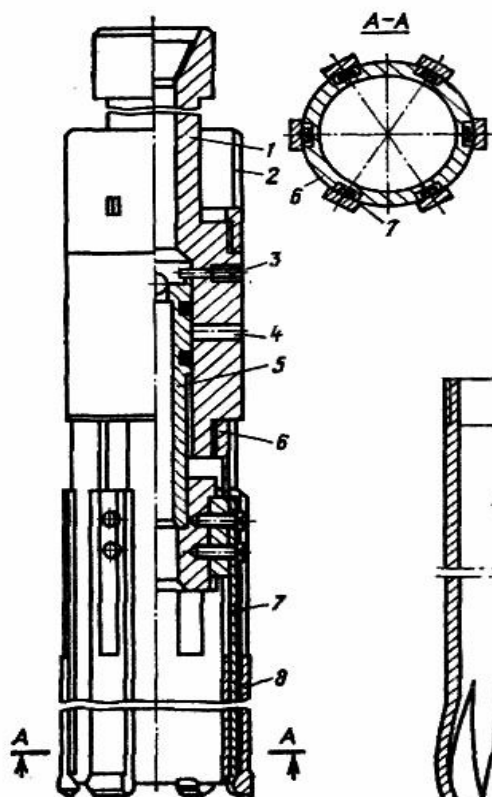


Рис.8.8. Паук  
гидромеханический

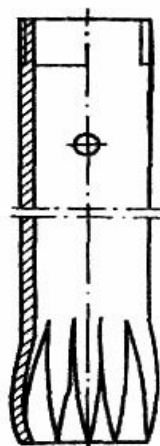


Рис. 8.9. Трубный паук

## 8.7 Устройства для ликвидации прихватов

*Гидравлический ударный механизм ГУМ* предназначен для ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн, труб, испытателей пластов и т. д. путём нанесения ударов, направлен-

ных снизу вверх либо сверху вниз в зависимости от сборки механизма. Он (рис.8.10) состоит из шпинделя 1, переводников 2 и 7, цилиндра 3, имеющего две камеры разного сечения; бойка 4; поршня 5 и штока 6. Вся система ГУМ герметизирована и внутри заполнена маслом.

Для работы с ГУМ отсоединяют, неприхваченную часть колонны, от прихваченной с помощью ловильного инструмента, а если вверх извлекаемой колонны оканчивается замковой резьбой нижнего переводника 7, то ГУМ соединяют с аварийной колонной. Свободному закреплению замковой резьбы нижнего переводника с замковой резьбой аварийной колонны способствует наличие шлицевой пары у переводника 2 и шпинделя 1. Затем натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим её вес на 200–800 кН. Вначале скорость шпинделя с поршнем будет небольшой, т. к. он движется вверх за счет перетока масла из верхней полости (большой) в нижнюю (малую) через три последовательных отверстия. Пройдя 213 мм, поршень попадает в цилиндр 3 с продольными пазами. При этом площадь сечения для прохода масла из большей полости в малую увеличивается более, чем в 200 раз. Масло свободно, почти без давления перетекает вниз, шпиндель 1, увлекаемый сжимающимися трубами, мгновенно перемещается вверх и бойком 4 ударяет по нижнему торцу шлицевого переводника 2. Этот удар передается прихваченному инструменту через корпус цилиндра 3 и переводника 7. Для повторного удара перегоняют масло из нижней (малой) полости цилиндра в верхнюю. Для чего на шпиндель создают осевую нагрузку 10–20 кН, направленную вниз. ГУМ готов к повторному удару.

Для осуществления ударов, направленных вниз ГУМ разбирают, цилиндр 3 вместе с поршнем 5 переворачивают на  $180^0$  и снова собирают.

Работает ГУМ ударами вниз следующим образом. Колонну разгружают на величину веса УБТ, происходит медленный переток масла из нижней полости цилиндра 3 в верхнюю. После входа поршня в большую полость давление масла падает, УБТ

падает вниз до упора, пока торец переводника шпинделя не ударит по торцу шлицевого переводника 2. Этот удар передается прихваченной части инструмента. В случае надобности удары повторяются. Число ударов для различных случаев колеблется от 1 до 100.

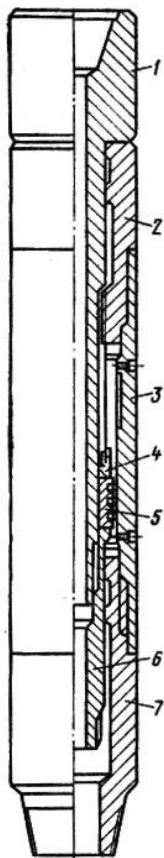


Рис.8.10. Гидравлический ударный механизм

*Возбудитель упругих колебаний ВУК* предназначен для ликвидации прихватов путем нанесения мощных ударов по прихваченной колонне труб.

Он состоит (рис. 8.11) из корпуса 5, переходников 9, 2 и 1, ограничительной втулки 4, регулировочного винта и бойка 6, телескопического штока 3, разъединительных муфты 8 и ниппеля 7.

Принцип работы ВУК основан на создании ударами продольных колебаний в колонне труб за счет расщепления телескопического узла. Для работы возбудителя упругих колебаний бурильную колонну развинчивают над местом прихвата, опускают ВУК вместе с разъединителем или безопасным замком, соединяют с прихваченными трубами, натягивают с помощью талевой системы с силой, превышающей выбранную нагрузку при регулировке ВУК. При повышении сил фрикционного сцепления муфта 8 и ниппель 7 разъединяются, в результате резкого скачка колонна труб начинает колебаться и освобождаться. При волновом воздействии на прихваченную часть колонны переводник 1 с манжетами воспринимает вес жидкости,

находящейся над ним, вызывает гидродинамический эффект и устраняет резкое перемещение бурильной колонны и талевой системы.

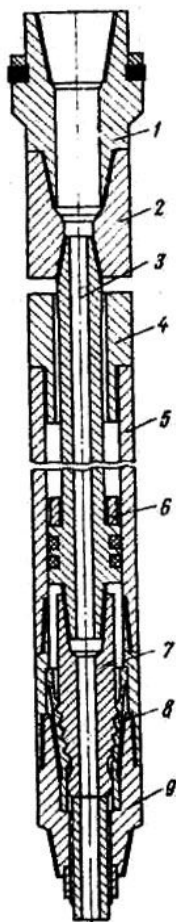


Рис. 8.11. Возбудитель упругих колебаний

При неосвобождении колонны ВУК заряжают повторно прямо в скважине, для чего бурильную колонну опускают. При этом шток дойдет до упора ниппеля в регулировочный винт. Бурильную колонну поворачивают с усилием, соответствующим жесткости разъединительного узла, и повторяют работы в описанной последовательности до освобождения прихваченной колонны, а при невозможности ее освобождения – до запланированного числа ударов.

При использовании возбудителя упругих колебаний как ударного ясса с выбиванием прихваченной части труб вверх, его опускают без переводника 1 и работают так же, как и в случае его использования для волнового возбуждения колебаний. В результате натяжения бурильной колонны происходят разъединение муфты 8 с ниппелем 7 и последующий удар наковальни по втулке 4, жестко соединенной с извлекаемыми трубами. ВУК широко применяется для ликвидации прихватов на буровых предприятиях.

## 8.8 Фрезеры

Фрезеры – выполняют различные функции в скважинах. В одних случаях они используются для разрушения предметов в скважинах путем их фрезерования на забое; в других – как вспомогательный инструмент с целью подготовки верхней части колонны труб для захвата их ловильным инструментом. Наконец, они используются для забуривания нового ствола при отклонении от оставленного предмета в скважине.

*Фрезер забойный ФЗ* предназначен для разрушения металлических предметов.

Он состоит (рис. 8.12) из корпуса 1, истирающего участка 3 и режущих пластин 4 с релитом 2. На истирающем участке фрезера запрессованы и заплавлены припоем режущие пластины из металлокерамического твердого сплава. Боковая поверхность фрезера наплавлена релитом 2.

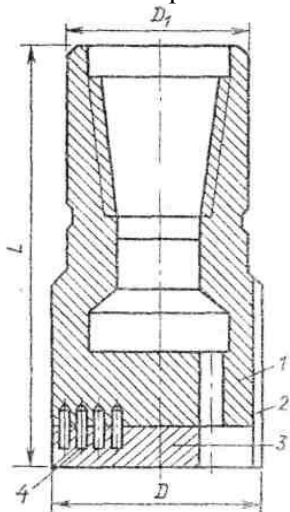


Рис. 8.12. Фрезер забойный ФЗ

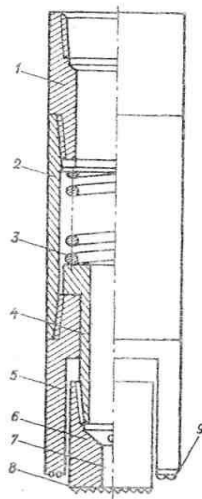


Рис.8.13. Фрезер торцовый  
ФТ

*Фрезер торцовый ФТ*, так же как и фрезер ФЗ, предназначен для торцового разрушения металлических предметов, находящихся в скважине (переводников, долот, труб). Он (рис. 8.13) состоит из переводника 1, разъемного корпуса 2 и 5, пружины 3, штока 4, режущей головки 6, циркуляционного канала 7, резцов 8, штырей 9 из твердого сплава.

*Фрезер комбинированный ФЗК* предназначен для кольцевого фрезерования по наружному диаметру и последующему фрезерованию по всему сечению металлического предмета.

Фрезер (рис. 8.14) состоит из переводника 1, торцового 2 и кольцевого 3 фрезеров. Он совмещает функции кольцевого и забойного фрезеров.

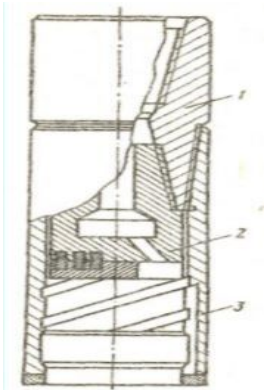


Рис. 8.14. Фрезер комбинированный ФЗК

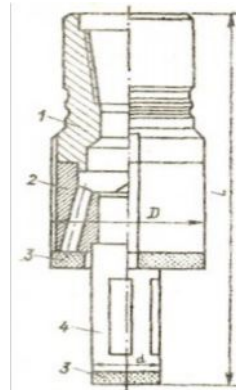


Рис. 8.15. Фрезер пилотный ФП

*Фрезер пилотный ФП* предназначен для фрезерования в обсадной колонне прихваченных труб, пакеров, муфт, монтажных элементов погружных электронасосов и т. д. Он состоит из корпуса 1, воронки 2, истирающихся режущих участков 3 и направляющего штока 4 (рис. 8.15). При фрезеровании шток заходит в аварийный объект и цементирует фрезер.

Фрезеры кольцевые *ФК* предназначены для офрезерования прихваченных труб (бурильных, насосно-компрессорных и насосных штанг), а так же других круглых предметов.

Фрезер (рис. 8.16) состоит из головки 1 с присоединительной резьбой под соответствующие трубы; корпуса 2 с винтовыми пазами внутри и режуще-истирающим участком 3 на торце, армированным дробленым металлокерамическим твердым сплавом.

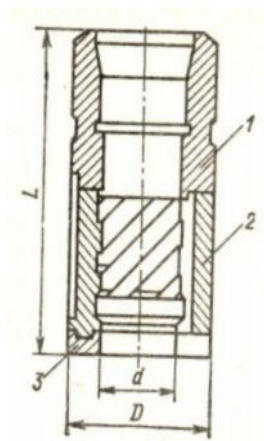


Рис 8.16. Фрезер кольцевой  
ФК

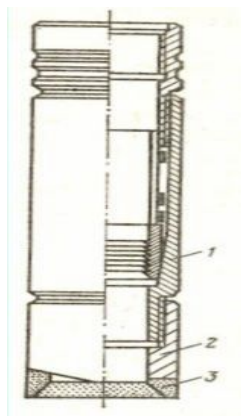


Рис 8.17. Фрезер-воронка  
ФВ

Фрезер-воронка *ФВ* предназначается для офрезерования верхнего конца бурильных, насосно-компрессорных труб в обсадной колонне. Она (рис.8.17) представляет собой стандартную воронку 1, режуще-истирающая часть которой армирована дробленым твердым сплавом 3 на припое. Как правило, фрезер-воронкой работают совместно с ловильным инструментом 2, например с ловителем.

## 8.9 Печати

Печати различных видов применяют для определения состояния верхней части предмета, находящегося в скважине, а так же места и характера нарушения обсадной колонны.

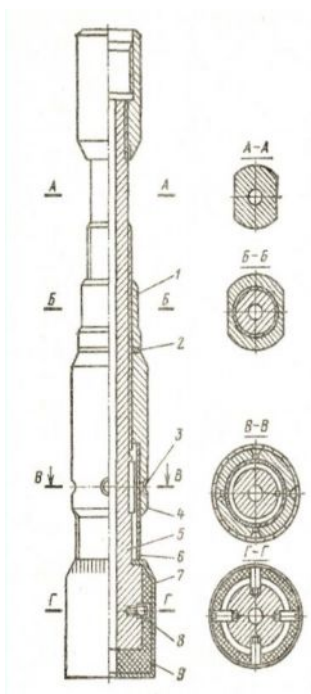


Рис 8.18. Печать универсальная ПУ

*Печать универсальная ПУ* (рис. 8.18) состоит из контргайки 1, шайбы 2, стопора нажимной втулки 3, гайки нажимной 4, корпуса 5, нажимной втулки 6, алюминиевой оболочки 7, винта 8 и сменного маслонефтестойкого резинового стакана 9. В качестве материала, на котором получается отпечаток, используется алюминиевая оболочка. Собранную, как показано на рис. 8.18, печать спускают до места получения отпечатка, нагружают с усилием до 20 кН и поднимают из скважины. Изучением отпечатка определяют контуры верхней части предмета, находящегося в скважине. Для смены оболочки отвинчивают контргайку 1 и гайку нажимную 4, отгибают торцы алюминиевой оболочки 7 и снимают ее. Новую оболочку устанавливают в обратном порядке.

## 8.10 Труборезки

Для срезания колонны труб, преимущественно обсадных, применяются механические и гидравлические труборезки.

*Труборез внутренний механический* предназначен для срезания труб, оставленных в скважине, с целью последующего

извлечения их из нее. Труборез (рис. 8.19) состоит из корпуса 1, режущих пластин 3, часть наружной поверхности которых наплавлена твердым сплавом 4, и осей 2, с помощью которых режущие пластины крепятся на корпусе. Корпус трубореза имеет продольные пазы; в них размещены режущие пластины и отверстия *а* и *б* для прохождения бурового раствора. В режущих пластинах имеется по одному пропускному отверстию.

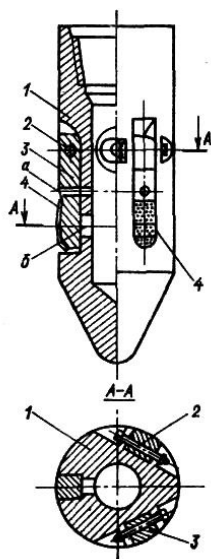


Рис. 8.19. Труборез механический

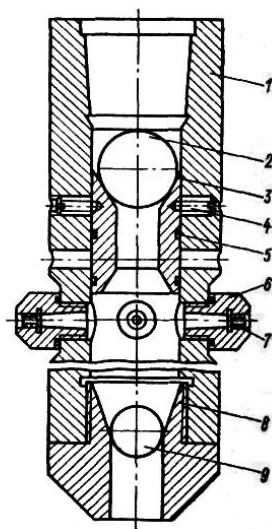


Рис. 8.20. Труборезка внутренняя пескоструйная

Труборез спускается в скважину на бурильной колонне, которая во время спуска через циркуляционное отверстие заполняется раствором. После установки трубореза на место работы восстанавливается циркуляция бурового раствора. Бурильную колонну вращают с минимальной частотой ротора 40–50 об/мин. Под действием перепада давления бурового раствора 3–5 МПа режущие пластины 3 выходят из пазов корпуса и, прижимаясь поверхностью с наплавленным твердым сплавом к трубе, режут

ее. Время, необходимое для прорезания трубы составляет 1–2 ч. По окончании работы нижние концы режущих рычагов выходят из пазов в корпусе. При этом буровой раствор выходит через отверстия 6 в межтрубное пространство, давление снижается, что сигнализирует об окончании резания трубы. После включения циркуляции раствора режущие пластины под действием собственного веса опускаются. Труборез без затруднений извлекается из скважины.

*Труборезка внутренняя пескоструйная* предназначена для обрезания обсадных колонн в скважинах диаметром от 146 до 324 мм.

Труборезка (рис.8.20) состоит из корпуса 1, шаров 2 и 9, втулки 3, стопорных винтов 4, эластичных колец 5, ниппеля 6, насадки 7 и башмака 8.

Труборезку готовят к работе следующим образом. В корпус 1 ввинчивают башмак 8, устанавливают втулку 3 с уплотнениями 5 и фиксируют стопорными винтами 4. Затем из комплекта сменных ниппелей берут ниппели под обрезаемый диаметр труб и ввинчивают в корпус. В зависимости от толщины стенок обрезаемых труб регулируют степень завинчивания ниппелей в корпус. Для оптимального режима резания необходимо, чтобы насадка находилась не более, чем в 8–10 мм от стенки обрезаемой трубы.

