СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА ПО БУРЕНИЮ

СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА ПО БУРЕНИЮ

I
ТОМ

Под редакцией *В. И. Мищевича, Н. А. Сидорова*

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1973

УДК 622.24(083)

Справочник инженера по бурению. Т. I. Под редакцией В. И. Мищевича, Н. А. Сидорова. М., «Недра», 1973. с. 520. Коллектив авторов.

В первом томе справочника приведены основные сведения по нефтепромысловой геологии, геофизическим методам исследования скважин, механике разрушения горных пород. Описан бурильный и вспомогательный инструмент, применяемый в процессе проходки нефтяных и газовых скважин. Основное внимание уделено режимам бурения, контролю и регулированию процессов бурения, методам автоматизации процессов бурения. Подробно рассмотрены буровые растворы и оборудование, применяемое для приготовления и очистки буровых растворов.

Изложено крепление и цементирование нефтяных и газовых скважин. Рассмотрена гидродинамика буровых и тампонажных смесей. Описано оборудование устья скважин.

Справочник предназначен для инженерно-технических и научных работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Таблиц 228, иллюстраций 352, список литературы — 140 назв.

С $\frac{0381-131}{043\,(01)-73}$ 147—72

Часть I

Основные сведения по поискам и разведке нефтяных и газовых скважин и геологическое обслуживание скважин

Глава I

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Величина начального пластового давления

$$p_{пл.\,нач} = H\delta g k, \qquad (I.1)$$

где $p_{пл.нач}$ — начальное пластовое давление в рассматриваемой точке недр пласта; H — глубина залегания пласта в м; k — безразмерный коэффициент, подлежит определению для каждой залежи (обычно $k = 0{,}8 \div 1{,}2$); δ — плотность жидкости; g — ускорение силы тяжести.

Приближенное забойное давление без замеров глубинным манометром может быть определено по следующим формулам.

1. В нефонтанирующей скважине, содержащей или нефть, или воду,

$$p_{рл} = \delta_ж g h, \qquad (I.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; h — высота столба жидкости в скважине (определяется разностью отметок глубины залегания пласта и статического уровня жидкости); $\delta_ж$ — плотность жидкости.

2. В нефонтанирующей скважине, содержащей и нефть, и воду,

$$p_{пл} = g\,(h_н\delta_н + h_в\delta_в), \qquad (I.3)$$

где $h_н$ и $h_в$ — высоты столбов нефти и воды; $\delta_н$ и $\delta_в$ — плотности нефти и воды.

Примечание. Глава I заимствована из «Спутника нефтегазопромыслового геолога» авторов М. Г. Ованесова и других (М., «Недра», 1971).

3. В чисто газовой скважине

$$p_{пл} = p_м\,(1 + 0{,}000361\delta_г H), \qquad (I.4)$$

где $p_м$ — давление на устье скважины (на манометре); $\delta_г$ — относительная плотность газа; H — глубина залегания пласта от устья скважины.

4. В закрытой фонтанной или компрессорной нефтяной скважине, если эксплуатационные трубки спущены до пласта и есть уверенность в том, что все затрубное пространство заполнено газом,

$$p_{пл} = p_м e^{L\delta_г} 0{,}0001293, \qquad (I.5)$$

где $p_м$ — давление столба газа по манометру на устье закрытой скважины в затрубном пространстве; e — основание натуральных логарифмов, равное 2,7183; L — глубина спуска эксплуатационных трубок; $\delta_г$ — плотность газа по отношению к воздуху.

5. То же, для случая, когда эксплуатационные трубки не допущены до пласта,

$$p_{заб} = p_м e^{L\delta_г} 0{,}0001293 + \frac{\Delta H \delta_{ср} g}{10}, \qquad (I.6)$$

где $p_{заб}$ — давление на забое; $\delta_{ср}$ — средняя плотность газированной жидкости в скважине; ΔH — разность между глубиной залегания пласта и глубиной спуска труб.

6. В закрытой фонтанирующей чисто водяной скважине

$$p_{заб} = p_{буф} + H\delta_в g, \qquad (I.7)$$

где $p_{буф}$ — давление на буфере закрытой водяной скважины; $\delta_в$ — плотность пластовой воды; H — глубина скважины.

7. При работе фонтанной скважины, если давление насыщения меньше забой-

ного давления и скважина имеет низкий газовый фактор,

$$p_{заб} = p_{затр} + \frac{H\delta_{ср} g}{10}, \qquad (I.8)$$

где $p_{затр}$ — затрубное давление; H — глубина скважины; $\delta_{ср}$ — плотность нефти, определяемая по формуле

$$\delta_{ср} = \frac{\delta_{заб} + \delta_{пов}}{2}, \qquad (I.9)$$

где $\delta_{заб}$ — плотность пластовой нефти; $\delta_{пов}$ — плотность нефти на дневной поверхности при температуре замера.

8. При работе фонтанной скважины, если давление насыщения больше забойного давления и скважина имеет высокий газовый фактор (в этом случае затрубное пространство постепенно заполняется газом, выделившимся из нефти). При этом, если фонтанные трубы спущены до середины фильтра, то можно пользоваться формулой

$$p_{заб} = p_{затр} e^{1{,}2 \cdot 10^{-4} \delta_г L}, \qquad (I.10)$$

где $\delta_г$ — плотность газа относительно воздуха; L — длина колонны труб в м. Значение величины $e^{1{,}2 \cdot 10^{-4} \delta_г L}$ взято при температуре газа, равной 20° С.

9. При компрессорном способе эксплуатации приближенный расчет забойного давления производится по формулам, применяемым при фонтанной эксплуатации.

10. Забойные давления при глубиннонасосной эксплуатации определяются отбивкой динамического уровня в затрубном пространстве специальной желонкой, спускаемой при помощи аппарата В. П. Яковлева, отбивкой уровня при помощи эхолота или закачкой в межтрубное пространство точно измеренного количества воздуха и замером при этом приращения давления.

Зная динамический уровень h, легко определить динамический столб жидкости

$$h_ж = H - h, \qquad (I.11)$$

где H — глубина скважины до середины фильтра в м.

Тогда

$$p_{заб} = \frac{h_ж g \delta_н}{10}, \qquad (I.12)$$

где $\delta_н$ — плотность нефти.

Если в жидкости, подаваемой насосом, имеется и вода, то весь расчет забойного давления является приближенным. Дебит скважины $q_ж$ состоит при этом из нефти $q_н$ и воды $q_в$. Доля воды m в % будет

$$\frac{q_в}{q_н + q_в} 100 \text{ или } \frac{q_в}{q_ж} 100 = m, \qquad (I.13)$$

а доля нефти n в % от всей жидкости

$$\frac{q_н}{q_ж} 100 = n, \qquad (I.14)$$

где $m + n = 100$.

При глубиннонасосной эксплуатации столб жидкости над приемом насоса состоит из нефти $h_н$, а столб жидкости от фильтра до приема насоса — из нефти с водой $h_ж - h_н$. Допуская, что процент воды в этом столбе такой же, что и процент обводненности скважины, получим, что n ($h_ж - h_н$) есть условный столб нефти в жидкости от приема насоса до фильтра, а m ($h_ж - h_н$) — условный столб воды. Тогда забойное давление будет равно

$$p_{заб} = h_н g \delta_н + \frac{n}{100} (h_ж - h_н) g \delta_н + \frac{m (h_ж - h_н) \delta_в g}{100}. \qquad (I.15)$$

Если процент обводненности высокий, то для простоты можно считать, что весь столб жидкости от приема насоса до фильтра состоит из воды.

Особенности распределения давлений в нефтяной и газовой залежах позволяют определить (в случае отсутствия данных о непосредственных замерах контактов) положение контактов нефть — вода, газ — нефть, газ — вода по замерам пластовых давлений в скважинах.

Для газовой залежи можно довольно точно определить положение газоводяного контакта (ГВК), используя данные о давлениях в скважинах, вскрывших газовую и водяную части пласта.

Положение ГВК определяется по формуле

$$h_{гв} = h_в - \frac{(p_в - p_г)}{g\delta_в}. \qquad (I.16)$$

Аналогичные соотношения получены и для определения контактов газ — нефть (ГНК) и нефть — вода (ВНК):

а) для определения ГНК

$$h_{гн} = h_н - \frac{(p_н - p_г)}{g\delta_н}; \qquad (I.17)$$

б) для определения ВНК

$$h_{вн} = \frac{g (h_в\delta_в - h_н\delta_н) - (p_в - p_н)}{g (\delta_в - \delta_н)}, \qquad (I.18)$$

где $h_в$, $h_н$ — расстояния от отметки замера давления соответственно в водяной и нефтяной частях пласта до отметки уровня моря в м; $p_н$, $p_г$, $p_в$ — давления, соответственно замеренные в нефтяной, газовой и водяной скважинах; $\delta_н$, $\delta_г$, $\delta_в$ — плотность соответственно нефти, газа, пластовой воды.

Примечание. Указанные соотношения действительны лишь в случае установившегося естественного движения пластовой воды от области питания к области разгрузки либо при наличии в залежах нефти и газа малоподвижной пластовой воды. В связи с этим вышеприведенные формулы применимы лишь на начальной стадии разработки пласта, когда еще не нарушены начальные равновесия жидкостей в пласте.

При изучении распределения давлений в нефтяных и газовых месторождениях Русской платформы, не затронутых еще разработкой, установлено, что на ряде месторождений начальные давления в различных частях залежей неодинаковы. В результате этого происходит региональное движение вод в пласте. Наличие даже небольшого градиента давления в пласте приводит к нарушению горизонтальности плоскости контактов нефть — вода или газ — вода. Этот наклон плоскости водонефтяного контакта довольно четко прослеживается по месторождениям нефти в девонских отложениях Западной Башкирии и юго-восточной Татарии и по газовым месторождениям Ставропольского края, Куйбышевской и Оренбургской областей. Величину смещения нефтяной $h_н$ и газовой $h_г$ залежей В. П. Савченко предложил определять уравнениями

$$h_н = \frac{p_1 - p_2}{g (\delta_в - \delta_н)}, \qquad (I.19)$$

$$h_г = \frac{p_1 - p_2}{g (\delta_в - \delta_г)}, \qquad (I.20)$$

где p_1 и p_2 — перепады давлений.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Знание пластовой температуры необходимо для изучения свойств насыщающих пласт жидкостей и газов (при проектировании, анализе разработки и т. п.), определения режима пласта и динамики подземных вод, установления условий формирования залежей нефти и газа, изучения теплового поля Земли и т. п.

Данные о замерах температур в скважинах используются для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

1. Геотермической ступенью g называется глубина, на которую нужно углубиться от пояса постоянной температуры, чтобы температура поднялась на 1° С. Размерность ее м/°С.

Определяется по формуле

$$g = \frac{H - h}{T - t}, \qquad (I.21)$$

где H — глубина скважины в м; h — глубина слоя, имеющего постоянную температуру, в м; T — температура на глубине в °С; t — средняя годовая температура воздуха в месте замера в °С.

2. Геотермический градиент Γ представляет собой изменение температуры при изменении глубины на каждые 100 м. Размерность его °С/100 м. Величина геотермического градиента равна

$$\Gamma = \frac{(T - t)\,100}{H - h}. \qquad (I.22)$$

Величины геотермической ступени и геотермического градиента связаны между собой следующим соотношением

$$\Gamma = \frac{100}{g}. \qquad (I.23)$$

Температура на забое скважины замеряется электротермометром или подсчитывается по формуле

$$t = \frac{Z - h_0}{\Gamma} + t_{ср}, \qquad (I.24)$$

где t — температура на глубине Z в ° С; h_0 — глубина залегания слоя земли с постоянной температурой в м; Γ — геотермический градиент (различный для разных районов) в °С/100 м; $t_{ср}$ — среднегодовая температура местности в °С.

О ПОРЯДКЕ НАЧАЛА И ПРЕКРАЩЕНИЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ

1. До начала глубокого разведочного бурения на нефть и газ на новых площадях должен быть проведен необходимый комплекс геологопоисковых (геологических и геофизических) работ и должны быть определены благоприятные условия возможного скопления залежей нефти или газа и составлены геологические отчеты.

2. В районах, где комплекс геологических работ не позволяет получить необходимые геологические данные для проектирования глубоких разведочных скважин, допускается в первой стадии работ бурение глубоких поисково-структурных скважин.

3. Глубокие разведочные, а также глубокие поисково-структурные и опорные скважины на новых площадях бурятся по проекту разведочных работ на нефть и газ,

ного давления и скважина имеет низкий газовый фактор,

$$p_{заб} = p_{затр} + \frac{H\delta_{ср} g}{10}, \qquad (I.8)$$

где $p_{затр}$ — затрубное давление; H — глубина скважины; $\delta_{ср}$ — плотность нефти, определяемая по формуле

$$\delta_{ср} = \frac{\delta_{заб} + \delta_{пов}}{2}, \qquad (I.9)$$

где $\delta_{заб}$ — плотность пластовой нефти; $\delta_{пов}$ — плотность нефти на дневной поверхности при температуре замера.

8. При работе фонтанной скважины, если давление насыщения больше забойного давления и скважина имеет высокий газовый фактор (в этом случае затрубное пространство постепенно заполняется газом, выделившимся из нефти). При этом, если фонтанные трубы спущены до середины фильтра, то можно пользоваться формулой

$$p_{заб} = p_{затр} e^{1{,}2 \cdot 10^{-4} \delta_г L}, \qquad (I.10)$$

где $\delta_г$ — плотность газа относительно воздуха; L — длина колонны труб в м. Значение величины $e^{1{,}2 \cdot 10^{-4} \delta_г L}$ взято при температуре газа, равной 20° С.

9. При компрессорном способе эксплуатации приближенный расчет забойного давления производится по формулам, применяемым при фонтанной эксплуатации.

10. Забойные давления при глубиннонасосной эксплуатации определяются отбивкой динамического уровня в затрубном пространстве специальной желонкой, спускаемой при помощи аппарата В. П. Яковлева, отбивкой уровня при помощи эхолота или закачкой в межтрубное пространство точно измеренного количества воздуха и замером при этом приращения давления.

Зная динамический уровень h, легко определить динамический столб жидкости

$$h_ж = H - h, \qquad (I.11)$$

где H — глубина скважины до середины фильтра в м.

Тогда

$$p_{заб} = \frac{h_ж g \delta_н}{10}, \qquad (I.12)$$

где $\delta_н$ — плотность нефти.

Если в жидкости, подаваемой насосом, имеется и вода, то весь расчет забойного давления является приближенным. Дебит скважины $q_ж$ состоит при этом из нефти $q_н$ и воды $q_в$. Доля воды m в % будет

$$\frac{q_в}{q_н + q_в} 100 \text{ или } \frac{q_в}{q_ж} 100 = m, \qquad (I.13)$$

а доля нефти n в % от всей жидкости

$$\frac{q_н}{q_ж} 100 = n, \qquad (I.14)$$

где $m + n = 100$.

При глубиннонасосной эксплуатации столб жидкости над приемом насоса состоит из нефти $h_н$, а столб жидкости от фильтра до приема насоса — из нефти с водой $h_ж - h_н$. Допуская, что процент воды в этом столбе такой же, что и процент обводненности скважины, получим, что $n(h_ж - h_н)$ есть условный столб нефти в жидкости от приема насоса до фильтра, а $m(h_ж - h_н)$ — условный столб воды. Тогда забойное давление будет равно

$$p_{заб} = h_н g \delta_н + \frac{n}{100}(h_ж - h_н) g \delta_н + \frac{m(h_ж - h_н)\delta_в g}{100}. \qquad (I.15)$$

Если процент обводненности высокий, то для простоты можно считать, что весь столб жидкости от приема насоса до фильтра состоит из воды.

Особенности распределения давлений в нефтяной и газовой залежах позволяют определить (в случае отсутствия данных о непосредственных замерах контактов) положение контактов нефть — вода, газ — нефть, газ — вода по замерам пластовых давлений в скважинах.

Для газовой залежи можно довольно точно определить положение газоводяного контакта (ГВК), используя данные о давлениях в скважинах, вскрывших газовую и водяную части пласта.

Положение ГВК определяется по формуле

$$h_{гв} = h_в - \frac{(p_в - p_г)}{g\delta_в}. \qquad (I.16)$$

Аналогичные соотношения получены и для определения контактов газ — нефть (ГНК) и нефть — вода (ВНК):

а) для определения ГНК

$$h_{гн} = h_н - \frac{(p_н - p_г)}{g\delta_н}; \qquad (I.17)$$

б) для определения ВНК

$$h_{вн} = \frac{g(h_в\delta_в - h_н\delta_н) - (p_в - p_н)}{g(\delta_в - \delta_н)}, \qquad (I.18)$$

где $h_в$, $h_н$ — расстояния от отметки замера давления соответственно в водяной и нефтяной частях пласта до отметки уровня моря в м; $p_н$, $p_г$, $p_в$ — давления, соответственно замеренные в нефтяной, газовой и водяной скважинах; $\delta_н$, $\delta_г$, $\delta_в$ — плотность соответственно нефти, газа, пластовой воды.

Примечание. Указанные соотношения действительны лишь в случае установившегося естественного движения пластовой воды от области питания к области разгрузки либо при наличии в залежах нефти и газа малоподвижной пластовой воды. В связи с этим вышеприведенные формулы применимы лишь на начальной стадии разработки пласта, когда еще не нарушены начальные равновесия жидкостей в пласте.

При изучении распределения давлений в нефтяных и газовых месторождениях Русской платформы, не затронутых еще разработкой, установлено, что на ряде месторождений начальные давления в различных частях залежей неодинаковы. В результате этого происходит региональное движение вод в пласте. Наличие даже небольшого градиента давления в пласте приводит к нарушению горизонтальности плоскости контактов нефть — вода или газ — вода. Этот наклон плоскости водонефтяного контакта довольно четко прослеживается по месторождениям нефти в девонских отложениях Западной Башкирии и юго-восточной Татарии и по газовым месторождениям Ставропольского края, Куйбышевской и Оренбургской областей. Величину смещения нефтяной $h_н$ и газовой $h_г$ залежей В. П. Савченко предложил определять уравнениями

$$h_н = \frac{p_1 - p_2}{g(\delta_в - \delta_н)}, \qquad (I.19)$$

$$h_г = \frac{p_1 - p_2}{g(\delta_в - \delta_г)}, \qquad (I.20)$$

где p_1 и p_2 — перепады давлений.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Знание пластовой температуры необходимо для изучения свойств насыщающих пласт жидкостей и газов (при проектировании, анализе разработки и т. п.), определения режима пласта и динамики подземных вод, установления условий формирования залежей нефти и газа, изучения теплового поля Земли и т. п.

Данные о замерах температур в скважинах используются для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

1. Геотермической ступенью g называется глубина, на которую нужно углубиться от пояса постоянной температуры, чтобы температура поднялась на 1° С. Размерность ее м/°С.

Определяется по формуле

$$g = \frac{H - h}{T - t}, \qquad (I.21)$$

где H — глубина скважины в м; h — глубина слоя, имеющего постоянную температуру, в м; T — температура на глубине в °С; t — средняя годовая температура воздуха в месте замера в °С.

2. Геотермический градиент Γ представляет собой изменение температуры при изменении глубины на каждые 100 м. Размерность его °С/100 м. Величина геотермического градиента равна

$$\Gamma = \frac{(T - t)\,100}{H - h}. \qquad (I.22)$$

Величины геотермической ступени и геотермического градиента связаны между собой следующим соотношением

$$\Gamma = \frac{100}{g}. \qquad (I.23)$$

Температура на забое скважины замеряется электротермометром или подсчитывается по формуле

$$t = \frac{Z - h_0}{\Gamma} + t_{ср}, \qquad (I.24)$$

где t — температура на глубине Z в ° С; h_0 — глубина залегания слоя земли с постоянной температурой в м; Γ — геотермический градиент (различный для разных районов) в °С/100 м; $t_{ср}$ — среднегодовая температура местности в °С.

О ПОРЯДКЕ НАЧАЛА И ПРЕКРАЩЕНИЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ

1. До начала глубокого разведочного бурения на нефть и газ на новых площадях должен быть проведен необходимый комплекс геологопоисковых (геологических и геофизических) работ и должны быть определены благоприятные условия возможного скопления залежей нефти или газа и составлены геологические отчеты.

2. В районах, где комплекс геологических работ не позволяет получить необходимые геологические данные для проектирования глубоких разведочных скважин, допускается в первой стадии работ бурение глубоких поисково-структурных скважин.

3. Глубокие разведочные, а также глубокие поисково-структурные и опорные скважины на новых площадях бурятся по проекту разведочных работ на нефть и газ,

предусматривающему геологическое и технико-экономическое обоснование указанного бурения.

4. Проекты работ по глубокому разведочному бурению на нефть или газ, а также проекты работ по бурению глубоких структурно-поисковых и опорных скважин утверждаются в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы.

5. Глубокое разведочное бурение на нефть или газ на новых площадях начинается по приказам (распоряжениям, постановлениям) органов в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы.

6. Глубокое разведочное бурение на нефть или газ на новых площадях прекращается, когда установлено отсутствие промышленных залежей нефти или газа на разведуемой площади или когда разработка выявленных залежей нефти или газа на указанных площадях экономически нецелесообразна.

7. Временное прекращение (консервация) глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях допускается в случаях:

а) если бурение скважин не может быть осуществлено при современной технике буровых работ или носит затяжной характер, влекущий за собой большие неоправдываемые затраты;

б) если возникла необходимость направить оборудование и кадры на более перспективные объекты разведки или построить дополнительно объекты и технически оснастить их на разведуемой площади.

8. Глубокое разведочное бурение на нефть или газ на новых площадях прекращается по приказам (распоряжениям, постановлениям) органов в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы.

КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН, БУРЯЩИХСЯ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, подразделяются на следующие пять категорий: а) опорные; б) параметрические; в) поисковые; г) разведочные; д) эксплуатационные.

Опорные скважины проектируются с задачей изучения основных черт глубинного строения малоисследованных крупных регионов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. Они бурятся обычно до фундамента, а в области его глубокого залегания — до технически возможных глубин. В процессе и по окончании бурения в скважинах проводится комплекс исследований, предусмотренных специальной инструкцией. В результате опорного бурения дается оценка прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины закладываются для изучения глубинного строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления. В отличие от опорных эти скважины бурятся с сокращенным отбором керна для ускорения поисковых работ и снижения их стоимости без ущерба решению основных геологических задач. В эту категорию включаются все скважины, называвшиеся ранее глубокими профильными, структурно-поисковыми, профильно-параметрическими и параметрическими.

На параметрические скважины возлагаются задачи выявления наиболее перспективных зон нефтегазонакопления и подготовка их к детальным геолого-геофизическим исследованиям и поисковому бурению. В результате бурения параметрических скважин могут быть уточнены прогнозные запасы и выявлены запасы нефти и газа категории C_2.

Поисковые скважины проектируются по данным параметрического бурения и геофизических работ на площадях, подготовленных геофизическими методами и колонковым бурением, с задачей выяснения наличия или отсутствия залежей нефти и газа на новых площадях и выявления новых залежей нефти и газа на разрабатываемых месторождениях.

При проводке скважины предусматривается полный отбор керна в пределах возможно продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов, а также проведение комплекса промыслово-геофизических исследований и опробование возможно продуктивных горизонтов.

В результате бурения поисковых скважин могут быть определены запасы категорий C_2 и C_1.

Разведочные скважины бурятся на площадях после установления поисковым бурением их нефтегазоносности. На первой стадии (предварительная разведка) их целью является оценка промышленного значения месторождений (залежей) и составление технико-экономических докладов (ТЭД) об экономической целесообразности их разведки. На второй стадии (детальная разведка), после утверждения ТЭД, их задачей является подготовка запасов промышленных категорий (А + В + C_1) и сбора исходных данных для составления проектов разработки месторождений (залежей).

При бурении разведочных скважин предусматривается отбор керна в пределах продуктивных горизонтов, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, в том числе отбор керна боковым грунтоносом и опробование горизонтов, включая пробную эксплуатацию.

Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передаются в фонд эксплуатационных.

Эксплуатационные скважины бурятся в соответствии с проектами разработки нефтяных и газовых месторождений. В эту категорию входят нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины.

Эксплуатационные скважины предназначаются для извлечения нефти и газа из разрабатываемой залежи; нагнетательные скважины — для воздействия на продуктивный пласт с помощью закачки воды, газа или воздуха; наблюдательные и пьезометрические скважины — для систематического наблюдения за изменением давления, водо-нефтяного контакта в процессе эксплуатации залежи.

Классификация скважин составлена Отделом нефти и газа Министерства геологии СССР совместно с Государственным комитетом по координации научно-исследовательских работ СССР, Госпланом СССР при участии производственных и научно-исследовательских организаций и геологических управлений.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ БУРЕНИЯ И ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИН

Основными геологическими документами материалов бурения являются буровой журнал, каротажная диаграмма и комплекс-разрез скважины. Кроме того, на промыслах есть также первичные документы — суточные рапорты по бурению скважины, коллекторские книжки, вахтенные журналы и т. п., в которых в хронологическом порядке записываются сведения о ходе бурения, о наблюдении за промывочной жидкостью и нефтегазоводопроявлением в скважине, спуске и цементирования колонн, испытании их на герметичность, перфорации их и результатах опробования. Геологическая служба должна точно и систематически отражать в буровом журнале процесс бурения скважины, отмечать нефтегазоводопроявления и др.

По каждой скважине должны составляться и храниться акты: 1) о заложении скважины и сдаче точки для бурения; 2) о начале и окончании бурения; 3) о спуске и цементировании колонн; 4) об испытании колонны на герметичность; 5) о результатах испытания пластов испытателем пластов (ИП) в процессе бурения; 6) о перфорации колонны; 7) о результате опробования скважины. Геологическая служба ведет также книги для записей: 1) описания кернов и образцов пород, отобранных боковым грунтоносом; 2) описания отобранного шлама; 3) химических анализов воды, нефти и газа.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ БУРЕНИЯ

В результате обработки материалов бурения скважин должны быть составлены: 1) геологические разрезы скважин; 2) схемы сопоставления разрезов; 3) нормальный (типовой) и сводный разрезы; 4) геологические профили; 5) структурные карты по кровле и подошве продуктивных пластов; 6) карты изменчивости литологического состава коллекторов; 7) карты эффективных нефтенасыщенных мощностей коллекторов; 8) карты пористости коллекторов; 9) карты проницаемости коллекторов; 10) карта проводимости (гидропроводности) пласта; 11) блок-диаграммы пластов и др.

Составление геологического разреза скважины

Комплексное изучение данных геологического, геофизического и вспомогательных методов исследований скважин позволяет определить характер пройденных пород и составить разрез скважины.

Разрез изображают графически, используя условные знаки для показа литологического состава пройденных пород. Кроме того, в нем на соответствующих глубинах должны быть указаны признаки нефти, газа и воды, обвалы, потери циркуляции и другие геологические данные. Из технических данных следует показать глубину спуска обсадных колонн, их диаметр, высоту подъема цемента и т. п.

Составленный разрез разбивают на свиты, горизонты и пласты в следующем порядке.

1. Выделяют свиты по стратиграфическому признаку, пользуясь данными макрофауны, микрофлоры и комплексных наблюдений.

2. Внутри стратиграфических свит по литологическому признаку выделяют пачки пород: песчаные, глинистые, песчано-глинистые, карбонатные и др.

3. Внутри литологических пачек выделяют горизонты: газоносные, нефтеносные и водоносные.

4. Внутри горизонта выделяют пласты: газоносные, нефтеносные, водоносные, маркирующие и т. п.

При маркировке основные пласты обозначают римскими цифрами, а второстепенным дают буквенные обозначения и т. п. Методически проведенная маркировка пластов облегчает общую оценку разреза скважины и корреляцию (сопоставление) его с разрезами других скважин.

Корреляция схемы (сопоставления) разрезов скважин

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин является важнейшим и ответственным этапом работы геолога. На основе результатов изучения разрезов скважин, пробуренных в различных участках месторождения, и их последующей детальной корреляции представляется возможным уточнить последовательность залегания пород, выявить в разрезах различных скважин одновременные пласты, установить характер изменения их мощности и фациального состава по площади месторождения, определить характер контактов свит и горизонтов (нормальные, трансгрессивные и др.).

Полученные в результате корреляции данные являются основой при различных геологических построениях (геологических профилей, структурных карт и др.), позволяющих установить особенности геологического строения изучаемого месторождения.

Следует различать общую корреляцию разрезов и зональную. При общей корреляции сопоставляют разрезы в целом. Для этого предварительно в них выбирают горизонты (реперы), имеющие какие-либо специфические особенности, резко отличающие их от других горизонтов, и сохраняющие свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов. Общую корреляцию проводят для изучения характера изменения разрезов скважин в пределах всего месторождения (рис. I.1).

Зональную корреляцию следует вести по кровле пласта. Особенно часто к ней прибегают при исследовании продуктивных пластов, характеризующихся значительной фациальной изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки, выклинивающиеся в различных направлениях.

Прослеживание отдельных пропластков пласта и изучение характера их изменения по площади месторождения необходимо для проектирования и анализа разработки.

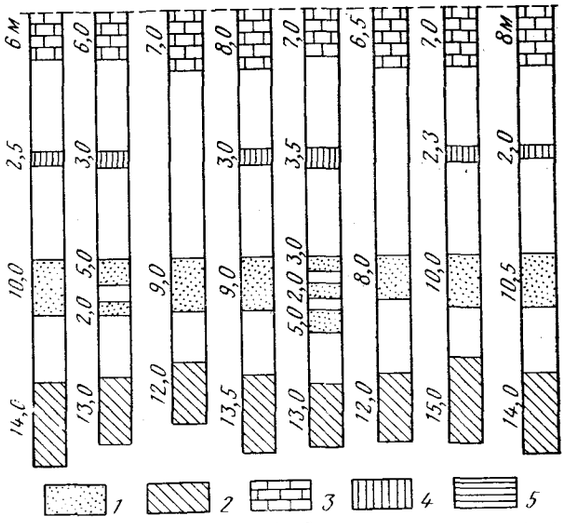


Рис. I.1. Схема общей корреляции разрезов скважин по кровле маркирующего пласта (известняка).
1 — пески; *2* — битуминозные сланцы; *3* — известняки; *4* — доломиты; *5* — глины.

Зональную корреляцию следует вести по кровле пласта, если она нормально перекрывается вышележащими отложениями, по подошве, если кровля размыта, а подошва нормально подстилается нижележащими отложениями, и по маркирующему слою внутри пласта, если кровля пласта и подстилающие его породы размыты или его кровля и подошва недостаточно четко выражены.

На рис. I.2 дан пример зональной корреляции разрезов трех скважин по кровле продуктивного пласта. В скв. 1 хорошо выделяются три зональных интервала (*II*, *IV* и *V*), отделенные друг от друга глинистыми разделами. В скв. 2 наблюдаются новые зональные интервалы (*VI*, *VII* и *VIII*), причем в данной скважине четыре нижних зональных интервала вследствие отсутствия между ними глинистых разделов сливаются.

В скв. 3 появляются еще два зональных интервала (*I* и *III*), которые вместе с остальными шестью образуют один монолитный пласт песчаника.

При проведении зональной корреляции следует прослеживать лишь такие зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, имеют более или менее постоянную площадную литологофациальную характеристику. Отдельные же локальные прослои, развитые на ограниченной площади, следует включать в тот или ной интервал, так как и в пределах зонального интервала имеется своя зональность, выделить которую невозможно.

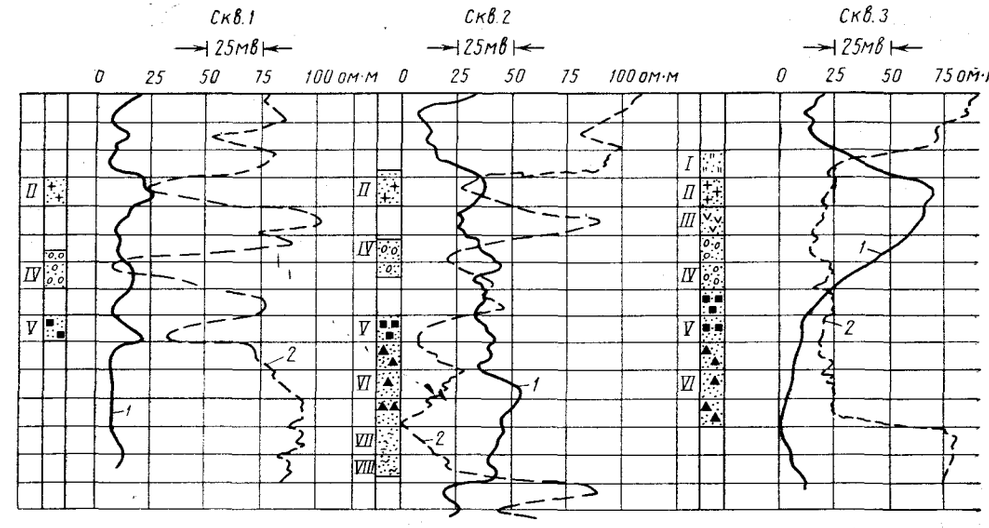


Рис. I.2. Схема зональной корреляции разрезов скважин по кровле продуктивного пласта.
1 — кривая КС; *2* — кривая ПС; *I—VIII* — зональные интервалы.

Составление нормального (или типового) разреза

В результате проведения общей корреляции разрезов скважин можно составить нормальный (или типовой) разрез всего месторождения в целом или отдельной его части.

На нормальном разрезе обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом — вертикальную.

Эти разрезы отображают последовательность напластований в месторождении, их среднюю мощность и литологический состав. Наличие нормального (или типового) разреза по месторождению значительно облегчает геологический контроль за бурением скважины и ориентировкой забоя в процессе бурения.

Нормальный (или типовой) разрез отображает средний разрез месторождения. Поэтому он должен отражать особенности, присущие большинству разрезов скважин данного месторождения. Для месторождений со спокойной тектоникой и более или менее постоянным литологическим составом пород можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. На месторождениях, сложно тектонически построенных и характеризующихся изменчивостью литологического состава пород, может возникнуть необходимость составления нескольких нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности.

В зависимости от того, по каким данным составляется нормальный (или типовой) разрез, он бывает грунтовой (по образцам пород) или геофизический (по данным геофизических методов исследования скважин). Лучше всего составлять геолого-геофизический типовой разрез, в котором одновременно показывается геологический разрез и приводится его геофизическая характеристика.

На промысловых площадях обычно составляется лишь типовой разрез по вертикальной мощности (для удобства пользования им), а на разведочных — нормальный разрез по истинной мощности.

Нормальный разрез на промысловых площадях составляют в тех случаях, когда углы падения пород меняются в значительных пределах, что в свою очередь вызывает значительные изменения вертикальной мощности пластов на различных участках месторождения.

Составлению нормального (или типового) разреза предшествует кропотливая работа по детальному изучению и сопоставлению разрезов всех пробуренных на месторождении скважин. В процессе изучения и сопоставления разрезов необходимо их подразделить на нормальные, дефектные и нехарактерные. Средний типовой разрез составляется лишь по нормальным разрезам скважин. Отобранные ненормальные и дефектные разрезы следует тщательно проанализировать для выяснения целесообразности составления по ним

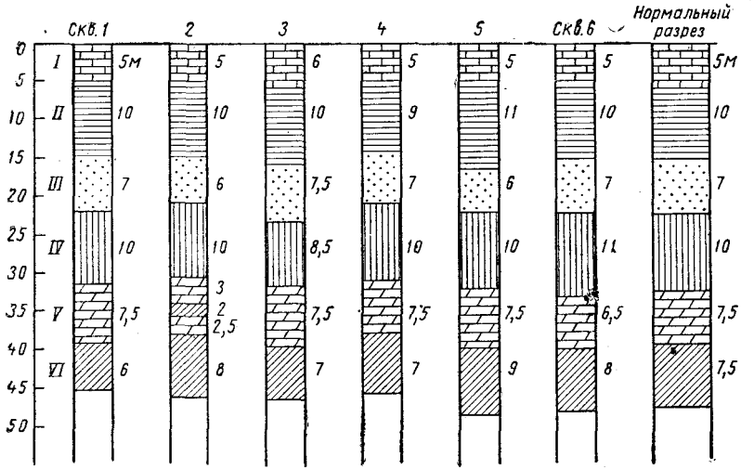


Рис. I.3. Составление нормального (типового) разреза. Условные обозначения см. на рис. I.1.

(за исключением явно дефектных разрезов) дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

Пример составления нормального (или типового) разреза приведен на рис. 1.3.

Корреляция проведена по кровле характерного пласта известняка *I*.

Сравнивая разрезы шести скважин, видим, что мощность пласта известняка, увеличивается лишь в скв. 3, а во всех остальных она одинакова и равна 5 м. Эта величина мощности, одинаковая для подавляющего большинства скважин, принята и в нормальном разрезе для пласта *I*.

Мощности пластов *II*, *III* и *IV* в нормальном разрезе также приняты по их мощностям для большинства скважин. Пласт *V* в скв. 2 раздваивается, а в скв. 6 его мощность несколько сокращена по сравнению с разрезами остальных скважин. В нормальном разрезе этот пласт показан монолитным, как в большинстве разрезов, и его мощность принята равной 7,5 м.

Мощность пласта *VI* меняется от скважины к скважине и поэтому в нормальном разрезе показана его средняя мощность по данным всех скважин, равная 7,5 м.

ЗАДАЧА РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ

Разработка нефтяных и газовых месторождений — это непрерывный производственно-исследовательский процесс, включающий: эксплуатационное разбуривание, добычу нефти и газа, мероприятия по воздействию на пласт и исследовательские работы.

Рациональной системой разработки считается такая, которая обеспечивает: 1) удовлетворение потребностей страны в нефти и газе, т. е. выполнение государственного плана по добыче нефти и газа; 2) учет всех естественных, производственных и экономических особенностей нефтяного района; 3) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии; 4) возможность сочетания рационального использования естественной пластовой энергии с применением методов интенсификации добычи нефти и газа для более полного извлечения нефти и газа из недр при минимальных капиталовложениях.

ПОРЯДОК ВВОДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ

1. Ввод нового нефтяного или газового месторождения (залежи) в промышленную разработку допускается, если:

а) новое нефтяное или газовое месторождение (залежь) в достаточной степени разведано: на нефтяном месторождении установлено положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газонефтяного контакта, а на газовом — отсутствие в газоносных пластах таких залежей нефти, которые по запасам и экономическому значению требовали бы предварительной разработки нефтяной части и временной консервации газовой; проведена опытная эксплуатация разведочных скважин по плану и в сроки, согласованные предприятием с управлением соответствующего округа Госгортехнадзора СССР;

б) составлен отчет о результатах разведочного бурения;

в) утверждены запасы нефти или газа в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР;

г) составлен и утвержден проект разработки месторождения (залежи); по крупным или сложным месторождениям допускается составление технологических схем, являющихся первым этапом проектирования; газовые месторождения, газ от которых может быть подан по существующим газопроводам, вводятся в разработку на основе временной технологической схемы на срок до двух лет с последующим определением запасов по снижению пластового давления, составлением проекта разработки и генеральной схемы обустройства;

д) оформлены горный и земельный отводы.

2. Ввод в разработку на новом месторождении одного из горизонтов до выяснения промышленного значения других допускается в случае экономической целесообразности, устанавливаемой проектом разработки месторождения.

3. Организация добычи нефти или газа на новом месторождении (залежи) должна осуществляться по генеральной схеме строительства нефтяного или газового промысла, составляемой на основе утвержденного проекта разработки (технологической схемы) данного месторождения (залежи). В генеральной схеме строительства нефтяного промысла должны быть указаны методы использования добываемого газа и на основе их составлен технический проект сбора и утилизации попутного газа.

4. Проект разработки нефтяного или газового месторождения необходимо составлять на основе всесторонних комплексных исследований месторождения и научно обоснованных расчетов с учетом природных условий данного месторождения и данного пласта (режима работы пласта, его литолого-физической характеристики и особенностей залегания нефти и газа). Для интенсификации добычи нефти и газа и увеличения нефтегазоотдачи в необходимых случаях должно быть предусмотрено искусственное воздействие на разрабатываемые пласты. Выбор схемы разработки должен быть обоснован технико-экономическими расчетами. Технологические схемы разработки могут составляться и утверждаться как для месторождения (залежи) в целом, так и для его отдельных частей по рекомендации проектирующих организаций.

5. Проекты разработки крупных и сложных месторождений нефти или газа должны составляться специализированными научно-исследовательскими организациями.

6. Проекты (технологические схемы) разработки нефтяных и газовых месторождений (залежей) с промышленными запасами (категории А + В) нефти до 25 млн. т. и газа до 25 млрд. м³ утверждаются соответствующими республиканскими органами.

Проекты разработки нефтяных и газовых месторождений (залежей) с промышленными запасами (категории А + В) нефти от 26 до 50 млн. т и газа от 25 до 50 млрд. м³ по представлению Советов Министров союзных республик утверждаются Советом Министров СССР после заключения Госплана СССР.

7. Ввод в промышленную разработку нового нефтяного или газового месторождения осуществляется по решению Совета Министров союзной республики, а ввод в разработку новых нефтяных или газовых залежей на разрабатываемых месторождениях — по решению соответствующих министерств при наличии положительных заключений органов Госгортехнадзора СССР.

СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Следует различать системы разработки для месторождения в целом и для отдельных объектов в его разрезе. Они далеко не равнозначны и классифицируются по существенно отличным признакам.

Системы разработки месторождения в целом

В продуктивных интервалах разреза месторождения по геологическим и технико-экономическим соображениям выделяют объекты разработки (эксплуатации) и этажи разработки.

Основной критерий отнесения продуктивных пластов к единому объекту разработки — совместная эксплуатация их в одной скважине, что определяет также единство системы их разработки вообще. Следовательно, при объединении пластов, залежи которых не связаны в разрезе в объект разработки, надо ориентироваться на следующее:

а) взаимное расположение залежей в пространстве;

б) естественный режим работы пластов;

в) тектоническое строение (наличие или отсутствие локальных дизъюнктивов и литолого-физические свойства продуктивных пластов, главным образом проницаемость);

г) физико-химические свойства нефтей (в основном газонасыщенность, вязкость, содержание парафинов и серы), газов и вод и термодинамические условия в породах (пластовые давления, температура, давление насыщения нефти газом, давление выпадения конденсата в пласте и т. п.).

Очевидно, чем меньше разнятся основные геолого-физические показатели пластов (залежей), тем целесообразнее объединение этих пластов в объект разработки.

Этажи разработки включают, как правило, несколько объектов. В этом случае приходится проектировать ряд (на разные объекты) систем размещения скважин и схем воздействия на пласт.

При прочих равных условиях, очевидно, экономичнее иметь дело с большим числом пластов в объекте разработки и меньшим числом объектов в этаже разработки.

По очередности ввода в разработку этажей и объектов различают системы разработки месторождения: 1) «снизу вверх»; 2) «сверху вниз».

Целесообразность проектирования той или иной системы определяется природными и технико-экономическими факторами. Выбор системы поэтому следует делать лишь тогда, когда соотношение ресурсов в разрезе месторождения в общих чертах определено. И в этом случае при одинаковой степени разведанности разработку разумно начинать с интервалов разреза (этажей, объектов), к которым приурочены основные запасы нефти и газа, поскольку далеко не всегда имеются возможности (а иногда и нецелесообразно) *вводить в разработку все или большинство* залежей, имеющих промышленное значение.

Безусловно, если различные объекты, даже приуроченные к существенно разным глубинам, равнозначны по своим ресурсам, то рационально осуществлять их автономную разработку одновременно. В противном случае, как показал опыт, система ввода в разработку месторождения «снизу вверх» имеет ряд важных преимуществ: 1) скважины вскрывают весь разрез месторождения до проектного наиболее глубоко расположенного объекта, что позволяет дать промышленную оценку всего разреза без специальных разведочных скважин; 2) возможность оперативно осуществлять комбинированную систему эксплуатации (переходы с одного объекта на другой, объединение различных пластов в объекты эксплуатации и др.).

Системы разработки отдельных объектов эксплуатации

В табл. I.1 указаны области применения различных систем разработки отдельных объектов.

Таблица I.1

Системы разработки отдельных объектов

Системы разработки	Область применения
Основанные на размещении скважин по равномерной сетке (рис. I.4, *а*)	1. При разработке залежей *любых типов*, приуроченных к пластам, неоднородным по своим литолого-физическим свойствам и с низкой проницаемостью (особенно в приконтурных областях), в процессе эксплуатации которых проявляется режим растворенного газа 2. При разработке залежей массивного типа, подстилаемых по всей площади подошвенной водой
Основанные на заложении скважин рядами (рис. I.4, *б*) вдоль контуров нефтеносности или рядов нагнетательных скважин	В основном для залежей пластового типа и реже литологических или стратиграфических, если при разработке может быть сохранен естественный напорный режим или осуществляется воздействие на пласт

Системы разработки объектов, основанные на размещении скважин по равномерной сетке

Сетки по форме подразделяются на треугольные и квадратные. В СССР применяется исключительно треугольная сетка (рис. I.4, *а*). При ней площадь дренируется более полно (91% площади), чем при квадратной (79%), но число скважин, приходящихся на единицу площади, увеличивается на 15,4% по сравнению с квадратной. Расстояние между скважинами по треугольной сетке определяют по формуле

$$l = 1{,}075\sqrt{S}, \qquad (I.25)$$

где l — расстояние между скважинами в м; S — площадь, приходящаяся на скважину, в м^2.

Понятия о малом, среднем и большом уплотнении сетки скважин являются весьма условными и различными для разных районов.

По темпу ввода скважин в эксплуатацию различают сплошную и замедленную системы разработки. При сплошной системе все скважины вводятся в эксплуатацию в очень короткий срок — примерно в течение года. При большем сроке система считается замедленной.

По порядку ввода скважин в эксплуатацию различают системы:

1) сгущающуюся, когда вся площадь вначале покрывается редкой сеткой скважин, а затем в промежутках между первыми скважинами бурят скважины второй очереди;

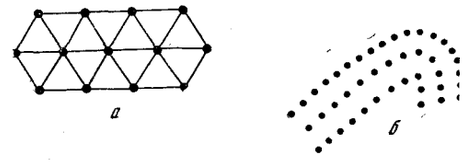


Рис. I.4. Формы сеток расположения скважин.
а — равномерная (треугольная) сетка; *б* — расположение скважин рядами (батареями).

2) ползущую, когда первые скважины располагаются в одном и том же ряду, а последующие размещаются в определенном направлении, ориентированном по отношению к структурным элементам пласта. Различают следующие ползущие системы:

а) ползущую вниз по падению, когда ряды или группы скважин последовательно наращиваются в направлении падения пласта;

б) ползущую вверх по восстанию, когда ряды или группы скважин последовательно наращиваются в направлении восстания пласта;

в) ползущую по простиранию, когда первая группа скважин закладывается вкрест простирания пласта, а дальнейшие группы задаются в направлении простирания пласта.

Следует отметить, что сгущающаяся система размещения скважин по современным представлениям наиболее рациональна при разработке крупных залежей, где продуктивные пласты весьма неоднородны по литолого-физическим свойствам, ибо она позволяет выбрать более эффективную расстановку скважин с максимальным учетом природных условий (особенностью геологического строения объекта и условиями залегания в нем флюидов).

Системы разработки объектов, основанные на заложении скважин рядами

При этой системе (рис. I.4, *б*) нефтяная залежь разбуривается так, что расстояния между скважинами в ряду (300—600 м) обычно меньше расстояний между рядами (400—1000 м).

По последовательности разбуривания залежи рядами системы разработки подразделяются на ползущую и одновременную. Первая из них применяется тогда, когда большие размеры продуктивной площади *не позволяют ввести все части залежи* в активную разработку. Вначале обычно бурят не более трех рядов скважин, расположенных параллельно ряду нагнетательных скважин (контур водоносности). При этом значительная часть пласта в первый период разработки остается неразбуренной. Четвертый ряд скважин бурят тогда, когда первый обводнится, пятый — тогда, когда обводнится второй, и т. д.

Одновременно разбуривание рядами осуществляется при разработке небольших и узких залежей, на которых достаточно расположить относительно оси складки по три-четыре ряда скважин.

По способу размещения нагнетательных скважин при закачке воды различают следующие системы разработки.

1. С законтурным заводнением — воду закачивают в нагнетательные скважины, расположенные за контуром нефтеносности (рис. I.5, *а*). Ее разновидностью является приконтурное заводнение (рис. I.5, *б*), когда нагнетательные скважины располагают в нефтяной части пласта вдоль и вблизи контура нефтеносности.

2. С внутриконтурным заводнением, когда нагнетательные скважины располагают в пределах нефтяной залежи. Известны следующие варианты внутриконтурного заводнения; а) с расчленением (разрезанием) площади на отдельные участки самостоятельной разработки для очень крупных залежей нефти (рис. I.5, *в*); б) без разрезания залежи (рис. I.5, *г*, *д*, *е*). Разновидностью внутриконтурного заводнения является также так называемое «барьерное заводнение», осуществляемое при эксплуатации газонефтяных залежей. В этом случае нагнетательные скважины располагаются на контуре газоносности и вскрывают газонефтяной контакт.

При разработке залежей с закачкой газа различают системы: закачка газа в газовую шапку (нагнетательные скважины распола-

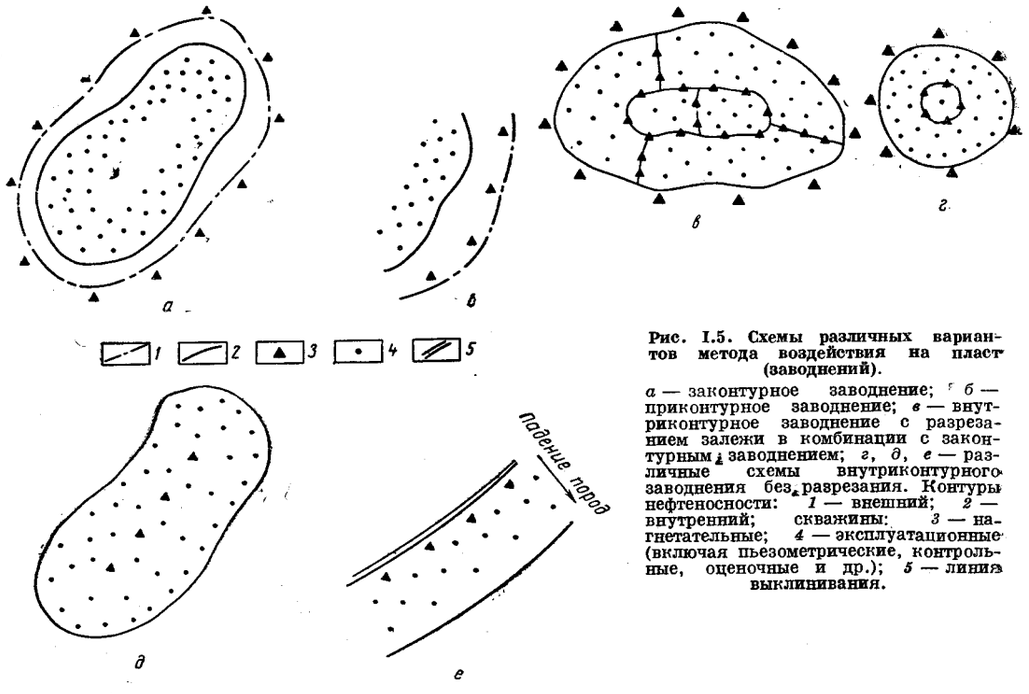


Рис. I.5. Схемы различных вариантов метода воздействия на пласт (заводнений).

а — законтурное заводнение; *б* — приконтурное заводнение; *в* — внутриконтурное заводнение с разрезанием залежи в комбинации с законтурным заводнением; *г*, *д*, *е* — различные схемы внутриконтурного заводнения без разрезания. Контуры нефтеносности: *1* — внешний; *2* — внутренний; скважины: *3* — нагнетательные; *4* — эксплуатационные (включая пьезометрические, контрольные, оценочные и др.); *5* — линия выклинивания.

гают в пределах шапки) и закачка газа (высокого давления или сжиженного газа) в нефтяную часть залежи.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЕ И РЕЖИМЕ РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ

Выделение объектов разработки

Применение методов воздействия на пласт дает возможность эффективно и оперативно влиять на режим разработки нефтяных залежей (изменять распределение пластовых давлений, регулировать скорость перемещения контуров нефтеносности и т. п.). С другой стороны, сейчас находят все большее применение новые технические средства контроля и регулирования разработки.

В связи с этим возникла необходимость существенного уточнения и дополнения геологических, технических и экономических условий, определяющих рациональность выделения объектов разработки.

1. Для дальнейшего повышения эффективности капитальных вложений и сокращения сроков освоения нефтяных месторождений разработку многопластовых месторождений целесообразно осуществлять с объединением в объекты разработки максимально возможного числа продуктивных пластов при наименьшем количестве возвратных и приобщаемых объектов.

К возвратным объектам следует относить только те пласты, которые не могут служить самостоятельным объектом разработки и по каким-нибудь причинам (удаленность от основного объекта разработки, резкое отличие физико-химических свойств нефти) не могут эксплуатироваться совместно с основным объектом.

К приобщаемым объектам следует относить пласты, которые не могут служить самостоятельным объектом и ввод которых в разработку одновременно с основным объектом может существенно ухудшить условия эксплуатации последнего.

2. При выделении объектов разработки необходимо руководствоваться главным образом следующим:

а) на многопластовых месторождениях с несколькими этажами нефтеносности в объект разработки надо включать прежде всего пласты, принадлежащие одному этажу нефтеносности; пласты разных этажей нефтеносности, содержащие, как правило, нефти с различными физико-химическими свойствами, могут быть объединены в объект разработки только в том случае, если это не приведет к существенному ухудшению качества добываемой жидкости (смеси) и условий эксплуатации скважин;

б) объединяемые в объект разработки пласты должны содержать такие извлекаемые запасы нефти на одну скважину, которые обеспечивают экономическую эффективность разработки объекта;

в) для разрезов со слабо сцементированными породами дополнительным условием при выделении объектов разработки является правильный подбор длины фильтра (максимально возможная длина фильтра должна определяться в соответствии с допустимой величиной депрессии на пласт, в зависимости от интенсивности пробкообразования, с учетом максимального включения в эксплуатацию всех прослоев);

г) объединение в один объект разработки нефтяных и нефтегазовых пластов допускается тогда, когда посредством регулирования давления в газовой шапке можно обеспечить стабильность газонефтяного контакта.

3. В современных условиях крайне желательно, чтобы многопластовые объекты разрабатывались с применением совместно-раздельной эксплуатации, а для обеспечения максимального коэффициента нефтеотдачи всех включенных в объект пластов осуществлялись все необходимые меры контроля за разработкой каждого из пластов в отдельности.

Если месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления с применением эффективных средств по контролю и регулированию дифференцированной разработки, в объект могут быть объединены пласты, существенно различные по степени неоднородности, мощности, гидропроводности, извлекаемым запасам и площади нефтеносности.

Размещение (сетки) эксплуатационных скважин

В последние два десятилетия у нас в стране нашла широкое применение неравномерная (батарейная) сетка эксплуатационных скважин. Скважины при этом размещали батареями (рядами) вдоль контуров нефтеносности. Такое размещение скважин обеспечивало относительно равномерное продвижение контуров нефтеносности и наиболее эффективное использование напора подошвенных и законтурных вод (или закачиваемых в залежь вод при воздействии на пласт). При неравномерном размещении скважин расстояния между скважинами в ряду всегда меньше расстояний между рядами. Неравномерная (батарейная) схема размещения скважин в сочетании с воздействием на пласт позволила впервые перейти на более редкие сетки при разработке крупных платформенных месторождений нефти у нас в стране.

Так, если старые месторождения Азербайджана, Северного Кавказа, Украины, Казахстана были разбурены равномерной сеткой скважин плотностью не ниже 5—10 га на скважину, то сейчас основные месторождения страны успешно разрабатываются при плотности размещения скважин 24—56 га и более на скважину.

Несмотря на очевидные преимущества неравномерной батарейной сетки нельзя считать, что равномерное размещение скважин уже не имеет серьезных перспектив. Так, опыт разработки крупных платформенных месторождений Башкирии показал, что при существенной литолого-коллекторской неоднородности продуктивных пластов целесообразнее разбуривать их равномерной сеткой скважин.

По современным представлениям разбуривание подобных месторождений следует проводить в два этапа. На первом этапе равномерной редкой сеткой скважин покрывают всю площадь месторождения. Затем по мере уточнения особенностей строения продуктивных пластов с учетом накопленных сведений по эксплуатации залежи определяют целесообразность уплотнения сетки скважин.

Плотность размещения эксплуатационных скважин

В последние 20 лет благодаря работам советских специалистов удалось создать и внедрить системы разработки с воздействием на пласт, позволяющие успешно разрабатывать основные месторождения страны при редком размещении эксплуатационных скважин. Стремясь и далее повышать эффективность этих систем, в конце 50-х годов ряд ученых выступили с рекомендациями по дальнейшему разрежению сеток скважин, исходя из того, что по гидродинамическим расчетам нефтеотдача при кратном разрежении сетки скважин (например, от 10 до 100 га) уменьшится незначительно, в то время как экономические показатели разработки резко улучшатся.

Отечественная и зарубежная практика разработки показала, однако, что потери в нефтеотдаче реальных неоднородных пластов от разрежения сетки скважин существенно более высокие.

Таким образом, при выборе плотности сетки скважин, ориентируясь на прогрессивную тенденцию более редкого экономического размещения эксплуатационных

скважин, нельзя все же не учитывать возможность значительных потерь в нефтеотдаче.

ОХРАНА НЕДР

Задача охраны недр состоит в осуществлении системы мероприятий по предотвращению потерь нефти, газа и конденсата вследствие низкого качества проводки скважин, неправильной разработки нефтяных и газовых залежей и эксплуатации скважин, что приводит к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и непродуктивными горизонтами, нарушению прочности колонны и цемента за ней, разрушению нефтегазосодержащих коллекторов и иным явлениям, ухудшающим состояние недр.

Контроль по охране недр при разработке месторождений ведут руководители, геологи и инженеры нефтедобывающих предприятий.

Охрана недр в процессе эксплуатационного разбуривания месторождения

В период эксплуатационного разбуривания месторождения необходимо принять меры для предотвращения открытого фонтанирования, грифонообразований, обвалов ствола скважины; изолировать друг от друга нефтяные, газовые и водоносные пласты в скважинах; обеспечить герметичность колонн и высокое качество их цементирования; до начала бурения необходимо составить и утвердить геолого-технический наряд для каждой скважины. Если в процессе бурения скважин обнаружены пласты с признаками нефтегазоносности (по данным каротажа, шлама, керна и непосредственные нефтегазопроявления), то они должны быть тщательно изучены для определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Пласты, содержащие нефть или газ, следует взять на учет и при прохождении их скважинами необходимо соблюдать меры по охране недр.

В период разведки и подготовки месторождения к разработке следует опробовать пласты, по которым имеются благоприятные показатели относительно нефтегазоносности. Если при опробовании пласта с признаками нефтегазоносности (по данным промысловой геофизики) получена вода, необходимо провести изоляционные работы и вторично опробовать те же интервалы.

Первоочередные эксплуатационные объекты месторождения должны разбуриваться с соблюдением всех необходимых мер по охране недр по другим объектам, намеченным к вводу в эксплуатацию в более поздние сроки. Если сначала разбуриваются нижние пласты, необходимо осуществлять все технические мероприятия для успешной проводки скважин через продуктивные верхние пласты для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования и глинизации нефтегазоносных коллекторов.

При первоочередном разбуривании верхних пластов в скважинах, бурящихся на нижележащие объекты, следует принять меры по предотвращению проникновения глинистого раствора в эксплуатируемые верхние пласты.

Если в скважине, несмотря на принятые меры, наблюдается значительный уход глинистого раствора в разрабатываемые верхние пласты, необходимо прекратить эксплуатацию ближайших эксплуатационных скважин до окончания ее бурения или перекрыть эксплуатируемый объект промежуточной колонной.

Пласты с высоким пластовым давлением следует вскрывать с применением утяжеленных промывочных жидкостей, при наличии на устье противовыбросового оборудования с целью предотвращения открытого фонтанирования или выбросов.

После окончания бурения скважины и перфорации колонны следует незамедлительно приступить к освоению скважины, чтобы предотвратить снижение проницаемости призабойной зоны из-за длительного воздействия на нее воды или промывочной жидкости. Временное бездействие скважины допускается лишь при условии заполнения ствола скважины пластовой жидкостью.

Опробование нескольких нефтегазоносных объектов производится последовательно «с н и з у в в е р х». Причем после окончания опробования очередного интервала его изолируют цементным мостом с последующей проверкой его местоположения и герметичности снижением уровня и опрессовкой.

В скважинах, где установлены нефтегазоносные пласты, но по техническим причинам не законченных бурением, должны быть проведены изоляционные работы.

После бурения, подземного и капитального ремонта скважины осваивают компрессорным способом или свабированием. При этом устье оборудуется герметизирующим устройством для предотвращения разлива жидкости или открытого фонтанирования.

Газовые скважины осваивают путем замены промывочной жидкости на воду с последующей аэризацией. Свабирование в газовых скважинах, как правило, не разрешается. Если же оно все же должно быть применено, необходимо тщательно контролировать качество извлекаемой жидкости, ее уровень и состояние скважины, чтобы своевременно извлечь сваб при первых признаках фонтанирования [1].

Охрана недр при разработке месторождений

Промышленная разработка нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения в целом и самостоятельной залежи или свиты в отдельности должна осуществляться в соответствии с утвержденными технологической схемой или проектом. Предложения по улучшению состояния разработки месторождения или объекта, не предусмотренные ранее и вносимые в процессе эксплуатации, могут быть внедрены только после рассмотрения их Центральной комиссией по разработке месторождений. При разработке нефтяных месторождений необходимо принять меры для сбора и использования добываемых попутно с нефтью газа и воды.

Эксплуатационное разбуривание свободной площади части газовой залежи с нефтяной оторочкой производится, как правило, после полной выработки оторочки, проводимой с соблюдением условий, не допускающих перемещения нефти в газовую часть залежи. Одновременная разработка нефтяной и газовой частей газоносного пласта с нефтяной оторочкой должна быть обоснована в проекте разработки.

При разработке газоконденсатных месторождений следует обеспечить условия наиболее полного извлечения конденсата, не допуская его потерь в пласте.

Оборудование устья и выбор режима работы скважин. Устья работающих эксплуатационных и нагнетательных скважин необходимо оснастить соответствующим оборудованием для предотвращения возможности бесконтрольного выброса или открытого фонтанирования (потерь нагнетаемой воды).

Работа эксплуатационных и нагнетательных скважин должна осуществляться в соответствии с технологическим режимом, определяющим по каждой отдельной скважине оптимальные величины дебита нефти, газа и воды (приемистости воды, газа), давления на устье, депрессии на эксплуатируемый пласт, периоды эксплуатации и пр. Отборы жидкости или газа и депрессии на пласт должны подбираться так, чтобы обеспечить сохранность скелета пласта и не допустить подтягивания языков и конусов воды к забоям скважин.

Контроль за разработкой месторождения. В течение всего периода разработки необходим контроль за равномерностью продвижения контура воды путем систематических наблюдений за состоянием работающих скважин (дебитом жидкости или газа, процентом обводнения продукции), подъема водонефтяного, газонефтяного или газоводяного контактов и распределением давления по пласту.

Эксплуатация технически неисправных скважин. Эксплуатация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, фланцевых соединений, цементного кольца за колонной и т. п.), как правило, не допускается.

Эксплуатация дефектных скважин может быть разрешена в исключительных случаях управлением или объединением нефтяной промышленности. Для этого нефтепромысловому управлению необходимо представить акт о том, что эксплуатация дефектной скважины не противоречит требованиям охраны недр. Одновременно с выдачей разрешения утверждается специальный режим их работы, согласованный с территориальным управлением Госгортехнадзора.

Во всех других дефектных скважинах следует осуществить необходимый комплекс исследовательских работ для выявления причин негерметичности колонны и источника обводнения и провести ремонтно-изоляционные работы.

Меры по охране недр при осложнениях, возникающих в процессе эксплуатации газовых залежей. Прием из бурения и временная эксплуатация газовых скважин с наличием межколонного давления на устье обычно разрешаются в случае, если это давление является установившимся (не нарастает в течение пяти суток после достижения устойчивого максимума), а величина его не превышает 10% от статического давления, замеренного в то же время.

При интенсивных межпластовых перетоках или утечках газа в процессе эксплуатации газовой скважины следует закачать в нее воду или глинистый раствор и произвести необходимые оздоровительные работы. Если невозможно устранить эти дефекты, скважина должна быть ликвидирована, а газоносные горизонты при этом необходимо изолировать. Если в процессе разработки газового или газоконденсатного месторождения возникают скопления газа вторичного характера в верхних пластах вследствие подземных утечек и межпластовых перетоков газа, необходимо выявить источники питания этих скоплений и провести работы по локализации и прекращению дальнейшего нарастания количества газа в них.

Скопления газа вторичного характера на разрабатываемых месторождениях ликвидируются посредством их дегазации че-

[1] При отсутствии на устье скважины противовыбросовой задвижки оттартывание или свабирование для вызова притока газа категорически запрещается.

рез специально пробуренные контрольно-дренажные дегазационные скважины. При этом желательно принять меры для рационального использования выпускаемого газа. Для своевременного выявления подземных утечек и межпластовых перетоков газа уже с начала разработки крупных газовых и газоконденсатных месторождений с высоким пластовым давлением должно вестись систематическое наблюдение за специально пробуренными или используемыми для этого скважинами, расположенными в сводовой части верхних водоносных горизонтов. Необходимы также регулярные обследования всей площади месторождений для выявления газовыделений. При обнаружении последних нужно принять меры для ликвидации подземных утечек и межпластовых перетоков газа.

Чтобы снизить интенсивность перетоков газа в заколонном пространстве действующих газовых скважин, равно как и для уменьшения активных газоопроявлений аварийных газовых скважин, в отдельных случаях возможно заложение разгрузочных скважин на допустимо близком расстоянии. Они призваны временно создать максимально допустимые депрессии на пласт, дегазируемый аварийной или неисправной эксплуатационной скважиной.

После выполнения своего назначения разгрузочная скважина переводится с форсированного режима на оптимальный или консервируется.

Временная консервация скважин

Консервация скважин осуществляется в соответствии с действующим положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин. К категории скважин, которые могут быть временно законсервированы, относятся следующие:

1) разведочные, давшие промышленную нефть или газ на разведочных площадях или на новых участках нефтепромыслов до окончания их обустройства и ввода в промышленную разработку или опытную эксплуатацию;

2) разведочные, пробуренные за контуром нефтегазоносности, если их можно использовать как нагнетательные при промышленной разработке месторождения;

3) нефтяные и газовые, эксплуатация которых временно прекращена, чтобы не вызвать дегазацию или преждевременное обводнение залежи;

4) нефтяные, дающие нефть низкого качества при ограничении ее добычи на данном участке;

5) нефтяные и газовые, эксплуатация которых прекращена по настоянию компетентных организаций в целях соблюдения требований противопожарной и санитарной охраны, а также если эти скважины расположены в пределах населенных пунктов;

6) нефтяные и газовые, обводнившиеся в процессе эксплуатации или согласно проекту разработки подлежащие остановке вследствие обводнения, если они будут использованы в качестве нагнетательных при дальнейшей разработке месторождения;

7) обводненные и малодебитные, эксплуатация которых в настоящее время невыгодна, при условии, что временная консервация их не повлечет ухудшения состояния разработки месторождения.

Акты о временной консервации нефтяных и газовых скважин утверждаются (по принадлежности) начальником и главным геологом нефтепромыслового управления, начальником и главным геологом геологического управления или треста.

Перевод скважин на другие горизонты

Решение о переводе скважин на другие горизонты принимается с учетом отсутствия потребности, целесообразности или возможности использования их в качестве пьезометрических, контрольных, наблюдательных, нагнетательных (для подземного хранения газа) на данный горизонт.

Одной из основных причин перевода нефтяной скважины на другие горизонты является истощение в ней эксплуатируемого горизонта, когда ее суточный дебит оказывается ниже предельного рентабельного. Предел рентабельности эксплуатации нефтяных скважин определяется таким уровнем себестоимости добычи нефти, который позволяет возместить все издержки производства при действующих оптовых ценах на нефть и продукты ее переработки. При определении этого предела учитываются издержки по добыче, транспортировке и переработке нефти[1]. В табл. I.2 приводятся примерные предельные рентабельные дебиты по расчетам б. ЦНИИТЭнефти.

Таблица I.2

Предельные рентабельные дебиты

Глубина скважин, м	До 500	До 800	До 1200	До 2000	Свыше 2000
Дебит, кг . .	50	100	200	300	5000

[1] Вывод о нерентабельности дебита нефти или о непромышленном притоке газа следует делать при условии, что в скважинах был осуществлен весь комплекс технически возможных мероприятий по улучшению состояния призабойной зоны пласта (торпедирование, кислотная обработка, гидроразрыв и т. п.).

Переводу на другие горизонты подлежат также скважины, где величина газового фактора выше нормы, установленной для данной залежи при оптимальном режиме эксплуатации.

При обводнении в скважине продуктивного горизонта контурной водой допускается ее перевод на другие горизонты, если скважина (нефтяная или газовая) обводнилась до такой степени, что дальнейшая эксплуатация ее нерентабельна. Предел рентабельности в каждой скважине определяется с учетом геологических и технико-экономических условий разработки месторождения.

Перевод скважин на другие горизонты по техническим причинам допускается:

1) при отсутствии возможности проведения изоляционных работ в скважинах для прекращения притока чуждых вод;

2) когда скважину нельзя эксплуатировать из-за поломки обсадных колонн (при отсутствии технических условий для их исправления);

3) если имеют место сложные технические аварии скважин (поломка и прихват насосно-компрессорных труб и т. п.), устранить которые невозможно.

Перевод скважины на другие горизонты осуществляется после согласования с компетентными органами Госгортехнадзора и утверждения начальником объединения. Объем работ и очередность перевода скважин на другие горизонты утверждается главным инженером и главным геологом нефтепромыслового управления. В соответствии с утвержденным планом в скважине должна быть произведена полная изоляция закрываемого горизонта. При переводе скважины на вышележащий горизонт разрабатываемый до этого пласт необходимо изолировать посредством установки цементного стакана (пробки).

Ликвидация скважин

При промышленной разведке, опытной эксплуатации и промышленной разработке нефтяных и газовых месторождений ликвидации подлежат четыре категории скважин.

К первой категории относятся разведочные, опорные и оценочные скважины, выполнившие свое назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными; скважины, не доведенные до проектной глубины и не вскрывшие проектный горизонт, бурение которых прекращено вследствие нецелесообразности углубления по геологическим причинам. Сюда относятся также скважины, доведенные до проектной глубины, но не вскрывшие проектный горизонт при условии, что дальнейшее углубление ее невозможно при принятой конструкции скважины.

Вторая категория включает скважины эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях (т. е. там, где продуктивный горизонт отсутствует или имеет низкие коллекторские свойства).

В третью категорию входят скважины, запланированные как разведочные или эксплуатационные, но подлежащие ликвидации по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения.

К четвертой категории относятся скважины, числящиеся в основных фондах нефтепромысловых управлений, подлежащих ликвидации вследствие полного обводнения или в связи с истощением пласта, обусловившим снижение дебита нефти против установленного для данного горизонта предельного рентабельного дебита, а также нагнетательные и наблюдательные скважины, если их дальнейшее использование невозможно или нецелесообразно по геологическим и технологическим причинам. Скважины, вскрывшие промышленные неф-

Геохронологическая таблица

Группа (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярус, свита (век, время)	Основные нефтяные районы СССР, где породы данного яруса или свиты содержат промышленные залежи нефти и газа
Кайнозойская	Четвертичная Q (2 млн. лет)	Голоцен	Вюрмский	
		Плейстоцен	Рисс-вюрмский Рисский Миндель-рисский	
		Постплиоцен	Миндельский Гюнц-миндельский Гюнцский	

Продолжение

Группа (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярус, свита (век, время)	Основные нефтяные районы СССР, где породы данного яруса или свиты содержат промышленные залежи нефти и газа
Кайнозойская	Неогеновая N	Плиоцен N_2	Апшеронский N_2ap Акчагыльский N_2ak Продуктивная толща Понтический N_2pn	Апшеронский, Туркмения
		Миоцен N_1	Диатомовые слои: Мэотический N_2m; Сарматский N_1s; Тортонский N_1t Спириалисовые слои	Сахалин Предкарпатский Прикумский, Дагестан
	Палеогеновая Pg	Олигоцен Pg_3 Эоцен Pg_2	Майкопская Коннская	Ставропольский, Апшеронский, Карпатский, Ставропольский, Таджикистан, Фергана
		Палеоцен Pg_1	Сумгаитская	Ставропольский, Прикумский
Мезозойская	Меловая Cr (60 млн. лет)	Верхний Cr_2	Датский Cr_2d Сенон: Маастрихтский Cr_2m; Кампанский Cr_2cp; Сантонский Cr_2st; Коньякский Cr_2cn Туронский Cr_2t Сеноманский Cr_2cm	Предкарпатский, Дагестан, Прикумский, Таджикистан
		Нижний Cr_1	Альбский Cr_2al Аптский Cr_2ap Неоком: Барремский Cr_1b; Готеривский Cr_1h; Валанжинский Cr_1v	Западное Предкавказье, Таджикистан Южно-Эмбенский, Прикумский, Газлинский Южно-Эмбенский, Прикумский Фергана, Западная Сибирь Мангышлак, Западная Сибирь
	Юрская (40 млн. лет)	Верхний J_3	Титонский (волжский) Кимериджский J_3km Оксфордский J_3ok Келловейский J_3cl	Предкарпатский, Газлинский Западная Сибирь Эмбенский, Мангышлак
		Средний J_2 Нижний J_1	Батский, Байосский	Днепровско-Донецкий, Прикумский, Вилюйский

Продолжение

Группа (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярус, свита (век, время)	Основные нефтяные районы СССР, где породы данного яруса или свиты содержат промышленные залежи нефти и газа
Мезозойская	Триасовая T (30 млн. лет)	Верхний T_3 Средний T_2 Нижний T_1		Эмбенский, Днепровско-Донецкий, Вилюйский, Эмбенский
Палеозойская	Пермская P (40 млн. лет)	Верхний P_2	Татарский P_2t Казанский P_2kz Уфимский P_2uf	Оренбургский
		Нижний P_1	Кунгурский P_1kg Артинский P_1a	Оренбургский, Днепровско-Донецкий Ишимбайский
	Каменноугольная C (карбон) (75 млн. лет)	Верхний C_3		Днепровско-Донецкий, Куйбышевский, Волгоградский
		Средний C_2	Московский Мячковский Подольский Верейский	Башкирия Волгоградский, Куйбышевский Саратовский
		Нижний C_1	Намюрский C_1n Визейский C_1v Турнейский C_1t	Татария, Пермское Прикамье, Днепровско-Донецкий Куйбышевский, Башкирия, Татария Татария, Башкирия, Пермское Прикамье, Саратовско-Волгоградское Поволжье
	Девонская D (50 млн. лет)	Верхний D_3	Фаменский D_3fm Франский D_3fr	Татария, Башкирия Ухтинский, Днепровско-Донецкий
		Средний D_2	Живетский Эйфельский	Башкирский, Куйбышевский, Татарский, Ухтинский
		Нижний D_1	Кобленцский Жединский	
	Силурийская S	Верхний S_2		
		Нижний S_1		Прибалтика

Продолжение

Группа (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярус, свита (век, время)	Основные нефтяные районы СССР, где породы данного яруса или свиты содержат промышленные залежи нефти и газа
Полеозойская	Ордовикская О	Верхний O_3		(Калининградская область)
		Средний O_2		
		Нижний O_1		
	Кембрийская Cm (70 млн. лет)	Верхний Cm_3		
		Средний Cm_2		
		Нижний Cm_1		Иркутский
	Протерозойская Pt			
	Архейская А			

тегазовые пласты и подлежащие ликвидации по техническим причинам, ликвидируются только после согласования с территориальным управлением Госгортехнадзора.

Ликвидации скважин должны предшествовать необходимые изоляционные работы для соблюдения требований охраны недр. Скважины всех перечисленных категорий, исключая непродуктивные разведочные, поисковые, параметрические и опорные, обсаженные трубами и вскрывшие в разрезе водоносные пласты, ликвидируются путем извлечения обсадной колонны (там, где это технически осуществимо) с последующей заливкой ствола скважины цементным или глинистым раствором и обязательным цементированием устья скважины. Ликвидация скважины так же, как и предшествующие изоляционные работы, производятся по плану, составленному исполнителем работ и согласованному с соответствующими органами по охране недр.

Глава II

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОСНОВНАЯ АППАРАТУРА

Производственные геофизические организации должны проводить в скважинах, пробуренных на нефть и газ, следующие работы:

изучать с помощью различных геофизических методов геологический разрез скважин, выявлять продуктивные пласты и определять их коллекторские свойства;

изучать техническое состояние бурящихся и законченных бурением скважин, а также выполнять некоторые контрольные операции в эксплуатирующихся скважинах;

перфорировать обсадные колонны для вскрытия продуктивных пластов и торпедировать скважины для извлечения бурового инструмента и колонн при авариях, а в некоторых случаях для улучшения условий притока жидкости и газа;

отбирать пробы пород, жидкости и газа боковыми грунтоносами и пробоотборниками.

Геофизические методы, используемые для изучения геологических разрезов скважин, делятся на электрические, радиоактивные, термические, акустические, геохимические, механические и магнитные, в зависимости от физических свойств пород, на изучении которых основываются указанные методы [1].

Сущность любого геофизического метода состоит в измерении вдоль ствола скважины некоторой величины, характеризующейся одним или совокупностью физических свойств горных пород, пересеченных скважиной. Физические свойства пород тесно связаны с их геологической характеристикой и это позволяет по результатам геофизических исследований судить о пройденных скважиной породах и изучать свойства этих пород. Геофизические исследования в скважинах производятся с помощью специальных установок, называемых промыслово-геофизическими или каротажными станциями.

Станция состоит из следующих основных узлов:

— скважинных приборов и зондов, представляющих собой датчики изучаемого по стволу скважины физического параметра;

— наземной аппаратуры, позволяющей регистрировать показания скважинных приборов в виде диаграмм;

— кабеля, с помощью которого соединяются скважинные приборы с наземной аппаратурой и производится перемещение приборов;

— лебедки для выполнения спуско-подъемных операций в скважине.

Автоматические каротажные станции монтируются на шасси одного или двух автомобилей. В последнем случае одна машина, на которой располагается наземная аппаратура, называется автоматической каротажной лабораторией, а вторая автомашина с лебедкой и набором скважинных приборов — самоходным каротажным подъемником. Технические характеристики современных автоматических станций и подъемников представлены в табл. II.1 и II.2.

Кроме указанных в табл. II.1 существуют лаборатории и станции для специальных геофизических исследований и опера-

[1] Механические и магнитные методы пока не получили распространения.

Таблица II.1

Техническая характеристика основных автоматических (каротажных) лабораторий и станций

Название аппаратуры	Обозначение	Типы используемых кабелей	Максимальная глубина исследуемых скважин, м	Максимальное число одновременно регистрируемых параметров	Способ записи кривых	Монтируется на шасси автомобиля	Примечание
Лаборатория автомотическая каротажная	АКС/Л-7	Одно-, трех- и семижильный	7000	5	На фотобумагу	ГАЗ-66	Применяется в комплекте с каротажным подъемником
То же	АКС/Л-64	Трех- и семижильный	6000	4	То же	ГАЗ-66	То же
Лаборатория одножильной каротажной станции	ОКС/Л-64	Одножильный	6000	2	На диаграммную бумагу	ГАЗ-66	То же
Станция автоматическая каротажная	АКС-65	Одно-, трех- и семижильный	7000	5	На фотобумагу	Урал-375	Лаборатория и лебедка смонтированы на шасси одной автомашины
Станция автоматическая электронная каротажная	АЭКС-1500	Трехжильный	1500	2	На диаграммную бумагу	ЗИЛ-157	То же
Станция автоматическая каротажная	АКС-1/1,0-3	Одно-, трех- и семижильный	2000	5	На фотобумагу	ГАЗ-66	То же
Аппаратура переносной каротажной станции	АКС-П-65	Трехжильный	4000	3	То же	—	—

Таблица II.2

Техническая характеристика самоходных каротажных подъемников

Характеристика	Подъемники	
	СКП-4,5	СКП-7/1
Монтируется на шасси автомобиля	ЗИЛ-157 КЕ	Урал-375А
Емкость лебедки, м:		
кабель одножильный	4500—5000	7000
кабель трехжильный бронированный	3500	4000
кабель семижильный	—	2300
Предельная скорость спуска кабеля, м/ч	10000	8000
Скорость подъема кабеля, м/ч	100—8000	100—10 000
Тяговое усилие, кгс:		
при максимальной скорости подъема	1000	2000
при минимальной скорости подъема	6000	6000

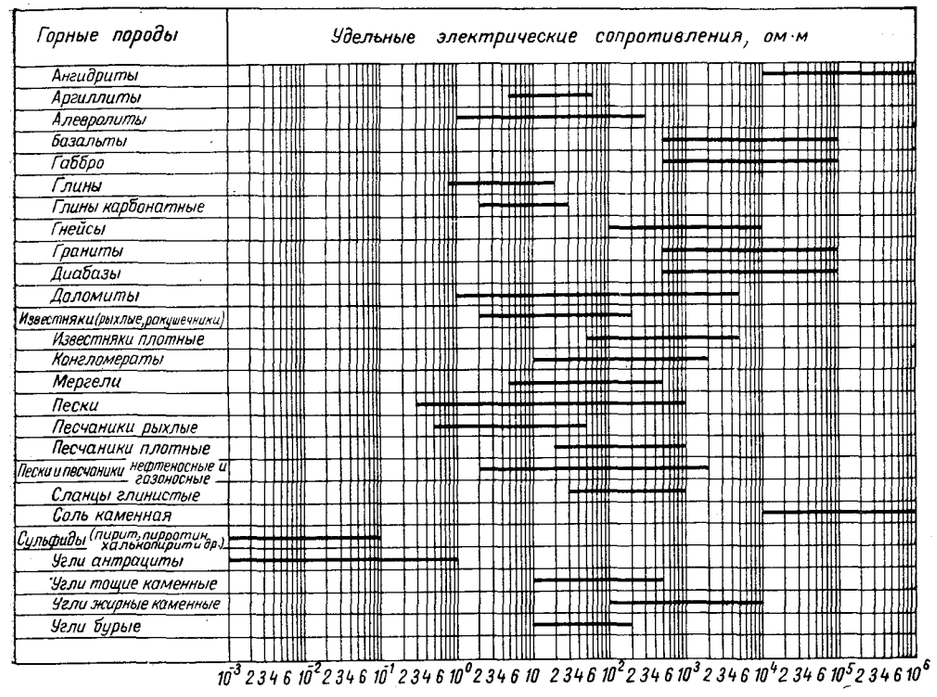


Рис. II.1. Удельные электрические сопротивления горных пород (по В. Н. Дахнову).

ций: автоматическая газокаротажная станция АГКС-65, станция акустического каротажа ЛАК-2М, лаборатория перфораторной станции ЛПС-6.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Метод кажущегося сопротивления (КС)

При исследовании скважин методом кажущегося сопротивления (КС) используется различие в удельных электрических сопротивлениях горных пород. Удельное сопротивление пород изменяется от долей до миллионов ом-метров (рис. II.1).

Удельное сопротивление пород в естественном залегании зависит от минерализации пластовых вод, пористости, температуры, электрического сопротивления породообразующих минералов и текстуры породы. Практически в скважинах измеряют некоторый параметр, называемый кажущимся удельным сопротивлением или просто кажущимся сопротивлением КС, который зависит от удельного сопротивления породы. Для замера КС в скважину на специальном кабеле спускают измерительную установку (зонд), состоящую обычно из трех электродов (заземлителей) A, M и N. Четвертый электрод B схемы устанавливается на поверхности. Электроды A и B предназначены в схеме измерений для пропускания электрического тока (питающие электроды), электроды M и N — для измерения разности потенциалов между двумя точками среды в момент пропускания электрического тока (измерительные электроды). Принципиальная схема измерения кажущегося сопротивления изображена на рис. II.2. При перемещении измерительной установки вдоль ствола скважины, в зависимости от удельного сопротивления окружающих пород, изменяется разность потенциалов между измерительными электродами M и N. Кажущееся сопротивление связано с измеряемой разностью потенциалов соотношением

$$\rho_к = k\frac{\Delta U}{I}, \qquad (II.1)$$

где $\rho_к$ — кажущееся сопротивление в ом·м; k — коэффициент зонда, зависящий от расстояния между электродами зонда, в м; ΔU — разность потенциалов, измеряемая между электродами M и N в мв; I — сила тока в ма.

В зависимости от взаимного расположения питающих и измерительных электродов различают потенциал- и градиент-зонды,

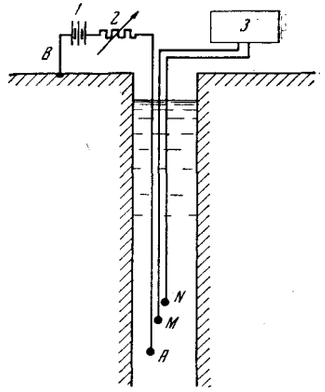


Рис. II.2. Принципиальная схема измерения кажущегося сопротивления.

A, B — питающие электроды; *M, N* — измерительные электроды; *1* — источник тока; *2* — реостат для регулирования силы тока; *3* — регистрирующий прибор.

последовательные (подошвенные) и обращенные (кровельные), зонды прямого питания или однополюсные и взаимного питания или двухполюсные (рис. II.3).

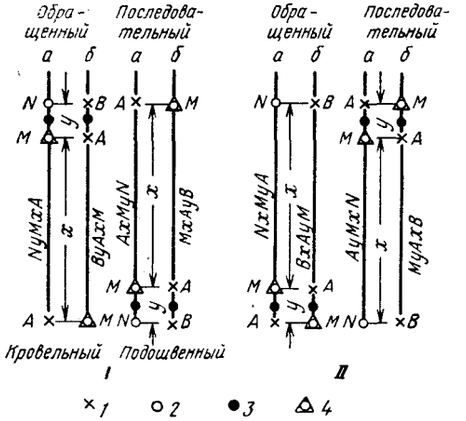


Рис. II.3. Зонды для измерения кажущегося сопротивления.

I — градиент-зонд; *II* — потенциал-зонд; *а*— зонд прямого питания (однополюсный); *б* — зонд взаимного питания (двухполюсный); *1* — питающие (токовые) электроды *A* и *B*; *2* — измерительные электроды *M* и *N*; *3* — точки записи кажущегося сопротивления; *4* — точка записи СП.

Пример кривых кажущегося сопротивления, полученных с потенциал- и градиент-зондами в пластах различных мощностей и сопротивлений, приведен на рис. II.4.

Как видно из рисунка, конфигурация кривых кажущихся сопротивлений зависит, при прочих равных условиях, от типа зонда и соотношения его размера с мощностью пласта. В соответствии с этим различаются и правила определения границ пластов по кривым КС (см. рис. II.4).

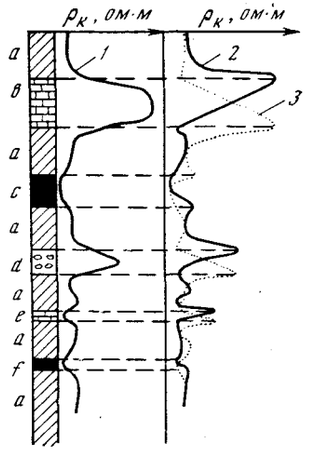


Рис. II.4. Кривые кажущегося сопротивления в пластах различных мощностей и сопротивлений (по В. Н. Дахнову).

1 — кривая потенциал-зонда; *2* — кривая обращенного градиент-зонда; *3* — кривая последовательного градиент-зонда; *a* — пласты среднего сопротивления; *b* и *d* — пласты высокого сопротивления, мощность которых больше размера зонда; *e* — пласт высокого сопротивления мощностью, меньшей размера зонда; *c* — пласт низкого сопротивления мощностью, большей размера зонда; *f* — пласт низкого сопротивления мощностью, меньшей размера зонда.

Выбор того или иного зонда для исследований зависит от геологических условий, характеризующих изучаемый разрез. Например, потенциал-зонды наиболее эффективно использовать в разрезах, представленных мощными пластами высокого или, наоборот, весьма низкого удельного сопротивления. Градиент-зонды эффективны в тех разрезах, где требуется изучить пласты небольшой мощности.

Теоретические исследования показывают, что величина кажущегося сопротивления, измеренного в скважине, зависит от:

удельного сопротивления и мощности изучаемого пласта;

удельного сопротивления раствора и диаметра скважины;

расположения зонда относительно электрической неоднородности (пласта);

типа и размера зонда.

Имеющийся расчетный и экспериментальный материал, отражающий перечисленные зависимости, оформлен в виде палеток, которые используются для истолкования (интерпретации) кривых кажущегося сопротивления [4, 6]. По результатам замеров кажущегося сопротивления с одним или двумя зондами можно расчленить разрез (определить мощность и литологическую принадлежность пластов) и в большинстве случаев приближенно оценить величину удельного сопротивления пластов. Для более точного определения удельного сопротивления пластов применяется боковое электрическое или каротажное зондирование (БЭЗ или БКЗ), которое заключается в измерении кажущегося сопротивления в скважине с помощью нескольких (5—6) градиент- или реже потенциал-зондов различного размера.

БКЗ в эксплуатационных скважинах производят обычно в продуктивной части разреза. Переключение зондов выполняется без полного подъема кабеля на поверхность с помощью специального переключателя — коробки БКЗ. В последнее время для сокращения времени исследования скважин для записи кривых кажущегося сопротивления используется комплексная аппаратура типа КСП-1 и КСП-2. Аппаратура рассчитана на работу с лабораторией АКС/Л-7 и позволяет за один рейс зарегистрировать сразу три кривые кажущегося сопротивления и при необходимости кривую СП.

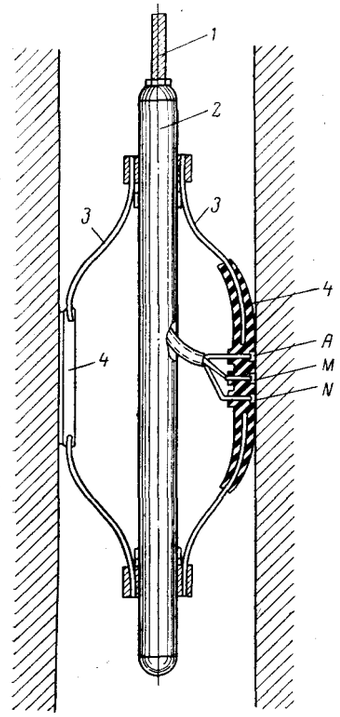


Рис. II.5. Схематический вид микрозонда.

1 — кабель; *2* — корпус микрозонда; *3* — пружина; *4* — изоляционная пластина; *A, M, N* — электроды зонда.

По данным измерений строят зависимость кажущихся сопротивлений от размера зондов для каждого интерпретируемого пласта. В дальнейшем для определения удельного сопротивления пласта эти замеренные кривые сопоставляют с расчетными или модельными кривыми — палетками. Найденное удельное сопротивление пласта помогает уточнить литологическую характеристику породы, оценить характер ее насыщения и в благоприятных случаях количественно определить пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность породы.

Выделяя на кривых кажущегося сопротивления характерные формы аномалий (реперы), соответствующие определенным стратиграфическим горизонтам, и прослеживая эти аномалии в разных скважинах, можно сопоставить размеры и на этой основе построить геологические профили и структурные карты.

Область применения метода: расчленение разрезов скважин по данным удельного и кажущегося сопротивлений пород; выделение реперов для корреляции разрезов; изучение литологии; выделение полезных ископаемых в разрезах скважин; определение коэффициентов водонасыщенности, нефтегазонасыщенности, пористости и проницаемости.

Метод микрозондов. При микрозондировании также измеряется величина кажущегося сопротивления, но в отличие от метода, описанного выше, зондами весьма небольших размеров (обычно до 5 см). Зонд плотно прижимается специальными пружинами (рессорами) к стенке скважины, его электроды устанавливаются на изолирующей пластине (башмаке), которая отделяет зонд от бурового раствора, уменьшая его влияние на результаты измерения (рис. II.5).

Благодаря этим особенностям конструкции микрозонд позволяет изучать разрезы, сложенные пластами очень малой мощности, выделять в разрезе коллекторы, детально изучать их строение и иногда оценивать пористость [4].

При изучении пород-коллекторов микрозондами практически определяется удельное сопротивление части пласта, видоизмененной проникновением фильтрата бурового раствора. Поэтому по данным микрозондов трудно получить представление о ха-

рактере насыщения коллектора (нефтью, газом, водой).

С микрозондом обычно записывают две кривые кажущегося сопротивления — кривые микропотенциал- и микроградиент-зондов. Наличие глинистой корки позволяет четко выделить коллекторы гранулярного типа в разрезе скважин. Однако одновременно глинистая корка затрудняет достаточно точное определение удельного сопротивления пласта в промытой раствором зоне. Для более точного определения удельного сопротивления промытой зоны коллектора применяют микроустановку с фокусировкой питающего тока — микро-СЭЗ или микробоковой каротаж. Для этого разработана специальная аппаратура (КМБК-3). Промышленностью выпускается несколько моделей микрозондов. Микрозонды 5МЗ-20 и МЗ-4$^3/_4$″ (малогабаритный) предназначены для работы со станциями на трехжильном или многожильном кабелях. Микрозонды МДО и ТМДО (термостойкий) могут быть использованы со станциями, работающими на одножильном кабеле.

Комплексная аппаратура типа КЭТ-2, рассчитанная на работу с каротажными станциями на трехжильном кабеле, позволяет за один рейс зарегистрировать две кривые микрозондов (с градиент- и потенциал-зондами), кривую СП и кривую микрокаверномера. Одновременная регистрация четырех кривых, помимо выигрыша времени, создает благоприятные условия для уверенного выделения пористых и проницаемых пород в разрезе скважин.

Область применения метода: детальное расчленение разрезов скважин, изучение коллекторов и определение их пористости.

Метод экранированного заземления (боковой каротаж). Изучение разрезов скважин методом экранированного заземления основано на различии удельных электрических сопротивлений горных пород. Существует несколько модификаций метода, наиболее перспективными являются измерения по схеме экранированного заземления с автоматически фокусирующими электродами или по схеме бокового каротажа.

Известны две модификации бокового каротажа: измерения по схеме с семи- и трехэлектродным зондами. В СССР распространение получила последняя модификация. Трехэлектродный зонд представляет собой длинный цилиндрический электрод, разделенный изоляционными прослойками на три части: небольшой по длине центральнымй электрод A_0 и два симметричных экранирующих электрода A_1 и A_2 (рис. II.6). Через основной и экранирующие электроды пропускается электрический ток, сила которого регулируется так, чтобы независимо от сопротивления среды потенциал всех трех электродов был одинаков.

Так как потенциалы электродов A_1, A_2 и A_0 равны между собой, то сила тока, текущего вдоль оси скважины, равна нулю, что эквивалентно замещению скважины на этом участке изолятором. Ток, эмиссируемый электродом A_0, растекается в породу фокусированным пучком по радиусу скважины, чем в значительной степени уменьшается влияние бурового раствора. При исследованиях обычно измеряется разность потенциалов между одним из экранных электродов и удаленным электродом

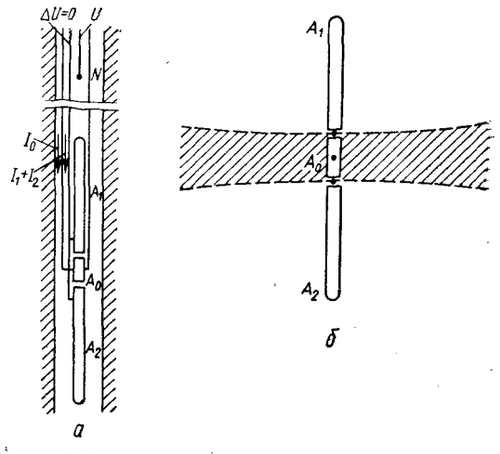


Рис. II.6 Схема трехэлектродного экранированного зонда.

а — схема зонда: A_0 — центральный электрод; A_1 и A_2 — экранирующие электроды; N — удаленный электрод; *б* — область распространения тока, эмиссируемого центральным электродом A_0.

N. Кажущееся сопротивление определяется по формуле (II.1), где $I = I_0$ и равно силе тока, текущего через электрод A_0.

Метод экранированного заземления с фокусирующими электродами обладает некоторым преимуществом перед обычным методом кажущегося сопротивления, так как позволяет детальнее расчленить разрез и точнее определить удельное сопротивление пластов, пересеченных скважиной с сильно минерализованным буровым раствором ($\rho_c < 0{,}5$ ом·м). Кроме того, метод позволяет точнее определять удельное сопротивление пластов высокого удельного сопротивления.

Для трехэлектродного бокового каротажа промышленностью выпускается аппаратура типа АБК-3 и БКМ-3А (малогабаритная). Аппаратура АБК-3 рассчитана на работу с одножильным и трехжильным кабелем в скважине с температурой до 100° С и давлением бурового раствора до 500 кгс/см². Диаметр скважинного прибора 70 мм, его длина 3000 мм. Аппаратура БКМ-3А рассчитана на работу с трехжильным кабелем в скважинах с температурой до 70° С и давлением бурового раствора до 200 кгс/см². Диаметр скважинного прибора 48 мм, длина 2380 мм.

Область применения метода: детальное расчленение разреза по величинам кажущегося удельного сопротивления пластов;

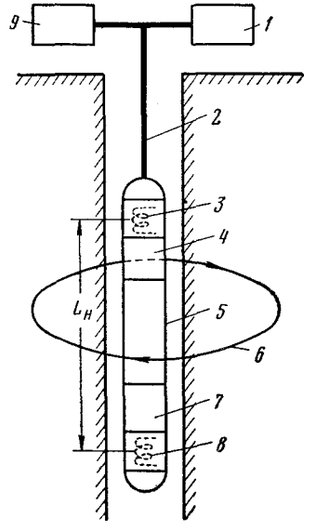


Рис. II.7. Принципиальная схема индукционного метода.

1 — регистрирующий прибор; *2* — кабель; *3* — измерительная катушка; *4* — усилитель и выпрямитель; *5* — скважинный снаряд-зонд; *6* — линия индуцированного тока; *7* — генератор высокой частоты; *8* — генераторная катушка; *9* — блок питания всей установки; $L_н$ — размер зонда.

изучение литологии, пористости и проницаемости пород; выделение полезных ископаемых в разрезах скважин; определение водонасыщенности, нефтегазонасыщенности породы.

Индукционный метод. Изучение разрезов скважин индукционным методом основано на различии в электропроводности пород.

Принципиальная схема индукционного метода включает скважинный снаряд и регистрирующий прибор (рис. II.7). Скважинный снаряд-зонд имеет несколько катушек, обладающих большой индуктивностью, высокочастотный генератор и усилитель. Рассмотрим зонд с двумя индукционными катушками. При пропускании через генераторную катушку *8* переменного тока высокой частоты (50 кгц) от генератора *7* вокруг этой катушки создается переменное электромагнитное поле, которое, пронизывая среду, окружающую скважинный снаряд, индуцирует в этой среде переменные круговые токи *6*. Э. д. с. круговых токов зависит от электропроводности среды. Под действием электромагнитного поля круговых токов в измерительной катушке скважинного снаряда, в свою очередь, индуцируется э. д. с., пропорциональная электропроводности окружающей среды. Эта индуцированная э. д. с. усиливается усилителем *4* и подается по кабелю *2* на поверхность, где измеряется.

В отличие от рассмотренной принципиальной схемы в стандартном скважинном приборе типа ИК-2 имеется пять индукционных катушек: три генераторных и две приемных. Дополнительные катушки служат для компенсации прямого сигнала от главной генераторной катушки и фокусирования электромагнитного излучения с целью увеличения глубины исследования. Аппаратура типа ИК-2 изготавливается в двух вариантах: для работы со станциями на трехжильном кабеле (ИК-2-АКС) и для работы со станциями на одножильном кабеле (ИК-2-ОКС).

Индукционный метод позволяет получить хорошо расчлененные кривые электропроводности с четкими аномалиями. Метод наиболее эффективен при использовании в низкоомных разрезах. Небольшое влияние мощности пластов, а также хорошая глубинность исследований дают возможность с высокой точностью определить истинное сопротивление относительно низкоомных пород.

С помощью индукционного метода можно исследовать сухие, заполненные нефтью или буровым раствором на нефтяной основе скважины. Во всех перечисленных случаях обычные методы электрометрии использовать нельзя.

Область применения метода: расчленение разреза скважин и определение удельного сопротивления пластов.

Метод собственных потенциалов (СП). По методу СП (или ПС) в скважине исследуется электрическое поле, создаваемое электродвижущими силами, возникающими под действием различных физико-химических процессов. Главными из них являются диффузионно-адсорбционные э. д. с., наблюдаемые при соприкосновении электролитов различной концентрации (глинистый раствор — пластовая вода); фильтрационные э. д. с., возникающие на границе скважина — пласт при перемещении электролита под действием избыточного давления; э. д. с. окислительно-восстановительных реакций в зоне соприкосновения породы с окружающими пластами и глинистым раствором.

При исследовании скважин измеряют разность собственных потенциалов горных пород между электродом M, перемещающимся вдоль ствола скважины, и неподвижным электродом N, имеющим постоянный потенциал.

Величины собственных потенциалов зависят от многих факторов, в том числе от глинистости горных пород, поэтому по данным метода СП можно выделять в разрезе пористые, слабо заглинизированные и сильно глинистые породы. Зависимость собственных потенциалов от минерализации пластовых вод и глинистого раствора позволяет использовать этот метод для оценки минерализации пластовых вод.

Область применения метода: расчленение разреза скважин; выделение реперов; выделение в разрезе тонкодисперсных (глинистых) пород и коллекторов; определение минерализации пластовых вод; оценка пористости коллекторов.

Метод вызванных потенциалов (ВП). Вызванная поляризация возникает в горной породе при пропускании через нее постоянного электрического тока, который в этом случае называется поляризующим током. После выключения поляризующего тока потенциалы вызванной поляризации (или вызванные потенциалы) плавно убывают во времени.

Вызванная поляризация ионопроводящих сред (песчаники, алевролиты) возрастает с увеличением дисперсности среды и падает с увеличением проницаемости. Это свойство ионопроводящих сред позволяет использовать метод ВП для расчленения разреза, а в благоприятных условиях — для количественной оценки проницаемости. Кроме того, метод ВП позволяет выделить в разрезе породы, обогащенные минералами с электронной проводимостью (сульфиты, графит, каменные угли и т. д.).

Область применения метода: детальное расчленение пород в разрезе и выделение реперов для корреляции; выделение коллекторов и определение их проницаемости; выделение в разрезе каменных углей и рудных тел.

РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ

Радиоактивные методы исследования скважин основываются на измерении в скважинах естественного или искусственно вызванного радиоактивного излучения горных пород.

В зависимости от вида изучаемого излучения и от способа его создания радиоактивные методы делятся на группы гамма- и нейтронных методов. В первую группу входят гамма-метод, метод изотопов и рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма метод). Во вторую группу — нейтронный гамма-метод, нейтрон-нейтронные методы и метод наведенной активности. При изучении геологических разрезов нефтяных и газовых скважин наибольшее распространение получили гамма-метод и нейтронный гамма-метод. Благодаря высокой проникающей способности гамма-квантов и нейтронов радиоактивные методы могут применяться как в обсаженных, так и в необсаженных колоннами скважинах, в сухих скважинах и в скважинах, заполненных нефтью.

Для выполнения скважинных исследований в настоящее время промышленностью серийно выпускается следующая радиометрическая аппаратура.

1. Двухканальные скважинные радиометры типа ДРСТ-1 и ДРСТ-2, позволяющие выполнять в глубоких нефтяных и газовых скважинах одновременную запись кривых гамма- и нейтронного гамма-метода, а также кривых нейтронных и других радиоактивных методов; внешний диаметр скважинного прибора ДРСТ-1 равен 89 мм, а ДРСТ-2 65 мм; максимальная температура окружающей среды 120° С.

2. Радиометр сцинтилляционный типа РСКМ для исследования скважин малого диаметра гамма- и нейтронными методами; диаметр снаряда 48 мм, максимальная температура окружающей среды 50° С.

3. Радиометр сцинтилляционный двухканальный типа ДРСА с прижимным экранирующим устройством для одновременной записи кривых гамма-метода и нейтронного гамма-метода в скважинах малого диаметра; позволяет выполнять исследования нейтронными методами и методом рассеянного гамма-излучения; диаметр снаряда 48 мм, максимальная температура среды 50° С.

4. Трехканальный радиометр типа РГП для исследования скважин по методу рассеянного гамма-излучения.

5. Импульсный генератор нейтронов типа ИГН-4 для исследования скважин импульсным нейтронным методом.

Гамма-метод (ГМ). Горные породы, слагающие земную кору, содержат различные радиоактивные элементы (уран, торий, продукты их распада, радиоактивный изотоп калия, актиноуран, рубидий, самарий и др.). Количество радиоактивных элементов в горной породе зависит от физико-химических условий ее формирования. Из осадочных горных пород высокой радиоактивностью обладают глины, низкой — гидрохимические осадки (за исключением калийных солей) и каменные угли (рис. II.8).

Так как многие глины обладают повышенной радиоактивностью, то естественная радиоактивность осадочных горных пород пропорциональна содержанию в них более активной глинистой фракции. Это позволяет расчленять разрез по степени заглинизированности пород.

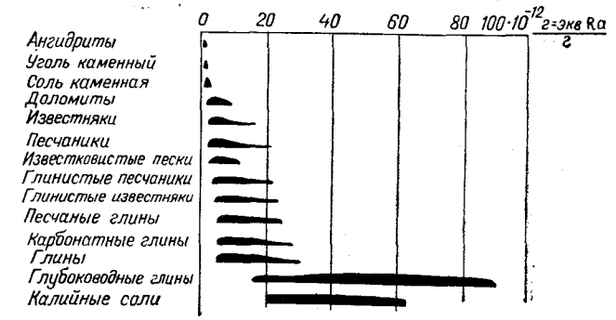


Рис. II.8. Содержание радиоактивных элементов в осадочных горных породах (по В. Расселу, 1941).

Гамма-метод основан на изучении естественного гамма-излучения горных пород. Для измерения естественной радиоактивности в скважину спускают прибор (рис. II.9, *а*), содержащий разрядный счетчик гамма-квантов *1* или люминесцентный счетчик.

Разрядный счетчик питается от генератора высокого напряжения или сухой батареи высокого напряжения *2*. Электрические импульсы, созданные в счетчике при прохождении через него гамма-квантов, усиливаются и формируются радиотехническим приспособлением *3* в скважинном снаряде и по кабелю передаются на поверхность, где интегрируются и поступают в измерительный прибор *5*. Показания измерительного прибора пропорциональны интенсивности естественного гамма-излучения. На диаграмме гамма-метода записываются изменения интенсивности естественной радиоактивности горных пород в условных единицах — импульсах в минуту или, при градуировке прибора, в микрорентгенах в час.

Область применения метода: выделение в разрезе горных пород, обогащенных глинистым материалом; определение глинистости пород; выявление и изучение промышленных скоплений радиоактивных минералов и калиевых солей.

Метод рассеянного гамма-излучения или гамма-гамма метод (ГГМ). По схеме гамма-гамма метода в скважинный снаряд на некотором удалении от индикатора гамма-излучения (счетчика) помещают радиоактивный источник гамма-излучения, в качестве которого обычно используется радиоактивный изотоп Co^{60}. От прямого гамма-излучения источника индикатор экранирован свинцово-железным фильтром так, что на него попадает преимущественно рассеянное горной породой излучение.

При использовании изотопа Co^{60} в качестве источника гамма-лучей интенсивность рассеянного гамма-излучения обратно пропорциональна плотности исследуемых пород.

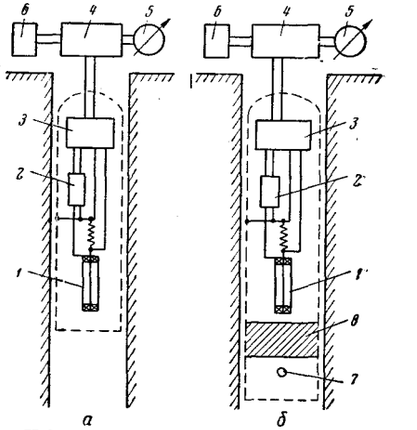


Рис. II.9. Принципиальная схема измерений гамма-метода (*а*) и нейтронного гамма-метода (*б*).
1 — разрядный счетчик; *2* — батарея или генератор высокого напряжения; *3* — измерительный блок скважинного снаряда; *4* — измерительный блок на поверхности; *5* — регистрирующий прибор; *6* — блок питания всей установки; *7* — источник нейтронов; *8* — фильтр.

Область применения: расчленение разреза скважин по плотности пород; оценка коэффициента пористости; выделение угольных пластов, рудных тел и скоплений тяжелых элементов.

Нейтронный гамма-метод (НГМ). При нейтронном гамма-методе в скважине изучают интенсивность радиационного (вторичного) гамма-излучения, создаваемого при облучении горных пород нейтронами.

Для этого в скважинный снаряд на некотором удалении от счетчика гамма-излучения помещают источник нейтронов.

(радиоактивный элемент — полоний в смеси с солью бериллия). Нейтроны в момент вылета из источника характеризуются энергетическим спектром с максимумами в области 3,0 и 5,0 Мэв (быстрые нейтроны). В результате взаимодействия (столкновения) с ядрами элементов, слагающих породу, энергия их снижается до энергии теплового движения молекул (порядка 0,025 эв). Такие нейтроны называют тепловыми; нейтроны с энергией выше 0,025 эв и менее 0,5 Мэв — надтепловыми. Вторичное гамма-излучение возникает при захвате тепловых нейтронов ядрами элементов, входящих в состав горных пород. Например, в условиях скважины среди большого числа ядерных реакций можно назвать ядерную реакцию захвата медленного нейтрона n_0^1 ядром водорода H_1^1

$$H_1^1 + n_0^1 \rightarrow H_1^2 + \gamma, \qquad (II.2)$$

при которой образуется изотоп водорода с массовым числом на единицу большим и излучается гамма-квант.

Из всех породообразующих элементов аномально высоким замедлителем нейтронов является водород, масса ядра которого равна массе нейтрона. Основную роль при захвате нейтронов играет поглощение тепловых нейтронов ядрами слагающих горную породу элементов; для большинства породообразующих элементов вероятностью захвата нейтронов с энергией выше 1 эв можно пренебречь. Это означает, что пространственное распределение тепловых нейтронов и интенсивность вторичного гамма-излучения в горных породах должны определяться главным образом их водородосодержанием.

Аномально активными поглотителями тепловых нейтронов в осадочных породах являются хлор и бор. Увеличение содержания этих элементов в породе также влияет на показания метода.

Зависимость интенсивности процессов замедления и поглощения нейтронов от нейтронных свойств ядер элементов, составляющих горную породу, позволяет с помощью нейтронного гамма-метода дифференцировать разрез по его нейтронным свойствам (содержание водорода, хлора, бора и т. д.).

Интенсивность вторичного гамма-излучения измеряется с помощью специального скважинного снаряда (нейтронного зонда), состоящего из источника нейтронов *7* (см. рис. II.9, *б*) и индикатора гамма-излучения (счетчика) *1*, установленных друг от друга на расстоянии $L_н$, называемом размером зонда. Фильр *8* защищает индикатор от прямого гамма-излучения источника нейтронов.

В первом приближении интенсивность вторичного гамма-излучения при исследовании разрезов осадочных горных пород с зондами большого размера ($L_н > 30$ см) обратно пропорциональна содержанию в породе наиболее интенсивного замедлителя — водорода. Поэтому на диаграммах нейтронного гамма-метода породы-коллекторы, содержащие большее количество водорода в единице объема, выделяются низкими аномалиями, а плотные, низкопористые породы — высокими.

Высокие аномалии могут наблюдаться против газоносных коллекторов в связи с низким объемным содержанием водорода в газе. Проникновение бурового раствора в газоносный коллектор уменьшает этот эффект.

В районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 150 г/л) имеется опыт определения положения водонефтяных контактов по данным нейтронного гамма-метода. При этом водонасыщенные пласты, содержащие по сравнению с нефтенасыщенными в единице объема большее количество хлора, выделяются на кривых НГМ более высокими аномалиями вторичного гамма-излучения. Для этих исследований специально разработана малогабаритная радиометрическая аппаратура, позволяющая определять водонефтяной контакт в действующих нефтяных скважинах.

Область применения метода: расчленение разрезов горных пород по содержанию водорода и хлора; выделение коллекторов и оценка их пористости; выделение нефтеносных, газоносных и водоносных пород; выявление некоторых полезных ископаемых (бор, марганец, кадмий и др.).

Нейтронные методы (НМ). При нейтронных методах исследования скважин измеряют плотность медленных (тепловых или надтепловых) нейтронов в скважине. В соответствии с этим различают две модификации исследований: метод плотности тепловых нейтронов и метод плотности надтепловых нейтронов.

В отличие от схемы, применяемой при нейтронном гамма-методе, вместо индикатора гамма-квантов в скважинном снаряде для нейтронного метода устанавливается индикатор медленных нейтронов (бор-фторовый счетчик или люминесцентный счетчик). Медленные (тепловые) нейтроны, проходя через счетчик, заполненный трехфтористым *бором* (*газом*), взаимодействуют с ядрами бора, который имеет высокое сечение захвата. В результате этого взаимодействия возникает альфа-частица, обладающая способностью ионизировать заполняющий счетчик газ, создавая в цепи импульс тока.

В нейтронном методе по надтепловым нейтронам изучается плотность надтепловых нейтронов в скважине. С этой целью индикатор тепловых нейтронов в скважинном снаряде окружают тонким (около 5 мм) слоем кадмия и слоем парафина. Кадмий является аномальным поглотителем медленных нейтронов и экранирует от них индикатор. Парафин замедляет энергию прошедших через кадмий надтепловых нейтронов до энергий тепловых нейтронов.

Интенсивность замедления нейтронов в окружающей среде и характер распределения поля медленных нейтронов зависит от содержания в породе легких элементов, главным образом водорода.

Область применения нейтронных методов совпадает с нейтронным гамма-методом, но зависимость показаний от водородосодержания горных пород более однозначна, так как на результаты не влияет естественное гамма-излучение пород, гамма-излучения источника нейтронов; а также излучения любых радиоактивных изотопов. Показания в нейтронном методе по надтепловым нейтронам, кроме того, практически не зависят от содержания хлора в породе.

Недостатком нейтронных методов является значительно большая, чем в нейтронном гамма-методе, чувствительность к изменению условий в скважине (изменение толщины глинистой корки, песчаных сальников, диаметра скважины и т. п.).

В промышленности находит применение импульсный нейтронный метод по тепловым нейтронам, главным образом для определения водонефтяного контакта в эксплуатирующихся скважинах. В этом методе в качестве источника нейтронов используется импульсный генератор нейтронов, эмиссирующий моноэнергетический поток быстрых нейтронов.

Метод изотопов. В методе изотопов измеряют интенсивность гамма-излучения, созданного в скважине после обработки ее жидкостью, активированной радиоактивным изотопом. Выбор радиоактивного изотопа обусловливается целями и продолжительностью исследований. Например, применяются изотопы Fe^{59} (период полураспада $T_{1/2} = 47$ дней), Zr^{95} ($T_{1/2} = 63{,}5$ дня) и I^{131} ($T_{1/2} = 3$ дня).

Имеется опыт применения изотопов для изучения технического состояния скважин (определение высоты подъема цемента, мест повреждений обсадных колонн, зон затрубной циркуляции и т. д.), контроля гидроразрыва пластов, для уточнения глубин перфорации, а также выделения в разрезе скважин проницаемых (поглощающих) интервалов и расчленения коллекторов по водонефтеносности.

Метод наведенной активности. При облучении нейтронами в горных породах в результате ядерных реакций возникают различные радиоактивные изотопы. Метод наведенной радиоактивности основан на изучении изменения гамма-излучения этих изотопов во времени.

Количество образовавшихся радиоактивных изотопов и их состав зависят от химического состава облучаемых пород. Различия в интенсивности и периодах полураспада изотопов делают возможным определение содержания в породах химических элементов с аномальными ядерными свойствами. В рудной геологии метод находит применение при поисках бокситов, флюоритов, медных руд и других полезных ископаемых. В нефтяной геологии имеется опыт использования метода для определения водонефтяного контакта по изучению периода полураспада изотопа Na_{11}^{24} и изотопа N_7^{16}, образующегося при захвате нейтрона ядром кислорода. Последняя модификация перспективна при определении водонефтяного контакта в условиях низкой минерализации пластовых вод.

Ядерно-магнитный метод. Метод основан на изучении взаимодействия ядер элементов горных пород с искусственно создаваемым в скважине магнитным полем. После выключения магнитного поля в породах в течение некоторого времени наблюдают наведенное, затухающее магнитное поле.

Показания ядерно-магнитного метода зависят от содержания в породе несвязанной жидкости (воды или нефти) и характера смачиваемости, что позволяет его использовать для выделения в разрезе пород с эффективной пористостью.

АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

В акустическом методе в скважине измеряют время (скорость) распространения и интенсивность затухания упругих волн в горных породах.

Скорость распространения упругих волн зависит от пористости, сцементированности породы, характера насыщающей жидкости, состава минерального скелета, а также пластовых давлений и температуры.

Наибольшие значения скоростей наблюдаются в ангидритах и гипсах (4500—6500 м/с), в кристаллических породах (4500—6500 м/с) и в каменной соли (4500—5500 м/с). Низкими скоростями характеризуются углеводородные газы (430 м/с для метана), нефть (1300—1400 м/с), вода и буровой раствор (1500—1700 м/с). В глинах, песчаниках и известняках — промежуточные значения скорости упругих волн.

В коллекторах скорость упругих волн возрастает с увеличением их цементации

и падает с увеличением коэффициента пористости. Интенсивность затухания продольных волн увеличивается при наличии в породе трещин.

В акустическом методе чаще всего используют трехэлементный зонд, состоящий из магнитострикционного излучателя и двух удаленных от него на разное расстояние приемников (чаще пьезоэлектрических датчиков). При помощи электронной аппаратуры определяется разница времен первых вступлений упругой волны на двух приемниках. Это время обратно пропорционально скорости упругих волн. По анализу волновой картины судят о поглощающей упругие колебания способности породы.

Отечественная промышленность выпускает лабораторию типа ЛАК-2М и комплексный прибор типа СПАК-2 для исследований скважин акустическим методом.

Область применения метода: литологическое расчленение разрезов скважин, определение пористости пород, детальное изучение интервальных скоростей упругих волн для повышения точности интерпретации данных сейсморазведки.

ГАЗОМЕТРИЯ СКВАЖИН (ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ)

При вскрытии продуктивных (газоносных или нефтяных) пластов содержащиеся в порах разрушаемой породы углеводороды переходят в глинистый раствор, который выносит их на поверхность. Метод газометрии сводится к извлечению газообразных углеводородов из глинистого раствора (дегазация), определению содержания и химического состава углеводородных газов и определению глубины, к которой следует отнести результаты анализа.

Извлечение газа из раствора осуществляется с помощью дегазатора, за счет понижения давления и механического разбрызгивания.

При газометрии скважин производится непрерывное определение суммарного содержания углеводородных газов, определение полного содержания газа в глубокодегазированных отдельных пробах глинистого раствора и покомпонентный анализ проб газовоздушной смеси. Первые два анализа выполняются с помощью термохимического газоанализатора, последний — с помощью хроматографа.

Результаты газометрии представляют в виде кривых изменения по разрезу скважин суммарного содержания углеводородных газов, содержания тяжелых углеводородных газов, а также хроматограмм.

При газометрии скважин ведут непрерывное наблюдение за изменением положения забоя, чтобы учесть отставание изучаемой порции раствора от истинной глубины и произвести корректирование глубин. С этой целью определяют механическую скорость бурения — проходку скважины в единицу времени.

Пробы глинистого раствора и шлама периодически подвергаются **люминесцентному анализу. В основе люминесцентного** анализа лежит способность битумов светиться (люминесцировать) в ультрафиолетовом свете. В качестве источника ультрафиолетового света обычно служит кварцевортутная горелка, закрытая темным фильтром. При наличии в пробе легкой нефти наблюдается фиолетовое, синее или голубое свечение; в случае тяжелой нефти свечение становится оранжевым, красным и коричневым.

Добавка к глинистому раствору нефти в процессе бурения делает невозможной полноценную интерпретацию результатов газометрии скважин и люминесцентного анализа.

Для проведения газометрии выпускается автоматическая станция типа АГКС-65, в которой производится автоматическая запись показаний и введение поправки на отставание пробы бурового раствора от проходки.

Область применения метода: выделение газоносных, нефтеносных и битуминозных пластов в разрезе скважин.

ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

При термических исследованиях в скважине измеряют температуру, величина которой обусловлена естественным тепловым полем Земли, наличием бурового раствора, цемента, физико-химическими процессами в скважине и тепловыми свойствами горных пород. Измерение температуры производится непрерывно с помощью высокочувствительных электрических термометров. Современные электрические термометры типа ЭТМК-55, ТЭГ-2, ТЭГ-36 допускают скорость измерения до 1000—2000 м/ч в диапазоне от 0 до 200° С.

В методе естественного теплового поля изучается распределение температур, созданных тепловым полем Земли. При изучении измеряется величина геотермического градиента, определяющего интенсивность изменения температуры с глубиной (табл. II.3). Величина геотермического градиента зависит от плотности естественного теплового потока и удельного теплового сопротивления пород. Дифференциация горных пород по удельному тепловому сопротивлению позволяет расчленять разрез по тепловым свойствам. Например, глины обладают высоким тепловым сопро-

Таблица II.3

Средние глубинные температуры и геотермические градиенты для некоторых районов СССР

(по Дьяконову, 1958)

Территориальный или геологический район	Геологический возраст. Преобладающие породы	Температура на глубине, °С			Геотермический градиент, в °С на 100 м до глубины			Максимальная глубина, м	Примечание
		500 м	1000 м	максимальной глубине	500 м	1000 м	максимальной глубины		
Кольский п-ов	Докембрий. Магматические и метаморфические	5,6	—	—	0,66	—	—	450	Монче-Тундра
Кривой Рог	Докембрий. Кристаллические сланцы, роговики, джеспилиты	15,3	18,6	21,3	0,77	0,70	0,68	1420	Скв. 120 и 4430
Камское Приуралье	Палеозой. Карбонатные	12,7	17,5	48,0	0,95	0,94	1,69	2650	Верхне-Чусовские Городки, Северокамск, Краснокамск, Глазов, Голюшурма
Западная Башкирия	Палеозой. Карбонатные	11,3	16,2	36,0	0,91	0,96	1,81	1793	Ишимбай, Туймазы
Бугурусланский район	То же	16,5	22,0	48,2	1,00	1,12	1,82	2140	Бугуруслан, Байтуган
Куйбышевское Поволжье	Палеозой, мезозой. Терригенные и карбонатные	19,0	25,0	35,7	1,46	1,30	1,38	1700	Сызрань, Зольный Овраг, Ставрополь, Охотничья
Ухтинский район	Палеозой. Терригенные и карбонатные	12,3	18,6	59,0	1,79	1,43	2,21	2503	Нижняя Омра, Седь-Иоль, Кырта-Иоль
Восточная Сибирь	Палеозой, мезозой. Терригенные и карбонатные	15,5	23,2	48,2	1,48	1,50	1,48	2743	Усть-Кутский р-н Абанский, Рыбинская, Жигаловская, Осинская
Восточная Сибирь	Палеоген, неоген. Терригенные	26,7	52,8	52,8	3,42	4,39	4,39	1000	Тункинская
Центральные р-ны Европейской части СССР	Палеозой, мезозой. Терригенные и карбонатные	15,6	25,3	37,0	1,39	1,68	1,72	1720	Москва, Вологда, Непейцино, Ряжск
Саратовское Поволжье	То же	20,1	28,7	61,0	1,73	1,70	1,83	2700	Елшанка, Горючка
Волгоградское Поволжье	То же	—	29,0	54,6	—	2,10	2,45	2000	Арчеда

Продолжение табл. II.3

Территориальный или геологический район	Геологический возраст. Преобладающие породы	Температура на глубине, °С			Геотермический градиент, в °С на 100 м до глубины			Максимальная глубина, м	Примечание
		500 м	1000 м	максимальной глубине	500 м	1000 м	максимальной глубины		
Грузия	Мел, палеоген, неоген. Терригенные и карбонатные	26,3	37,6	106,0	1,93	2,12	2,49	3265	Район западной и восточной Грузии
Днепровско-Донецкая впадина	Палеозой, мезозой, кайнозой.	23,5	35,6	77,5	2,20	2,27	2,98	2190	Харьков, Ромны, Черниговская, М. Сорочинская, Радченковская, Сагайдагская, Шебелинская
Усть-Енисейский район	Мезозой, кайнозой. Песчано-глинистые . . .	4,4	16,9	45,0	1,83	2,50	3,14	1808	Зона многолетней мерзлоты до глубины 150—425 м
Нордвик	То же	1,4*	—	—	2,22	—	—	450	Зона многолетней мерзлоты более 450 м
Сахалин	Палеоген, неоген. Песчано-глинистые	18,4	30,0	64,2	2,83	2,71	2,98	1825	Восточное и Западное Эхаби, Сабовская; Гиляко-Абунанская и Армуданская
Западное Предкавказье	То же	29,6	44,0	106,0	2,61	2,72	3,31	2700	Краснодарский край
Западная часть Украины	То же	21,8	36,0	64,2	2,52	2,73	2,31	2530	Битков, Судовая Вишня
Юго-Западная Туркмения	Палеоген, неоген, Песчано-глинистые	39,8	52,1	82,2	3,62	2,97	2,13	2585	Небит-Даг, Кум-Даг
Донбасс	Карбон. Аргиллиты, алевролиты, песчаники, известняки и угли	24,0	38,8	52,6	3,04	3,09	3,08	1450	—
Астраханское Поволжье	Мезозой, кайнозой	30,3	45,3	78,3	3,38	3,16	3,03	2130	
Западная Сибирь	Палеозой, мезозой, кайнозой .	20,5	36,7	64,4	3,39	3,27	3,64	1900	Кузнецовская, Ханты-Мансийский национальный округ, Тюменская область, Тарский район

Продолжение табл. II.3

Территориальный или геологический район	Геологический возраст. Преобладающие породы	Температура на глубине, °С			Геотермический градиент, в °С на 100 м до глубины			Максимальная глубина, м	Примечание
		500 м	1000 м	максимальной глубине	500 м	1000 м	максимальной глубины		
Степной Крым	Палеоген, неоген	33,2	50,0	70,4	3,20	3,29	3,63	1480	Джанкой (скв. 1-Р)
Фергана	Палеозой и верхний мел	36,6	—	38,8	3,23	—	2,96	610	Шор-Су
Районы Эмбы	Мезозой. Песчано-глинистые . . .	27,3	43,6	—	4,21	3,44	—	976	Косчагыл, Кюльсары, Доссор, Байчунас, Сагиз, Искине
Апшеронский п-ов	Палеоген, неоген	34,3	49,5	90,5	3,86	3,42	3,05	2500	—
Восточное Предкавказье	Мел, третичные .	39,0	58,5	150,7	4,81	4,37	4,24	3050	Терско-Дагестанские р-ны

* Значения температур получены путем экстраполяции и интерполяции имеющихся данных.

тивлением, а карбонатные породы, гидрохимические осадки — пониженным.

Исследование естественного теплового поля в верхних слоях земной коры позволяет в благоприятных случаях давать прогнозы о глубинном строении района исследования и прилегающих к нему площадей [5].

Локальные тепловые поля возникают в скважине при растворении вскрытых галогенных осадков, окислении угольных пластов или сульфидных залежей, при расширении газа, выделяющегося из газоносного или нефтеносного горизонта. В комплексе с другими геофизическими методами исследования скважин интерпретация термограмм в месте расположения локальных тепловых полей может дать дополнительный поисковый признак полезного ископаемого.

Для детального изучения тепловых свойств разреза и регистрации небольших искусственных тепловых аномалий начали применять градиент-термометр, представляющий собой два высокочувствительных электрических термометра, установленных в одном корпусе на расстоянии 2—3 м. С помощью градиент-термометра измеряется разность температур в двух точках разреза, что позволяет резко увеличить чувствительность прибора к изменению температуры. В некоторых случаях удается зарегистрировать изменения температуры порядка 0,01—0,001° С, вызванные утечками газа, притоком воды через резьбовое соединение в колонне, затрубной циркуляцией вод, поглощением бурового раствора и т. п.

Диаграммы градиент-термометра, зарегистрированные в условиях установившегося теплового режима, имеют хорошую дифференциацию и могут служить для изучения разреза по тепловому сопротивлению.

Термометрия скважин широко применяется в промышленности для определения высоты подъема цемента за колонной (отбивки цементного кольца). В этом случае используется тепло экзотермической реакции схватывания цемента.

Область применения метода: определение геотермического градиента; изучение глубинного строения района исследований; выделение в разрезе полезных ископаемых, создающих локальные тепловые поля (соль, газ, нефть, уголь, сульфиды), определение высоты подъема цемента за колонной, утечек газа, притоков вод.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ

Обычно геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин сводится к литологическому рас-

Таблица II.4

Геофизическая характеристика наиболее распространенных горных пород и полезных ископаемых по данным геофизических исследований скважин

Порода	Кажущееся (удельное) сопротивление	Собственные потенциалы (СП)	Вызванные потенциалы (ВП)	Кажущееся сопротивление по данным микрозонда	Интенсивность естественного гамма-излучения	Интенсивность нейтронного гамма-излучения при $L_н > 30$ см	Диаметр скважины
Пески	От 0,2 до 10 000 Ом·м в зависимости от минерализации насыщающих вод, их содержания и температуры. Нижний предел характерен для песков, насыщенных высокоминерализованными водами; верхний — для пресноводных песков с пониженной влажностью. Высокие (до 5000 Ом·м) для нефтеносных и газоносных песков	Отрицательные при насыщении водами более минерализованными, чем буровой раствор; положительные в пресноводных	Низкие и средние. Возрастают с увеличением содержания тонкодисперсной фракции и с уменьшением водосодержания; уменьшаются с увеличением проницаемости	Невысокое, всего в 3—5 раз превосходящее удельное сопротивление раствора; показания микропотенциал-зонда превышают показания микроградиент-зонда (положительные приращения)	Низкая. Возрастает с увеличением содержания в песках глинистой фракции. Глауконитовые монацитовые и полимиктовые пески имеют повышенную радиоактивность	Низкая и средняя в водоносных и нефтеносных песках; высокая в газоносных песках и в песках с пониженной влажностью	Несколько меньше диаметра долота
Песчаники	От 0,5 до 10 000 Ом·м в зависимости от минерализации насыщающих вод, их содержания и температуры. Нижний предел характерен для песчаников, насыщенных высокоминерализованными водами; верхний для нефтеносных и пресноводных песчаников с пониженной влажностью. Сопротивление возрастает с уменьшением пористости и увеличением цементации	Обычно отрицательные и зависят от содержания в песчаниках глинистой фракции. Глинистые песчаники имеют более высокий потенциал	Средние и высокие. Возрастают с увеличением содержания тонкодисперсной фракции и уменьшением водосодержания, уменьшаются с увеличением проницаемости	Невысокое, в 3—5 раз превосходящее удельное сопротивление бурового раствора в хорошо пористых и проницаемых разностях. Высокое в плотных сильно сцементированных, слабо пористых песчаниках	Низкая и средняя. Возрастает с увеличением содержания глинистой фракции	Средняя и высокая. Возрастает с уменьшением пористости песчаников, с увеличением цементации. Высокая наблюдается в очень плотных разностях, рыхлых газоносных песчаниках, в песчаниках с пониженной влажностью и в песчаниках с высокоминерализованной пластовой водой	То же
Глины* и глинистые сланцы	От 1 до 15 Ом·м (реже до 20—30 Ом·м). Возрастает с глубиной по мере уплотнения глин; высокое сопротивление имеют пористые пресноводные глины	Положительные	Весьма низкие в глинах без примесей песка; низкие и средние в песчанистых глинах	Близкое к сопротивлению бурового раствора	Высокая	Низкая. С увеличением диаметра каверны интенсивность падает	Обычно наблюдается увеличение диаметра скважин по сравнению с диаметром долота

* Алевролиты имеют промежуточную характеристику между показаниями различных методов в глинах и песчаниках.

Продолжение табл. II.4

Порода	Кажущееся (удельное) сопротивление	Собственные потенциалы (СП)	Вызванные потенциалы (ВП)	Кажущееся сопротивление по данным микрозонда	Интенсивность естественного гамма-излучения	Интенсивность нейтронного гамма-излучения при $L_н > 30$ см	Диаметр скважины
Карбонатные породы (известняки, доломиты, мел)	От 2 до 10 000 Ом·м в зависимости от минерализации насыщающих вод, величины и типа пористости. Нижний предел характерен для высокопористых разностей, насыщенных высокоминерализованными водами, верхний — для плотных	Отрицательные в плотных разностях при отсутствии глинистого материала и в пористых породах; положительные в глинистых породах	Средние и высокие	Невысокое в пористых разностях (положительное приращение) и высокое в плотных, а также глинистых породах	Низкая. Возрастает в глинистых разностях пропорционально увеличению глинистого материала	Средняя и высокая в зависимости от водосодержания (пористости) породы. Высокая интенсивность наблюдается в плотных породах, низкая — в пористых	Несколько меньше диаметра долота в пористых и проницаемых разностях и равен диаметру долота против плотных и глинистых пород
Мергели	От 5 до 1000 Ом·м в зависимости от пористости и известковистости. Нижний предел характерен для более рыхлых, сильно глинистых разностей; верхний — для плотных, сильно известковистых	Положительные. Слегка отрицательные при очень высоком содержании карбонатного материала	Низкие и средние	Аналогично глинистым известнякам	Повышенная, возрастает с увеличением содержания глинистого материала	Средняя	Равен диаметру долота
Гидрохимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль)	От 1000 Ом·м и выше	Неопределенные; в сильно глинистых разностях положительные	Весьма низкие	В гипсах и ангидритах высокое; в каменной соли низкое за счет каверн	Низкая (за исключением калийных солей)	Очень высокая в ангидритах; очень низкая в гипсах. В каменной соли в зависимости от диаметра каверн (с увеличением диаметра падает)	В гипсах и ангидритах равен диаметру долота. В каменной соли увеличен
Изверженные породы	Очень высокое. Сильно трещиноватые, выветрелые породы, а также зоны интенсивного оруденения имеют более низкое сопротивление	Неопределенные. Отрицательные против трещиноватых, сильно выветрелых пород; положительные против зон интенсивного оруденения	Высокие	Высокое в плотных разностях, более низкое в выветрелых	Средняя и высокая	Высокая. В трещиноватых, сильно выветрелых разностях снижается	Равен диаметру долота
Нефть (при естественном залегании в коллекторах)	Высокое, среднее и реже низкое. Низкое при частом чередовании продуктивных пластов и глин	Отрицательные в песчаных, песчанистых и карбонатных коллекторах. Нефтеносные глинистые коллекторы имеют более высокий потенциал, чем водоносные	Так же, как пески, песчаники и карбонатные породы. Нефтеносные коллекторы имеют более высокий потенциал, чем водоносные	Так же, как пески, песчаники и пористые карбонатные породы	Низкая	Низкая и средняя	Меньше диаметра долота в гранулярных коллекторах

Продолжение табл. II.4

Порода	Кажущееся (удельное) сопротивление	Собственные потенциалы (СП)	Вызванные потенциалы (ВП)	Кажущееся сопротивление по данным микрозонда	Интенсивность естественного гамма-излучения	Интенсивность нейтронного гамма-излучения при $L_н > 30$ см	Диаметр скважины
Горючие газы (при естественном залегании в коллекторах)	Высокое и среднее. Обычно сопротивление газоносных коллекторов выше, чем нефтеносных	Так же, как нефть	Так же, как нефть	Так же, как нефть	Низкая	Высокая	Меньше диаметра долота в гранулярных коллекторах
Ископаемые угли	От 0,001 до 10 000 Ом·м. Наименьшее сопротивление наблюдается в антрацитах, наибольшее — в каменных углях. Бурые угли имеют сопротивление, исчисляемое десятками Ом·м	Положительные в антрацитах; в бурых углях часто отрицательные; в каменных углях неопределенные	Очень высокие, высокие и средние. Наиболее значительные потенциалы наблюдаются в антрацитах; наименьшие — в бурых углях	Не установлено	Низкая. За исключением глинистых углей и углистых сланцев, где радиоактивность возрастает	Низкая и средняя	Несколько больше или равен диаметру долота
Металлические ископаемые	Низкое, особенно при значительном оруденении	Положительные, на больших глубинах могут быть отрицательными	Очень высокие и высокие (особенно в сульфидных рудах)	Не установлено	Различная у различных ископаемых руд. Особенно высокая в ураноносных и торианосных рудах	Не установлено	Равен диаметру долота

членению и корреляции разрезов скважин, выделению в разрезах имеющихся полезных ископаемых, оценке коллекторских свойств пород и запасов полезных ископаемых. Решение перечисленных задач по данным только одного геофизического метода исследования скважин затруднительно из-за неоднозначности результатов. Поэтому геологическая интерпретация геофизических материалов, как правило, производится комплексно с привлечением нескольких геофизических методов.

В табл. II.4 дана схематическая геофизическая характеристика наиболее распространенных в природе типов горных пород и полезных ископаемых.

На рис. II.10 приведен пример комплексной интерпретации диаграмм основных методов исследования по одному из восточных районов Советского Союза. На приведенных диаграммах в интервалах глубин 1723,6—1728, 1735,8—1740,7 и 1746—1758 м четко выделяются пласты песчаников. Эти пласты характеризуются: на диаграмме СП (кривая *II*) глубокими отрицательными аномалиями; на диаграммах микрозонда (кривые *III*) значительным превышением кажущегося сопротивления, измеренного микропотенциал-зондом (кривая *III*, *б*), над кажущимся сопротивлением, измеренным с микроградиент-зондом (кривая *III*, *а*), т. е. наблюдаются «положительные приращения» кажущегося сопротивления; на кавернограмме (кривая *IV*) — уменьшением диаметра скважины за счет глинистой корки; на диаграмме нейтронного гамма-метода (кривая *V*) — средними значениями показаний; на диаграмме гамма-метода (кривая *VI*) — минимумами интенсивности в связи с небольшой заглинизированностью пластов. Два верхних пласта песчаника и кровля нижнего пласта в интервале 1746—1748,8 м нефтеносны, что отмечается по увеличенному значению кажущегося сопротивления (кривая *I*). Подошва нижнего пласта песчаника (1748,8—1758 м) водоносна.

В интервале глубин 1695,2—1720,8 м залегает пачка глин (аргиллитов), которая характеризуется: низкими значениями КС (кривая *I*), общей положительной аномалией СП (кривая *II*); низкими значениями КС на диаграмме микрозонда (кривая *III*); увеличением диаметра скважины за счет размыва глин (кривая *IV*); минимальными значениями нейтронного гамма-излучения (кривая *V*); и относительно высокими значениями интенсивности естественного гамма-излучения (кривая *VI*). В мощной пачке глин в интервале глубин 1710—1714 м залегает пласт сильно песчанистых глин, размыв против которых значительно меньше, кажущееся сопротивление выше, а потенциал поля собственной поляризации ниже, чем в окружающих этот пласт более чистых глинах. Пласты песчанистых глин и алевритов залегают между песчаными пластами. Эти породы отображаются на диаграммах промежуточными между глинами и песчаниками значениями геофизических параметров.

В интервале глубин 1688—1695,5 и 1721—1723 м располагаются пласты плотных известняков, против которых наблюдаются: высокие значения кажущегося сопротивления (кривые *I* и *III*); положительные аномалии СП (кривая *II*); номинальной диаметр скважины (кривая *IV*); очень высокие значения интенсивности нейтронного гамма-излучения (кривая *V*) и средние показания интенсивности естественного гамма-излучения, указывающие на заглинизированность (особенно нижнего пласта).

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Определение искривления скважин

Отклонение скважины от заданного направления называют искривлением. Искривление ствола скважины на глубине можно определить с помощью двух углов: углом отклонения оси (или образующей) скважины от вертикали в плоскости искривления и дирекционным углом или часто магнитным азимутом горизонтальной проекции оси скважины.

Для измерения искривления применяются приборы, называемые инклинометрами. Наибольшее распространение получили инклинометры с вращающейся немагнитной рамкой, позволяющие производить многократные определения угла отклонения от вертикали и магнитного азимута искривления в заданных точках скважины. Азимут искривления определяется в этих приборах с помощью магнитной буссоли, а угол отклонения от вертикали в плоскости искривления — отвесом. Передача показаний на поверхность осуществляется при помощи омических датчиков. Техниче-

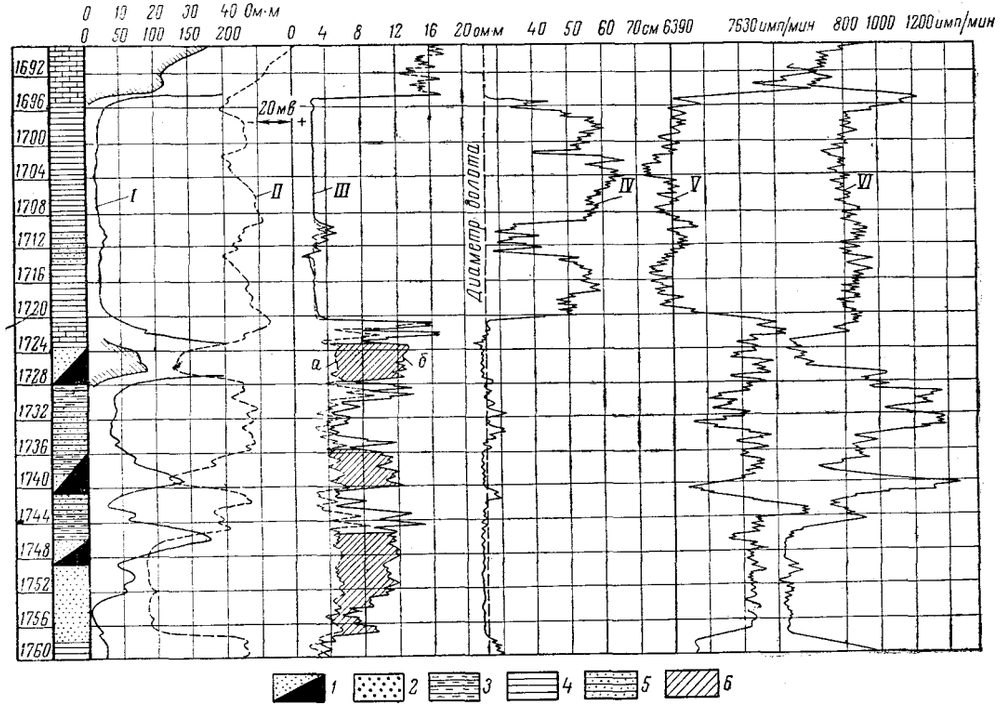


Рис. II.10. Пример комплексной интерпретации диаграммы промыслово-геофизических методов, полученных в скважине одного из нефтяных восточных месторождений.

I — кривая КС, зонд В 7,5А0,75М; *II* — кривая СП; *III* — кривые микрозонда; *III, а* — кривая микроградиент-зонда; *III, б* — кривая микропотенциал-зонда; *IV* — кавернограмма; *V* — кривая НГМ; *VI* — кривая ГМ;

1 — песчаники нефтеносные; *2* — песчаники водоносные; *3* — алевролиты; *4* — глины; *5* — глины песчанистые; *6* — зоны хороших коллекторов («положительные приращения» на кривых микрозонда).