Работает труборезка следующим образом. Подготовленную, как указано выше, труборезку опускают к месту резания и восстанавливают циркуляцию бурового раствора. Затем бросают шар 9 для перекрытия центрального канала и направления потока бурового раствора через насадки. Удостоверившись в ее нормальной циркуляции, можно приступать к закачиванию в трубы жидкости для резания (раствора с песком) и обеспечению ее круговой циркуляции. Одновременно бурильную колонну с труборезкой вращают. Выходящая из насадок жидкость обычно перерезает трубу через 2–3 ч. Удостоверившись в этом, можно бросать второй шар. Тогда давлением срежутся стопорные винты, втулка 3 опустится, откроются циркуляционные отверстия, перекрытые втулкой, и циркуляция начнется через них. Убе-

дившись в наличии циркуляции и полном выносе песка из скважины, ее прекращают и труборезку извлекают из скважины.

### 8.11 Ловильный инструмент для извлечения турбобуров

Для извлечения турбобуров используют ловильные инструменты, применяемые для бурильных труб, или изготавливают их разовые конструкции. Ниже приводится краткое описание этих инструментов.

*Укороченный ловитель* предназначен для захвата оставленного в скважине турбобура за выступающую часть вала (контргайку и гайку). Это обычный ловитель, у которого наружные поверхности плашек растачиваются или изготавливаются новые плашки для захвата за контргайку и гайку. Корпус ловителя обрезаается на 25–30 мм ниже шпонки для более глубокой посадки. Устройства для извлечения турбобуров с захватом за контргайку и гайку (рис. 8.21) подобны конструкции и работе ловителей. Отличительная особенность – более низкая посадка плашек.

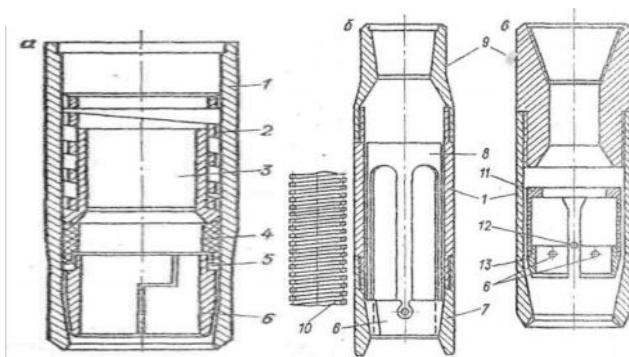


Рис. 8.21 Устройства для извлечения турбобуров;

а – Я. В. Часовитина и Р.Н. Осипова; б – М.П. Штепо;

в – Н.Н. Безрукова: 1 – корпус; 2 – пружина;

3 – направляющая втулка; 4 – резиновое уплотнение; 5 – упорное кольцо; 6 – плашки; 7 – направляющая воронка; 8 – пружинный фонарь;

9 – переводник; 10 – спиральная пружина; 11 – стакан;

12 – винт; 13 – шурупы

Гладкие колокола применяют для извлечения турбобуров и их узлов с захватом за подпятник, корпус, муфту и т. д. Конструкция их аналогична конструкции колоколов для извлечения труб. Нагрузку на гладкий колокол для захвата турбобура и его узлов доводят до 200 кН.

*Трубные ловушки* для извлечения турбобуров с захватом за корпус. Они представляют собой корпус турбобура или обсадную трубу длиной 5–6 м, на поверхности, которых сделаны вмятины для заклинивания турбобура при входе его вовнутрь ловушки. К нижней части ловушки присоединяют воронку или развальцовывают низ ловушки для облегчения захода турбобура.

*Ловитель турбобура Л.В. Алянчикова* (рис. 8.22) применяют для захвата турбобура под ниппель, или под переводник, или под диски статоров.

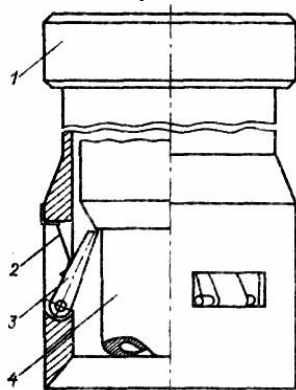


Рис 8.22. Ловитель турбобура  
Л.В. Алянчикова: 1 – корпус;  
2 – пружина; 3 – защелка;  
4 – турбобур

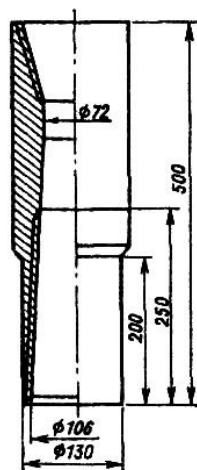


Рис 8.23. Колокол  
шпиндельный

*Колокол шпиндельный объединения «Ямалнефтегазгеология»*. Колокол шпиндельный (рис. 8.23) используют для подъема шпинделей турбобуров. Он захватывает шпиндель за коническую часть. При этом колокол заходит внутрь регулировочного кольца.

## 8.12 Устройства для ввода извлекаемых труб в ловильный инструмент

*Отводные крючки кованые* (рис. 8.24) предназначены для установки по центру скважины отклоненной в ней бурильной колонны. Их изготавливают прямоугольного или круглого сечения с резьбой ниппеля бурильного замка в верхней части. Нижний конец отгибают в сторону и вниз. Внутри отводного крючка по центру для прохода бурового раствора выполнен канал. Длина развода крючка должна быть на 25 мм меньше диаметра скважины. Отводной крючок применяют в том случае, если установлено, что верхняя часть бурильной колонны отклонена в сторону.

Используют также *отводные крючки трубные*, изготовленные из утяжеленных бурильных труб, заготовок башмачных труб или муфтовых заготовок и корпусов турбобуров. Преимущество отводных крючков трубных – возможность совместного спуска с ловильным инструментом (ловителем, колоколом, метчиком и т. д.) и производство ловильных работ без подъема из скважины. Однако отводные крючки в скважине часто ломаются и усложняют ловильные работы, поэтому они редко применяются.

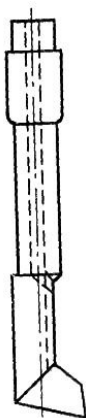


Рис 8.24 Отводной крючок



Рис 8.25 Ловушка-захват

*Ловушка-захват*, предназначенная для захвата отклоненных труб и установки их по центру без крючка, представляет собой муфтовую заготовку или толстостенную трубу, на конце которой помещаются крючки, утапливающиеся внутрь (рис. 8.25). При опускании ловушки-захвата ниже торца извлекаемых труб крючки, если они установились против извлекаемых труб, утапливаются под действием части веса буровой колонны, пропускают трубу внутрь ловушки и закрывают ловушку, исключая обратный выход трубы. При последующем подъеме буровой колонны наклоненная труба отрывается от стенки скважины и становится по центру внутри ловушки. Так как ловушку-захват опускают одновременно с ловильным инструментом (ловителем, колоколом, труболовкой, метчиком с центрирующим приспособлением и т. д.), то ловушку-захват не поднимают из скважины, а заведенную в нее трубу захватывают ловильным инструментом.

*Ловильный инструмент для захвата труб в скважине М.Ш. Измайлова* (рис. 8.26) имеет боковую прорезь и несколько пар отводящих по сторонам прорези. Принцип его работы такой же, как и ловушки-захвата, но он из-за большого числа крючков надежнее в работе, чем ловушка-захват.

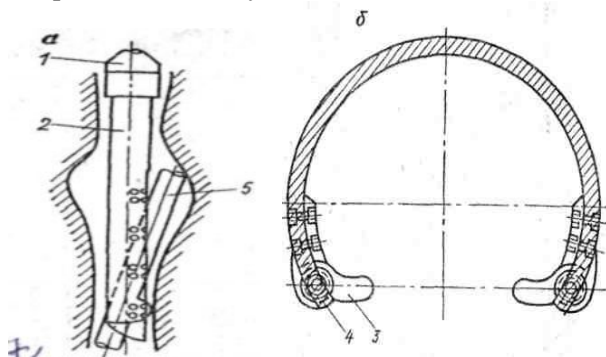


Рис. 8.26. Ловильный инструмент для труб в скважине М.Ш. Измайлова: а – схема работы; б – поперечный разрез:

1 – ловильный инструмент; 2 – направляющая труба;  
3 – отводной крючок; 4 – пружина; 5 – извлекаемая труба

### 8.13 Отклонители

Шпindelь-отклонитель предназначен для забуривания в бурящейся скважине ориентированно-наклонного ствола или направленного забуривания нового ствола в аварийной ситуации.

Шпindelь-отклонитель (рис. 8.28) состоит из двух шпинделей одного размера, валы которых соединены между собой взаимозаменяемыми кулачковыми полумуфтами. Такое соединение валов позволяет разгрузить последние от гидравлических нагрузок и продлить долговечность узлов по сравнению с турбобурами-отклонителями типа ТО2-195 и ТО2-240 почти вдвое.

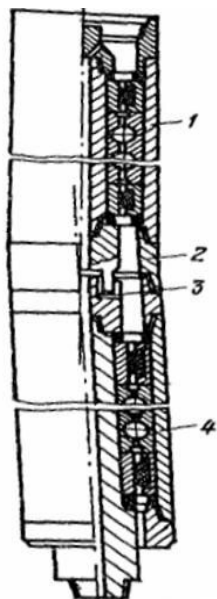


Рис. 8.28. Шпindelь-отклонитель:

- 1 – верхний шпindelь;*
- 2 – переводник косой;*
- 3 – кулачковые полумуфты;*
- 4 – нижний шпindelь*

Корпуса шпинделей соединяются двухнипельным переводником с пересекающимися осями присоединительных резьб, выполненных соответственно у верхнего ниппеля под углом  $1,5^\circ$ , а у нижнего ниппеля под углом  $2^\circ$ . Верхняя часть шпиндельного отклонителя имеет унифицированный узел для при-

соединения к турбобуру, что позволяет работать шпindelь-отклонителю с турбобуром любой конструкции, имеющим от одной до пяти секций.

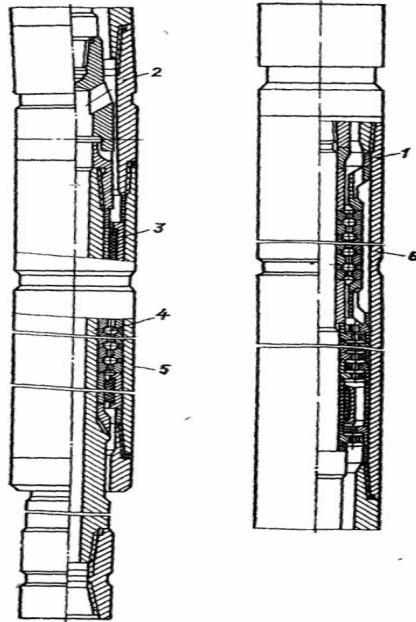


Рис. 8.29 Турбинный отклонитель:

1 – корпус турбины; 2 – косой переводник; 3 – корпус шпинделя;  
4 – опора; 5 – секция отклонителя; 6 – секция турбинная

Основные параметры и размеры шпindelь-отклонителей:

|                                                                |        |        |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|
| Типоразмер .....                                               | ШО-195 | ШО-240 |
| Длина по плоскости искривления до нижнего конца вала, мм ..... | 2485   | 2300   |
| Наружный диаметр, мм .....                                     | 4600   | 4800   |
| Масса, кг .....                                                | 875    | 900    |

## Турбинный отклонитель ТО

Турбинный отклонитель ТО (рис. 8.29, табл. 8.1) предназначен для забуривания новых стволов в аварийных ситуациях, а также для набора зенитного угла и изменения азимута при бурении наклонно-направленных скважин.

Таблица 8.1

Технические данные турбинных отклонителей ТО

| Характеристика                                                            | ТО-172           | ТО-195           | ТО2-240          |
|---------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Тип                                                                       |                  |                  |                  |
| Число секций:                                                             |                  |                  |                  |
| турбинная                                                                 | 1                | 1                | 1                |
| шпиндельная                                                               | 1                | 1                | 1                |
| Число ступеней турбины                                                    | 109              | 95               | 106              |
| Тип опор:                                                                 |                  |                  |                  |
| осевые                                                                    |                  |                  |                  |
| радиальные                                                                |                  |                  |                  |
| Рекомендуемый диаметр долота, мм                                          |                  |                  |                  |
| Присоединительные резьбы:                                                 | 190              | 215,9            | 269–295,3        |
| к бурильным трубам                                                        |                  |                  |                  |
| к долоту                                                                  | 3–147            | 3–171            | 3–171            |
| Расход жидкости (воды), л/с                                               | 3–117            | 3–117            | 3–152            |
| Частота вращения вала при максимальной мощности, об/мин                   | 55–28<br>670–715 | 30–35<br>660–770 | 50–55<br>660–725 |
| Крутящий момент при максимальной мощности (без учета к.п.д. опор), кН • м | 650–770          | 810–1090         | 2040–2450        |
| Максимальная мощность, кВт                                                |                  |                  |                  |
| Перепад давления в турбине при максимальной мощности, МПа                 | 41,5<br>3000     | 52,6<br>3600     | 58,8<br>3000     |
| Средний ресурс до списания, ч                                             |                  |                  |                  |
| Размеры, мм:                                                              | 500              | 500              | 500              |
| диаметр                                                                   |                  |                  |                  |
| длина                                                                     | 172              | 195              | 240              |
| длина общего плеча отклонителя                                            | 10745            | 10110            | 10170            |
| Масса, кг                                                                 | 2000<br>1500     | 2020<br>1848     | 2350<br>2593     |

Турбинный отклонитель состоит из шпиндельной и турбинной секций, соединенных между собой косым переводником, а валы их соединены кулачковым шарниром для передачи

вращающего момента под углом. Шарикоподшипники в отклонителе обеспечивают его легкий запуск и возможность создания нагрузки на долото.

Резинометаллические опоры турбинной секции позволяют контролировать работу турбинного отклонителя по перепаду, давлению бурового раствора и обеспечивают независимую подвеску вала, а в шпindelной секции они выполняют роль уплотнителя и защиты широкоподшипников.

В комплект турбинного отклонителя входят: секция турбинная со специальным переводником, секция шпindelная с косым переводником ( $1^\circ$ ) и калибратором, косой переводник ( $1^\circ$ ) и косой переводник ( $2^\circ$ ).

В комплект отклонителя входят четыре косых переводника с кривизной  $1^\circ$ ,  $1^\circ 15'$ ,  $1^\circ 30'$ ,  $2^\circ$ . В поставляемых отклонителях установлены косые переводники с кривизной  $1^\circ 30'$ .

Турбинная и шпindelная секции поставляются с ввинченными предохранительными пробками. Ключ для роторной гайки и хомут для сборки турбинного отклонителя поставляются заводом-изготовителем по требованию заказчика за отдельную плату. К каждому отклонителю прилагаются паспорт и инструкция по эксплуатации.

### **Отклонители типа ОТЗ и ОЗСТ**

Отклонители типа ОТЗ и ОЗСТ (рис. 8.30, табл. 8.2) предназначены для обеспечения необходимого отклонения фрезера, режущего и бурильного инструментов при прорезании «окон» и забуривании нового ствола через обсадную колонну в скважине.

Как видно из рис. 8.30, отклонитель имеет два основных узла – опору и клин. В зависимости от условий работы опора выполняется в различных модификациях. Опора имеет плашечные захватные устройства для закрепления ее с клином в обсадной колонне и отверстия в нижней части для закрепления опоры в цементном растворе. В отклонителе предусмотрено соединение клина с опорой при помощи наклонного выступа и

Т-образного паза, посредством которого клин смещается и прижимается к обсадной колонне по всей его длине, что улучшает условия для прорезания «окна».

Клин выполняется двух видов: желобной – для ОТЗ-115, ОТЗ-134,

ОТЗ-185; плоский – для всех других размеров.

Желобная форма клина в обсадных колоннах малого диаметра обеспечивает лучшее направление режущего инструмента и увеличивает опорную поверхность последнего с клином.

Перед спуском отклонителя в скважину проверяется: состояние зубьев плашек – они должны сохранять полный профиль и не должны иметь выкрошенных ниток;

направление осей симметрии клина отклонителя и спускового клина должны совпадать;

положение торца отклонителя – он не должен упираться во внутренний торец наставки, а зазор не должны превышать 1 мм;

перемещение плашек – плашки до установки специальных винтов должны свободно перемещаться без заеданий на всю длину и в крайнем нижнем положении должны быть утоплены на 1,5–2 мм относительно образующей поверхности клина отклонителя.

*Принцип работы.* Собранный отклонитель, при необходимости ориентированный в заданном направлении, спускается в скважину и плавно ставится на забой. При этом пружину 3 (см. рис. 8.30) будут удерживать спусковой клин 2 по центру, а винты 1 исклю-

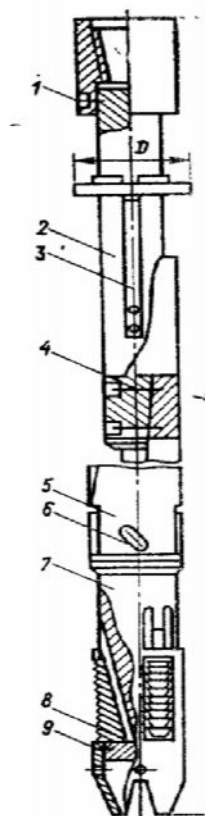


Рис. 8.30. Отклонитель трубный

чать его вращение. Под действием осевых усилий срезаются специальные винты 9, корпус 7 перемещается вниз, а плашки 8 разводятся и врезаются зубьями в стенку обсадной колонны. Клин-отклонитель 5 смещается вниз в сторону по направлению движения пальца 6 в прорези и упирается тыльной частью в обсадную трубу, исключая образование просвета между последними узлами. После этого срезаются винты 4 и освобождается спускной клин 2, который затем поднимается из скважины совместно с пружинами 3. Клин-отклонитель, закрепленный плашками, остается в скважине.