Таблица II.5

Техническая характеристика скважинных инклинометров

Параметры	Инклинометр			
	ИК-2	ИТ-200	И-7	УМИ-25
Измеряемый угол отклонения от вертикали, град	0—50	0—50	0—50	0—50
Наибольшие погрешности:				
в определении угла отклонения, мин	± 30	± 30	± 30	± 30
в определении азимута (при угле отклонения более 3—5°), град	± 4	± 4	± 5	± 5
Время успокоения чувствительных элементов, с	12	12	12	10
Максимальные значения, на которые рассчитан прибор:				
температура, °С	+120	+200	+250	
давление, кгс/см²	650	1200	1200	
Диаметр прибора, мм	55	74	80	25
Длина с удлинителем, мм	1830	1927	2300	3300

Таблица II.6

Техническая характеристика скважинных каверномеров

Параметры	Каверномер			
	СКС-4	КСУ	КМ-I	СКО-II
Диапазон измерений, мм	100—760	70—760	75—350	125—760
Наибольшая абсолютная погрешность, мм	± 15	± 10	± 5	± 15
Максимальные значения, на которые рассчитан прибор:				
температура, °С . . .	80	200	80	120
давление, кгс/см² . . .	500	1000	250	500
Диаметр прибора, мм . . .	80	70	48	80
Длина, мм	1736	1918	1860	1619
Тип кабеля	Трехжильный	Трехжильный	Трехжильный	Одножильный

ская характеристика основных моделей инклинометров приведена в табл. II.5. Определения азимута искривления скважины с указанными приборами возможны только в необсаженных скважинах. Определение азимута искривления в обсаженных скважинах возможно с помощью гироскопических инклинометров, которые из-за своей сложности не получили широкого применения на практике.

По результатам определения угла и азимута искривления в различных точках скважины строят инклинограммы — проекции ствола скважины на горизонтальную и реже на вертикальную плоскости. Инклинограммы используются для определения положения забоя скважины на горизонтальном плане, при построении структурных карт и геологических профилей.

Определение фактического диаметра скважины

При бурении скважин в различных горных породах наблюдается изменение фактического диаметра. В глинах диаметр скважины обычно увеличивается за счет образования каверн, в песках и песчаниках — уменьшается за счет образования глинистой корки. Определение фактического диаметра скважины помогает изучать геологическое строение разреза и способствует уточнению интерпретации результатов электрических, радиоактивных и термических методов исследования скважин. Кроме того, определение фактического диаметра скважины необходимо для изучения профиля скважины перед спуском обсадной колонны, определения необходимого количества цементного раствора и объема гравия при закладке гравийного фильтра.

Определение фактического диаметра скважины производится с помощью специального прибора — каверномера.

В настоящее время распространение получили каверномеры с омическим датчиком (каверномер на сопротивлениях), техническая характеристика которых приведена в табл. II.6.

Каверномер на сопротивлениях (рис. II.11) имеет четыре щупа (рычага) *1*, рас-

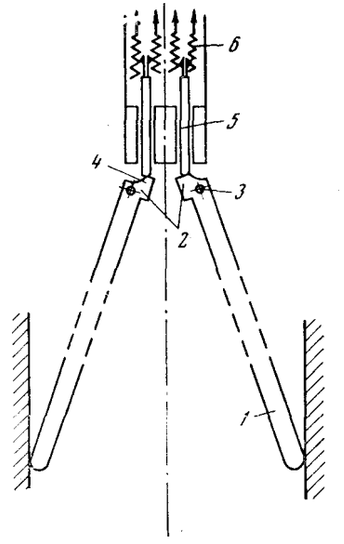


Рис. II.11. Схематический вид каверномера на сопротивлениях.

положенных попарно в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Каждый из рычагов закреплен на оси *3*. Длинное плечо щупа *1* скользит по стенке скважины. По короткому плечу *2* щупа, имеющему фигурную поверхность *4*, скользит шток *5*, системой блоков соединенный с омическим датчиком *6* (реостатом сопротивлений). Изменение положения длинных рычагов щупа в зависимости от диаметра скважины приводит к изменению сопротивления омического датчика. Показания омического датчика градуируются в величинах диаметра скважины.

Определение высоты подъема цементного раствора

Определить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве в скважине можно термометром, методом изотопов и с помощью цементомеров.

Определение с помощью термометра основывается на экзотермической реакции схватывания цемента. Кривые температур регистрируются электрическим термометром по истечении 18—72 ч после закачки цемента в скважину (в зависимости от сорта цемента и конструкции скважины). Верхний уровень цемента отмечается по началу интенсивного повышения температуры раствора. При втором способе в цементный раствор добавляются короткоживущие радиоактивные изотопы. После закачки цемента в скважину с помощью стандартной аппаратуры измеряется интенсивность гамма-излучения. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме резко увеличенным гамма-излучением (рис. II.12). Метод изотопов наиболее эффективен при повторном цементировании скважины, когда количество цемента невелико и термический метод не позволяет получить надежных результатов.

Для определения высоты подъема цемента и одновременного контроля распределения цемента за колонной используются цементомеры типа ЦМТУ-1 и АКЦ-1.

В цементомере ЦМТУ-1 используется принцип гамма-гамма метода, что не требует активации цемента. С помощью трех индикаторов гамма-излучения, расположенных в скважинном снаряде таким образом, что их сечения находятся под углом 120° в плоскости, перпендикулярной оси скважинного прибора, одновременно регистрируются три кривые рассеянного гамма-излучения. При равномерной толщине цементного кольца за колонной эти кривые повторяют друг друга. Расхождения в

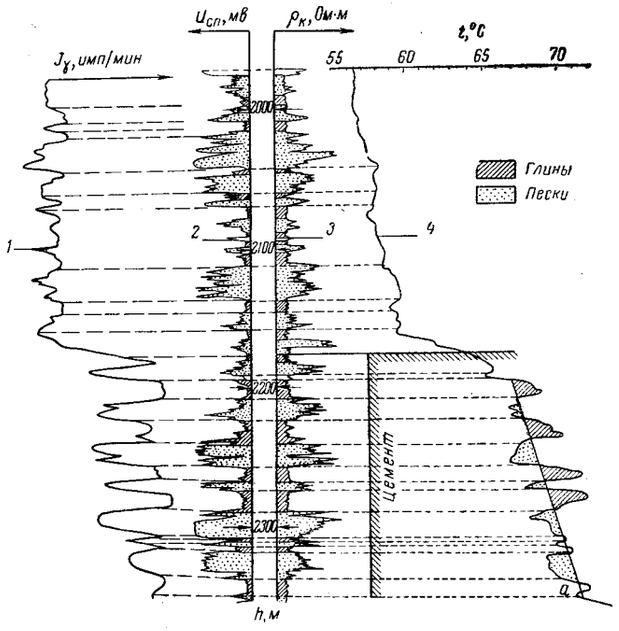


Рис. II.12. Определение местоположения цемента за колонной радиоактивным и термическим методами (по В. Н. Дахнову).

1 — кривая интенсивности гамма-излучения; *2* — кривая собственной поляризации пород (СП); *3* — кривая кажущегося сопротивления; *4* — термограмма.

конфигурации кривых или разные отклонения кривых указывают на недоброкачественное цементирование скважины.

В акустическом цементомере используется принцип различного затухания

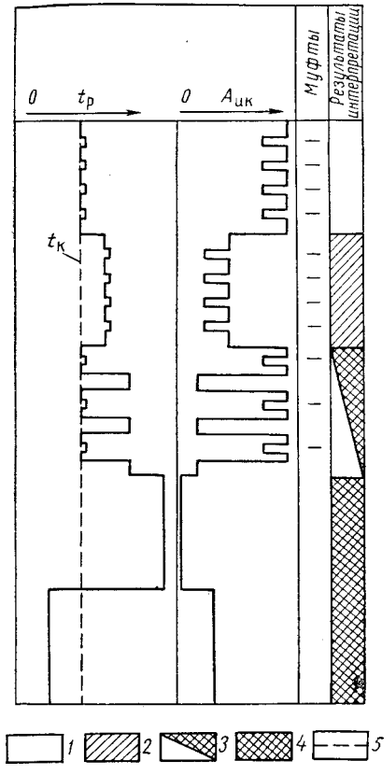


Рис. II.13. Обобщенная схема интерпретации диаграмм акустического цементомера (по П. А. Прямову).

— цемент за колонной отсутствует; *2* — плохое сцепление цементного камня с колонной (односторонняя заливка, эксцентричная колонна, ржавчина на колонне, плохое качество цементного раствора); *3* — частичное сцепление камня с колонной; *4* — хорошее сцепление цементного камня с колонной; *5* — расчетное время пробега упругой волны по колонне.

упругой волны при ее прохождении по свободной и зацементированной колонне. В акустическом цементомере АКЦ-1 могут быть зарегистрированы три кривые: время пробега $t_р$ упругой волны по колонне от источника до приемника упругих волн по первым вступлениям; амплитуда $A_{цк}$ колебаний продольных волн, наблюденных в интервале времени прихода волн по обсадной колонне; амплитуда $A_р$ колебаний продольных волн, наблюденных в интервале времени первых вступлений.

Первые две кривые позволяют установить наличие цемента за колонной и характер сцепления цементного камня с колонной. Третья кривая в совокупности с двумя первыми и другими геофизическими методами исследования скважин в ряде случаев позволяет дать заключение о характере сцепления цементного камня с горными породами. На рис. II.13 приведена обобщенная схема интерпретации кривых $t_р$ и $A_{цк}$.

Определение места притока воды в скважину

Местоположение притоков вод в обсаженной скважине можно установить методом сопротивлений или с помощью электрического термометра.

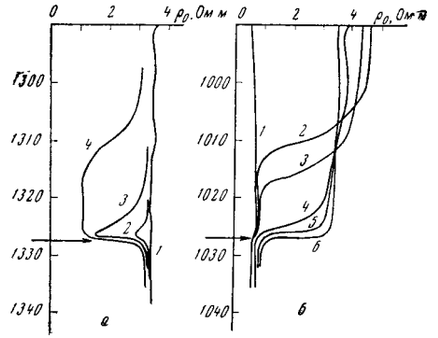


Рис. II.14. Пример определения места притока вод в скважину резистивиметром.

а — по методу понижения уровня жидкости в скважине (метод оттартывания); *б* — по методу задавливания жидкости в пласт (метод продавливания); *1, 2, 3, 4, 5, 6* — порядковые камеры последовательных замеров удельного сопротивления.

Применение метода сопротивлений возможно в том случае, если удельное сопротивление пластовой воды отличается от удельного сопротивления заполняющей скважину жидкости. Для определения удельного сопротивления жидкости в скважине применяют скважинный резистивиметр, представляющий собой обычную трехэлектродную установку (зонд), защищенную металлическим кожухом от влияния окружающей среды. Резистивиметр показывает удельное сопротивление жидкости, заполняющей его внутреннюю полость. Перед измерением скважину тщательно промывают и производят первый, контрольный замер. Затем, понижая уровень жидкости в скважине, вызывают приток. В процессе понижения уровня производят несколько повторных измерений (рис. II. 14, *а*). Участок излома кривой сопроти-

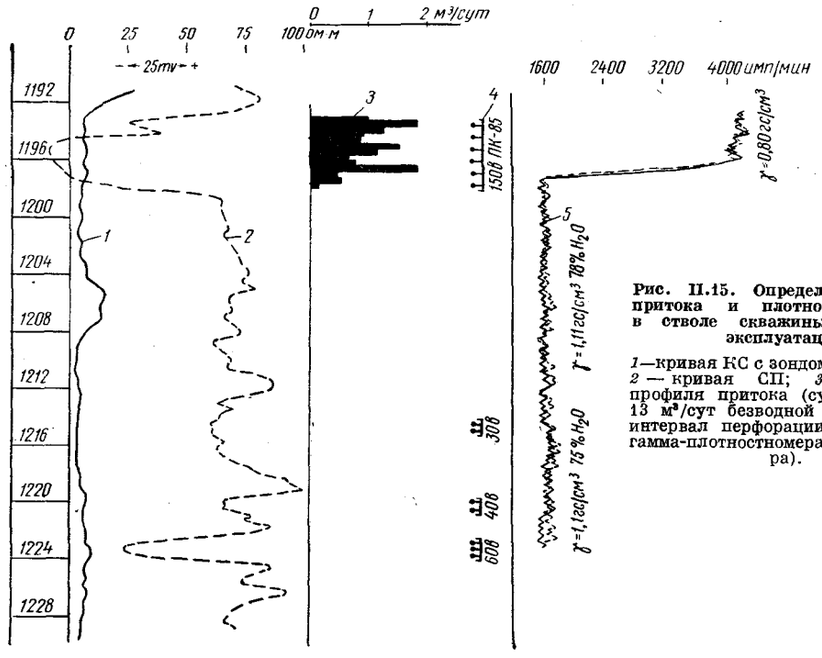


Рис. II.15. Определение профиля притока и плотности жидкости в стволе скважины в процессе эксплуатации.

1—кривая КС с зондом *N* 7,5М0,75А; *2* — кривая СП; *3* — диаграмма профиля притока (суточный дебит 13 м³/сут безводной нефти); *4* — интервал перфорации; *5* — кривые гамма-плотностномера (два замера).

влений указывает на местоположение притока вод. Аналогичным образом можно применить метод задавливания в пласт жидкости иного удельного сопротивления (рис. II.14, *б*).

Определение местоположения притока вод с помощью термометра основано на разности температур вод, поступающих из пласта, и жидкости, заполняющей скважину. При этом с помощью электрического термометра производят несколько повторных измерений температуры.

В последнее время получил распространение способ определения притока жидкости в скважину с помощью расходомеров. В серийно выпускаемом расходомере типа РГД-1М поток жидкости или газа, проходя прибор, приводит во вращение турбинку (вертушку). Число оборотов турбинки пропорционально расходу жидкости или газа. Расходомер снабжен пакерующим устройством, управляемым с поверхности. Внешний диаметр прибора (40 мм) позволяет изучать профили притока в скважинах с 146- и 168-мм эксплуатационными колоннами при наличии в них 63-мм насосно-компрессорных труб. Исследования расходомером позволяют также оценить эффективность перфорации пластов. На рис. II.15 показаны результаты определения профиля притока жидкости в скважину.

Как видно из рис. II.15 жидкость (13 м³/сут безводной нефти) поступает только из верхнего интервала перфорации. Нижние интервалы перфорации не работают.

Определение зон затрубной циркуляции вод

Определение зон затрубной циркуляции вод выполняется по методу радиоактивных изотопов. Для этого в скважину под давлением закачивается активированная вода или активированный буровой раствор. После промывки скважины регистрируют интенсивность гамма-излучения. Сравнивая полученную кривую интенсивности гамма-излучения с кривой естественного гамма-излучения, выделяют поглощающие пласты по резкому увеличению интенсивности излучения (рис. II.16).

Определение уровня жидкости в скважине

Уровень жидкости в скважине определяют с помощью уровнемера, эхомера и гамма-плотностномера [1].

[1] На практике уровень жидкости в скважине часто определяют с помощью резистивиметра и аппарата Яковлева.

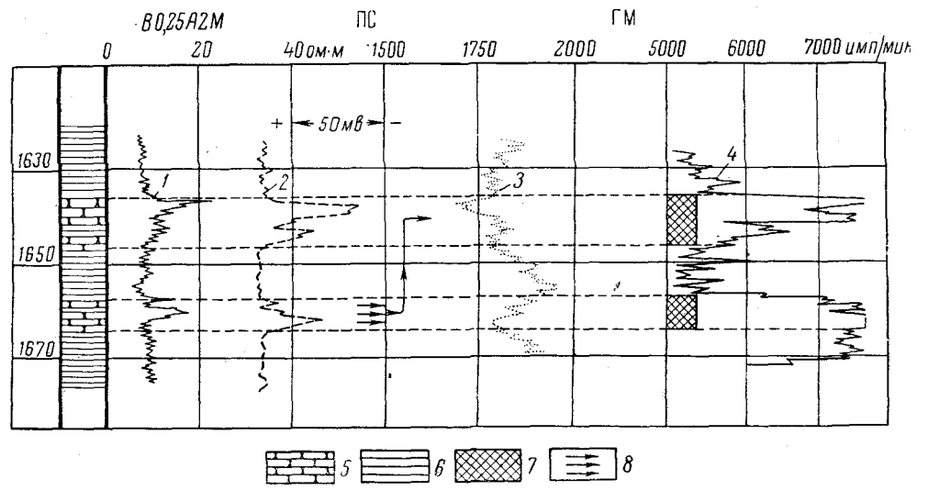


Рис. II.16. Определение затрубной циркуляции вод при помощи радиоактивных изотопов (по С. Г. Комарову).

1 — кривая кажущегося сопротивления (зонд В0,25А2М); *2* — кривая собственных потенциалов; *3* — кривая интенсивности гамма-излучения до закачки активированной воды (в условных единицах); *4* — то же, после закачки активированной воды; *5* — песчаник; *6* — глина; *7* — поглощающие пласты; *8* — интервал перфорации.

Уровнемер (рис. II.17) представляет собой электрод *1*, предохраняемый выступами *2* из изолирующего материала от соприкосновения со стенками скважины

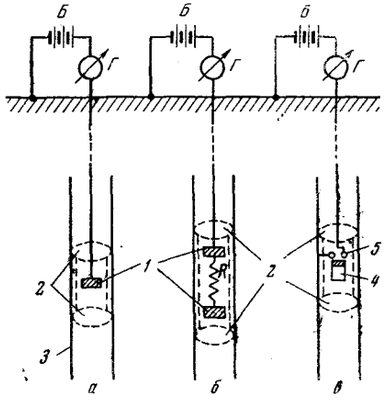


Рис. II.17. Схемы уровнемеров.

или с колонной *3*. Если уровнемер находится выше уровня воды, цепь «электрод — измерительный прибор *Г* — батарея *В*» оказывается разомкнутой и стрелка прибора *Г* не показывает отклонения (рис. II.17, *а*). Как только электрод попадает в воду, цепь замыкается через землю и стрелка измерительного прибора отклоняется. В уровнемере, изображенном на рис. II.17, *б*, имеется два электрода, между которыми включено сопротивление *R*. При погружении в воду нижнего электрода стрелка измерительного прибора отклоняется на небольшую величину, так как в цепи находится сопротивление *R*. При погружении под уровень верхнего электрода стрелка прибора полностью отклоняется. На рис. II.17, *в* показан электрический уровнемер поплавкового типа, который можно использовать для определения верхнего уровня воды или нефти. При погружении этого уровнемера в жидкость поплавок *4* всплывает и замыкает контакты *5*. Измерительный прибор отметит этот момент по отклонению стрелки.

Определить уровни жидкости в действующей скважине можно с помощью гамма-плотностномера, использование которого базируется на зависимости поглощения гамма-лучей от плотности среды. Чем ниже плотность среды, тем меньше поглощение гамма-лучей и выше показания прибора (см. рис. II.15, кривая *5*).

Определение глубины забоя скважины

Глубину забоя скважины можно определить с помощью нескольких геофизических методов. При отделении зонда (сна-

ряда) от забоя регистрирующий прибор фиксирует изменения того или иного физического параметра. Чаще глубину забоя определяют по кривой собственных потенциалов (СП). Глубина забоя равна глубине, на которой находится измерительный электрод (точка записи прибора) плюс расстояние от измерительного электрода до нижнего конца груза.

Определение башмака колонны

Башмак колонны также определяется несколькими геофизическими методами, так как физические свойства металла (колонны) резко отличаются от физических свойств окружающих пород. Наиболее точно глубина нахождения башмака колонны отмечается по резкому максимуму на кривой кажущегося сопротивления обращенного градиент-зонда, выше которого значение кажущегося сопротивления близко к нулю. Можно использовать для этой цели кавернограмму. Аналогичным образом определяют местоположение труб в скважине при авариях (полет труб).

ОТБОР ПРОБ ПОРОД, ЖИДКОСТИ И ГАЗА В СКВАЖИНАХ

Образцы (грунты) из стенок необсаженной скважины обычно отбирают в небольшом объеме для уточнения интерпретации геофизических материалов. Наиболее широко для этой цели используются стреляющие грунтоносы. Схема действия грунтоноса пояснена на рис. II.18. Техническая характеристика наиболее широко используемых грунтоносов приведена в табл. II.7. Продольный разрез стреляющего грунтоноса показан на рис. II.19.

Имеющиеся стреляющие грунтоносы не позволяют отбирать образцы из очень твердых пород, так как в них происходит смятие бойка. Вследствие ударного действия бойка грунтоноса отбираемый образец породы сильно нарушается и, как правило, не пригоден для количественных определений коллекторских свойств.

Имеется опыт использования сверлящего грунтоноса для отбора образцов твердых пород. Однако распространения этот грунтонос пока не получил.

Для оценки характера насыщения пласта из него отбирают с помощью специального опробователя на кабеле герметизированную пробу пластовой жидкости и газа.

Промышленностью выпускается опробователь пластов типа ОПТ-7-10, предназначенный для отбора проб в необсаженных скважинах диаметром от 197 до 273 мм и глубиной до 7000 м. Объем баллона для отбора проб 8 л, максимальное давление раствора 1000 кгс/см², максимальная температура 200° С.

Опробователь ОПТ-7-10 представляет собой аппарат, приводимый в действие

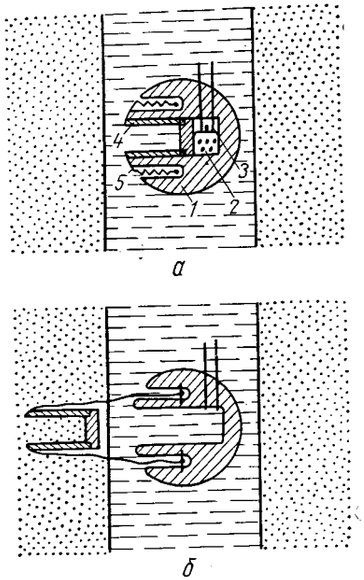


Рис. II.18. Схема действия стреляющего грунтоноса.

а — грунтонос в снаряженном состоянии; *б* — грунтонос после выстрела; *1* — корпус; *2* — пороховая камера; *3* — электровоспламенитель; *4* — боек; *5* — тросик.

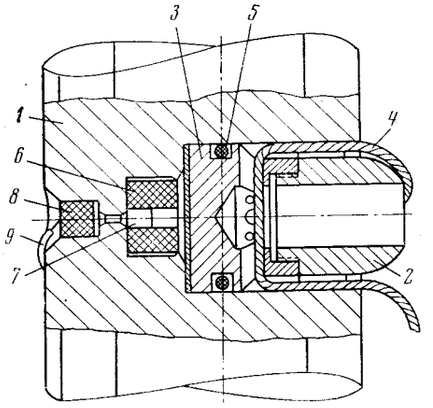


Рис. II.19. Продольный разрез стреляющего грунтоноса МСГ-90.

1 — корпус; *2* — боек; *3* — пятка бойка; *4* — тросик; *5* — резиновое кольцо, герметизирующее камеру; *6* — пороховой заряд; *7* — электровоспламенитель; *8* — резиновая пробка; *9* — запальный провод.

Таблица II.7

Техническая характеристика боковых стреляющих грунтоносов

Характеристика	Типы грунтоносов			
	МСГ-90М	ГСБ-112 *	ГСБ-80 *	ГМК-50
Максимальный поперечный размер, мм:				
с бойками для мягких пород	115	112	80	50
с бойками для плотных пород	93,5	—	—	50
Размеры отбираемого образца породы: **				
диаметр, мм	22/16	28	26	13/10
длина, мм	45/40	53	36	35/35
объем, см³	17/6,2	30	20	4,7/2,7
Максимальные значения, на которые рассчитан грунтонос:				
гидростатическое давление, кгс/см²	700 и 1000 ***	1000	1000	200
температура, °С	110 и 200 ***	100	100	110
Максимальное число бойков, спускаемых в скважины за один рейс	30	10	10	27
Длина грунтоноса с переключающим устройством при максимальном числе бойков, мм	2600	1500	1500	3400
Вес грунтоноса при максимальном числе бойков, кг	82	70	40	50,2

* Конструкции Азнефтегеофизика; применяются для отбора рыхлых и слабо сцементированных пород в районах АзССР.

** В числителе размеры образцов, полученные с бойками для мягких пород; в знаменателе—для плотных.

*** В термостойком исполнении.

гидравлической системой, управляемой с поверхности. Гидравлическая система приводится в движение за счет разницы между гидростатическим давлением бурового раствора и атмосферным давлением полости прибора. Прибор может работать при гидростатическом давлении в скважине более 40 кгс/см².

В прилегающей к стенке скважины части пласта имеется зона проникновения фильтрата бурового раствора. Поэтому соотношение в пробе между водой, нефтью и газом не соответствует пластовому. Тем не менее по данным опробования удается сделать выводы о возможной продуктивности пласта.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ

Торпедирование скважин производится путем взрыва в них специальных зарядов взрывчатого вещества (торпед). Целью торпедирования является: освобождение прихваченного бурильного инструмента и обсадных колонн; разрушение или смещение оставленных в скважине металлических предметов для облегчения дальнейшей проходки скважины; улучшение притока жидкости к скважине.

Место прихвата инструмента определяется с помощью прихватоопределителя. Распространен магнитный прихватоопределитель типа ПО. Прибор представляет собой индукционную катушку для намагничивания труб (постановки магнитных меток) и устройство для последующего обнаружения магнитных меток. Под влиянием растягивающего или скручивающего усилия, приложенного к инструменту, магнитные метки на свободной части инструмента (колонны) исчезают или уменьшают свою интенсивность. В прихваченной части инструмента магнитные метки остаются неизменными.

При ликвидации прихватов бурильного инструмента производят торпедирование без повреждений колонны труб с целью отвинчивания или «встряхивания» инструмента [1] или торпедирование для обрыва труб.

Перед торпедированием с целью отвинчивания инструмента к колонне прилагают развинчивающее усилие и натяжение, разгружающее соединительные муфты от давления верхних труб. Торпеду взрывают в верхней зоне прихвата. При взрыве

[1] Эффективность метода тем выше, чем меньше времени прошло с момента аварии.

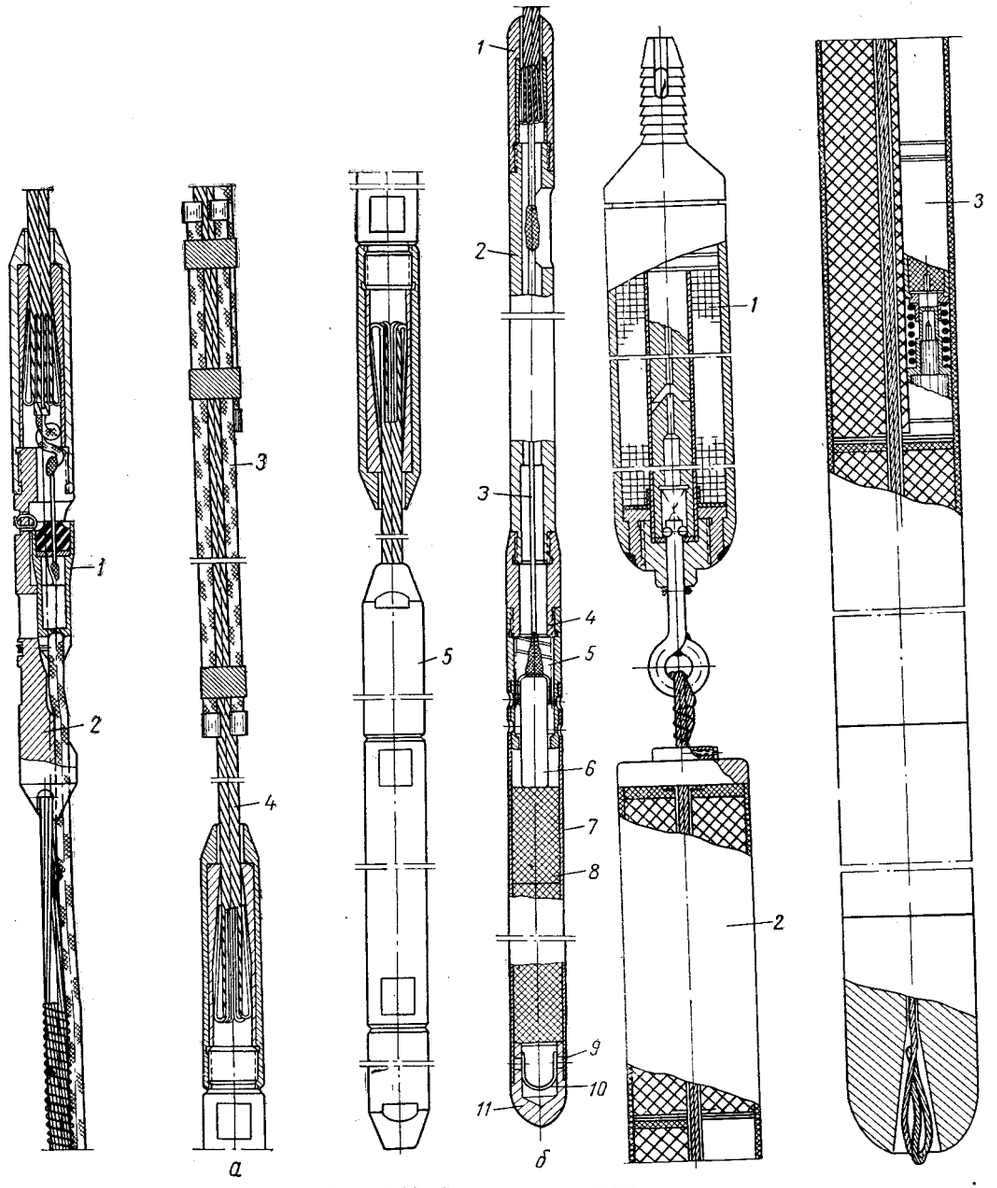


Рис. II.20. Скважинные торпеды.

а — торпеда из детонирующего шнура ТДШ-25: *1* — взрывной патрон; *2* — держатель; *3* — детонирующие шнуры; *4* — трос; *5* — груз; *б* — торпеда из шашек термостойких ТШТ-25/28; *1* — головка; *2* — груз; *3* — электропровод; *4* — муфта: *5* — пружина; *6* — взрывной патрон; *7* — корпус; *8* — шашки ВВ; *9* — штифт; *10* — пружина; *11* — наконечник; *в* — торпеда ТШБ: *1* — электромагнитное отцепляющее устройство; *2* — шашка В; *3* — взрыватель ВЗД-10.

Таблица II.8

Техническая характеристика аппаратуры для торпедирования скважин (по данным работы [8])

Наименование изделия	Шифр торпеды	Назначение	Предельные	
			давление, кгс/см²	температура, °С
Торпеды из детонирующего шнура	ТДШ-50 ТДШ-25	Отвинчивание и «встряхивание» труб	500	100
Торпеды из негерметичных шашек	ТШ-35 ТШ-43 ТШ-50 ТШ-65 ТШ-84	Обрыв труб	500	100
Торпеды из негерметичных, термостойких шашек	ТШТ-9/22 * ТШТ-10/22 ТШТ-12/22	Отвинчивание труб	800	160
	ТШТ-20/22 ТШТ-25/28 ТШТ-35/50 ТШТ-43/50 ТШТ-50/50 ТШТ-65/70	Обрыв труб	800	200 ** 160 *** 200 ** 160*** 180 ** 150*** 180 ** 150*** 110 ** 150*** 180 ** 130***

* В числителе указан диаметр заряда; в знаменателе—максимальный поперечный размер торпеды.
** Для шашек из состава ГНДС.
*** Для шашек из состава ГФГ-2.

происходит кратковременное ослабление резьбового соединения и под действием развинчивающего усилия колонна поворачивается.

При «встряхивании» инструмента с помощью взрыва происходит «отлипание» колонны труб от стенки скважины за счет кратковременного выравнивания гидростатического давления вокруг труб.

Для ликвидации прихватов без повреждений колонны бурильных труб употребляются торпеды из детонирующих шнуров типа ТДШ (рис. II.20, *а*) или негерметичные термостойкие торпеды из шашек типа ТШТ * (рис. II.20, *б*). Техническая характеристика торпед приведена в табл. II.8.

Торпеды ТДШ состоят из одного или нескольких детонирующих шнуров в водонепроницаемой оболочке, смонтированных вдоль стального троса. К нижнему концу троса прикреплен груз, к верхнему — специальная головка со взрывным патроном для инициирования взрыва.

Торпеды ТШ и ТШТ негерметичные. Корпус торпед изготовлен из тонкостенных дюралюминиевых труб. Инициирование заряда, составленного из цилиндрических шашек, производится с помощью взрывпатрона.

На рис. II.21 показана номограмма для графического определения числа ниток детонирующего шнура торпеды ТДШ при ликвидации прихвата без повреждения колонны труб [8].

Для определения числа ниток детонирующего шнра необходимо сначала соединить прямой точки с заданными значениями гидростатического давления p и толщины стенки трубы δ и получить засечку

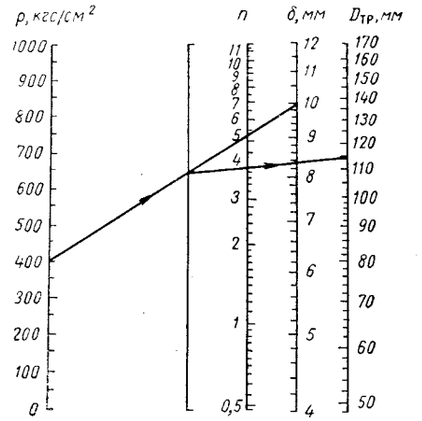


Рис. II.21. Номограмма для определения числа ниток детонирующего шнура для торпеды ТДШ [8].

* Торпеды ТШТ-9/22; 10/22 и 12/22.

на промежуточной шкале. Затем соединить прямой полученную на промежуточной шкале точку с точкой, соответствующей наружному диаметру трубы D. В точке пересечения этой прямой со шкалой n

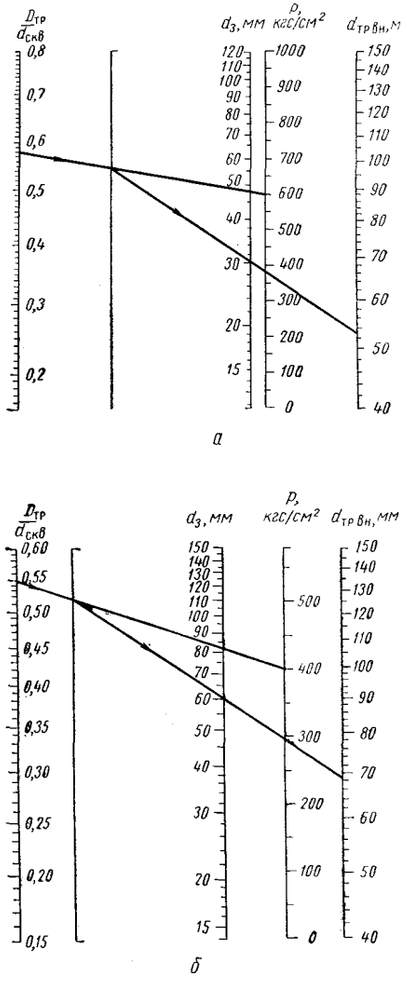


Рис. II.22. Номограммы для определения диаметра заряда гексогена (плотность 1,6), необходимого для обрыва труб [8].

а — для обрыва труб в необсаженном интервале; *б* — для обрыва труб в обсаженном интервале.

определяют необходимое число ниток детонирующего шнура. Длина торпеды для отвинчивания труб выбирается такой, чтобы гарантировать установку заряда хотя бы против одного муфтового соединения. Для «встряхивания» длину торпеды выбирают равной длине зоны прихвата, но общим весом не более 5 кг.

Диаметр заряда в торпеде ТШТ для отвинчивания труб выбирают из условия, что удельная (на 1 м длины) энергия взрыва термостойкой торпеды должна быть равной удельной энергии взрыва торпеды ТШД [8].

Диаметр заряда ВВ (гексогена) для обрыва труб в негерметичных торпедах типов ТШ и ТШТ можно определить графически с помощью номограмм, изображенных на рис. II.22. На номограмме использованы следующие обозначения: $d_з$ — диаметр заряда гексогена плотностью 1,6 г/см³ в мм; $d_{скв}$ — диаметр скважины в мм; $d_{тр.\,вн}$ — внутренний диаметр труб в мм; p — гидростатическое давление жидкости в месте обрыва в кгс/см². Использование номограммы аналогично описанному.

Для определения диаметра заряда, изготовленного не из гексогена, величина $d_з$, найденная по номограмме, умножается на пересчетный коэффициент $46{,}6/\sqrt{\rho Q}$, где ρ — плотность ВВ в г/см³ и Q — теплота взрыва примененного ВВ в калл/г.

Для разрезания насосно-компрессорных и обсадных труб применяются кумулятивные герметические труборезы типа ТКГ (рис. II.23, *а*). Труборез ТКГ имеет кольцевой кумулятивный заряд поперечно-плоскостного действия из прессованного гексогена. Инициирование заряда производится при помощи электродетонатора. Существует пять размеров труборезов ТКГ (внешним диаметром 45, 55, 85, 110 и 135 мм).

Торпеды кумулятивные осевые типа ТКО (рис. II.23, *б*) предназначены для разрушения металлических предметов — долот, шарошек, переводников и т. п., оставленных на забое скважины, а также для разрушения очень твердых прослоев пород, затрудняющих проходку скважин. Торпеды имеют дюралюминиевый полностью разрушающийся корпус. Выпускается три типа торпед ТКО с максимальным наружным диаметром 72, 100 и 120 мм.

Для повышения отдачи или приемистости пластов, сложенных плотными низкопроницаемыми породами и не перекрытых обсадными трубами, а также при ликвидации открытых фонтанов могут применяться негерметичные торпеды типа ТШБ (см. рис. II.20, *в*). Торпеда ТШБ негерметичная, не имеет металлической оболочки. Заряды ВВ помещены в пластмассовую оболочку и собираются на отрезке бронированного кабеля в гирлянду длиной до 40 м. Торпеда снабжена взрывателем замедленного действия с часовым механизмом и электромагнитным отцепляющим устройством, позволяющим убрать кабель,

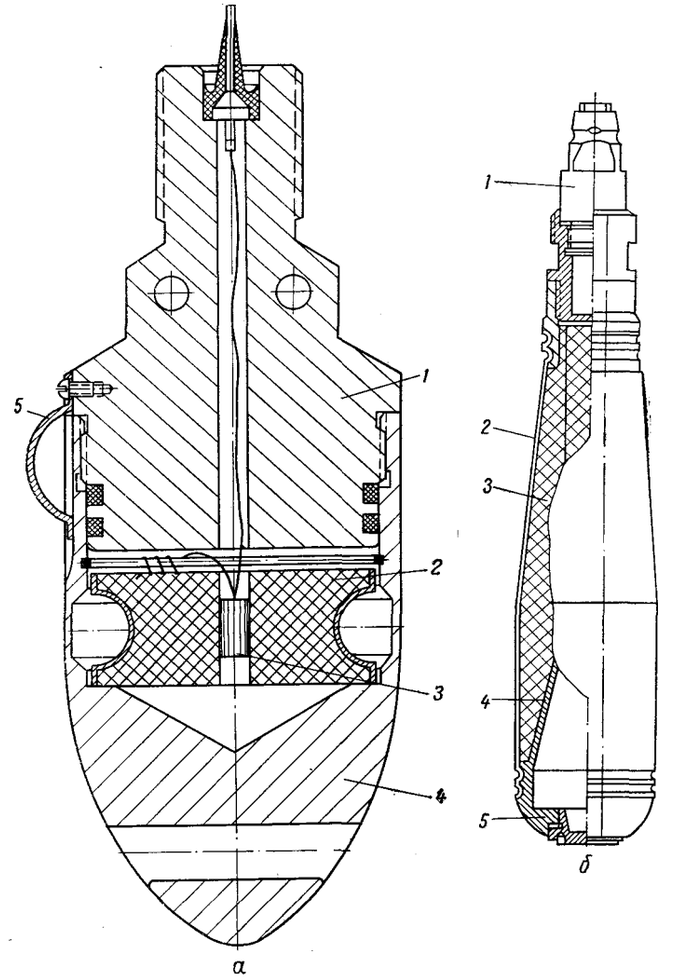


Рис. II.23. Торпеды кумулятивные специальные

а — труборез кумулятивный ТКГ110-500: *1* — головка; *2* — кумулятивный кольцевой заряд; *3* — электродетонатор; *4* — корпус; *5* — пружинный фиксатор; *б* — торпеда кумулятивная осевая ТКО-70: *1* — взрыватель; *2* — корпус; *3* — заряд ВВ с конической кумулятивной выемкой; *4* — облицовка кумулятивной выемки; *5* — крышка.

на котором была спущена торпеда. Большое значение при работе с торпедами ТШБ имеет защита ствола скважины от действия взрывной волны.

ПЕРФОРАЦИЯ

Перфорацию обсадных колонн применяют для вскрытия пластов в скважинах и производят с помощью специальной стреляющей аппаратуры — перфораторов [1]. Различают пулевые, торпедные (снарядные) и кумулятивные перфораторы.

Малогабаритный пулевой перфоратор ППМ (залпового действия — рис. II.24, *а*) состоит из двух свинченных и сваренных между собой цилиндрических секций, в которых расположены по 3—4 съемных стволов и пороховых камор.

Перфоратор АПХ (рис. II.24, *б*) также залповый, монтируется из трех свинченных и сваренных между собой секций. В перфораторах АПХ отсутствуют съемные стволы. Пулю вставляют в отверстие, выточенное непосредственно в корпусе секции, которое затем герметизируют снаружи резиновой пробкой.

Перфораторы СПБО-100, СП-100 и ТПМ-86 (рис. II.24, *в*) являются торпедными. Они применяются для перфорации обсадной колонны и одновременного разрушения призабойной части пласта

[1] Сведения о гидропескоструйной перфорации в настоящем разделе не приводятся.

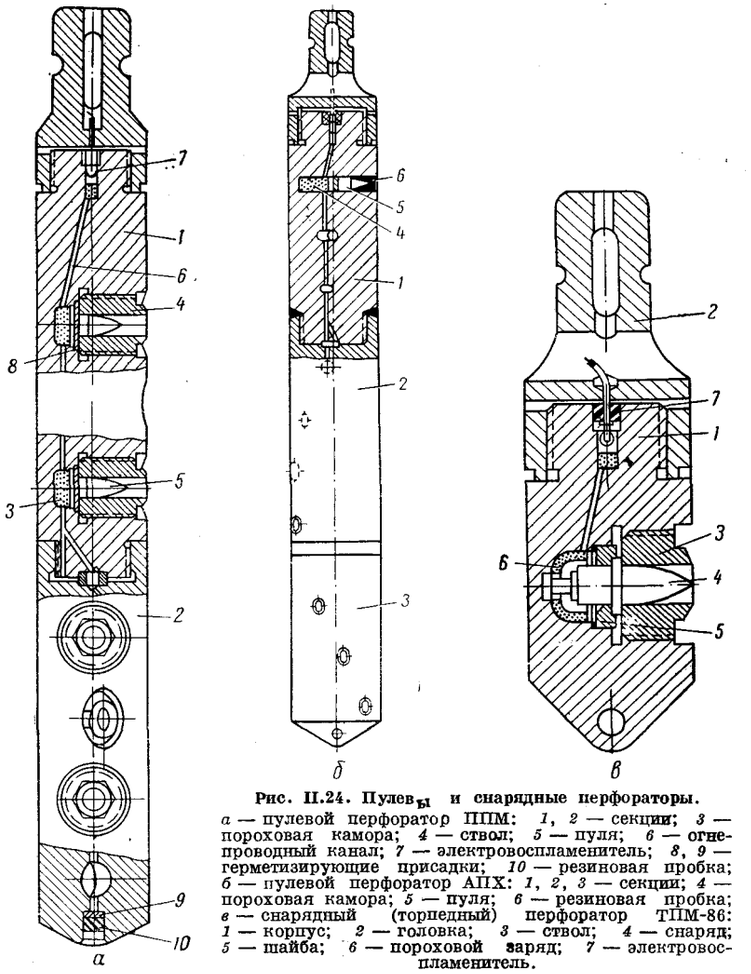


Рис. II.24. Пулевые и снарядные перфораторы.

а — пулевой перфоратор ППМ: *1*, *2* — секции; *3* — пороховая камора; *4* — ствол; *5* — пуля; *6* — огнепроводный канал; *7* — электровоспламенитель; *8*, *9* — герметизирующие присадки; *10* — резиновая пробка; *б* — пулевой перфоратор АПХ: *1*, *2*, *3* — секции; *4* — пороховая камора; *5* — пуля; *6* — резиновая пробка; *в* — снарядный (торпедный) перфоратор ТПМ-86: *1* — корпус; *2* — головка; *3* — ствол; *4* — снаряд; *5* — шайба; *6* — пороховой заряд; *7* — электровоспламенитель.

с целью улучшения условий притока жидкости или газа к скважине. Вместо пуль перфораторы снаряжены снарядами 22-мм калибра, снабженными взрывателем накольного действия с замедлением.

Основные технические и эксплуатационные характеристики пулевых и торпедных перфораторов приведены в табл. II.9.

В кумулятивных перфораторах заряд взрывчатого вещества имеет выемку конической формы, облицованную металлом. При взрыве заряда взрывная волна благодаря конической форме выемки фокусируется в струю. Струя, состоящая из раскаленных газов и мельчайших капель металла, движется с огромной скоростью и при встрече с преградой развивает давление до 300 000 кгс/см². Высокая эффективность, а также отсутствие трещин в колонне после перфорации является большим преимуществом кумулятивной перфорации перед пулевой или снарядной. Поэтому в последнее время этот вид перфорации получил наиболее широкое распространение.

Корпусные кумулятивные перфораторы типа ПК (рис. II.25, *а*) имеют толстостенный герметический стальной корпус многократного использования (25—30 залпов). В стенках корпуса расположены сквозные отверстия для прохода кумулятивных струй. Эти отверстия герметизируются при

Таблица II.9

Технические и эксплуатационные характеристики пулевых и снарядных перфораторов

Параметры	Перфораторы						
	пулевые				снарядные		
	ППМ-60	ППМ-68	АПХ-84	АПХ-98	СПБО-100	СП-100	ТПМ-86
Количество секций	2	2	3	3	1	2	1
Количество стволов	6—8	6—8	10	10	2	4	1
Диаметр пули (снаряда), мм	12,7	12,7	12,7	12,7	22	22	22
Объем пороховой каморы, см³	3	3,4	3	3,8	40	40	17
Вес заряда пороха, г	3,5	4	4	5	26	26	14
Пробивная способность, мм:							
колонна из стали марки Д	9	12	18	22	24	24	12
цемент за колонной	25	30	60—80	60—80	100—150	100—150	100
Допустимое гидростатическое давление, кгс/см²	600	600	900	900	600	600	600
Допустимая температура, °С	100	100	100	100	100	100	100
Габаритные размеры, мм:							
диаметр	60	68	84	98	100	99,5	86
длина	550	550	685	685	480	776	300
Вес, кг	12	19	29	39		32,8	9,4
Живучесть корпуса (гарантированное число залпов)	50	50	50	50	40	40	50

Таблица II.10

Технические и эксплуатационные характеристики основных типов кумулятивных перфораторов

Параметры	Перфораторы							
	корпусные						бескорпусные	
	ПК-103Д-10	ПК-103Д-20	ПК-85Д-10	ПК-65	ПКО-89	ПКО-73	ПКС-105У	ПКС-80У
Число зарядов в одном корпусе	10	20	10	10	15	20	10	10
Максимальное число зарядов за один спуск	30	30	30	30	60	100	180	180
Наибольший поперечный размер, мм	105	105	85	65	89	73	105	80
Длина перфоратора с кабельной головкой (в стандартной сборке), мм	1675	2510	1660	1525	2930	2740	3300	3300
Вес одного заряда ВВ, г	21,5	21,5	12,5	8,0	50	28	50	21
Начальный диаметр пробитого в колонне отверстия, мм	9	9	8	8	15	13	15	10
Пробивная способность, мм:								
пакет пластин из стали 45	80	80	70	50	100	70	125	85
10 мм сталь 3+25 мм цемент+сцементированный керн (в воде при давлении 300 кгс/см²) *	95	95	50	20	145 **	130 **	240	130
Максимально допустимое гидростатическое давление, кгс/см²	800	800	800	500	700	450	500	500
Максимально допустимая температура, С°	180	180	180	160	200	200	100	100
Вес стандартной сборки, кг	50	90	36	25	61	32	67	39

* Указана в таблице глубина отверстий в керне.
** На воздухе (без гидростатического давления).

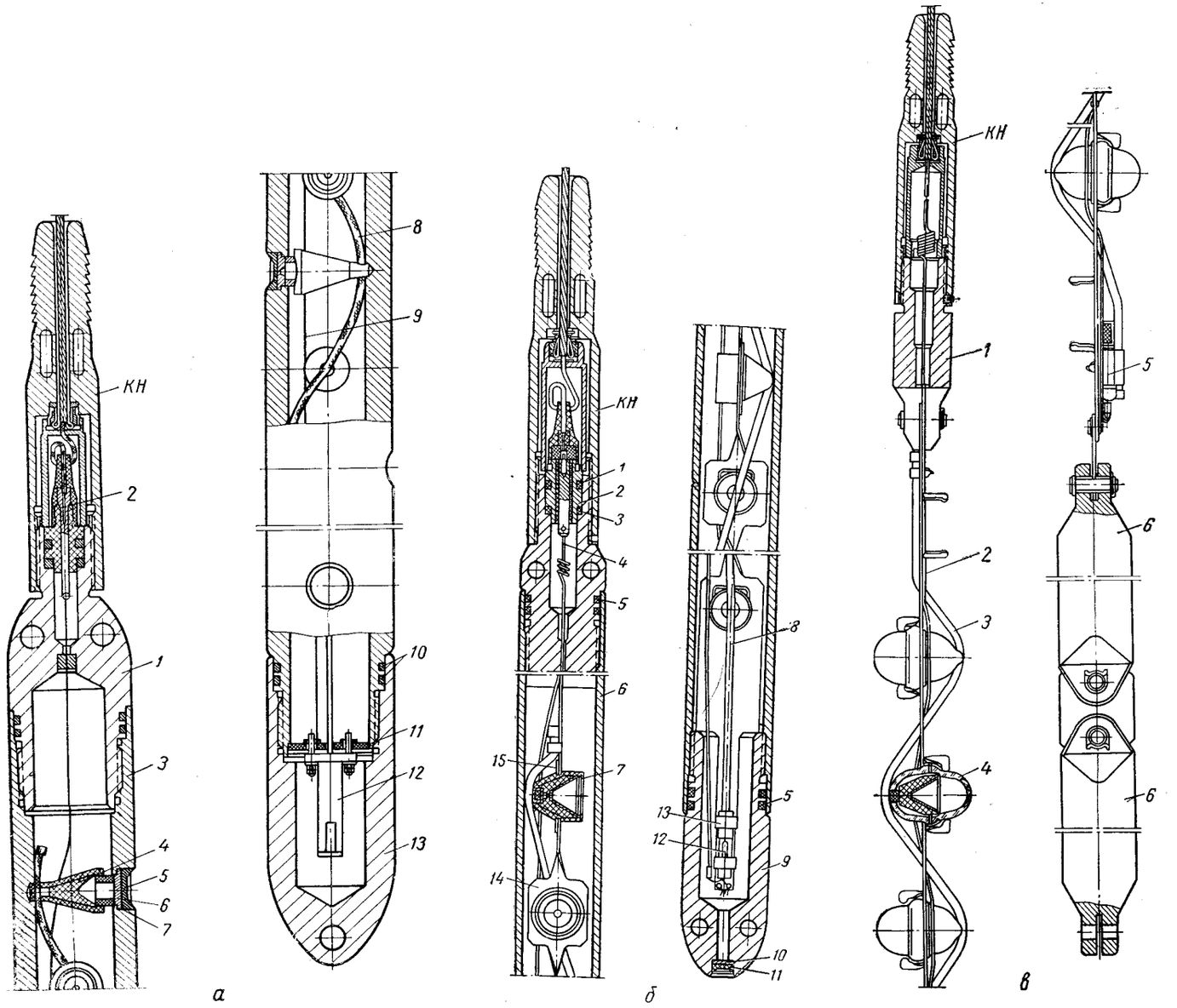


Рис. II.25. Кумулятивные перфораторы.

а — перфоратор ПК-103Д: *1* — головка; *2* — электропровод; *3* — корпус; *4* — заряд кумулятивный; *5* — пробка резиновая; *6* — диск опорный; *7* — втулка; *8* — детонирующий шнур; *9* — запальный электроввод; *10* — кольцо резиновое; *11* — диск контактный; *12* — патрон взрывной; *13* — наконечник; *КН* — кабельный наконечник;
б — перфоратор ПКО-73: *1* — головка; *2* — электроввод; *3* — резиновое кольцо; *4* — электроввод; *5* — резиновое кольцо уплотнительное; *6* — корпус; *7* — заряд кумулятивный; *8* — детонирующий шнур; *9* — наконечник; *10* — диск опорный; *11* — резиновая пробка; *12* — взрывной патрон ПВ-ПД; *13* —изоляционная лента. *в* — перфоратор ленточный ПКС-105: *1* — головка перфоратора; *2* — лента стальная; *3* — детонирующий шнур; *4* — кумулятивный заряд; *5* — взрывной патрон; *6* — груз чугунный.

помощи стальных или дюралюминиевых шайб и резиновых уплотнений.

В корпусных кумулятивных перфораторах типа ПКО (рис. II. 25, *б*) корпусом служит сплошная труба, рассчитанная на одноразовое использование. Поэтому перфораторы ПКО могут при одинаковом с перфораторами ПК поперечном размере корпуса иметь более мощные заряды.

В бескорпусных кумулятивных перфораторах типа ПКС (рис. II.25, *в*) заряды герметизируются в хрупкой разрушающейся оболочке и собираются гирляндами на перфорированных стальных лентах. Для возбуждения детонации применяются влагостойкие детонирующие шнуры и герметические взрывные патроны.

Реже используются кумулятивные перфораторы типов ПКР и КПР. Малогабаритные кумулятивные перфораторы с вращающимися зарядами ПКР-55 и ПКР-45 предназначены для дополнительной перфорации обсадных колонн без подъема насосно-компрессорных труб. Для уменьшения проходного сечения заряды при спуске прижаты к корпусу перфоратора вдоль его продольной оси. После установки в интервале перфорации, ниже насосно-компрессорных труб, заряды при помощи специального устройства поворачиваются на 90° и устанавливаются в боевое положение.

В перфораторах типа КПР кумулятивные заряды, заключенные в литые алюминиевые оболочки, соединяются в гирлянды с помощью литых алюминиевых обойм, полностью разрушающихся при взрыве. Внизу гирлянды в наконечнике закрепляется герметичный взрывной патрон, инициирующий взрыв детонирующего шнура.

Технические и эксплуатационные характеристики основных типов кумулятивных перфораторов приведены в табл. II.10.

Пулевые перфораторы применяются при вскрытии через одну колонну труб слабо сцементированных песков и пород средней крепости; торпедные (снарядные) перфораторы — для вскрытия через одну колонну малопроницаемых пластов средней крепости. Кумулятивные перфораторы используются для [3]:

вскрытия пластов средней и высокой плотности и крепости (все типы перфораторов);

вскрытия пластов через 2—3 высокопрочных обсадных колонны с цементными кольцами (ПК-103, ПКО-89, ПКС);

перфорации скважин малого диаметра (ПК-65);

перфорации высокотемпературных глубоких и сверхглубоких скважин (ПК, ПКО);

вскрытия пластов большой мощности (ПКС, ПКО);

перфорации трубных колонн с целью восстановления циркуляции жидкости в скважине (ПК).

РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ТАМПОНАЖ СКВАЖИН СТРЕЛЯЮЩИМИ АППАРАТАМИ

Разделительный тампонаж скважин производится с помощью стреляющего тампонажного снаряда СТС. Снаряд СТС состоит из двух камер. В верхней камере размещен пороховой заряд из дымного ружейного пороха, в нижней — сжатый резиновый тампон из нефтетеплостойкой резины. Тампон в свободном виде имеет бóльший диаметр, чем колонна для тампонажа.

В табл. II.11 приведена техническая характеристика снарядов СТС.

При воспламенении пороха сжатый резиновый тампон выбрасывается из снаряда давлением пороховых газов, разжимается и перекрывает колонну. Обычно тампон останавливается на расстоянии 15 см от дульного среза. Затем с помощью загрузочной желонки, спускаемой в скважину до упора в тампон, производится заливка цементного раствора. В настоящее время начинают применять более совершенные тампонажные снаряды из алюминия.

Таблица II.11

Техническая характеристика стреляющих тампонажных снарядов СТС

Параметры	Типы снарядов	
	СТС-5	СТС-4
Наружный диаметр снаряда, мм	108	90
Габариты тампона в свободном состоянии, мм		
диаметр	160	130
длина	162	135
Внутренний диаметр обсадных труб, которые могут быть перекрыты тампоном, мм	146	121
Максимально допустимое гидростатическое давление, кгс/см²	500	500
Максимально допустимая температура, °С	100	100
Длина снаряда с грузом, мм	1686	1065
Вес снаряда с грузом, кг	67	48

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Блажевич В. А. и др.** Исследование притока и поглощения жидкости по мощности пласта. М., «Недра», 1969.
2. **Бродский П. А. и др.** Каротажные опробователи пластов. М., «Недра», 1968.
3. **Григорян Н. Г. и др.** Краткий справочник по прострелочно-взрывным работам в скважинах. М., «Недра», 1970.
4. **Дахнов В. Н.** Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, 1962.
5. **Дьяконов Д. И.** Геотермия нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1958.
6. **Комаров С. Г.** Геофизические методы исследования скважин. Гостоптехиздат, 1963.
7. **Померанц Л. Н., Чукин В. Т.** Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование. М., «Недра», 1966.
8. **Инструкция** по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием. Составлена под руководством С. А. Ловли. М., «Недра», 1970.
9. **Справочник** геофизика, т. II. Гостоптехиздат, 1961.

Глава III

МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Приводимые сведения о механических свойствах горных пород получены методом вдавливания пуансона (штампа). Этот метод более правильно отражает сопротивляемость и деформируемость горных пород в процессе бурения по сравнению с другими известными методами, так как разрушение горных пород при бурении также происходит в результате вдавливания в породу зубцов долота.

Несмотря на широкое применение метода вдавливания пуансона, в настоящее время не имеется полных данных о механических свойствах горных пород, слагающих месторождения наиболее крупных нефтяных районов СССР.

Кроме данных по вдавливанию пуансона предварительно приведены значения микротвердости некоторых минералов и горных пород.

Микротвердость минералов. Микротвердость определяется при помощи вдавливания квадратной алмазной пирамиды, а в США применяется также и ромбическая пирамида.

При применении квадратной пирамиды нагрузка колеблется от 2 до 200 гс, а твердость вычисляется как отношение нагрузки к площади поверхности отпечатка.

При определении микротвердости ромбической пирамидой нагрузка колеблется от 25 до 3500 гс, а твердость вычисляется как отношение нагрузок к проекции площади отпечатка.

В табл. III.1 приведена микротвердость некоторых минералов, в том числе и минералов, входящих в шкалу Мооса.

Таблица III.1

Минерал	Микротвердость H_μ, кгс/мм²	
	квадратная пирамида	ромбическая пирамида
Тальк	2,5	—
Каменная соль	20	—
Гипс	36	32
Кальцит	110	135
Ангидрит	200	170
Доломит	325	—
Флюорит	189	163
Апатит	536	360—493
Полевые шпаты	795	490—560
Кремень	925—1000	745
Кварц	1120	710—902
Топаз	1430	1250
Корунд	2060	1700—2200
Алмаз	10 000	8000—8500

При определении микротвердости горных пород главным образом измеряется твердость входящих в них минералов, а не агрегатная твердость самих пород, так как размеры отпечатков настолько малы, что они, как правило, не выходят за пределы одного зерна, за исключением очень тонкозернистых пород.

При сопоставлении твердости горных пород $p_ш$, определенной вдавливанием пуансона, и микротвердости $H_μ$ на одних и тех же породах получаются величины одного и того же порядка. Более близкое соответствие наблюдается при сопоставлении с ромбической пирамидой. При применении квадратной пирамиды микротвердость изменяется от величины условного предела текучести p_0 до твердости $p_ш$. Для очень хрупких пород микротвердость выше, чем твердость $p_ш$.

Метод определения механических свойств горных пород вдавливанием пуансона (ГОСТ 12288—66). Данный метод, позволяющий одновременно определять прочностные и деформационные характеристики горных пород, предложен и разработан проф. Л. А. Шрейнером с сотрудниками.

Сущность метода заключается в том, что в плоскопараллельный образец горной породы (рис. III.1) вдавливается цилиндрический пуансон с плоским основанием. Площадь рабочей поверхности пуансона должна быть не меньше 2—3 мм², чтобы избежать сильного влияния масштабного фактора.

Для определения механических свойств вдавливанием пуансона был сконструирован специальный прибор УМГП-3, позволяющий регистрировать диаграмму деформаций в координатах: P — сила в кгс и $\varepsilon_μ$ — абсолютная деформация в мк.

Один из графиков деформаций приведен на рис. III.2. При обработке таких графиков получаются следующие данные:

$$p_ш = \frac{P_ш}{S},\ \text{кгс/мм}^2,$$

где $p_ш$ — твердость в кгс/мм²; $P_ш$ — нагрузка в момент разрушения в кгс; S — площадь пуансона в мм²;

$$p_o = \frac{P_o}{S},\ \text{кгс/мм}^2,$$

где p_0 — условный предел текучести в кгс/мм²; P_0 — нагрузка при переходе от упругих к остаточным деформациям в кгс.

$$k = \frac{A_{общ}}{A_{упр}},$$

где k — деформационная характеристика, так называемый коэффициент пластичности; $A_{общ}$ — полная работа до разрушения, площадь $OACD$; $A_{упр}$ — работа упругих деформаций, площадь OBE.

Для горных пород, в отличие от металлов, не вся остаточная деформация является пластической. Но обычно принято считать весь комплекс остаточных деформаций в горных породах до момента разрушения пластической деформацией.

До сих пор нет достаточной ясности, какая из других возможных деформационных характеристик, помимо коэффициента пластичности, может иметь большее практическое значение.

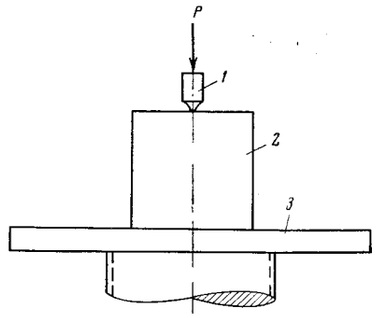


Рис. III.1. Вдавливание цилиндрического пуансона.

1 — пуансон (штамп); *2* — образец горной породы; *3* — столик прибора.

Кроме механических характеристик при испытаниях определяются размеры зоны разрушения (приведенный диаметр и глубина) и ее объем V.

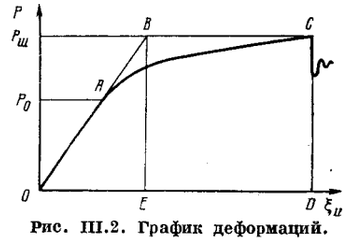


Рис. III.2. График деформаций.

Исходя из общей работы до момента разрушения и объема лунки, определяется удельная объемная работа разрушения A_v

$$A_v = \frac{A_{общ}}{V},\ \text{кгс} \cdot \text{м/см}^3.$$

Для хрупких пород вычисляются только $p_ш$ и A_v, так как в этом случае имеется только область упругих деформаций и коэффициент пластичности $k = 1$.

Некоторые породы нельзя довести до разрушения, что частично связано с ограниченной величиной регистрируемой деформации на приборе УМГП-3 (максимум 0,75 мм). Поэтому для пород этого типа определяется только предел текучести, а коэффициент пластичности условно принимается равным бесконечности, как и для металлов.

Горные породы		Группа											
		Мягкие		Средние		Твердые		Крепкие		Очень крепкие			
		Категория											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Твердость, $P_ш$, кгс/мм²											
		≤10	10-25	25-50	50-100	100-150	150-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	>700
Глинистые	Глины												
	Мергели												
	Аргиллиты, глинистые сланцы												
	Окремненные глинистые породы												
Обломочные	Песчаники кварцевые: с глинистым базальным цементом												
	с глинистым поровым цементом												
	с карбонатным и сульфатным базальным цементами												
	с контактным кварцевым цементом												
	с регенерационным кварцевым цементом												
	Алевролиты кварцевые: с глинистым базальным цементом												
	с глинистым поровым цементом												
	с карбонатным базальным цементом												
	с контактным кварцевым цементом												
	с регенерационным кварцевым цементом												
Карбонатные	Известняки: пелитоморфные												
	мелкозернистые												
	органогенные, органогенно-обломочные												
	Доломиты: пелитоморфные												
	мелкозернистые												
	среднезернистые												
Галоидные и сульфатные	Каменная соль												
	Гипс												
	Ангидрит												
Кремнистые													

Таблица III.2. Классификация горных пород нефтяных месторождений по твердости

К числу пород такого класса относятся или очень пластичные плотные породы, число которых невелико (каменная соль, некоторые глины), или сильно пористые. Для других плотных и малопористых пород $k \leqslant 6$.

По деформационным характеристикам все породы разделены на три класса: I — хрупкие, II — пластично-хрупкие, III — не дающие разрушения.

Классификация осадочных горных пород нефтяных месторождений СССР по механическим свойствам, определенным вдавливанием пуансона.

Приводимые сводные таблицы III.2 и III.3 (классификационные шкалы) по твердости $p_ш$ и коэффициенту пластичности k были получены в результате обработки большого материала. В таком виде они в достаточной степени отражают механические характеристики комплекса осадочных пород нефтяных месторождений Советского Союза. Проводятся работы по уточнению классификационных признаков как по петрографическим признакам пород, так и по их механическим свойствам.

В классификационных таблицах III.2 и III.3 горные породы разделены по минералогическому составу, а более дробное деление произведено по другим характерным признакам, влияющим на механические свойства. Штриховкой обозначена пористость пород: плотных (пористость до 5%) — крестообразной штриховкой; слабопористых (пористость до 10%) — наклонной штриховкой; сильнопористых (пористость $> 10\%$) — горизонтальной.

Классификация горных пород по твердости. По твердости все горные породы разделены на пять групп: I — мягкие, II — средние, III — твердые, IV — крепкие и V — очень крепкие (см. табл. III.2). Каждая группа в свою очередь разделена на категории.

Как видно из табл. III.2, осадочные горные породы по твердости входят почти во все категории. Однако если исключить кремнистые и окварцованные породы, то осадочные породы не выходят за границы пород восьмой категории твердости.

Глинистые породы являются наиболее распространенными среди осадочных образований. К ним относятся породы, состоящие из обломков размером 0,01 мм, представленные в основном глинистыми минералами, но большей частью с примесями других минералов — кварца, полевых шпатов, слюд и т. д. В результате дегидратации, перекристаллизации и цементации глинистых частиц в условиях повышенных давлений и температур глины превращаются в аргиллиты и глинистые

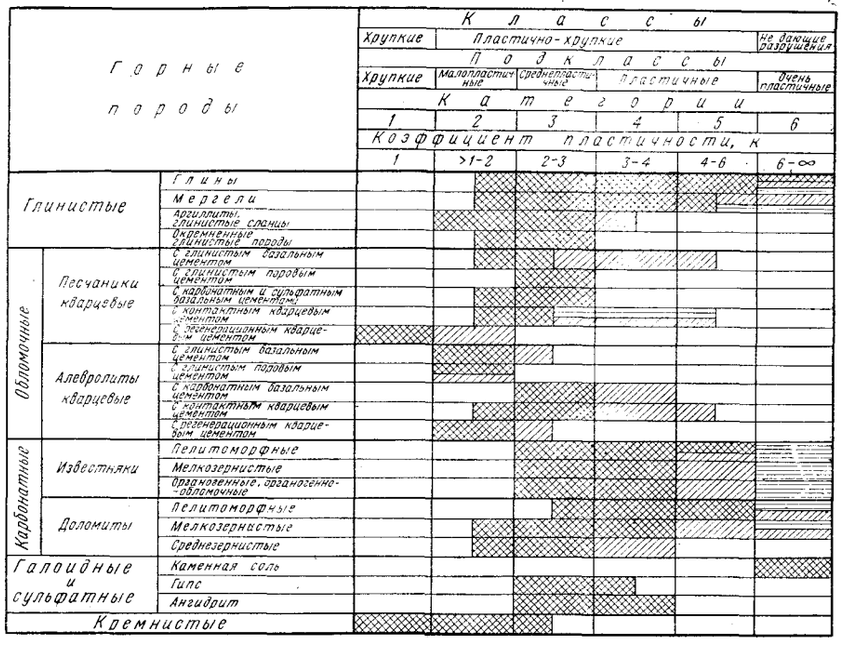


Таблица III.3. Классификация горных пород нефтяных месторождений по пластичности

сланцы. При большом содержании посторонних примесей образуются другие осадочные горные породы (например, мергели). Типичные аргиллиты свойственны тектоническим областям, где повышенные давления и температуры способствуют их образованию. Кроме того, образование аргиллитов может быть вызвано кристаллизацией коллоидов, присутствующих в глинах. Аргиллиты этого типа характерны для платформенных областей. Аргиллиты, сцементированные кремнеземом, приобретают высокие прочностные свойства.

По твердости глинистые породы входят в первые три группы пород. С увеличением глубин прочность однотипных глинистых пород возрастает. Некоторые глины и большая часть пористых глинистых пород не дают разрушения при вдавливании штампа и отличаются сравнительно низкими прочностными свойствами. Условный предел текучести таких пород составляет 1—15 кгс/мм². Твердость мергелей зависит от содержания карбонатной составляющей и для плотных разностей не превышает 150 кгс/мм². Твердость исследованных окремненных глинистых пород достигает 180—200 кгс/мм².

В данной классификации приведены наиболее часто встречающиеся в разрезах нефтяных месторождений обломочные породы — песчаники и алевролиты, отличающиеся по составу и структуре.

Наибольшее влияние на механические свойства обломочных пород оказывает минералогический состав и структура цементов, связывающих обломки. Минералогический состав цементирующего материала может быть различным, но наиболее часто встречаются глинистые, карбонатные, сульфатные и кремнистые цементы. Встречаются также цементы смешанного минералогического состава. Различают несколько структурных типов цементов. Наиболее распространенными из них являются поровый цемент (цементирующий материал заполняет поры между отдельными обломками) и базальный цемент (цементирующий материал заполняет все пространство между обломками, так что они не соприкасаются между собой).

Изложенное относится также и к алевролитам, которые отличаются от песчаников меньшими размерами обломочных частиц и их более угловатой формой.

Как следует из табл. III.2, твердость песчаников и алевролитов определяется в первую очередь цементирующим веществом. Наибольшей твердостью, до 300—500 кгс/мм², обладают обломочные породы.

сцементированные кварцевым цементом (так называемые сливные песчаники и алевролиты). Когда такого цемента мало и он сосредоточен только по контактам зерен, твердость пород уменьшается до 100—250 кгс/мм².

Твердость обломочных пород, сцементированных глинистым базальным и особенно поровым цементами, несколько выше, чем у глинистых пород, а сцементированных карбонатным цементом — близка к твердости карбонатных пород.

Из карбонатных пород наиболее распространенными являются известняки и доломиты. Чистые известняки и доломиты содержат не менее 90% соответствующих породообразующих минералов кальцита или доломита. Разности, имеющие другое процентное содержание кальцита и доломита, составляют породы промежуточных типов. Существует большое количество классификаций карбонатных пород как по генетическим, так и структурным признакам. Приведенные в табл. III.2 наиболее распространенные типы карбонатных пород разделены по структурным признакам. Среди кристаллически-зернистых структур различают несколько разновидностей в зависимости от размеров зерен:

крупнозернистая (размер зерен 0,5 мм);

среднезернистая (размер зерен 0,5—0,1 мм);

мелкозернистая (размер зерен 0,1—0,01 мм);

микрозернистая или пелитоморфная (<0,01 мм).

Органогенная и органогенно-обломочная структуры характеризуются известковыми органическими остатками различной сохранности, сцементированными кристаллически-зернистым карбонатным материалом.

Доломиты представляют собой карбонатные породы, состоящие в основном из минерала доломита. Для них характерна кристаллически-зернистая (мозаичная) структура.

Карбонатные породы наиболее распространены в верхнемеловых, каменноугольных и силурийских отложениях. Твердость плотных известняков различных структурных типов колеблется от 100 до 200 кгс/мм², редко превышая предельное значение 200 кгс/мм².

Доломиты отличаются от известняков более высокими значениями твердости (200—400 кгс/мм²).

С увеличением пористости твердость карбонатных пород уменьшается. Из всех карбонатных пород наименее прочным является мел, предел текучести которого составляет 2—7 кгс/мм². Наличие включений гипса, ангидрита и глинистых частиц также приводит к значительному уменьшению твердости карбонатных пород. Твердость сильно окремненных карбонатных пород достигает 400—500 кгс/мм².

К числу галоидных и сульфатных пород относятся осадочные породы химического происхождения, состоящие из сульфатных и галоидных соединений кальция, магния, калия, бария и натрия. Наиболее широко распространенными среди них являются каменная соль, гипс и ангидрит. Пласты каменной соли обычно ассоциируются со слоями гипса и ангидрита. Соленосные толщи особенно интенсивно образовывались в кембрийскую, силурийскую, девонскую, пермскую, триасовую и третичную эпохи.

Из перечисленных пород наименьшие прочностные свойства имеет каменная соль, а твердость плотных и чистых разностей ангидрита достигает 150 кгс/мм². Гипс и сульфатно-галоидные породы смешанного состава занимают промежуточное значение.

Кремнистые породы, или силициты, состоят главным образом из кремнекислоты, представленной аморфным опалом, скрытокристаллическим халцедоном, в той или иной степени окварцованным.

Кремнистые породы встречаются в толщах разнообразного возраста, начиная с палеозоя и кончая четвертичными отложениями.

Чистые кремни являются наиболее прочными из всех осадочных пород, а их твердость достигает 700 кгс/мм².

Классификация горных пород по пластичности. По пластичности горные породы разделены на шесть групп. В 1-ю группу входят хрупкие горные породы, от 2-й до 5-й — пластично-хрупкие (малопластичные, среднепластичные и пластичные), а в 6-ю — не дающие хрупкого разрушения. В последнюю категорию включены и породы пластично-хрупкие с коэффициентом пластичности свыше 6, так как эти породы по своему поведению в процессах разрушения близки к породам, не дающим разрушения.

Как видно из табл. III.3, все осадочные горные породы в той или иной мере пластичны, т. е. дают остаточную деформацию, за исключением чистых кремней и обломочных кварцевых горных пород, сцементированных кремнеземом (кварц, опал), принадлежащих к числу типично хрупких горных пород.

Сопоставлять по степени пластичности следует только плотные разности горных пород, так как для пористых пород коэффициент пластичности в значительной степени обусловлен остаточным уменьшением деформируемого объема.

Как правило, глинистые породы менее пластичны, чем, например, карбонатные и сульфатные. Это отражается и на пластичности обломочных кварцевых пород. Песчаники с карбонатным или сульфатным базальным цементом более пластичны, чем песчаники с глинистым базальным цементом.

Среди карбонатных горных пород — известняков и доломитов большей пластичностью, как правило, обладают породы более мелкозернистые.

Из сульфатно-галоидных пород наиболее пластичной является каменная соль, пластические свойства гипса и ангидрита значительно меньше и почти не отличаются друг от друга.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СССР

В таблицах раздела приведены механические свойства горных пород, слагающих разрезы некоторых нефтяных районов СССР. Для сокращения таблиц приводятся данные, которые расположены по группам горных пород, наиболее характерных для отдельных геологических подразделений, а не в порядке залегания пород.

Волго-Уральская область. Наиболее подробно исследованы породы нефтяных месторождений Башкирии и Татарии и частично Пермской и Куйбышевской областей. Несмотря на огромную площадь, занимаемую этими месторождениями, породы одного и того же возраста по составу и механическим свойствам примерно одинаковы. В табл. III.4 приводятся механические свойства горных пород Башкирии, которые изучались на большом числе месторождений, поэтому они довольно полно характеризуют породы платформенных нефтяных месторождений Волго-Уральской области.

В табл. III.4 вследствие отсутствия кернового материала не приведены данные для чистых кремней и сильно окремненных карбонатных пород, хотя окремнение является характерным признаком пород для ряда геологических горизонтов платформенных нефтяных месторождений Волго-Уральской области.

В табл. III.5 приводятся данные механических свойств горных пород кристаллического фундамента ниже коры выветривания в пределах Татарской АССР, вскрытых при бурении эксплуатационных скважин. В некоторых случаях часть пород, исходя из их твердости, возможно была отобрана в пределах коры выветривания.

Данные, приведенные в табл. III.6, были получены при определении механических свойств горных пород кристаллического фундамента на кернах, полученных при бурении скв. 2000 Туймазинского месторождения. Скважина была пройдена от кровли кристаллического фундамента (1820 м) до глубины свыше 4000 м.

Прикаспийская низменность (Казахская ССР). В табл. III.7 приведены данные механических свойств горных пород по одной из опорных скважин, пробуренных в районе Доссора.

Породы, слагающие Прикаспийскую низменность, вообще отличаются невысокими прочностными свойствами, за исключением редко встречающихся известняков. Как показали исследования механических свойств пород Аралсорской скважины на глубинах от 3000 до 6000 м их твердость находится в пределах 40—80 кгс/мм², а пластичность, как правило, не превышает 2.

Северный Кавказ. Данные, приведенные в табл. III.8, относятся к Северо-Западному Предкавказью и получены на кернах, взятых из различных месторождений.

В табл. III.9 приведены данные для пород палеогена и меловых отложений Юго-Восточного Предкавказья.

Породы верхнего и нижнего майкопа Старогрозненского района, залегающие на 1000 м глубже, имеют примерно такие же механические свойства, как и в районе Карабулака. Известняки верхнего мела других нефтяных месторождений Чечено-Ингушской АССР, залегающие на больших глубинах, не отличаются по механическим свойствам от известняков Карабулакского месторождения.

Азербайджанская ССР. По основным нефтяным месторождениям Азербайджана имеются только отрывочные данные, поэтому не представляется возможным дать полную характеристику разреза этих месторождений по механическим свойствам горных пород. Разрез нефтяных месторождений Азербайджана представлен однообразными глинисто-алевролитовыми породами, за исключением продуктивных горизонтов. Для них характерно увеличение прочностных и уменьшение деформационных свойств пород с глубиной. На глубинах 1500—2500 м породы не дают разрушения из-за высокой пористости, а их предел текучести не превышает 25—29 кгс/мм². На глубинах 2500—3000 м и более твердость пород увеличивается и колеблется от 40 до 80 кгс/мм², а иногда превышает 100 кгс/мм² (подкирмакинская и калинская свиты, о. Песчаный).

В качестве примера в табл. III.10 приведены механические свойства горных пород, слагающих о. Песчаный.

В сравнительно большом объеме были определены механические свойства пород

Таблица III.4

Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии (по данным Ю. Ф. Алексеева)

Стратиграфические подразделения	Горные породы	Механические свойства		
		$p_ш$, кгс/мм²	$p_о$, кгс/мм²	κ
Верхнепермские отложения	Глины, аргиллиты	40—170	10—105	1,3—∞
	Алевролиты тонкозернистые	50—170	15—100	1,4—4,8
	Песчаники глинистые, слоистые	20—110	15—65	1,3—3,2
	Доломиты мелкокристаллические, трещиноватые	130	70	2,8
Нижнепермские отложения	Известняки органогенные, мелкокристаллические	60—192	20—88	1,7—∞
	Доломиты сульфатизированные, мелкокристаллические, пористые	32—240	13—173	1,6—∞
	Ангидриты мелкокристаллические, трещиноватые, в том числе и загипсованные	60—130	47—100	1,7—6
	Каменная соль чистая и загипсованная	—	8—20	
Верхний карбон	Известняки органогенные, тонкозернистые, пористые	68—233	30—187	1,5—∞
	Доломиты известковистые, сульфатизированные	85—168	29—133	1,7—∞
Средний карбон	Песчаники кварцевые, глинистые	94	25—45	5,8
	Известняки	53—210	20—160	1,5—∞
	Доломиты	124—380	51—250	1,6—4,8
Нижний карбон	Аргиллиты глинистые	25—115	20—66	1,4—2,8
	Мергели	118	72	2,7
	Алевролиты кварцевые	27—195	10—110	1,6—∞
	Известняки	60—234	40—220	1,1—∞
	Доломиты	88—340	50—280	1,7—5,5
Средний девон	Мергели	51—157	36—122	1,3—2,0
	Аргиллиты глинистые	46—180	22—80	1,0—6
	Песчаники кварцевые	43—254	20—226	1,3—∞
	Алевролиты кварцевые	35—300	22—190	1,2—∞
	Известняки	94—275	30—230	1,3—4,6
	Доломиты	75—300	63—165	1,7—3,6
Нижний девон	Аргиллиты глинистые	34—95	23—68	1,4—4,1
	Песчаники кварцевые	92—173	32—107	1,3—6,0
	Алевролиты кварцевые	42—286	20—147	1,2—4,9

Таблица III.5

Механические свойства горных пород кристаллического фундамента (ниже коры выветривания) месторождений Татарии (по данным ИГиРГИ)

Горные породы	Глубина залегания, м	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	$\varkappa$
Гранито-гнейсы	1666—1969	193—364	107—267	1,24—2,34
Гнейсы	1632—2218	85—480	31—370	1,16—2,98
Граниты	1657—1958	183—343	143—277	1,31—2,56
Амфиболиты	1696—1905	209—407	122—255	1,60—2,48
Гранодиориты	1742—1900	247—336	172—250	1,28—1,55
Габбро-диабазы	1440—2082	108—253	80—136	2,04—2,7
Габбро-нориты	1893—2053	272—348	167—198	1,5—1,83
Чарнокиты	1798—2020	284—436	183—312	1,59—1,88
Диабазы	1712—1715	147	85	2,55

Таблица III.6

Механические свойства горных пород кристаллического фундамента скв. 2000 Туймазинского месторождения (по данным Ю. Ф. Алексеева)

Горные породы	Глубина залегания, м	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	$\varkappa$
Гранито-гнейсы	1820—2100	267—438	160—344	1,3—1,6
Гранито-гнейсы с интрузиями диоритов	2100—2850	163—531	113—425	1,2—2,4
Гнейсы роговообманковые, биотитовые крупнозернистые	2900—3300	237—531	213—462	1,2—1,5
Габбро	3300—3400	380—443	286—307	1,2—1,7
Гранито-гнейсы роговообманковые	3400—3500	368—370	210—247	1,1—1,5
Граниты роговообманковые, биотитовые	3500—3650	280—368	207—247	1,5—1,9
Граниты	3650—3840	272—366	200—287	1,6—2,6
Диориты	3840—4036	280—361	167—280	1,6—2,1

при бурении неглубоких разведочно-поисковых скважин. В табл. III.11 (см. стр. 72) приводятся данные, полученные на кернах из скважины на о. Обливном (по данным М. Ф. Фаталиева).

Так как все породы не дают разрушения из-за высокой пористости, то приведен только предел текучести. Как видно из табл. III.11 с увеличением глубины предел текучести пород возрастает в несколько раз, но и на глубине 800 м он имеет незначительную величину.

На месторождениях Западной Туркмении породы отличаются еще более низкими прочностными свойствами. Так, на глубинах свыше 3000 м предел текучести многих пород, в том числе вязких глин и коллекторов нефти, не превышает 8—15 кгс/мм².

Западная часть Украины. Отбор кернового материала производился в различных месторождениях, поэтому приводимые ниже данные дают только общее представление о механических свойствах пород. Характерным признаком горных пород в этих месторождениях является высокая прочность. Большая твердость наиболее абразивных пород кварцевых песчаников и алевролитов, которые занимают в разрезе значительную мощность, резко уменьшает общую буримость пород нефтяных месторождений на западе Украины. В этих районах не наблюдается заметного влияния глубины залегания на механические свойства пород.

В табл. III.12 приводятся данные по механическим свойствам горных пород внутренней зоны Предкарпатья.

Таблица III.7

Механические свойства горных пород опорной скважины района Доссор (по данным К. Д. Шевцова)

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания, м	Горные породы	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	$\varkappa$
Палеоген	35—298	Глины	—	5—29	∞
		Мергели глинисто-карбонатные	—	11—28	∞
Верхний мел	298—730	Глины	—	13—14	∞
		Мергели глинисто-карбонатные	48	23—38	2,6—∞
		Мел писчий	—	4—7	∞
Нижний мел	875—1793	Глины	31	10—23	∞
		Известняки глинистые	127—142	94—96	1,2—1,3
		Песчаники кварцевые с глинистым цементом	33—108	27—37	2,0—4,0
		Алевролиты кварцевые с карбонатным и глинистым цементом	23—262	16—240	1,0—5,0
Верхняя юра	1790—2013	Глины	46	11—30	4,0—∞
		Мергели глинисто-карбонатные	31—63	22—52	5,0—6,0
		Известняки мелкозернистые	110—208	89—152	1,0—1,7
		Песчаники кварцевые с глинисто-карбонатным цементом	26	18—22	4,0—5,0
Средняя юра	2116—2521	Глинистые сланцы	31—67	27—57	3,0—4,0
		Песчаники кварцевые с глинистым цементом	18—64	15—49	2,8—4,5
		Алевролиты кварцевые с глинистым цементом	76—99	53—75	1,5—4,0
Нижняя юра	2556—2669	Песчаники кварцевые с глинистым цементом	23—39	18—29	3,0—4,0
Верхний триас	2731—2736	Песчаники кварцевые с глинистым цементом	38	25	3,6
Нижний триас	3010—3063	Глинистые сланцы	73—78	54—57	3,0—4,0

Таблица III.8

Механические свойства горных пород месторождений Краснодарского края (по данным Р. Р. Алишаняна)

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания, м	Горные породы	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм	κ
Палеоген	900—3250	Глинистые	51—131	25—89	1,9—2,5
		Мергель глинистый	30	13	4,6
		Мергель доломитизированный	136	89	1,6
		Алевролиты	55—99	44—78	1,3—6,0
		Песчаники	65—189	43—138	2,0—4,5
		Известняки	125—196	48—104	2,6—5,4
Верхний мел	200—1100	Глина	41	15	4,0
		Мергели глинистые	61—62	17—50	3,0—6,0
		Алевролиты	34—70	11—55	1,5—6,0
		Песчаники	138—150	78—92	2,2—2,5
		Известняки	92—151	66—107	1,7—3,5
Нижний мел	1100—3560	Глинистые	35—85	18—73	1,7—6,0
		Алевролиты	62—107	55—70	1,6—2,2
		Песчаники	39—204	26—144	2,5—4,1
Верхняя юра	1300—2500	Глинистые	30—37	20—25	1,9—3,2
		Известняки	68—192	42—116	1,7—6,0

Таблица III.9

Механические свойства горных пород Карабулакского месторождения

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания, м	Горные породы	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	κ
Верхний майкоп	1100—1700	Глины высокопластичные	—	5—10	∞
Нижний майкоп	1700—1900	Глинистые	11—18	5—10	1,8—2,8
		Песчаники	55—65	25—30	2,2—3,3
Верхний мел	1900—2540	Известняки	127—170	17—21	1,5—2,1
		Глинистые	23—29	40—110	2,9—4,2
Нижний мел	2540—3850	Алевролиты	53—93	44—65	1,5—1,9
		Песчаники	80—94	58—70	1,8—2,8
		Известняки	91—100	58—90	1,5—3,1

Таблица III.10

Механические свойства горных пород о. Песчаный (по данным А. Г. Мдивани)

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания, м	Горные породы	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	k
Сабунчинская свита	1727—1936	Глина алевритовая	—	18—21	∞
Балаханская свита	2225—3227	Песчаники алевритовые	30—44	—	1,0
		Алевролит глинистый	45—54	30	1,4
I перерыв		Глина алевритовая	45—60	—	1,0
Надкирмакинская свита	3505—3696	Глины алевритовые	72—75	55—60	1,4—1,7
		Песчаники алеврито-глинистые	60—69	48—52	1,2—1,4
Кирмакинская свита		Алевролит глинистый	60—68	45—52	1,3—1,5
Подкирмакинская свита	3226—3909	Алевролит глинистый	135	95	1,7
Калинская свита		Алевролит	112—134	82—97	1,4—1,9

Таблица III.12

Механические свойства горных пород месторождений внутренней зоны Предкарпатья (по данным А. А. Турко)

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания, м	Горные породы	$p_{ш}$, кгс/мм²	$p_{о}$, кгс/мм²	k
Миоцен	1780—3260	Аргиллиты	64	46	1,9
		Песчаники кварцевые	178—262	116—154	1,7—2,5
Олигоцен	820—3035	Аргиллиты	30—152	19—94	1,7—3,4
		Гравелиты	96	67	2,3
		Песчаники кварцевые	62—251	37—152	1,6—3,1
		Алевролиты кварцевые	52—157	36—128	1,5—3,8
		Ангидрит	110	83	2,2
Эоцен	1300—2870	Сланцы глинистые	50—110	37—63	2,3—2,7
		Мергель	148	107	1,9
		Песчаники кварцевые	192—391	91—222	1,7—4,3
		Алевролиты кварцевые	93—305	59—161	1,8—2,4
		Известняки	142—221	100—108	2,8—4,2
Палеоцен	480—1600	Песчаники кварцевые	172—305	111—207	2,0—2,7
Верхний мел	30—2590	Известняк	207	114	2,0
		Гравелит	252	134	2,8
		Конгломерат	153	89	2,6
		Песчаники кварцевые	149—287	77—208	1,6—2,9
		Алевролиты кварцевые	165—318	96—169	1,8—3,1

Таблица III.11

Глубина залегания, м	Предел текучести, кгс/мм²
До 100	1,0—1,7
100—200	1,4—1,5
200—400	1,5—2,0
400—500	2,9—5,6
500—700	4,4—6,4
700—800	5,1—8,2

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ ВДАВЛИВАНИИ

Многие современные способы бурения — вращательное с применением шарошечных долот, ударное, вибрационное основаны на динамическом вдавливании.

При этом в различных способах бурения используют разные скорости деформирования или соударения инструмента с породой.

Проведенные в Институте геологии и разработки горючих ископаемых исследования механических свойств горных пород при вдавливании цилиндрического пуансона (штампа) с разными скоростями деформирования показали, что в этом случае наблюдаются различия в механических свойствах по сравнению с результатами статических испытаний.

В табл. III.13 приведены сравнительные результаты статических и динамических испытаний четырех характерных типов горных пород при разных скоростях деформирования — хрупкого кварцита, пластично-хрупкого мрамора, пластичной каменной соли и высокопористого коробчеевского известняка.

Прочностные свойства и энергоемкость разрушения пород растут при увеличении

Таблица III.13

Сравнительные результаты статических и динамических испытаний горных пород

Порода	Скорость деформирования, м/с	Твердость по штампу $p_ш$, кгс/мм²	Предел текучести p_0, кгс/мм²	Условный коэффициент пластичности, k	Объемная работа разрушения A_v, кгс·м/см³
Мрамор уральский	10^{-6} (статическая)	79	52	3,5	0,95
	10,0	87	67	2,9	2,3
	21,0	91	80	1,3	3,3
	34,0	101	95	1,2	7,4
	40,0	184	—	1,0	11,3
	46,0	200	—	1,0	11,6
	53,0	250	—	1,0	12,1
Известняк коробчеевский	$5 \cdot 10^{-6}$ (статическая)	—	24	∞	—
	25,0	34	28	2,5	2,5
	34,0	89	47	1,3	7,5
Каменная соль	10^{-6} (статическая)	—	7,5	—	—
	22,0	20	11,1	2,6	1,2
	28,0	30	16,6	2,5	1,7
	37,5	51,5	45,4	1,4	1,9
Кварцит	10^{-6} (статическая)	544	—	1,0	3,7
	18,6	638	—	1,0	4,2
	26,0	694	—	1,0	6,9
	38,0	825		1,0	8,8

Таблица III.14

Форма пуансона	Скорость деформирования, м/с	Контактное давление при разрушении $p_к$, кгс/мм²	Объемная работа разрушения A_v, кгс·м/см³
Усеченный клин	10^{-6} (статическая)	86,0	2,1
	12,0	88,0	3,3
	17,0	90,0	5,2
	20,0	113,3	7,2
Сфера	10^{-6} (статическая)	—	1,5
	12,0	—	3,1
	18,0	—	3,7
	20 0	—	5,7
	26,0	—	9,0

скорости деформирования, а способность пород к остаточной деформации — уменьшается.

В диапазоне скоростей 25—30 м/с интенсивность роста твердости и предела текучести незначительна.

Пластичные и высокопористые породы типа каменной соли и коробчеевского известняка, не дающие хрупкого разрушения при статическом вдавливании, становятся пластично-хрупкими в условиях динамического вдавливания.

Для этих пород характерны значительно большие затраты времени на процесс деформации и разрушения, что является следствием меньших скоростей развития присущих им остаточных деформаций.

У кварцита во всем диапазоне скоростей отмечен рост твердости и энергоемкости при меньшем (почти на порядок) времени достижения разрушающей нагрузки по сравнению с пластичными породами. Количественно рост твердости и энергоемкости процесса разрушения у хрупкого кварцита значительно меньше, чем у хрупких пород — мрамора, каменной соли и пористого известняка.

Качественно аналогичные зависимости получены и при вдавливании в уральский мрамор пуансонов, контактные поверхности которых имели форму усеченного клина (площадью 42 мм²) и сферы (диаметром 5 мм), характерные для рабочих поверхностей шарошечных долот (табл. III.14).

Приведенные результаты свидетельствуют о закономерном изменении механических свойств различных горных пород с ростом скорости деформирования.

Сравнительно небольшие изменения свойств пластично-хрупких и хрупких пород в диапазоне малых скоростей деформирования (до 10 м/с), характерных для многих технологических процессов разрушения пород, позволяют рекомендовать использование метода статического вдавливания для оценки сопротивления этих пород разрушению при бурении.

АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Износ инструмента (долот) при разрушении горных пород обычно называют абразивным, а способность пород изнашивать другие твердые тела — абразивными свойствами.

В действительности абразивным можно назвать только такой вид износа, который происходит в результате резания или царапания. Такой вид износа возможен лишь в том случае, если твердость породообразующих минералов данной горной породы выше или близка к твердости рабочих элементов разрушающего инструмента. Инструменты, применяемые для разрушения горных пород, в том числе и долота, изготовляются из закаленных сталей, твердых сплавов и алмазов. Для закаленных сталей абразивными могут быть только кварцевые и некоторые другие породы, состоящие из минералов, близких по твердости к кварцу.

На твердых сплавах, и тем более алмазах, ни одна из горных пород не может вызвать абразивного износа. Исходя из этого термины «абразивный износ» и «абразивные свойства» следует считать условными.

Износ долот при бурении является чрезвычайно сложным процессом, зависящим от большого числа факторов. Особенно большое значение в реальных условиях приобретает нагрев инструмента в зоне контакта с горными породами.

Приведем основные данные по износу закаленных сталей и твердых сплавов при трении о горные породы, полученные на кафедрах бурения МИНХ и ГП им. акад. И. М. Губкина и Уфимского нефтяного института, а также в лаборатории механики горных пород Института геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР. В этих организациях проведен большой объем работ по единой методике, что дает возможность сопоставлять полученные результаты.

Методика. Для определения абразивности был применен метод износа вращающегося диска из закаленных сталей или твердых сплавов при трении о плоскую

поверхность горных пород. Образцам горных пород сообщалось небольшое поступательное движение (рис. III.3). Этот метод в некоторой степени моделирует износ шарошечных долот. Продукты износа удалялись промывкой водой и другими жидкостями. Поступательное движение образца и интенсивная промывка исключали значительное загрязнение поверхности трения продуктами износа.

Диски из закаленных сталей имели диаметр 30 мм и толщину 2,5 мм, а из твердых сплавов — диаметр 32 мм и толщину 2,5 мм. Для определения абразивности применялись закаленные стали (У8 при H_μ = 995 кгс/мм², 20ХН3А при H_μ = = 950 кгс/мм², РФ1 при H_μ = 975 кгс/мм²) и твердые сплавы ВК15 и ВК6. Испытания

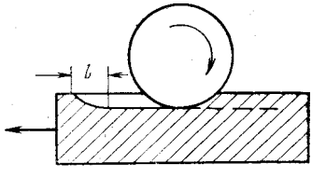


Рис. III.3.

сталей проводились при нагрузках 5, 10, 15 кгс и окружной скорости от 25 до 134 м/мин, а твердых сплавов — 10, 20, 30 кгс, в отдельных случаях 50 кгс и окружной скорости от 50 до 140 м/мин. При указанных нагрузках каких-либо существенных изменений ни в структуре, ни в механических свойствах не наблюдалось. Контактные давления были относительно велики, но значительно меньше, чем в реальных условиях бурения (в 10—20 раз). Такой диапазон нагрузок был выбран во избежание существенных изменений структуры и механических свойств поверхностных слоев сталей и пород под действием высоких температур.

В процессе опытов определялись объемы изношенного металла и породы, а также окружное усилие на диске. Это давало возможность при заданных нагрузке и числе оборотов диска вычислить помимо износа металла и породы коэффициент трения и общую работу износа. Общую работу износа принципиально нельзя разделить на отдельные составляющие, так как затрачиваемая энергия обусловлена физическими и физико-химическими свойствами обоих взаимодействующих тел, а не одного из них. По этой причине при вычислении удельной работы износа как металла, так и породы брали общую работу износа.

В качестве общей характеристики абразивности были приняты: износ на единицу пути трения ω, относительный износ ω_0, т. е. отношение объема изношенного металла $\Delta V_м$ к объему изношенной породы $\Delta V_п$. В Уфимском нефтяном институте был принят другой критерий абразивности, определение которого будет дано дальше.

Все приводимые данные об износе были получены при нагрузке 10 кгс и окружной скорости 47 м/мин для сталей и 50 м/мин для твердых сплавов.

Износ на единицу пути трения. В табл. III.15 приведены данные по износу на 1 м пути для стали У8 на разных минералах и мономинеральных породах.

Объемный износ закаленных сталей на 1 м пути трения можно было бы в первом приближении принять прямо пропорциональным микротвердости пород до H_μ = = 1500 кгс/мм². Однако в этом случае выпадают данные для всех известняков, кремней и ангидрита. Такое несоответствие, по-видимому, является следствием того, что износ сталей зависит и от количества изношенной породы (см. табл. III.15).

Таблица III.15

Горная порода, минерал	Микротвердость P_μ, кгс/мм²	Сталь У8	
		$\Delta V_с \cdot 10^6$, см³/м	$\Delta V_п \cdot 10^6$, см³/м
Гипс	30	0,035	47,3
Барит	100	0,12	22,2
Мрамор	110	0,25	26,0
Известняк I	135	0,19	10,8
Известняк II	150	0,27	12,4
Известняк III	155	0 18	8,3
Известняк IV	180	0,22	9,3
Ангидрит	200	0,045	13,7
Доломит I	325	0,22	5,7
Доломит II	365	0,20	4,6
Доломит III	380	0,18	4,1
Доломит IV	415	0,18	3,7
Нефелин	600	0,36	3,6
Роговая обманка	650	0,36	3,4
Нефрит	670	0,35	3,2
Микроклин	695	0,40	2,9
Ортоклаз	720	0,41	2,8
Оливинит	800	0,34	1,9
Халцедон	925	0,32	1,4
Кремень	1000	0,29	1,2
Кварц I	1050	0,58	2,2
Кварц II	1080	0,53	1,7
Кварцит I	1100	0,60	2,0
Кварцит II	1130	0,62	2,1
Топаз	1500	0,90	—
Корунд	2300	1,70	—

Такие же данные были получены и для сталей 20ХН3А и РФ1, но их износ несколько меньше вследствие более высокой микротвердости.

На полиминеральных твердых породах износ несколько больше, чем это соответствует средней микротвердости породообразующих минералов за счет увеличения шероховатости поверхностей трения.

Износ твердых сплавов определяется только на твердых минералах и породах с микротвердостью $H_\mu \geqslant 700$ кгс/мм². В табл. III.16 приведены данные по износу сплава ВК15 и ВК6 при нагрузке 10 кгс и окружной скорости 50 м/мин. Износ твердого сплава на кремне также не соответствует его микротвердости, по той же причине, что и на сталях.

Таблица III.16

Горная порода, минерал	Микротвердость H_μ, кгс/мм²	Износ $\Delta V_{т.с} \cdot 10^6$, см³/м	
		ВК15	ВК6
Микроклин	710	0,028	—
Оливинит	800	0,032	—
Кремень	1000	0,020	—
Кварц	1050	0,043	0,034
Топаз	1500	0,063	—
Корунд	2300	0,530	0,220

Износ твердых сплавов, по-видимому, главным образом происходит в результате выкрашивания. Возможность выкрашивания обусловлена структурными особенностями твердых сплавов и высокой хрупкостью карбидов. Износ сплава ВК6 по сравнению со сплавом ВК15 меньше из-за уменьшения кобальтовой фазы.

Износ твердого сплава ВК15 на единицу пути на твердых породах меньше износа закаленной стали в среднем в 14 раз.

Относительный износ. Установлено, что более строгая зависимость между износом закаленных сталей и микротвердостью минералов и кристаллических мономинеральных горных пород наблюдается для относительного износа ω_0 до нагрузок в 15 кгс. С увеличением окружной скорости от 27 до 134 м/мин относительный износ возрастает на всех горных породах с одинаковой интенсивностью, поэтому относительная абразивность пород по относительному износу остается величиной почти неизменной.

Для сплавов ВК15 и ВК6 такая же зависимость $\omega_0 = f(H_\mu)$ соблюдается до нагрузок 30 кгс на всех испытанных твердых породах, за исключением микроклина.

Зависимость относительного износа от микротвердости пород можно схематически представить в виде двух пересекающихся прямых (рис. III.4) с различным наклоном к оси абсцисс. Чем выше твердость изнашиваемого металла, тем меньше углы наклона. Если через точки пересечения прямых провести кривую, то она разделит поле диаграммы на области *I* и *II*. В области *I* относительный износ возрастает медленно с увеличением микротвердости пород, а при переходе в область *II* относительный износ возрастает резко, но также линейно. Такой переход свидетельствует об изменении механизма износа от истирания к собственно

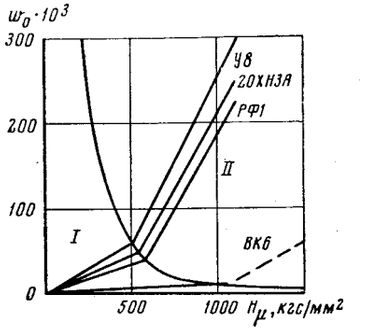


Рис. III.4. Зависимость относительного износа от микротвердости минералов и горных пород.

абразивному изнашиванию. Микротвердость пород, соответствующая точке перехода, составляет для сталей более 500 кгс/мм², что близко к их пределу текучести при вдавливании. Для твердого сплава ВК6 точка перехода примерно соответствует твердости кварца.

Наблюдаемые на поверхности твердых сплавов царапины связаны с выкрашиванием зерен карбидов кварцевыми и другими твердыми минеральными частицами за счет ослабленной связи по границам зерен в кобальтовой фазе.

Износ на обломочных кварцевых породах. Износ закаленных сталей на обломочных кварцевых породах происходит более интенсивно, чем на кристаллах кварца и кварцитах. Износ сталей на алевролитах и песчаниках зависит от прочности цементирующего вещества. На рис. III.5 приведена зависимость износа стали У8 от твердости песчаников по штампу, которая в данном случае характеризует прочность связи обломков кварца в породе. Износ стали резко уменьшается до твердости $p_ш$=200 кгс/мм², при большей твердости величины износа приближается к износу на кристаллических горных породах. Кривая для алевролитов лежит ниже, так как размеры зерен

Таблица III.17

Горная порода	Твердость породы $p_{ш}$, кгс/мм²	Микротвердость породообразующих минералов H_{μ}, кгс/мм²	Скорость износа стали $\alpha \cdot 10^6$, мг/с·мм² при $N_{уд}$, кгс·м/с·мм²			
			0,025	0,05	0,15	0,25
Известняк	150	—	0,70	0,95	4,5	8,25
Ангидрит	150	200	0,73	1,00	6,25	15,0
Доломит	160	350	0,78	1,10	11,0	23,0
Кварцевый песчаник . . .	140	1100 *	1,30	4,50	2200	—

* Микротвердость кварца.

кварца значительно меньше. По той же причине износ на крупнозернистых песчаниках (более 0,25 мм) больше, чем на песчаниках с величиной зерен меньше 0,25 мм.

Интенсивный износ происходит и на малоабразивных породах (глинистых, сульфатных, карбонатных), содержащих обломки кварцевых частиц, особенно если величина обломков $\geqslant 0{,}1$ мм.

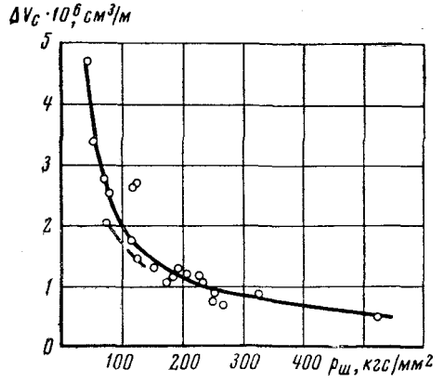


Рис. III.5. Зависимость износа на единицу пути на песчаниках от твердости.

Износ стали при больших удельных нагрузках. А. Н. Поповым и А. И. Сниваком были проведены исследования по износу термически обработанной долотной стали 20ХН3А по ранее описанной методике, но в широком диапазоне удельных нагрузок на диск до 130 кгс на 1 мм толщины диска, что соответствует реальным условиям нагружения при бурении.

При испытаниях определялась зависимость скорости износа (в мг/с) от мощности, отнесенной к единице площади (в мм²) всей рабочей поверхности образца

$$\alpha = f(N_{уд}),$$

где α — скорость износа в мг/с·мм²; $N_{уд}$ — удельная мощность в кгс·м/с·мм².

В табл. III.17 приведены данные по износу стали 20ХН3А на испытанных горных породах.

До $N_{уд} < 0{,}05$ кгс·м/с·мм² износ слабо зависит от микротвердости, за исключением песчаника, что находится в соответствии с данными по износу на единицу пути на тех же породах, но при дальнейшем повышении $N_{уд}$ износ на породах с более твердыми минералами увеличивается более резко.

Изучение микрошлифов и профилограмм рабочих поверхностей стали при трении на сульфатных и карбонатных породах показало, что при небольших $N_{уд}$ наблюдается небольшое пластическое деформирование и отслаивание тонких чешуек металла.

При $N_{уд} > 0{,}05$ кгс·м/с·мм² вследствие повышения температуры и отпуска происходит понижение твердости поверхностного слоя с образованием отдельных надрывов. При дальнейшем увеличении $N_{уд}$ надрывы развиваются в сетку поверхностных трещин. Значительное термическое разупрочнение стали наступает при $N_{уд} > 0{,}20$ кгс·м/с·мм², зерна горных пород внедряются в поверхностные слои и блокируют отдельные участки, что способствует пластическому сдвигу металла в направлении действия сил трения. Когда $N_{уд} > 0{,}30$ кгс·м/с·мм², на поверхности стали появляются светлые пятна, связанные с развитием «белой» фазы, поэтому все большее значение приобретает выкрашивание и отслаивание сильно деформируемых участков металла на краях поверхностных трещин. Таким образом, интенсивный износ закаленных сталей на сульфатных и карбонатных породах по существу является тепловым износом.

На кварцевых песчаниках вследствие значительной шероховатости и высокой твердости кварца даже при небольшом значении $N_{уд}$ происходит значительная пластическая деформация и царапание поверхностных слоев стали. Высокая температура в отдельных точках на поверхности стали сопровождается образованием «белой» фазы, которая отслаивается в виде тонких чешуек, а при $N_{уд} > 0{,}10$ кгс·м/с·мм² наблюдается образование витой стружки, т. е. резание. Все эти факты свидетельствуют о том, что на песчаниках происходит в основном абразивный износ стали, в отличие от сульфатных и карбонатных пород.

Для объяснения полученных результатов следует одновременно учитывать не только изменение твердости стали, но и горных пород под действием высоких температур. Так, у известняков предел текучести при вдавливании уменьшается, начиная с температуры 100—150° С, тогда как у доломитов незначительное уменьшение происходит при температурах 300° С, а более существенные изменения возникают при температуре свыше 500° С. Твердость кварца в процессах бурения остается практически постоянной почти во всем интервале возможных температур нагрева (1000°). По этой причине износ стали с повышением нагрузки на известняках увеличивается в 12 раз, а на доломитах в 30 раз. На кварцевом песчанике при $N_{уд} = 15$ кгс·м/с·мм² имеет место чистое резание, поэтому увеличение износа достигает огромной величины.

Для твердых сплавов подобные зависимости должны иметь другой характер, так как их твердость, в отличие от закаленных сталей, сохраняется почти до 1000° С. Но при температурах свыше 500° С существенное влияние могут оказать окислительные процессы.

Абразивность раздробленных горных пород и утяжелителей. Для опытов применялись раздробленные горные породы и минералы, а также утяжелители относительно крупной фракции (105—250 мк), которые добавлялись в глинистый раствор бентонитовой глины удельного веса 1,07 гс/м³ с условной вязкостью 20 с по СПВ-5.

Диски из закаленных сталей У8 и 20ХН3А подвергались износу струей глинистого раствора при скорости 35 м/с.

На рис. III.6 приведена зависимость износа стали У8 от микротвердости породообразующих минералов. Указанную зависимость можно разделить на три участка. До твердости 300 кгс/мм² износ возрастает медленно, от 300 до 800 кгс/мм² интенсивность износа резко увеличивается, что напоминает зависимость относительного износа от микротвердости (см. рис. III.4). При $H_{\mu} > 800$ кгс/мм² износ увеличивался незначительно, так как при микротвердости минералов, близкой или большей микротвердости стали, их абразивная способность (начальная производительность при шлифовании свободными абразивами) почти одинакова.

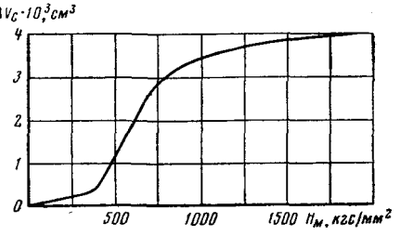


Рис. III.6. Зависимость износа стали У8 раздробленными горными породами от их микротвердости.

В табл. III.18 приведены данные по абразивности утяжелителей (фракция 105—250 мк) для стали У8.

При рассмотрении табл. III.18 следует помнить, что для утяжелителей глинистых растворов применяются высокодисперсные частицы утяжелителей, поэтому абсолютная и относительная абразивности значительно меньше приведенных данных.

Таблица III.18

Утяжелитель	Износ стали, см³·10⁻³	Относительная абразивность	Примечание
Барит туркменский	0,06	1	
Барит кутаисский	0,44	7	Примеси кварца и пирита 10%
Барит кировабадский	0,76	13	Примеси кварца и пирита 15%
Гематит	1,21	20	
Колошниковая пыль	1,24	21	
Кварц (для сравнения)	3,68	61	

Вследствие этого, чем более абразивный материал применялся для утяжеления, тем тоньше должен быть помол.

Исследования влияния жидких сред на износ. Эти опыты проводились по той же методике, которая применялась и для определения абразивных свойств, при тех же нагрузках и числе оборотов.

В табл. III.19 приведены данные по износу стали У8 на кварце в различных жидких средах.

Таблица III.19

Жидкая среда	Износ стали на единицу пути, см³/м·10⁴	Коэффициент трения	Удельная работа износа стали, кгс·м/см³·10⁻⁶
Вода	0,48	0,73	15
Водные растворы поверхностно-активных веществ	0,08—0,16	0,05—0,11	5,0—8,0
Водный раствор с добавкой 2% КМЦ	0,11	0,7—0,14	28
Керосин	0,01	0,10	88
Олеиновая кислота 1%-ная в керосине	0,02	0,12	58

Наиболее сильное понижение износа наблюдается в углеводородных жидкостях, причем поверхностно-активные добавки (олеиновая кислота) в этом случае несколько повышают износ. Водные растворы поверхностно-активных веществ значительно понижают износ по сравнению с чистой водой.

Действие водных растворов поверхностно-активных веществ и углеродных жидкостей принципиально различно. В углеводородных жидкостях износ стали уменьшается в большее число раз, чем коэффициент трения, тогда как в водных растворах поверхностно-активных веществ наблюдаются обратные явления. Это связано с тем, что углеводородные жидкости затрудняют износ металла и окислительные процессы, а поверхностно-активные вещества обладают диспергирующими свойствами, т. е. облегчают износ металла, что следует из данных по удельной работе износа. Однако смазочные свойства поверхностно-активных веществ превалируют над их диспергирующими свойствами, поэтому в итоге износ стали уменьшается.

Понижение износа стали при трении в растворах КМЦ обусловлено полирующим действием, о чем свидетельствует резкое изменение коэффициента в процессе опыта.

В условиях бурения возможная эффективность действия различных сред на износ долот значительно меньше. Приведенные данные дают только качественное представление о возможном влиянии физико-химических свойств жидкостей на износ.

Классификация горных пород по абразивным свойствам. В табл. III.20 приведена относительная абразивность для различных групп горных пород по износу на единицу пути. Абразивность кварца условно принята равной 100.

Таблица III.20

Относительная абразивность различных горных пород

№ группы	Горные породы	Относительная абразивность: сталь У8	Относительная абразивность: сплав ВК15
1	Сульфатные	6—19	—
2	Известняки	41	—
3	Доломиты	38	27
4	Кремнистые породы	56	45
5	Железисто-магнезиальные и малоабразивные с содержанием кварца 5%	62	56
6	Полевошпатовые	75	68
7	Полевошпатовые с содержанием кварца 15% и малоабразивные с содержанием кварца 10%	81	89
8	Кварцевые кристаллические	100	100
9	Обломочные кварцевые с твердостью по штампу $p_ш = 350$ кгс/мм²	155—220	120
10	То же, с $p_ш = 200$—350 кгс/мм² и малоабразивные с содержанием кварца до 20%	100—155	—
11	То же, с $p_ш = 100$—200 кгс/мм² с содержанием кварца 30%	220—375	—
12	То же, с $p_ш = 100$ кгс/мм²	375—595	—

Для песчаников и алевролитов, а также пород, содержащих включения кварца с твердостью меньшей $p_ш = 30$—50 кгс/мм² (группа 12), абразивность вновь резко уменьшается за счет облегченного отделения обломков кварца.

Как видно из табл. III.20, относительная абразивность для закаленных сталей и твердых сплавов примерно одинакова.

В табл. III.21 относительная абразивность некоторых горных пород приведена для стали У8 по относительному износу и износу раздробленными минералами, так как в этих условиях зависимость износа закаленной стали от микротвердости горных пород почти до кварца имеет одинаковый характер.

Таблица III.21

Горные породы и минералы	Микротвердость $H_μ$, кгс/мм²	Относительная абразивность: по относительному износу	Относительная абразивность: по износу раздробленными минералами
Глины	—	—	0,7
Барит	120	1,85	1,6
Мрамор (кальцит)	110	3,20	1,4
Доломит	325	13,0	7,0
Гематит	520	—	32,0
Роговая обманка	650	34,0	—
Микроклин	690	50,0	53,0
Кремень	1000	81,0	64,0
Кварц	1100	100,0	100,0

Резкое падение абразивности происходит при микротвердости 520—650 кгс/мм².

Приведенные данные приближенно отражают относительную абразивность в условиях, когда износ зависит только от исходных механических свойств (твердости) горных пород, что соответствует поверхностному разрушению при бурении. В условиях объемного разрушения горных пород, когда контактные давления достигают высоких значений, абразивность горных пород резко изменяется главным образом за счет повышения температур поверхностных слоев трущихся тел.

А. Н. Попов и А. И. Спивак предложили оценивать относительную абразивность по показателям a и k, исходя из установленной ими эмпирической зависимости

$$\alpha = aN_{уд}^{k}$$

или

$$\lg \alpha = \lg a + k \lg N_{уд}.$$

Показатель степени k зависит от минералогического состава и структуры горных пород, а коэффициент a от режима работы.

При $N_{уд} < 0{,}05$ кгс·м/с·мм² k и a не зависят от режима реализации мощности. Для области объемного разрушения при $N_{уд} > 0{,}1$ кгс·м/с·мм² показатель степени k резко увеличивается, но остается постоянным, изменяется только величина a (в широких пределах).

ВЫБОР НАГРУЗКИ И СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА С УЧЕТОМ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Выбор основных параметров режима бурения, определяющих эффективность процесса разрушения, — осевой нагрузки и скорости вращения долота с учетом механических свойств горных пород — рекомендуется производить в соответствии с «Методическим пособием по использованию результатов испытаний механических свойств горных пород вдавливанием штампа» («Недра» 1967), утвержденным в качестве единого инструктивного пособия.

Многочисленными стендовыми испытаниями и бурением на промыслах установлен характер зависимостей механической скорости проходки и величины проходки на долото от нагрузки и скорости вращения долота.

В общем виде зависимость механической скорости $v_м$ от величины создаваемого долотом контактного давления $p_к$ на породу показана на рис. III.7, а от скорости вращения — на рис. III.8.

В зависимости от величины осевой нагрузки контактные давления, создаваемые долотом на породу при бурении, вызывают в ней напряжения, равные или меньшие предела ее прочности при вдавливании — твердости. На рис. III.7 выделяются три основные области: *I* — когда контактные давления значительно (в 20—30 и более раз) ниже предела прочности; *II* — когда величины контактных давлений несколько возрастают, но еще не достигают значения предела прочности, *III* — когда контактные давления равны пределу прочности. Области *I* соответствует разрушение пород поверхностным истиранием, области *II* — усталостное разрушение и области *III* — эффективное объемное разрушение. Значение контактного давления, соответствующего точке перегиба a области эффективного разрушения, является оптимальным, т. е. равным пределу прочности породы в условиях забоя, а затраты энергии на разрушение при этом давлении — минимальными.

Исследованиями установлено, что отношение величины оптимального контактного давления к твердости породы при вдавливании штампа в атмосферных условиях изменяется от 0,5 до 1,2 (при глубинах бурения до 2000 м), что связано с различным влиянием на твердость разных пород таких факторов, как гидростатическое давление буровой жидкости, пластовое и горное давления, физико-химическое воздействие буровой жидкости, температура, динамичность приложения нагрузки, форма и размеры зубцов долота, эффект скольжения долота, состояние забоя и др.

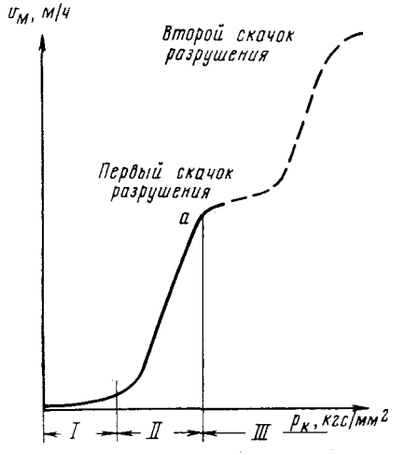


Рис. III.7. Зависимость механической скорости проходки $v_м$ от контактного давления $p_к$, создаваемого долотом на породу.

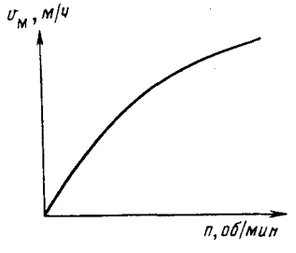


Рис. III.8. Общий вид зависимости механической скорости проходки $v_м$ от скорости вращения долота n.

Данные промысловых исследований свидетельствуют о возможности достижения в процессе бурения и второго скачка в разрушении (см. пунктирную часть кривой на рис. III.7). В этом случае оптимальное значение контактного давления можно сопоставить с твердостью породы в атмосферных условиях, определенной также при втором скачке разрушения.

В каждом конкретном случае вид кривой и интенсивность роста скорости при увеличении контактного давления зависят от свойств породы и скорости вращения долота. Кроме того, на практике вид кривой, представленной на рис. III.7, как было показано Бингхэмом, сильно зависит от степени совершенства очистки забоя от обломков выбуренной породы.

Так, при разных условиях промывки кривые зависимостей проходки за один оборот долота $\left(\frac{v_м}{n}\right)$ от удельной осевой нагрузки, выраженной отношением нагрузки на диаметр долота $\left(\frac{P}{D}\right)$, могут располагаться в области, ограниченной оптимальной кривой *1* и кривой минимальной эффективности *2* (рис. III.9).

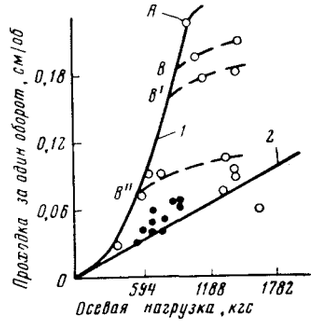


Рис. III 9. Зависимость проходки за один оборот долота $\frac{v_м}{n}$ от удельной осевой нагрузки $\frac{P}{D}$.
1 — совершенная очистка забоя; *2* — недостаточная очистка забоя.

При этом оптимальное значение контактного давления A из-за несовершенства промывки не всегда достигается, а перегиб оптимальной кривой наступает при случайных значениях контактных давлений — B, B', B''.

Зависимость механической скорости проходки от скорости вращения долота также имеет сложный характер. В области относительно небольших скоростей вращения долота зависимость имеет почти линейный характер (см. рис. III.8). В области же высоких скоростей вращения, как правило, наблюдается резкое снижение интенсивности роста механической скорости, при этом в некоторых случаях возможно даже достижение максимума на кривой $v_м$ — n.

Построенные по фактическим данным бурения кривые зависимостей механических скоростей и проходок на долото от осевой нагрузки представлены на рис. III.11, III.12, а от скорости вращения — на рис. III.10 и III.13.

На рис. III.10 показана зависимость механической скорости проходки от скорости вращения долота при бурении пород с контактными давлениями, значительно меньшими предела прочности пород. Разрушение в этом случае носило характер поверхностного истирания, а зависимость от n как для пластичных пород (известняка, мрамора), так и для хрупких (кварцита) была линейной.

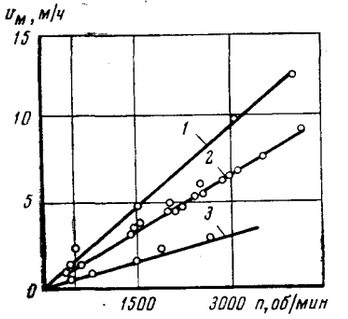


Рис. III.10. Зависимость механической скорости и оходки от скорости вращения долота при малых контактных давлениях.
1 — известняк; *2* — мрамор; *3* — гранит (данные А. А. Минина и А. А. Погарского).

На рис. III.11 приведена зависимость $v_м$ от P для случая электробурения долотом ОМ-11Т отложений намюрского яруса (данные Ю. Ф. Алексеева и Н. Х. Богданова). На этой кривой четко выделяются все три области поверхностного, усталостного и эффективного объемного разрушения.

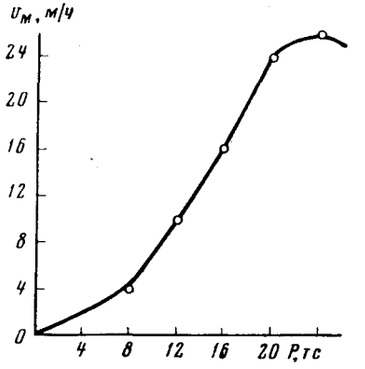


Рис. III.11. Зависимость механической скорости проходки $v_м$ от осевой нагрузки P при электробурении долотом ОМ-11Т пород намюрского яруса (скв. 366, Шкаповская площдь).

На рис. III.12 приведены кривые зависимостей механической скорости $v_м$ и проходки на долото H от нагрузки, полученные В. Х. Каримовым при бурении пород верхнефаменского, средне- и верхнефранкского подъярусов разрезов нефтяных месторождений Татарии долотами типа К9Т.

Анализ кривых показал, что области оптимальных значений осевых нагрузок

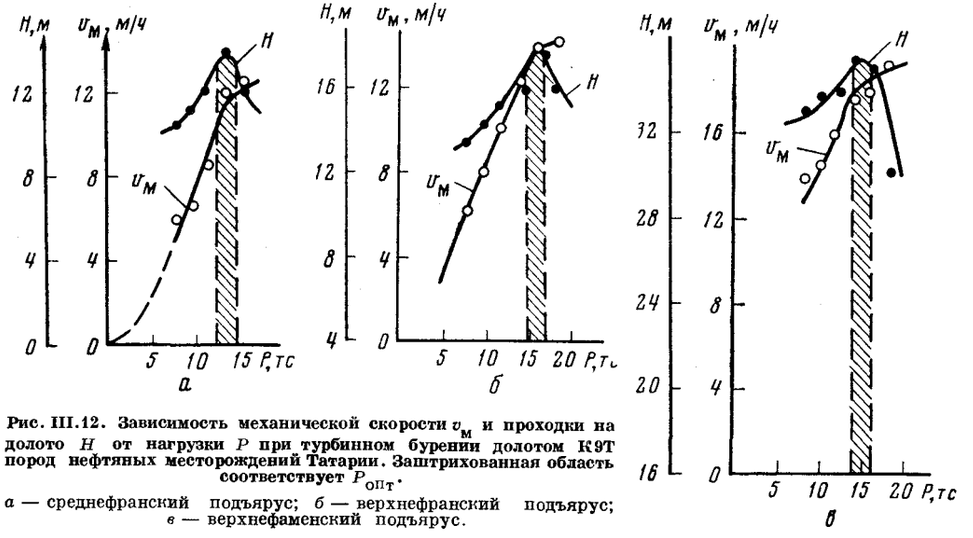


Рис. III.12. Зависимость механической скорости $v_м$ и проходки на долото H от нагрузки P при турбинном бурении долотом К9Т пород нефтяных месторождений Татарии. Заштрихованная область соответствует $P_{опт}$.
а — среднефранский подъярус; *б* — верхнефранский подъярус; *в* — верхнефаменский подъярус.

на долото соответствует максимум кривой зависимости проходки на долото от нагрузки.

В зависимости от формы и размеров контактных поверхностей разрушающего инструмента области поверхностного истирания и усталостного разрушения получают большее или меньшее развитие. Так, при «остром» инструменте (с малыми площадками контакта) области поверхностного истирания и усталостного разрушения почти полностью отсутствуют. Такая же картина наблюдается и при работе долотами со сферическими вставками, так как и в том, и в другом случаях процесс эффективного

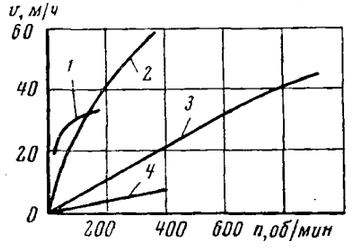


Рис. III.13. Зависимости механической скорости проходки $v_м$ от скорости вращения долота n для пород с различными механическими свойствами.

1 — мел; *2* — известняк; *3* — мрамор; *4* — гранит.

объемного разрушения породы начинается при весьма малых значениях осевых нагрузок на долото.

На рис. III.13 представлены зависимости механической скорости проходки от скорости вращения долота для различных по механическим свойствам пород при стендовом бурении с контактными давлениями, достаточными для эффективного разрушения (данные Ю. Ф. Потапова, В. В. Симонова, Л. А. Шрейнера, Гань Чжи-цзяня).

Полученные для разных пород зависимости отличаются друг от друга. Если при бурении хрупких и пластично-хрупких пород невысокой пластичности (гранит, мрамор) зависимость механической скорости проходки от скорости вращения долота близка к линейной, то при бурении высокопластичных пород (известняка, мела) даже при малых числах оборотов наблюдается отклонение от линейной зависимости, что свидетельствует об уменьшении глубины разрушения этих пород за один оборот долота.

При бурении глубоких скважин, когда давление буровой жидкости на забой достигает значительной величины, отклонение от линейной зависимости наблюдается для всех пород, в том числе и хрупких, даже при малых скоростях вращения долота.

Большее влияние скорости вращения долота на механическую скорость проходки при бурении пластичных пород по сравнению с хрупкими связано с тем, что достижение разрушающих нагрузок у этих пород требует более значительных затрат времени.

Известно, что при бурении шарошечными долотами время контакта зубца долота с породой определяется шагом зубцов и скоростью вращения долота. Для осуществления условий эффективного разрушения время контакта должно быть достаточным для полного завершения деформации.

При скоростях вращения, характерных для турбинного бурения серийными долотами № 8, 9 и 11, время контакта зубца долота с породой колеблется в пределах 0,001—0,003 с.

О времени, необходимом для разрушения пород с различными пластическими свойствами, можно судить по данным, приведенным в табл. III.22, которые получены при динамическом вдавливании в различные горные породы зубца формы усеченного клина с площадью контакта 30 мм² (2,1 × × 14,3 мм).

Таблица III.22

Скорость соударения, м/с	Время, необходимое для достижения разрушающей нагрузки, с		
	кварцит $k=1$	мрамор $k=3,1$	известняк $k=\infty$
1	—	0,0007	0,0025
5	0,0001	0,00025	0,0007
10	—	0,0001	—

Если шаг зубцов долота выбран таким образом, что время контакта зуба долота с породой меньше времени, необходимого для завершения процесса деформации, то разрушение будет либо поверхностным, либо усталостным, так как порода будет претерпевать только упругую или частичную пластическую деформацию.

Из сравнения значений фактического времени контакта и времени, необходимого для разрушения пород, можно видеть, что для разрушения хрупких и малопластичных пород времени контакта зубцов долота с породой достаточно для эффективного разрушения породы на забое, в то время как при бурении пород высокой пластичности это время может оказаться недостаточным для полного разрушения породы. Результатом этого является резкое снижение интенсивности роста механической скорости с увеличением скорости вращения при бурении высокопластичных пород.

ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД И ЕЕ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Одним из показателей эффективности применяемого способа разрушения горных пород является энергоемкость процесса разрушения, т. е. затраты энергии на единицу разрушенного объема породы.

Как известно, при вращательном бурении шарошечными долотами основным видом деформации является вдавливание, которое почти полностью определяет процесс разрушения при бурении твердых хрупких и малопластичных пород и сочетается со скалыванием или резанием при бурении высокопластичных пород невысокой твердости.

Энергоемкость процесса разрушения при вдавливании во много раз выше энергоемкости других процессов разрушения.

Так, например, если энергоемкость чистого резания 1 см³ горных пород составляет десятые доли 1 кгс·м, то удельный расход энергии при разрушении горных пород вдавливанием в условиях статического нагружения в большинстве случаев составляет единицы кгс·м/см³ (табл. III.23, по данным В. П. Якушева).

Таблица III.23

Горные породы	Твердость $p_{ш}$, кгс/мм²	Коэффициент пластичности k	Удельная объемная работа разрушения A, кгс·м/см³
Глинистые сланцы	30—75	1,7—4,3	0,2—0,8
Ангидриты	95—150	2,9—4,3	2,1—5,4
Песчаники и алевролиты	50—235	1,3—4,3	0,5—5,9
Известняки	90—210	1,9—6,9	2,1—8,0
Доломиты	95—320	2,3—5,8	3,9—15,1
Кварциты	545	1,0	3,7

Величины затрат энергии на разрушение единицы объема пород при вдавливании в условиях динамического нагружения со скоростями, близкими к скоростям встречи зуба шарошечного долота с породой при роторном и турбинном бурении (по данным Н. Н. Павловой и Л. А. Шрейнера), незначительно отличаются от энергоемкостей при статическом нагружении.

Расход энергии на разрушение пород при бурении вследствие большого числа неучитываемых потерь и действия многих дополнительных факторов всегда почти на порядок превышает затраты энергии при единичном акте разрушения породы.

Так, удельный расход энергии на резание пород в условиях забоя составляет единицы кгс·м/см³, а на разрушение при вращательном бурении — десятки кгс·м/см³.

Большая энергоемкость процесса разрушения, в котором существенную роль играет вдавливание, связана с особенностями деформации пород в условиях высокого неравномерного всестороннего сжатия, возникающего при вдавливании и вызывающего рост прочности и пластичности пород.

На величину энергоемкости процесса разрушения горных пород при бурении большое влияние оказывают параметры режима бурения — нагрузка и скорость вращения долота.

При создании на забое контактных давлений, меньших предела прочности породы, процесс принимает характер либо усталостного, либо поверхностного разрушения. Энергоемкость процесса разрушения в этом случае может возрастать в десятки раз по сравнению с энергоемкостью процесса эффективного разрушения, характеризующегося соответствием создаваемого контактного давления пределу прочности разрушаемой породы.

Так, например, по данным Н. А. Адамова, энергоемкость разрушения горных пород при турбинном бурении в зависимости от создаваемых контактных давлений изменяется следующим образом (в кгс·м/см³):

при режиме поверхностного истирания . . . > 240
при режиме усталостного разрушения . . . 40 — 240
при нормальном режиме разрушения . . . < 40

Приведенные данные, конечно, являются условными, так как провести резкую границу между различными режимами разрушения трудно, тем более что все три вида разрушения в той или иной степени проявляются при любых режимах бурения.

На рис. III.14 представлены характерные для различных способов бурения графики зависимостей скорости проходки и удельных затрат энергии от осевой нагрузки, полученные А. Д. Имасом при стендовом бурении антрацита.

Зависимость скорости проходки от нагрузки изучена как для первого, так и для второго скачка разрушения. Сопоставление графиков зависимостей скорости проходки

и затрат энергии показывает, что минимумы удельных затрат энергии приблизительно отвечают областям эффективного объемного разрушения при первом и втором скачках разрушения, а максимумы — областям поверхностного истирания.

В области усталостного разрушения затраты энергии находятся в степенной зависимости от величины осевой нагрузки.

Изменения величины энергоемкости процесса при достаточных для эффективного разрушения контактных давлениях связаны с различиями в механических свойствах пород.

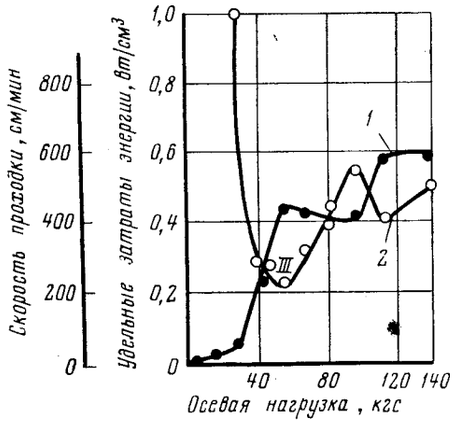


Рис. III.14. Зависимости скорости проходки (кривая *1*) и удельных энергетических затрат (кривая *2*) от осевой нагрузки при $n = 650$ об/мин.

При одинаковых пластических свойствах различных горных пород энергоемкость процесса их разрушения как при вдавливании, так и в процессе бурения прямо пропорциональна твердости этих пород. Энергоемкость зависит также и от пластических свойств горных пород.

Поскольку удельный расход энергии на единицу разрушаемого объема A_v прямо пропорционален крутящему моменту M и скорости вращения долота n,

$$A_v \approx \frac{Mn}{Fv_м},$$

где F — площадь забоя.

Представляет большой интерес зависимость этих определяющих энергоемкость параметров от механических свойств горных пород и применяемых режимов бурения.

На рис. III.15 представлена зависимость крутящего момента от твердости горных пород при постоянной нагрузке на долото, обеспечивающей эффективное разрушение пород (данные Ю. Ф. Потапова и В. В. Симонова). Приведенная зависимость свидетельствует о том, что на величину крутящего момента в условиях эффективного разрушения основное влияние оказывает не твердость, а пластические свойства пород (величина остаточной деформации до разрушения, определяющая глубину внедрения зуба долота в породу). Рост крутящего

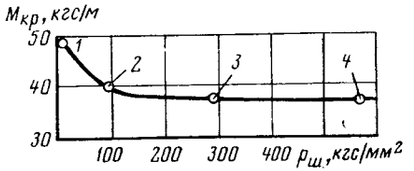


Рис. III.15. Зависимость крутящего момента от твердости горных пород в условиях эффективного объемного разрушения ($P = 5000$ кгс, $n = 69$ об/мин, долото 1В4аК).

1 — известняк; *2* — мрамор; *3* — гранит; *4* — кварцит.

момента наблюдается только при разрушении пластичного известняка ($k > 3$), уступающего по твердости малопластичному граниту и хрупкому кварциту.

Зависимости крутящего момента от нагрузки на долото и скорости вращения

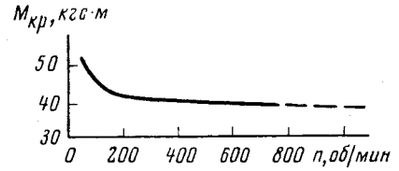


Рис. III.16. Зависимость крутящего момента $M_{кр}$ от скорости вращения долота n при постоянной осевой нагрузке на долото ($P = 5000$ кгс, долото 1В6аС, порода — мрамор)

долота также связаны с величиной внедрения зубца долота в породу, т. е. с пластическими свойствами породы.

Так, поскольку с ростом осевой нагрузки увеличивается и глубина внедрения зубца в породу, ему соответствует увеличение крутящего момента. С ростом скорости вращения долота при постоянной нагрузке глубина внедрения зубца долота в породу, приходящаяся на один оборот долота, уменьшается, соответственно снижается и величина крутящего момента (рис. III.16), а энергоемкость процесса разрушения возрастает (рис. III.17) (по данным Ю. Ф. Потапова и В. В. Симонова).

Рост энергоемкости с увеличением скорости вращения помимо уменьшения объема разрушения в ряде случаев может быть обусловлен переходом в область усталостного разрушения вследствие недостаточности времени контакта долота с породой для полного ее разрушения.

Таким образом, энергоемкость процесса разрушения является функцией многих параметров.

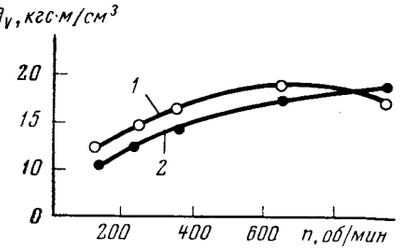


Рис. III.17. Зависимость объемной работы разрушения A_v от скорости вращения долота n при постоянной осевой нагрузке на долото $P = 5000$ кгс.

1 — долото 1В6аС; *2* — долото 1В6аТ.

Минимальные значения энергоемкости процесса разрушения могут быть получены при подборе режима бурения, исходя из механических свойств горных пород, т. е. при создании осевых нагрузок, обеспечивающих эффективное разрушение горных пород, и выборе скорости вращения долота с учетом пластических свойств породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Адамов А. Н.** Оценка эффективности режимов разрушения горных пород. «Нефтяное хозяйство», 1958, № 2.
2. **Алексеев Ю. Ф., Богданов Н. Х.** Исследование влияния забойных факторов на твердость горных пород в промысловых условиях. Сб. «Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование». М., ВНИИОЭНГ, 1966.
3. **Алексеев Ю. Ф.** Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии. Уфа, Башкнигоиздат, 1961.
4. **Имас А. Д.** Определение рациональных технологических режимов разрушения углей и горных пород горными машинами. Тр. совещания по координации исследований в области отделения от массива углей и пород. М., Изд. АН СССР, 1954.
5. **Каримов В. Х., Шрейнер Л. А.** Использование механических характеристик горных пород при вдавливании для совершенствования долот и режимов бурения (на примере месторождений Татарии). Сб. «Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование». М., ВНИИОЭНГ, 1966.
6. **Минин А. А., Погарский А. А.** Форсирование механической скорости бесструбного электробура. «Нефтяное хозяйство», 1956, № 3.
7. **Павлова Н. Н., Шрейнер Л. А.,** Разрушение горных пород при динамическом нагружении. М., «Недра», 1964.
8. **Потапов Ю. Ф., Симонов В. В.** Разрушение горных пород трехшарошечными долотами малого диаметра. Гостоптехиздат, 1961.
9. **Шрейнер Л. А.** и др. Механические и абразивные свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1958.
10. **Шрейнер Л. А.** и **др.** Методическое пособие по использованию результатов испытаний механических свойств горных пород вдавливанием штампа. М., «Недра», 1967.
11. **Якушев В. П.** Энергоемкость процесса разрушения горных пород при вдавливании. Сб. «Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении». М., ГОСИНТИ, 1961.

Глава IV

ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К КОНСТРУКЦИЯМ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Геологические данные последних лет подтверждают наличие значительных запасов нефти и газа на больших глубинах.

В связи с этим за 1965—1970 гг. в СССР произошел значительный сдвиг в сторону роста объема бурения в глубоких скважинах. Глубокое бурение у нас в основном ведется в южных нефтегазодобывающих районах страны.

За короткий промежуток времени в области проводки глубоких скважин достигнуты большие успехи. Так, если в 1955 г. была пробурена только одна скважина глубиной более 4500 м, то в 1970 г. таких скважин пробурено более 120 и количество их постоянно увеличивается.

В течение 1964—1970 гг. в СССР пробурены следующие разведочные скважины глубиной 5500 м и более (табл. IV.1).

Возросшие потребности в природном газе являются основным фактором, обусловившим увеличение объема глубокого разведочного бурения в США. В настоящее время в США имеется около двадцати скважин глубиной свыше 7000 м (табл. IV.2).

В 1971 г. фирма «Плейсид ойл компани» пробурила в округе Сен-Бернард (штат Луизиана) разведочную скважину глубиной 7803 м.

Фирма «Лоун стар» приступила к бурению скважины «Байден 1» проектной глубиной 8530 м.

Глубокие скважины бурятся также в Италии (скв. 1, Фоджна, 5912 м), в ФРГ (скв. 1, Саар, 5857 м; скв. 1, Арстен, 6276 м), во Франции (скв. 2, Мейлон, 6307 м; скв. 1, Лонс, 6160 м), в Иране (скв. 1, Гонбед, 5828 м) и в других странах.

Одним из наиболее важных в комплексе вопросов строительства глубоких нефтяных и газовых скважин является выбор конструкции скважины.

Таблица IV.1

№ скважины	Площадь и район бурения	Год окончания бурения	Глубина скважины, м
1	Галюгаевская, Чечено-Ингушская АССР	1964	5500
2	Медведовская, Краснодарский край . .	1967	6320
7	Темиргоевская Краснодарский край . .	1968	5507
100	Шахова Коса, Азербайджанская ССР	1968	6521
1	Арал-Сор, Казахская ССР	1968	6806
10	Южно-Уметская, Волгоградская область	1969	5500
34	Антиповская, Волгоградская область	1969	5525
1	Суводская, Волгоградская область	1970	5600
6	Чуст-Пап, Узбекская ССР	1970	5676
8	Темиргоевская. Краснодарский край . .	1970	6012

Таблица IV.2

№ скважины	Площадь и район бурения	Год окончания бурения	Глубина скважины, м
I-EE	Юниверсити, Техас	1959	7724
5	Румберже, Оклахома	1959	7316
I-A	Монтгомери, Техас	1959	7132
I	Телли, Техас	1964	7280
A-II	Фалкон, Техас . . .	1964	7002
I-A	Ньюзис, Техас . . .	1965	7382
I	Тирел, Техас	1965	7040
I-A	Мендел, Техас . . .	1965	7273
I	Лео Фонтенот, Южн. Луизиана	1966	7056
I-A	Пекос, Техас	1966	7147
II	Вильбанис, Техас	1967	7182
I	Веснер А. Оклахома	1968	7173
I	Палмер, Техас . . .	1968	7089
I-I	Грин, Оклахома . .	1969	7453
I	Копайн, Техас . . .	1969	7509
I	Инджер, Техас . . .	1970	7012
I	Стейт Лиз, Южн. Луизиана	1970	7803

В некоторых нефтегазодобывающих районах страны с целью сокращения затрат на материалы и снижения стоимости буровых работ наблюдается тенденция к чрезмерному упрощению конструкций скважин. Однако с переходом на бурение скважин глубиной более 4000 м выбор рациональной конструкции скважин резко усложняется и появляется необходимость решения новых проблем.

В зарубежной практике нефтяной и газовой промышленности этому вопросу также уделяется особое внимание.

В США, как правило, для глубоких скважин применяются многоколонные конструкции. Это объясняется сложными геолого-техническими условиями проводки, а также желанием избежать в этих условиях осложнений и аварий и не противоречит стремлению нефтяных фирм добиться строительства скважин с наименьшими затратами средств.