### **8.14 Торпеды**

Торпедирование при ликвидации аварий применяют в основном для следующих целей:

- встряхивание для освобождения заклиненных и прилипших к стенкам скважины колонн труб;
- ослабление резьбовых соединений с целью облегчения развинчивания колонн;
- обрыв и срез труб для отсоединения от прихваченных труб;
- разрушение металлических предметов в скважине;
- образование каверн при забурировании нового ствола;
- борьбы с желобами.

Техническая характеристика скважинных торпед приведена в табл. 8.3. По характеру действия торпеды разделяются на фугасные и кумулятивные.

#### **Фугасные торпеды**

Фугасные торпеды характеризуются тем, что действие взрыва направлено равномерно во все стороны.

*Торпеды шашечные типа ТШ84 и ТШТ* (рис. 8.31) предназначены для ликвидации заклиниваний долот и элементов буровых колонн (калибраторы, центраторы, расширители, турбобуры и трубы), а также обрывов труб. Эти торпеды имеют

негерметичный тонкостенный алюминиевый корпус, в котором размещены заряды из цилиндрических шашек ВВ, контактирующих с буровым раствором, и цилиндрический взрывной патрон. Сверху над торпедой установлен извлекаемый груз.

*Торпеды из детонирующего шнура типа ТДШ* предназначены для ликвидации прихватов методом встряхивания или ослабления резьбовых соединений с целью последующего развинчивания в интервале взрыва. Они (рис. 8.32) состоят из головки и груза, соединенных между собой тросом, к которому прикреплен заряд, представляющий собой один или несколько отрезков детонирующего шнура ДШВ, ДШУ или ДШТТ. Взрыв детонирующих шнуров возбуждают электродетонатором, размещенным в горизонтальной полости головки, а чаще универсальным взрывным патроном ПВГУ.

Все фугасные торпеды спускаются в скважину на кабеле.

### **Кумулятивные торпеды**

Кумулятивные торпеды отличаются от фугасных направленностью действия взрыва. В зависимости от направленности действия кумулятивного заряда различают кумулятивные осевые торпеды ТКО с направлением взрыва вниз и кумулятивные кольцевые труборезы ТРК с направлением энергии взрыва по горизонтальной плоскости.

*Торпеды кумулятивные осевого действия ТКО* на кабеле (рис. 8.33) предназначены для разрушения металлических предметов и твердых пород. Кроме того, торпеды диаметром от 38 до 72 мм можно использовать для ликвидации заклиниваний долот и турбобуров.

Расход торпед на разрушение: долота – 2–3, долота с переводником – 3–5, лапы с шарошкой – 1–2 и роторного клина – 3–4. Максимальный эффект разрушения достигается при контакте торпеды с разрушающим предметом и при соответствии мощности ее заряда размеру разрушающего металлического предмета.

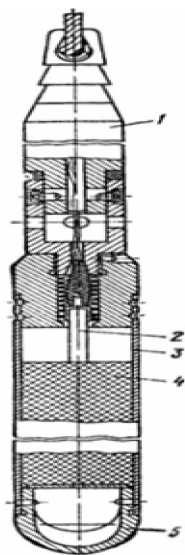


Рис. 8.31. Торпеда шашечная термостойкая ТШТ:  
1 – груз; 2 – взрывной патрон;  
3 – корпус; 4 – заряд ВВ;  
5 – наконечник

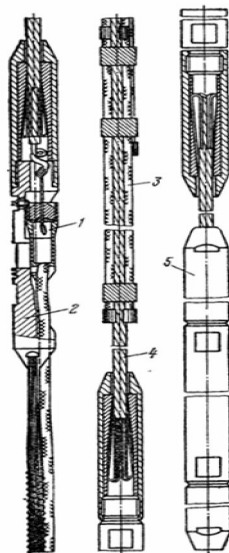


Рис. 8.32. Торпеда из детонирующего шнура ТДШ-25:  
1 – взрывной патрон;  
2 – держатель;  
3 – детонирующий шнур;  
4 – эластичный центратор;  
5 – груз

В тех случаях, когда диаметр скважины значительно больше диаметра торпеды (диаметр скважины 394 мм, а торпеды 120 мм), эффективность от торпедирования усиливают с помощью одновременного взрыва 2–3 торпед.

Торпеду ТКО на бурильных трубах (рис. 8.34) применяют в тех случаях, когда ствол скважины осложнен, а в отдельных случаях затрудняется и исключается установка торпеды на разрушаемый предмет вследствие покрытия последнего шламом.

Турборез кумулятивный ТРК (рис. 8.34) предназначен для перерезания в скважинах различных видов труб (обсадных, бурильных, насосно-компрессорных).

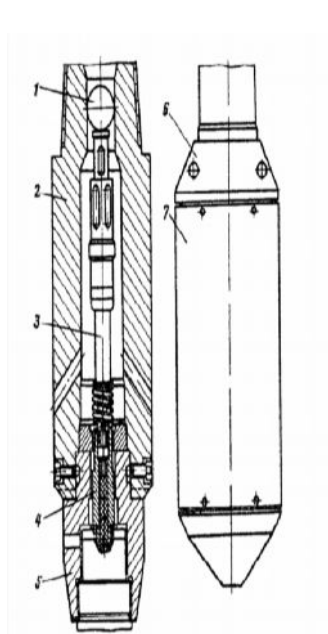


Рис. 8.33. Торпеда кумулятивная  
1 – шар; 2 – корпус; 3 – накольный;  
4 – инициирующий узел;  
5 – переводник; 6 – торпеда;  
7 – кожух торпеды

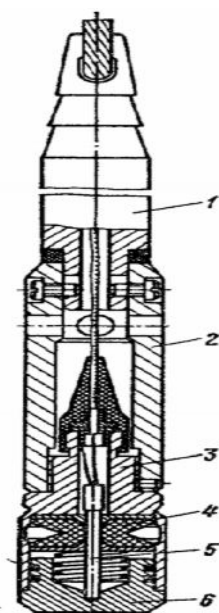


Рис. 8.34. Труборез  
кумулятивный ТРК

В корпусе 3 турбореза ТРК между двумя крышками помещается кумулятивный заряд 4, облицованный листовой медью и подпружиненный снизу. Внутри кумулятивного заряда находится удлиненный детонирующий заряд 5. Корпус снизу герметизируется заглушкой 6 с двумя кольцевыми уплотнениями, а сверху – резиновым уплотнителем, внутри которого размещается изолятор и контакт. Переходник 2 соединен с корпусом резьбовым соединением, которое стопорится винтом. С помощью винтов с шайбами к переходнику подсоединяется груз 1, который, в свою очередь, крепится к каротажному кабелю. В качестве заряда используют цилиндрическую шашку с наружной кольцевой кумулятивной выемкой, ини-

цирование которой осуществляется электродетонатором ТЭД-200 через детонирующий удлинённый заряд ДУЗ, соединённый с коротким кабелем. Во время взрыва образуется кумулятивная струя, которая, двигаясь в горизонтальной плоскости, при встрече со стеной трубы перерезает ее. Расширение трубы в зоне взрыва не превышает 5 – 10 мм.

### **8.15 Ловители геофизических приборов и каротажного кабеля**

При проведении промыслово-геофизических исследований в скважинах происходят следующие аварии: прихваты кабеля и приборов; обрывы кабеля; оставление в скважине приборов, устройств, радиоактивных источников.

Прихват кабеля или прибора – наиболее часто встречаемая и трудно ликвидируемая подгруппа аварий.

О ее возникновении свидетельствуют рост нагрузки на датчике натяжения каната, изменение характера работы двигателя и прекращение показаний регистрируемого прибора. При обнаружении признаков прихвата прекращают подъем кабеля, определяют по формуле длину свободной (неприхваченной) части и приступают к расхаживанию в пределах допустимых нагрузок. Этот метод очень простой, но он редко дает результаты.

Наиболее эффективный способ ликвидации прихвата кабеля или прибора – это спуск бурильной колонны с пропуском кабеля внутри бурильных труб. Низ бурильной колонны при этом оснащают воронкой (если прибор может пройти внутри бурильных труб) или ловильным инструментом для захвата прибора (рис. 8.35, *а, б, в, г*). Наиболее часто используется ловитель лепестковый или ловитель трубный с воронкой. Применение этого способа позволяет полностью сохранить кабель, и почти всегда удается извлечь прибор.

При ликвидации прихвата кабеля или прибора на глубинах до 1000 м допускается их извлечение путем пропуска кабеля между стенкой скважины и бурильной колонной, используя для этих це-

лей специальное устройство, показанное на рис. 8.36, д. Несмотря на быстроту осуществления способа, предотвращающего рубку кабеля, его не рекомендуется применять в необсаженной скважине; в стволах, имеющих кривизну более  $5^\circ$  и резкие изменения азимута, т. е. там, где возможно даже незначительное вращение бурильной колонны при ее спуске. Так как оно, как правило, ведет к повреждению и обрыву кабеля. В других случаях, прихваченные кабель или прибор извлекают спуском канаторезок. Когда кабель извлечь указанными способами невозможно, его обрывают с помощью лебедки каротажного подъемника или буровой лебедки.

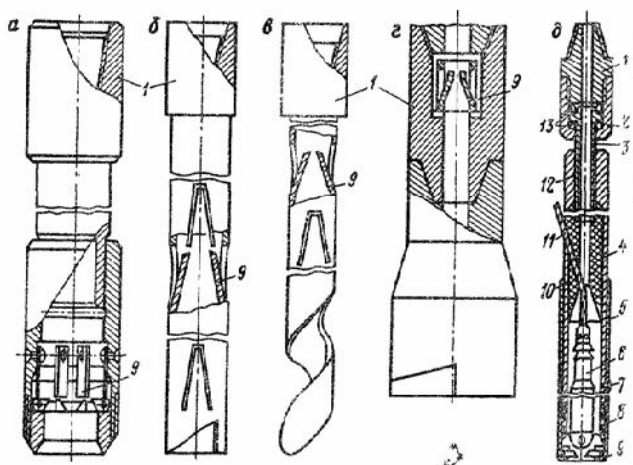


Рис. 8.35. Ловители приборов:

- а – ловитель лепестковый; б – ловитель с воронкой; в – ловитель со спиральным отводом; г – ловитель со сменным захватом; д – ловитель прибора с боковым пропуском кабеля; 1 – переходник; 2 – втулка; 3 – вращающийся стержень; 4 – корпус из двух разрезных втулок 4 и 5; 6 – извлекаемый прибор; 7 – винт; 8 – муфта; 9 – захват; 10 – уплотнительная манжета; 11 – кабель; 12 – держатель; 13 – подшипники

Извлечение оборванного кабеля представляет определенную трудность, т. к. он может находиться выше или ниже расчетного

места обрыва кабеля. При нахождении кабеля в обсадной колонне ловильные работы облегчаются. В этом случае оставленный кабель извлекается при помощи ловителей кабеля, показанных на рис. 8.37, *в – ж*. При производстве ловильных работ в обсадной колонне ловители кабеля спускаются с ограничительной воронкой, чтобы исключить прохождение ловильного инструмента ниже кабеля и предупредить заклинивание его в колонне. Диаметр воронки должен быть меньше диаметра обсадной колонны на 10 мм. Для захвата кабеля ловитель спускают в скважину и останавливают на 25–30 м выше расчетного места его нахождения. Промывают скважину и опускают ловитель на 30–50 м ниже места обрыва. Затем 5–6 раз приподнимают и спускают ловитель на 10–15 м, затем проворачивают его на 3–5 оборотов ротора и снова производят 5–6 подъемов с опусканием на 10–15 м. После этого приступают к подъему. Подъем первых 5–10 свечей ведут на первой скорости, а остальные на второй. Если в результате ловильных работ поднят не весь кабель, то ловильные работы повторяют по описанной технологии до полного извлечения кабеля.

При нахождении кабеля в открытом стволе технология ловильных работ усложняется. Перед их проведением спускают прихватоопределитель и по размерам магнитного поля определяют место нахождения кабеля. Для извлечения кабеля спускают ловители (рис. 8.36, *а, б, в*). Если диаметр скважины позволяет спускать удочку с внутренним каналом, то предпочтение надо отдать ей, т. к. ее конструкция допускает пропуск через нее прихватоопределителя для определения захвата кабеля. При ловильных работах в открытом стволе ограничитель устанавливать запрещается. Работы по захвату кабеля производятся по технологии захвата кабеля в обсадной колонне. В случае ловильных работ с удочкой с внутренним каналом после подъема 60–100 м труб спускают прихватоопределитель и определяют захват кабеля. За 10–20 м до подхода ловителя к башмаку обсадной колонны поднимать 50–60 м труб следует на первой скорости.

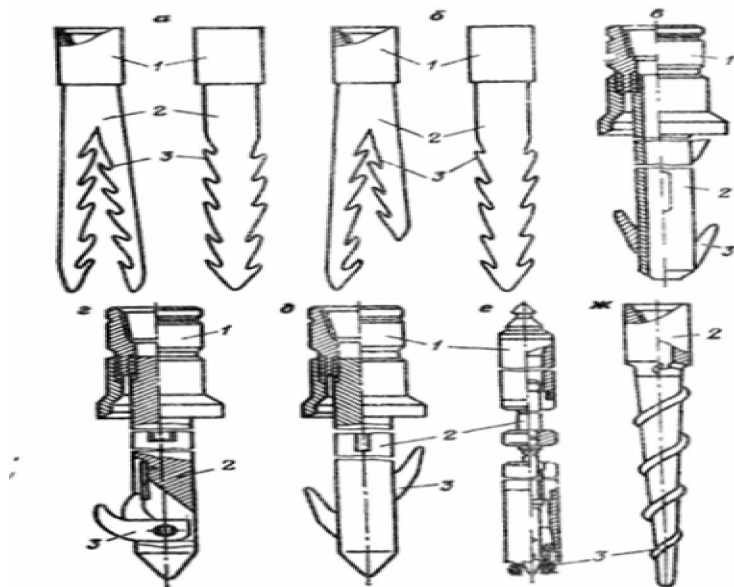


Рис. 8.36. Ловители кабеля:

*а – ловитель с внутренним захватом; б – ловитель с ускоренным захватом; в – удочка с внутренним каналом; г – удочка с подвижными зубьями; д – удочка; е – ловитель кабеля тросовый; ж – ловитель штипорный; 1 – переходник; 2 – корпус; 3 – захват кабеля*

При образовании пробки из кабеля и невозможности ее извлечения ловителями, на пробку заливают цементный или другой быстросхватывающийся раствор, создают давление до 5–10 МПа и после его затвердения разбуривают пробку торцовыми фрезерами.

Извлекают прибор с помощью ловителей приборов. Если они не мешают дальнейшим работам в скважине, не дефицитны и стоимость их меньше затрат на ловильные работы, то их оставляют в скважине и разбуривают. При оставлении в скважине радиоактивного источника с кабелем его, как правило, пытаются извлечь. Радиоактивные источники без прибора из скважины не

извлекаются: над ними устанавливается цементный мост высотой 50 м и дальнейшие работы ведутся по специальному плану.

Перед началом ловильных работ определяют местонахождение прибора. При выборе ловильного инструмента для извлечения оставленных в скважине приборов руководствуются следующим:

- для повышения надежности захвата применяют трубные ловушки многозахватные;
- приборы незначительной длины и массы извлекают ловушками с одним-двумя захватами;
- для отвода от стенок скважины прибора и завода их в ловушку, последняя в нижней части оснащается спиральным отводом или воронкой, проходное отверстие между захватами ловильного инструмента должно быть на 10–20 мм меньше диаметра извлекаемого прибора, но не менее диаметра каротажного кабеля;
- для изготовления трубных ловушек диаметр труб должен быть на 25–30 мм меньше диаметра скважины в интервале нахождения оставленного прибора; при изготовлении из труб меньшего диаметра ловушки оснащаются воронками, диаметр которых для всех скважинных приборов должен быть на 25 мм меньше диаметра скважины, где оставлен прибор;
- для захвата нестандартных, тяжелых и прочных устройств, которые за время нахождения в скважине могут быть прихвачены, рекомендуется применять резьбовые или гладкие колокола.

Ловильные работы ведутся в следующем порядке. Спускают инструмент до извлекаемого предмета. Восстанавливают циркуляцию бурового раствора и промывают скважину. Затем медленно опускают ловильный инструмент на 15–20 см, проворачивают бурильную колонну на 180–270° 2–3 раза и снова спускают бурильную колонну на 15–20 см. Эти работы повторяют до захода извлекаемого прибора в ловильный инструмент и его захвата, на что указывает повышение давления бурового раствора. После этого выключают циркуляцию бурового рас-

твора, разгружают бурильную колонну на 50–100 кН и производят ее подъем.

### **8.16 Ликвидация фонтанов**

Признаками начала открытого фонтанирования являются: выход из скважины бурового раствора при отсутствии циркуляции, наличие в выходящем буровом растворе пачек, сильно насыщенных газом или нефтью; увеличение объема промывочной жидкости в амбарах, отстойниках и т. д., при отсутствии специальных добавок; шумы в скважине.

Для предотвращения начавшегося фонтанирования следует создать условия для увеличения давления на продуктивный пласт. Закрывают превентор, чтобы воспрепятствовать выбросу находящегося в скважине бурового раствора, а в трубы усиленно закачивают буровой раствор возможно большей плотности, затем пускают его через выкиды превентора до уравнивания плотностей закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора при поддержании параметров, исключающих разрыв пласта, обсадных и бурильных труб.

При возникновении открытого газового или нефтяного фонтана буровая бригада обязана:

- прекратить все работы в загазованной зоне и немедленно вывести из нее всех людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках; при быстром загазовании территории вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть сделано за взрывоопасной (загазованной) зоной;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины;
- на территории, которая может оказаться загазованной, прекратить производства всех огневых работ, курение, пользование стальным инструментом и другие действия, ведущие к образованию искры;

- принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут оказаться в загазованной зоне;

- запретить всякое движение на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставить запрещающие знаки, а при необходимости – посты охраны;

- принять меры для предотвращения растекания нефти;

- сообщить о случившемся и принятых первичных мерах руководству предприятия (организации) и вызвать на скважину подразделение военизированной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Работы по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов относятся к категории особо опасной для народного хозяйства страны, поэтому для их оперативного управления создается штаб.

Все работы по ликвидации фонтана проводятся под руководством специальных военизированных подразделений с привлечением различных служб ведомственного и вневедомственного подчинения. Работа этих служб регламентируется специальными документами.

Буровая бригада при ликвидации открытого фонтана выполняет вспомогательные работы.

Для ликвидации фонтана необходимо сохранить устьевое оборудование, обсадные и бурильные колонны, находящиеся в скважине. При отсутствии на устье скважины устьевого оборудования его устанавливают и создают условия для спуска в скважину бурильных труб. При этом стремятся уменьшить влияние фонтанирующей струи. Запорная арматура, устанавливаемая на устье, должна состоять из 1–2 крестовин резервного превентора, переводной катушки и каптажного устройства.

При наличии в скважине зон поглощения, если при частично спущенной бурильной колонне после вскрытия превентора давление в затрубном пространстве не возрастает до опрессовочного давления обсадной колонны, то в скважину закачивают

жидкость на поглощение. При отсутствии поглощающих горизонтов скважину задавливают противодавлением.

Если обсадная колонна негерметична, то в скважину спускают различные пакеры. После их надежной установки задавливают пласт прямой закачкой или закачкой с противодавлением.

При возникновении открытого фонтана рекомендуется следующий порядок его ликвидации. Срочно принимать меры по оборудованию устья скважины для его герметизации, выбирая метод в зависимости от конкретных условий каждой скважины. При опасности возникновения грифонов после герметизации устья скважины работы по ликвидации фонтана следует продолжать, создав пробку в стволе скважины с последующей закачкой жидкости. При угрозе выхода газа на поверхность через грифоны к гражданским и промышленным объектам необходимо пробурить мелкие разгрузочные скважины.

Если невозможно ликвидировать открытый фонтан известными методами с осуществлением работ на устье скважины, то бурят наклонные скважины для последующего задавливания жидкостью фонтанирующей скважины, или для взрывов в них с целью обрушения пород над продуктивным горизонтом, или для отвода газа через вновь пробуренные скважины с последующим проведением работ по задавливанию продуктивного горизонта через устье фонтанирующей скважины.

### **8.17 Зарубежные технологии и оборудование для ловильных работ**

За рубежом противоаварийный инструмент выпускается всех видов. Этот инструмент применяется довольно широко, особенно при бурении наклонных, направленных и сверхглубоких скважин [27].

Один из наиболее интересных противоаварийных инструментов ударного действия показан на рис. 8.37. Он выпускается американской фирмой «Ракер Хайкзлог» под названием Джар Сэвети Джойнт – противоаварийное ударное соединение в виде ясса, сокращенно JSJ. Этот инструмент предназначается для высвобождения бурильной колонны в случае

прихватов и устанавливается обычно под УБТ над колонковым снарядом и долотом.

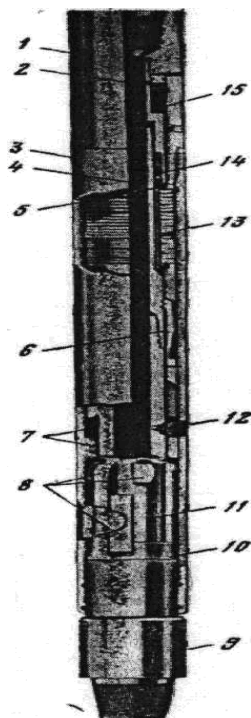


Рис. 8.37 Противоаварийный инструмент фирмы «Ракер Хайкалог»

Инструмент JSJ выполняется герметизированным.

В его состав входит (рис. 8.37) переводник 1, пустотелый корпус 3, нижний переводник 9 и шпindelь 11. Сквозь весь инструмент проходит осевая полость 4, обеспечивающая свободный проход съемных устройств (шлипса, грунтоноски и т.п.) без прекращения циркуляции. В верхней части инструмента находится плавающее герметизирующее кольцо 2, которое реагирует на изменение давления промывочной жидкости путем изменения объема масляной камеры 15 и предотвращает утечки из нее масла, а также попадание в нее бурового раствора. Примерно ту же роль выполняет двойной сальник 14 из тепло- и маслостойкого материала. Под сальником 14 расположено пружинное устройство 13 из дисковых пружин, рассчитанных на знакопеременные нагрузки. Это устройство настраивается на определенное растяжение (длину хода) с помощью регулируемой ограничительной втулки 5.

Ниже установлен пусковой механизм 6, который при его освобождении позволяет корпусу 3 скользить вверх по шпинделю 11, нанося удары по низу колонны и несколько приподнимать ее.

При опускании корпуса механизм 6 автоматически возвращается в исходное положение, допуская тем самым повторение ударов в темпе, определяемом временем подъема и опускания корпуса и бурильной колонны. Под пусковым механизмом 6 расположен ку-

лачковый ударный механизм с кольцевыми выступами 7, составляющий единое целое со шпинделем или с корпусом. Примерно на том же уровне находятся и срезные предохранительные штифты 12, соединяющие шпиндель с корпусом. Комплект этих штифтов рассчитан на срез их под нагрузкой 200 кН. Срезающее усилие можно уменьшить удалением одного или нескольких штифтов. Штифты 12 могут быть срезаны только после поворота бурильной колонны на 1/6 оборота влево с последующим ее медленным опусканием (или путем срамливания каната). Это необходимо потому, что в транспортном (обычном) положении над и под срезными штифтами находятся щели-выемки, защищающие штифты от случайного срезания при смещении корпуса. Под штифтами 12 расположены кулачковые соединения 8 для передачи крутящего момента в обоих направлениях и быстроразъемное шлицевое соединение 10, срабатывающее при вращении вправо с приложением небольшой осевой нагрузки и освобождающее кулачковый механизм.

Описанный инструмент широко применяется в буровой практике как профилактическое средство против прихватов и заклиниваний инструмента. Идентичный по назначению инструмент – ясс под названием Мэйсн Джар изготавливает фирма «Кристенсен». Его рекомендуется использовать при различных компоновках бурильной колонны. При турбинном бурении он устанавливается под УБТ над третьим стабилизатором, под которым расположен амортизатор Шок-Изи, затем над турбинный стабилизатор, турбобур, наддолотный стабилизатор и долото. При роторном бурении искривляющихся скважин инструмент Мэйсн-Джар монтируется непосредственно над амортизатором после долота, наддолотного стабилизатора (калибратора) и небольшой части долотного стабилизатора, а яссы – над стабилизированной частью УБТ. При бурении скважин, в которых возможны прихваты УБТ, яссы встраивают над УБТ, в нижней части колонны бурильных труб.

Массовое производство противоприхватных отбойных инструментов типа ясса налажено также американскими фирмами «Хант Тул Компани», «Хомко Интернейшнл, Инкорпорейте», «Хьюстон Инжинирз, Инкорпорейтед», «Боско,

Инкорпорейтед», «Боуэн Тулз, Инкорпорейтед», «Джонстон Дивижн» и др. Некоторые из этих инструментов выполняются с отсоединительными устройствами.

Противоприхватные шламоулавливатели выпускаются серийно в широком ассортименте многими американскими фирмами. По конструкции они мало отличаются между собой. Один из них, изготавливаемый фирмой «Бэйкер Ойл Тулз, Инкорпорейтед», показан на рис. 8.38.

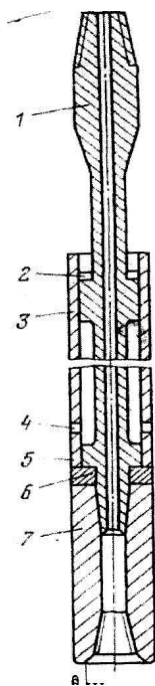


Рис. 8.38.  
Шламоуловитель  
Фирмы  
«Бэйкер Ойл Тулз»

Остов 1 шламоуловителя выполняется с переменными наружным диаметром. Верхний конец остова соединяется с бурильной колонной, а нижний через переводник 7, с долотом или иным бурильным инструментом. Кожух 3 изготавливают с боковыми окнами (в верхней его части) для прохода промывочной жидкости со шламом и четырьмя мелкими отверстиями 4 (в нижней части кожуха) для выпуска промывочной жидкости. Он фиксируется выступами 5 остова 1 и шайбой 6, зажимаемой между кожухом, выступами 5 и торцом переводника 7 при навинчивании последнего на остов 1. Верхняя часть кожуха центрируется и защищается от смятия ребрами 2, приваренными к остоу 1. Этот шламоуловитель выпускается двух типов с наружным диаметром кожуха от 89 до 203 мм.

Многими зарубежными фирмами выпускаются и специальные ловители, опускаемые на забой скважины для извлечения крупных металлических и других предметов со шламом. Изготавливаются серийно магнитные и гидрав-

личные ловушки с фрезером, пауком, пружинным и иным затвором типа кернодержателя.

Американской фирмой «Гирхат-Оуен Индастриз, Инкорпорейтед» выпускается специальный инструмент, обеспечивающий выявление и частичное упрочнение зон, опасных прихватами, обвалами и заклиниваниями.

Для предохранения обсадных труб от повреждений с последующими технологическими осложнениями и авариями и для уменьшения износа и обрывов бурильных труб за рубежом широко применяют эластичные протекторы, надеваемые на бурильные трубы.

Массовый выпуск протекторов налажен многими фирмами США. Фирма «Байрон Джексон, Инкорпорейтед» изготавливает протекторы в наибольшем количестве и ассортименте.

Протекторы этой фирмы выполняются двух видов: замковые (створчатые) и муфтовые (сплошные). Замковый протектор имеет продольный шлицевой разрез, при раздвигании которого он надевается на трубу в любом ее месте. Протектор второго вида представляет собой цилиндрическую муфту со сплошным поперечным сечением и натягивается на трубу с ее конца.

Замковые протекторы разделяются на три модификации: обычную, безопасную и со спиральными наружными канавками.

Протектор первой модификации, обычно под названием Грипп-Лок, имеет форму хомута и характеризуется кулачково-шлицевой рабочей поверхностью створок с продольными сквозными отверстиями, в которые после надевания протектора на трубу и стягивания его с помощью специального приспособления вводят запирающую чеку. Каркас протектора - стальной; облицовочный материал - специальная резина (обычная, газойли нефтестойкая в соответствии с назначением протектора). На внутренней поверхности протектора вырезают узкие продольные канавки для предотвращения значительных перепадов давления и просачивания промывочной жидкости. Протектор Грипп-Лок применяют для уменьшения

износа бурильных и обсадных труб, уменьшения желобообразования на стенках скважин, снижения крутящего момента.

Протектор второй модификации, безопасной, носит название Сейф-Лок.

В отличие от обычного он имеет двойное винтовое запирающее устройство, которое приводится в действие с помощью специального торцового гаечного ключа. Его применяют для защиты труб и стенок скважины в тех случаях, когда ствол скважины сильно искривлен или существует опасность высккивания чеки в обычных протекторах, что грозит технологическими осложнениями.

Протекторы второго вида, т. е. муфтовые, выпускаются с расчетным установочным диаметром от 98,4 до 228,6 мм на трубы диаметром от 60,3 до 168,3 мм соответственно. Длину протектора этого вида можно подобрать по желанию в пределах от 140 до 200 мм.

Оригинальные протекторы Уэр Нот - изнашиваемый нарос – разработаны и выпускаются американской фирмой «Дрилко». Эти протекторы по своему действию приближаются к стабилизаторам и центраторам, и отличаются по конструкции, в т. ч. от резиновых муфтовых ребристых (или планочных) стабилизаторов-центраторов. Последние, как известно, являются самостоятельным технологическим инструментом (а не предохранительным устройством). Они предназначены для центрирования бурильной колонны и стабилизации направления ствола скважины (а не для защиты наружной поверхности бурильных труб, как протекторы), выполнены с рабочими органами-планками (отсутствующими у протекторов); их наружный диаметр равен диаметру долота (наружный же диаметр протектора выполняется как можно меньшим, в зависимости от прочности его материала, и обычно намного меньше диаметра долота).

Протектор Уэр Нот надевается на среднюю часть стальной или алюминиевой трубы, предохраняя ее от трения о стенки скважины и абразивного износа, и может быть использован как вертикальных, таки наклонно-направленных необсаженных скважинах.

Протектор состоит из трех элементов, изготавливаемых разных материалов: эпоксидного покрытия трубы, резиновой промежуточной эластичной втулки (называемой фирмой изготовителем вставкой) и изнашиваемой стальной муфты. Зшоксидное покрытие наносится на предварительно очищенную наружную стенку трубы и выполняется с зубчатой наружной поверхностью. С соответствующими зубчатыми внутренней и наружной рабочими поверхностями выполняется и, промежуточная эластичная втулка. Изнашиваемая стальная муфта изготавливается с внутренней зубчатой поверхностью, соответствующей наружной поверхности втулки. Таким образом, обеспечивается прочное соединение всех элементов протектора между собой, предотвращается их продольное перемещение вдоль трубы, но не исключается небольшой прогиб трубы под протектором в процессе ее эксплуатации в результате упругости внутренних элементов - покрытия и втулки. Эпоксидное покрытие помимо своего основного назначения – связующего звена, не допускающего смещения протектора – защищает трубу от коррозии.

По средней части наружной поверхности муфты вырезается кольцевая канавка, выполняющая функции индикатора износа. Нижняя же часть той же поверхности, подверженная наибольшему износу (особенно при бурении и спуске бурильной колонны), защищается антиабразивным наплавляемым покрытием, состоящим из тонкогранулированного литого карбида вольфрама. В случае истирания наружной поверхности муфты до исчезновения кольцевой канавки муфту протектора следует удалить.

Во Франции протекторы обоих видов, т.е. как замковые (створчатые), так и муфтовые, выпускает фирма «Крезолуар».

В США и Канаде в последнее время применяют специальные защитные оболочки (рис.8.39, *а*) или колпаки (рис. 8.39, *б*), покрывающие острые режущие элементы долот. Они предотвращают возникновение осложнений и аварий вследствие повреждения этими элементами стенок сква-

жины или обсадных труб при спуске долота в скважину и защищают само долото.

Выпускаются такие устройства в двух модификациях, показанных на рис. 8.39. *а, б*. Устройство первой модификации (см. рис. 8.30, *а*), под названием Гайд Гард, может быть изготовлено на долотном заводе вместе с долотом или на буровой площадке из эпоксидной смолы с песчаным наполнителем посредством отливки на само долото. На периферии предусматриваются выемки для прохода бурового раствора в обход долота.

Для освобождения долота от такой оболочки в скважине в бурильную колонну закачивают промывочную жидкость под тем же давлением, как при бурении, или несколько большим, после чего дробят оболочку долотом. Применение устройства Гайд Гард обеспечило не только сокращение аварий и технологических осложнений, но и привело к сокращению количества рейсов инструмента в скважину на 33 % и экономии за счет ускорения времени спуска бурильных колонн. В случае использования защитной оболочки на штыревых шарошечных долотах их стойкость оказалась на 13,7–23 % выше, чем у таких же долот, применявшихся без оболочки протектора.

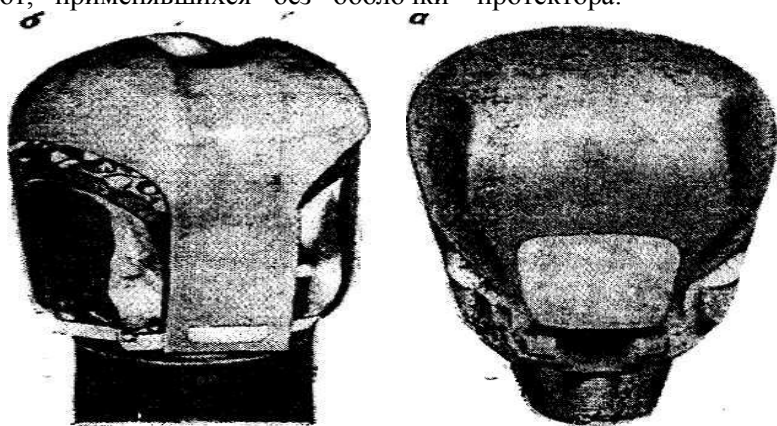


Рис. 8.39. Защитные устройства для буровых долот:  
*а* – оболочка; *б* – резиновый колпак

Предохранительный колпак, показанный на рис. 8.39, б, выпускается под названием «спасатель долота» канадской фирмой «Дайвэсифайд Индастрил Продактс». Этот колпак изготавливается из полиуретана и действует как буфер, защищающий породоразрушающие элементы, шарошки и их опоры от ударов о выступы и обсадные трубы, а обсадные трубы – от породоразрушающих элементов. Он закрепляется на долоте без специального приспособления. Такой колпак, так же как и оболочка, показанная на рис. 8.39, а, легко отделяется от долота в начале бурения и после ее разрыва сразу же выносятся на поверхность промывочной жидкостью.

Защитная оболочка на бурильном инструменте, в т. ч. и на коронке или бурильной головке, может быть изготовлена и из цемента, поливинилхлорида или другого легко разбуриваемого материала с кварцевым песком в качестве наполнителя.