Конструкции глубоких скважин должны выбираться с учетом: геологических условий проводки; уровня применяемой техники и технологии строительства скважин; условий предупреждения и быстрейшей ликвидации возможных осложнений и аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин; условий эффективной и длительной эксплуатации скважин.

При этом конструкции скважин должны быть экономичными и обеспечивать прочность скважины как технического сооружения, изоляцию продуктивных и водонапорных горизонтов, достижение запроектированных режимов и охрану недр как в процессе бурения, так и в период эксплуатации.

Естественно, что глубина скважины и диаметр эксплуатационной колонны определяют диаметры остальных колонн, спускаемых в скважину, что в свою очередь влияет на расход материалов и средств на строительство скважины.

Поэтому при выборе диаметра эксплуатационной колонны необходимо учитывать как геолого-технические условия разработки месторождения, так и экономические факторы.

В качестве эксплуатационных колонн в СССР в основном применяются обсадные трубы диаметрами 168, 146, 140, 127 и 114 мм.

Определив диаметр эксплуатационной колонны, в зависимости от условий проводки скважины подбираются диаметры промежуточных колонн и кондуктора. После этого по геологическим особенностям месторождения определяются необходимые глубины спуска колонн. При определении глубины спуска промежуточных колонн необходимо исходить из величины модулей градиентов давления гидравлического разрыва p_1 и проявления p_2 пластов, а также значения пластовых давлений.

В связи с этим особое значение приобретает прогнозирование величин p_1 и p_2 на основании промысловых данных методами математической статистики. При этом величины p_1 и p_2 рассматриваются как случайные величины, зависящие от суммарного действия многих не зависимых друг от друга факторов. По значениям p_1 и p_2 определяются средние значения удельного веса бурового раствора, необходимого для предотвращения гидравлического разрыва и нефтегазопроявления пластов.

В табл. IV.3 приведены значения модуля градиента давления гидравлического разрыва пластов p_1 для некоторых площадей.

При наличии в разрезе скважины зон с низкими градиентами давления разрыва продуктивные горизонты обычно вскрывают после спуска промежуточной колонны, которая перекрывает эти зоны и дает возможность продолжать бурение буровым раствором более высокого удельного веса.

Наилучшей глубиной установки промежуточной колонны считается глубина, ниже которой необходимо применение бурового раствора большего удельного веса.

Другим важным вопросом, представляющим практический интерес при выборе конструкции скважин, является прогнозирование значения времени T, в течение которого ствол скважины может оставаться необсаженным. Это позволяет предотвра-

Таблица IV.3

Площадь	p_1, кгс/см² на 1 м
Азербайджанская ССР	
Нефтяные Камни	0,170
Сангачалы-море	0,215
Дуванный-море	0,228
Кюрсангя	0,214
Таджикская ССР	
Ялгызкая, Кызыл Имчек	0,136
Комсомольская	0,165
Казахская ССР	
Узень	0,168

тить осложнения путем своевременного перекрытия ствола скважины обсадными колоннами.

Время T в основном зависит от геологических условий месторождения, динамического пластового давления, прочностных характеристик горных пород, соответствия физико-химических свойств бурового раствора проходимым породам, изменений гидродинамического давления и температуры в процессе бурения и др. Эти факторы в какой-то степени носят случайный характер, непрерывно изменяясь как по глубине скважины, так и по площади, позволяют величину T описать случайными функциями и прогнозировать ее значения.

В табл. IV.4 приведены вычисленные значения T для площади Сангачалы-море (Азербайджанская ССР) по данным 14 скважин.

Вычисления показали, что данные по четырем-пяти скважинам, взятым произвольно по площади, достаточны для прогнозирования p_1, p_2 и T.

В настоящее время для борьбы с осыпанием и пластической деформацией горных пород при проводке скважин, а также для надежной изоляции зон поглощения раствора и высоконапорных горизонтов широко применяют спуск промежуточных колонн — хвостовиков.

Во избежание осложнений при бурении под эксплуатационные колонны при составлении проекта глубокой скважины во многих случаях предусматривается наращивание хвостовиков до устья скважины.

Спуск обсадных колонн, особенно больших диаметров, до предусмотренных глубин в значительной степени зависит от кривизны и конфигурации ствола скважины. Поэтому при бурении глубоких скважин выявляется необходимость применения жесткой компоновки низа бурильной колонны. При этом максимальная эффективность достигается при приближении диаметра расширителей к диаметру долота.

Высота подъема цементного раствора за колоннами устанавливается исходя из геологических особенностей месторождения и обычно осуществляется:

за кондукторами — до устья скважины;

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

за промежуточными колоннами разведочных, газовых скважин независимо от глубины и нефтяных скважин с проектной глубиной более 3000 м — до устья;

за эксплуатационными колоннами нефтяных скважин с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны — не менее чем на 100 м. Это же условие распространяется на газовые и разведочные скважины при осуществлении мероприятий, обеспечивающих герметичность соединений обсадных труб. Во всех остальных случаях раствор поднимается до устья скважин.

При выборе конструкции нельзя не учитывать и способ проводки скважины. Так, если проводка скважин под эксплуатационную колонну диаметрами 140 и 168 мм осуществляется турбинным способом и используются 7″ или 8″ турбобуры, то обычно выбирают одну из следующих конструкций скважин: 351 × 245 × 146 мм; 377 × × 273 × 168 — 146 мм. Если проводка скважины осуществляется электробурами, то в этом случае возможно применение только следующего сочетания обсадных колонн в конструкции скважин: 377 × × 299 — 273 × 168 — 146 мм.

Таблица IV.4

Время, T (мес) при глубине скважины, м								
500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500
0,56	1,11	1,67	2,31	4,0	5,82	7,81	10,46	12,29

Наиболее универсальным и гибким для выбора рациональной конструкции скважин является роторный способ бурения, при котором используется более широкое сочетание диаметров обсадных колонн.

Учитывая высокие технико-экономические показатели роторного способа бурения при бурении скважин глубиной свыше 3500 м конструкции глубоких скважин должны разрабатываться из условия применения этого способа проводки.

Соблюдение основных геолого-технических и экономических принципов способствует правильному решению разработки рациональных конструкций для глубоких скважин и создает необходимые предпосылки для успешного их строительства.

В табл. IV.5 приведены некоторые рекомендуемые сочетания диаметров обсадной колонны при составлении проекта глубокой скважины.

Таблица IV.5

Обсадная колонна	Диаметр обсадной колонны, мм
Кондуктор	273
Промежуточная (сварная)	219
Эксплуатационная	146
Кондуктор	377
Первая промежуточная	273
Вторая промежуточная (сварная)	219
Эксплуатационная	146
Кондуктор	426
Первая промежуточная	299
Вторая промежуточная	219
Третья промежуточная (сварная)	168
Эксплуатационная (сварная)	146×114
Кондуктор	426
Первая промежуточная	299
Вторая промежуточная (сварная)	245
Третья промежуточная (сварная)	194
Эксплуатационная (сварная)	146
Кондуктор	324
Первая промежуточная	245
Вторая промежуточная (сварная)	194
Эксплуатационная (сварная)	146

При этих конструкциях скважин возможные просветы между колоннами были доведены до 13,5—15 мм на сторону и удалось успешно пробурить большое количество глубоких скважин в сложных геологических условиях.

В последние годы при бурении глубоких скважин в широких масштабах применяются обсадные колонны, составленные из труб со сварными соединительными элементами. Применение этих колонн, а также спуск колонн секциями позволили максимально использовать мощности существующих буровых установок и успешно решить ряд сложных технико-технологических проблем.

При использовании обсадных труб по ГОСТ 632—64 подбор рациональных конструкций глубоких скважин является сложной задачей. В ряде случаев для обеспечения необходимого диаметра ствола скважины под эксплуатационную колонну приходится отказываться от крепления скважины одной из промежуточных колонн. В результате буровые работы проводятся в открытых стволах скважины большой длины, что часто приводит к дополнительным осложнениям в процессе проводки, а в некоторых случаях — к ликвидации скважины.

Использование же обсадных колонн со сварными соединительными элементами за счет увеличения количества спускаемых колонн в значительной степени облегчает условия проводки скважин. Кроме того, сварные конструкции колонн позволяют уменьшить расход обсадных труб на 1 м проходки и открывают широкие возможности для бурения скважин с малыми диаметрами эксплуатационных колонн (73—114 мм).

На рис. IV.1 приводятся конструкции ряда скважин в южных нефтегазодобывающих районах страны.

Как видно из рис. IV.1, в конструкциях скважин широко представлены обсадные колонны со сварными соединительными элементами.

Конструкции некоторых глубоких скважин, пробуренных в США, показаны на рис. IV.2, а на рис. IV.3 приводится проект конструкции глубочайшей в мире скважины «Байден 1».

При проектировании конструкций скважин в США для новых площадей обязательно предусматривается запасной диаметр на случай спуска дополнительной колонны обсадных труб.

Для крепления глубоких скважин в США широко применяется спуск обсадных колонн на большие глубины. Накоплен большой опыт по спуску обсадных колонн диаметром 245 мм в глубокие скважины (табл. IV.6).

Фирма «Ральф лав эстейн» в 1971 г. спустила в глубокую скв. Юниверсити 17 обсадную колонну диаметром 245 мм на

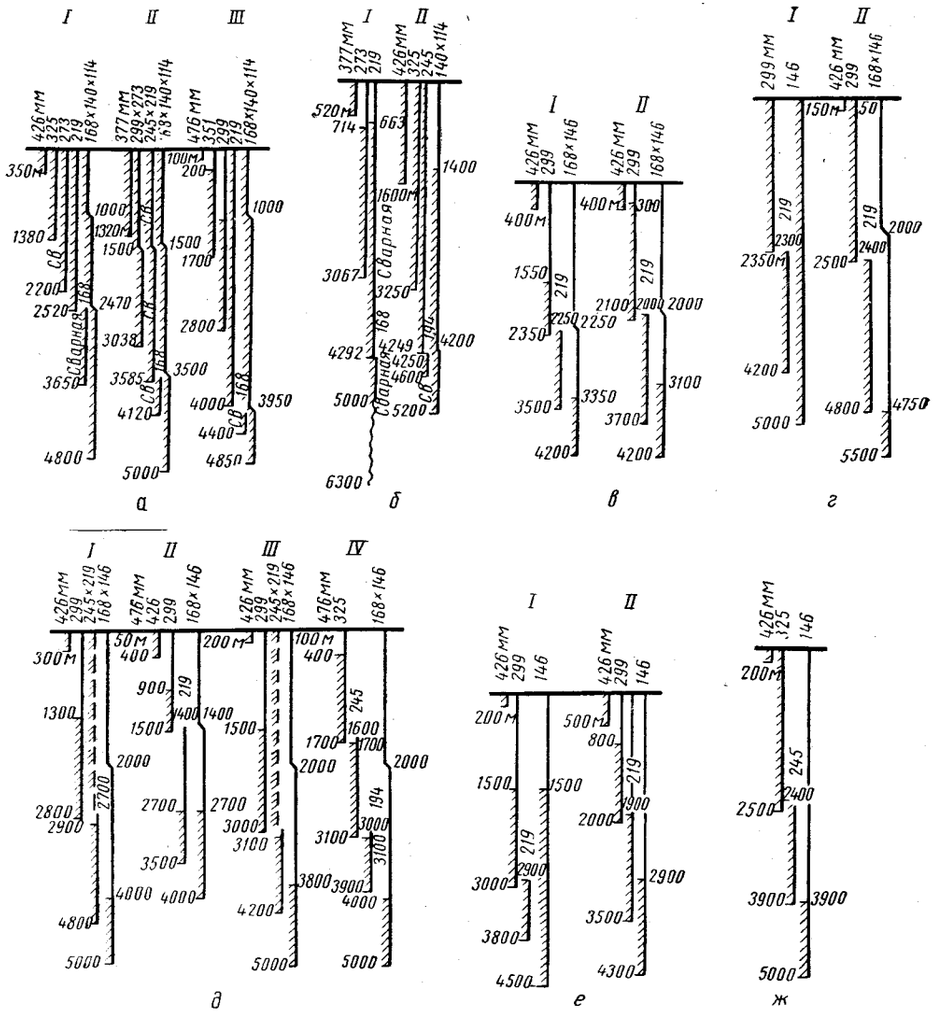


Рис. IV.1. Конструкции глубоких скважин в южных районах СССР.

а — объединение Грознефть: *I* — скв. Карабулак Ачалукская; *II* — скв. Малгобек-Вознесенская; *III* — скв. Эльдарово; *б* — объединение Краснодарнефтегаз: *I* — скв. Медведовская, *II* — скв. Левкинская; *в* — объединение Туркменнефть: *I* — скв. Котур-Тепе; *II* — скв. Барса-Гельмес; *г* — объединение Узбекнефть: *I* — скв. Наманган; *II* — скв. Чуст-Пап; *д* — Азербайджанская ССР: *I* — скв. Пирсагат; *II* — скв. Хамамдаг-море; *III* — скв. Кюрсанга; *IV* — скв. Шорбулаг; *е* — НПУ Киргизнефть: *I* — скв. Избаскент; *II* — скв. Панфиловская; *ж* — НПУ Таджикнефть. скв. Супе-Тау.

рекордную глубину 5625 м (проектная глубина скважины 8230 м) с использованием труб из сталей Р-110 и JL-95 с длинной резьбой и муфтой с трапециевидной резьбой.

Обсадные колонны диаметрами 273 мм (вес 387 т), 194 × 178 мм (318 т), 178 мм (270 т) и 127 мм (248 т) в США спущены в скважины, соответственно на глубины 4239, 7010, 6024 и 6643 м.

В СССР также практикуется спуск эксплуатационных и промежуточных колонн на большие глубины. Так, например, в скв. 100 Шахова-Коса на глубину 5800 м

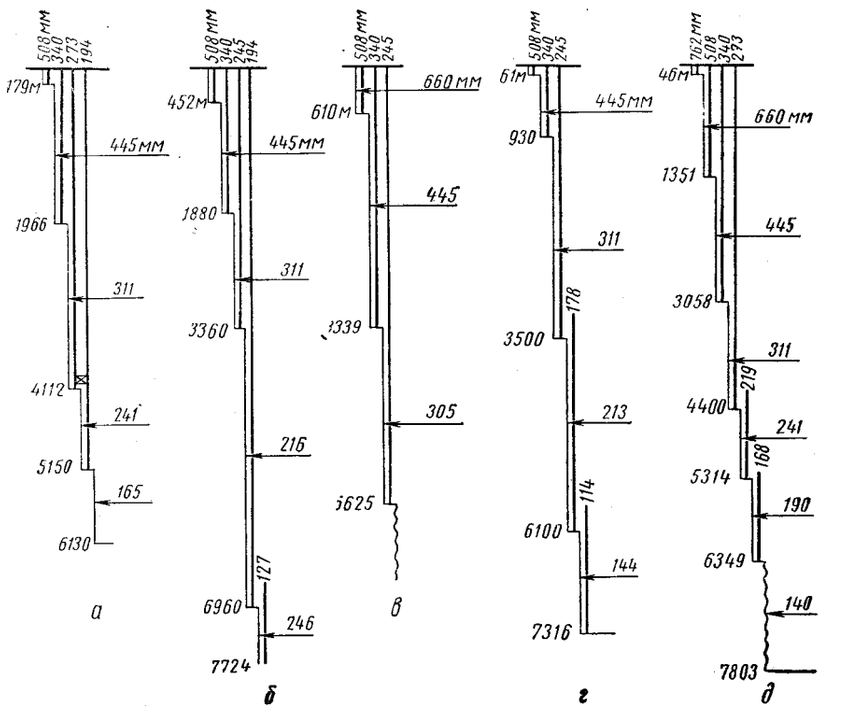


Рис. IV.2. Конструкции глубоких скважин в США

а — скв. 1, Мелвин Хелтон; *б* — скв. 1-ЕЕ Юниверсити; *в* — скв. Юниверсити 17 (проектная глубина 8230 м); *г* — скв. 5, Румберже; *д* —скв. 1, Стейт Лиз.

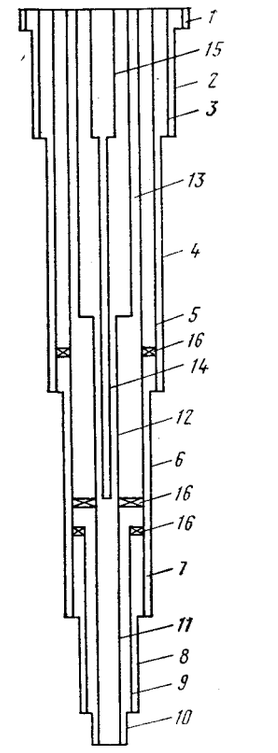


Рис. IV.3. Конструкция скважины «Байден 1».

1 — направление с наружным диаметром 36″ (914 мм) до глубины 24 м; *2* — 26″ (660 мм) ствол; *3* — кондуктор 20″ (508 мм) до 1467 м; *4* — $17^1/_2$″ (445 мм) ствол; *5* — промежуточная колонна $13^5/_8$″ (346 мм) до 4260 м; *6* — $11^7/_8$″ (302 мм) ствол; *7* — хвостовик $9^5/_8$″(245 мм) в интервале 4115—6800 м (хвостовик наращивается до устья скважины); *8* — $7^7/_8$″ (200 мм) ствол; *9* — хвостовик $6^5/_8$″ (168 мм) в интервале 5790—7860 м (спускается при необходимости); *10* — $5^7/_{16}$″ (138 мм) ствол; *11*, *12*, *13* — эксплуатационная колонна: $4^1/_2$″ (114 мм) или 5″ (127 мм) в интервале 3350—8230 м; 7″ (178 мм) в интервале 0—3350 м; *14*, *15* — насосно-компрессорные трубы: $2^1/_{16}$″ (52 мм) в интервале 1430—5480 м, $2^3/_8$″ (60 мм) в интервале 0—1430 м; *16* — устройство для подвески обсадной колонны и герметизации кольцевого пространства.

Таблица IV.6

№ скважины	Площадь и район бурения	Длина спускаемой колонны, м	Время спуска, ч	Вес колонны в воздухе, т	Способ спуска
1-А	Монтгомери, Техас . .	4837	21	342	Одной секцией
1	Форстер, Техас	4875	—	389	То же
4096	Мей, Южн. Луизиана	4968	12,5	352	»
8	Стейт, Южн. Луизиана	5332	20	374	Двумя секциями
1-А	Ньюзис, Техас	5374	16	363	То же
1	Прайс Эстейт, Техас	5393	22	432	»
1	Пекос, Техас	5625	—	580	—

был спущен хвостовик диаметром 219 мм (вес 255 т).

В целях экономии металла и избежания осложнений при креплении глубоких скважин в большинстве случаев вместо спуска тяжелых колонн одной секцией широко практикуется их спуск двумя, а иногда даже тремя секциями.

ВЫБОР СПОСОБА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО РЕЖИМНЫМ ПАРАМЕТРАМ И ХАРАКТЕРУ ИЗНОСА ДОЛОТ

СССР является единственной страной в мире, где при проводке нефтяных и газовых скважин используются три разновидности вращательного бурения — роторное, турбинное и бурение с электробурами.

Попеременное использование турбинного и роторного бурения широко используется в практике, особенно при проводке глубоких скважин.

Выбрать способ бурения при разбуривании той или иной литологической пачки или интервала пород можно либо на основании анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам, либо основываясь на результатах исследований режимов бурения специальных скважин или отдельных интервалов в них. При статистическом методе оценки эффективности того или иного способа бурения требуется большое количество данных вследствие недостаточно высокого качества информации, ограниченного диапазона изменения параметров режима бурения, которые имеют случайный характер.

При проводке специальных скважин исследование режимов бурения ведется по определенной методике. Высокое качество и целенаправленность исследований предопределяют возможность многократного снижения объема информации, необходимой для установления (методами математической статистики) оптимальных параметров режима и наиболее эффективного способа бурения.

Материалы для анализа должны содержать: сводный геологический разрез, стандартный электрический, акустический и нейтронный гамма-каротаж, кавернограммы, альтитуды скважин; данные о конструкции скважины и механическом каротаже, пластовых давлениях, температурах, искривлении скважины, ведомости отработки долот и параметров режима бурения, баланс времени бурения, керновый материал, образцы шлама и др.

При анализе материалов по конкретной площади могут быть три наиболее характерных случая:

1) ранее не бурили ни одной скважины;

2) пробурена одна или несколько скважин;

3) пробурено значительное количество скважин.

В первом случае решение задачи о выборе способа бурения и породоразрушающего инструмента наиболее затруднено и может быть осуществлено лишь с применением информации и опыта бурения по другим районам с аналогичным проектному данной скважины геологическим строением (в целом или отдельных интервалов).

Во втором случае исключается возможность применения методов статистической обработки из-за слишком малого объема информации.

В последнем случае объем информации для применения статистических методов оценки может быть достаточным, но низкое качество информации и большое количество изменяющихся во времени факторов (типоразрезы и качество изготовления долот, свойства буровых растворов и добавок к нему, гидравлическая система долот, качество и параметры бурового оборудования и инструмента, параметры режима

Таблица IV.7

Классификация пород

Основные типы осадочных горных пород	Механические свойства пород			
	твердость по штампу, $p_ш$, кгс/мм²	категория по твердости	коэффициент пластичности	категория по пластичности
Карбонатные породы (известняки) . .	70—200	4—6	1,6—4,5	2—5
Доломиты	85—410	5—9	1,6—4,4	2—5
Глинистые породы (глинистые сланцы, аргиллиты, мергели и др.)	10—120	2—5	1,3—∞	2—6
Обломочные породы (песчаники) . . .	30—520	3—10	1,0—4,4	1—5
Сульфатно-галогенные породы (ангидриты, гипсы, каменная соль)	10—140	1—5	1,8—∞	2—6
Кремнистые породы	360—600	8—12	1,0—2,3	1—3

бурения и т. д.) могут затруднить получение правильной оценки.

На основании изучения геологического материала и результатов геофизических исследований, а также данных о работе долот и параметров режима бурения по пробуренным на данной площади скважинам производится ориентировочный подбор типов (не более трех) долот по вооружению для литологически однородных интервалов.

Процесс бурения надо рассматривать во взаимосвязи объекта разрушения (порода), источника разрушения (долото) и его привода (забойный двигатель или роторный способ бурения), окружающей среды (свойства бурового раствора, горных пород и пластовых флюидов), системы циркуляции и очистки бурового раствора, параметров режима бурения. Только такой подход к решению задачи может дать правильные основы и заложить прочный фундамент для последующего (после изучения взаимодействия основных факторов) перехода к оптимизации процесса бурения в целом.

Классификация пород, слагающих разрезы месторождений СССР, в общем виде приведена в табл. IV.7.

Выбор наиболее рационального способа бурения невозможен без правильного выбора типа долота для бурения данной литологической пачки пород. Трудность выбора наиболее эффективного типа долота усугубляется тем, что во время рейса долота разбуриваются не однородные породы, а породы, часто со значительно отличающимися физико-механическими свойствами.

Располагая диаграммами электрического каротажа, можно довольно успешно выбирать тип долота. Если кроме того имеются кривые механического каротажа (через 1 м или лучше через 0,5 м проходки) и данные о работе долот, включая их износ, по ранее пробуренным скважинам, то можно выбрать не только наиболее эффективный для данных геологических условий тип долота, но и близкие к оптимальным параметры режима бурения, а значит, и способ бурения.

Данные о работе долот, включающие сведения о проходке на долото, времени механического бурения, средней нагрузке на долото, скорости вращения ротора, расходе бурового раствора и скорости его истечения из насадок, о диаметре насадок, характеристике износа зубьев и опор долота вместе с информацией об условиях искривления ствола, возможности выбросов, поглощений, сужении ствола позволят успешно решить задачу проектирования бурения скважин. Сопоставление же данных электрического и механического каротажа по вновь буримым скважинам с ранее пробуренными позволит своевременно внести коррективы по глубинам залегания горных пород при выборе типа долота.

Так как основной объем проходки нефтяных и газовых скважин осуществляется трехшарошечными долотами, а объем бурения алмазными, лопастными, одношарошечными, двухшарошечными, фрезерными, и другими типами долот невелик, рассмотрим только работу трехшарошечных долот.

Долота, предназначенные для бурения более твердых пород, имеют меньшую высоту, шаг зубьев и смещение осей шарошек, но зато бо́льшую по сравнению с долотами для бурения более мягких пород величину контактной поверхности и несущую способность опор.

Так, например, долота OSC-3A фирмы «Хьюз Тул К°» диаметром 200 мм, предназначенные для бурения мягких пород, имеют смещение осей шарошек 7,34 мм, а в долотах W7R

(для твердых пород) смещение осей отсутствует. Высота зубьев долота W7R составляет 0,55 высоты зубьев долота OSC-3A. Величина контактной поверхности у долот W7R в 2,4 раза, а несущая способность опор в 1,45 раза больше, чем у долот OSC-3A. Долота, предназначенные для бурения пород, имеющих промежуточные физико-механические свойства, имеют конструктивные параметры, находящиеся между крайними значениями.

Долота, предназначенные для бурения более мягких пород, как имеющие более слабую опору, более чувствительны к чередованию пород различной твердости. Увеличение величины смещения осей шарошек, в целом положительно влияющего на эффективность процесса разрушения породы, в определенных условиях (абразивные породы) способствует интенсивному износу вооружения долот.

В США, например, широкое распространение получили долота с герметизированными опорами, срок службы которых в среднем на 34% выше, чем обычных.

Известно, что для каждого типоразмера долота существует оптимальная скорость вращения для данных величин осевой нагрузки и гидравлической мощности.

Например, при бурении штыревыми долотами высокоабразивных и твердых пород (окремнелые доломиты, песчаники и др.) разрушение породы происходит в основном за счет дробящего действия штырей, поэтому скорость вращения должна обеспечить достаточно продолжительное время контакта для наступления полного разрушения породы. При превышении оптимальной скорости вращения штыревого долота эффективность процесса снижается.

Долота серии З, у которых твердосплавные штыри имеют клиновидную форму, позволяют успешно проходить абразивные породы, чередующиеся с пластичными глинистыми породами, где долото с полусферическими штырями неэффективно.

Чем больше скалывающий эффект долота, тем больше его коэффициент эффективности, но тем выше износ его зубцов, что необходимо учитывать при выборе долота для бурения.

Для заданных типоразмера долота и условий очистки с увеличением твердости породы оптимальные значения скоростей вращения долота уменьшаются, а значения осевых нагрузок на долото увеличиваются. Впервые нашими исследователями [13] было показано, что величины отрезков, отсекаемых на оси нагрузок P в зависимости v (P) прямыми, связаны с твердостью пород.

Позднее более подробно это исследовал Бингэм, который сделал несколько важных выводов.

Рассмотрим наиболее важные из них.

На рис. IV.4 в общем виде дан график зависимости

$$\delta = \frac{v}{n} = f\left(\frac{P}{D}\right),$$

где v — механическая скорость бурения в м/ч; n — скорость вращения долота в об/мин; δ — углубление долота за 1 оборот в мм/об; P — осевая нагрузка на долото в кгс; D — диаметр долота в см.

На рис. IV.4 можно видеть две прямые линии — рабочую кривую AO и линию минимального углубления OD.

Бингэм показал, что на графике точки ложатся на рабочую кривую, когда очистка забоя обеспечивает удаление всей выбуренной породы с плоскости забоя в зону над долотом, исключая повторное перемалывание частиц шлама шарошками долота (например, бурение с очисткой забоя воздухом).

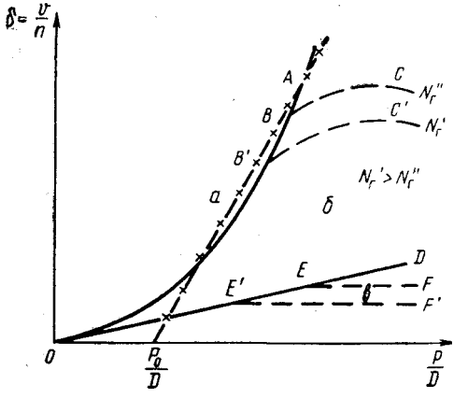


Рис. IV.4. Характерные элементы зависимости $\delta = \frac{v}{n} = f\left(\frac{P}{D}\right)$ при неизменных долоте и разбуриваемой породе.

а — рабочая кривая; *б* — область недостаточной очистки забоя; *в* — область неудовлетворительной очистки забоя

При ухудшении условий очистки [1] забоя происходит в большей или меньшей степени отклонение точек на графике к линии минимального углубления, а в ряде случаев (большие глубины, плохие условия очистки и т. д.) — попадание точек на линию AC или ниже. Если рост удельной нагрузки опережает рост углубления за один оборот, то точка на графике лежит в области недостаточной очистки забоя; если с ростом удельной нагрузки углубления нет, то точка лежит в области неудовлетворительной очистки забоя. В породах одной и той же твердости при бурении долотами различных типов отрезок, отсекаемый рабочей кривой на оси нагрузок, одинаков при одинаковой степени износа долота, а угол наклона кривой тем больше, чем выше коэффициент эффективности долота. По мере износа зубцов долота величина отрезка $O\frac{P_0}{D}$ увеличивается, а угол наклона уменьшается (для долота одного и того же типа). Величина отрезка $O\frac{P_0}{D}$ тем больше, чем выше твердость породы. Существует определенная корреляционная связь между этим отрезком и величиной прочности породы на сдвиг или сжатие.

Бингэм приводит эмпирическую формулу для механической скорости проходки, учитывающую влияние диаметра долота, осевой нагрузки и скорости вращения его, износа вооружения и перепада давления, а также прочности породы на сдвиг

$$v = Dn\frac{k'_c}{k''_c}e^{-\frac{4}{3}s\bar{v}}\frac{\tau_0}{\tau_p}\left[\frac{P}{D^2\tau_0} - \frac{P_0}{D^2\tau_0}\left(\frac{\tau_p}{\tau_0}\right)^2 e^{\frac{2}{3}s\bar{v}}\right], \qquad \text{(IV.1)}$$

где D — диаметр долота; n — скорость вращения долота; $\bar{v}$ — износ зубьев долота по высоте в долях единицы; τ_0; τ_p — соответственно прочность пород на сдвиг при атмосферном и любом давлении;

из безразмерных величин: $\frac{k'_c}{k''_c}$ — определяется конструкцией долота, $e^{-\frac{4}{3}s\bar{v}}$ — определяет величину износа зубьев, τ_0/τ_p — давление, $\frac{P_0}{D^2\tau_0}$ — отрезок на оси нагрузок в случае бурения новым долотом при атмосферном давлении, $\frac{\tau_p}{\tau_0}e^{\frac{2}{3}s\bar{v}}$ — поправка на давление и износ зубьев, $s = 0{,}7$; k'_c — коэффициент эффективности нового долота; k''_c — коэффициент, характеризующий основное условие износа долота,

$$\frac{k'_c}{k''_c} = m_c\tau_0, \quad k''_c = \frac{1}{\tau_0}\sqrt{\frac{P_c}{D}};$$

$0 \leqslant n \leqslant 200$ — скорость вращения долота в единицу времени.

Как видно из уравнения (IV.1), механическая скорость проходки изменяется прямо пропорционально осевой нагрузке на долото, скорости вращения и обратно пропорционально диаметру долота и прочности породы. Наибольшее влияние оказывает прочность породы на сдвиг, которая в промысловых условиях может меняться в широких пределах.

В работе [28] даны основные уравнения, пользуясь которыми можно определить оптимальные параметры режима бурения для h_{max} и v_{max},

$$v = k(P - P_0)n^{\alpha}; \qquad \text{(IV.2)}$$

$$T_к = T_0 - aP - bn; \qquad \text{(IV.3)}$$

$$v = v_0 - \eta T^{\beta}, \qquad \text{(IV.4)}$$

где v и v_0 — соответственно текущее и начальное значения механической скорости проходки; k — коэффициент пропорциональности, учитывающий буримость породы, совершенство очистки забоя, степень износа зубьев долота, т. е. соответствует коэффициенту эффективности в формуле (IV.1); α — показатель степени, зависящий от твердости породы, типа долота и совершенства очистки забоя, т. е. нагрузки на долото и перепада давления; $T_к$ — время работы долота на забое при преобладающем износе опор; a, b — коэффициенты, характеризующие интенсивность изменения T в зависимости от P и n; η — коэффициент, характеризующий темп износа вооружения долота; β — показатель степени, зависящий от перемежаемости пород по твердости. Остальные обозначения те же, что и в формуле (IV.1).

В работе [40] приведены уравнения, по которым ведется расчет оптимальных параметров режима бурения

$$v = \frac{k(P - P_0)n^{\alpha}}{1 + c_2 \cdot H}, \qquad \text{(IV.5)}$$

$$H' = \frac{A\left[gn + q\left(\frac{n}{10}\right)^3\right]}{(D_1 - D_2P)(1 + c_1H)}, \qquad \text{(IV.6)}$$

$$B' = \frac{1}{T_к} = \frac{nP^{\lambda}}{B}, \qquad \text{(IV.7)}$$

где c_2 — коэффициент затупления зубьев (для штыревого долота $c_2 = 0$); H — износ зубьев в %; H' — скорость износа зубьев долота; A — коэффициент абразивности; B — постоянная опор долота; B' — скорость износа опор долота; α, λ — экспоненты скорости вращения и осевой нагрузки; g, D_1, D_2, c_1 — показатели, характеризующие конструкцию долота. Для нового зубчатого долота $H = 0$, для полностью изношенного $H = 1$.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (IV.1)—(IV.4).

Формула (IV.5) принципиально не отличается от формулы (IV.2). В ней самостоятельно учитывается износ долота для однородных пород

$$c_2 = \frac{v_0 - v_к}{v_к H_к}, \qquad \text{(IV.8)}$$

где v_0, $v_к$ — начальная и конечная величины механической скорости проходки; $H_к$ — конечный износ зубьев в %.

Формула (IV.6) учитывает абразивный износ вооружения долота и свидетельствует о высокой интенсивности износа вооружения с ростом скорости вращения долота.

[1] Под очисткой здесь понимается не только роль бурового раствора в этом процессе, но и способность долота с данным типом вооружения к механическому удалению частиц шлама.

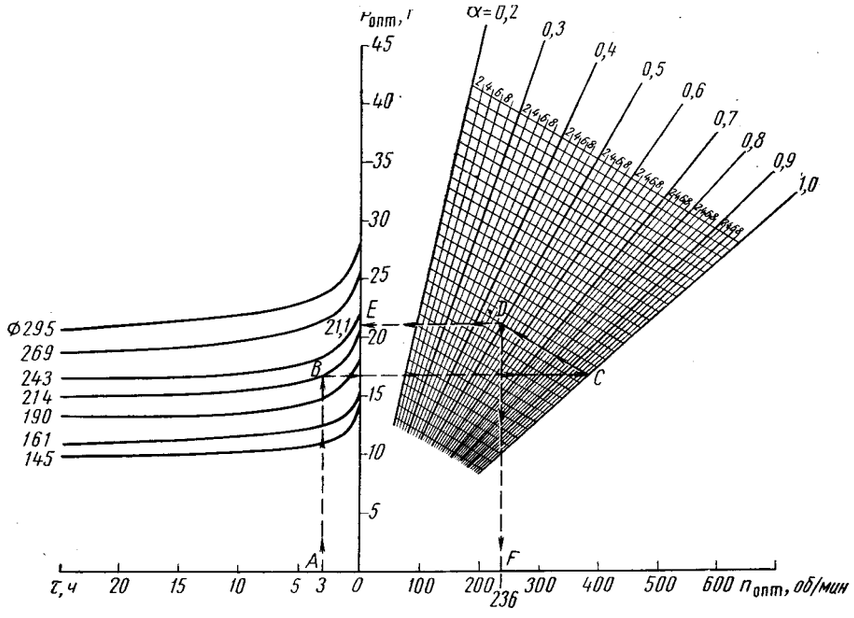


Рис. IV.5. Номограмма для определения $P_{опт}$ $n_{опт}$ в зависимости от диаметра долота (в мм)

времени рейса τ и показателя степени α, необходимых для достижения максимальной рейсовой скорости $v_р$. Пользование номограммой показано на рисунке пунктирными линиями со стрелками, указывающими последовательность движения $\left(ABCД \begin{matrix} E \\ F \end{matrix}\right)$

Для определения α можно использовать результаты пробного бурения

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^{\alpha}, \qquad \text{(IV.9)}$$

откуда

$$\alpha = \frac{\lg \frac{v_1}{v_2}}{\lg \frac{n_1}{n_2}}, \qquad \text{(IV.10)}$$

где n_1, n_2 — скорости вращения при постоянной нагрузке на долото.

В формуле (IV.7):

$\lambda = 0{,}9$ — при работе опор в сульфидном растворе;
$\lambda = 1{,}44$ — для утяжеленных буровых растворов хорошего качества;
$\lambda = 2{,}0$ — для долот с герметизированной опорой и растворов на нефтяной основе;
$\lambda = 2{,}72$ — при работе в воздушной среде.

Для постоянных P и n уравнение проходки на долото имеет вид

$$h = (P - P_0)\, n^{\alpha} (D_1 - D_2 P) \frac{c_1}{c_2 H_к} + \frac{c_2 - c_1}{c_2^2} \ln (1 + c_2 H_к). \qquad \text{(IV.11)}$$

Это уравнение получено путем объединения уравнений (IV.5) и (IV.6), решения их в дифференциальной форме и интегрирования результата в пределах от $H = 0$ для нового долота до $H = 1$ для полностью сработанного долота.

Если долото вышло из строя вследствие преобладающего износа вооружения, то

$$h = (P - P_0)\, n^{\alpha} T_к \frac{2k}{2 + c_1 c_2} \frac{c_1}{c_2} + \frac{c_2 - c_1}{c_2^2} \ln (1 + c_2). \qquad \text{(IV.12)}$$

В каждом конкретном случае λ определяется для условий данной скважины аналогично определению α.

Математический анализ зависимостей (IV.1) — (IV.7), (IV.11), (IV.12) показал, что в абразивных породах скорость вращения необходимо снижать до 40 об/мин, в мягких неабразивных породах скорость вращения мало влияет на износ зубьев и может быть доведена до 400 об/мин. По номограмме рис. IV.5 можно найти оптимальные значения P и n, необходимые

Таблица IV.8

Тип долота	Аналог отечественного долота	Удельная осевая нагрузка на долото, кгс/см	Скорость вращения долота, об/мин	Порода, в которой рекомендуется применять долото
OSC-3A	—	540—1080	250—160	Красноцветы, соль, мягкие сланцы, глины, гипсы, мел, ангидриты
OSC—3	М	540—1080	250—100	Мягкие известняки низкой прочности
OSC-1a	МС	540—1250	180—60	Более твердые, чем при применении долот OSC-3A; OSC-3
OWV	С	716—1432	90—40	Твердые сланцы, песчаные сланцы, известняки, твердые ангидриты, доломитизированные известняки
OWC	СТ	716—1610	90—40	Доломиты, твердые известняки, твердые сланцы и др.
W7R	Т	893—1785	70—35	Абразивные твердые известняки, доломиты, песчаник, твердый сланец с пиритом
X55R RG-7X	К	760—1432	70—35	Сильно абразивные крепкие кремний, кварцит, гранит, базальт, кварцевый песчаник и др.

Таблица IV.9

Величина отрезка на оси нагрузок, кг/см	Прочность породы на сдвиг, кгс/см²	Прочность породы на сжатие, кгс/см²	Рекомендуемый тип долота	Характерный возраст пород
$0 \leqslant \frac{P_0}{D} \leqslant 75$	⩽360	⩽875	Лопастное или типа М	Третичный или меловой
$75 \leqslant \frac{P_0}{D} \leqslant 150$	360—515	875—1250	Типа М	Юра, триасовые, каменноугольные, девонские и др.
$150 \leqslant \frac{P_0}{D} \leqslant 300$	515—730	1250—1780	Типа МС	То же
$300 \leqslant \frac{P_0}{D} \leqslant 450$	730—890	1780—2170	Типа С, СТ, Т, К	Сланцы, песчаники, карбонаты, гранит и др.
$450 \leqslant \frac{P_0}{D} \leqslant 600$	890—1030	2170—2540	ТипаК, алмазное	Изверженные (кварцит, базальт, гранит и др.)

для достижения $v_{p\,(max)}$, для различных диаметров долот и значений α.

Так, для долот диаметром 214 мм типов СТ и Т, работающих в карбонатных породах (Татария, Башкирия, Куйбышевская область), $n_{опт} \approx 200$—250 об/мин, изменяясь для различных литологических пачек.

Для долота диаметром 269 мм типа М, работающего в пластичных глинистых отложениях (Азербайджан, Тюмень, Мангышлак, Северный Кавказ — майкопская свита), $n_{опт} = 300$—400 об/мин.

В породах, прочность которых превосходит обычную прочность карбонатных пород Урало-Волжских районов ($p_ш = 100$—200 кгс/мм²), скорость вращения может быть снижена до 100—150 об/мин, а в очень абразивных — до 40—50 об/мин. Эти данные хорошо увязываются с результатами, полученными при отработке долот в разных условиях.

В табл. IV.8 приведены значения рекомендуемых скоростей вращения, осевых нагрузок для трехшарошечных долот различных типов, полученные в результате многолетней практики их эксплуатации в различных районах США и других стран с многообразными условиями бурения фирмой «Хьюз» (См. каталог фирмы «Хьюз» за 1970—1971 гг.).

Бо́льшие скорости вращения соответствуют более мягким породам и бо́льшим размерам долот. Бо́льшей скорости вращения соответствует более низкая осевая нагрузка.

В последнее время за рубежом все шире применяют долота различных типов с клиновидными твердосплавными штырями, предназначенными для бурения абразивных пород, чередующихся со сланцами. В сланцах (глинистых или песчано-глинистых породах различной прочности), где величина $\frac{P_0}{D} \leqslant 250$ кг/см, а износ зубьев составляет $^1/_4$—$^1/_2$ от их первоначальной высоты, наилучшие результаты обеспечивают долота типа М или МС.

В табл. IV.9 даны величины отрезков на оси нагрузок, соответствующие им прочности пород на сдвиг и сжатие в условиях забоя и наиболее характерный для этих величин возраст пород, а также рекомендуемый тип долота.

Расчеты производились по формулам:

$$\tau_p = 42\sqrt{\frac{P_0}{D}}; \qquad \text{(IV.13)}$$

$$\sigma_{сж} = \frac{2\tau_p}{\cos\theta}, \qquad \text{(IV.14)}$$

где τ_p, $\sigma_{сж}$ — прочность пород соответственно на сдвиг и сжатие в забойных условиях; θ — угол внутреннего трения пород, принят 35°.

Коэффициент эффективности с наполовину изношенными зубьями у долота типа С равен таковому у долота типа К, поэтому в некоторых случаях долота типа К могут работать эффективно не только в крепких и твердых породах, но и в породах средней твердости.

В СССР имеется опыт успешного применения долот диаметром 214 мм типов С и СТ в твердых карбонатных породах при высоких параметрах режима бурения забойными двигателями (n = 450—680 об/мин, P = 30—35 тс).

В США в твердых породах также имеется опыт успешного применения долот типа С при форсированных параметрах режима роторного бурения (табл. IV.10).

Как видно из этих данных, скорости вращения долот доведены в твердых породах до 220—240 об/мин, а удельные осевые нагрузки до 1150 кгс/см, механические скорости и проходки на долото при этом возросли кратно.

Таким образом, в неабразивных породах, где наилучшие результаты можно получить при применении долот типа М, оптимальные скорости вращения следует искать в диапазоне скоростей вращения 300—400 об/мин в зависимости от конкретных геологических условий, диаметра долота, условий очистки забоя т. д.

По аналогии в породах, где наилучшие результаты можно получить при применении долот типа МС, следует искать оптимальные скорости вращения в диапазоне 250—325 об/мин; для долот типа С — 200—275 об/мин; для долот типа СТ, Т — 100—200 об/мин; для долот типа К, З — 100 об/мин и менее.

Таблица IV.10

Эффективность бурения в округе Запата (Техас) при форсировании режима бурения

Показатели	Скважина Суарец, 1962 г. (опытная)	Скважина Джерсе, 1961 г. (обычная)
В целом по скважине		
Глубина, м	4035	4035
Всего бурения, дни	23,5	73
Механическое бурение, ч	188	1020
Механическая скорость бурения, м/ч	21,64	3,96
Стоимость раствора, долл.	53 000	75 000
Общая стоимость, долл.	208 000	368 000
Интервал 0—2591 м D = 311 мм		
Скорость вращения ротора, об/мин	220	140
Нагрузка на долото, тс	29,5	18.2
Давление на выкиде насоса в кгс/см²	204	141
Гидравлическая мощность на долоте, л. с.	500—800	200—400
Механическая скорость, м/ч	32	8,84
Количество долот	12	17
Проходка на долото, м	216	152,4
Интервал 2591—3141,6 м D = 215,9 мм		
Скорость вращения ротора, об/мин	240	85—100
Нагрузка на долото, тс	24,9	9,53
Давление на выкиде насоса в кгс/см²	211	141
Гидравлическая мощность на долоте, л. с.	225—320	80—130
Механическая скорость бурения, м/ч	13,6	1,95
Количество долот	5	11
Проходка на долото, м	110,12	50,05

Таблица IV.11

Параметры режимов бурения

Наименование показателей	Современное состояние	Ближайшее будущее	Отдаленная перспектива
Диаметр бурильных труб, дюймы	4,5	5,0	5,0
Расход жидкости, л/с	30	28	28
Категория прочности материала труб	Е (52) *	Р-105 (74) *	S-135 (95) *
Рабочее давление в насосах, кгс/см²	228	280	350
Гидравлическая мощность насоса, л. с.	891	1027	1283
Гидравлическая мощность, срабатываемая в насадках долота, л. с.	310	660	881
Удельный момент на долоте, кгс·м/тс	9,6	9,6	9,6
Механическая мощность на разрушение породы долотом $N_{м.д}$, л. с.	20	42	64
Механический к. п. д. процесса	0 2	0,22	0,24
Удельная гидравлическая мощность, $N_{гд}$, л. с./см²	0,62	1,32	1.76
Число Рейнольдса, Re	53 200	66 900	74 549
Осевая нагрузка на долото, тс	15,0	22,5	30,0
Скорость вращения долота, об/мин	100	140	160
Механическая скорость проходки, м/ч	2,9	8,5	15,0
Отношение $\frac{N_{мд}}{N_{гд}}$	1 : 15,5	1 : 15,7	1 : 13,8

* В скобках указан предел текучести материала труб.

Серьезным недостатком в росте показателей бурения при использовании новейших низкооборотных забойных двигателей является неприспособленность забойных двигателей к работе при перепадах давлений в насадках долот 100—120 кгс/см² и более, хотя только при таких перепадах можно ожидать существенного улучшения очистки забоя от шлама.

В США при применении долот диаметром 250 мм на глубинах до 4000 м отношение механической мощности, затрачиваемой на разрушение породы долотом, к гидравлической мощности в насадках долота, влияющей на очистку забоя, составляет 1 : 14.

В табл. IV.11 приведены усредненные параметры режима бурения и ожидаемые расчетные показатели бурения по США, характеризующие существующее положение (левая колонка), ближайшее будущее (средняя колонка) и перспективу (правая колонка).

Как видно из табл. IV.11, предусматриваемый рост осевых нагрузок и скоростей вращения долота обязательно сопровождается соответствующим повышением гидравлической мощности в насадках долота. Повышение осевой нагрузки в два раза, скорости вращения в 1,6 раза и гидравлической мощности почти в 3 раза обеспечит рост механических скоростей проходки более чем в 5 раз.

В США пересмотрены в последнее время величины минимальных скоростей течения

жидкости в затрубном пространстве — они снижены с 0,75 до 0,3—0,4 м/с.

Считается более экономически выгодным использование в насосах мощностью 1700 л. с. втулок диаметрами 5″,5 1/2″ и 6″ с начала бурения скважины. Изменение расхода жидкости достигается изменением числа двойных ходов насосов, в верхних интервалах обычно работают два, а в нижних — один насос.

Если известны оптимальные значения осевых нагрузок и скоростей вращения долота данного типа в данных условиях или примерный диапазон их изменения, то последующий порядок расчетов сводится к определению механической мощности, необходимой на разрушение породы долотом, по формуле

$$N_{\text{м. д}} = \frac{M_{\text{у}} P n}{716{,}2}, \qquad \text{(IV.15)}$$

где $M_{\text{у}}$ — удельный момент на разрушение породы долотом данного размера в кгс · м/тс.

Затем определяется гидравлическая мощность, срабатываемая в насадках гидромониторного долота, по формуле

$$N_{\text{гд}} = kN_{\text{м. д}}, \qquad \text{(IV.16)}$$

где $k = 14$ для долота диаметром 250 мм.

Для рабочей кривой

$$v \equiv \frac{kP^2n}{D^2} \equiv kn\frac{M}{D^2} \equiv \frac{N_{\text{м. д}}}{D^2} \qquad \text{(IV.17)}$$

или $N_{\text{м. д}} \equiv D^2$ при $v = \text{const}$; так как $N_{\text{гд}} \equiv D^2$, то $N_{\text{гд}} : N_{\text{м. д}} = 14$ для любого D.

Минимальное значение удельного расхода бурового раствора q составляет 0,058 л/с · см² площади забоя, тогда

$$Q = qF_{\text{д}}, \ [\text{л/с}], \qquad \text{(IV.18)}$$

где $F_{\text{д}}$ — площадь забоя в см²; Q — минимально допустимый расход жидкости в л/с.

Имея в виду, что скорости истечения жидкости из насадок в США изменяются в пределах 90—180 л/с, и исходя из условия передачи на забой максимальной гидравлической мощности

$$N_{\text{г. д}} = \frac{2}{3}N_{\text{гн}}, \qquad \text{(IV.19)}$$

где $N_{\text{гн}}$ — гидравлическая мощность насосов в л. с., подбирают диаметр насадок долота по интервалам (для случая трех насадок), используя уравнение

$$p_{\text{д}} = \frac{0{,}1}{d_{\text{н}}^4}\gamma Q^2, \qquad \text{(IV.20)}$$

где $p_{\text{д}}$ — перепад давлений в насадках долота в кгс/см²; γ — удельный вес бурового раствора в гс/см³; $d_{\text{н}}$ — диаметр насадки в см; Q — расход в л/с.

При определенных условиях целесообразно применить насадки двух или трех различных диаметров, что достигается приведением насадок к одному «эквиваленту» по диаметру z, после чего значения z подставляют в формулу (IV.20)

$$z' = \left(\frac{2}{3} + \frac{d_2^2}{3d_1^2}\right)^2, \quad d_1 < d_2 = d_3; \qquad \text{(IV.21)}$$

$$z'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{d_2^2}{3d_1^2} + \frac{d_3^2}{3d_1^2}\right)^2, \quad d_1 < d_2 < d_3. \qquad \text{(IV.22)}$$

В работе [39] показано, что оптимальное расстояние насадки до забоя равно шести ее диаметрам, таким образом применение насадок различного диаметра улучшает условия очистки забоя.

В табл. IV.12 приведены в качестве примеров данные расчета параметров режима бурения и промывки для геологических условий Татарии (известняки), Тюмени (вязкие глины), Краснодарского края (песчаники), имея в виду, что оптимальные параметры режима были определены заранее экспериментально.

Расчеты по формуле (IV.17) величин необходимой гидравлической мощности хорошо согласуются (для условий бурения в Татарии и Краснодарском крае) с литературными, в том числе зарубежными данными. Для условий бурения в Тюменской области расчетная гидравлическая мощность на долоте 1300 л. с. кажется завышенной, поэтому отношения $\frac{N_{\text{м. д}}}{N_{\text{г. д}}}$ следует экспериментально определять для конкретных условий бурения.

Оптимальные параметры режима бурения, приведенные в табл. IV.11, примерно соответствуют тем, при которых достигается минимум стоимости или максимум рейсовой скорости проходки. При этом необходимо учитывать влияние глубины залегания пород с одними и теми же физико-механическими свойствами на оптимальные значения P и n.

Влияние недостаточной очистки забоя, несмотря на сравнительно высокие величины удельной гидравлической мощности в насадках долота, показано на рис. IV.6, построенном по данным табл. IV.10, IV.11 и данным, полученным при бурении скважин в Татарии ротором и забойными двигателями разных типов.

Углы наклона линий $O'ME$ и DLC на рис. IV.6 различны вследствие разного износа долот. Прочность пород для условий бурения в Татарии и Западном Техасе примерно одинакова, диаметры долот тоже.

Точке O' на графике соответствовали $P = 9{,}53$ тс; $n = 95$ об/мин; $N_{\text{гд}} = 80$—130 л. с. Затем эти параметры увеличили соответственно до 24,9 тс, 240 об/мин и 225—320 л. с.

При нагрузке 24,9 тс точка O' на графике оказалась на вторичной рабочей кривой (точка F), т. е. в области недостаточной очистки забоя. Предположительно отклонение графика от первичной рабочей кривой началось при $P \approx 13{,}2$ тс.

Хотя гидравлическая мощность в долоте и возросла в среднем в 2,6 раза, она не компенсировала суммарного роста в 7 раз

Таблица IV.12

Параметры режимов бурения

Наименование показателей	Татария	Тюмень	Краснодарский край
Диаметр долота, см	21,4	21,4	19,0
Расход бурового раствора, л/с			
минимальный	20,9	20,9	16,5
принятый . . .	22,8	25,0	17,0
Тип долота	ТКЗГ	МГ	СЗГ
Удельный момент на долоте, кгс · м/тс	4,4	9,5	4,3
Осевая нагрузка на долото, тс	22,0	20,0	25,0
Скорость вращения долота, об/мин . .	200,0	350,0	150,0
Мощность на разрушение породы долотом, л. с. . . .	~27,0	~93,0	~23,0
Площадь забоя, см²	360,0	360,0	283,0
Необходимая гидравлическая мощность в насадках долота при расчете по формуле (IV.17), л. с.	~380	~1300	~320
Удельная гидравлическая мощность. л. с./см²	1,05	3,6	1,13
Удельный вес бурового раствора, гс/см³	1,0	1,2	1,5
Расчетный диаметр насадок, мм . . .	8,0	6,6	7,5
Скорость истечения жидкости из насадок, м/с	150,0	240,0	128,0
Перепад давлений в насадках, кгс/см²	125,0	390,0	141,0

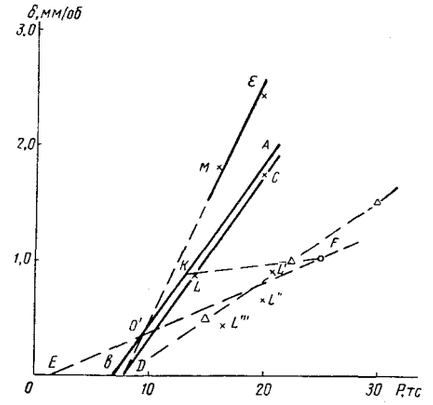


Рис. IV.6. Зависимость углубления долота за один оборот δ от осевой нагрузки для месторождений Татарии и Техаса.

AO'B — рабочая кривая по данным табл. IV.15; *EO'F* — вторичная рабочая кривая; *O'ME* — рабочая кривая для $n = 65$ об/мин (Татария, роторное бурение); *DLC* — рабочая кривая (Татария, точка *C* — объемный двигатель, $n = 130$ об/мин, точка *L* — турбобур А7Н4С с решетками гидроторможения $n = 180$—200 об/мин).

осевой нагрузки и скорости вращения. Точка *L* при нагрузке 12 тс лежит на рабочей кривой, но с увеличением P отклоняется в область неудовлетворительной очистки, а точки L', L'', L''' принадлежат зоне неудовлетворительной очистки. Точка *C* (соответствует работе объемных двигателей долотами с центральной насадкой диаметром 17 мм и $N_{\text{гд}} = 200$—220 л. с.) также лежит на рабочей кривой, однако увеличение P и n в определенный момент приведет, очевидно, к отклонению ее от рабочей кривой, если не увеличить $N_{\text{гд}}$. Бурение в условиях Татарии проводилось с промывкой водой (в Западном Техасе — на глинистом растворе), что улучшало очистку забоя.

Из сказанного следует, что необходимо стремиться работать независимо от применяемого способа бурения при

$$N_{\text{гд}} = 0{,}65N_{\text{г. н}} \qquad \text{(IV.23)}$$

или

$$N_{\text{г. д}} + N_{\text{г. дв}} = \frac{2}{3}N_{\text{г. н}}, \qquad \text{(IV.24)}$$

добиваясь получения этих соотношений путем подбора диаметров насадок по мере изменения условий бурения и глубины скважины.

Оптимальные значения P, n, $N_{г.д}$, $d_н$ определяются экспериментально. В некоторых породах изменение n даже на 5—10 об/мин имеет большое значение, чему раньше не уделялось должного внимания.

На графике рис. IV.7 нанесены кривые зависимостей v (P), $T_к$ (P) и h (P) по данным графика рис. IV.6 для условий бурения в Татарии и Западном Техасе при $n = 240$ об/мин. Причем для Татарии $P_{опт} \approx 19{,}5$ тс (долото диаметром 214 мм) и соответствующая ей проходка $h = 85$ м (зависимость h от P показана пунктиром), а для условий бурения в Западном Техасе $P_{опт} = 14{,}5$ тс при $n = 240$ об/мин и $N_{г.д} = 225—320$ л. с., при этом $h_{max} = 115$ м.

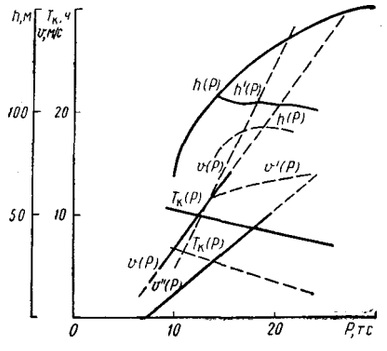


Рис. IV.7. Зависимости v (P); $T_к$ (P); h (P) для условий бурения в Западном Техасе — США (сплошные линии) и Татарии (пунктир).

v (P) — рабочая кривая (все три термина встречаются у Бингэма); v' (P) — линия, характеризует перегиб рабочей кривой вследствие недостаточной очистки забоя. Ниже нее лежит одноименная область. v'' (P) — линия вторичного углубления h' (P) соответствует v' (P); $h = vT_к$.

Возможно, что при увеличении $N_к$ до 450—600 л. с. при $n = 240$ об/мин и $P = 30$ тс, в этих условиях будут достигнуты $v_м \approx 30$ м/ч и $h_{max} = 150$ м.

Так как от выбора типа долота зависят не только значения оптимальных параметров режима бурения, но и эффективность процесса в целом, рассмотрим этот вопрос с точки зрения оценки износа долота.

В США до появления долот с герметизированной опорой преобладающей была смена долота из-за износа опоры.

Чем больше прочность породы, тем выше эффект гидромониторного долота, поэтому скорости истечения из насадок доведены до 180 м/с, а нижняя граница диапазона — до 90 м/с. При работе такого долота шлам выталкивается из-под долота вверх, а жидкость, протекая по забою, удаляет его из мелких трещин; при бурении долотами с обычной промывкой возникают вихревого типа потоки бурового раствора и перемалывание шлама.

Долото может изнашиваться за счет воздействия породы, бурового раствора и механических повреждений. Рассмотрим их влияние на износ долот.

Если в мягких породах используется долото для твердых пород, происходит плоский износ зубьев. Необходимо сменить долото, либо уменьшить нагрузку P, увеличив скорость вращения n. Когда последующие зубцы венца попадают во впадины, сделанные предыдущей шарошкой, происходит эксцентричный игловидный износ. Приподняв долото над забоем, уменьшают P, увеличивая n, улучшают промывку, увеличивают жесткость низа колонны с помощью установки расширителя, квадратного УБТ и стабилизатора.

Если произошел слом зубьев с последующим самозатачиванием и притуплением вершин, необходимо одновременно либо порознь увеличить P и n.

Если долото, предназначенное для более мягких пород, используется в более твердых, необходимо сменить долото на новое для более твердых пород и снизить n. Если имеется скалывание зубцов, но износ нормальный, то слом зубцов происходит в результате неверно выбранного режима бурения. В этом случае долото считается сработанным полностью.

Сработка долота до состояния «лысой» шарошки происходит в результате плохой промывки или потери диаметра ствола при работе предыдущего долота. В этом случае при спуске долота лапа (лапы) сгибаются и шарошки перестают вращаться. Если долото потеряло диаметр (видны ролики, а зубья изношены до основания), необходимо установить расширители. Для уменьшения износа долота по диаметру необходимо уменьшить угол смещения осей шарошек, увеличить площадь калибрующей поверхности, применить штыревое долото, уменьшить n (если n с 20 об/мин увеличить до 40 об/мин, то износ диаметра возрастет в 7 раз).

Износ по диаметру надо отличать от износа, вызывающего округление калибрующей поверхности. Этот вид износа в США устранен с помощью применения специального сплава.

Для уменьшения изгиба лап применяют специальный сплав, закалку по наружному диаметру и долота с герметизированной опорой. Существуют породы, в которых при спуске долота на забой (особенно после отбора керна) даже с нагрузкой 1600 кгс и при малой скорости вращения возможен слом вершины шарошки.

Влияние бурового раствора на износ долота выражается в износе опор (признаками чего является выкрашивание тела цапфы даже в долотах с герметизированными опорами); эрозии шарошек, обусловленной неправильным выбором типа бурового раствора и режима промывки; эрозии насадки — износ вставки, выпадение кольца и насадки вследствие высокого содержания песка в буровом растворе и эрозии насадок от реакции забоя. Если применяется срезанная насадка, то она не будет выпадать при эрозии кольца. Причины механических повреждений различны. При нагружении долота до величин P, близких к критическим, долото после снятия нагрузки не восстанавливает свой первоначальный диаметр. Если при спуске долото встало на уступ и произошла разгрузка части веса бурильной колонны, могут возникнуть трещины в теле шарошки, а при работе долота — преждевременный износ тел качения. Износ резьбы характерен при приложении чрезмерно высокого момента при свинчивании, а сжатие лап — если приспособление для наворачивания долот непригодно. После закрепления долота необходимо обязательно проверить работу всех шарошек. Правильная оценка износа долота сразу же после его подъема позволит выбрать наиболее эффективный для данных условий тип долота, что имеет часто решающее значение в росте показателей бурения.

Таким образом, выбор способа бурения на основе взаимосвязанного рассмотрения главных составляющих процесса (порода — долото — буровой раствор — режим бурения) является единственно правильным путем для оптимизации бурения.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

В комплексе факторов, оказывающих существенное влияние на показатели бурения, наряду с правильным выбором типа долота и уровнем организации буровых работ занимают режимы бурения. Эти факторы являются решающими при бурении любой, даже самой сложной скважины.

Уровень развития техники, имея в виду прежде всего наземное буровое оборудование, и организацию буровых работ можно с большой достоверностью характеризовать некоторым безразмерным параметром

$$\bar{k} = \frac{t + \tau_0}{T}, \qquad \text{(IV.25)}$$

где $\bar{k}$ — коэффициент эффективности процесса бурения; t — время механического бурения; τ_0 — время спуско-подъемных операций; T — календарное время.

Величина параметра $\bar{k}$ тем меньше, чем ниже уровень организации буровых работ и глинохозяйства, чем более отличаются параметры режима бурения и типы долот от оптимальных и чем менее соответствуют буровое оборудование и буровой инструмент требованиям технологии бурения.

Уровень организации буровых работ, глинохозяйства, бурового оборудования в полной мере характеризует затраты времени на подготовительно-вспомогательные, ремонтные работы и непроизводительные затраты времени.

Определим влияние параметров режима бурения на показатели работы трехшарошечного долота, без учета остальных факторов. Рассмотрим влияние числителя дроби в формуле (IV.25) на показатели работы долота.

В общем виде под режимом бурения подразумевается совокупность управляемых с поверхности параметров (осевой нагрузки на долото, скорости его вращения, качества бурового раствора и его количества), изменяя которые можно добиться изменения показателей работы долота.

Из всего многообразия режимов бурения можно выделить две большие группы: первая — когда параметры режима бурения ограничиваются возможностями долота и бурового оборудования и других ограничений нет; вторая — когда помимо отмеченных ограничений, имеются ограничения, обусловленные геологическими, технологическими или другими причинами.

По мере совершенствования техники и технологии бурения влияние второй группы может уменьшаться.

Если выбраны наиболее эффективный для данной породы тип долота и буровой раствор, то бурение в данном рейсе осуществляется обычно при $d_н = \text{const}$ и $Q = \text{const}$, величина которых выбирается в соответствии с методикой определения оптимальных параметров режимов бурения.

При этом значения осевой нагрузки на долото P и скорости его вращения n будут иметь различные сочетания в зависимости от способа бурения.

I. При использовании роторного способа бурения и забойных двигателей типа А, для которых P и n независимые величины, могут быть следующие сочетания.

1. Переменные, но произвольно изменяемые величины P и n.

2. Переменные, но оптимальные в каждый момент времени величины P и n. Их изменение может быть обусловлено изме-

нением физико-механических свойств пород или износом долота.

3. Постоянные, но близкие к оптимальным значения P и n.

4. Переменная величина P и постоянная n.

5. Переменная величина n и постоянная P.

6. Наилучшая P для данной n.

7. Наилучшая n для данной P.

II. При использовании забойных двигателей типа В, для которых при изменении P меняется n, могут быть следующие сочетания.

1. Произвольно выбранная P и соответствующая ей n.

2. Величина P соответствует максимуму мощности забойного двигателя, что обычно соответствует и максимуму механической скорости проходки.

3. Величина P соответствует наибольшей величине отношения $\frac{P}{n}\left(\frac{M}{n}\right)$.

Наибольший интерес представляют оптимальные величины P и n, изменяемые по мере износа вооружения долота по определенному закону.

Однако на практике их реализация бывает невозможна вследствие технических затруднений с изменением скоростей вращения долота в процессе рейса.

Поэтому чаще всего бурение приходится осуществлять при постоянных, но близких к оптимальным значениях P и n, что приводит к некоторому снижению (до 5—7%) показателей работы долот по сравнению с указанными в пп. I-2.

В тех случаях, когда не представляется возможным иметь n соответственно пп. I-3, бурение осуществляют при $n = \text{const}$ и при P наилучшем, полученном в результате осуществления поиска согласно пп. I-6.

Бурение при условиях, указанных в пп. I-2, I-5, I-7, чаще всего затруднено вследствие ограниченных возможностей изменять n бесступенчато и в широких пределах, что обусловлено как возможностями забойных двигателей, так и пока еще малым распространением буровых установок с бесступенчатым регулированием скорости вращения стола ротора.

В этом смысле возможности регулирования процесса по осевой нагрузке при условиях пп. I-3, I-4 и I-6 более доступны, просты и довольно часто применяются на практике.

Что касается бурения забойными двигателями, при котором изменение P вызывает изменение n (например, турбобуры), то для них максимальная механическая скорость проходки будет достигаться при работе в режиме, соответствующем или близком к режиму максимальной забойной мощности N_{max}, а наибольшая проходка на долото — при работе в режиме возможно большего для данного забойного двигателя отношения $\frac{P}{n}$ или $\frac{M}{n}$, определяемого также типом долота, прочностью породы и условиями очистки забоя.

В настоящее время большая часть всего объема бурения в СССР и за рубежом обеспечивается за счет применения трехшарошечных долот.

Процесс бурения трехшарошечными долотами с точки зрения математической в общем виде может быть описан уравнениями (IV.2, IV.3, IV.4). Получение информации, необходимой для определения указанных зависимостей и входящих в них коэффициентов для различных условий бурения, можно обеспечить путем проведения целенаправленных исследований в процессе бурения по определенной методике [24] с регистрацией параметров режима бурения специальной контрольно-измерительной аппаратурой.

Основные принципы методики следующие.

Исследования проводятся с целью получения функциональных зависимостей $v(P)$; $v(n)$; $T_к(P)$; $T_к(n)$; $v(T)$ для последующей оптимизации процесса бурения.

Для получения первых двух зависимостей осевую нагрузку или скорость вращения изменяют в процессе рейса, обычно это делают в начале долбления после приработки долота. При этом показания снимают при установившемся режиме работы долота, а все остальные параметры режима бурения сохраняют постоянными. Для получения последних трех зависимостей требуется постоянство всех параметров режима бурения на протяжении рейса, а в смежных рейсах значения P и n изменяют определенным образом. При этом необходимо стремиться к тому, чтобы охватить возможно больший диапазон изменения P и n.

При использовании роторного способа и забойных двигателей типа А задача упрощается.

При использовании забойных двигателей типа В приходится изменять в небольших пределах расход бурового раствора, чтобы определить влияние в отдельности P и n. Для установления зависимостей $v(P)$ и $v(n)$ существуют различные методы изменения P и n.

В одних случаях каждый из этих параметров изменяют ступенчато, следя за изменением v. В других — осевую нагрузку P доводят (n в это время не меняется) до предельной величины и подачу инструмента прекращают. По мере углубления долота вместе со снижением осевой нагрузки будет происходить и изменение

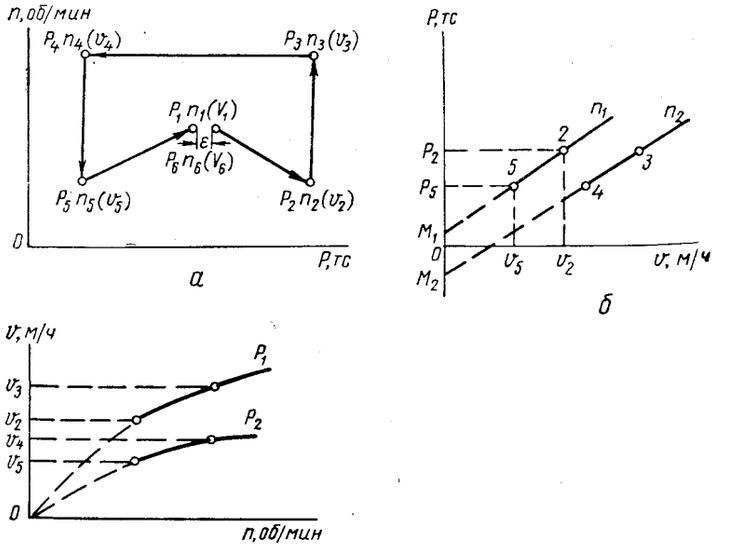


Рис. IV.8. Метод пяти точек.

а — зависимость между осевой нагрузкой и скоростью вращения трехшарошечного долота; *б* — зависимость между осевой нагрузкой и механической скоростью проходки; *в* — зависимость между скоростью вращения трехшарошечного долота и механической скоростью проходки

механической скорости проходки по определенному закону.

В США широкое распространение при роторном бурении получил метод пяти точек, суть которого заключается в следующем (рис. IV.8).

Граничные значения P и n выбираются с таким расчетом, чтобы охватить возможный рабочий диапазон при бурении данным долотом в породах с определенными физико-механическими свойствами.

В точке *1* произвольные значения $P = P_1$ и $n = n_1$; в точке *2* — $P = P_2$ и $n = n_2$, причем $P_2 > P_1$, а $n_2 < n_1$. В точке *3* — $P = P_3$ и $n = n_2$. В точке *4* — $P = P_3$ и $n = n_4$; в точке *5* — $P = P_5$ и $n = n_4$. Точка *6* контрольная, в ней $P = P_1$ и $n = n_1$. Значения механической скорости проходки в точках *1* и *6* (при построении они не используются) вследствие износа вооружения долота должны отличаться на некоторую расчетную величину ε. Интервалы между смежными точками рекомендуются в твердых породах через 25—30 см проходки, а в глинистых сланцах через 5—6 м проходки.

На рис. IV.8 графически изображены три случая регулирования P и n с целью определения $v(P)$ и $v(n)$.

Для условий совершенной очистки забоя, т. е. когда точки на графике $v(P)$ лежат на рабочей кривой, справедлива зависимость

$$v = k\frac{P^2}{D^2 s^2}n, \qquad \text{(IV.26)}$$

где k — коэффициент пропорциональности; s — твердость (прочность) породы; D — диаметр долота.

Для буровых растворов справедлива зависимость

$$h \equiv \frac{P^{2-\lambda}}{n^{1-\alpha}}, \qquad \text{(IV.27)}$$

т. е. чем больше величина α, тем больше влияние скорости вращения на проходку (значения α в формуле IV.2, а λ — в формуле IV.7).