Контрольные вопросы по разделу 8:

- 1 Принцип работы ловителя с промывкой
- 2 При каких видах аварий применяется метчик?
- 3 В чем заключается конструктивное отличие метчика от колокола?
- 4 Для какой цели применяются центрирующие приспособления?
- 5 Принцип работы внутренней освобождающей труболовки.
- 6 Назначение магнитного фрезера
- 7 Принцип работы гидромеханического паука
- 8 В чем отличие трубного паука от гидромеханического паука?
- 9 Для какой цели применяется гидравлический ударный механизм ГУМ?
- 10 Принцип работы ударного механизма ГУМ.
- 11 Назначение фрезеров.
- 12 В чем отличие торцевого фрезера от кольцевого фрезера?
- 13 Для какой цели применяется печать?
- 14 Принцип работы внутреннего трубозера.
- 15 Конструкция и принцип работы ловушки-захвата.
- 16 Порядок работ при ликвидации фонтанов.

## 9 ПРАКТИКУМ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Практикум включает задачи, требующие расчетов для предупреждения и ликвидации конкретного вида осложнений, которые возникают в процессе бурения скважин. Каждая конкретная задача сопровождается рекомендациями для ее решения и 10-ю вариантами исходных данных.

**Задача 9.1. Исходные данные:** Кровля поглощающего горизонта, который должна вскрыть скважина, находится на глубине  $H(m)$ , плотность циркулирующего бурового раствора —  $\rho(kg/m^3)$ ; статический уровень —  $h_{cm}, m$ .

**Требуется:** определить относительное давление  $P_0$  в поглощающем пласте.

Рекомендации для решения задачи: относительное давление определяется по формуле (3.3.).

Таблица 9.1

Варианты исходных данных для решения задачи 9.1.

| № варианта     | 1   | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H, m$         | 400 | 450  | 500  | 460  | 480  | 520  | 540  | 560  | 580  | 600  |
| $\rho(kg/m^3)$ | 100 | 1150 | 1180 | 1200 | 1220 | 1240 | 1260 | 1280 | 1300 | 1160 |
| $h_{cm}, m$    | 80  | 90   | 100  | 110  | 120  | 130  | 140  | 150  | 160  | 170  |

**Задача 9.2. Исходные данные:** глубина скважины  $H(m)$ , плотность глинистого раствора —  $\rho_{gp}(kg/m^3)$ ; статический уровень бурового раствора в скважине —  $h_{cm}, m$ .

**Требуется:** определить, изменение статического уровня в скважине при замене глинистого раствора водой.

Рекомендации для решения задачи: первоначально вычисляется высота столба глинистого раствора  $h_{gp}$  в скважине, затем

по формуле (3.5) — высота столба воды  $h_g$ . Разность между  $H$  и  $h_g$  дает искомое изменение статического уровня.

Таблица 9.2  
Варианты исходных данных для решения задачи 9.2.

| №<br>вариан-<br>та | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H, м$             | 500  | 450  | 420  | 400  | 480  | 550  | 580  | 600  | 630  | 700  |
| $\rho_{бр} (кг/м)$ | 1200 | 1250 | 1280 | 1300 | 1320 | 1180 | 1220 | 1240 | 1340 | 1360 |
| $h_{см}, м$        | 100  | 80   | 150  | 160  | 200  | 180  | 220  | 240  | 120  | 260  |

Задача 9.3. *Исходные данные:* при бурении под кондуктор в проектируемой скважине глубиной  $H(м)$  ожидаемый статический уровень бурового раствора должен составить  $h_{см}(м)$ , первоначальная плотность бурового раствора —  $\rho_{бр1}$ ;

*Требуется:* определить, плотность бурового раствора  $\rho_{бр2}$ , при которой статический уровень будет на устье скважины.

Рекомендации по решению задачи — для определения  $\rho$  следует воспользоваться формулой (3.6)

Таблица 9.3  
Варианты исходных данных для решения задачи 9.3

| №<br>вариан-<br>та        | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H, м$                    | 500  | 480  | 460  | 440  | 420  | 570  | 490  | 540  | 570  | 530  |
| $h_{см}(м)$               | 35   | 32   | 28   | 26   | 24   | 44   | 37   | 29   | 33   | 35   |
| $\rho_{бр1},$<br>$кг/м^3$ | 1350 | 1300 | 1250 | 1200 | 1280 | 1320 | 1190 | 1220 | 1290 | 1310 |

Задача 9.4. *Исходные данные:* скважина должна вскрыть кровлю поглощающего пласта на глубине  $h_k$ , м. Глубина положения статического уровня –  $h_{ст}$  (м), плотность бурового раствора –  $\rho_{бр1}$ .

*Требуется:* определить плотность бурового раствора  $\rho_{бр2}$ , которая должна обеспечить нормальную циркуляцию при бурении.

Рекомендации при решении задачи — нормальная циркуляция обеспечивается, если буровой раствор выходит из скважины и попадает в циркуляционную систему; искомая плотность раствора  $\rho_{бр2}$  определяется по формуле (3.8).

Таблица 9.4

Варианты исходных данных для решения задачи 9.4

| № варианта                       | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $h_k$ , м                        | 300  | 320  | 340  | 350  | 360  | 400  | 390  | 420  | 440  | 460  |
| $h_{ст}$ (м)                     | 10   | 12   | 14   | 16   | 18   | 20   | 22   | 24   | 26   | 30   |
| $\rho_{бр1}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1200 | 1250 | 1280 | 1300 | 1260 | 1320 | 1350 | 1370 | 1390 | 1410 |

Задача 9.5. *Исходные данные:* при вскрытии трещиноватых раздробленных пород произошло поглощение малоглинистого раствора. В процессе бурения при работе насоса за время  $t$  (минут) уровень раствора в емкости, площадь основания которой  $S$  (м<sup>2</sup>), снизился на  $h$  (м).

*Требуется:* найти объем раствора, который поглотила скважина, и интенсивность поглощения.

Рекомендации при решении задачи – по известным  $S$  и  $h$  определяется объем поглощенного раствора, а, учитывая время  $t$ , – интенсивность поглощения.

Таблица 9.5

Варианты исходных данных к задаче 9.5

| №<br>вариан-<br>та | 1   | 2    | 3   | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10  |
|--------------------|-----|------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|
| $S(м^2)$           | 8   | 7    | 7,5 | 6    | 6,5  | 9    | 8,5  | 10   | 10,5 | 11  |
| $h(м)$             | 0,6 | 0,65 | 0,7 | 0,75 | 0,72 | 0,78 | 0,58 | 0,45 | 0,55 | 0,5 |
| $t$ , мин          | 35  | 40   | 45  | 50   | 55   | 30   | 33   | 43   | 47   | 52  |

Задача 9.6. *Исходные данные:* статический уровень в ранее пробуренных скважинах равен  $h_{ст}$  (от устья скважины). При работе бурового насоса с производительностью  $Q(л/с)$  динамический уровень равен  $h_{дин}$ .

*Требуется:* определить коэффициент поглощающей способности  $K_{nc}$ , характеризующий пропускную способность зоны поглощения.

Рекомендации при решении задачи – для вычисления величины  $K_{nc}$  используют формулу (3.11).

Таблица 9.6

Варианты исходных данных к задаче 9.6

| №<br>варианта | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| $Q(л/с)$      | 18  | 20  | 22  | 24  | 26  | 28  | 30  | 32  | 34  | 36  |
| $h_{ст}$ , м  | 113 | 110 | 105 | 100 | 95  | 90  | 102 | 107 | 115 | 120 |
| $h_{дин}$ , м | 120 | 125 | 118 | 123 | 110 | 113 | 125 | 118 | 130 | 135 |

Задача 9.7. *Исходные данные:* в проектируемой скважине зона поглощения мощностью  $h_{зн}$  залегает на глубине  $h_n$ . В поглощающий горизонт закачивается БСС плотностью  $\rho_{мс}$ . Плотность бурового раствора  $\rho_{бр}$ .

*Требуется:* определить глубину установки конца бурильных труб  $h_{кт}$ , по которой доставляется БСС в зону поглощения.

Рекомендации к решению задачи: для вычисления величины  $h_{кт}$  используют формулу (3.17).

Таблица 9.7  
Варианты исходных данных к задаче 9.7

| № варианта                      | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $h_{зн}$ , м                    | 35   | 33   | 30   | 25   | 23   | 20   | 29   | 19   | 17   | 28   |
| $h_n$ , м                       | 70   | 680  | 660  | 640  | 630  | 620  | 610  | 600  | 590  | 570  |
| $\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1160 | 1190 | 1200 | 1210 | 1230 | 1250 | 1260 | 1270 | 1280 | 1290 |
| $\rho_{мс}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1700 | 1680 | 1710 | 1720 | 1690 | 1670 | 1660 | 1730 | 1650 | 1640 |

Задача 9.8. *Исходные данные:* глубина залегания поглощающего горизонта —  $h_n$ (м); диаметр долота —  $D_o$ (м); диаметр бурильных труб —  $d$ (м); пластовое давление  $P_{пл}$ (МПа); плотность бурового раствора —  $\rho_{бр}$  (кг/м<sup>3</sup>); динамическая вязкость раствора —  $\eta$ (Па·с).

*Требуется:* вычислить максимальную скорость спуска бурильной колонны,  $Q_{max}$ , исключающую поглощение раствора

Рекомендации к решению задачи: первоначально вычисляется гидростатическое давление столба раствора  $P_2$ , а затем по формуле (3.13) — искомая величина  $Q_{max}$ .

Задача 9.9. *Исходные данные:* мощность зоны поглощения —  $h_{нз}$ (м), фактический диаметр скважины по данным профилометрии —  $D_c$ (м), коэффициент эффективной пористости пласта —  $K_{эн}$ .

Таблица 9.8

Варианты исходных данных к задаче 9.8

| №<br>варианта                              | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|--------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $h_n, \text{м}$                            | 950   | 980   | 1000  | 1020  | 1040  | 1060  | 1080  | 1100  | 1120  | 1140  |
| $D_o(\text{м})$                            | 0,190 | 0,215 | 0,243 | 0,269 | 0,165 | 0,320 | 0,215 | 0,243 | 0,190 | 0,269 |
| $d(\text{м})$                              | 0,089 | 0,102 | 0,114 | 0,140 | 0,073 | 0,140 | 0,114 | 0,140 | 0,102 | 0,140 |
| $P(\text{МПа})$                            | 9,2   | 9,0   | 8,8   | 8,5   | 8,0   | 8,3   | 9,4   | 9,6   | 9,1   | 9,7   |
| $\rho_{\text{бп}}$<br>(кг/м <sup>3</sup> ) | 1180  | 1190  | 1200  | 1220  | 1240  | 1260  | 1280  | 1300  | 1310  | 1330  |
| $\eta(\text{Па} \cdot \text{с})$           | 0,03  | 0,032 | 0,035 | 0,037 | 0,04  | 0,025 | 0,021 | 0,027 | 0,029 | 0,028 |

*Требуется:* подсчитать количество тампонажной смеси, требуемой для ликвидации поглощения бурового раствора.

Рекомендации к решению задачи: определяют радиус  $l_0$  проникновения тампонажного раствора в околоскважинный массив, а по формуле (3.14) – объем тампонажной смеси  $V_{mc}$ .

Таблица 9.9

Варианты исходных данных к задаче 9.9

| №<br>варианта      | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $h_{nz}(\text{м})$ | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 23   | 25   | 27   | 29   |
| $D_c(\text{мм})$   | 280  | 285  | 290  | 295  | 300  | 310  | 320  | 330  | 340  | 350  |
| $K_{\text{эн}}$    | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,18 | 0,19 | 0,20 | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,24 |

Задача 9.10. *Исходные данные:* соляроцементно-бentonитовая смесь имеет следующий состав: в 1 м<sup>3</sup> дизтоплива содержится  $m_{\text{бп}}$  по массе бentonитового порошка (в кг)  $m_{\text{ц}}$  цемента (в кг),  $m_{\text{н}}$  ПАВ (в кг) (сульфанол НП—1);  $m_{\text{жс}}$  жидкого стекла (в кг). Плотности указанных компонентов смеси: цемента  $\rho_{\text{ц}}$ ; бentonитового порошка  $\rho_{\text{бп}}$ ; ПАВ —  $\rho_{\text{н}}$ ; жидкого стекла —  $\rho_{\text{жс}}$ .

*Требуется:* определить суммарный объем всех компонентов смеси.

Рекомендации к решению задачи: объем каждого компонента смеси равен отношению его массы к плотности этого компонента.

Таблица 9.10  
Варианты исходных данных к задаче 9.10

| № варианта                             | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $m_{\text{бп}}$ , кг                   | 1100 | 1150 | 1160 | 1170 | 1180 | 1190 | 1200 | 1210 | 1220 | 1230 |
| $m_{\text{ц}}$ , кг                    | 450  | 460  | 470  | 480  | 490  | 500  | 455  | 465  | 475  | 485  |
| $m_{\text{н}}$ , кг                    | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 10   | 11   | 13,5 | 14,5 | 15,5 |
| $m_{\text{жс}}$ , кг                   | 35   | 36   | 37   | 38   | 39   | 40   | 41   | 37,5 | 38,5 | 40,5 |
| $\rho_{\text{жс}}$ , кг/м <sup>3</sup> | 1415 | 1420 | 1425 | 1430 | 1435 | 1440 | 1445 | 1450 | 1455 | 1460 |
| $\rho_{\text{ц}}$ , кг/м <sup>3</sup>  | 3000 | 3050 | 3060 | 3070 | 3080 | 3090 | 3100 | 3150 | 3160 | 3170 |
| $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>  | 1015 | 1016 | 1017 | 1018 | 1019 | 1020 | 1022 | 1023 | 1024 | 1025 |
| $\rho_{\text{бп}}$ , кг/м <sup>3</sup> | 2700 | 2690 | 2680 | 2685 | 2695 | 2750 | 2710 | 2720 | 2730 | 2740 |

Задача 9.11. *Исходные данные:* предусматривается спуск кондуктора диаметром  $D$  (рис. 7.1.), толщиной стенки  $t$  на глу-

бину  $L$ . Высота цементного стакана в колонне –  $h_0$ , расстояние от устья до поверхности цементного раствора за колонной –  $H_0$ . Статический уровень продавочной жидкости за колонной –  $H_{ст}$ . Плотность продавочной жидкости —  $\rho_{np}$ ; плотность цементного раствора –  $\rho_{цр}$ .

Таблица 9.11

Варианты исходных данных к задаче 9.11

| № варианта                         | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $D$ , мм                           | 146  | 168  | 178  | 194  | 219  | 245  | 273  | 299  | 324  | 340  |
| $t$ , мм                           | 8    | 8    | 9    | 9    | 10   | 10   | 10   | 10   | 10   | 10   |
| $h_0$ , м                          | 5    | 5,5  | 6    | 6,5  | 7    | 7,5  | 8    | 8,5  | 9    | 10   |
| $L$ , м                            | 450  | 460  | 470  | 480  | 490  | 500  | 510  | 520  | 530  | 540  |
| $H_0$ , м                          | 280  | 290  | 300  | 310  | 320  | 330  | 340  | 350  | 360  | 370  |
| $H_{ст}$ , м                       | 70   | 80   | 90   | 100  | 110  | 120  | 130  | 140  | 150  | 160  |
| $\rho_{np}$ ,<br>кг/м <sup>3</sup> | 1180 | 1190 | 1200 | 1220 | 1230 | 1240 | 1250 | 1260 | 1270 | 1210 |
| $\rho_{цр}$ ,<br>кг/м <sup>3</sup> | 1860 | 1850 | 1840 | 1830 | 1820 | 1810 | 1800 | 1865 | 1870 | 1875 |

*Требуется:* 1) определить давление продавочной жидкости и цементного раствора в колонне и затрубном пространстве;

2) вычислить объемы продавочной жидкости и цементного раствора, необходимые для тампонирования кондуктора (рис. 3.1).

Рекомендации к решению задачи: пользуясь схемой цементирования (рис.3.1) определяем высоту столбов  $H_{ц}$  цементного раствора и  $H_p$  продавочной жидкости в затрубном простран-

ве. Зная плотности  $\rho_{ц}$ ,  $\rho_{пр}$  продавочной жидкости и цементного раствора, определяем их суммарное давление на забой скважины в затрубном пространстве и внутри кондуктора. Приравнивая указанные давления, можно определить минимальную высоту столба продавочной жидкости внутри кондуктора, при котором можно реализовать в данном случае цементирование. Таким образом, имея геометрические размеры, которые занимают цементный раствор и продавочная жидкость, можно определить их объемы. При решении задачи используются формулы (3.23), (3.24), (3.25), (3.26).

Задача 9.12. *Исходные данные:* бурение осуществляется турбинным способом; диаметр долота –  $D$  (дм); диаметр бурильных труб  $d$  (дм); подача насосов —  $Q$  (дм<sup>3</sup>/сек).

*Требуется:* проверить, обеспечивается ли полный вынос выбуренной породы и осыпавшихся частиц на поверхность.

Рекомендации к решению задачи: для турбинного способа скорость восходящего потока промывочной жидкости должна составлять  $\mathcal{Q} = 1,1 - 1,2$  дм/с. Потребная подача насосов  $Q_n$  получается умножением скорости  $\mathcal{Q}$  на площадь кольцевого пространства между диаметром скважины и бурильными трубами. Затем полученная подача насосов  $Q_n$  сравнивается с подачей  $Q$ , указанной в исходных данных.