В частности, при $\alpha = 0{,}5$

$$h \equiv \sqrt{\frac{P}{n}} \qquad \text{(IV.28)}$$

Зависимость (IV.26) имеет вид параболы, которая на участке, характеризующем эффективное объемное разрушение породы зубцами долота, может быть с достаточной степенью точности заменена прямой. Поэтому для совершенной очистки забоя будет справедлива зависимость

$$v = k(P - P_0)n, \qquad \text{(IV.29)}$$

где P_0 — отрезок оси, характеризующий прочность породы.

Если очистка забоя несовершенна, то зависимость (IV.29) принимает вид

$$v = k(P - P_0)n^{\alpha}, \qquad \text{(IV.30)}$$

где α — показатель степени, зависящий от типа долота, значение которого возрастает с улучшением очистки забоя.

Для небольшого участка в пределах долбления износом долота можно пренебречь и, имея два значения n в однородных породах, найти α по формуле

$$\alpha = \frac{\lg \frac{v_1}{v_2}}{\lg \frac{n_1}{n_2}}, \qquad \text{(IV.31)}$$

где v_1; v_2 — соответствующие n_1 и n_2 значения механической скорости проходки.

В тех случаях, когда смена долота происходит вследствие износа его опор при еще работоспособном вооружении (для условий бурения в СССР это около 80—90% от всего объема долот), можно использовать зависимость

$$T_к = \frac{в}{P^{\lambda} n}, \qquad \text{(IV.32)}$$

где $в$ — постоянная опор долота; λ — показатель степени, зависящий от среды, в которой работают опоры долота, твердости породы и т. п.

Величина постоянной опоры $в$ зависит от типоразмера долота, прочности материалов, точности изготовления и т. д.

Значения λ приведены на стр. 96.

Анализ зависимостей (IV.7) и (IV.27) с учетом значений λ свидетельствует о том, что для сульфидных и других нормальных, а также утяжеленных буровых растворов для увеличения проходки целесообразно увеличивать осевую нагрузку на долото (конечно, при условии совершенной очистки забоя). Для долот с герметизированной опорой величина проходки на долото будет сохраняться постоянной для различных значений P и n (при совершенной очистке забоя). Однако увеличение P необходимо, чтобы увеличить v и $v_р$. При бурении с очисткой забоя воздухом увеличение осевой нагрузки будет сопровождаться ростом v, но падением h. Таким образом, максимум рейсовой скорости $v_{р\,max}$ или минимум стоимости C_{min} будут достигнуты только при вполне определенных значениях P и n.

Влияние диаметра и типа долота проявляется в различной несущей способности его опор. Влияние твердости, абразивности породы, способности ее возбуждать вибрацию долота различной интенсивности, качества и точности изготовления долота обусловливают колебания величины $T_к$ около некоторой средней величины для данного типоразмера долота. Влияние перечисленных факторов на величину $T_к$ изучено еще недостаточно.

Существует мнение, что с ростом твердости пород величина $T_к$ (при прочих равных условиях) снижается. Вибрация долота отрицательно влияет на прочность опор, однако существуют способы ухода из зоны вибраций. Следовательно, стойкость долота определенного типоразмера, работающего в данной среде, является довольно стабильной величиной.

Механическая скорость проходки, как было показано выше, меняется практически непрерывно как вследствие износа вооружения долота, так и из-за чередования пород по твердости.

Значения λ можно найти по формуле (IV.32). При этом могут быть следующие случаи.

1. Долото одного типоразмера и b = const:

а) n = const, тогда $\lambda = \frac{\lg \frac{T_1}{T_2}}{\lg \frac{P_2}{P_1}}$;

б) P = const, тогда при λ = const $T_1 = T_2 \frac{n_2}{n_1}$;

в) $P_1^{\lambda} n_1 \neq P_2^{\lambda} n_2$, тогда $\lambda = \frac{\lg \frac{T_1 n_1}{T_2 n_2}}{\lg \frac{P_2}{P_1}}$;

г) $P_1^{\lambda} n_1 = P_2^{\lambda} n_2$, причем $P_1 \neq P_2$ и $n_1 \neq n_2$,

тогда $T_1 = T_2$ (где T_1; T_2 — стойкость долот в ч-мин).

Если известна стойкость долота T_1 определенного типоразмера при преобладающем износе его опор, то стойкость долота другого типа того же диаметра будет

$$T_2 = T_1 \frac{k_2}{k_1}, \qquad \text{(IV.33)}$$

$$b_2 = b_1 \frac{k_2}{k_1}, \qquad \text{(IV.34)}$$

где k_1, k_2 — коэффициенты, характеризующие величину несущей способности опор долот.

Для долот одного типа, но различных диаметров будет

$$T_1 = T_2 \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2, \qquad \text{(IV.35)}$$

$$T_2 = T_1 \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2. \qquad \text{(IV.36)}$$

Для долот различных типоразмеров будет

$$T_2 = T_1 \left[\left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 - \frac{k_2}{k_1}\right]. \qquad \text{(IV.37)}$$

Значение λ (для однородных пород) определяют путем сопоставления долот с одинаковой степенью износа опор.

Если изменилась порода, то изменяется b. При прочих равных условиях для долот с одинаковым износом опор имеем

$$b_2 = b_1 \frac{h_2}{h_1}. \qquad \text{(IV.38)}$$

Если процесс работы долота на забое описывается уравнениями:

$$v = k (P - P_0) n^{\alpha}, \qquad \text{(IV.39)}$$

$$T = \frac{b}{P^{\lambda} n} \qquad \text{(IV.40)}$$

и требуется его оптимизировать, то задача сводится к нахождению дифференциала или производных соответствующих функций, приравнивая их нулю, и решению уравнений относительно аргумента.

Допустим требуется найти оптимальное значение осевой нагрузки, при котором будет достигнута максимальная проходка на долото:

$$h = bk \frac{P - P_0}{P^{\lambda}} n^{\alpha - 1};$$

$$\frac{dh}{dP} = bkn^{\alpha-1} \frac{P^{\lambda} - (P - P_0)\lambda P^{\lambda-1}}{P^{2\lambda}} = 0;$$

$$P - P\lambda + P_0\lambda = 0;$$

$$P_{опт} = \frac{P_0 \lambda}{\lambda - 1}; \qquad \text{(IV.41)}$$

$$h_{max} = bkn^{\alpha-1} P_0^{1-\lambda} (\lambda - 1)^{\lambda-1} \left(\frac{1}{\lambda}\right)^{\lambda}. \qquad \text{(IV.42)}$$

В табл. IV.13 даны расчетные значения $P_{опт}$ и h_{max} для различных значений λ.

Если процесс работы долота на забое описывается уравнениями

$$v = k (P - P_0) n^{\alpha};$$

$$T_к = T_0 - aP - bn,$$

то оптимальные значения $P_{опт}$ и $n_{опт}$, необходимые для достижения максимальной проходки за рейс, составят

$$P_{опт} = \frac{T_0}{a\xi} + P_0 \frac{\beta}{\xi}; \qquad \text{(IV.43)}$$

$$n_{опт} = \left(\frac{T_0}{\xi} - P_0 \frac{a}{\xi}\right) \frac{\alpha}{b}; \qquad \text{(IV.44)}$$

$$h_{max} = k \frac{\alpha}{a^{\xi} \xi} \left(\frac{\alpha}{\beta}\right)^{\alpha} (T_0 - aP_0)^{\xi}. \qquad \text{(IV.45)}$$

Таблица IV.13

Вид бурового агента, в среде которого работает долото	λ	$P_{опт}$	h_{max}
Глинистый раствор	1,5	$3{,}27P_0$	$\frac{0{,}386bk}{n^{1-\alpha}P_0^{0,5}}$
Утяжеленный баритом раствор хорошего качества	1,44	$3{,}0P_0$	$\frac{0{,}412bk}{n^{1-\alpha}P_0^{0,44}}$
Опора долота помещена в герметизированную маслонаполненную среду	2,0	$2{,}0P_0$	$\frac{0{,}25bk}{n^{1-\alpha}P_0}$
Воздух	2,72	$1{,}58P_0$	$\frac{0{,}175bk}{n^{1-\alpha}P_0^{1,72}}$

По аналогии значения $P^*_{опт}$ и $n^*_{опт}$, необходимые для достижения максимальной рейсовой скорости $v_{р\,max}$, составят

$$P^*_{опт} = \frac{1}{2a\beta}\left[2(T_0 + \alpha a P_0) + \tau\left(1 + \frac{1 - \sqrt{\mu^2 + \varepsilon^2}}{\beta}\right)\right], \qquad \text{(IV.46)}$$

где τ — время одного рейса, без времени механического бурения;

$$n^*_{опт} = \frac{\alpha}{2\alpha\beta}\left[2(T_0 + \alpha a P_0) + \tau\left(1 + \frac{1 - \sqrt{\mu^2 + \varepsilon^2}}{\beta} - \alpha \frac{a}{b} P_0\right)\right], \qquad \text{(IV.47)}$$

где

$$\mu = 4\frac{\beta}{\tau}(T_0 - aP_0); \quad \beta = 1 + \alpha; \quad \varepsilon = 2 + \alpha;$$

$$v_{р.\,max} = \frac{k\left(\frac{\alpha a}{b}\right)^{\alpha}\left\{\frac{1}{a\beta}\left[T_0 + \alpha a P_0 + \frac{\tau}{2\beta}(\varepsilon - \sqrt{\mu^2 + \varepsilon^2})\right] - P_0\right\}^{\beta} \times (\sqrt{\mu^2 + \varepsilon^2} - \varepsilon)}{\sqrt{\mu^2 + \varepsilon^2} + \alpha}. \qquad \text{(IV.48)}$$

Для случая, когда одно из независимых переменных фиксировано и требуется определить другое, будем иметь:
при $n = \text{const}$

$$P_{эф} = \frac{T_0 - bn + aP_0}{2a}; \quad \text{(IV.49)}$$

при $P = \text{const}$

$$n_{эф} = \frac{(T_0 - aP)^\alpha}{b\beta}; \quad \text{(IV.50)}$$

для $P_{эф}$

$$h_{max} = \frac{kn^\alpha}{4a}(T_0 - bn - aP_0)^2; \quad \text{(IV.51)}$$

для $n_{эф}$

$$h_{max} = k\frac{P - P_0}{b^\alpha}\alpha^\alpha\beta^\beta(T_0 - aP)^\beta. \quad \text{(IV.52)}$$

Для достижения $v_{p\,max}$

$$P^*_{эф} = \frac{1}{a}[T_0 - bn + \tau - $$

$$- \sqrt{\tau(T_0 - bn + \tau) - \tau aP_0}]; \quad \text{(IV.53)}$$

$$n^*_{эф} = \frac{1}{b}[T_0 - aP + \tau - \sqrt{\tau(T_0 - aP + \tau)}]; \quad \text{(IV.54)}$$

для достижения $P_{эф}$

$$v_{p.\,max} =$$

$$= \frac{kn^\alpha}{a}\frac{\theta'' - \sqrt{\tau(\theta'' - aP_0)} - aP_0}{1 + \dfrac{\tau}{T_0 - \theta'' + \sqrt{\tau(\theta'' - aP_0)} - bn}}; \quad \text{(IV.55)}$$

для достижения $n_{эф}$

$$v_{p.\,max} =$$

$$= \frac{k(P - P_0)}{b^\alpha}\frac{(\theta' - \sqrt{\tau\theta'})^\alpha}{1 + \dfrac{\tau}{T_0 - \theta' + \sqrt{\tau\theta'} - aP}}; \quad \text{(IV.56)}$$

где

$$\theta' = T_0 - aP + \tau,$$

$$\theta'' = T_0 - bn + \tau.$$

С увеличением τ значения $P_{эф}$ и $n_{эф}$ будут уменьшаться.

Когда бурение ведется штыревыми долотами, механическая скорость проходки в однородных породах не меняется, т. е. $v = v_0$.

При работе долотами с фрезерованными зубцами происходит непрерывное падение механической скорости проходки по мере износа зубцов долота. Оценим влияние этого износа на $P_{опт}$ и $n_{опт}$.

Для начала долбления $v_0 = k_0 \times (P - P'_0)\,n^\alpha$.

Для конца долбления $v_к = k_к \times (P - P'_0)\,n^\alpha$.

Среднее значение v за долбление

$$v_{ср} = v_0 e^{-\frac{4}{3}sv}$$

$s = 0{,}7$; v — износ зубцов в долях их высоты.

$$P'_0 = P_0 e^{\frac{2}{3}sv}$$

при $\frac{\tau_0}{\tau_р} = \text{const}$,

$P_0 = 5$ тс; $P'_0 \approx 7$ тс; $P_{ср} \approx 6$ тс.

В работе [28] даны в общем виде уравнения для определения оптимальных величин осевой нагрузки и скорости вращения и показан метод их решения.

Исходным для нахождения $P_{опт}$ и $n_{опт}$, необходимых для достижения максимальной проходки на долото h_{max}, является уравнение

$$h_{max} = \int_0^{T_к} v_0\psi(T)\,dT. \quad \text{(IV.57)}$$

Исходным для нахождения $P^*_{опт}$ и $n^*_{опт}$, необходимых для достижения максимальной рейсовой скорости проходки $v_{p\,max}$, является уравнение

$$v_{p.\,max} = \frac{\int_0^{T_к} v_0\psi(T)\,dT}{T_к + \tau}. \quad \text{(IV.58)}$$

Исходным для нахождения $P^{**}_{опт}$ и $n^{**}_{опт}$, необходимых для достижения минимума стоимости 1 м проходки C_{min}, является уравнение

$$C_{min} = \frac{A + B(T_к + \tau)}{\int_0^{T_к} v_0\psi(T)\,dT}, \quad \text{(IV.59)}$$

где v_0 — начальная величина механической скорости проходки; $\psi(T)$ — функция механической скорости проходки по времени, характеризующая износ вооружения долота; A — стоимость долота; B — стоимость 1 ч работы буровой; $\tau_к$ — время рейса, т. е. время с момента окончания бурения одним долотом до момента начала бурения следующим долотом.

Для трехшарошечных долот $A \ll B(T_к + \tau)$ и уменьшается с ростом глубины скважины. Поэтому $P^{**}_{опт}$ и $n^{**}_{опт}$ будут мало отличаться от $P^*_{опт}$ и $n^*_{опт}$, особенно с ростом глубины.

При сопоставлении же различных способов бурения величины τ и B в формулах (IV.58), (IV.59) будут изменяться согласно своей специфике.

Величина τ при бурении забойными двигателями будет отличаться от τ при роторном бурении за счет дополнительных затрат времени на проверку, опробование забойных двигателей, их запуск на забое, выравнивание параметров бурового раствора и т. п.

Величина B будет отличаться при различных способах бурения за счет расхода УБТ, талевого каната, тормозных колодок, запасных частей к насосу, деталей вертлюгов, роторов, износа бурильных труб и резьбовых соединений, дополнительных затрат на эксплуатацию забойных двигателей, износа протекторных колец и т. п.

Хотя аналитические расчеты v и $T_к$ и их анализ способствуют изучению закономерностей процесса работы трехшарошечного долота на забое, они имеют существенные недостатки: их практическое применение затруднено вследствие сложности и трудоемкости определения оптимальных значений P и n в процессе бурения. К тому же зависимость $v(P)$ не изменяется по одному закону во всем диапазоне изменения P, а при малых величинах P $v(P)$ изменяется с опережающим темпом, затем прямо пропорционально P и при больших величинах P, особенно если очистка забоя недостаточная, в более медленном темпе, чем растет осевая нагрузка на долото.

Эти недостатки устраняются, а определение оптимальных величин P и n во много раз ускоряется, если воспользоваться экспресс-методом нахождения $P_{опт}$ и $n_{опт}$ для достижения h_{max} с помощью выполнения серии из 4—5 долблений при использовании долот одного типа.

Исходя из соотношений (IV.15)—(IV.22), устанавливается режим работы гидромониторного долота для данной насосной группы и интервала бурения (литологически однородной пачки пород).

В начале каждого долбления производится обкатка долота в течение 15 мин, затем определение зависимостей $v(P)$; $v(n)$, при этом параметры $N_г$, n и другие сохраняются постоянными.

Определение $v(P)$, сделанное для скорости вращения n_1, повторяется еще не менее чем для двух значений n.

При этом надо стремиться иметь не менее трех значений n: $n_{min} \leqslant 30$—40 об/мин; n_{max} (определяемое прочностью бурильной колонны) и промежуточное между ними значение n.

При наличии КИП и соответствующей квалификации специалистов, осуществляющих эксперимент, на поиск эффективных P и n требуется от 0,5 до 1 ч. При этом чем меньше это время, тем меньше влияние износа долота на результат эксперимента.

Отклонение зависимости $v(P)$ от линейного закона изменения свидетельствует о недостаточной очистке забоя.

После определения $v(P)$ и $v(n)$ дальнейшее бурение осуществляют при $N_г = \text{const}$, $n_1 = \text{const}$ и величине $P = \text{const}$, не превышающей 70—75% максимально допустимой для данного долота, имея в виду, что P, соответствующая h_{max}, меньше P, соответствующей v_{max}.

Влияние P на h при $n = \text{const}$; $N_г = N_{г.max} = \text{const}$ значительно. Например, в одной из глубоких скважин США при бурении долотами $8^1/_2{}''$ со скоростью вращения ротора 80 об/мин и осевой нагрузкой 14 тс была получена проходка на долото 45 м.

Максимальная проходка 82 м достигнута при $P = 25$ тс. При $P = 36$ тс проходка на долото составила 45 м, в то время как скорость v росла прямо пропорционально росту P.

Из этих данных видно, насколько значительно влияет на проходку за рейс долота даже небольшое отклонение от $P_{опт}$ в ту или другую сторону; ориентироваться на v_{max} не следует, так как соответствующая ей проходка на долото может существенно отличаться от максимально возможного значения.

Аналогичные работы проводятся в следующих трех долблениях: поиск $v(P)$ не менее чем для трех значений n; затем бурение во втором и третьем долблениях при $N_г = \text{const}$ и $P = \text{const}$ и равных по величине их значениям в первом долблении, но во втором долблении скорость вращения n_2, а в третьем — n_3.

Эта серия долблений позволяет построить график зависимости $T_к(n)$.

В четвертом и пятом долблениях после поиска $v(P)$, $v(n)$ бурение ведется по аналогии с первыми тремя долблениями, т. е. $n = \text{const}$; $N_г = \text{const}$, с той лишь разницей, что в четвертом долблении P составляет $^1/_3$—$^1/_2$ от своего максимального значения, а в пятом — максимальное значение.

Перечисленные долбления и одно из трех ранее проведенных долблений с той же скоростью вращения позволяют построить график функции $T_к(P)$ по трем его значениям.

Во всех пяти долблениях, когда бурение осуществляется при $N_г = \text{const}$; $P = \text{const}$ и $n = \text{const}$, строят график зависимости $v(T)$, позволяющий судить о износе вооружения долота, смене породы и времени подъема долота в случае преобладающего износа вооружения. При

изменении породы поиск $v(P)$ для разных значений n можно повторить.

Если на буровой установлен моментомер, то о времени подъема долота можно судить по изменениям величины момента на вращение бурильной колонны с долотом.

Построив графики функций $v(P)$; $v(n)$; $T_к(P)$ и $T_к(n)$ по результатам экспериментов пяти долблений, находят соответствующие h_{max} значения $P_{опт}$ для данного n и $n_{опт}$ путем построения графиков $h(P)$ и $h(n)$, зная, что

$$h = vT_к. \qquad (IV.60)$$

Во всех последующих долблениях данной однородной пачки пород бурение осуществляют уже при $P_{опт}$ или $n_{опт}$.

По аналогии, располагая величинами A, B и τ в зависимости (IV.59), можно найти, используя результаты тех же пяти долблений, $P^{**}_{опт}$ и $n^{**}_{опт}$, при которых будет достигнута C_{min}.

Величину τ можно рассчитать как частное от деления затрат всего производительного времени (кроме механического бурения и крепления) на предыдущем интервале, включая ремонтные работы, на количество рейсов долот с учетом поправочного коэффициента на глубину.

Величина B или известна, или ее определение не вызывает затруднений.

В зависимости (IV.57) v_0 соответствует началу долбления. Для того чтобы определить возможное h в данном долблении, расчетным путем определяют из графиков $T_к(n)$ или $T_к(P)$ продолжительность долбления при работе в оптимальном режиме и, используя зависимость $v(T)$ путем ее экстраполяции в данный момент времени до $T_к = 0$ и расчетного $T_к$, определяют проходку h_{max}, которая в определенном масштабе численно равна площади, ограниченной координатами кривой $v(T)$ и ординатой, пересекающей кривую $v(T)$ в точке, где $T = T_к$.

Предложенная методика позволяет определять значения $P_{опт}$ и для случаев, когда значения скоростей вращения фиксированы и определены типом буровой установки.

Таким образом, предлагаемый метод позволяет с достаточной для практических целей степенью точности в любых условиях бурения, не снижая темпа углубления скважины в процессе проведения эксперимента, быстро и эффективно определить оптимальные величины осевой нагрузки на долото и скорости его вращения при максимальном использовании в гидромониторном долоте гидравлической мощности, развиваемой данной насосной группой, при минимальных затратах сил и времени.

В любой литологически однородной пачке пород, где число долблений от 3 до 5, проведение эксперимента с помощью предлагаемого экспресс-метода позволит установить оптимальные параметры режима бурения, при которых могут быть достигнуты h_{max}, или $v_{р.max}$, или C_{min}.

При этом предполагается, что наиболее рациональный тип долота определен.

Если же тип долота не определен и имеются сомнения относительно эффективности применения одного из двух типов долот, то эксперимент проводится для обоих типов долот (всего 6—10 долблений).

В дальнейшем, по аналогии с описанным, работая в режиме $P_{опт}$ или $n_{опт}$, можно определить $N_{г.опт}$ для любого сочетания P и n и соответствующего им сочетания долото — порода.

При турбинном способе бурения увеличение мощности на валу турбобура позволяет повысить P практически без изменения рабочего числа оборотов. Сериесная характеристика турбобура создает благоприятные условия для регулирования и управления функцией $h = f\left(\frac{P}{n}\right)$ с целью достижения высоких величин h как путем создания более тихоходных машин, так и с помощью автоматического регулирования расхода жидкости.

Указанный метод поиска оптимальных параметров режима бурения создает благоприятные перспективы для управления процессом бурения и применения ЭВМ для ускорения расчета этих параметров, имея в виду практически постоянство функций $T_к(P)$; $T_к(n)$ в процессе бурения не обязательно однородного интервала долотом данного типоразмера.

В таком случае изменение оптимальных параметров режима бурения будет обусловлено изменением физико-механических свойств пород, что четко прослеживается при построении графика функции $v(h)$, для чего потребуется определить функции $v(P)$ или $v(n)$ в процессе долбления в момент изменения функции $v(h)$, когда бурение ведется при постоянных параметрах режима бурения.

Обработку результатов поступившей с буровой информации и выдачу команды на буровую ЭВМ осуществляет в доли секунды и таким образом в любой момент времени можно определить оптимальные значения P или n.

Такой поиск можно рекомендовать через определенные промежутки времени (даже если порода однородна на протяжении всего долбления) для того, чтобы учесть влияние функции $v(T)$, на функции $h(P)$ или $h(n)$, т. е. влияние износа долота.

В результате осуществления предлагаемого метода будет получена максимальная

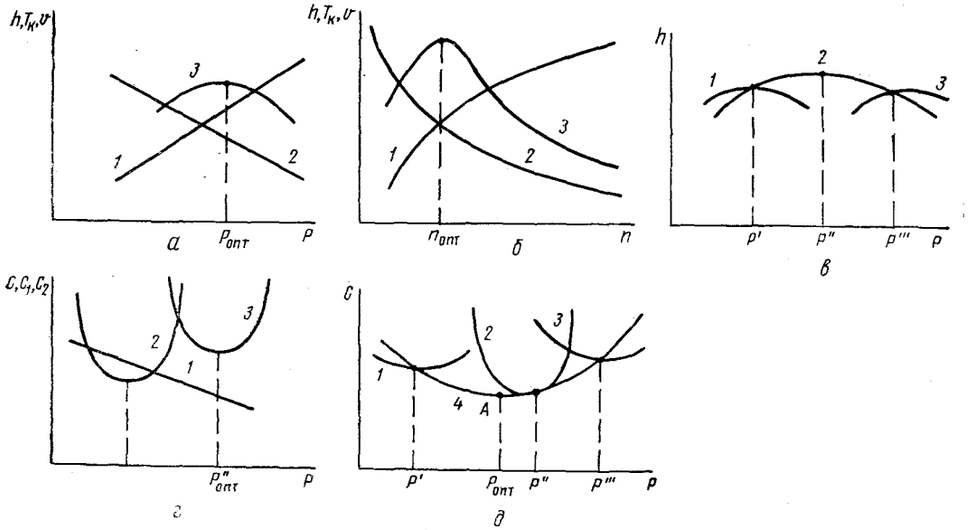


Рис. IV.9.

а — зависимость механической скорости (v), стойкости долота ($T_к$) и проходки на долото (h) от осевой нагрузки на долото (P) при постоянной скорости вращения долота (n) и гидравлической мощности на долоте ($N_{гд}$) и прочих равных условиях: *1* — $v(P)$; *2* — $T_к(P)$; *3* — $h(P)$; *б* — зависимость $v(n)$; $T_к(n)$; $h(n)$ при $P = \text{const}$ и $N_{г.д} = \text{const}$. *1* — $v(n)$; *2* — $T_к(n)$; *3* — $h(n)$; *в* — зависимость $h(P)$ для различных значений n: *1* — $n = n_1$, $P_{эф} = P'$, $h_1 = h_{max}$; *2* — $n = n_2$, $P_{эф} = P''$, $h_2 = h_{max}$; *3* — $n = n_3$, $P_{эф} = P'''$. $h_3 = h_{max}$; $P'' = P_{опт}$; $n_2 = n_{опт}$. *г* — зависимость стоимости 1 м проходки (C) и ее составляющих (C_1 — зависит от времени механического бурения; C_2 — зависит от времени рейса и стоимости долота) от осевой нагрузки P при $n = \text{const}$ $N_{гд} = \text{const}$: *1* — $C_1(P)$; *2* — $C_2(P)$; *3* — $C(P)$; *д* — зависимость $C(P)$ для различных n и при $N_{гд} = \text{const}$; A — $P_{опт}$; $n_{опт}$; *1* — n_1; *2* — n_2; *3* — n_3; *4* — $C(P)$

проходка за рейс долота независимо от того, вели бурение в однородных или неоднородных по твердости породах. По аналогии можно определить $P^{**}_{опт}$ и $n^{**}_{опт}$ (рис. IV.9).

В перспективе предполагается обслуживание одной ЭВМ из одного пункта группы буровых (например из центра диспетчерской службы телеконтроля).

ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБОБУРА И РЕЖИМОВ ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ

Особенности режимов турбинного бурения

В турбинном бурении в отличие от роторного основные параметры режима бурения (скорость вращения долота — n, осевая нагрузка на забой — $P_{ос}$, расход бурового раствора — Q) взаимосвязаны между собой. Если в роторном бурении в процессе долбления можно произвольно устанавливать любые комбинации основных параметров режима бурения, то при бурении турбобуром практически можно управлять только осевой нагрузкой на долото.

В зависимости от осевой нагрузки, а следовательно вращающего момента на долоте M, устанавливается та или иная скорость вращения n. Связь между M и n определяется рабочей характеристикой турбобура, которая зависит от расхода бурового раствора Q и его удельного веса γ.

В выборе величины Q при бурении турбобуром также меньше возможностей, чем при бурении ротором, так как основная часть создаваемого в насосах давления расходуется в турбобуре. Изменение Q в квадратичной зависимости влияет на величину момента на валу турбобура и давления на выкиде насосов.

При бурении в конкретных породах скорость вращения вала турбобура определяется кроме осевой нагрузки на забой следующими дополнительными факторами:

рабочей характеристикой турбины турбобура;

потерями на трение в опорах турбобура, главным образом в пяте;

потерями на трение вращающихся деталей о буровой раствор;

конструкцией долота и степенью его износа.

Из этих факторов основным является рабочая характеристика турбины турбобура как совокупность всех режимов работы турбины ($M = f_1(n)$, $p_1 = f_2(n)$) при данном расходе Q. Поэтому эффективные режимы бурения можно получить, если характеристика турбобура отвечает условиям бурения. Однако выбор рациональных параметров характеристики турбины встречает большие трудности.

Геологические условия бурения настолько разнообразны, что разрабатывать для каждого случая специальную турбину практически невозможно. Поэтому при выборе основных параметров характеристики турбины приходится исходить из некоторых общих положений, позволяющих получить по возможности более универсальную характеристику, способную обеспечить достаточно эффективную работу долота в определенном диапазоне условий бурения. Это позволяет сравнительно небольшим количеством типов турбин охватить все многообразие условий бурения. Таким образом, задача эксплуатационников заключается в рациональном использовании данного типа турбобура в конкретных условиях.

Выбор параметров характеристики турбины

Энергетические параметры характеристики турбины можно разбить на две группы: исходные — расход и перепад давления, определяющие подводимую к турбобуру мощность, и выходные — вращающий момент и скорость вращения, показывающие характер использования этой мощности.

Исходные параметры должны выбираться с учетом гидравлической характеристики насосов и циркуляционной системы буровой установки.

Требования к выходным параметрам характеристики турбины определяются условиями обеспечения необходимого режима работы долота.

Общие требования к рабочей характеристике турбины

Для турбинного бурения характерна интенсификация разрушения горных пород, что требует увеличения забойной мощности. Эффективность использования этой мощности зависит от устанавливаемых режимов бурения. Достижение оптимальных для данных условий режимов обычно лимитируется величиной вращающего момента, развиваемого турбобуром.

Из этого следует, что основными требованиями к рациональным параметрам характеристики турбины являются достижение максимальной гидравлической мощности и возможности получения высоких значений вращающего момента.

Рабочим является не весь диапазон режимов работы турбобура от режима холостого хода ($M = 0$) через режим максимальной мощности ($M = M_т$ — расчетный) до тормозного режима ($M = M_{торм}$ — максимальный). Значительная их область (влево от режима максимальной мощности) является зоной неустойчивой работы турбобура, когда небольшое увеличение нагрузки вызывает резкое снижение скорости вращения вала вплоть до его остановки. В то же время режимы в этой области, обеспечивающие увеличение момента при снижении скорости вращения долота, могут быть весьма эффективными, особенно в глубоком бурении. Поэтому способность турбобура работать на режимах, приближающихся к тормозному, является важным критерием рациональности характеристики турбобура. Эта способность в большой степени зависит от величины $\frac{dM}{dn}$. В характеристике турбины обычно $\frac{dM}{dn} = \text{const}$ во всем диапазоне от 0 до $n_{хол}$. В характеристике же турбобура, вследствие трения в пяте и других факторов, величина $\frac{dM}{dn}$ уменьшается по мере снижения скорости вращения.

Увеличение расхода жидкости и числа ступеней турбины K, применение более тихоходных профилей турбин повышают значения $\frac{dM}{dn}$ турбины и турбобура.

Снижение трения в пяте, как, например, при переходе от резинометаллических подшипников к шаровой опоре качения, также способствует увеличению $\frac{dM}{dn}$, особенно в области режимов, близких к тормозным, где это наиболее нужно.

Важнейшим параметром характеристики турбобура является расчетная скорость вращения вала, обычно принимаемая в режиме максимальной мощности турбины.

Оптимальная величина скорости вращения долота зависит от физико-механических свойств проходимых пород, глубины их залегания, типа долота, параметров бурового раствора, степени очистки забоя от шлама и других условий. Трудность оценки всех этих многообразных факторов облегчается тем, что, выбирая характеристику турбобура, можно иметь в виду не одну конкретную скорость вращения, а диапазон скоростей. При этом чем устойчивее работа турбобура в области тормозных режимов, тем шире границы этого диапазона.

Многолетний опыт турбинного бурения показывает, что выпускавшиеся до недавнего времени серийные турбобуры с номинальной скоростью вращения порядка 600—750 об/мин дают удовлетворительные результаты только при бурении в крепких породах сравнительно неглубоких скважин с промывкой водой или маловязкими глинистыми растворами небольшого удельного веса. В условиях же проходки шарошечными долотами глубокозалегающих пластичных и абразивных пород такая скорость вращения велика и существенно снижает стойкость долот. В таких условиях значительно эффективнее применение более тихоходных турбобуров с расчетной скоростью вращения порядка 300—450 об/мин. При достаточно больших значениях величины $\frac{dM}{dn}$ и наличии запаса вращающего момента такие турбобуры могут устойчиво работать при снижении скорости вращения до 200—300 об/мин (исследования работы высокомоментных турбобуров на забое глубоких скважин на Карадагской площади с помощью турботахометров выявили возможность устойчивой работы турбобура в диапазоне 0,5—1,5 расчетной скорости вращения вала).

Энергетическая рациональность характеристики турбины

Этот критерий можно получить из так называемого коэффициента передачи мощности на забой η. При турбинном бурении долотами с обычной (негидромониторной) промывкой коэффициент η есть отношение выходной мощности на валу турбобура к мощности привода буровых насосов

$$\eta = \eta_н \eta_т \frac{p_т}{p_н} = \eta_н \eta_т \sigma, \qquad (IV.61)$$

где $\eta_н$ — к. п. д. насосной установки; $\eta_т$ — полный к. п. д. турбобура; $p_т$ — перепад давления в турбине турбобура; $p_н$ — давление на выкиде насосов.

Отношение $\frac{p_т}{p_н} = \sigma$, таким образом, является критерием, определяющим энергетический к. п. д. всей установки турбинного бурения в целом. Величина σ позволяет также оценить соответствие характеристики турбины условиям получения максимальных значений забойной мощности и вращающего момента на валу турбобура.

Условие получения максимальной забойной мощности

Возможности повышения подводимой к турбобуру мощности зависят от давления на выкиде насосов $p_н$ или от создаваемой

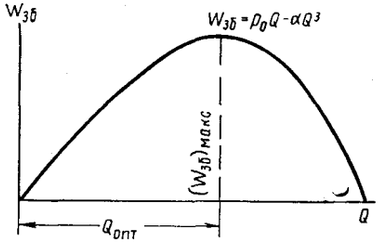


Рис. IV.10. Кривая зависимости $W_{зб}$ от Q

ими гидравлической мощности $p_н Q$. В современных буровых установках лимитирующим является $p_н$, определяемое прочностями насоса, напорного манифольда и бурильной колонны. Поэтому возможности повышения забойной мощности должны рассматриваться исходя из условия постоянства давления на выкиде насосов $p_н$, равного максимально допустимому рабочему давлению.

Подводимая к турбобуру мощность $W_{зб}$ составляет

$$W_{зб} = p_т Q = p_н Q - p_{пот} Q, \qquad (IV.62)$$

где $p_{пот}$ — потери давления на гидравлические сопротивления по циркуляционному тракту движения бурового раствора (манифольд, бурильные трубы, пята турбобура, долото, кольцевое пространство).

При квадратичной зависимости потерь давления в циркуляционной системе от расхода, определяемого приведенным коэффициентом гидравлических сопротивлений α, будем иметь

$$W_{зб} = p_н Q - \alpha Q^3.$$

По мере увеличения Q мощность $W_{зб}$ будет расти и, достигнув максимума, вследствие относительного увеличения доли потерь давления начнет снижаться, чтобы при $Q = \sqrt{\frac{p_н}{\alpha}}$ снова стать равной нулю (рис. IV.10).

Максимальное значение забойной мощности определится из $\frac{dW_{зб}}{dQ} = 0$ при $p_н = \text{const}$, что соответствует оптимальному расходу $Q_{опт} = \sqrt{\frac{p_н}{3\alpha}}$. Подставляя значение $Q_{опт}$ в уравнение (IV.62), получим известное положение, что забойная мощность достигает своего максимума $W_{зб\,max}$ при значении $\sigma = \frac{p_т}{p_н} = {}^2/_3$, т. е. тогда, когда перепад давления в турбобуре составляет $^2/_3$ давления на выкиде насосов.

Анализ зависимости $W_{зб}$ от Q показывает, что в области своих максимальных значений кривая $W_{зб} = f(Q)$ (см. рис. IV.10) сильно выположена и в большом диапазоне Q величина $W_{зб}$ близка к своему максимуму. Так, например, при значении $W_{зб} = 0{,}95W_{зб\,max}$, $Q = 0{,}81—1{,}18Q_{опт}$, при этом $\sigma = 0{,}782—0{,}536$. Очевидно, энергетически более выгодно бурить с меньшими значениями расхода, когда при забойной мощности, близкой к максимальной, достигается значительное снижение мощности, расходуемой насосами.

Условие получения максимальных значений вращающего моманта

Подводимая к турбобуру при расходе Q гидравлическая мощность $W_{зб}$ может быть реализована при различных соотношениях между $M_т$ и n в зависимости от числа ступеней турбины K и параметров канала турбины.

Не ограничивая K, можно в принципе получить любой вращающий момент. Практически увеличение числа ступеней турбины имеет свои пределы. Поэтому возможность получения максимальных значений вращающего момента должна решаться на основе условия постоянства числа ступеней турбины $K = \text{const}$, а также ранее принятого условия $p_н = \text{const}$.

Для применяемых в турбобурах турбин с осевым входом жидкости справедливы следующие соотношения: $p_т \sim Kn^2$ и $M_т \sim KnQ$.

Выражая n через $p_т$, получим

$$M_т \sim \sqrt{Kp_тQ^2} \sim \sqrt{K(p_н - \alpha Q^2)Q^2}. \qquad \text{(IV.63)}$$

Из уравнения (IV.63) видно, что в принятых условиях постоянства $p_н$ и K момент $M_т$ зависит только от Q. По мере увеличения Q от нуля момент $M_т$ также возрастает, но при $Q = \sqrt{\frac{p_н}{\alpha}}$ он снова доходит до нулевого значения. Приравнивая $\frac{dM_т}{dQ}$ нулю, находим, что максимум $M_т$ достигается при $Q = \sqrt{\frac{p_н}{2\alpha}}$. Подставляя это значение Q в уравнение $p_т = p_н - \alpha Q^2$, получим, что максимум момента достигается при $\sigma = {}^1/_2$.

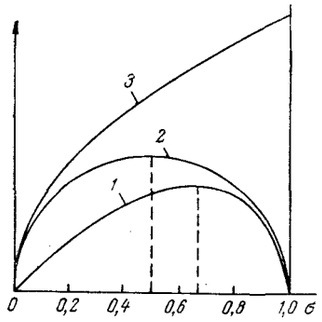


Рис. IV.11. Зависимость параметров характеристики турбины турбобура от $\sigma = \frac{p_т}{p_н}$ при $p_н = \text{const}$ и $K = \text{const}$.
1 — мощность; *2* — вращающий момент; *3* — скорость вращения.

Нетрудно показать, что при $p_н = \text{const}$ и $K = \text{const}$ все основные параметры характеристики турбины можно представить как функции от $\sigma = \frac{p_т}{p_н}$:

$$Q = \sqrt{\frac{p_н}{\alpha}(1-\sigma)}; \qquad \text{(IV.64)}$$

$$p_т = p_н\sigma; \qquad \text{(IV.65)}$$

$$M_т = A_1p_н\sqrt{\frac{K}{\alpha}(1-\sigma)\sigma}; \qquad \text{(IV.66)}$$

$$n = A_2\sqrt{\frac{p_н}{K}}\sigma; \qquad \text{(IV.67)}$$

$$W_т = \sqrt{\frac{p_н^3}{\alpha}(1-\sigma)\sigma^2}, \qquad \text{(IV.68)}$$

где A_1 и A_2 — коэффициенты, зависящие от параметров канала турбины.

На рис. IV.11 показаны кривые изменения $M_т$, $W_т$ и n в зависимости от σ. Следует обратить внимание на пологий характер кривых $W_т$ и $M_т$ в области максимума.

Так, при максимальной мощности турбобура ($\sigma = {}^2/_3$) вращающий момент $M_т = 0{,}945M_{т\,max}$.

Проведенный анализ изменения $M_т$ как функции $p_т$ (или σ) сделан в допущении, что к. п. д. турбины остается постоянным независимо от соотношений между $p_т$ и Q. В действительности к. п. д. турбины зависит от σ, что существенно меняет характер функции $M_т = f(\sigma)$, а следовательно, и условия получения $M_{т\,max}$.

Изменить σ при $p_н = \text{const}$ и данном гидравлическом сопротивлении циркуляционной системы α значит изменить перепад давления в турбине по формуле (IV.65) и расход по формуле (IV.64). При $K = \text{const}$ это требует изменения канала турбины, а следовательно, изменения соотношения между окружной и осевой составляющими скорости потока жидкости в турбине. Последнее и вызывает изменение гидравлического к. п. д. $\eta_т$ ступени турбины в соответствии с теоретическим выражением

$$\eta_т = \frac{1}{1 + \frac{1-\varphi^2}{\varphi^2}\left[1 + \left(\frac{c_z}{u}\right)^2\right]}, \qquad \text{(IV.69)}$$

где φ — коэффициент скорости, определяющий профильные потери в ступени (зависит главным образом от качества изготовления лопаточного канала турбины — точности и степени шероховатости); c_z — осевая составляющая скорости; u — окружная скорость.

Из уравнения (IV.69) видно, что увеличение c_z и уменьшение u приводит к снижению $\eta_т$ (с осевой скоростью связан транзит энергии, с окружной — производимая работа).

Это наблюдается при уменьшении σ, когда снижается перепад давления в ступени турбины (u уменьшается) и повышается расход (c_z увеличивается). И, наоборот, увеличение σ соответственно приводит и к увеличению $\eta_т$.

В результате максимум момента сдвигается в сторону увеличенных значений σ. На рис. IV.12 показаны кривые $M_т = f(\sigma)$ для турбин с коэффициентом скорости $\varphi = 0{,}88$ (изготовление обычными методами литья в земляные формы) и $\varphi = 0{,}93$ (изготовление турбины точным литьем по выплавляемым моделям). Пунктиром дана кривая, отображающая $M_т = f(\sigma)$ без учета изменения $\eta_т$ как функции σ. При $\varphi = 0{,}88$ максимальное значение $M_т$ достигается при $\sigma = 0{,}66$, а в случае $\varphi = 0{,}93$ при $\sigma = 0{,}6$. Чтобы сохранить величину момента в пределах (0,95—1,0) $M_{т\,max}$, перепад давления в турбине должен составлять примерно 0,5—0,75 от давления в насосах.

Изменение к. п. д. турбины как функции σ отражается и на создаваемой турбиной турбобура мощности. Полученное П. П. Шумиловым условие максимума мощности, достигаемое при $\sigma = {}^2/_3$, относится к гидравлической мощности, подводимой к турбобуру. Не оговаривая числа ступеней турбины, эту мощность можно реализовать в турбобуре при любом соотношении $M_т$ и n, а следовательно, иметь и любое возможное значение $\eta_т$.

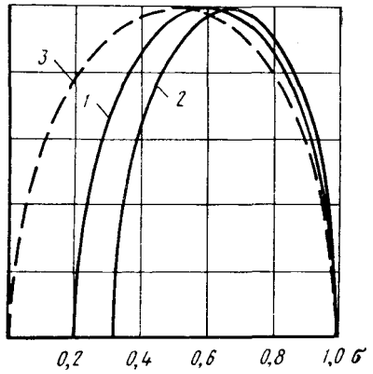


Рис. IV.12. Зависимость вращающего момента турбины турбобура $M_т$ от $\sigma = \frac{p_т}{p_н}$ с учетом изменения гидравлического к. п. д. ступени турбины $\eta_т$.
1 — для турбин точного литья ($\varphi = 0{,}93$); *2* — для турбин, отлитых в земляные формы ($\varphi = 0{,}88$); *3* — без учета изменения $\eta_т$.

Если число ступеней ограничивается ($K = \text{const}$), мощность турбины следует рассматривать с учетом изменения $\eta_т$. При этом ее максимальные значения также будут смещаться в сторону уменьшенных расходов жидкости, достигая величины $W_{т\,max}$ при $\sigma > {}^2/_3$.

Приведенный анализ свидетельствует о целесообразности выбора характеристики турбины, исходя из значений $\sigma \geqslant {}^2/_3$ для получения на валу турбобура максимальных значений мощности и момента.

Однако применение такой высоконапорной турбины не всегда возможно.

Так, при большой глубине скважины и сравнительно невысоком допустимом давлении в насосах получаемая величина Q может оказаться недостаточной для выполнения потоком бурового раствора его технологических функций (очистка забоя, вынос шлама на поверхность, охлаждение долота и т. д.). Кроме того, увеличение σ приводит к повышению скорости вращения

(см. рис. IV.11), что также сдерживает применение высоконапорных турбин.

Увеличение перепада давления в турбине в рамках заданного давления в насосах должно приводить к снижению отношения $\frac{M_т}{n}$, имеющего большое значение в повышении эффективности работы турбины, особенно в условиях бурения глубоких скважин.

Выражение $\frac{M_т}{n} = f(\sigma)$, получаемое из уравнений (IV.66) и (IV.67)

$$\frac{M_т}{n} = A_з \sqrt{\frac{p_н}{\alpha}(1-\alpha)}, \qquad \text{(IV.70)}$$

где $A_з$ — коэффициент, зависящий от параметров канала турбины, графически показано на рис. IV.13.

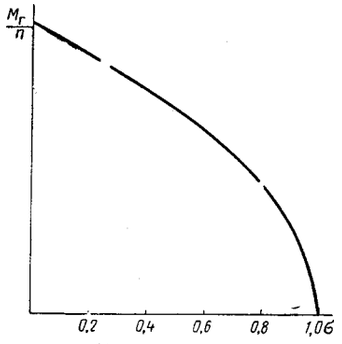


Рис. IV.13. Зависимость изменения $M_т$ от $\sigma = \frac{p_т}{p_н}$

При переходе от $\sigma = 0{,}5$ к $\sigma = 0{,}75$ величина $\frac{M_т}{n}$ уменьшается в 1,42 раза.

Из сказанного можно сделать следующие выводы. В условиях постоянства давления в насосах отношение $\frac{p_т}{p_н} = \sigma$ является важным параметром характеристики турбины, определяющим ее энергетическую рациональность. При величине σ в пределах 0,55—0,75 вращающий момент и мощность турбины приближаются к максимально возможным значениям. С увеличением σ повышается перепад давления в турбине, возрастает скорость вращения вала и снижается расход жидкости. Особенно это сказывается в скважинах большой глубины. Поэтому в реальных условиях глубокого бурения, особенно при отсутствии насосов с достаточно высоким рабочим давлением, турбобур работает обычно при заниженных значениях σ. Положительным в снижении σ является увеличение отношения $\frac{M_т}{n}$.

Выбор оборудования и инструмента

Возможность создания эффективных режимов работы турбобура в большой степени зависит от подводимой к нему мощности, а следовательно, при прочих равных условиях от рабочего давления на выкиде насосов. Это подтверждается опытом турбинного бурения глубоких скважин. Даже для скважин глубиной 3000—3500 м целесообразно иметь насосы, способные надежно работать при давлении в 200—250 кгс/см². Для бурения же более глубоких скважин, особенно при утяжеленных растворах, применение таких насосов необходимо.

Величина подводимой к турбобуру мощности также зависит от потерь давления на преодоление гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе. Основная часть этих потерь возникает при движении бурового раствора в колонне бурильных труб.

Исходя из этого при бурении турбобуром целесообразно применение тонкостенных бурильных труб равнопроходного сечения (стыкосварные или с наружной высадкой).

Важное значение имеет соотношение между диаметром труб и скважины. Для скважины данного диаметра существует определенный размер труб, при котором суммарные потери давления в трубах и кольцевом затрубном пространстве принимают минимальное значение. Такое оптимальное соотношение $\psi = \frac{d_1}{D}$ составляет примерно 0,66 (d_1 — наружный диаметр бурильных труб; D — диаметр скважины).

Однако кривая $(p_{тр} + p_{з.п}) = f(\psi)$ выположена на участке минимальных значений, что позволяет считать оптимальным диапазон $\psi = 0{,}62—0{,}68$ [4].

При этом предпочтительнее меньшие значения ψ, т. е. трубы меньшего диаметра. В этом случае при потерях давления, близких к минимальным, облегчаются и ускоряются спуско-подъемные операции, сокращается весовой расход труб и снижаются потери давления в затрубном пространстве, что важно для улучшения условий бурения.

Для эффективного использования гидравлической мощности, создаваемой насосами, в турбинном бурении целесообразно иметь широкий ассортимент размеров бурильных труб.

Из выпускаемых в настоящее время бурильных труб стандартных размеров можно рекомендовать: для скважин $D =$ $= 190$ мм — трубы $d_1 = 114$ мм; для $D = 214$ мм — трубы $d_1 = 127$ мм; для скважин большего размера — трубы диаметром 146 мм.

Выбор типа турбобура и расхода бурового раствора

Исходными данными являются: глубина L и диаметр D скважины; гидравлические параметры циркуляционной системы (приведенный коэффициент α); удельный вес γ бурового раствора; основные данные о геологических условиях бурения.

Размер турбобура определяется диаметром скважины (табл. IV.14).

Для бурения алмазными долотами, номинальный диаметр которых меньше шарошечных на 2—3 мм и которые хуже вписываются в ствол скважины, введены турбобуры специальных размеров 164 мм ($6^1/_2''$) и 185 мм ($7^1/_4''$).

В сложных геологических условиях при бурении пород, склонных к обвалообразованиям и прихватам, иногда применяют турбобуры меньшего диаметра (например, в скважине диаметром 214 мм турбобур $6^5/_8''$ и т. д.). К этому следует прибегать только в отдельных исключительных случаях, так как уменьшение размера турбобура резко снижает энергетические параметры его характеристики.

Выпускаемые унифицированные турбобуры шпиндельной конструкции можно собирать в виде одной, двух, трех и более одинаковых секций турбины.

Чем глубже скважина и чем меньше ее диаметр, тем больше ступеней турбины должно устанавливаться в турбобуре. Скважины диаметром 190 и 214 мм бурят двух- и трехсекционными турбобурами. В скважинах диаметром 243 мм и больше верхний интервал (до глубины 2000 м) можно проходить с помощью односекционного турбобура. Во всех глубоких скважинах по достижении глубины 2500—3000 м нужно переходить на работу трехсекционными сборками турбин.

Увеличение числа ступеней турбины, а следовательно и секций турбобура, особенно необходимо при бурении разрезов, сложенных пластичными породами, требующими для разрушения приложения больших моментов.

По особому заказу шпиндельные турбобуры комплектуются турбинами точного литья. Это тихоходные турбины, предназначенные главным образом для использования в глубоком бурении. Высокое качество выполнения лопаточного венца турбины компенсирует неизбежное для тихоходных турбин снижение к. п. д. вследствие увеличения отношения $\frac{c_z}{u}$.

Величина расхода Q определяется из уравнения баланса давления

$$p_н = p_т + p_{пот} = \beta Q^2\gamma + \alpha Q^2\gamma, \qquad \text{(IV.71)}$$

которое связывает между собой гидравлические параметры насосной установки, турбобура и циркуляционной системы.

В развернутом виде потери давления $p_{пот}$ можно представить в следующем виде:

$$p_{пот} = \alpha Q^2\gamma = (mL + n)\, Q^2\gamma =$$

$$= [(a_{тр} + a_{змк} + a_{зп})L + a_{ман} + a_{дол}]\, Q^2\gamma, \qquad \text{(IV.72)}$$

где $a_{тр}$, $a_{змк}$, $a_{зп}$ — коэффициенты потерь давления по длине в трубах, замках и за-

Таблица IV.14

Рекомендуемые соотношения между диаметрами скважины и турбобура

Наружный диаметр турбобура		Диаметр скважины, мм					
		190	214	243	269	295	345 и более
По нормальному ряду	Условный размер, дюймы	$6^5/_8$	$7^1/_2$	8	9	10	12
	Номинальный размер, мм	170	195	215	235	255	290
Фактически выпускаемый промышленностью	Условный размер, дюймы	$6^5/_8$	$7^1/_2$	8	9	9	9
	Номинальный размер, мм	170	195	215	235	235	235

Таблица IV.15

Коэффициент перепада давления в турбобуре

Тип турбобура	Число ступеней турбины	β	Тип турбобура	Число ступеней турбины	β
Т12МЗ-9″	120	0,0211	Т12МЗ-7½″	100	0,0460
ТС5Б-9″	215	0,0366	ТС5Б-7½″	177	0,0795
ЗТС5Б-9″	330	0,0554	ЗТС5Б-7½″	272	0,1205
ЗТСШ-9″ТЛ	317	0,0392	ЗТСШ-7½″ТЛ	330	0,0236
Т12МЗ-8″	99	0,0188	Т12МЗ-6⅝″	121	0,0727
ТС5Б-8″	212	0,0375	ТС5Б-6⅝″	239	0,139
ЗТС5Б-8″	312	0,0542	ЗТС5Б-6⅝″	369	0,210
А7Н1С	235	0,0484	ЗТСШ-6⅝″ТЛ	435	0,0905

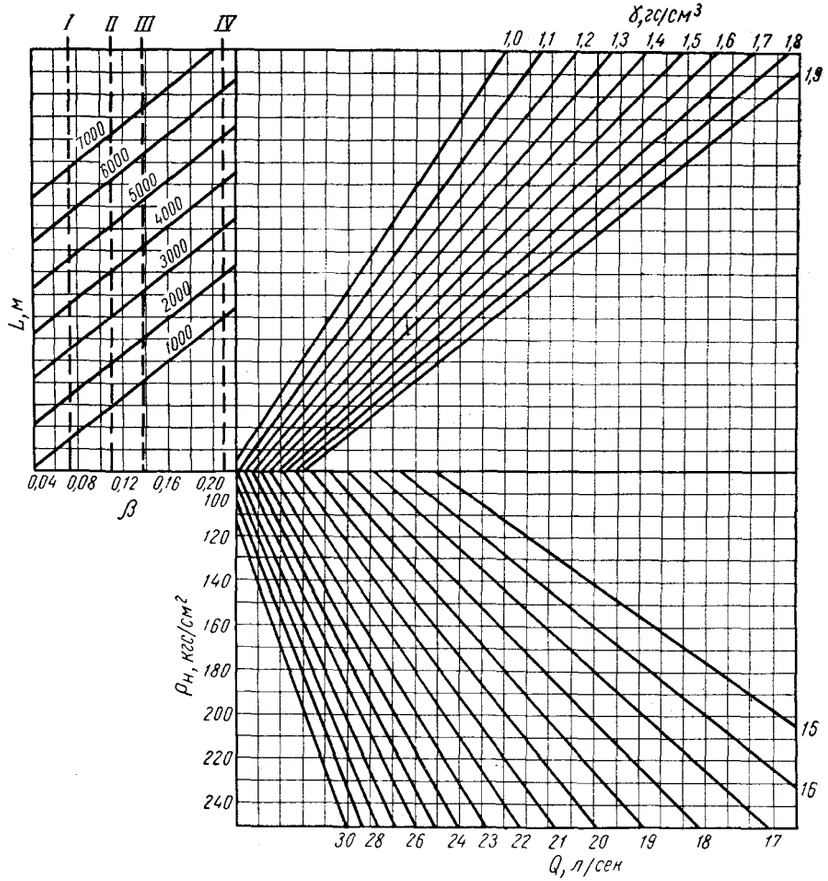


Рис. IV.14. Номограмма уравнения $p_н - (mL+n+\beta)\gamma Q^2 = 0$ для случая бурения скважины долотом 190 мм.

I — турбобур Т12М-6⅝″; *II* — турбобур ЗТСШ 6⅝″ ТЛ; *III* — турбобур ТС5Б-6⅝″; *IV* — турбобур ЗТС5Б-6⅝″.

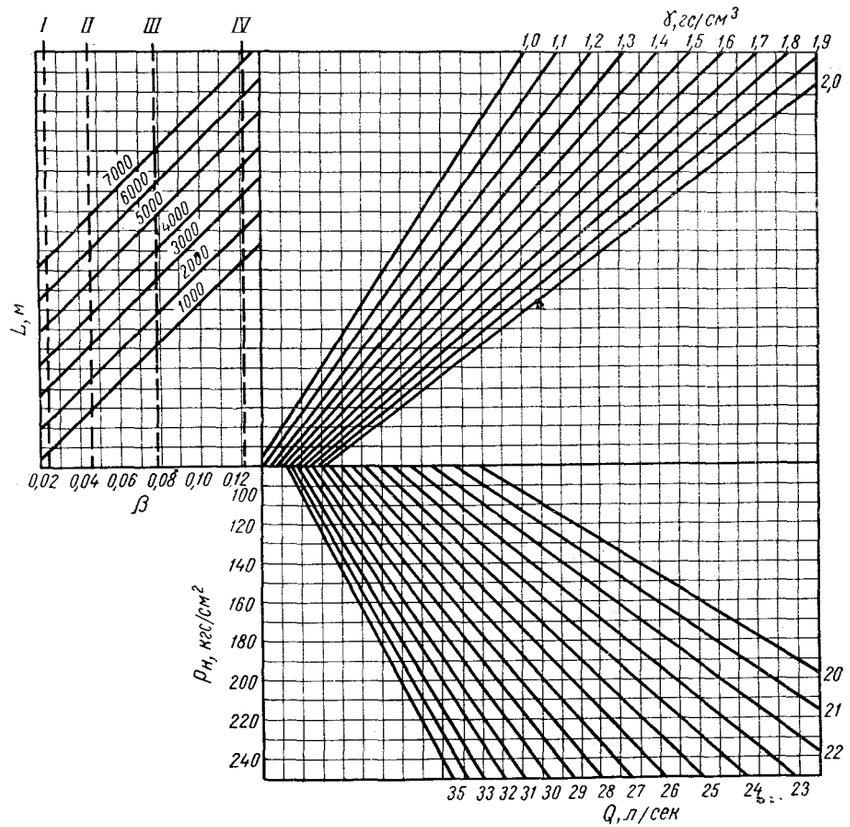


Рис. IV.15. Номограмма уравнения $p_н - (mL+n+\beta)\gamma Q^2 = 0$ для случая бурения скважины долотом 214 мм.

I — турбобур ЗТСШ-7½″ ТЛ; *II* — турбобур Т12МЗ-7½″; *III* — турбобур ТС5Б-7½″; *IV* — турбобур ЗТС5Б-7½″.

трубном пространстве; $a_{ман}$, $a_{дол}$ — коэффициенты потерь давления в манифольде и долоте; γ — удельный вес бурового раствора.

Значения коэффициентов потерь давления приведены в справочнике [25].

Коэффициенты перепада давления в турбобуре $\beta = \frac{p_т + p_{пят}}{\lambda Q^2}$ (с учетом перепада давления в пяте турбобура и соединениях между секциями), вычисленные по стендовым характеристикам турбины, представлены в табл. IV.15. Перепад давления в турбине p взят по результатам стендовых испытаний серийных литых турбин; потери давления в пяте — по данным Б. И. Мительмана [25]; величины потерь давления в соединениях между секциями — расчетные.

Принимаемая величина расхода бурового раствора должна обеспечить очистку забоя и ствола скважины от выбуренной породы.

При использовании гидромониторных долот количество жидкости, необходимое для очистки забоя, можно сократить, и технологически необходимый расход следует рассчитывать только исходя из условия выноса шлама на поверхность. Меняющиеся по мере углубления скважины гидравлические сопротивления в циркуляционной системе буровой установки затрудняют практические расчеты по выбору производительности насосов. Существенное упрощение достигается при использовании графических изображений расчетных уравнений (IV.71) и (IV.72) в виде номограмм. На рис. IV.14—IV.17 выполнены номограммы $Q =$ (β, L, γ, $p_н$) для случая бурения

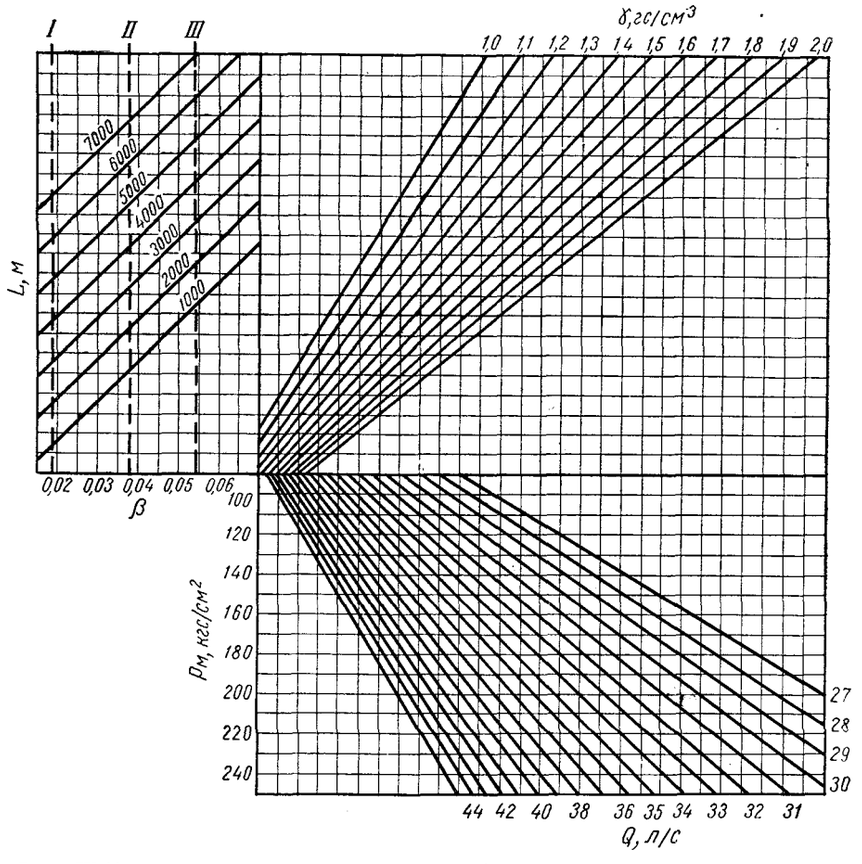


Рис. IV.16.Номограмма уравнения $p_н-(mL+n+\beta)\gamma Q^2=0$ для случая бурения скважины долотом 243 мм.

I — турбобур Т12М3-8″; *II* — турбобур ТС5Б-8″; *III* — турбобур 3ТС5Б-8″.

скважин размерами 190, 214, 243 и 269 мм.

При построении номограмм приняты следующие данные, определяющие величину гидравлических сопротивлений.

Скважина диаметром 190 мм (рис. IV.14): 114-мм бурильные трубы с замками, толщина стенки 9 мм, средняя длина трубы 8 м, суммарная площадь промывочных отверстий долота 6 см².

Скважина диаметром 214 мм (рис. IV.15): 127-мм бурильные трубы с приваренными соединительными концами, суммарная площадь промывочных отверстий долота 8 см².

Скважины диаметром 243 мм (рис. IV.16) и 269 мм (рис. IV.17): 141-мм бурильные трубы с замками, суммарная площадь промывочных отверстий долота 15 см².

Для всех скважин обвязка насосов с бурильной колонной (манифольд) принята состоящей из стояка диаметром 168 мм, бурового рукава с проходным отверстием 76 мм, вертлюга с проходным отверстием ствола 75 мм и ведущей трубы с отверстием 85 мм.

Потери давления в долоте взяты с учетом утечек бурового раствора через кольцевой зазор в ниппеле турбобура.

Номограммы построены по коэффициентам гидравлических сопротивлений, рассчитанным по данным Б. И. Мительмана [25].

Поле номограмм охватывает значения L, γ и $p_н$ в диапазоне соответственно 1000—7000 м, 1—2 гс/см³, 100—250 кгс/см². На шкале β (коэффициент перепада давления в турбобуре), кроме числовых значений, выделены прямые, соответствующие величине β для серийных турбобуров.

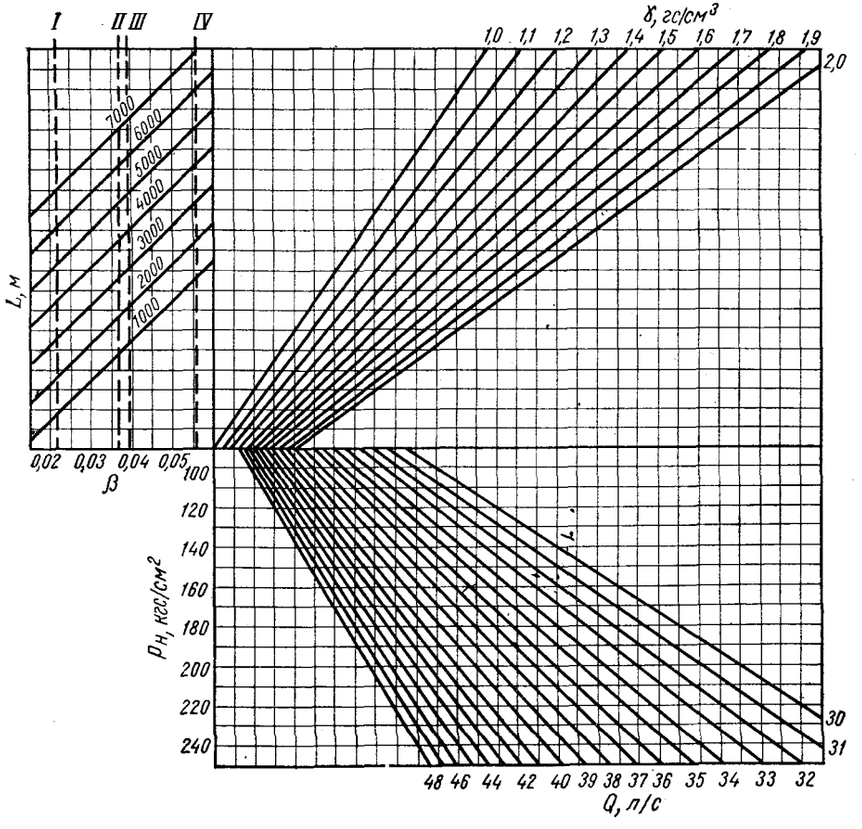


Рис. IV.17. Номограмма уравнения $p_н-(mL+n+\beta)\gamma Q^2=0$ для случая бурения скважины долотом 269 мм.

Турбобуры: *I* — Т12М3-9″; *II* — ТС5Б-9″; *III* — 3ТСШ-9″ТЛ; *IV* — 3ТС5Б-9″.

Номограммы позволяют решать уравнение баланса давления в турбинной буровой установке $f(\beta, L, \gamma, p_н, Q) = 0$ относительно любой из входящих в эту функцию переменных.

Так, для определения Q проводим по данному значению β вертикаль до пересечения со значением L (наклонные параллельные прямые). Из точки пересечения проводим горизонталь до значения γ (пучок прямых). Из этой точки пересечения спускаем вертикаль до встречи с данным $p_н$ (горизонтальные прямые). Через последнюю точку пересечения и проходит искомое значение Q (пучок прямых). Таким образом, нахождение Q производится по схеме

$$\beta \rightarrow L \rightarrow \begin{matrix}\gamma \\ p_н\end{matrix} \searrow \nearrow Q.$$

Определение других переменных производится аналогично:

$$p_н-\beta \rightarrow L \rightarrow \gamma \rightarrow Q \rightarrow p_н;$$

$$L-p_н \rightarrow Q \rightarrow \gamma \begin{matrix}\searrow \\ \nearrow\end{matrix} \begin{matrix}L; \\ \beta\end{matrix}$$

$$\beta-p_н \rightarrow Q \rightarrow \gamma \rightarrow L \rightarrow \beta;$$

$$\gamma-\beta \rightarrow L \searrow \gamma.$$
$$p_н \rightarrow Q \nearrow$$

В качестве примера пользования номограммами решим следующую задачу. В скважине диаметром 190 мм бурят двухсекционным турбобуром ТС5-6⅝″ с прокачиванием глинистого раствора удельного веса 1,4 гс/см³. Определить, до какой

глубины можно вести бурение при расходе жидкости 22 л/с и давлении на выкиде насосов 180 кгс/см².

Для решения воспользуемся номограммой рис. IV.14. Следуя ключу номограммы, получим ответ $L = 2500$ м.

Выбор осевой нагрузки на долото

В процессе бурения бурильщик может управлять режимом турбинного бурения только через осевую нагрузку на долото (менять режим работы турбобура путем изменения производительности насосов не целесообразно — расход жидкости должен соответствовать максимально допустимому рабочему давлению на выкиде насосов).

Правильно выбранная осевая нагрузка на долото должна обеспечить достижение максимальной рейсовой скорости, которая при данных затратах времени на смену долота определяется величиной проходки за рейс и механической скоростью.

Но бурильщику неизвестно, какую проходку h за рейс даст работающее на забое долото, тогда как следить за механической скоростью $v_м$ можно в течение всего долбления. В то же время между h и $v_м$ существует определенная связь.

Практика показала, что в турбинном бурении в большинстве случаев, когда срок службы долота ограничивается стойкостью опоры, максимум механической скорости соответствует наибольшим проходкам за рейс. Характерное для турбинного бурения форсирование режима работы долота приводит к резкому сокращению времени его пребывания на забое, и лучшее использование этого времени связано с увеличением механической скорости. Поэтому контроль за эффективностью устанавливаемой осевой нагрузки на долото $P_{ос}$ следует вести по механической скорости бурения, добиваясь ее максимальной величины.

Полученные экспериментальным путем в стендовых и промысловых условиях кривые $v_м = f(P_{ос})$ при бурении турбобуром разнообразны и зависят от параметров режима бурения, типа турбобура и долота, характера проходимых пород. В большинстве из них после достижения максимума при некоторой критической осевой нагрузке дальнейшее ее увеличение приводит к стабилизации или снижению механической скорости. В ряде случаев $v_м = f(P_{ос})$ проходит через два максимума.

Часто рассматриваемые кривые в области $v_{м.\,max}$ выположены. Это значит, что в определенном диапазоне изменения $P_{ос}$ величина $v_м$ остается близкой к максимальному значению. При примерно равных механических скоростях более выгодной является осевая нагрузка, обеспечивающая наибольшую стойкость долота, а следовательно, и наибольшую проходку за рейс. Если в данных условиях стойкость долота более чувствительна к изменению осевой нагрузки, чем скорости вращения, то из двух режимов, ограничивающих максимальные значения $v_м$, предпочтение следует отдать режиму бурения при меньшей величине $P_{ос}$. И наоборот, если на стойкость долота больше влияет изменение n, то из этих двух режимов следует выбрать режим с более высокой осевой нагрузкой на долото.

Часовая стойкость опоры долота $T_0 = f(P_{ос}, n)$ — зависимость чисто экспериментальная и входящие в структуру расчетных формул коэффициенты можно получить для каждого конкретного случая только опытным путем.

Из практики турбинного бурения известно, что при определенных значениях осевой нагрузки могут возникать значительные вибрации долота, хорошо различимые на поверхности.

Иногда вибрационный режим возникает при осевых нагрузках, равных гидравлической нагрузке на вал турбобура (бурение при разгруженной пяте турбобура). Чаще же всего такой режим создается в области, близкой к тормозной нагрузке, в зоне неустойчивой работы турбобура.

Увеличение интенсивности вибрации вызывает преждевременный выход из строя опоры долота, поэтому при появлении вибраций следует немедленно изменить осевую нагрузку (снизить ее, если бурение ведется в режиме, близком к зоне неустойчивой работы, и увеличить, если бурят при разгруженной пяте).

Рациональное время пребывания долота на забое

При бурении как турбобуром, так и ротором целесообразно ограничивать время долбления моментом достижения максимума рейсовой скорости, учитывая при этом повышенный износ опор шарошек при бурении турбобуром.

Многочисленные наблюдения показывают, что в большинстве случаев опора долота доходит до аварийного состояния раньше, чем рейсовая скорость достигает максимального значения.

Это объясняется не только интенсивностью износа опоры, но и тем, что, как правило, механическая скорость на протяжении большей части долбления остается стабильной, заметно снижаясь лишь в конце бурения.

Только в тех случаях, когда стойкость вооружения шарошек оказывается ниже стойкости опоры (износ долота не связан с угрозой аварии) и бурение ведется в однородных породах, за критерий длительности работы долота на забое можно принять достижение максимума рейсовой скорости. Повышение стойкости долота и сокращение времени спуско-подъемных операций также способствуют применению этого критерия.

В большинстве же случаев длительность долбления ограничивают исходя из соображений допустимого износа долота.

Об износе работающего на забое долота можно судить по косвенным признакам, главными из которых являются степень снижения механической скорости и уменьшение принимаемой турбобуром нагрузки в конце долбления. В отдельных случаях, особенно при бурении крепких, сильно абразивных пород, когда долото может в короткий срок оказаться в аварийном состоянии, длительность долбления заранее ограничивают определенным сроком, независимо от показателей работы долота в процессе бурения.

Рекомендации, регламентирующие время пребывания долота на забое при бурении турбобуром, должны устанавливаться на основании практического изучения характера износа долота в процессе долбления в конкретных геологических условиях.

БУРЕНИЕ С ОТБОРОМ КЕРНА

Факторы, определяющие вынос керна

Причины, приводящие к разрушению керна в процессе бурения и подъема инструмента, можно разделить на природные, технологические и технические. Все они связаны между собой.

К **природным факторам** относятся механические свойства пород, геолого-петрографическая характеристика, химический состав породообразующих минералов и условия залегания пород.

С ростом прочностных свойств горных пород вынос керна, как правило, повышается.

Чем меньше размеры зерен и меньше слоистость, пористость, кавернозность, трещиноватость породы и чем выше пиритизация, доломитизация и окремнение породы, тем выше ее прочностные свойства и тем лучше условия для образования и выноса керна. Породы с цементом контактного типа менее прочны, чем породы с цементом базального типа.

Отрицательно влияет на вынос керна высокая проницаемость пород, так как это способствует проникновению бурового раствора и его фильтра в породы, каналы и микротрещины породы, что оказывает расклинивающее действие и ослабляет породу.

Трещиноватые и слоистые породы разрушаются от вибраций, самозаклиниваются в керноприемной трубе, ухудшая условия кернообразования и работу бурильной головки. Частое чередование пород различной прочности ухудшает условия кернообразования. Происходит преимущественное разрушение менее прочных пропластков, обычно представляющих наибольший интерес с точки зрения продуктивности. Отрицательно влияет на вынос керна и повышение абразивности пород, так как при этом увеличивается износ колонкового инструмента. Особенно неблагоприятно сказывается на кернообразовании быстрый износ кернообразующих элементов бурильной головки, при котором происходит увеличение диаметра керна, что затрудняет проход его в керноприемную трубу.

Существенной с точки зрения выноса керна является глубина залегания пород, что связано с усложнением технологии бурения с ростом затрат времени на механическое бурение.

Температура является основным фактором, определяющим вынос керна при бурении в многолетнемерзлых породах, содержащих включения льда. В этих условиях получение полноценного керна возможно лишь при промывке жидкостью или продувке газом, имеющими отрицательную температуру.

В породах, содержащих растворимые в воде соли, определяющее значение для выхода керна имеет растворимость этих солей в буровых растворах.

К **технологическим факторам** относятся режим бурения, равномерность подачи инструмента и проходка за рейс, компоновка низа бурильной колонны, подготовка скважины к отбору керна.

С увеличением нагрузки на долото процент выноса керна как при роторном, так и при турбинном способе бурения долотами различных диаметров вначале возрастает, а затем имеет тенденцию к снижению (рис. IV.18). Уменьшение процента выноса керна при превышении предельной нагрузки объясняется продольным изгибом колонкового снаряда и работой забойного двигателя на режиме, характеризующимся вибрациями.

Максимальный вынос керна, составляющий для серийных колонковых снарядов 70—80%, достигается в зависимости от диаметра бурильных головок при нагрузках 10—15 тс.

Зависимость процента выноса керна от скорости вращения долота также имеет максимум, который для роторного бурения

находится в пределах 100—200 об/мин [21, 29]. При бурении турбодолотами с бурильными головками диаметром от 145 до 214 мм и повышении скорости вращения более 350—400 об/мин вынос керна снижается [12].

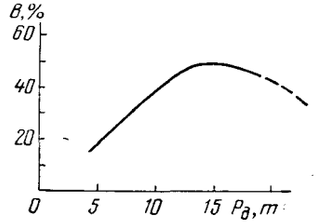


Рис. IV.18. Зависимость процента выноса керна B от нагрузки на долото $P_д$

Совмещенная для роторного и турбинного бурения зависимость выноса керна от скорости вращения бурильной головки приведена на рис. IV.19. Хотя область скорости вращения 200—400 об/мин с точки зрения выноса керна специально не исследовалась, однако имеющиеся данные по обоим способам бурения довольно хорошо описываются одной кривой.

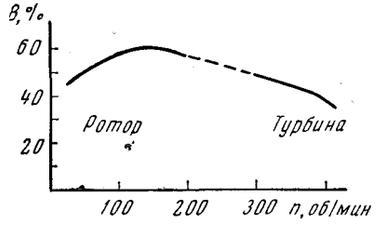


Рис. IV.19. Зависимость процента выноса керна B от скорости вращения долота n

Значительное влияние на вынос керна, особенно в слабо сцементированных породах, оказывает количество и качество бурового раствора. Увеличение подачи бурового раствора Q выше определенных значений вызывает резкое снижение выноса керна как при роторном, так и при турбинном способах бурения. Рекомендуемые режимы по осевой нагрузке и расходу бурового раствора для различных бурильных головок следующие.

На рис. IV.20 приведена характерная зависимость процента выноса керна от количества бурового раствора при бурении колонковыми снарядами ДС04-$6^5/_8$″ с бурильными головками СДКІ-12″, полученная М. М. Кубадовым и П. В. Куцым [21] для условий Азербайджана. Эта

Шифр бурильной головки	Осевая нагрузка, тс	Расход бурового раствора, л/с
Шарошечные бурильные головки		
6В-К190/80С3	8—15	15—22
6В-К214/80С3	10—20	18—25
21Н-К190/80СТ	6—8	15—22
21Н-К214/80СТ	8—10	18—25
20Н-К190/80ТКЗ	8—12	15—22
20Н-К214/80ТКЗ	10—14	18—25
20Н-К190/80К	8—12	15—22
20Н-К214/80К	10—14	18—25
Алмазные бурильные головки		
КР138/35С1	1,5—5	8—12
КР159/55С2	1,75—6	10—16
КР188/40С1	2—8	18—24
КР188/48СТ1	2—8	18—24
КР188/80СТ1	2—8	16—24
КТ188/40С2	2—8	18—24
КТ188/48С2	2—8	18—24
КР212/60СТ1	2,5—9	24—30
КР212/80СТ1	2,5—9	20—30
КТ212/60С2	2,5—9	24—30
КТ267/80С2	3,5—11	25—40
Бурильные головки с твердосплавными зубцами		
11Н-К190/80М	10—18	15—22
11Н-К214/80М	12—20	18—25
ТКУ-186/72	6—10	15—22
ТКПУ-186/72	8—18	15—22
ТКУ-142,5/67	4—6	8—12
ТКУ-158/67	4—7	10—16
11Н-К159/67	6—8	10—16

Примечание. При отборе керна в трещиноватых и мягких породах осевые нагрузки должны применяться по нижнему пределу. При приработке бурильной головки осевые нагрузки не должны превышать 0,5—1,0 тс.
Верхние значения расхода бурового раствора применять при большей скорости вращения инструмента.

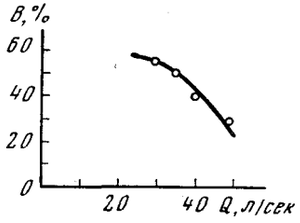


Рис. IV.20. Зависимость выноса керна B от количества бурового раствора Q.

зависимость в таком виде сохраняется и для других подобных колонковых снарядов.

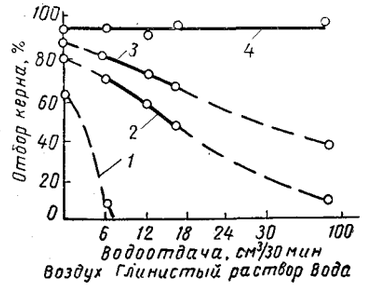


Рис. IV.21. Степень влияния на вынос керна бурового раствора с различными качествами
1 — $\sigma_{из}$ = 0,5 кгс/см²; *2* — $\sigma_{из}$ — 2 кгс/см²; *3* — $\sigma_{из}$ = 7 кгс/см²; *4* — $\sigma_{из}$ = 28 кгс/см²

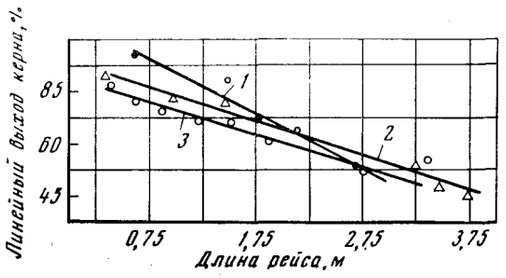


Рис. IV.22. Зависимость линейного выхода керна от проходки за рейс Диаметр бурения 36—46 мм
1 — альбитофиры и их туфы; *2* — серицито-хлористые сланцы; *3* — порфириты и их туфы.

Повышение вязкости и уменьшение водоотдачи способствуют повышению выноса керна. По данным УфНИИ, повышение вязкости бурового раствора с 35 до 90 с по СПВ-5 позволяет увеличить вынос керна из песчаников на 10—12%. Однако повышение вязкости приводит к снижению механической скорости проходки. В твердых водоустойчивых породах [26] водоотдача бурового раствора не оказывает влияния на вынос керна (рис. IV.21). Для остальных пород увеличение водоотдачи снижает вынос керна. Поэтому для обеспечения максимального выноса керна необходимо применять буровые растворы средней вязкости с низкой водоотдачей.

При применении колонковых снарядов, обеспечивающих хорошую защиту керна, степень влияния параметров режима бурения и времени бурения существенно снижается.

Некоторые исследователи [2, 34, 35 и др.] считают, что вынос керна и проходка за рейс связаны линейной зависимостью (рис. IV.22). Отсюда делается вывод, что для повышения выноса керна следует ограничивать проходку за долбление. Однако практика показала, что этот вывод оправдан только при применении колонковых снарядов несовершенной конструкции. При режимах бурения колонковыми снарядами, отвечающими условиям кернообразования и сохранения керна, проходка за рейс может быть увеличена даже при отборе керна в мягких породах. При этом допустимая проходка за рейс ограничивается опасностью раздавливания керна под действием собственного веса. Проходка определяется из формулы

$$h_{доп} = \frac{\sigma_{сж}}{(\gamma_п - \gamma_{гл.р})\,\alpha},$$

где $h_{доп}$ — допустимая проходка за рейс; $\gamma_п$ — удельный вес породы; $\sigma_{сж}$ — прочность на сжатие; $\gamma_{гл.р}$ — плотность глинистого раствора; α = 1,3—1,4 — коэффициент, учитывающий забойные факторы.

Известны случаи успешного отбора керна длиной в десятки метров алмазными головками в твердых породах.

К техническим факторам в первую очередь следует отнести конструкцию колонкового снаряда в целом, конструкцию бурильной головки, кернорвателей и качество их изготовления.

Существенным недостатком применяемых колонковых снарядов и бурильных головок является выбуривание керна малого диаметра.

Установлено, что прочность керна примерно пропорциональна кубу его диаметра [20]. Диаметр керна должен быть увязан с диаметром скважины. С увеличением диаметра скважины $D_{скв}$ необходимо увеличивать и диаметр керна $d_к$.

По данным УфНИИ [22], коэффициент кернообразования ($\alpha_{к.о}$), являющийся главной характеристикой колонкового снаряда, должен быть не менее 0,40

$$\alpha_{к.о} = \frac{d_к}{D_{скв}} \geqslant 0{,}40,$$

где $d_к$ — диаметр керна; $D_{скв}$ — диаметр скважины.

Не менее важной характеристикой является коэффициент кернприема

$$\alpha_{к.п} = \frac{d_к}{h_{кр}},$$

где $h_{кр}$ — расстояние от забоя до места входа керна в корпус рвателей или в грунтоноску. Этот коэффициент должен быть не менее 0,7.

У турбодолот $\alpha_{к.о} = 0{,}25$; $\alpha_{к.п} = 0{,}5$, что и является одной из основных причин низкого процента выноса ими керна.

Кроме увеличения коэффициентов $\alpha_{к.о}$ и $\alpha_{к.п}$, необходимо защищать керн от размывающего действия бурового раствора по всей длине выбуриваемого керна. Такая защита достигается применением двойных колонковых труб со специальными клапанами или герметизацией керна в эластичные чехлы из резины, пластиков или других материалов.

Очень важно предохранить керн от механических воздействий в керноприемной трубе. При отборе керна в породах с низким его выносом необходимо устранить вертикальные и горизонтальные колебания бурового инструмента. Это достигается большой жесткостью колонкового снаряда, хорошим центрированием его за счет применения толстостенных труб для корпусов и центраторов.

Наилучшим кернообразованием, особенно в слабоцементированных породах, обладают головки режуще-истирающего типа, армированные алмазами или твердыми сплавами. Предпочтение следует отдать головкам, рабочая часть которых имеет форму полукупола, полукупола с опережающим кольцом, и ступенчатым головкам, которые в процессе работы самоцентрируются и тем самым уменьшают вибрации в рациональном направлении. Для большей гарантии выноса керна в неизвестном разрезе в колонковом инструменте желательно иметь двойной ряд рвателей, для твердых и мягких пород, и специальный кернодержатель, чтобы гарантировать не только отрыв, но и удержание керна в керноприемной трубе.

Таким образом, к колонковым снарядам предъявляются следующие требования:

обеспечение достаточной прочности керна за счет максимально возможного увеличения его диаметра;

предохранение керна от размывающего действия потока бурового раствора как в месте кернообразования, так и в колонковой трубе;

устранение вращения колонковой трубы и продольного ее изгиба;

устранение продольных и поперечных колебаний в процессе отбора;

обеспечение надежности отрыва и удержания керна в колонковой трубе при подъеме инструмента.

Как показывает практика, несоблюдение хотя бы одного из этих условий резко снижает процент выноса керна.

Классификация пород по трудности отбора керна

Обоснованная классификация пород по трудности отбора керна облегчает выбор колонкового снаряда и технологии бурения.

Существует несколько классификаций горных пород по трудности извлечения из них керна. Они построены по литологическим признакам, структурным, текстурным особенностям пород, условиям их залегания и таким количественным показателям, как процент выноса керна.

В общем виде, исходя из прочности пород, можно утверждать, что способность к кернообразованию и повышению процента выноса керна обратно пропорциональна буримости пород, т. е. чем ниже буримость или выше прочность пород, тем прочнее керн, тем выше процент его выноса. Однако в ряде случаев имеются довольно резкие отклонения и от этой закономерности. В частности, труднобуримые окремнелые известняки,имеющие большую трещиноватость, и другие подобные породы имеют и низкую способность к выносу. Глинистые породы, мергели, залегающие на больших глубинах, также плохо поддаются разбуриванию, но и плохо выносятся.

Отсутствие выноса керна часто наблюдается и в нетрещиноватых, крепких породах, когда проходка за рейс очень низка (0,1—0,3 м) и затруднен отрыв малого столбика керна.

Б. И. Воздвиженский и В. В. Большаков все породы и полезные ископаемые по трудности взятия керна делят на семь групп:

I — монолитные и малотрещиноватые скальные породы, дающие высокий процент выноса керна;

II — мерзлые, льдистые породы, керн которых может разрушаться от теплового воздействия бурового раствора или воздуха;

III — породы, легко растворимые в буровом растворе (минеральные соли);

IV — мягкие пластичные породы, легко разрушаемые под механическим воздействием потока бурового раствора (глины, глинистые бокситы и т. д.);

V — породы, разрушаемые буровым раствором и действием вращающегося и вибрирующего колонкового снаряда (слабые угли и т. п.);

VI — перемежающиеся по твердости породы, характеризующиеся интенсивным избирательным истиранием керна под влиянием всех воздействующих на него разрушающих факторов (руды цветных и редких металлов и др.);

Таблица VI.16

Классификация горных пород по трудности отбора керна, предложенная УфНИИ

№ категории пород	Твердость, кгс/мм²	Пористость, %	Разрушаемость и размываемость керна при отборе, %	Характеристика пород	Рекомендации по применению		
					колонковых снарядов	бурильных головок	керноприемников
I	До 50	20	100—80	Слабо сцементированные пески и алевролиты, рыхлые песчаники и глины, кавернозные, пористые и трещиноватые известняки и доломиты, мелкий гравий, лёсс, каменная соль и торф	ДКНУ	Алмазные типа АКУ, твердосплавные ТКУ и ТКПУ	Многорядный цанговый КРЦУ, лепестковый, КР2ЛПУ и КР6ЛУ, резиновый КДРУ
II	50—100	20—10	80—60	Грубозернистые песчаники, гравелиты, вязкие и плотные глины, небольшой твердости алевролиты, пористые с небольшой кавернозностью и трещиноватостью известняки и доломиты, ангидриты с каменной солью, слоистые аргиллиты, мел, гипсы, каменные угли			
III	100—150	10—5	60—40	Малопористые, малотрещиноватые известняки, доломиты, ангидриты, мергели, глинистые сланцы, средне- и мелкозернистые песчаники и алевролиты, слабокремнелые аргиллиты	ДКНУ, КАЭ, 1В-ДК, КТД-4	АКУ, ТКУ, ТКПУ, 1ВК-С, 1ВК-СТ, В-К, 7ВК-С	КРЦУ, КР6ЛУ, Р11М2, Р16М, Р16П, Р36
IV	150—200	5—1	40—20	Плотные и твердые, со слабым окремнением известняки, доломиты, песчаники, выветрелые и разрушенные габбро, кварциты	ОКНУ, КАЭ, КТД-3, КТД-4	АКУ, КТ-С1, К-С2, 1ВК-СТ, 7КК-СТ, В-К	КРКУ, КРЦУ, РПМ2, Р16М
V	Более 200	1	20	Сливные кварциты, с сильным окремнением и пиритизацией известняки и доломиты, серицитовые сланцы, габбро-диабазы, граниты, скарны, спилиты, альбитофиры, порфириты, базальты, пироксениты, серицитовые сланцы, сильно окварцованные алевролиты, роговики, диориты, магнетиты			

VII — сыпучие породы и плывуны, керн которых может свободно вымываться из колонковой трубы буровым раствором.

Для пород I—III групп рекомендуются одинарные колонковые снаряды, для IV—VI групп — двойные, для VII — снаряды с забивными или задавливаемыми грунтоносами, оснащенными снизу специальными затворами-пауками, полностью перекрывающими нижнюю часть грунтоноса в начале подъема инструмента.

Ю. Ф. Алексеев и А. Д. Надежкин при оценке пород по трудности отбора керна считают необходимым использовать не только промысловые данные по выносу керна, но и прогнозную характеристику пород (твердость, растворимость, размываемость) с привлечением геофизического материала по пористости и кавернометрии [1].

УфНИИ разработаны предложения по классификации горных пород исходя из трудности отбора керна с учетом количественных показателей физико-механических свойств пород и их литологической характеристики (табл. IV.16).

Подготовка к отбору керна

Перед работами по отбору керна забой скважины должен быть очищен от металла и шлама.

Очищают забой скважины специальным шламоуловителем и магнитным фрезером. Целесообразно применять шламоуловители заблаговременно, до интервала отбора керна, в процессе 3—5 долблений долотами, для сплошного бурения, а при очистке забоя совмещать спуск магнитного фрезера со шламоуловителем. Суженные части ствола необходимо проработать долотом полного диаметра или специальным расширителем.

В процессе проработки следует применять нагрузки не более 0,5 тс при малых оборотах и плавной подаче инструмента. Нельзя допускать даже частичного заклинивания коронки в суженной части, так как это губительно отразится на подрезных алмазах или твердосплавных резцах.

Доставленный на буровую колонковый снаряд подвергается наружному осмотру. Перед первым спуском его в скважину необходимо произвести профилактическую разборку, тщательно проверяя правильность и качество сборки, убедиться в наличии всех деталей, обратив особое внимание на состояние присоединительных резьб, осевых и радиальных опор и каналов для бурового раствора.

Регулирование колонкового снаряда заключается в установке надлежащего выхода колонковой трубы из корпуса снаряда, обеспечении легкости ее вращения и правильности установки кернорвателей.

Выход керноприемной трубы и крутящие моменты крепления резьб оговариваются специальными инструкциями [14, 15, 16]. Спускать колонковый инструмент необходимо со скоростью, не вызывающей повреждений колонкового снаряда и буровой головки.

МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ

Нагрузка на колонковую буровую головку определяется по формуле

$$P_д = \alpha a p_ш S_к,$$

где α — коэффициент изменения твердости пород в условиях забоя. По данным УфНИИ, коэффициент колеблется в пределах 0,4—0,7; a — коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность рабочих элементов. Для условий бурения отечественными алмазами в твердых породах коэффициент можно принять 0,5—0,8, для твердых сплавов 0,6—0,9, а для шарошечных долот 0,9—1,0; $p_ш$ — твердость пород по штампу в кгс/мм²; $S_к$ — контактная площадь рабочих элементов буровой головки (зубьев долота, твердосплавных резцов или алмазов, установленных на торцовой части буровой головки).

Контактная площадь зубьев шарошечных буровых головок определяется расчетным путем или методом отпечатков на пластичном материале так же, как и для долот сплошного бурения.

Для алмазных коронок контактную площадь для практических расчетов можно определить по формуле

$$S_к = 0{,}03 d_с K_т, \text{ мм}^2,$$

где 0,03 — коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы; $K_т$ — количество алмазов на торцевой поверхности буровой головки; $d_с$ — средний диаметр алмазов в мм.

Контактную площадь твердосплавных буровых головок можно определить расчетным путем, исходя из известных размеров резцов с учетом их затупления в процессе бурения.

Рекомендуемые значения нагрузок на шарошечные, алмазные и твердосплавные буровые головки приведены в табл. IV.17.

Таблица IV.17

Рекомендуемые нагрузки на алмазные и твердосплавные буровые головки

Характеристика пород	Нагрузка на буровую головку					
	95,5/46		116,5/53		138/67 и 142,5/67	
	алмазная	твердосплавная	алмазная	твердосплавная	алмазная	твердосплавная
Твердые малоабразивные породы (плотные ангидриты, известняки, доломиты, мергели) . .	1,8—2,0	2,5—3,0	3,0—3,5	3,5—4,0	4,5—5,5	5,0—6,0
Очень твердые породы (окремнелые известняки и кремни) . .	2,0—3,0	—	4,5—5,5	—	6,0—6,5	—
Плотные абразивные породы (песчаники, алевролиты)	1,5—1,8	2,2—2,7	2,5—3,5	3,0—4,0	4,0—5,0	4,5—5,5
Трещиноватые породы (трещиноватые известняки, конгломераты, брекчии)	1,1—1,2	1,8—2,0	1,8—2,4	2,5—3,0	2,7—3,5	3,5—4,0

Продолжение табл. IV.17

Характеристика пород	Нагрузка на буровую головку					
	148/67 и 158/67		186/72		203/94	
	алмазная	твердосплавная	алмазная	твердосплавная	алмазная	твердосплавная
Твердые малоабразивные породы (плотные ангидриты, известняки, доломиты, мергели) . .	5,5—6,0	6,0—7,0	8,0—9,0	8,0—10,0	10,0—12,0	12,0—14,0
Очень твердые породы (окремнелые известняки и кремни) . .	7,5—8,5	—	10,0—12,0	—	12,0—14,0	—
Плотные абразивные породы (песчаники, алевролиты)	4,4—5,2	5,5—6,5	8,0—8,6	8,0—9,5	9,0—10,5	11,0—12,0
Трещиноватые породы (трещиноватые известняки, конгломераты, брекчии)	3,5—4,0	4,0—4,5	5,5—6,0	6,0—6,5	6,0—7,0	7,0—8,0

Примечание. В начале бурения, особенно при бурении новыми буровыми головками, нагрузка не должна превышать 500—1000 кгс.

Количество бурового раствора, необходимое для промывки, должно определяться из условий очистки забоя от выбуренной породы и охлаждения рабочих элементов (алмазов и твердосплавных вставок) буровой головки. Недостаточное количество бурового раствора, особенно при повышенных нагрузках и скорости вращения, вызывает запрессовку выбуренной породы между алмазами, которая приводит к перегреву этого участка матрицы и графитизации алмазов.

Для алмазных долот производительность насосов рекомендуется определять по формуле

$$Q = k_0 S_з, \text{ л/с},$$

где $S_з$ — площадь забоя в см²; k_0 = = (0,06—0,10) — коэффициент очистки (охлаждения) забоя, характеризующий расход жидкости на площади забоя в 1 см² за 1 с в л/с·см².

При выборе скорости вращения имеет значение характер проходимых пород. При

проходке плотных монолитных, малоабразивных пород увеличение скорости вращения не представляет опасности для алмазов. При бурении абразивных и трещиноватых, неоднородных пород большие скорости вращения могут вызвать выкрашивание алмазов и разрушение керна.

Общие рекомендации

1. Призабойную часть ствола (1—2 м) необходимо проработать при максимально возможной производительности.
2. Бурение начинать с нагрузкой 1—2 тс, постепенно увеличивая ее после проходки 20—30 см до рекомендуемой величины.
3. Отрыв бурильной головки от забоя в процессе проходки не желателен.
4. Подача инструмента должна быть плавной.
5. При заклинивании инструмента или его осевой вибрации подача должна быть прекращена. Если указанные явления не прекратятся или возобновятся при продолжении подачи, долото необходимо поднять.
6. Проходка не должна превышать полезной длины колонковой трубы.
7. При переходе из мягких пород в более твердые нагрузку на долото увеличивать постепенно.
8. При переходе из твердых пород в мягкие (рыхлые) необходимо снизить подачу бурового раствора.
9. После окончания долбления перед отрывом долота от забоя необходимо с промывкой вращать инструмент до его разгрузки (5—10 мин).
10. Отрыв керна производить с минимальной скоростью, не прекращая циркуляции. При больших диаметрах керна, отобранного в крепких породах, после натяга в 1,5—2 тс необходимо инструмент провернуть роторами.
11. Поднимать колонковое долото необходимо плавно и без толчков.
12. Не рекомендуется отворачивать инструмент ротором.

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Приборы наземного контроля

Наиболее распространенным прибором наземного контроля является **индикатор веса инструмента.**

Промышленностью выпускается гидравлический индикатор веса типа ГИВ-6, разработанный ВНИИКАнефтегаз.

На буровых большое распространение имеют также гидравлические индикаторы веса типа ГИВ-2, которые в настоящее время заменяются более совершенными приборами ГИВ-6 (рис. IV.23).

Он состоит из датчика-трансформатора давления *1*, регистрирующего прибора *4* и прессбачка с ручным насосом *5*, расположенных на приборном щите *7*, манометра *2*, показывающего давление и более чувствительного верньерного указателя *3* с повышающей редукторной передачей, имеющего полный угол поворота 1800°.

Усилие натяжения неподвижного конца каната, изогнутого между средним и крайними роликами датчика-трансформатора преобразуется в соответствующую величину давления, возникающего в камере

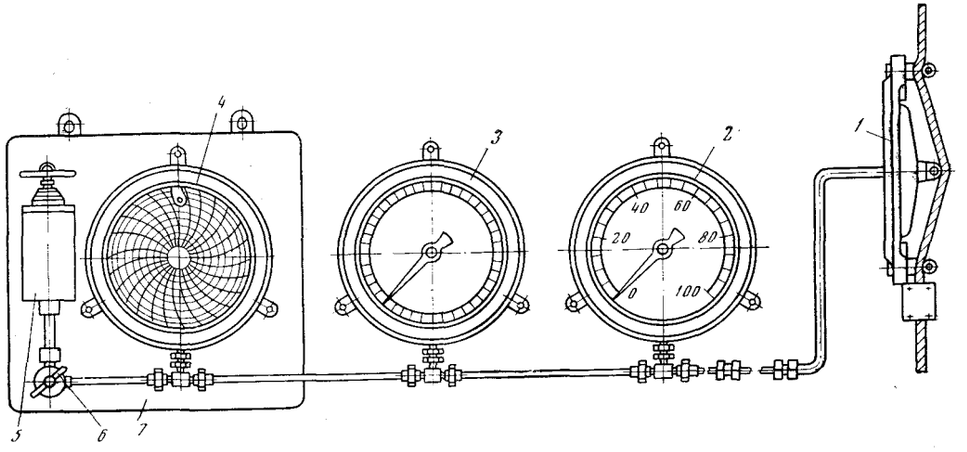


Рис. IV.23. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6.

датчика и передаваемого по трубке регистратору и указателям. Гидравлическая система индикатора заполняется спирто-глицериновой смесью с помощью ручного насоса *5* через вентиль *6*.

Прибор ГИВ-6 комплектуется тремя различными трансформаторами давления:

Тип	Диаметр каната, мм	Пределы измеряемых усилий, кгс
ТД-2А	15—19	100—8000
ТД-4	22—28	500—18000
ТД-5	32—38	800—25000

Максимальное давление в гидравлической системе 10 кгс/см², основная погрешность в пределах от 10 до 100% шкалы и 20° С ±2,5% у трансформаторов типа ТД-4 и ТД-5 и ±4% у трансформаторов ТД-2А (в этом случае к трансформатору подключается не более двух приборов, в комплект не входит регистратор или верньерный указатель).

Погрешность хода диаграммы регистратора ±3 мин/сут, температура окружающего воздуха от —40 до +50° С при влажности до 80%.

В последнее время разработан и передан для заводского изготовления электрический индикатор веса инструмента, обладающий более совершенными характеристиками по сравнению с ГИВ, особенно в части надежности, чувствительности и точности измерения веса инструмента, и меньшей зависимостью от климатических условий.

Давление бурового раствора. Изменение состава промывочного раствора, его химическая агрессивность, значительные пульсации давления и замерзание при низких температурах затрудняют применение серийных манометров в условиях бурения.

В связи с этим в настоящее время разрабатываются и находятся в опытной эксплуатации несколько конструкций электрических манометров, в значительной степени свободных от указанных недостатков гидравлических серийных манометров. В одной из конструкций такого манометра чувствительным элементом датчика является мембрана. Ее прогиб под действием давления промывочной жидкости передается индуктивному дифференциальному трансформаторному преобразователю. С целью устранения влияния нестабильности питающего напряжения и сопротивления соединительных проводов между датчиком и вторичными приборами применена логометрическая схема измерения на постоянном токе.

Питание обмотки возбуждения датчика осуществляется напряжением 12 В. Датчик монтируется в манифольде буровой установки в удобном для обслуживания месте с помощью фланцев или быстроразъемных соединений. Предел измерения от 0 до 200 кгс/см², основная погрешность не более ±3% от верхнего предела измерения.

Однако монтаж датчика в манифольде затрудняет применение такого манометра на буровых.

ВНИИКАнефтегаз разработал гидроэлектрический манометр, датчик которого входит в комплект приборов пульта контроля процесса бурения (ПКБ-2). Этот манометр (типа МБГ-1) может быть использован как отдельный прибор.

Манометр состоит из датчика-геликоидальной пружины, связанной с сельсином-датчиком. Давление промывочной жидкости, передаваемое в полость геликоидальной пружины через разделительный резиновый колпачок и сильфон, раскручивает пружину и поворачивает ротор сельсина-датчика на угол, пропорциональный величине давления. Сельсин-датчик электрически соединен по индикаторной схеме с сельсин-приемниками вторичных приборов (указателя и регистратора давления). Между разделительным резиновым колпачком, на который непосредственно действует давление жидкости в трубопроводе и сильфоном, помещен дроссель, состоящий из иглы с коническим наконечником и ответной втулки. Дроссель снижает действие пульсирующей составляющей измеряемого давления на датчик и вторичные приборы.

Обмотки возбуждения сельсинов питаются напряжением 110 В переменного тока частотой 50 Гц от блока питания. При использовании только одного вторичного прибора возможно последовательное включение обмоток возбуждения сельсинов непосредственно в электрическую сеть напряжением 220 В.

Для измерения расхода промывочной жидкости и цементного раствора ВНИИКАнефтегаз разработал и серийно выпускается **индукционный расходомер глинистого раствора** типа РГР-7. Расходомер состоит из датчика, преобразовательного блока, указывающего и регистрирующего прибора.

Принцип действия индукционного расходомера основан на законе электромагнитной индукции.

Система магнитного возбуждения *1* (рис. IV.24) создает переменное магнитное поле, в котором по немагнитной и изолированной изнутри трубе протекает электропроводная жидкость. Индуцируемая в жидкости э. д. с., пропорциональная по величине средней скорости движения жидкости, снимается с помощью двух электродов *3*, введенных внутрь трубы

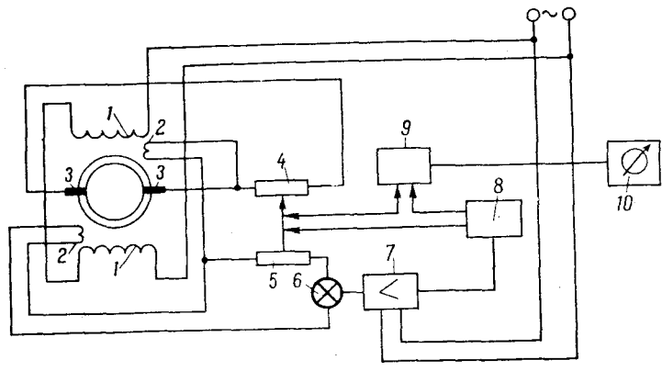


Рис. IV.24. Схема расходомера глинистого раствора РГР-7.

диаметрально противоположно друг другу.

По экранированному кабелю э. д. с. поступает через две катушки *2* компенсирующего трансформатора на вход электронного усилителя через элементы потенциометра *4* и *5* и элемент сравнения *6*. Схема измерения осуществлена таким образом, что в ней исключаются ошибки от изменения напряжения в сети переменного тока.

На выход фазочувствительного усилителя *7* включен реверсивный двигатель *8*.

Двигатель *8* и движок реохорда потенциометра *4* соединены с сельсин-датчиком *9*, угол поворота которого определяется в конечном счете величиной э. д. с. на электродах *3*, т. е. скоростью потока. Сельсин-датчик соединяется с сельсин-приемником одного из показывающих или регистрирующих приборов контроля процесса бурения или цементирования *10*.

Пределы измерения прибора (в зависимости от заказа) 0—75 или 0—100 л/с, основная погрешность ±2%, температура окружающего воздуха ±40° С, рабочее давление 200 кгс/см².

Аналогичный расходомер глинистого раствора, но на меньшие пределы расхода разработан ЦКБ Министерства геологии СССР.

Для измерения вращающего момента на роторном столе служит **индикатор момента.** Руководствуясь показаниями индикатора момента, бурильщик может устанавливать более эффективный режим бурения. Анализируя характер изменения момента можно определять состояние долота и в частности начало заклинки шарошек.

При турбинном способе бурения, применяя медленное вращение колонны труб (5—10 об/мин) с целью снижения трения о стенки скважины, можно качественно контролировать изменение момента на валу турбобура и, как показали наблюдения, в ряде случаев можно определять момент заклинки долота.

В настоящее время разработано и осваивается промышленностью несколько типов индикаторов момента на роторном столе. ЦКБ Министерства геологии СССР разработан бесконтактный датчик момента, который преобразует крутящий момент на валу привода роторного стола в электрическое напряжение.

Он представляет собой кольцевую магнитную систему, внутри которой с небольшим зазором проходит вал привода, выполненный из специальной стали 38ХМЮА.

На внутренней поверхности кольцевой магнитной системы в два ряда в шахматном порядке расположены полюса магнитопроводов обмоток возбуждения и вторичных. Вследствие явления магнитной анизотропии, возникающей в материале приводного вала под воздействием напряжений кручения, образуется асимметрия возбуждающего магнитного поля, которая воспринимается вторичными обмотками и преобразуется ими в выходное напряжение датчика.

Датчик рассчитан на измерение крутящего момента в пределах 0—800 кгс·м.

При цепной передаче к роторному столу используются индикаторы момента, выполненные в виде рычага с роликом, воспринимающим усилие натяга цепи, пропорциональное передаваемому через цепь усилию и, следовательно, моменту на роторном столе.

Датчик момента такого типа, разработанный КуйбышевНИИ НП, имеет индуктивный преобразователь малых перемещений, на который действует усилие, возникающее от роторной цепи, изгибаемой под углом до 170°.

Деформация мембраны датчика измеряется электрическим преобразователем. В приборе применена логометрическая схема измерения. Вторичный прибор регистрирующий или указывающий.

Контролируемая индикатором величина изменения крутящего момента составляет от 0 до 1000 кгс·м.

Наибольшее практическое значение имеет индикатор момента типа ИМР-2, разработанный ВНИИКАнефтегаз, в котором измерение перемещений рессоры осуществляется с помощью механического преобразователя, воздействующего на сельсин-датчик. Вторичный прибор указывающего типа содержит сельсин-приемник, что позволяет унифицировать вторичные приборы.

Моментомер ИМР-2, серийно изготовляемый Ивано-Франковским приборостроительным заводом, составлен из унифицированных датчиков момента (ДМР), вторичных приборов и блока питания, включаемых в комплект согласно требованиям заказчиков.

Технические данные ИРМ-2

Предел измерения, кгс·м	0—3000
Основная приведенная погрешность измерения усилий, %	±2,5
Питание от сети переменного тока	
напряжением, В	220±40
частотой, Гц	50±5
Вес комплекта, кг	≈200

Датчик монтируется в специальном приспособлении (вес приспособления 120 кг) с роликом, входящим в комплект ИМР-2, преобразующим натяжение движущейся цепи в усилие, действующее на неподвижный датчик. Указанное приспособление предусмотрено в конструкциях новых буровых установок Уралмашзавода.

В целях унификации приборов для контроля процессов бурения, создания удобств при монтаже и эксплуатации в последние годы наблюдается тенденция объединения основных приборов в комплексные устройства — **пульты контроля процессов** бурения. ВНИИКАнефтегаз создано несколько таких пультов для буровых станков разной грузоподъемности ПКБ-1, ПКБ-2, ПКБ-3.

Пульты для контроля процессов бурения созданы также во ВНИИБТ и ЦКБ Министерства геологии СССР.

Как правило, пульты комплектуются из приборов контроля (в основном из их первичных датчиков), описанных выше, иногда с некоторыми усовершенствованиями.

Промышленностью (Сафоновским заводом «Теплоконтроль») освоен выпуск пультов типа ПКБ. Для станков грузоподъемностью 6—50 т предназначен пульт типа ПКБ-1. Он состоит из трех гидравлических приборов для измерения веса инструмента, момента на роторе и давления промывочной жидкости и двух электрических тахометров для измерения скорости бурения и скорости вращения ротора. Самопишущий прибор регистрирует вес инструмента и давление промывочной жидкости.

Пульт ПКБ-2 (освоен Ивано-Франковским приборостроительным заводом) контролирует вес инструмента, проходку за долбление, давление и расход промывочной жидкости.

В состав пульта входят указывающие и регистрирующие приборы. Датчики связаны со вторичными приборами с помощью сельсинных передач. В пультах ПКБ-2 взамен гидравлического индикатора веса применяется рессорный чувствительный элемент, связанный непосредственно с сельсин-датчиком. Предел измерения 0—100, 0—150, 0—200 т.

Рессорный датчик устанавливается в специальном устройстве с роликом для крепления неподвижного конца каната.

Датчики давления выполнены в виде геликсных манометров, соединенных с сельсин-датчиками.

Проходка измеряется с помощью сельсин-датчика, связанного с роликом кронблока.

Пульт ПКБ-3, принципиально выполненный по той же схеме (рис. IV.25), предназначен для станков бо́льшей грузоподъемности (до 300 т) и позволяет контролировать вес инструмента, нагрузку на долото, момент на роторе, скорость вращения ротора, расход и давление промывочной жидкости, подачу инструмента и механическую скорость бурения. Пульты ПКБ-3 поставляются в комплекте с новыми буровыми установками «Уралмаш-160» и «Уралмаш-200».

Момент на роторе, в отличие от описанных выше, измеряется специальным устройством как функция токов, протекающих в обмотках возбуждения и якоря электропривода постоянного тока, применяемого в некоторых станках большой грузоподъемности.

В пультах типа ПКБ-1, ПКБ-2 и ПКБ-3 датчики и вторичные приборы с сельсинными связями, осуществляемыми через распределительный блок пульта. Монтажная схема пульта ПБК-3, представленная на рис. IV.25 и подрисуночный текст дают представление об отдельных приборах, входящих в комплект пульта.

Технические данные пультов ПКБ-3

	ПКБ-3-160	ПКБ-3-200
Предел измерения:		
веса инструмента, т	0—250	0—350
расхода промывочной жидкости, л/с	0—100	0—150
давления, кгс/см²	0—250	0—400

	ПКБ-3-160	ПКБ-3-200
момента, кгс·м	0—3000	
оборотов стола ротора, об/мин	0—300	
Цена деления диаграммы проходки, м	1	
Основная приведенная погрешность, %	±2,5	
Питание от сети переменного тока		
напряжением, В	220—10%	
частотой, Гц	50±10%	

Бурение в осложненных условиях по требовало создания приборов непрерывного контроля основных параметров глинистого раствора — удельного веса и вязкости.

Одним из первых таких приборов был разработанный ВНИИКАнефтегаз регистратор параметров глинистого раствора РПГР-2.

Однако сложные условия работы затрудняют создание надежного прибора. Работы в этом направлении продолжаются.

С переходом на бо́льшие глубины бурения, с появлением горячих скважин возникла необходимость контроля параметров раствора при высоких температурах и давлениях.

Для этих целей ВНИИКАнефтегаз созданы установка для исследования водоотдачи (УИВ-2) и прибор для контроля вязкости и статического напряжения сдвига (ВСН-2), рассчитанные на температуры до 200° С и давления до 200 кгс/см². Приборы осваиваются в серийном производстве.

Успех проводки скважины в большой мере зависит от качества цементировочных работ.

Еще до недавнего времени разработка рецептуры цементного раствора и подготовка к цементированию обеспечивались тремя специальными приборами: конусом растекаемости АЗНИИ-КР1, иглой ВИКА для определения сроков схватывания и прибором для определения прочности цементного камня. В процессе цементирования скважин использовались ареометр АГ-2 и технический показывающий манометр.

Для «горячих» скважин приборы, работающие при атмосферном давлении и температуре окружающего воздуха, не позволяют подобрать нужной рецептуры тампонажных растворов. При температурах более 110—150° С цементные растворы загустевают. Для разработки специальной рецептуры для указанных условий ВНИИКАнефтегаз разработал и выпускает консистометры КЦ-3, определяющие загустевание цементного раствора во времени при температуре до 200° С и давлении до 1000 кгс/см².

В ГрозНИПИнефть и его Ставропольском филиале разработаны приборы для определения сроков схватывания цементного раствора в тех же условиях.

Создана установка УМГП-1 для определения прочности цементного камня и его фильтрационных свойств при температуре до 300° С и давлении до 2500 кгс/см².

Ведутся работы по определению водоотдачи цементного раствора, формированию цементного камня и его прочности при температуре 250° С и давлении 1000 кгс/см².

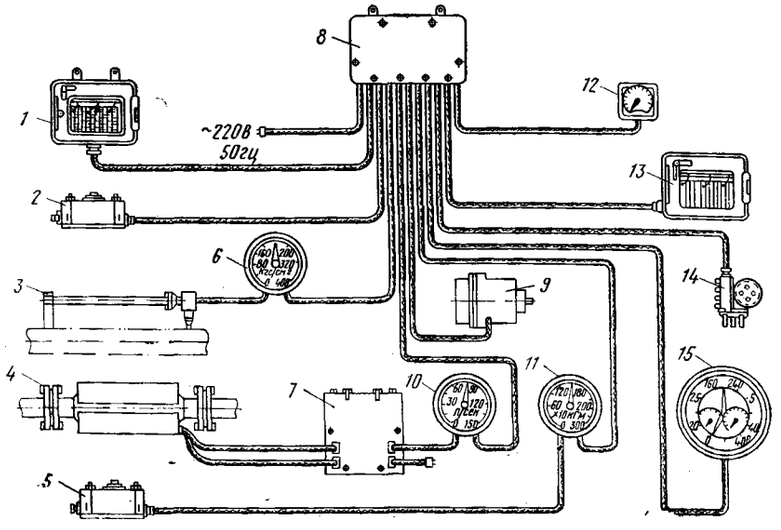
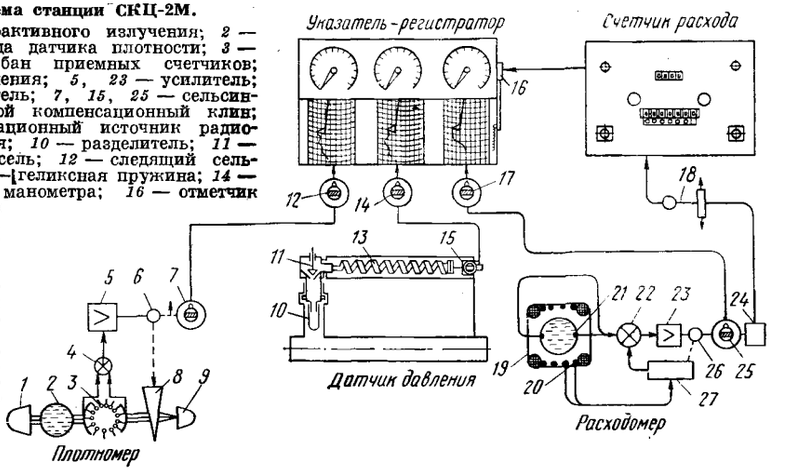


Рис. IV.25. Монтажная схема пульта контроля процесса бурения ПКБ-3.

1 — регистратор СП-21; *2* — датчик веса; *3* — датчик давления; *4* — датчик расхода; *5* — датчик крутящего момента; *6* — выносной указатель давления; *7* — преобразовательный блок расходомера; *8* — распределительный блок; *9* — датчик оборотов ротора; *10* — выносной указатель расхода; *11* — указатель крутящего момента; *12* — указатель оборотов ротора; *13* — регистратор СП-25; *14* — датчик подачи инструмента; *15* — блок указателей.

Рис. IV.26. Схема станции СКЦ-2М.

1 — источник радиоактивного излучения; *2* — участок трубопровода датчика плотности; *3* — вращающийся барабан приемных счетчиков; *4* — элемент соединения; *5*, *23* — усилитель; *6*, *26* — серводвигатель; *7*, *15*, *25* — сельсин-датчик; *8* — круговой компенсационный клин; *9* — малый компенсационный источник радиоактивного излучения; *10* — разделитель; *11* — регулирующий дроссель; *12* — следящий сельсин плотномера; *13* — геликсная пружина; *14* — следящий сельсин манометра; *16* — отметчик «М³»; *17* — следящий сельсин расходомера; *18* — двухпозиционная муфта-двигатель; *19* — датчик расхода; *20* — система питания цепи обратной связи автокомпенсатора; *21* — электрод; *22* — элемент сравнения; *24* — преобразователь; *27* — орган введения обратной связи.



Для контроля и управления процессом цементирования скважин ВНИИКАнефтегаз разработана станция СКЦ-2М, включающая самоходную лабораторию, самоходный манифольд на давление 400 кгс/см² и аппаратуру контроля и управления работой 14 цементировочных агрегатов и 6 цементно-смесительных машин.

В лаборатории регистрируется непрерывно давление на устье скважины, суммарная производительность насосов, количество закачанных в скважину цементного раствора и продавочной жидкости и удельный вес цементного раствора. Схема станции СКЦ-2М показана на рис. IV.26. Станция СКЦ-2М выпускается серийно Феодосийским механическим заводом.

Для труднодоступных районов (Тюменская область, морские буровые на отдельных основаниях) разрабатывается станция СКЦ-3. Эта станция с соответствующей аппаратурой обеспечивает качественное цементирование с помощью буровых насосов.

В связи с усложнением условий бурения в последние годы потребовалось создать специальные средства контроля для борьбы с осложнениями и авариями в процессе бурения.

Развитие выбросов и поглощений в аварию можно предупредить в начальной стадии, если своевременно получить информацию о начале выброса или поглощения.

Для этих целей используются разработанные ВНИИКАнефтегаз индукционный расходомер РГР-7 (см. рис. IV.24) на выкиде насосов и уровнемер в приемных емкостях. Уровнемер УП1М состоит из двух поплавковых датчиков уровня и регистратора с сигнализатором изменения уровня выше допустимых пределов.

Ликвидация осложнений, связанных с потерей циркуляции и прихватами инструмента, будет значительно облегчена с помощью локаторов мест поглощения и локаторов прихвата, разработкой которых в последние годы заняты ВНИИКАнефтегаз, АзНИПИнефть, УфНИПИнефть и другие институты.

Одним из средств предупреждения выбросов является поддержание определенного уровня промывочной жидкости в стволе скважины. Для предотвращения снижения уровня в скважине во время подъема труб ВНИИКАнефтегаз разрабатывается автоматическое устройство с датчиком, погружаемым в затрубное пространство скважины.

Уровень в скважине контролируется датчиком давления, который с помощью электропневматического и пневматического клапанов управляет доливом раствора в скважину.

ПРИБОРЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Применяемые до настоящего времени измерительные наземные приборы, контролирующие режим бурения, не отражают истинных значений забойных параметров бурения, что в ряде случаев не дает возможности вести бурение скважин, особенно глубоких, в оптимальных режимах и использовать все имеющиеся для этого резервы.

Непрерывный контроль истинных значений забойных параметров бурения по-

зволит найти и поддерживать наиболее эффективные режимы бурения скважин, что значительно повысит технико-экономические показатели строительства скважин и улучшит качество выполнения буровых работ. Комплексный контроль забойных параметров необходим при внедрении автоматизированных систем управления технологическими процессами бурения скважин (АСУ-Т).

В последние годы начинают применять приборы автоматического телеконтроля глубинных параметров в скважинах. При разработке таких устройств возникают большие затруднения в обеспечении необходимой длительной работоспособности как глубинной измерительной аппаратуры, так и канала связи между забоем скважины и поверхностью. В этом комплексе работ создание надежного, недорогого и простого в эксплуатации канала связи — первостепенная задача.

При бурении скважины возможна связь с забоем в телеизмерительных целях по различным каналам, которые целесообразно разделить на две основные группы: электрические и неэлектрические каналы связи.

Первые в свою очередь подразделяются на проводные и беспроводные, а вторые — на гидравлические и механические.

Электрические проводные каналы связи для контроля бурения скважин можно разделить на линию, встроенную в бурильные трубы отдельными секциями (в каждой трубе или свече), и линию, образованную кабелем, спускаемым в бурильные трубы длинными отрезками (по 500—1000 и более м). В том и другом случаях производится встройка в бурильные трубы специальной электрической проводной линии связи с соответствующими контактными устройствами на концах каждого отрезка линии.

В настоящее время находятся в опытной эксплуатации две системы телеконтроля режимов бурения скважин с проводными линиями связи. Одна из них разработана бывш. Куйбышев НИИ НП, вторая — СКБ ТЭ (г. Харьков).

Предельная глубина связи по таким линиям в скважине ограничивается величиной затухания сигналов, температурой, электрической и механической прочностью линии и забойных измерительных устройств.

Достоинством проводных каналов следует считать большую пропускную способность при передаче информации. К недостаткам относится усложнение условий бурения, что влечет за собой дополнительные затраты времени на обслуживание. Кроме того, занимается внутренняя полость бурильных труб, что в большинстве случаев недопустимо. Электрические проводные каналы целесообразно использовать в исследовательских целях.

Особое место среди электрических проводных каналов занимают каналы, образованные силовыми линиями токопроводов погружных электродвигателей. В этих условиях канал телеизмерения, как правило, образуется за счет уплотнения силового кабеля током высокой частоты.

К этим же типам линий связи можно отнести шланго-кабель, разрабатываемый в настоящее время. По такому шланго-кабелю подается в скважину буровой раствор, а по проводам, заделанным в стенки шланга, передается информация о значениях забойных параметров бурового процесса.

В электрическом беспроводном канале связи в скважине средой, по которой передаются электрические сигналы, служат бурильные трубы и окружающие их горные породы.

Большое влияние на дальность надежной связи оказывают проводимость окружающих горных пород, частота передаваемых сигналов и другие факторы. При существующем состоянии разработки телеизмерительных систем с беспроводным электрическим каналом связи использование его ограничено породами, имеющими высокое омическое сопротивление (Татария, Башкирия). В горных породах с малым омическим сопротивлением дальность действия такого канала недостаточна даже при понижении частоты сигналов до единиц герц.

Электрические каналы связи позволяют более легко преобразовывать замеряемые на забое физические величины в сигналы, что является преимуществом в этом отношении перед гидравлической и механической линиями связи.

Механическая линия связи в скважине представлена колонной бурильных труб, по которой информация может передаваться акустическими колебаниями или деформацией металла труб. Однако высокий уровень помех при всех способах связи по металлу труб высокий коэффициент затухания и неоднородность такой линии пока не позволяют практически использовать ее для передачи измерительных сигналов с забоя на поверхность.

В последнее время ведутся исследования вибраций верха колонны бурильных труб (над устьем скважины) для определения их корреляционной связи с режимами работы долота на забое скважины. Успешное решение этой задачи позволяет исключить специальный забойный датчик в системе телеконтроля забойных параметров бурения.

В настоящее время количество бурильных труб в скважине, помимо основного назначения, используется также для определения осевой нагрузки и момента на долоте.

В **гидравлическом канале связи** передача информации практически осуществляется волновым возмущением в виде изменения давления или скорости потока жидкости. В условиях забоя наиболее удобно модулировать поток промывочной жидкости в бурильных трубах с помощью устройства, периодически изменяющего гидравлическое сопротивление, т. е. площадь проходного сечения трубопровода. При этом на устройстве образуются местные перепады давления. Связывая это устройство с контролируемым параметром, получают датчик, преобразующий параметр в отображающие его сигналы (изменения давления), частота которых является функцией величины контролируемого параметра.

Достоинством гидравлического канала связи является относительно малое затухание низкочастотных сигналов и как следствие большие достижимые глубины связи.

К недостаткам относится малая пропускная способность канала.

На данном этапе развития техники телеизмерения глубинных параметров отдельные виды каналов связи не должны противопоставляться друг другу, а должны разрабатываться и усовершенствоваться одновременно, взаимно дополняя друг друга. После накопления опыта эксплуатации более четко выявится область применения каждого из них.

ПРОВОДНАЯ ЛИНИЯ СВЯЗИ И ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ РЕЖИМА БУРЕНИЯ И НАПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Впервые проводная линия связи, состоящая из коротких отрезков провода, встроенных в бурильные трубы, была разработана во ВНИИ НП, а затем Гипронефтемаш для исследовательских целей. С ее помощью были сделаны некоторые измерения при бурении турбобуром, в том числе определены переходные характеристики при запуске турбобура в скважине.

В КуйбышевНИИ НП разработана и применяется при турбинном способе бурения проводная линия связи, состоящая из секций, длина которых значительно превышает длину отдельных труб. Секции свободно подвешены внутри колонны и соединяются последовательно друг с другом и с глубинной аппаратурой с помощью индуктивных контактов, которые обеспечивают надежную работу линии в среде промывочной жидкости.

Линия встраивается в колонну труб каждый раз при спуске инструмента в скважину и демонтируется при его подъеме для смены долота. Она может быть введена в действие на любой бурящейся скважине, при этом не требуется конструктивных изменений в буровом инструменте и не нарушается технологический режим бурения.

Каждый индуктивный контакт составлен из муфты с обмоткой и стержня (также с обмоткой), входящего в муфту при соединении секций кабеля линии в бурильных трубах. При монтаже линии связи в нижнем конце каждого отрезка кабеля над стержнями устанавливаются утяжелители, которые своим весом способствуют ускоренному спуску секции кабеля в трубы.

После спуска секции в колонну труб опора с подвешенной к ней секцией устанавливается в муфте бурильного замка. Опора имеет коническую форму с продольными прорезями для прохода промывочной жидкости.

Конструктивно муфта индуктивного контакта имеет цилиндрическую катушку, а стержень состоит из шихтованного магнитопровода, на который намотана катушка. Катушки намотаны проводом с теплостойкой изоляцией и завулканизированы слоем резины.

Верхняя секция линии связи выводится из колонны труб через самоуплотняющееся (давлением промывочной жидкости) устройство на горловине вертлюга. При наращивании новой трубы эта секция подтягивается вверх при помощи специальной небольшой лебедки, а затем вновь спускается до соединения с нижней секцией.

Для линии связи применяется кабель КОБДФМ-2, имеющий наружный диаметр 6,5 мм, разрывное усилие 2 тс и вес 1 км 150 кг. Фторопластовая изоляция кабеля допускает работу при температуре до 180° С.

Испытания выявили достаточную механическую прочность такого кабеля. При частоте тока 5 кГц, принятой в телеметрической системе, затухание в кабеле составляет 0,5 неп/км, а затухание в индуктивном соединении 0,25 неп.

Длина секций линии связи и их число определяются конкретными условиями проводки скважины. Применяются секции длиной по 500, 1000 и 1500 м.

Описанная линия связи предназначена для исследования забойных режимов бурения турбобуром и ротором. С этой целью используются специальные глубинные датчики — измеритель осевой нагрузки на долото и датчик числа оборотов турбобура.

Индукционный датчик осевой нагрузки имеет в качестве чувствительного элемента короткую трубу из легированной стали, которую можно устанавливать в любом месте колонны труб, где предполагается исследовать осевые нагрузки. Индукционный датчик преобразует упругую деформацию трубы, возникающую под действием осевых усилий, в электрический сигнал. Датчик разгружен от гидростатического действия окружающей среды. Рядом с ним в специальном контейнере размещена электронная телеметрическая схема. Сверху над контейнером в переводнике смонтирована муфта индуктивного контакта, при помощи которой прибор соединяется с линией связи.

Питание глубинной схемы датчика осуществляется по линии связи с поверхности напряжением 20 В и частотой 5 кГц. Для передачи сигналов на поверхность применена частотно-импульсная модуляция, с частотой модулирующих сигналов 10—50 Гц. Наземное приемное устройство регистрирует показания на диаграмме во времени.

Предел измерения осевой нагрузки 0—50 тс.

Датчик скорости вращения турбобура встраивается непосредственно в верхнюю часть корпуса турбобура и состоит из магнитопровода с обмоткой, заформованного в резиновый стержень, укрепленный над верхним концом вала турбобура.

На стержень свободно находит стакан, укрепленный на валу турбобура. Две диаметрально расположенные ферромагнитные полосы, имеющиеся в стакане, при вращении вала замыкают цепь магнитопровода и тем самым изменяют индуктивность катушки.

Датчик соединяется с линией связи также с помощью разъемного индуктивного контакта.

Изменение индуктивности датчика вызывает на поверхности изменение питающего тока в линии. Наземный прибор представляет собой частотомер, шкала которого отградуирована в числах оборотов долота в минуту.

Одна из перспективных областей применения проводной линии связи — это контроль за проводкой наклонно-направленных скважин.

Для этих целей разработана и находится в опытной эксплуатации телеметрическая система «Ориентир-1», которая предназначена для оперативного контроля за направлением ствола скважины и для ориентирования отклонителя, а также телеконтроля осевой нагрузки на долото или скорости его вращения.

В этой системе малогабаритный кабель (КОБДФМ-2, наружный диаметр 6,5 *мм*, разрывное усилие 2 тс) секциями длиной до 1000 м опускается в бурильные трубы в скважине с помощью специальной небольшой лебедки. Соединение секций кабеля между собой и с забойными датчиками в скважине осуществляется автоматически с помощью бесконтактных индуктивных элементов.

Верхняя секция линии связи выводится из бурильных труб через уплотняющее устройство на горловине вертлюга. Скорость спуска или подъема секций линии связи достигает 3 м/с.

В комплекте глубинной аппаратуры применяются датчики кривизны ДК и направления отклонителя ДО, датчик осевой нагрузки ЗДОН, оборотов турбобура ЗДОТ, переключатель датчиков ПКЛ-1, модулятор сигнала М и блок питания БП-1. В приемной наземной аппаратуре применяются приборы, указывающие значения контролируемых параметров, а также блоки питания.

Система «Ориентир-1» имеет следующие технические данные.

Параметры	Пределы измерения	Погрешность измерения
Угол кривизны, град . .	0—50	±0,75
Угол направления отклонителя, град	0—360	±5
Осевая нагрузка на долото, тс	0—50	±5%
Скорость вращения вала турбобура, об/мин . .	0—1500	±3%

Изготовление системы «Ориентир-1» освоено Бугульминским заводом «Нефтеавтоматика».

Телеметрические системы для электробуров

Для телеконтроля комплекса параметров процесса бурения скважин электробурами и состояния двигателей электробуров разработаны системы САКГП-64М (разработчик НИПИ «Нефтехимавтомат» совместно с АзИнефтехим и КуйбышевНИИ НП), САКГП-69 и СТЭ (разработчик Харьковское СКБТЭ). В этих системах передача телеметрических сигналов в скважине осуществляется по токоподводу электробура с частотным разделением от тока питания электробура.

Система САКГП-64М предназначена для электробуров Э215/8 с двухфазным токоподводом до глубин 5000 м и окружающей температуры до 130° С. С помощью

САКГП-64М осуществляется непрерывный телеконтроль зенитного угла скважины, направления отклонителя, осевой нагрузки на долото и напряжения на электродвигателе электробура.

Разрабатываемая система САКГП-69, предназначенная для тех же целей, отличается от САКГП-64М конструкцией и схемой отдельных ее элементов, что повышает надежность системы.

Наибольшее распространение в настоящее время получает телеметрическая система СТЭ, разработанная Харьковским СКБТЭ для автоконтроля процесса бурения скважин электробурами, в том числе наклонно-направленных скважин.

Принцип работы системы СТЭ аналогичен системе САКГП, однако в ней имеются существенные отличия в конструкциях и схемах отдельных приборов, входящих в систему СТЭ, а также в их выполнении.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ БЕСПРОВОДНЫЙ КАНАЛ СВЯЗИ И АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Принципиальная схема электрического беспроводного канала связи с забоем показана на рис. IV.27. Между верхней и нижней частями колонны, разделенными электроизоляционной вставкой, включен передатчик, электрические колебания которого E модулируются забойными датчиками.

Электромагнитные колебания распространяются в окружающих горных породах, концентрируясь вокруг колонны труб.

Сигнал на поверхности Δu_c, снимаемый между колонной труб и удаленным заземлителем, вычисляется по формуле

$$\Delta u_c \cong E_0 e^{-\beta L},$$

где E_0 — напряжение, прикладываемое на забое к верхней части колонны труб со стороны передатчика в мВ; β — километрическое затухание сигнала в неп/км; L — длина колонны труб в км.

Достижимая глубина связи в электрическом беспроводном канале в сильной степени зависит от электрического удельного сопротивления горных пород ρ, окружающих трубы в скважинах, материала бурильных труб и частоты сигналов. Для достижения больших глубин связи следует использовать очень низкие частоты (не выше 3 Гц).

При стальных трубах и низкоомных разрезах ($\rho < 3$ ом·м) глубина связи составляет 1,5—2 км, а в высокоомных разрезах при $\rho > 10$ ом·м превышает 3 км. Применение труб из алюминиевого сплава примерно удваивает глубину связи.

Грозненским филиалом ВНИИКАнефтегаз на базе электрического беспроводного канала связи с забоем разработан электрический турботахометр типа ЭБТ-1 для измерения скорости вращения турбобура.

В настоящее время ведутся испытания трехканальной системы (БЭТА-1), предназначенной для одновременной передачи с забоя информации о скорости вращения

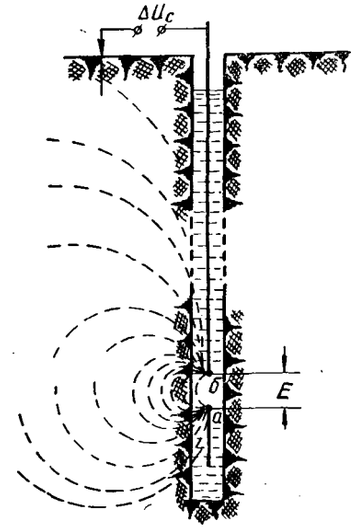


Рис. IV.27. Принципиальная схема электрического беспроводного канала связи в скважине.

турбобура, осевой нагрузке и кажущемся электрическом сопротивлении горных пород.

Электрический турботахометр ЭБТ-1 содержит забойное устройство, помещенное над турбобуром, и наземную приемную аппаратуру. Забойное устройство снабжено изолятором-разделителем, электрически разобщающим колонну труб от турбобура, и включает двухполюсный машинный генератор переменного тока с постоянными магнитами, который через специальный герметизированный вал приводится во вращение от турбобура.

Генератор подключен одним выводом к участку колонны над изолятором, а вторым — к корпусу турбобура. Электромагнитная волна распространяется в окружающих горных породах и воспринимается на поверхности. По частоте принятого сигнала судят о скорости вращения турбобура.

Забойная аппаратура турботахометра ЭБТ-1 показана на рис. IV.28. Забойный датчик-тахогенератор помещен в защитный корпус *6*, который укреплен в отрезке бурильной трубы — контейнере *14*. Тахогенератор *10* через вал *11* с наконечником *12* связан с валом турбобура *15* через удлинитель *13*. Ротор тахогенератора *7* соединен с валом *11*, укрепленным в подшипнике *9* в нижней крышке *8* корпуса *6*.

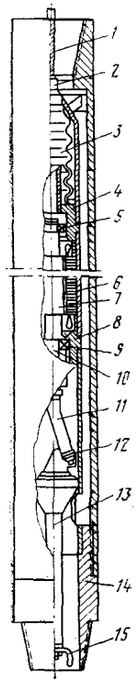


Рис. IV.28. Общий вид забойной части (тахогенератора) электрического турботахометра.

Верхний конец оси тахогенератора укреплен в подшипнике *5* в верхней крышке корпуса *4*. Один полюс тахогенератора выведен кабелем *1* через уплотненный разъем *2*. Второй полюс соединен с корпусом. Полость корпуса заполнена маслом, давление в корпусе уравновешивается с внешним давлением через сильфон *3*.

На поверхности сигналы от забойного датчика воспринимаются электродами, соединенными с электронным фильтром с выходным каскадом преобразования частоты сигналов в величину электрического тока, поступающего к указывающему и регистрирующему приборам со шкалами, градуированными в об/мин.

Для повышения дальности действия электрического беспроводного турботахометра до 2000—3000 м частота сигналов тахогенератора снижена до единиц герц установкой понижающего редуктора между валом *11* и ротором тахогенератора *7* (турботахометр типа ЭБТ-1И). С помощью турботахометров удается оптимизировать режим работы турбобура, получить значительный выигрыш за счет увеличения скорости бурения и оптимальной отработки долот. Важные выводы получены при исследовании с помощью турботахометров режимов работы турбобуров в условиях разбуривания твердых пород.

С помощью турботахометров доказана необходимость применения многосекционных турбобуров и форсирования работ по созданию тихоходных турбобуров.

Аналогичная аппаратура для станков геологопоискового бурения разработана КБСА Министерства геологии и охраны недр, которая отличается способом модуляции сигналов и назначением датчиков (в частности, в одной из модификаций применяется люминесцентный датчик, предназначенный для индикации встречи с нефтяным пластом).

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ КАНАЛ СВЯЗИ В СКВАЖИНАХ И АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ

За предыдущие годы проведены теоретические и экспериментальные исследования гидравлического канала связи с забоем и телеметрической системы для непрерывного контроля забойных параметров бурения. Основные работы в этом направлении проведены во ВНИИБТ.

Гидравлический канал в скважине является естественным посредником при передаче информации от забоя к устью.

Во ВНИИБТ создан гидротурботахометр с гидравлической линией связи, действующий следующим образом.

Забойный таходатчик, *3* связанный с валом турбобура, выдает гидравлические сигналы (импульсы давления), частота которых пропорциональна скорости вращения вала турбобура *1*, *2*. Импульсы давления создаются благодаря периодическому частичному перекрытию сечения трубопровода *5* клапанным узлом датчика, помещенным на пути движения промывочной жидкости, как это показано на рис. IV.29. На поверхности эти сигналы принимаются соответствующей аппаратурой *6*, *7*, *8*, *9*.

В процессе экспериментальных исследований прохождения сигналов с частотой следования 20—80 имп/с установлено, что такие сигналы удается практически выделить на фоне помех (пульсаций давления) в гидравлическом канале с глубин не более 700—1000 м. Затухание таких сигналов в канале связи составляет 3—5 неп/км.

В условиях бурения скважин пульсации давления в гидроканале достигают величины 35—40 кгс/см² в основном на частотах 0,7—8 и 15—30 имп/с. При этом гармонические составляющие помех становятся сравнимыми по величине с сигналом, что затрудняет выделение и регистрацию последнего на поверхности.

Исследованиями установлено, что для передачи информации с больших глубин следует использовать гидравлические

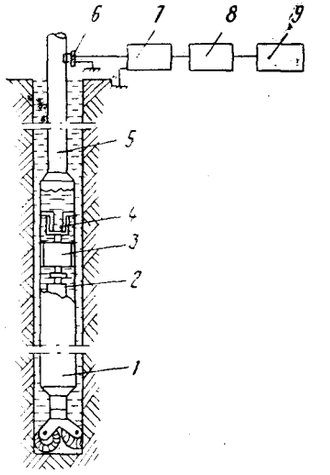


Рис. IV.29. Блок-схема низкочастотного гидротурботахометра.

сигналы инфранизкой частоты, по частоте меньшие, чем наименьшая частота основных помех. Для создания таких сигналов в таходатчике между валом турбобура и клапанным устройством применено редуцирующее устройство, которое позволяет периодически перекрывать поток промывочной жидкости со значительно уменьшенной частотой (не более 1 раза в 4—5 с). Чем больше время действия каждого сигнала, тем меньше его затухание в скважине. Так, например, на частотах, передаваемых колебаний 0,1—0,2 имп/с, затухание равно всего 0,2—0,3 неп/км.

В результате исследований и статистической обработки результатов экспериментальных работ построены графики зависимостей от частоты f_c (рис. IV.30) усредненных значений уровней помех в гидроканале скважины $p_п$, коэффициента затухания сигналов β и уровня сигналов p_c на поверхности с разных глубин L при стабильной первичной величине сигналов $p_1 = 30$ кгс/см². Для сигналов низкой частоты на основе экспериментальных данных предложена эмпирическая формула для определения среднего значения коэффициента затухания в зависимости от частоты сигналов $\beta \approx 0{,}6\sqrt{f_c}$, пригодная для воды и легких промывочных жидкостей, в случае использования бурильных труб диаметром 141 и 168 мм. С учетом указанных данных построен график (рис. IV.31) величины необходимого первичного сигнала на глубинном таходатчике p_1 в зависимости от глубины скважины L. При этих значениях p_1 сигнал на поверхности p_2 будет иметь величину 3—5 кгс/см², т. е. будет более уровня помех $p_п$ в этом поддиапазоне частот.

$$p_2 = p_1 e^{-\beta L} > p_п,$$

На графике рис. IV.30 приведены границы максимальных и минимальных уровней помех. Время, в течение которого значения помех выше максимальных, не показанных на графике, составляет 3—5% от общего времени, что может привести к фиксации ложных сигналов наземной аппаратурой гидротурботахометра. Повышение величины сигналов снижает ошибку измерений, но увеличивает дополнительные потери давления Δp_0 на устье скважины. Величина $\Delta p_0 \cong (0{,}3—0{,}5)\ p_1$ для сигналов низкой частоты при длительности сигналов T_c, равной примерно половине периода между сигналами (см. рис. IV.31).

Для скважин с повышенными уровнями помех в области частот сигналов 0,05—0,25 гц для надежной связи величина p_1 должна быть увеличена исходя из конкретных данных. Помехи в этой области частот создаются в основном при периодических проворачиваниях или при резких осевых смещениях бурового инструмента бурильщиком в процессе бурения, при движении в трубах промывочной жидкости различной плотности по длине скважины и другим причинам.

В настоящее время отработана достаточно надежная конструкция гидротурботахометра типа ГТН-3М, включающего глубинный таходатчик типа ТДН-8/4, состоящий из редуктора и гидроусилителя с клапаном, выдающего сигналы через 100 оборотов вала турбобура; гидротурботахометр рассчитан на глубину до 7 тыс. м.