Таблица 9.12

Варианты исходных данных к задаче 9.12.

| № варианта                 | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $D$ (дм)                   | 1,12 | 1,32 | 1,40 | 1,51 | 1,65 | 1,9  | 2,14 | 2,43 | 2,69 | 2,95 |
| $d$ (дм)                   | 0,6  | 0,73 | 0,89 | 0,89 | 1,02 | 1,14 | 1,14 | 1,4  | 1,4  | 1,4  |
| $Q$ (дм <sup>3</sup> /сек) | 20   | 18   | 16   | 22   | 23   | 25   | 27   | 28   | 32   | 35   |

Задача 9.13. *Исходные данные:* мощность проникаемой зоны прилипания –  $h_{пз}$  м; гидростатическое давление бурового рас-

твора –  $P_{бр}$  МПа ; пластовое давление  $P_{пл}$  МПа ; толщина глинистой корки –  $\delta$ , мм ; коэффициент трения –  $f$  .

*Требуется:* определить прижимающую силу  $P$  , действующую на бурильную колонну.

Рекомендации к решению задачи: прижимающая сила  $P$  определяется по формуле (2.1).

Таблица 9.13  
Варианты исходных данных к задаче 9.13

| № варианта    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $h_{из}$ м    | 10   | 10,5 | 11   | 11,5 | 12   | 12,5 | 13   | 13,5 | 14   | 14,5 |
| $P_{бр}$ МПа  | 40   | 40,5 | 41   | 41,5 | 42   | 42,5 | 43   | 43,5 | 44   | 44,5 |
| $P_{пл}$ МПа  | 32   | 32,5 | 33   | 34   | 34,5 | 35   | 35,5 | 36   | 36,5 | 37   |
| $\delta$ , мм | 10   | 10,5 | 11,0 | 11,4 | 11,8 | 12,2 | 12,6 | 13   | 13,2 | 14   |
| $f$           | 0,08 | 0,09 | 0,1  | 0,11 | 0,12 | 0,13 | 0,14 | 0,15 | 0,15 | 0,14 |

Задача 9.14. *Исходные данные:* на глубине  $H$  произошел прихват бурильных труб диаметром  $d$  с толщиной стенки  $\delta$  . Удлинение свободной части бурильной колонны при ее натяжении с усилием  $P$  составляет  $\Delta l(m)$  .

*Требуется:* определить длину прихваченной части бурильной колонны.

Таблица 9.14  
Варианты исходных данных к задаче 9.14

| № варианта    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H$ , м       | 1000 | 1200 | 1250 | 1300 | 1350 | 1400 | 1450 | 1500 | 1550 | 1150 |
| $\delta$ , мм | 55,7 | 7    | 8    | 9    | 10   | 10   | 11   | 12   | 11   | 9    |
| $d$ , мм      | 50   | 60   | 73   | 89   | 102  | 114  | 140  | 140  | 114  | 102  |
| $\Delta l(m)$ | 0,5  | 0,55 | 0,6  | 0,65 | 0,7  | 0,75 | 0,8  | 0,85 | 0,9  | 1,0  |
| $P$ , кН      | 600  | 650  | 700  | 750  | 800  | 850  | 900  | 950  | 1000 | 1050 |

Рекомендации к решению задачи: первоначально нужно определить по формуле (2.5) длину свободной части прихваченного инструмента, а затем из общей длины бурильной колонны вычесть длину ее верхнего, свободного участка.

Задача 9.15. *Исходные данные:* в скважине глубиной  $H$  (м) и диаметром  $D_c$  (мм) перед подъемом произошел прихват бурильной колонны диаметром  $d_c$  (мм) с толщиной стенки  $\delta$ , мм. Циркуляция раствора была восстановлена, однако расхаживание бурильной колонны не дало положительных результатов. Для ликвидации прихвата было решено применить нефтяную ванну. Известно, что длина неприхваченной части колонны  $L_0$ , плотность бурового раствора  $P_{бр}$ , плотность нефти  $-\rho_H$ .

*Требуется:* рассчитать нефтяную ванну.

Рекомендации к решению задачи: необходимо определить высоту столба нефти в затрубном пространстве по формуле (2.7), рассчитать внутренний диаметр бурильных труб и требуемый объем нефти по формуле (2.6). Количество продажной жидкости определяется по формуле (2.8), а давление нагнетания к концу формирования ванны – по формуле (2.9).

Таблица 9.15  
Варианты исходных данных к задаче 9.15

| №<br>варианта                   | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H$ , м                         | 800  | 900  | 1000 | 1050 | 1100 | 1150 | 1200 | 1300 | 1400 | 1500 |
| $D_c$ (мм)                      | 112  | 132  | 140  | 151  | 165  | 190  | 214  | 243  | 269  | 295  |
| $\delta$ , мм                   | 6    | 8    | 9    | 8    | 10   | 10   | 11   | 12   | 11   | 12   |
| $d_c$ , мм                      | 60   | 73   | 89   | 89   | 102  | 114  | 114  | 140  | 140  | 140  |
| $L_0$ , м                       | 600  | 700  | 800  | 850  | 900  | 950  | 960  | 980  | 1100 | 1150 |
| $P_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>    | 1100 | 1150 | 1170 | 1190 | 1210 | 1230 | 1240 | 1250 | 1260 | 1270 |
| $\rho_H$ ,<br>кг/м <sup>3</sup> | 880  | 870  | 860  | 850  | 840  | 845  | 855  | 865  | 875  | 885  |

Задача 9.16. *Исходные данные:* газоносный пласт, давление в котором  $P_{пл}$ , залегает на глубине Н.

*Требуется:* оценить относительное давление.

Рекомендации к решению задачи: относительное давление – это пластовое давление, деленное на давление столба, воды, заполняющей ствол скважин на рассматриваемой глубине.

Таблица 9.16  
Варианты исходных данных к задаче 9.16

| №              | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $P_{пл}$ , МПа | 35   | 36   | 37   | 38   | 39   | 40   | 40,5 | 41   | 41,5 | 42   |
| Н, м           | 1800 | 1900 | 2000 | 2100 | 2150 | 2200 | 2300 | 2350 | 2400 | 2450 |

Задача 9.17. *Исходные данные:* глубина залегания кровли газоносного горизонта – Н (м), пластовое давление –  $P_{пл}$ .

*Требуется:* определить плотность бурового раствора для предупреждения выброса при вскрытии продуктивного пласта.

Рекомендации к решению задачи: следует воспользоваться формулой (4.1).

Таблица 9.17  
Варианты исходных данных к задаче 9.17

| № варианта     | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Н, м           | 1000 | 1200 | 1300 | 1400 | 1500 | 1600 | 1700 | 1800 | 1900 | 2000 |
| $P_{пл}$ , МПа | 20   | 22   | 24   | 26   | 28   | 30   | 32   | 34   | 36   | 38   |

Задача 9.18. *Исходные данные:* в скважине на глубине Н (м) пластовое давление —  $P_{пл}$  (МПа). Для безопасности требуется превышение гидростатического давления над пластовым на  $\Delta P$  (МПа).

*Требуется:* определить какова должна быть плотность бурового раствора.

Рекомендации к решению задачи: следует воспользоваться формулой (4.2).

Таблица 9.18

Варианты исходных данных к задаче 9.18

| № варианта      | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H, м$          | 1000 | 1100 | 1200 | 1300 | 1400 | 1500 | 1600 | 1700 | 1800 | 1900 |
| $P_{пл}, МПа$   | 11,5 | 13,5 | 15,5 | 17,5 | 19,5 | 21,5 | 27,5 | 25,5 | 29,5 | 32,5 |
| $\Delta P(МПа)$ | 2    | 2,1  | 2,2  | 2,3  | 2,4  | 2,5  | 2,6  | 2,7  | 2,8  | 2,9  |

Задача 9.19. *Исходные данные:* из скважины диаметром  $D(м)$  требуется поднять бурильную колонну наружным диаметром  $d(м)$ ; статическое напряжение сдвига (СНС) утяжеленного глинистого раствора, заполняющего скважину –  $\theta(Па)$ .

*Требуется:* определить давление, необходимое для начала движения глинистого раствора в кольцевом пространстве (снижение давления на стенки скважины).

Рекомендации к решению задачи: следует воспользоваться формулой (4.3).

Таблица 9.19

Варианты исходных данных к задаче 9.19

| № варианта   | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $D(м)$       | 0,195 | 0,210 | 0,220 | 0,230 | 0,240 | 0,250 | 0,260 | 0,270 | 0,280 | 0,300 |
| $d(м)$       | 0,108 | 0,114 | 0,114 | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,168 | 0,168 | 0,168 |
| $\theta(Па)$ | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    | 26    | 27    |

Задача 9.20. *Исходные данные:* диаметр скважины в открытом стволе  $D(мм)$ ; бурильная колонна состоит из УБТ диаметром  $d_{УБТ}(мм)$ , длиной  $l_{УБТ}(м)$  и бурильных труб диаметром  $d_{БТ}(мм)$ ; плотность бурового раствора  $\rho_{бр}(кг / м^3)$ ; объем

поступившего в скважину флюида —  $V_{\phi}(\text{м}^3)$ ; давление на устье в кольцевом пространстве —  $P_y(\text{МПа})$ ; а в трубах —  $P_T(\text{МПа})$ ; глубина скважины в начале флюидопроявления —  $L_H(\text{м})$ ; глубина спуска промежуточной колонны  $L_{np}(\text{м})$  диаметр промежуточной колонны —  $d_{np}(\text{м})$ . Открытый ствол длиной  $L_H - L_{np}(\text{м})$ . статическое напряжение сдвига (СНС) утяжеленного глинистого раствора, заполняющего скважину —  $\theta(\text{Па})$ .

*Требуется:* определить плотность поступившего в скважину флюида  $\rho_{\phi}$ .

Рекомендации к решению задачи: первоначально учитывается объем  $V_{\text{кп}}$  кольцевого пространства между УБТ и скважиной, затем, учитывая указанный расчетный объем  $V_{\text{кп}}$ , объем  $V_{\phi}$  (из исходных данных) длину и диаметры  $d_{\text{УБТ}}$ ,  $d_{\text{БТ}}$ , определяем высоту столба поступившего флюида и, наконец, по формуле (4.7) вычисляем плотность  $\rho_{\phi}$  последнего. Если  $\rho_{\phi} < 360 \text{ кг} / \text{м}^3$ , то можно считать, что в скважину поступил газ.

Таблица 9.20  
Варианты исходных данных к задаче 9.20

| №                                          | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|--------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $D(\text{м})$                              | 0,180 | 0,190 | 0,200 | 0,210 | 0,220 | 0,230 | 0,240 | 0,235 | 0,245 | 0,225 |
| $d_{\text{УБТ}}(\text{мм})$                | 0,146 | 0,165 | 0,171 | 0,178 | 0,178 | 0,197 | 0,203 | 0,213 | 0,216 | 0,197 |
| $l_{\text{УБТ}}(\text{м})$                 | 180   | 175   | 170   | 165   | 160   | 155   | 150   | 145   | 140   | 165   |
| $d_{\text{БТ}}(\text{мм})$                 | 0,102 | 0,102 | 0,114 | 0,114 | 0,127 | 0,127 | 0,140 | 0,168 | 0,168 | 0,127 |
| $\rho_{\text{бп}}(\text{кг} / \text{м}^3)$ | 1150  | 1170  | 1190  | 1200  | 1210  | 1230  | 1250  | 1270  | 1290  | 1300  |
| $V_{\phi}(\text{м}^3)$                     | 4     | 4,2   | 4,3   | 4,4   | 4,5   | 4,6   | 4,7   | 4,8   | 4,9   | 5     |
| $P_y(\text{МПа})$                          | 9     | 8,5   | 8,3   | 8,0   | 7,5   | 7,7   | 8,7   | 9,2   | 9,4   | 8,9   |

Продолжение табл. 9.20

| №            | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $P_T$ (МПа)  | 5     | 5,2   | 5,4   | 5,0   | 5,1   | 4,8   | 4,9   | 5,3   | 5,7   | 4,6   |
| $L_H$ (м)    | 2500  | 2600  | 2700  | 2800  | 2900  | 3000  | 2400  | 2300  | 2200  | 2100  |
| $d_{np}$ (м) | 0,194 | 0,279 | 0,219 | 0,245 | 0,245 | 0,273 | 0,273 | 0,273 | 0,299 | 0,245 |
| $L_{np}$ (м) | 2300  | 2400  | 2450  | 2500  | 2550  | 2650  | 2150  | 2100  | 1900  | 1850  |

Задача 9.21. *Исходные данные:* диаметр скважины –  $D(м)$ ; наружный диаметр бурильных труб—  $d(м)$ ; глубина залегания сероводосодержащего пласта  $H(м)$ ; объемная концентрация  $H_2S$  в пластовом флюиде — (%); подача насосов —  $Q$  (л/с) .

*Требуется:* определить количество  $G_p$  нейтрализатора ЖС—7, добавляемого в буровой раствор для нейтрализации  $H_2S$  .

Рекомендации к решению задачи: первоначально следует рассчитать площадь кольцевого пространства  $F(м^2)$  между скважиной и бурильными трубами. Затем пользуемся номограммой, приведенной на рис. 5.1. Полученную величину  $F(м^2)$  откладываем на левой абсциссе ( $F, м^2$ ). Из полученной точки проводим прямую, перпендикулярную указанной абсциссе до пересечения с наклонной прямой, характеризующей глубину залегания сероводосодержащего пласта  $H$ . из точки пересечения проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с прямой, характеризующий исходную подачу насосов  $Q$  . Из точки пересечения проводим прямую, перпендикулярную оси абсцисс до пересечения с кривой, характеризующей исходную концентрацию  $H_2S$  . Из точки пересечения проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с ординатой  $G$  . Точка пересечения укажет требуемое количество нейтрализатора.

Таблица 9.21

Варианты исходных данных к задаче 9.21

| №         | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Д(м)      | 0,170 | 0,180 | 0,190 | 0,200 | 0,210 | 0,230 | 0,240 | 0,250 | 0,260 | 0,270 |
| $d(м)$    | 0,108 | 0,102 | 0,114 | 0,114 | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,140 | 0,168 | 0,168 |
| Н(м)      | 4000  | 3200  | 2800  | 2400  | 2000  | 1800  | 1600  | 1400  | 1200  | 1000  |
| $Q$ (л/с) | 4     | 6     | 8     | 10    | 12    | 14    | 16    | 20    | 24    | 22    |

Задача 9.22. *Исходные данные:* диаметр долота –  $D$ ; длина бурильных труб  $L$ ; длина прихваченных труб –  $L_n$ ; наружный диаметр труб –  $d_n$ ; внутренний диаметр труб –  $d_{вн}$ ; плотность промывочной жидкости —  $\rho_p$ ; плотность нефти —  $\rho_n$ ; перепад давления для получения «сифона»  $P_c$ ; количество добавляемого ПАВ —  $n$  (%); коэффициент, учитывающий кавернозность и трещиноватость -  $k$ .

*Требуется:* определить количество нефти, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и продажной жидкости при проведении ванны (рис. 9.1.).

Рекомендации к решению задачи 9.22:

первоначально находим объем 1м кольцевого пространства

$V'_k$  и внутреннего пространства  $V'_{вн}$ . Затем устанавливается высота  $h_c$  столба нефти в трубах, необходимая для получения «сифона», по формуле

$$h_c = \frac{10\rho_c}{\rho_p - \rho_n}.$$

Определяется объем нефти  $V_n$ , требуемый для проведения ванны суммированием ее объема в трубах и кольцевом пространстве.

Определяется необходимый объем ПАВ по формуле:

$$V_{\text{ПАВ}} = \frac{V_H \cdot n}{100}.$$

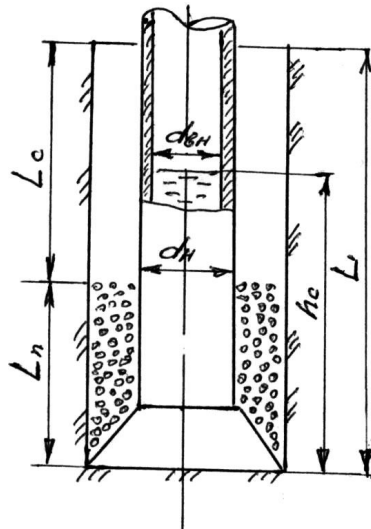


Рис. 9.1. К исходным данным задач 9.22, 9.24

Определяется объем продажной жидкости  $V_{n1}$  в первый период по формуле

$$V_{n1} = V'_e (L - L_n - h_c). \quad (9.2)$$

В заключении определяется объем продажной жидкости  $V_{n2}$  в момент прекращения «сифона» по формуле

$$V_{n2} = V'_e \left( L - \frac{V_H}{V'_e + V'_k} \right) \quad (9.3)$$

Таблица 9.22

Варианты исходных данных для решения задачи 9.22

| №                               | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $D_{\text{м}}$                  | 0,243 | 0,214 | 0,190 | 0,151 | 0,165 | 0,140 | 0,120 | 0,132 | 0,112 | 0,214 |
| $L_{\text{м}}$                  | 1100  | 1050  | 1000  | 950   | 900   | 850   | 800   | 750   | 700   | 650   |
| $L_n \text{ м}$                 | 30    | 25    | 23    | 20    | 18    | 16    | 14    | 17    | 19    | 21    |
| $d_n \text{ м}$                 | 0,140 | 0,114 | 0,102 | 0,089 | 0,089 | 0,127 | 0,114 | 0,102 | 0,089 | 0,073 |
| $d_{\text{вн}} \text{ м}$       | 0,120 | 0,096 | 0,088 | 0,075 | 0,071 | 0,107 | 0,094 | 0,084 | 0,075 | 0,062 |
| $\rho_p$ ,<br>кг/м <sup>3</sup> | 1100  | 1150  | 1200  | 1250  | 1300  | 1180  | 1220  | 1280  | 1310  | 1290  |
| $\rho_n$ ,<br>кг/м <sup>3</sup> | 840   | 850   | 860   | 870   | 880   | 820   | 810   | 825   | 835   | 855   |
| $P_c$ , МПа                     | 0,8   | 0,9   | 1,0   | 1,1   | 1,2   | 1,3   | 1,4   | 1,5   | 1,6   | 0,7   |
| $n$ %ПАВ                        | 2,0   | 1,9   | 1,8   | 1,1   | 1,2   | 1,3   | 1,4   | 1,5   | 1,6   | 1,7   |
| $k$                             | 1,1   | 1,15  | 1,2   | 1,25  | 1,3   | 1,35  | 1,5   | 1,8   | 2,0   | 2,2   |

Задача 9.23. *Исходные данные:* концентрация исходной соляной кислоты –  $m_1$ ; концентрация соляной кислоты для проведения ванны –  $m_2$ ; плотность воды –  $\rho_v$ .

*Требуется:* определить объем воды, который нужно добавить к 1 м<sup>3</sup> соляной кислоты для получения раствора нужной концентрации  $m_2$ .

Рекомендация для решения задачи 9.23: по таблице 9.22 определяем исходную плотность соляной кислоты  $\rho_1$ , при концентрации  $m_1$  и плотность  $\rho_2$  при концентрации  $m_2$ .

Определяем объем воды  $V_n$ , требуемой для растворения  $1 \text{ м}^3$  исходной кислоты по формуле

$$V_n = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2 - \rho_в} \quad (9.4)$$

Таблица 9.23  
Плотность соляной кислоты  $\rho$  от концентрации  $m$

| Плотность<br>$m / \text{м}^3$ | Концентрация, %<br>$m$ | Плотность<br>$m / \text{м}^3$ | Концентрация, %<br>$m$ |
|-------------------------------|------------------------|-------------------------------|------------------------|
| 1,030                         | 5,15                   | 1,105                         | 20,97                  |
| 1,035                         | 7,15                   | 1,110                         | 21,92                  |
| 1,040                         | 8,16                   | 1,150                         | 22,85                  |
| 1,045                         | 9,16                   | 1,120                         | 23,82                  |
| 1,050                         | 10,17                  | 1,125                         | 24,78                  |
| 1,055                         | 11,18                  | 1,130                         | 25,75                  |
| 1,060                         | 12,19                  | 1,135                         | 26,70                  |
| 1,065                         | 13,19                  | 1,140                         | 27,66                  |
| 1,070                         | 14,17                  | 1,145                         | 28,61                  |
| 1,075                         | 15,16                  | 1,150                         | 29,57                  |
| 1,080                         | 16,15                  | 1,155                         | 30,55                  |
| 1,085                         | 17,13                  | 1,160                         | 31,52                  |
| 1,090                         | 18,11                  | 1,165                         | 32,49                  |
| 1,095                         | 19,06                  | 1,170                         | 33,46                  |
| 1,100                         | 20,01                  | 1,180                         | 35,39                  |

Таблица 9.24  
Варианты исходных данных для решения задачи 9.23

| №     | 1  | 2   | 3  | 4   | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|-------|----|-----|----|-----|------|------|------|------|------|------|
| $m_1$ | 35 | 34  | 33 | 32  | 34,5 | 33,5 | 32,5 | 32   | 31,5 | 31   |
| $m_2$ | 7  | 7,5 | 8  | 8,5 | 9    | 9,5  | 10   | 10,5 | 11   | 11,5 |

Задача 9.24. *Исходные данные:* диаметр долота –  $D$ , длина бурильных труб  $L$ ; длина прихваченных труб  $L_n$ ; наружный диаметр труб  $d_n$ ; плотность бурового раствора –  $\rho_p$ ; перепад давления для получения «сифона»  $P_c$ ; коэффициент, учитывающий кавернозность и трещиноватость –  $k$ ; концентрация кислоты для ванны –  $m_2$ .

*Требуется:* определить количество кислоты и продажной жидкости при проведении ванны (рис. 9.1).

Рекомендации для решения задачи 9.24.

Задача решается в следующей последовательности:

1) определяется объем  $V'_k$  кольцевого пространства и объемом  $V'_e$  внутритрубного пространства;

2) по таблице (см. рекомендации к задаче 9.23) определяем плотность  $\rho_2$  кислоты, закачиваемой в скважину;

3) по формуле (9.4) определяем объем воды  $V_{e1}$ , необходимый для растворения  $1 \text{ м}^3$  исходной кислоты;

4) определяется общий объем  $V_{об}$  кислоты после растворения его водой в объеме  $V_{e1}$ ;

5) находим, какую часть в общем объеме  $V_{об}$  занимает вода  $V_{воб} = V_{e1} / V_{об}$ .

6) находим, какую часть в общем объеме  $V_{об}$  занимает кислота:  $V_{коб} = \frac{1}{V_{об}}$ ;

7) определяем высоту столба кислоты  $h_c$ , необходимую для получения «сифона» по формуле:

$$h_c = \frac{10 P_c}{\rho_p - \rho_2}; \quad (9.5)$$

8) объем кислоты  $V_{k2}$ , для проведения ванны определяется по формуле:

$$V_{k2} = kV'_k L_n + V'_e(L_n + h_c); \quad (9.6)$$

9) объем исходной кислоты  $V_{k1}$  составит:

$$V_{k1} = V_{коб} \cdot V_{k2}; \quad (9.7)$$

10) объем воды  $V_{ер}$  для растворения исходной кислоты составит:

$$V_{ер} = V_{коб} \cdot V_{k2}; \quad (9.8)$$

11) объем продажной жидкости  $V_{n1}$  в начальный период определяется по формуле (9.2);

12) объем продажной жидкости в момент прекращения «сифона» определится по формуле (9.3).

Таблица 9.25

Варианты исходных данных для решения задачи 9.24.

| №                       | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $D, \text{м}$           | 0,112 | 0,132 | 0,140 | 0,151 | 0,165 | 0,151 | 0,190 | 0,214 | 0,243 | 0,295 |
| $L, \text{м}$           | 500   | 550   | 600   | 650   | 700   | 750   | 800   | 850   | 900   | 950   |
| $L_n, \text{м}$         | 10    | 13    | 15    | 17    | 18    | 20    | 22    | 24    | 26    | 28    |
| $d_n, \text{м}$         | 0,060 | 0,073 | 0,089 | 0,102 | 0,114 | 0,127 | 0,089 | 0,102 | 0,114 | 0,140 |
| $\rho_p, \text{кг/м}^3$ | 1100  | 1150  | 1180  | 1200  | 1220  | 1250  | 1280  | 1300  | 1320  | 1350  |
| $\rho_1, \text{кг/м}^3$ | 1,155 | 1,150 | 1,145 | 1,135 | 1,130 | 1,125 | 1,120 | 1,115 | 1,160 | 1,165 |
| $P_c, \text{МПа}$       | 0,7   | 0,75  | 0,8   | 0,85  | 0,9   | 0,95  | 1,0   | 1,20  | 1,4   | 1,5   |
| $k$                     | 1,1   | 1,15  | 1,18  | 1,2   | 1,22  | 1,24  | 1,25  | 1,28  | 1,29  | 1,3   |
| $m_2, \%$               |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

Задача 9.25. *Исходные данные:* глубина кровли поглощающего пласта —  $H_n$ ; глубина статического уровня —  $H_c$ ; плотность исходного бурового раствора —  $\rho_{p1}$ ; коэффициент запаса —  $m$ .

Определить: плотность бурового раствора, которая обеспечит нормальную циркуляцию при поглощении.

Рекомендации при решении задач 9.25: искомая плотность  $\rho_{p2}$  бурового раствора, при которой будет обеспечена нормальная циркуляция, определяется по формуле

$$\rho_{p2} = \frac{m \rho_{p1} (H_n - H_c)}{H_n}. \quad (9.9)$$

Таблица 9.26

Варианты исходных данных для решения задачи 9.25

| №                                        | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H_n, \text{м}$                          | 400  | 420  | 440  | 460  | 480  | 500  | 510  | 520  | 530  | 540  |
| $H_c, \text{м}$                          | 10   | 12   | 14   | 16   | 18   | 20   | 25   | 30   | 35   | 40   |
| $\rho_{p1},$<br>$\text{кг} / \text{м}^3$ | 1150 | 1180 | 1200 | 1210 | 1220 | 1230 | 1250 | 1270 | 1280 | 1300 |
| $m$                                      | 0,9  | 0,89 | 0,88 | 0,87 | 0,86 | 0,85 | 0,84 | 0,83 | 0,82 | 0,81 |

Задача 9.26. *Исходные данные:* глубина скважины —  $H$ ; плотность бурового раствора —  $\rho_{p1}$ ; плотность азрированного раствора —  $\rho_{p2}$ .

*Требуется:* определить, на сколько уменьшится гидростатическое давление на забой скважины при химическом азрировании бурового раствора.

Рекомендации при решении задачи 9.26: первоначально нужно определить отношение плотностей азрированного  $\rho_{p2}$  и исходного  $\rho_{p1}$  растворов.

Затем по табл. 9.27 устанавливается содержание воздуха  $\varphi$  в растворе и степень аэрации  $a_0$ .

Таблица 9.27.

Воздухосодержание и степень аэрации раствора в зависимости от изменения его плотности

|                                   |             |            |             |             |             |             |             |             |
|-----------------------------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $\frac{\rho_{p2}}{\rho_{p1}}$     | 1,0         | 0,95       | 0,9         | 0,85        | 0,8         | 0,75        | 0,7         | 0,65        |
| $\varphi, \%$<br>$a_0, m^i / m^i$ | 0<br>0      | 5<br>0,053 | 10<br>0,111 | 15<br>0,176 | 20<br>0,25  | 25<br>0,333 | 30<br>0,428 | 35<br>0,539 |
| $\frac{\rho_{p2}}{\rho_{p1}}$     | 0,55        | 0,5        | 0,45        | 0,4         | 0,35        | 0,3         | 0,25        | 0,2         |
| $\varphi, \%$<br>$a_0, m^i / m^i$ | 45<br>0,818 | 50<br>1,00 | 55<br>1,22  | 60<br>1,5   | 65<br>1,855 | 70<br>2,333 | 75<br>3,00  | 80<br>4,00  |

Определяем гидростатическое давление  $P_H$  при наличии в скважине исходного раствора

$$P_H = \rho_{p1} g H, \quad (9.10)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ .

В первом приближении задаемся  $P_a \approx P_u$  и используя график (рис. 9.2) с учетом ранее определенной величины  $a_0$  находим снижение гидростатического давления  $\Delta P_1$ .

Таблица 9.28

Варианты исходных данных для решения задачи 9.26

| №                               | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H_n, \text{м}$                 | 500  | 520  | 540  | 560  | 580  | 600  | 620  | 640  | 660  | 680  |
| $\rho_{p1},$<br>$\text{кг/м}^3$ | 1150 | 1180 | 1200 | 1220 | 1240 | 1250 | 1230 | 1210 | 1260 | 1270 |
| $\rho_{p2},$<br>$\text{кг/м}^3$ | 780  | 790  | 800  | 810  | 820  | 830  | 840  | 850  | 860  | 870  |

Задача 9.27. Исходные данные: глубина скважины –  $H$ ; плотность бурового раствора –  $\rho_{p1}$ ; плотность аэрированного раствора –  $\rho_{p2}$ .

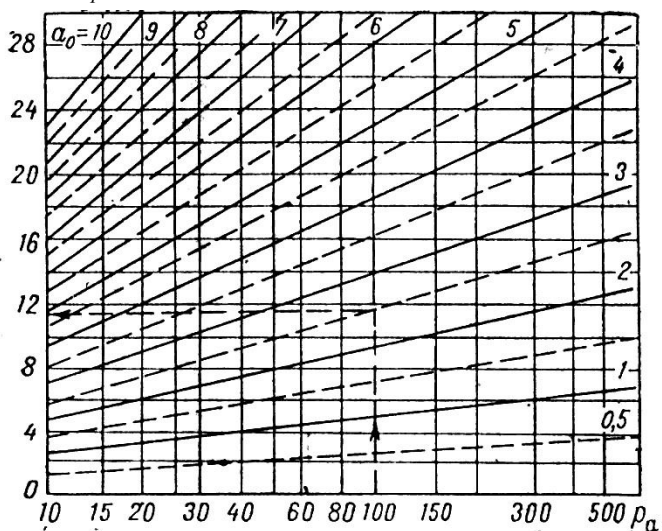


Рис. 9.2. График для определения уменьшения давления столба аэрированного раствора по формуле  $\Delta p = a_0 \ln p_a$

*Требуется:* определить приближенно гидростатическое давление, создаваемое аэрированным раствором на забой скважины.

Рекомендации при решении задачи 9.27: первоначально находим отношение плотностей растворов  $\rho_{p2} / \rho_{p1}$ . Затем определяем гидростатическое давление, которое оказывает исходный раствор плотностью  $\rho_{p1}$  (формула 9.10.). По табл. 9.27. и 9.28, устанавливаем степень аэрации  $\alpha_0$  и относительное снижение давления  $\Delta P_0$ .

Таблица 9.29.

Относительное снижение давления раствора при

$$\alpha_0 = 1 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

| $P_u$ ,<br>$\text{дан} / \text{см}^2$ | 10    | 20    | 30    | 40    | 50     | 80    | 100    | 150    | 200    |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|--------|--------|
| $P_u \cdot 10^5 \text{ Па}$           | 9,81  | 19,62 | 29,41 | 39,24 | 49,05  | 78,48 | 98,1   | 147,15 | 196,2  |
| $\Delta P_0 = \Delta P_1 / P_u$       | 0,206 | 0,143 | 0,109 | 0,09  | 0,0767 | 0,054 | 0,0457 | 0,033  | 0,0264 |

Определяется снижение гидростатического давления на забой по формуле

$$\Delta P = \alpha_0 \Delta P_0 P_u. \quad (9.11)$$

Искомое гидростатическое давление  $P_z$  на забой равно разности между давлениями  $P_u$  и  $\Delta P$ .

Таблица 9.30.

Варианты исходных данных для решения задачи 9.27

| №                          | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H_n, \text{м}$            | 400  | 450  | 480  | 500  | 530  | 550  | 600  | 630  | 670  | 700  |
| $\rho_{p1}, \text{кг/м}^3$ | 1300 | 1280 | 1250 | 1230 | 1200 | 1180 | 1160 | 1150 | 1270 | 1240 |
| $\rho_{p2}, \text{кг/м}^3$ | 780  | 790  | 800  | 810  | 820  | 830  | 840  | 850  | 860  | 870  |

Задача 9.28. *Исходные данные:* промывка скважины осуществляется азрированным буровым раствором глубина скважины –  $H$ ; плотность бурового раствора –  $\rho_{pl}$ ; положение статического уровня –  $H_c$ ; скорость движения раствора в кольцевом пространстве –  $\omega$ ; потери давления в кольцевом пространстве –  $P_k$ ; производительность насоса –  $Q$ ; давление атмосферное ( $P_0 = 1 \text{ дан} / \text{см}^2$ ); давление на устье скважины –  $P_c$ . *Требуется:* определить степень азрации бурового раствора и расход воздуха, создаваемого компрессором.

Рекомендации при решении задачи 9.28. Задача решается в следующей последовательности:

- 1) определяется давление  $P_1$  у отверстий долота

$$P_1 = (H - H_c) \rho_{pl} \cdot g + P_0; \quad (9.12)$$

- 2) определяется среднее давление  $P_c$

$$P_c = \frac{P_1 - P_2}{2,3 \lg(P_1 / P_2)}; \quad (9.13)$$

- 3) вычисляется давление  $P_H$  у забоя при полном заполнении скважины буровым раствором:

$$P_H = \rho_{pl} g H; \quad (9.14)$$

- 4) определяется отношение средней плотности водовоздушной смеси  $P_c$  к плотности бурового раствора  $\rho_{pl}$ :

$$P_c / \rho_{pl} = 1 - \frac{H_c}{H} + \frac{P_k}{P_H}; \quad (9.15)$$

- 5) определяется средняя степень азрации  $\alpha_c$ :

$$\alpha_c = \left( \frac{\rho_{pl}}{\rho_c} - 1 \right) \left( 1 + \frac{1}{\omega} \right); \quad (9.16)$$

б) находится степень аэрации  $\alpha_0$  :

$$\alpha_0 = \alpha_c P_c ; \quad (9.17)$$

7) определяется расход воздуха  $Q_k$ , создаваемого компрессором:

$$Q_k = \alpha_0 Q_H . \quad (9.18)$$

Таблица 9.31.

Варианты исходных данных для решения задачи 9.28.

| №                          | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $H, \text{м}$              | 400  | 420  | 4500 | 480  | 500  | 520  | 530  | 580  | 600  | 650  |
| $\rho_1, \text{кг/м}^3$    | 1050 | 1080 | 1100 | 1120 | 1130 | 1150 | 1180 | 1200 | 1220 | 1240 |
| $H_c, \text{м}$            | 110  | 105  | 100  | 98   | 95   | 90   | 88   | 85   | 80   | 75   |
| $\omega, \text{м/с}$       | 0,03 | 0,35 | 0,42 | 0,45 | 0,48 | 0,5  | 0,52 | 0,53 | 0,55 | 0,58 |
| $P_k$<br>$\text{дан/см}^2$ | 0,8  | 0,82 | 0,83 | 0,85 | 0,88 | 0,9  | 0,92 | 0,95 | 0,98 | 1,2  |
| $Q_H$                      | 0,4  | 0,42 | 0,45 | 0,48 | 0,5  | 0,53 | 0,58 | 0,6  | 0,65 | 7    |
| $P_c$<br>$\text{дан/см}^2$ | 1    | 1,1  | 1,2  | 1,25 | 1,3  | 1,35 | 1,40 | 1,45 | 1,48 | 1,5  |

Задача 9.29. *Исходные данные:* объем гелцементного раствора –  $V_c$ ; плотность глинопорошка –  $\rho_z$ ; плотность воды –  $\rho_в$  ( $1000 \text{ кг/м}^3$ ); рецепт гелцементного раствора: цемент тампонажный весом  $Q_ц$  и глинистый раствор удельного веса  $\rho_{p1}$  и объемом  $V_3$ .

*Требуется:* определить весовой расход бентонитовой глины и цемента при ликвидации поглощения гелцементом.

Рекомендации при решении задачи 9.29: по графику (рис. 9.3) находим объем смеси  $V_c'$  при затворении 100 кг в растворе объемом  $V_3$ . Затем находим объем  $X$  смеси, требуемой для затворения  $Q_u$  цемента

$$X = \frac{Q_u V_c'}{100} \quad (9.19)$$

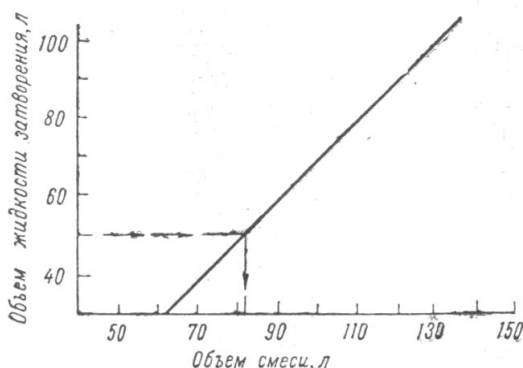


Рис. 9.3 График для определения объема смеси, получаемой при затворении 100 кг цемента в разном количестве жидкости

Определяем количество цемента  $G_u$ , требуемое для получения заданного объема геля цемента по формуле

$$G_u = \frac{100 V_c}{X} \quad (9.20)$$

Устанавливаем объем раствора  $V_p$  для затворения цемента

$$V_p = V_3 \frac{V_c}{X} \quad (9.21)$$

Определяется расход глинопорошка  $\partial_z$  на  $1 \text{ м}^3$  раствора по формуле

$$\partial_z = \frac{\rho_z (\rho_{p1} - \rho_в)}{\rho_z - \rho_в}. \quad (9.22)$$

Расход глинопорошка  $Q_{\Gamma}$  для приготовления заданного количества смеси составит:

$$G_{\text{г}} = \partial_z V_p. \quad (9.23)$$

Таблица 9.32.

Варианты исходных данных для решения задачи 9.29

| №                              | 1    | 2    | 3    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $V_c, \text{м}^3$              | 2    | 2,2  | 2,4  | 2,8  | 3,0  | 3,1  | 3,2  | 3,3  | 3,4  |
| $\rho_{\Gamma}, \text{кг/м}^3$ | 2300 | 2320 | 2330 | 2350 | 2360 | 2370 | 2380 | 2390 | 2400 |
| $Q_{\text{г}}, \text{кг}$      | 120  | 130  | 140  | 160  | 180  | 190  | 200  | 210  | 220  |
| $V_3, \text{л}$                | 75   | 80   | 85   | 95   | 100  | 105  | 110  | 115  | 120  |
| $\rho_{p1}, \text{кг/м}^3$     | 1050 | 1060 | 1070 | 1090 | 1100 | 1110 | 1120 | 1130 | 1140 |

Задача 9.30. *Исходные данные:* рецепт быстросхватывающейся смеси (БСС): цемент тампонажный —  $\partial_{\text{ц}}, \text{кг}$ ; глинистый раствор плотностью  $\rho_{p1}$  объемом —  $V_p'$ ; раствор жидкого стекла плотностью  $\rho_{\text{жс}}$  объемом  $V_{\text{жс}}'$ ; раствор каустической соды плотностью  $\rho_{\text{к}}$  объемом  $V_{\text{к}}'$ ; вода плотностью  $\rho_в = 1000 \text{ кг/м}^3$ ; объемом  $V_в'$ ; объем БСС —  $V_c$ .

*Требуется:* определить объем глинистого раствора, необходимого для приготовления БСС, а также расходы растворов жидкого стекла, каустической соды и воды.

Рекомендации при решении задачи 9.30: первоначально установливаем, какой объем  $V_3$  жидкости приходится при затворении на каждые 100 кг цемента по формуле

$$V_3 = \frac{100(V'_p + V'_{жс} + V'_K + V'_в)}{\partial_{ц}}. \quad (9.24)$$

По графику (рис. 9.3) находим объем БСС при затворении каждых 100 кг цемента. Обозначим этот объем  $V'_c$ .

Определяем количество цемента  $G_{ц}$ , требуемое для приготовления заданного объема БСС

$$G_{ц} = 100 \frac{V_c}{V'_c}. \quad (9.25)$$

Находим объем глинистого раствора, необходимый для приготовления заданной БСС по формуле

$$V_p = \frac{V_3 V'_p}{(V'_p + V'_{жс} + V'_K + V'_в)} \frac{V_c}{V'_c}. \quad (9.26)$$

Расход раствора жидкого стекла составит

$$V_{жс} = \frac{V_3 V'_{жс}}{(V'_p + V'_{жс} + V'_K + V'_в)} \frac{V_c}{V'_c}. \quad (9.27)$$

Расход раствора каустической соды составит

$$V_K = \frac{V_3 V'_K}{(V'_p + V'_{жс} + V'_K + V'_в)} \frac{V_c}{V'_c}. \quad (9.28)$$

Расход воды составит

$$V_{\epsilon} = \frac{V_3 V'_{\epsilon}}{(V'_p + V'_{\text{жс}} + V'_K + V'_{\epsilon})} \frac{V_c}{V'_c}. \quad (9.29)$$

Таблица 9.33

Варианты исходных данных для решения задачи 9.30

| №                                 | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\partial_{\text{ц}}, \text{кг}$  | 1100  | 1120  | 1140  | 1160  | 1180  | 1200  | 1220  | 1240  | 1260  | 1280  |
| $\rho_p, \text{кг/м}^3$           | 1050  | 1060  | 1070  | 1080  | 1090  | 1100  | 1120  | 1140  | 1160  | 1180  |
| $V'_p, \text{м}^3$                | 0,5   | 0,52  | 0,54  | 0,56  | 0,58  | 0,6   | 0,62  | 0,64  | 0,66  | 0,68  |
| $\rho_{\text{жс}}, \text{кг/м}^3$ | 1380  | 1390  | 1400  | 1410  | 1420  | 1430  | 1440  | 1450  | 1460  | 1470  |
| $V'_{\text{жс}}, \text{м}^3$      | 0,14  | 0,15  | 0,145 | 0,155 | 0,16  | 0,165 | 0,170 | 0,175 | 0,180 | 0,18  |
| $\rho_K, \text{кг/м}^3$           | 1280  | 1290  | 1295  | 1300  | 1305  | 1310  | 1315  | 1320  | 1325  | 1330  |
| $V'_K, \text{м}^3$                | 0,14  | 0,15  | 0,145 | 0,155 | 0,16  | 0,165 | 0,170 | 0,175 | 0,180 | 0,185 |
| $\rho_{\epsilon}, \text{кг/м}^3$  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  | 1000  |
| $V'_{\epsilon}, \text{м}^3$       | 0,100 | 0,110 | 0,120 | 0,130 | 0,140 | 0,150 | 0,160 | 0,170 | 0,180 | 0,190 |
| $V_c, \text{м}^3$                 | 1,300 | 1,32  | 1,341 | 1,36  | 1,38  | 1,40  | 1,42  | 1,44  | 1,46  | 1,48  |

## **10 ОФОРМЛЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

Каждая практическая работа включает несколько (количество определяет преподаватель) решенных задач, указанных в разделе 9.

Оформление практических работ осуществляется в соответствии с СТП. (СТП39114145 У-е-008-2006). (Фирменный стандарт. Система качества. Работы учебные. Издание официальное. Алматы: КазНТУ, 2006).

## ГЛОССАРИЙ

Осложнение – затруднение при углублении скважины, вызванное нарушением ее состояния.

Обвалы (осыпи) – нарушение устойчивости ствола скважины, вызванное снижением прочности пород при их увлажнении промывочной жидкостью с последующим обрушением.

Набухание – увеличение объема пород в стенках скважины при их увлажнении промывочной жидкостью; в результате происходит сужение ствола скважины.

Ползучесть – способность пород под действием возникающих напряжений деформироваться со временем (ползти) и выпучиваться в ствол скважины.

Желобообразование – явление, возникающее в местах больших углов перегиба ствола, в результате чего возникают затяжки, прихваты и заклинивание бурового инструмента.

Растворение – явление, возникающее при прохождении солевых пород, в результате которого происходит интенсивное кавернообразование в стволе скважины.

Поглощение – явление, заключающееся в полной или частичной потере циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения.

Газо- и нефтепроявления – явление, когда пластовое давление нефти и газа выше давления промывочной жидкости заполняющей ствол скважины, в результате происходит выброс нефти или газа из скважины.

Превентор – устройство, перекрывающее ствол скважины при угрозе возникновения выброса нефти или газа.

Грифоны и межколонные проявления – это фонтанные газо-, нефте-, водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность за пределами устья скважины.

Мерзлые породы – это породы, имеющие нулевую или отрицательную температуру, и в которых хотя бы часть воды замерзла.

Авария – нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны

труб или их полумкой с оставлением в скважине различных предметов и инструментов.

Ловитель – инструмент, служащий для захвата оставшейся в скважине бурильной колонны за наружную часть трубы или замка.

Метчик – инструмент, предназначенный для ловли и извлечения из скважины колонны труб, верх которых оканчивается муфтой или ниппелем бурильного замка, путем ее захвата за внутреннюю часть нарезанием резьбы.

Колокол – инструмент, предназначенный для извлечения из скважины колонны труб с захватом их посредством нарезания резьбы на наружной поверхности извлекаемых труб.

Центрирующие приспособления – это приспособления к ловильному инструменту, предназначенные для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента относительно извлекаемого объекта.

Труболовка – инструмент, предназначенный для извлечения из скважины труб различного назначения и других инструментов, имеющих цилиндрическую форму.

Фрезер-ловитель магнитный – инструмент, предназначенный для извлечения из скважины металлических предметов, обладающих способностью притягиваться магниту.

Паук – инструмент, предназначенный для очистки забоя скважины от металлических предметов, размеры которых позволяют разместиться в корпусе паука.

Гидравлический ударный механизм – инструмент, предназначенный для ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн путем нанесения ударов, направленных снизу вверх, либо сверху вниз в зависимости от сборки инструмента.

Фрезер забойный – инструмент, предназначенный для разрушения металлических предметов на забое скважины.

Фрезер торцовый – инструмент, предназначенный для торцового разрушения металлических предметов, находящихся в скважине (переводников, долот, труб).

Фрезер-воронка – инструмент, предназначенный для офрезерования верхнего конца бурильных, насосно-компрессорных труб в обсадной колонне.

Труборезы – инструменты, предназначенные для срезания колоны труб, преимущественно обсадных.

Укороченный ловитель – инструмент, предназначенный для захвата оставленного в скважине турбобура за выступающую часть вала.

Трубная ловушка – инструмент, предназначенный для извлечения турбобура с захватом за корпус.

Отводной крючок – инструмент, предназначенный для установки по центру скважины отклоненной в ней бурильной колонны.

Шпиндель-отклонитель – механизм, предназначенный для забуривания в бурящей скважине ориентированно-наклонного ствола или направленного забуривания нового ствола в аварийной ситуации.

Торпедирование – процесс взрыва в скважине для освобождения заклиненных и прилипших к стенкам скважины колонны труб, обрыва и среза труб, разрушения металлических предметов, образования каверн при забуривании нового ствола.

## **БИБЛИОГРАФИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ**

1. *Вадецкий Н.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Академия, 2004.
2. *Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк.Н.И.* Расчеты в бурении. М.: РГГРУ, 2007.
3. *Федоров Б.В.* Бурение скважин. Алматы: КазНТУ, 2002.
4. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебник. М.: Недра. 2000.
5. *Башкатов А.Д.* Прогрессивная технология сооружения скважин. М.: Недра-Бизнесцентр. 2003.
6. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению. 1993–1996. Кн. 1–4, М.: Недра.
7. *Ганджумян Р.А.* Быстросхватывающаяся смесь для бурения гидрогеологических скважин в сложных геологических условиях. Тез. докл. п международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях. СПб, 1992.
8. *Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А.* Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. М.: Недра. 2000.
9. *Ивачев Л.М.* Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. М.: Недра. 1982.
10. Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. М.: Недра. 1976.
11. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности М.: 2001.РД 08-254-98 Госгортехнадзор России.
12. *Коломоец А.В.* Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. М.: Недра. 1985.
13. *Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М.* Бурение скважин в осложненных условиях. Учебное пособие для вузов. М.: Недра. 1987.
14. *Логанов Ю.Д., Соболевский В.В, Симонов В.М.* Открытие фонтаны и борьбы с ними. Справочник. М.: Недра. 1991.

15. *Михайлова Н.Д.* Техническое проектирование колонкового бурения. М.: Недра. 1985.

16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 09.04.1998. и введены в действие с 01.09.1998 г.

17. *Пустовойтенко В.С.* Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. М.: Недра. 1987.

18. *Пустовойтенко И.П., Сельвацук А.П.* Справочник мастера по сложным буровым работам. М.: Недра. 1983.

19. *Рабиа Х.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин. /Пер. с англ. М.: Недра. 1989.

20. *Самотой А.К.* Прихваты колонн при бурении скважин. М.: Недра, 1984.

21. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. *Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П* и др. Л.: ВИТР, 2000.

22. Справочник. Буровое оборудование. Буровой инструмент, Т.2. М.: Недра. 2003.

23. Технология и техника разведочного бурения. Учебник для вузов. / *Ф.А.Шамшев, С.Н.Тараканов, Б.Б. Кудряшов* и др. Изд. 3-е, перераб. и доп. М.: Недра. 1983.

24. *Ясов В.Г., Мыслюк М.А.* Осложнения в бурении. Справочное пособие. М.: Недра. 1991.

## Содержание

|                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                                           | 3  |
| 1 Осложнения, вызванные осыпями, обвалами.....                                                          | 4  |
| пород и сужением ствола скважины                                                                        |    |
| 2 Прихваты колонн бурильных и обсадных труб.....                                                        | 12 |
| 3 Предупреждение и борьба с поглощениями бурового и тампонажного растворов при бурении и креплении..... | 18 |
| 4 Газо-,нефте-, водопроявления и их предупреждение.....                                                 | 31 |
| 5 Бурение в условиях сероводородной агрессии.....                                                       | 43 |
| 6 Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах.....                                       | 48 |
| 7 Аварии и их классификация.....                                                                        | 53 |
| 7.1 Аварии с элементами колонны бурильных труб.....                                                     | 54 |
| 7.2 Аварии, вызванные прихватом труб.....                                                               | 58 |
| 7.3 Аварии с обсадными колоннами.....                                                                   | 43 |
| 7.4 Аварии вследствие неудачного цементирования.....                                                    | 65 |
| 7.5 Аварии с забойными двигателями.....                                                                 | 66 |
| 7.6 Аварии с долотами.....                                                                              | 67 |
| 7.7 Падение в скважину посторонних предметов.....                                                       | 69 |
| 7.8 Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах.....                                        | 69 |
| 8 Ловильный инструмент.....                                                                             | 72 |
| 8.1 Ловители с промывкой.....                                                                           | 72 |
| 8.2 Метчики.....                                                                                        | 74 |
| 8.3 Колокола.....                                                                                       | 76 |
| 8.4 Центрирующие приспособления.....                                                                    | 77 |
| 8.5 Труболовки.....                                                                                     | 78 |
| 8.6 Устройства для удаления мелких металлических предметов с забоя.....                                 | 81 |
| 8.7 Устройства для ликвидации прихватов.....                                                            | 84 |
| 8.8 Фрезеры.....                                                                                        | 88 |
| 8.9 Печати.....                                                                                         | 91 |
| 8.10 Труборезки.....                                                                                    | 91 |
| 160                                                                                                     |    |

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8.11 Ловильный инструмент для извлечения турбобуров.....                          | 94  |
| 8.12 Устройства для завода извлекаемых труб в ловильный<br>инструмент.....        | 96  |
| 8.13 Отклонители .....                                                            | 98  |
| 8.14 Торпеды .....                                                                | 103 |
| 8.15 Ловители геофизических приборов и каротажного<br>кабеля .....                | 107 |
| 8.16 Ликвидация фонтанов .....                                                    | 112 |
| 8.17 Зарубежные технологии и оборудование для<br>ловильных работ.....             | 81  |
| 9 Практикум по предупреждению и ликвидации<br>осложнений при бурении скважин..... | 123 |
| 10 Оформление практических работ.....                                             | 154 |
| Глоссарий.....                                                                    | 155 |
| Библиографическое описание .....                                                  | 158 |

Учебное издание

Федоров Борис Владимирович

**Проводка скважин в сложных условиях**

Учебное пособие

Нач. РО НТИЦ  
Редактор  
Компьютерная верстка

*З.А. Губайдуллина*  
*Г.М. Дюсенбаева*  
*А.А. Науатова*

Подписано в печать \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 200 \_\_\_\_ г.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская №1.

Усл. п.л. 94 Уч.-изд.л. 10,1 Тираж \_\_\_\_ экз. Заказ № \_\_\_\_.

Издание Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева  
Научно-технический издательский центр  
г.Алматы, ул. Ладыгина, 32

ISBN 978-601-228-298-6