В наземной аппаратуре для указанных низкочастотных забойных датчиков оборотов применены соответствующие активные фильтры, которые выделяют полезный тахосигнал величиной 3—5 кгс/см² на фоне помех, отличающихся в 2—3 раза по частоте и равных 20—30 кгс/см² на основной частоте пульсаций давления от насосов. Тахосигналы принимаются из ги-

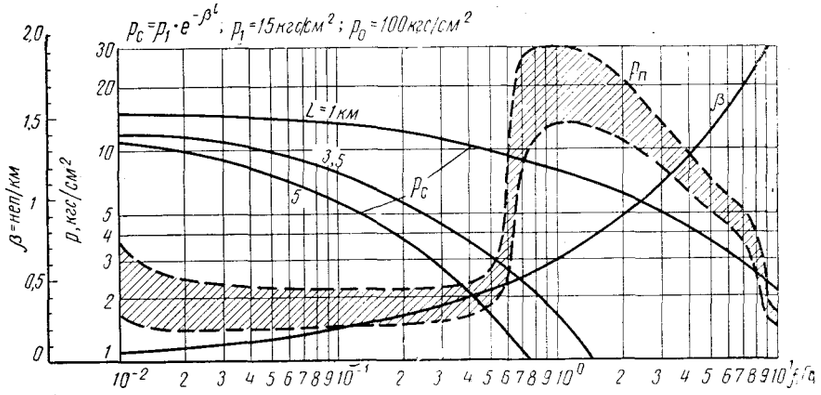


Рис. IV.30. График зависимостей уровней помех, сигналов и затухания от частоты.

дравлического канала скважины мембранным индуктивным преобразователем (датчиком ИД-2) фильтруются и формируются активным электронным фильтром АЭФ-2 и подводятся к электромеханическому пересчетному устройству ЭМПУ-3, имеющему

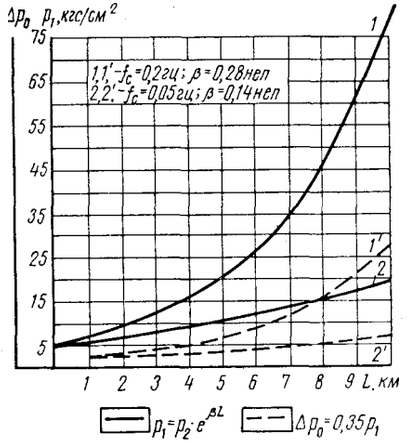


Рис. IV.31. Зависимость величины необходимого первичного сигнала на глубинном таходатчике от глубины скважины.

стрелочный прибор, показывающий скорость вращения (об/мин) вала турбобура в процессе бурения. На рис. IV.32 показана функциональная схема действия ГТН-3 М, а на рис. IV.33 — общий вид таходатчика ТДН-8/4 (1) и наземной аппаратуры гидротурботахометра ГТН-3М (2). Изготовителем серийных приборов ГТН-3М является Бакинский приборостроительный завод Минприбора.

В процессе испытаний и эксплуатации гидротурботахометров буровые мастера пользуются их показаниями для установления наиболее эффективного режима работы турбобуров на забое и могут непрерывно следить за работой забойного двигателя по забойному параметру в скважинах глубиной более 6000 м.

При работе в утяжеленных абразивных растворах для обеспечения надежности (износостойкости) клапанных систем таходатчиков, в которых скорость потока достигает 70—80 м/с, применяются детали клапанов из специальных абразивостойких материалов (минералокерамики).

В настоящее время продолжаются работы по совершенствованию гидротурботахометров. Созданы опытные образцы гидротурботахометров типа ГТН-4, которые имеют кроме стрелочного указателя оборотов совмещенный с ним регистратор.

Применяемые характеристики сигналов для гидравлического канала связи позволяют решить задачу контроля и других забойных параметров бурения (осевой нагрузки, момента угла наклона оси скважины и др.) путем создания соответствующих забойных датчиков (преобразователей измеряемых параметров в соответствующую им частоту гидросигналов). Разработаны конструкции таких преобразователей и ведутся испытания их опытных образцов.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Под рациональным регулированием какого-либо технологического процесса, в том числе и бурения, понимают его

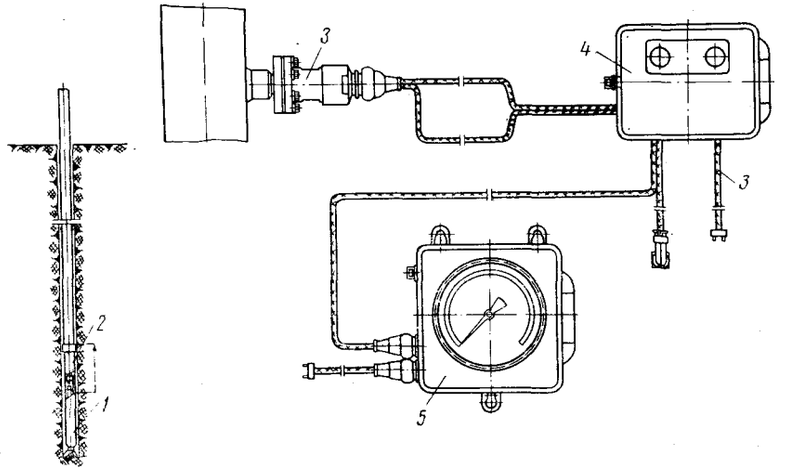


Рис. IV.32. Функциональная схема гидротурботахометра типа ГТН-3м.
1 — турбобур; *2* — таходатчик; *3* — приемный преобразователь гидравлических сигналов в электрические; *4* — усилитель сигналов с RC-фильтром; *5* — указатель оборотов.

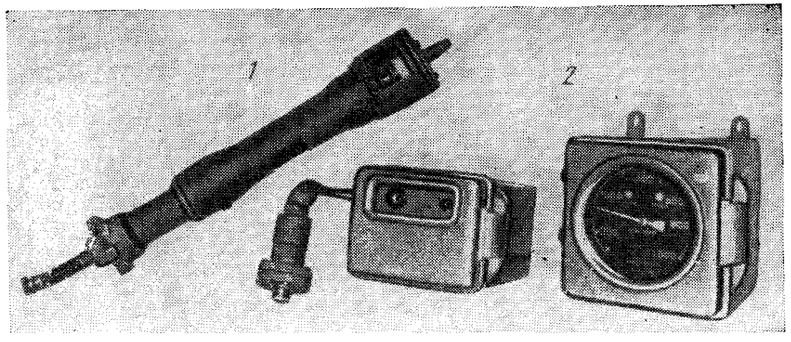


Рис. IV.33. Фотография комплекта гидротурботахометра ГТН-3М.
1 — таходатчик ТДН-8/4; *2* — аппаратура.

оптимизацию по заданному критерию, непрерывный контроль и автоматическое регулирование хода этого процесса. Комплекс этих мероприятий приводит к существенному увеличению технико-экономических показателей процесса.

Принципы оптимизации процесса бурения

Оптимизация бурения понимается у нас и за рубежом, как двухступенчатая операция.

В первой ступени на основе статистической информации по пробуренным скважинам или по результатам проводки опорно-технологических скважин производится выбор наилучших конструкций скважины, буровой установки, а также поинтервальный выбор типов долот, соответствующих породе, качества и количества бурового раствора, типа привода долота, компоновки низа и т. д.

Во второй ступени для условий, принятых в первой ступени, выбирается оптимальный режим бурения по осевой нагрузке P, скорости вращения долота n

и времени на механическое бурение $T_б$. Выбранный режим должен обеспечить достижение выбранного критерия. Такой выбор может выполняться или на основе текущей информации, собираемой и обрабатываемой в процессе бурения, или на основе статистической информации, используемой в первой ступени.

Первый способ предпочтительней, так как базируется на информации с меньшей погрешностью, чем второй. Однако в США широко используется второй способ и только делаются попытки применения первого. Вторая ступень оптимизации по текущей информации является главным резервом повышения производительности бурения разведочных и опытно-технологических скважин, когда объем статистической информации на новых площадях мал и не позволяет выбирать наилучшие условия бурения по первой ступени. В общем случае оптимизация по второй ступени позволяет достигать наилучших из возможных в данных условиях технико-экономических показателей.

Первые опыты оптимизации бурения в СССР с помощью еще несовершенных устройств показали возможность увеличения рейсовых скоростей на 20—40%, что соответствует росту коммерческих на 5—15%, а в США при этом коммерческие скорости возрастали на 20—30%. Уменьшенный эффект от оптимизации режима бурения в СССР объясняется частично недостатками организации процесса проводки скважин в целом, приводящими к малому объему работ по проходке, составляющей в балансе времени приблизительно 30—35%. При улучшении структуры баланса эффективность оптимизации естественно возрастет. Эффективность внедрения оптимизации с увеличением глубин бурения возрастает, что особенно важно для СССР, где глубины скважин систематически растут. Комплексная оптимизация процесса проводки скважин, охватывающая не только выбор оптимальной техники (включая, выбор типа привода долота, технологии и управления бурением), но и уровень организации хода процесса в целом, должна привести, как показывают исследования и расчеты, к кратному росту коммерческих скоростей бурения по сравнению с существующими. При этом значительный эффект можно получить за счет понижения средних скоростей вращения долот с соответствующим ростом проходок на долото.

Информация и средства оптимизации

Для обеспечения автоматизации подачи долота в оптимальном режиме необходимо располагать соответствующей информацией для задания программы работы автоматическому регулятору. Существуют два способа сбора информации: оперативный и статистический. При оперативном способе информация непосредственно после замера и обработки используется для задания уставки автомату подачи, а при статистическом информация накапливается в том числе и при проводке опорно-технологических скважин, для задания программы проводки последующих скважин в этом районе. Качественное сравнение методов сбора информации и оценка их возможностей приведены в табл. IV.18.

Для получения точной информации желательно оценить возможные помехи и прежде всего, в определении существующими методами основного параметра — осевой нагрузки на долото. При обычном искривлении ствола часть веса колонны бурильных труб разгружается на стенки скважины, а часть компенсируется прилипанием к глинистой корке. Все это вызывает потерю веса инструмента и, как следствие, невозможность точного определения нагрузок на забой. Это особенно проявляется при бурении забойными двигателями, когда колонна не вращается.

По имеющимся данным [30], силы трения невращающейся бурильной колонны о стенки скважины при глубинах до 6—7 км и искривлениях до 10° достигают иногда 15—25 т и становятся соизмеримыми с осевой нагрузкой на долото. Американские специалисты считают, что даже при искривлениях в пределах 2—3° силы трения при поступательном движении колонны составляют 1,35 т на 1 км ее длины. Эта помеха, помимо искажения информации, нарушает обратную связь забоя с наземными регуляторами подачи и иногда лишает возможности автоматизации подачи с поверхности.

Приведенные специальные замеры выявили величины помех от действия сил трения, показанные для турбинного бурения в процентах от нагрузок на забой на рис. IV.34. На графике видна случайность этих помех, большие колебания для одной и той же осевой нагрузки при некоторой тенденции к относительному увеличению при малых нагрузках. Силы трения колонны о стенки скважины не позволяют также точно определять на поверхности мгновенные значения механической скорости, проходки и момента на долоте. Первые две величины искажаются за счет упругих изменений длины колонны от сил трения, вызывающих несогласованные перемещения верхнего и нижнего концов колонны. Величины крутящего момента искажаются силами трения, действующими в тангенциальном направлении. При моделировании и расчете колонны

Таблица IV.18

Методы сбора информации и оценка их возможностей

Сравниваемые положения и факторы	Метод сбора информации	
	оперативный замер	статистический
Требуемая для осуществления информация	Текущее значение $v_м$, h, P, t, Q при существующих условиях бурения. Стоимость долота и 1 ч работы буровой по статистическим данным	Среднее значение за рейс $v_м$, n, P, Q. Данные бурения: порода, расход бурового раствора, проходка с указанием причины износа, долота и т. п. Стоимость долота и 1 ч работы
Способ переработки информации	Специальными счетными устройствами с немедленным вводом результата в исполнительный механизм	ЦВМ с вводом результатов в исполнительный механизм по технологической карте или программной перфоленте
Учет характера износа долота	Можно учесть только износ вооружения. Износ опоры выявляется только при его возникновении	Учитываются оба вида износа
Потребность в счетном персонале	Нет	Есть
Местонахождение автоматического устройства подачи	Возможно наземное и забойное	Наземное и забойное

Примечание. $v_м$—механическая скорость бурения; h—проходка за долбление; P—осевая нагрузка; Q—расход бурового раствора; t—время бурения; n—скорость вращения долота.

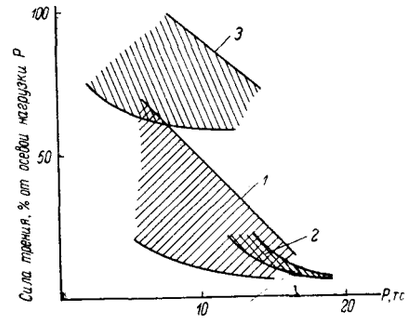


Рис. IV.34. Величина помех от сил трения невращающейся бурильной колонны о стенки скважины.

1 — H = 1000 м; *2* — H = 862 м; *3* — H = 2500 м

удалось установить, что эти силы примерно на порядок меньше действующих в осевом направлении. Для получения точной информации о величине осевой нагрузки на долото требуется применять телеметрическое устройство или использовать мероприятия для резкого сокращения помех. Многолетний опыт роторного бурения показал, что помехи от сил трения при поступательном движении колонны резко уменьшаются при ее непрерывном вращении. В связи с этим при замерах указанных забойных параметров в роторном бурении результаты искажаются мало. При бурении забойными двигателями для снижения помех рекомендуется непрерывное вращение бурильной колонны со скоростью около 5—15 об/мин.

Параметры, необходимые для автоматизации подачи и оптимизации

Таблица IV.19

Измеряемая или регулируемая величина	Наименование прибора или измеряемая величина	Примечание
Осевая нагрузка P, тс	Индикатор веса любой конструкции	Точность зависит от сил трения колонны в скважине
Механическая скорость $v_м$, м/ч	Любой измеритель скорости, например в пульте ПКБ	То же
Момент на роторе $M_р$, кгс · м	Моментомер на роторном столе или ток электропривода ротора	Резкие толчки показаний указывают на износ опор долота
Момент на долоте $M_д$, кгс · м	Активный ток электробура	Резкие толчки амперметра указывают на износ опор долота
Скорость вращения долота n, об/мин	В турбинном бурении гидротурботахометр типа ГТН-3 или электротурботахометра ВНИИКАнефтегаз. В роторном — тахометр на роторном столе. В электробуре — характеристика двигателя и его ток	Толчки указывают на износ опор долота. ГТН-3 позволяет удерживать турбобур в требуемом режиме
Проходка h, м	Мерная линейка или приборный способ	Точность зависит от силы трения колонны в скважине

проводки скважины, приведены в табл. IV.19.

Для оптимизации по текущей информации в СССР разработаны и испытаны несколько систем, предназначенных для поиска и поддержания режима турбинного бурения на глубинах до 2000—3000 м по критерию $v_м = max$.

Наиболее эффективным является прибор СКУ-2, разработанный КуйбышевНИИ НП. С помощью этого устройства бурильщик периодически производит ручной поиск осевой нагрузки соответствующей $v_м = max$. Необходимая нагрузка поддерживается с помощью регулятора подачи или в ручную до появления сигнала о повторении поиска. Система контролирует износ вооружения и опор долота (по крутящему моменту на роторе), сигнализируя о необходимости смены долота. Устройство способно находить режимы, близкие к $v_р = max$ при бурении ротором и электробуром. Описание принципов работы этого устройства приведено в работе [37].

Устройство типа ПРБ-2 «Поиск», разработанное КБНГП Саратовнефтегаз, работает на том же принципе периодического поиска режима, приводящего к $v_м = max$ в турбинном бурении, что и СКУ-2. Оптимальная осевая нагрузка определяется по информационной кривой P ($v_м$), которая вырисовывается прибором на ламповом табло. Контроль за износом вооружения долота осуществляется по вторичным признакам. Вес комплекта без датчиков 65 кг.

Львовским политехническим институтом создано автоматическое устройство типа АОПД, работающее совместно с активным машинным регулятором подачи. Система по специальному алгоритму при непрерывном шаговом поиске самостоятельно находит режим $v_м = max$ при работе турбобура и стремится его поддержать при любой степени износа зубьев шарошек. Вес датчиков и регулятора 110 кг.

Средства автоматизации подачи долота

Общая схема регулирования подачи бурового инструмента с помощью наземных или забойных механизмов показана

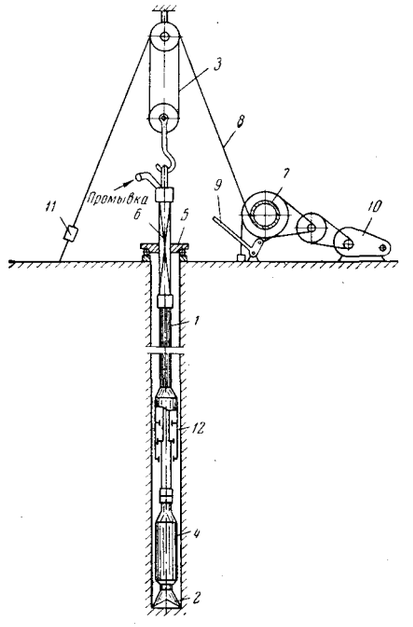


Рис. IV.35. Схема регулирования подачи бурильной колонны.

1 — колонна бурильных труб; *2* — породоразрушающий инструмент; *3* — талевая система; *4* — турбобур; *5* — ротор; *6* — ведущая труба; *7* — лебедка; *8* — конец талевой оснастки; *9* — рукоятка ленточного тормоза; *10* — устройство подачи; *11* — индикатор веса; *12* — гидропоршневое автоматическое устройство

на рис. IV.35. При растормаживании ленточного тормоза лебедки рукояткой *9*, что делается бурильщиком вручную или автоматическим устройством, колонна под действием собственного веса опускается в скважину. Подавать инструмент можно также с помощью электромашинного или другого устройства *10*, соединяемого через редукторную передачу с подъемным валом лебедки. Ленточный тормоз при этом выводится из действия. Вес бурильной колонны контролируется индикатором веса *11*, устанавливаемым на неподвижном конце талевой оснастки.

При большой глубине бурения (несколько тысяч метров) или искривленности ствола, когда помехи от сил трения и зависания колонны соизмеримы с осевой нагрузкой на долото, подача инструмента автоматами с поверхности становится неэффективной, вследствие искажений от помех. В этом случае целесообразно применить забойные системы регулирования подачи долота. На рис. IV.35 показано такое забойное гидропоршневое автоматическое устройство *12*, которое может осуществлять подачу долота как при турбинном, так и роторном способах бурения за счет использования, для создания осевой нагрузки на долото, перепада давления на турбобуре или на гидромониторном долоте. Регулировать подачу можно при постоянной нагрузке на долото (стабилизатор веса, например, типа СВМ), либо по скорости вращения вала турбобура с помощью забойных автоматов подачи долота.

При автоматизации подачи бурового инструмента испытано большое количество разнообразных устройств [38]. В табл. IV.20 дан их перечень, систематизированный по главным признакам.

Регулировка во всех схемах осуществляется путем изменения скорости подачи и воздействия на осевую нагрузку. Автоматические устройства, перечисленные в табл. IV.20, могут состоять из различных электронных, электрических, механических, гидравлических или пневматических элементов и выполнять, согласно приведенной классификации, возложенные на них функции контроля и управления подачей породоразрушающего инструмента.

Структурная схема поверхностных автоматических регуляторов реверсивного типа с регулированием подачи по заданной постоянной величине осевой нагрузки на долото показана на рис. IV.36. Все механизмы автоматического регулятора располагаются на поверхности. Бурильная колонна взвешивается талевой системой буровой лебедки БЛ с помощью чувствительного гидравлического или электрического датчика *1*, устанавливаемого на неподвижном конце оснастки. Сигнал P датчика сравнивается с заданной уставкой осевой нагрузки P_0 в специальном устройстве и их разность $P_0 - P = \Delta P$ подается на усилитель У, который направляет преобразованный и усиленный сигнал в исполнительный механизм подачи ИМ. Далее регулирующее воздействие через лебедку и оснастку *БЛ*, а также бурильную колонну *БК*, передается долоту *Д*.

На промыслах после испытания нескольких типов таких регуляторов к промышленному выпуску принят регулятор типа РПДЭ-3 [8], схема которого показана на рис IV.37. Осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика *1* типа ДВР-2 в угловых единицах

Таблица IV.20

Типы регуляторов подачи	Место замера регулируемых величин	Регулируемые величины
Поверхностные	На поверхности	Вес инструмента; момент на роторе; ток или мощность на приводе ротора
Поверхностные	На забое	Ток или мощность электробура; скорость вращения вала турбобура; расход бурового раствора
Забойные	То же	Осевая нагрузка на долото Скорость вращения долота; момент на долоте

[град/т]. Датчик выполнен из стальных пластинчатых пружин, упругая деформация которых преобразуется с помощью шестеренчатой передачи в угол поворота

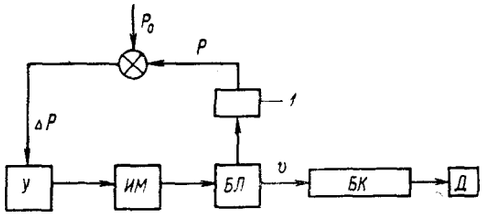


Рис. IV.36. Структурная схема поверхностных регуляторов активного вида с подачей по постоянству веса на крюке

якоря сельсина и передается на пульт управления 2, где сравнивается с величиной P_0, задаваемой бурильщиком с помощью поворота рукоятки второго сельсина. Разность сигналов ΔP поступает сначала на полупроводниковый усилитель типа ППУ-1, а затем на магнитные усилители, установленные в станции управления *3*. Усилители действуют на обмотку возбуждения моторгенератора *4*, вращаемого асинхронным электродвигателем, питающимся от системы электроснабжения буровой. Генератор *4* питает двигатель постоянного тока *5*, установленный на приводе редуктора *6* и соединенный через цепную передачу и муфты с подъемным валом лебедки. На валу электродвигателя *5* установлен колодочный электрогидравлический тормоз для защиты от разноса весом колонны при внезапном прекращении электропитания буровой. Так как скорость вращения двигателя *5* обычно мала, то для его охлаждения применяется не показанный на схеме специальный электровентилятор.

Автомат РПДЭ-3 обеспечивает режим поддержания постоянной осевой нагрузки на долото и режим ручного управления, создающий постоянную заданную скорость *подачи или приподъема*, используемые при проработках ствола или аварийном приподъеме.

Класс нереверсивных регуляторов представляет разработанный ВНИИБТ стабилизатор веса типа СВМ, структурная схема которого показана на рис. IV.38. Его пневматический исполнительный механизм поршневого типа действует на рукоятку ленточного тормоза буровой лебедки, растормаживая его короткими импульсами, следующими друг за другом. Регулирование продолжительности и частоты импульсов, которые определяют скорость подачи инструмента, производится через регулятор продолжительности импульсов с помощью тахогенератора ТГ, связанного с *барабаном лебедки*. В остальном структурная схема СВМ аналогична схеме РПД-3. Буровой инструмент взвешивается талевой системой лебедки *БЛ*. Сигнал от гидравлического датчика веса ГИВ поступает на элемент сравнения — электроконтактный манометр. Разность ΔP поступает на релейный усилитель $P_У$, затем усилитель *У* и далее через исполнительный механизм *ИМ* осуществляет регулирующее воздействие на ленточный тормоз лебедки *БЛ*. Стабилизатор веса, так же как и

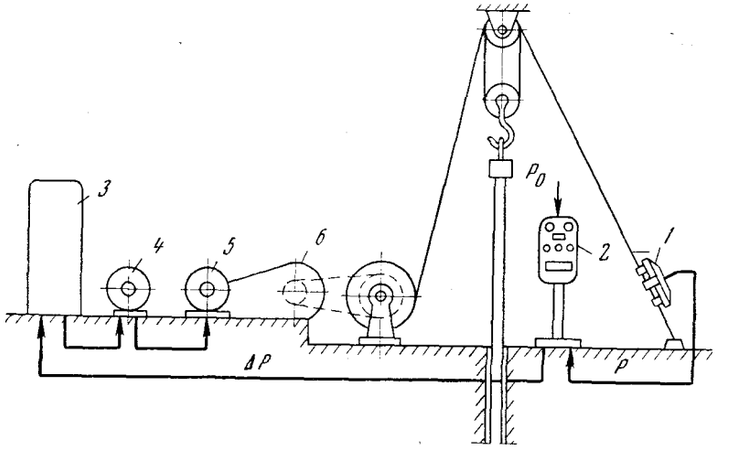


Рис. IV.37. Схема регулятора подачи типа РПДЭ-3

РПДЭ-3, стремится в процессе подачи поддерживать заданную величину веса на крюке. СВМ предназначен для подачи долота при роторном и турбинном способах бурения. Его можно применять с дизельным и электрическим приводом лебедок, оборудованных пневмопитанием для управления.

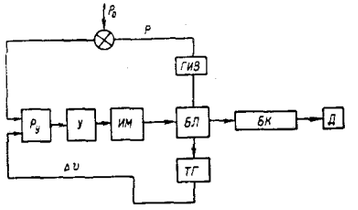


Рис. IV.38. Структурная схема стабилизатора веса СВМ

Выбор одного из регуляторов, выпускаемых промышленностью, определяется целью бурения, глубиной скважины, требованиями, связанными с оптимизирующими устройствами и т. д. с учетом их сравнительных качеств, перечисленных в табл. IV.21.

Применение наземных автоматических регуляторов подачи в соответствии с приведенными промысловыми исследованиями [11] показало, что они даже без применения оптимизации способны увеличить механическую скорость и проходку на долото на 20—40%. Это объясняется большей, чем при ручном регулировании, плавностью подачи и облегчением труда бурильщика, который освобождается от многочасового управления тормозной рукояткой, связанного с нервным и физическим утомлением, в результате чего снижается влияние субъективного фактора на регулирование подачи. Поверхностные регуляторы имеют общие недостатки. Как видно из схем на рис. IV.36 и IV.38, связь регулятора с регулируемым объектом Д осуществляется через бурильную колонну БК, и поэтому до тех пор, пока глубина скважины небольшая и влияние помех от сил трения мало, автоматы работают удовлетворительно. При увеличении глубин, когда искажения, вносимые колонной, возрастают (см. рис. IV.34), регулирование с поверхности, если не принять мер по снижению помех от сил трения колонны в скважине, ухудшается. Для уменьшения этого недостатка были предложены схемы автоматизации подачи с поверхности, отмеченные в табл. IV.20 признаком — регулирование по величинам, замеряемым на забое.

Структурная схема таких автоматов типа АВТ или БАР [8, 23] с регулированием подачи по току или его активной составляющей для электробурения показана на рис. IV.39. Основное отличие этой схемы от рассмотренной состоит в том, что главная обратная связь охватывает и бурильную колонну. Замеряемый ток I, работающего на забое электробура *ЭБ*, подается на элемент сравнения с заданной уставкой I_0, а его разность, как обычно, через усилитель *У*, электромашинный исполнительный механизм *ИМ* (для АВТ с простым, а БАР дифференциальным редуктором) передается через буровую лебедку, колонну на электробур с долотом *Д*. На элемент сравнения в авторегуляторе АВТ подается также ограничительный сигнал

Таблица IV.21

Элементы характеристики регуляторов

Технико-экономические показатели	Активные электромашинные регуляторы	Пассивные импульсные регуляторы
Скорость подачи, м/ч	До 85	25
Плавность подачи по колебанию осевой нагрузки, кгс	0—500	±100—200
Реверс подачи	Есть	Нет
Возможность автоколебаний	Есть при малых скоростях бурения	Нет
Износ тормозных колодок	Нет	Как при ручном управлении
Сложность устройства	Большая	Малая
Стоимость комплекта, тыс. руб.	8—10	1,5—2
Общий вес, кг	3000—5000	100
Время, затрачиваемое на монтаж, ч	Около 24	3

от датчика веса. При использовании специально разработанной приставки типа ПЭБ регулятор РПДЭ-3 можно также применять для регулирования в электробурении по активной составляющей тока. Применение указанных авторегуляторов [7, 8] в электробурении подтвердило увеличение эффективности регулирования по

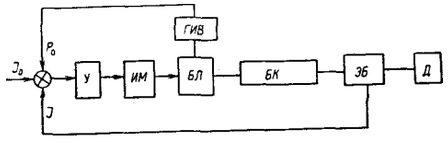


Рис. IV.39. Структурная схема поверхностных автоматов с регулированием подачи по току электробура

сравнению со схемами при замерах регулируемого параметра с поверхности через бурильную колонну.

При наличии гидротурботахометра типа ГТН-3, осуществляющего непрерывный контроль скорости вращения вала турбобура на глубинах до 6000 м, появляется возможность автоматизации подачи долота с поверхности по забойным параметрам и при турбинном способе бурения. Структурная схема такого автомата показана на рис. IV.40. Гидравлические сигналы от таходатчика, установленного над турбобуром, поступают по гидравлическому каналу внутри колонны бурильных труб на поверхность, где с помощью индуктивного преобразователя, фильтра и электромеханического пересчетного устройства трансформируются в напряжение, пропорциональное скорости вращения вала турбины n. Этот сигнал поступает на элемент сравнения с заданной скоростью вращения долота n_0. Разность $n - n_0 = \Delta n$ подается на усилитель *У* и далее, как обычно, через *ИМ*, *БЛ*, *БК* к турбобуру с долотом. Здесь также существует обратная связь, охватывающая колонну и, кроме того, предусмотрены ограничительные связи по осевой нагрузке от ГИВ и скорости подачи от тахогенератора ТГ.

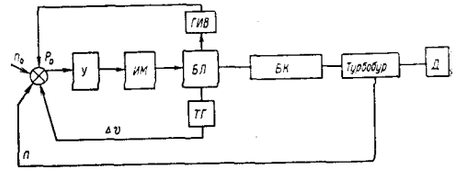


Рис. IV.40. Структурная схема СВМ с регулированием подачи по скорости вращения вала турбобура

С внедрением в промышленность высокомоментных турбобуров с падающей к тормозу линией давления ВНИИБТ разработана автоматизация подачи с поверхности по гидравлической характеристике такого турбобура. На рис. IV.41 показана структурная схема перспективного варианта такого автомата. Система состоит из двух связанных между собой замкнутых контуров. Первый из них, состоящий из датчика давления на поверхности *ДД*, задатчика уставки регулируемого давления P_0, элемента сравнения и усилителя, действует на буровой насос (например, через дизельный регулируемый привод, поддерживающий постоянное заданное давление на выкиде насоса). Второй контур замкнут через элемент сравнения расхода жидкости $\Delta Q = Q - Q_0$

и исполнительный механизм подачи *ИМ* и при связи с первым стремится осуществлять подачу турбобура и нагрузку на него таким образом, чтобы обеспечить постоянный заранее рассчитанный расход бурового раствора и удержать турбобур в режиме с заданными параметрами (осевой нагрузкой и скоростью вращения долота).

Для большего исключения влияния бурильной колонны на процесс регулирования целесообразно использовать забойные регуляторы подачи долота, которые отличаются тем, что они располагаются на

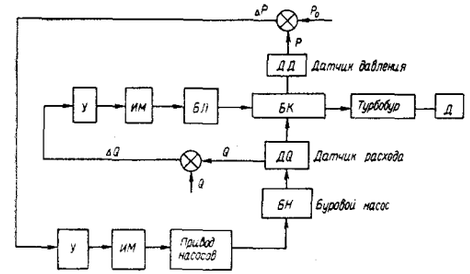


Рис. IV.41. Структурная схема регулирования подачи с поверхности по гидравлическим характеристикам турбобура

забое в непосредственной близости от регулируемого объекта, в связи с чем колонна как передаточное звено в системе исключается полностью. Колонна становится только упругой опорой автомата подачи. Простейшим регулятором такого типа является забойный механизм подачи ЗМП, который представляет собой гидравлический поршневой механизм, использующий для создания осевой нагрузки на долото перепад давления на турбобуре. Структурная схема ЗМП показана на рис. IV.42. При практически постоянном перепаде давления на турбобуре ЗМП, опираясь на нижний конец бурильной колонны, стремится сохранять постоянную осевую нагрузку на долоте. Элементом сравнения является исполнительный механизм, регулирующий скорость своего перемещения в соответствии с механической скоростью бурения. Точность поддержания заданной нагрузки невелика и определяется силами трения в уплотнительных элементах поршня и шпоночном креплении подвижного штока. В однородных или не слишком меняющихся по твердости пластах с помощью ЗМП можно получить удовлетворительные результаты при турбинном способе бурения. Аналогичные механизмы находят применение при роторном способе бурения в США с использованием в поршневом механизме перепада давления на гидромониторном долоте.

Более совершенным механизмом, чем ЗМП является разработанный ВНИИБТ [30] забойный автомат с регулированием подачи при поддержании заданной скорости вращения вала турбобура типа АЗТС, схема которого показана на рис. IV.43. Автомат имеет только два уплотнения *1* и *2* и относится к нереверсивным регуляторам. В качестве измерительного элемента используются несколько ступеней турбинки *6* пропеллерного типа с переменным перепадом давления, зависящем от скорости вращения турбинки. Этот перепад с помощью диафрагмы *5* сравнивается через тягу *3* с гидравлическим перепадом на дросселирующем золотнике *4*. Вал турбинки *6* жестко связан с валом регулируемой турбины с помощью вилки *7*. При отклонении скорости вращения турбины от заданной клапаны дросселирующего золотника перемещаются, соединяя цилиндр сервопривода с полным перепадом давления на турбобуре, либо с затрубным пространством, стремясь за счет осевой нагрузки, создаваемой сервоприводом, стабилизировать скорость вращения долота около заданной величины. При турбобуре диаметром 8″ с резино-металлической пятой автоматом можно удерживать турбобур при любой заданной скорости вращения от 150 об/мин и выше при автоматическом регулировании осевой нагрузки в пределах от 5 до 30 т.

При использовании высокомоментных турбобуров с падающим к тормозному режиму перепадом (например, типа А7Н1) схема автомата упрощается (рис. IV.44). В качестве регулирующего органа используется золотник *7* с тарированной на заданный перепад давления пружиной *11*.

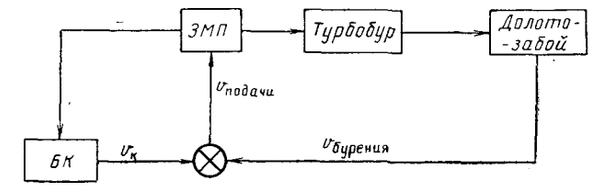


Рис. IV.42. Структурная схема забойного стабилизатора нагрузки типа ЗМП

При изменении по какой-либо причине заданной скорости вращения вала турбобура, а следовательно и перепада давления на нем, золотник перемещается. При повышении скорости золотник перемещается вверх, соединяя через отверстие *9* надпоршневую зону *а* с высоким давлением, а зону *б* через отверстия *8* и *10* с затрубным пространством. При этом осевая нагрузка увеличивается, а скорость вращения долота снижается. При снижении скорости против заданной будет протекать обратный процесс. Корпус *1* свинчивается с бурильной колонной, а резьба штока *2* с турбобуром. Реактивный момент турбобура передается колонне через ведущую трубу *3*. Автомат имеет три уплотнения *4*, *5*, *6*. Дроссельное отверстие *12* в золотнике используется для коррекции заданной скорости вращения долота при изменении расхода промывки. Автомат способен приподнимать долото с усилием 2—3 тс.

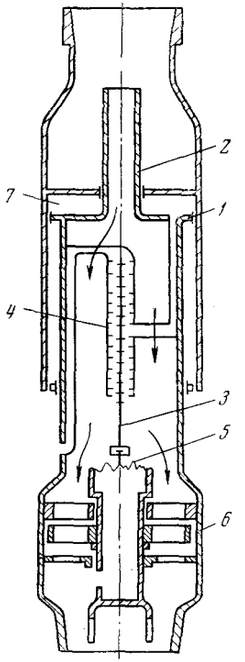


Рис. IV.43. Схема забойного автомата подачи с регулированием по скорости вращения турбобура.

Описанные забойные автоматы при уставке на номинальный режим работы турбобура обладают способностью поддерживать максимальную мощность забойного двигателя при изменении расхода бурового раствора. Это обеспечивается известными связями между расходом жидкости, перепадом давления, крутящим моментом и скоростью вращения, свойственных турбобуру.

Использование забойных автоматов в турбинном бурении сильно ограничивает влияние колонны на процесс, но не освобождает от него полностью, так как бурильная колонна остается упругой опорой автомата. Для полного устранения ее влияния необходимы устройства, сцепляющие корпус автомата со стенками скважины.

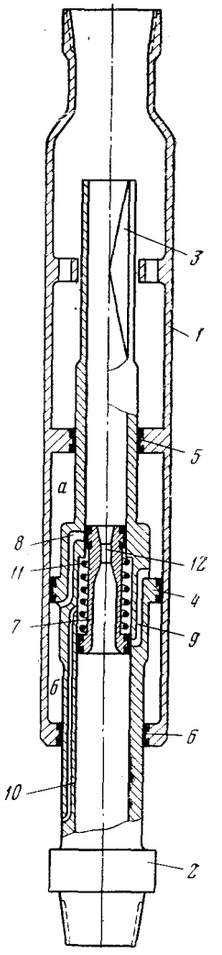


Рис. IV.44. Конструктивная схема забойного автомата для турбобуров с зависимым от скорости вращения перепадом давления.

В табл. IV.22 представлены сравнительные технические показатели существующих и внедряемых регуляторов подачи долота.

Таблица IV.22

Регуляторы подачи долота

Технические показатели	Типы регуляторов подачи долота				
	РПДЭ-3	СВМ	РПДЭ-3 с ПЭБ (АВТ)	ЗМП	АЗТС
Тип регулятора подачи . .	Поверхностный	Поверхностный	Поверхностный	Забойный	Забойный
Замер регулируемых величин	На поверхности	На поверхности	На поверхности	На забое	На забое
Точность поддержания регулируемой величины, т	±0,5	±0,2	+5% от 1 ном.	Нет данных	±10—15% от заданного *n*
Максимальная скорость подачи, м/ч:					
вниз	85	25	85	Не ограничена	80
реверс вверх	70	Нет	70	То же	70
Вес оборудования регулятора, т	3	0,09	3	1,5	1,5
Время перехода с ручной подачи на автоматическую и обратно, мин . .	Менее 1				
Затраты времени на монтаж	Более суток	3 ч	Более суток	Нет	Нет

КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И ВЫБОР ИХ ПАРАМЕТРОВ ПО УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ

Общая классификация

Состав комплекта, габариты, вес, монтажно-транспортная база и основные параметры буровых установок существенно зависят от назначения скважин или характера выполняемых работ с их помощью.

По этому признаку установки для вращательного бурения подразделяются на следующие основные категории.

1. Установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, используемые для оконтуривания и разработки месторождений, для проводки нагнетательных скважин, для создания подземных хранилищ и других целей.

2. Установки для структурного и поискового бурения, т. е. для сейсморазведки, поисков структур отбором кернов, поисков месторождений скважинами малого диаметра и испытания продуктивных горизонтов.

3. Установки для освоения, испытания и капитального ремонта скважин.

Установки последней категории тоже являются буровыми, так как при освоении и испытании скважин они используются для разбуривания цементных пробок, а при капитальном ремонте выполняют буровые работы.

В настоящей главе рассматриваются вопросы классификации и выбора установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения вращательным методом.

Буровая установка представляет собой совокупность (комплекс) машин и механизмов, связанных между собой кинематически или технологически и по своей характеристике соответствующих назначению и типоразмеру установки в целом.

Основные параметры буровых установок

Каждый из узлов буровой установки, как и сама установка в целом, характеризуется различными параметрами (мощностью, грузоподъемностью, развиваемым

или допускаемым давлением, габаритными размерами, весом и др.).

Однако не все параметры равноценны по своему значению. Из разнообразных показателей необходимо выделить самые важные, характеризующие наиболее существенные эксплуатационные качества данного узла и определяющие соответствие его другим узлам, связанным с ним кинематически или технологически и, в конечном счете, соответствие данного узла назначению и характеристике буровой установки в целом. Такие параметры называются основными.

Кроме того, из числа основных параметров следует выделить наиболее важный стабильный показатель, не зависящий от каких-либо внешних факторов, характеризующий ее важнейшие эксплуатационные качества и определяющий возможность использования данной буровой установки для бурения скважин данной глубины и конструкции.

Такой показатель в отличие от других называется главным параметром буровой установки и принимается за базу для классификации.

Таким показателем буровой установки, отвечающим этим требованиям, является ее способность воспринимать нагрузки, возникающие в процессе проводки скважины, т. е. грузоподъемность, которая по существу определяет возможность использования данной установки для бурения конкретной скважины или группы скважин.

Единственным параметром буровой установки, который можно принять как главный в качестве базы для классификации, является грузоподъемность на крюке.

Нагрузки, воспринимаемые буровой установкой, по своему происхождению и характеру действия с учетом их связи с технологией бурения можно подразделить на следующие основные категории.

1. Систематические (регулярные) нагрузки, обусловленные весом бурильной колонны в процессе ее спусков и подъемов, имеющие циклический характер. Они многократно (по числу спущенных и поднятых свечей) воспринимаются буровой установкой.

2. Несистематические (нерегулярные) нагрузки, обусловленные весом обсадных колонн, спускаемых в скважину.

Эти нагрузки также имеют циклический характер, но при бурении скважины воспринимаются установкой ограниченное число раз (по числу труб во всех обсадных колоннах, спущенных в скважину).

3. Случайные нагрузки, воспринимаемые буровой установкой в процессе ликвидации прихватов бурильной и обсадной колонн и их «расхаживания».

Спуск и подъем бурильной колонны по общей продолжительности и по числу циклов приложения нагрузки представляет собой основную работу подъемной части буровой установки и ее загрузку.

Нагрузка на крюке, соответствующая наибольшему весу бурильной колонны, допустимому при нормальной длительной работе буровой установки, характеризует существенные эксплуатационные качества буровой установки и определяет ее важнейший параметр, называемый номинальной грузоподъемностью.

Максимальная нагрузка на крюке, воспринимаемая буровой установкой при спуске обсадных колонн и ликвидации прихватов, определяет другой важный параметр установки, называемый максимальной грузоподъемностью.

Номинальная грузоподъемность определяет глубину бурения трубами данного типоразмера и необходима для расчета узлов и деталей подъемной части буровой установки на выносливость с учетом динамических усилий, возникающих в процессе спуска и подъема колонны на каждую свечу.

Максимальная грузоподъемность определяет предельную допустимую нагрузку на крюке и является исходной нагрузкой при расчете деталей и узлов подъемной части буровой установки на статическую прочность. При этом динамическими усилиями ввиду их малости можно пренебречь.

Разграничение номинальной и максимальной грузоподъемности необходимо не только при разработке конструкции и расчета узлов и деталей, но и при эксплуатации для правильного выбора типоразмера буровой установки.

Оба параметра грузоподъемности должны отражаться в соответствующей технической документации. Максимальная грузоподъемность характеризует способность установки воспринимать нагрузки при спуске обсадных колонн и ликвидации прихватов, т. е. нагрузки нерегулярные и случайные. Эти нагрузки не определяют основное назначение установки. Номинальная грузоподъемность характеризует способность буровой установки воспринимать нагрузки, непосредственно связанные с технологией процесса бурения, следовательно, она определяет соответствие буровой установки основному назначению.

Номинальная грузоподъемность определяет также мощность на крюке, мощность лебедки, насосов и ротора, производительность и давление насосов, размер проходных отверстий в столе ротора и стволе вертлюга, емкость магазинов вышки, размеры шкивов талевой системы, диаметр

Таблица IV.23

Группа параметров	Наименование параметров		Класс буровой установки						
			БУ-50	БУ-80	БУ-100	БУ-125	БУ-160	БУ-200	БУ-250
Общие	Грузоподъемность, тс	номинальная	50	80	100	125	160	200	250
		максимальная	110	140	170	200	250	320	450
	Условная глубина бурения стальными трубами диаметром 114 мм при весе 1 м бурильной колонны 30 кг, м		1600	2500	3000	4000	5000	6500	8000
	Мощность на крюке при номинальной нагрузке, л. с.		400	600		900		1300	1600
Главная лебедка и талевая система	Наибольшая оснастка		4×5		5×6		6×7		
	Длина свечи (номинальная), м		25				25 или 36	36	
	Средняя скорость спуска ненагруженного крюка не менее, м/с		1,0				1,0 или 1,2	1,2	
	Мощность на барабане лебедки, л. с.		500	750		1150		1700	2100
	Натяжение каната на барабане лебедки при максимальной нагрузке, тс		17	21		26		34	47
	Диаметр талевого каната, мм		25	28		32		35	38
	Диаметр шкива талевой системы (по дну канатного желоба), мм		900	1100		1250		1400	
	Размеры барабана лебедки не менее, мм	диаметр	660	700		750 *		900 *	
		длина	1000	1200		1350		1450	1550
	Скорость подъема крюка при наибольшей оснастке, м/с	наименьшая, не более	0,2						
		наибольшая	2,0				1,7		
	Число скоростей вращения барабана лебедки при ступенчатом изменении их		4			6			

* Диаметр барабана по дну желоба на накладках.

Продолжение табл. IV.23

Группа параметров	Наименование параметров		Класс буровой установки						
			БУ-50	БУ-80	БУ-100	БУ-125	БУ-160	БУ-200	БУ-250
Ротор	Допускаемая статическая нагрузка на стол, тс		200			450			
	Диаметр отверстия в столе, мм		460			560		760	
	Мощность, передаваемая на приводный вал ротора, не менее, л. с.		250	300		400		500	
	Скорость вращения стола, об/мин	наибольшая, не менее	200						
		наименьшая, не более	30			40			
	Число скоростей вращения стола, не менее		3			4			
	Наибольший крутящий момент на столе ротора при вращении, кгс·м		1300	1600		2500		3000	
	Коэффициент работоспособности основной опоры не менее		9×10^5			16×10^5		18×10^5	
Вертлюг	Статическая грузоподъемность, тс		170			250		450**	
	Диаметр отверстия в стволе, мм		100					75	
	Наибольшая скорость вращения, об/мин		200					150	
	Допускаемое давление прокачиваемой жидкости, кгс/см²		200			250		320	
	Коэффициент работоспособности основной опоры		4×10^6			6×10^6		8×10^6	
Насосы	Число основных насосов		2			3			
	Суммарная гидравлическая мощность не менее, л. с.		500	800		1300***		2400	
	Наибольшая суммарная производительность (подача) основных насосов не менее, л/с****		56	70		90		135	
	Максимальное давление, кгс/см²		200			250		320	

** При бурении глубоких скважин в верхних и средних интервалах глубин должен применяться вертлюг буровой установки класса БУ-125 и БУ-160.

*** Привод насосов установки БУ-125 должен обеспечивать суммарную гидравлическую мощность не менее 1000 л. с.

**** Подача указана с учетом коэффициента наполнения 0,9.

Продолжение табл. IV.23

Группа параметров	Наименование параметров	Класс буровой установки						
		БУ-50	БУ-80	БУ-100	БУ-125	БУ-160	БУ-200	БУ 250
Буровые сооружения	Тип вышки	Мачтовая			Мачтовая или башенная		Башенная	
	Полезная площадь магазина и подсвечника, м²	2,5	5,0		8,0		10,0	12,0
	Высота вышки от пола буровой до верхней опорной плоскости подкронблочной рамы, м	40	42			42 или 53	53	54
	Высота расположения (отметка) пола буровой от уровня земли, м	3,0	4,0		4,5		5,5	
Вспомогательные агрегаты	Напряжение дизельгенераторных агрегатов, В	380/220						
	Максимальное давление компрессорных агрегатов не менее, кгс/см²	10						

талевого каната и др. Кроме того, номинальная грузоподъемность является базой при определении потребности в установках и выборе оптимального состава их размерного ряда.

Классификационные подразделения

Номинальная грузоподъемность определяет класс буровой установки, т. е. совокупность буровых установок, обеспечивающих возможность бурения скважин определенной глубины с применением бурильных труб данного типоразмера.

Буровые установки одного класса могут отличаться от другого видом двигателей главного привода (дизельный, электрический, газотурбинный), монтажно-транспортной схемой (возимые, самоходные, плавучие), принципиальной схемой механизма главного подъема (талевая система, гидроподъемники) и другими аналогичными признаками.

Эти признаки внутри данного класса характеризуют тип установки, который в сочетании с значением главного и других основных параметров характеризует типоразмер буровой установки. Установки одного типоразмера могут быть выполнены с различной компоновкой главного привода (групповой, раздельной, смешанной), с разным числом двигателей, с различным расположением главной лебедки (на полу буровой или ниже, на уровне двигателей), с различным вспомогательным тормозом (гидродинамическим, электромагнитным и др.), с различными передачами (цепными, клиноременными, зубчатыми и др.), с различными муфтами (осевыми, радиальными и др.), с различной степенью механизации спуско-подъемных и других трудоемких работ и другими особенностями.

Эти и другие особенности характеризуют конкретную модель буровой установки данного класса и определенного типоразмера.

Номинальная и максимальная грузоподъемность установок и другие основные параметры буровых установок должны соответствовать значениям, приведенным в табл. IV.23.

Выбор значений некоторых основных параметров буровой установки

Номинальная грузоподъемность

Номинальная грузоподъемность буровых установок должна отвечать требованиям промышленности и при этом соответствовать ряду предпочтительных чисел, предусмотренному государственным стандартом.

Для установок первого класса номинальная грузоподъемность по принятому базовому типоразмеру труб (диаметр 114 мм) с учетом компоновки бурильной колонны составляет:

при $H_{скв}=1500$ м . . . . . $Q_н=50$ тс,
при $H_{скв}=2000$ м . . . . . $Q_н=60$ тс.

Зарубежный опыт бурения глубоких скважин (5000—7700 м) и отечественный опыт бурения скважин глубиной до 6700 м, а также данные проектов скважин глубиной 6000, 7000 и 10000 м показывают, что номинальную грузоподъемность установок для глубокого бурения нет необходимости принимать больше 250 тс.

На основе плана бурения на 1971—1975 гг. и перспективы развития буровых работ до 1980 г. с учетом ряда предпочтительных чисел ГОСТ 8032-56 определен следующий ряд классов буровых установок: БУ-60, БУ-80; БУ-100; БУ-125; БУ-160; БУ-200; БУ-250. Однако в связи с наличием в серийном производстве установки БУ-50 она была принята в нормали *Н900-66* взаимен установки БУ-60.

Запас грузоподъемности буровой установки

Запасом грузоподъемности буровой установки называется соотношение максимальной Q_{max} и номинальной $Q_н$ грузоподъемности

$$k_г=\frac{Q_{max}}{Q_н}.$$

Величина $k_г$ определяет существенные эксплуатационные качества буровой установки и влияет на ее весовую характеристику, транспортабельность и стоимость.

Максимальная грузоподъемность установки определяется величиной усилий, необходимых для ликвидации прихватов бурильных труб и для спуска обсадных колонн с учетом их расхаживания.

В результате анализа и математической обработки данных по прихватам при бурении скважин различной глубины и конструкции в разных районах установлено, что дополнительное к весу прихваченной колонны усилие $P_{дп}$, достаточное для ликвидации подавляющего большинства прихватов, не зависит от глубины скважины и не превышает 60 тс. Следовательно, для ликвидации прихватов установка любого класса должна допускать максимальную нагрузку на крюке $Q_н + P_{дп}$.

Предельное усилие на крюке, допускаемое прочностью обсадной колонны для ее расхаживания, определяется по формуле

$$P_р=Q_0\left(\alpha+k_{1стр}a-\frac{k_{1стр}}{k_{2стр}}a\alpha\right),$$

где $P_р$ — усилие при расхаживании, допускаемое прочностью колонны; Q_0 — вес колонны в воздухе; α — коэффициент, учитывающий облегчение колонны, погруженной в жидкость; a — отношение страгивающих нагрузок в наиболее слабой ($P_{2стр}$) и устьевой части колонны ($P_{1стр}$); $k_{1стр}$, $k_{2стр}$ — запасы прочности по страгивающей нагрузке соответственно в устьевой и наиболее слабой части колонны.

Полученное для $P_р$ выражение применимо и для хвостовиков. В этом случае величины $k_{1стр}$ и $k_{2стр}$ характеризуют запас прочности (по пределу текучести) бурильной колонны, на которой спускается хвостовик.

Для сварных колонн коэффициенты $k_{1стр}$ и $k_{2стр}$ характеризуют запасы прочности на растяжение соответственно в верхней (устьевой) и средней наименее прочной (по телу трубы или сварному шву) секциях колонны.

Кроме того, из формулы для $P_р$ следует, что при регламентированных нормативах для расчета обсадных колонн и небольшом удельном весе жидкости ($\gamma = 1$) допускаемое усилие для расхаживания колонны составляет

$$P_р=1{,}15Q_0.$$

Поэтому максимальную грузоподъемность буровой установки, обеспечивающую безопасный спуск обсадных колонн, можно ограничить значением

$$Q_{max}=1{,}15Q_0,$$

где Q_0 — вес наиболее тяжелой обсадной колонны в воздухе.

В табл. IV.24 приведены данные по грузоподъемности буровых установок различных классов, обеспечивающей возможность ликвидации прихватов бурильной колонны и спуска обсадных колонн с учетом операции расхаживания.

При сопоставлении грузоподъемности, необходимой для ликвидации прихватов и для спуска обсадных колонн, выявляется переходная глубина, характеризуемая равенством

$$Q_н+P_{дп}\approx 1{,}15Q_0.$$

Таблица IV.24

Номинальная грузоподъемность установки $Q_н$, тс	Глубина бурения 114-мм трубами, м	Требуемая грузоподъемность на крюке, тс		Принято в нормальном ряду Н900-66	
		для ликвидации прихватов $Q_н+P_{дп}$	для спуска и расхаживания обсадной колонны 1,15 Q_0	максимальная грузоподъемность установки, тс	запас грузоподъемности $k_г=\frac{Q_{max}}{Q_н}$
50	до 1500	110	77	110	2,20
60	1500—2000	120	100	120	2,00
80	2000—2500	140	138	140	1,75
100	2500—3000	160	167	170	1,70
125	3500—4000	185	200	200	1,60
160	4500—5000	220	252	250	1,56
200	5000—6500	260	317	320	1,60
250	6500—8000	310	435	450	1,80

Для скважин меньшей глубины

$$Q_н+P_{дп}>1{,}15Q_0,$$

т. е. максимальная грузоподъемность установки определяется требованиями ликвидации прихватов.

Для более глубоких скважин

$$Q_н+P_{дп}<1{,}15Q_0,$$

т. е. максимальная грузоподъемность определяется требованиями спуска и расхаживания обсадных колонн.

При современном уровне технологии бурения и конструкции скважин переходная глубина составляет 2500—3000 м.

Запас грузоподъемности буровых установок в отдельных случаях можно частично использовать для увеличения глубины бурения. Такая потребность может возникнуть при дополнительном углублении по геологическим и другим причинам скважины, пробуренной до проектного забоя с полным использованием номинальной грузоподъемности установки или для бурения единичной скважины несколько бо́льшей глубины, чем позволяет номинальная грузоподъемность наличной буровой установки.

Глубина бурения, допускаемая номинальной грузоподъемностью установки, называется номинальной, а глубина, достигаемая за счет частичного использования запаса грузоподъемности, называется максимальной.

Номинальная и максимальная глубины бурения при использовании бурильных труб различных типоразмеров приведены в табл. IV.25.

Таблица IV.25

Размер бурильных труб $D_н$, мм	Характеристика глубины бурения	Номинальная грузоподъемность буровой установки $Q_н$, тс							
		50	60	80	100	125	160	200	250
		глубина бурения, м							
168	Номинальная	900	1200	1600	2100	2500	3200	4000	—
	Максимальная	1100	1400	1900	2400	3000	3700	4500	—
140	Номинальная	1100	1500	1900	2500	3000	4000	5000	—
	Максимальная	1300	1700	2200	2800	3400	4500	5500	—
127	Номинальная	1300	1700	2100	2700	3500	4500	6000	7000 *
	Максимальная	1500	2000	2400	3000	3900	5000	6500	7800 *
114	Номинальная	1500	2000	2500	3000	4000	5000	6500	7500 *
	Максимальная	1700	2300	2800	3300	4400	5500	7200	8500 *
102	Номинальная	1700	2200	2800	3400	4400	—	—	—
	Максимальная	1900	2500	3100	3800	4800	—	—	—
89	Номинальная	2100	2600	3500	4500	—	—	—	—
	Максимальная	2300	3000	4000	5000	—	—	—	—

* С частичным использованием труб из стали с $\sigma_т=85-90$ кгс/мм².

Мощность на крюке

Мощность $N_{кр}$, развиваемая буровой установкой на крюке, характеризует производительность установки по машинным операциям подъема бурильного инструмента.

В нормали Н900-59 регламентировалась только мощность $N_б$, развиваемая на барабане лебедки, которую следует рассматривать как один из основных параметров лебедки, а не установки в целом

$$N_б = \frac{(Q_{кр} + G_т) v_{кр}}{\eta_т} \text{ или } N_б \eta_т = N_{кр} + G_т v_{кр},$$

откуда

$$N_{кр} = N_б \eta_т - G_т v_{кр},$$

где $Q_{кр}$ — нагрузка на крюке; $G_т$ — вес подвижной части талевой системы; $v_{кр}$ — скорость подъема крюка; $\eta_т$ — к. п. д. талевой системы.

Из приведенного выражения видно, что при постоянной мощности на барабане мощность на крюке будет переменной, зависящей от скорости подъема крюка. Поэтому мощность на крюке следует принимать при скорости подъема нагрузки, соответствующей главному параметру буровой установки.

Оптимальное значение мощности на крюке определяется по результатам ее влияния на среднюю продолжительность цикла подъема колонны на одну свечу $T_ц$, выражаемую формулой

$$T_ц = \frac{l_{св} Q_н k_{ср}}{75 N_{кр} k_т} + \frac{l_{св}}{v_{кр}} + t_{м.\,р},\ с,$$

где $l_{св}$ — длина свечи в м; $Q_н$ — номинальная грузоподъемность в кгс; $k_{ср}$ — коэффициент осреднения нагрузки, характеризующий соотношение средней нагрузки на крюке $Q_{кр}$ и $Q_н$.

$$k_{ср} = \frac{Q_{кр}}{Q_н} = \frac{\sum Q_{кр i} n_i}{\sum n_i}$$

$N_{кр}$ — мощность на крюке в л. с.; $k_т$ — средний коэффициент заполнения тахограммы; $v_{кр}$ — средняя скорость спуска ненагруженного крюка в м/с; $t_{м.\,р}$ — продолжительность машинно-ручных операций в с.

Анализ данных о продолжительности цикла подъема при различных значениях $N_{кр}$ и $t_{м.\,р}$ применительно к каждому классу буровых установок показал, что оптимальная мощность на крюке соответствует подъему номинального груза $Q_н$ со скоростью $v_{кр} = 0{,}4 \div 0{,}5$ м/с. Следовательно, оптимальная мощность на крюке будет

$$N_{кр} = \frac{Q_н (0{,}4 \div 0{,}5)}{75},\ \text{л. с.}$$

или

$$\frac{Q_н (0{,}4 \div 0{,}5)}{102},\ \text{кВт},$$

если $Q_н$ принимать в кгс.

Оптимальная удельная мощность на крюке $N_{кр.\,уд}$, т. е. мощность, отнесенная к номинальной грузоподъемности, составляет $5{,}3 \div 6{,}7$ л.с./тс, или $4 \div 5$ кВт/тс.

Оптимальная оснастка и запас прочности талевого каната

Оснастка талевой системы, определяющая при прочих равных условиях натяжения каната, его диаметр и длину, влияет на размеры барабана, усилия в узлах лебедки, ее габариты и вес, на диаметр шкивов, габариты и вес узлов талевой системы и в конечном счете на долговечность каната, а также на нагрузку, воспринимаемую буровой вышкой за счет усилий в тяговой и неподвижной струнах каната.

Как показали исследования в Гипронефтемаше, большая долговечность талевого каната обеспечивается при условии

$$m_к = k_н \frac{D_ш}{d_к} \geqslant 150,$$

где $m_к$ — модуль условий работы каната; $D_ш$ — диаметр канатных шкивов (по дну желоба); $d_к$ — диаметр каната; $k_н$ — запас прочности каната при номинальной нагрузке, равный $\frac{R_к}{P_{т.\,н}}$; $R_к$ — прочность каната; $P_{т.\,н}$ — усилие в тяговой струне при подъеме номинальной нагрузки.

С учетом оптимального соотношения $\frac{D_ш}{d_к} = 40$ из условия $k_н \frac{D_ш}{d_к} \geqslant 150$ определяется минимально допустимый запас прочности каната при номинальной нагрузке на крюке

$$k_н \geqslant \frac{150}{40} = 3{,}75.$$

Запас прочности талевого каната при максимальной нагрузке должен удовлетворять условию

$$k_{max} = \frac{R_к}{P_{т.\,м}} \geqslant 2,$$

где $P_{т.\,м}$ — усилие в тяговой струне при максимальной нагрузке на крюке.

Исходя из прочностной характеристики талевых канатов с учетом условий их долговечности и безопасности эксплуатации была определена для установок всех классов оптимальная оснастка талевой системы и конструктивные параметры узлов подъемной части, указанные в нормали Н900-66.

Талевый канат следует выбирать по условиям работоспособности, исходя из номинальной грузоподъемности и проверять по запасу прочности при максимальной нагрузке.

Средняя скорость спуска ненагруженного крюка и вес подвижной части талевой системы

Для обеспечения оптимальной средней скорости спуска ненагруженного крюка в пределах 1—1,2 м/с вес $G_т$ подвижной части талевой системы должен составлять $(0{,}60 \div 0{,}08)\ Q_н$, т. е. 6—8% номинальной грузоподъемности буровой установки.

Характеристика вспомогательного тормоза

Главным параметром вспомогательного тормоза следует считать развиваемый им максимальный тормозной момент, который определяется, исходя из равенства

$$M_т \geqslant M_{кр}.$$

где $M_т$ — тормозной момент, развиваемый вспомогательным тормозом; $M_{кр}$ — крутящий момент на барабане лебедки при спуске бурильной колонны наибольшего веса $Q_н$, т. е. соответствующий номинальной грузоподъемности установки.

$$M_{кр} = P_{т.\,сп} R_н,$$

где $P_{п.\,ст}$ — усилие в тяговой струне при спуске бурильной колонны весом $Q_н$, определяемое из выражения

$$P_{т.\,сп} = 0{,}7 P_{т.\,пд.\,н} \eta_ш^{n+1},$$

где $P_{т.\,пд.\,н}$ — усилие в тяговой струне при подъеме номинальной нагрузки; $\eta_ш$ — к. п. д. шкива талевой системы; n — число струн каната, оснащающих талевый блок; $R_н$ — радиус навивки третьего слоя каната на барабан.

Для вспомогательных тормозов динамического типа (гидродинамических и электромагнитных индукционных) расчетный момент $M_т$ должен соответствовать скорости вращения барабана лебедки $n_б$ при спуске крюка со скоростью $v_{кр.\,сп}$ в пределах 0,8—1 м/с

$$n_б = \frac{n v_{кр.\,сп} 60}{2\pi R_н}.$$

При оптимальных размерах барабанов лебедок эта скорость вращения составляет приблизительно 200 об/мин.

Параметры ротора

1. Статическая нагрузка.

Главный параметр ротора — допускаемая статическая нагрузка на стол — определяется исходя из максимальной грузоподъемности буровой установки, так как обсадная колонна при спуске может быть подвешена на стол ротора.

2. Размер отверстия в столе ротора.

Диаметр отверстия в столе ротора определяется наибольшим размером труб, спускаемых в качестве направления, и долот, используемых при бурении под кондуктор в скважинах в диапазоне глубин, соответствующих классу буровой установки. При этом подразумевается, что долото для бурения под направление навинчивается под ротором или же под направление бурят без ротора укороченным турбобуром.

3. Мощность, передаваемая на ротор.

Мощность $N_р$ передаваемая на стол ротора, определяется из выражения

$$N_р = N_т + N_д,$$

где $N_р$ — мощность на столе ротора; $N_т$ — мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны; $N_д$ — мощность, расходуемая на вращение долота и разрушение горной породы.

В табл. IV.26 приведена мощность, необходимая для вращения 100 м бурильных труб, определенная по формуле В. С. Федорова

$$N_т = c D_н^2 L \gamma n^{1{,}7}.$$

Мощность, расходуемая на вращение долота и разрушение горной породы, определяется по формуле

$$N_д = (M_{д.\,уд} P_д + M_0)\, n,$$

где $M_{д.\,уд}$ — удельный момент на долоте (отнесенный к 1 тс нагрузки); $P_д$ — нагрузка на долото; M_0 — момент трения долота о стенки скважины; n — скорость вращения стола ротора.

Из формул для $N_т$ и $N_д$ видно, что мощность $N_р$ достигает максимального значения при проходке верхнего интервала скважины, где используются трубы и долота бо́льших размеров, бо́льшие нагрузки на долото и более высокие скорости вращения.

При бурении нижних интервалов скважин несмотря на большую длину бурильной колонны на роторе расходуется мощность, составляющая 25—35% от максимальной.

Таблица IV.26

Наружный диаметр бурильных труб, мм	Мощность в л. с., расходуемая на вращение 100 м труб ($\gamma = 1{,}2$ гс/см³, угле искривления скважины 3–5°) при скорости вращения n, об/мин									
	10	50	70	100	120	150	170	200	220	250
114	0,024	0,372	0,66	1,2	1,66	2,4	2,96	3,9	4,6	5,7
127	0,03	0,46	0,81	1,48	2,02	2,96	3,68	4,84	5,7	7,05
141	0,037	0,57	1,0	1,85	2,52	3,7	4,57	6,0	7,1	8,75
168	0,052	0,8	1,42	2,6	3,56	5,2	6,45	8,5	10,0	12,4

Мощность ротора, требуемая при бурении верхних интервалов скважин, растет с увеличением их конечной глубины в связи с увеличением начального диаметра бурения. Поэтому мощность, передаваемая на ротор, должна повышаться по мере увеличения номинальной грузоподъемности буровых установок.

Параметры буровых насосов

Правильный выбор основных параметров насосов является важным условием обеспечения высоких эксплуатационных качеств буровой установки.

Для общей эксплуатационной характеристики бурового насоса достаточно определить следующие параметры:

гидравлическую (полезную) мощность;

наибольшую производительность (наибольшую подачу за единицу времени);

наибольшее давление нагнетания.

Гидравлическая (полезная) мощность связывает подачу Q и давление p и является главным параметром насоса.

$$N_г = Qp,$$

отсюда

$$Q = \frac{N_г}{p}; \quad p = \frac{N_г}{Q}.$$

Если $N_г$ — в л. с.; Q — в л/с, а p — в кгс/см², то

$$N_г = \frac{Qp}{7{,}5}, \text{ л. с.}$$

При выборе параметров буровых насосов следует исходить из оптимальных условий промывки забоя и выноса выбуренной породы на поверхность, характеризуемых удельной подачей жидкости на единицу площади забоя, а также скоростью восходящего потока. Исследованиями в этой области установлено, что оптимальное значение интенсивности промывки составляет

$$U_п = \frac{Q}{F} = 5{,}3 \div 6{,}5 \text{ л/с} \cdot \text{дм}^2,$$

где Q — подача в л/с; F — площадь забоя в дм².

При этом подача промывочной жидкости должна обеспечивать оптимальную скорость восходящего потока при нормальных условиях бурения в пределах 0,7—1,3 м/с.

На основе расчетов оптимальной промывки при бурении скважин глубиной от 2000 до 8000 м различной конструкции, разными способами (роторным, турбинным, электробуром) с использованием гидромониторных и обычных долот выявлены основные параметры насосной части буровых установок и отдельных насосов, принятые в размерном ряде.

Необходимая гидравлическая мощность и наибольшая подача насосной части буровой установки определяются требованиями бурения верхних интервалов глубины скважины. При турбинном способе гидравлическая мощность в ряде случаев достигает максимума также и при бурении средних интервалов. Наибольшее давление нагнетания во всех случаях определяется требованиями бурения нижних интервалов скважин, когда расходуемая гидравлическая мощность составляет 20—50% от максимальной. С учетом такого характера загрузки насосов и в целях облегчения их эксплуатации в установках всех классов, исключая наиболее мощные, принято два одинаковых основных насоса.

Зависимости гидравлической мощности насосов от номинальной грузоподъемности $N_г = f(Q_н)$ и от номинальной глубины бурения $N_г = f(H_н)$ имеют линейный характер и характеризуются удельными показателями (отнесенными к номинальной грузоподъемности и к номинальной глубине бурения), которые составляют

$$N_{г.\,уд} = \frac{N_г}{Q_н} = 8 \text{ л. с./тс};$$

$$N_{г.\,уд} = \frac{N_г}{H_н} = 0{,}25 \text{ л. с./м, или } 250 \text{ л. с.}$$

на 1000 м номинальной глубины бурения трубами диаметром 114 мм.

Значения основных параметров буровых установок всех классов указаны в действующей отраслевой нормали Н900-66.

Унификация узлов буровых установок

Нормаль Н900-66 предусматривает широкую унификацию основных параметров многих узлов буровых установок смежных классов, что видно из табл. IV.27.

Таблица IV.27

Наименование узлов	Число типоразмеров для семи классов установок
Главная лебедка	5
Вспомогательный тормоз	5
Ротор	3
Вертлюг	3
Насос	4
Вышки башенные	4
Вышки мачтовые	3
Основания вышек:	
башенных	3
мачтовых	3
Дизельные агрегаты	3
Дизельгенераторы	2
Компрессорные агрегаты	2

Унифицированные параметры служат базой для унификации конструкций в процессе их разработки и создают предпосылки для увеличения серийности производства, повышения качества и снижения стоимости изготовления и эксплуатации

Основные конструктивные требования

1. Главный привод буровой установки любого класса может быть:

автономным — независимым от энергосистемы или газовых коммуникаций (дизельный, газотурбинный).

неавтономным — зависимым от промышленной электрической сети (электрический) или от коммуникаций природного и попутного газа (газодизельный и газотурбинный).

Примечание. Главным приводом называется привод основных исполнительных механизмов буровой установки — лебедки, ротора и буровых насосов.

2. Буровые установки, имеющие в своем составе дизельные или газотурбинные агрегаты, должны быть оборудованы всасывающими и выхлопными трубопроводами с соединительными элементами, обеспечивающими их легкую и быструю сборку и разборку, а также исключающими возможность воспламенения газов при газопроявлениях.

3. В дизельном, газодизельном и газотурбинном приводе буровых установок всех классов рекомендуется применение двигателей или передач, обеспечивающих постоянство мощности в пределах каждой передачи (во время подъема инструмента), а также плавное регулирование при проведении вспомогательных и аварийных работ.

4. В установках всех классов рекомендуется кроме указанной в табл. IV.24 наименьшей скорости вращения стола ротора предусматривать пониженную скорость вращения стола в пределах 10—15 об/мин для вращения бурильной колонны при бурении забойными двигателями.

5. Каждая буровая установка должна быть оборудована вспомогательным тормозом — гидродинамическим, электромагнитным или другим.

Предпочтительны тормоза, у которых тормозная способность не зависит от скорости вращения подъемного вала лебедки, чем и обеспечивается легкость и удобство регулирования тормозного момента.

Соединение гидродинамического тормоза с подъемным валом должно обеспечивать возможность оперативного отключения тормоза при подъеме ненагруженного крюка.

6. Вспомогательные тормоза буровых установок должны обеспечивать тормозные моменты, приведенные в табл. IV.28 (при скорости спуска инструмента не более 1 м/с).

7. Главные лебедки установок класса БУ-125 и выше, оснащенные вспомогательным тормозом динамического типа, должны иметь дополнительное охлаждение тормозных шкивов.

8. Буровые установки всех классов должны быть оснащены стабилизатором (успокоителем колебаний) талевого каната.

9. Буровые установки всех классов должны быть оснащены механизмом барабанного типа для крепления неподвижной струны талевого каната, обеспечивающим легкий и быстрый перепуск каната. Кроме того, в конструкции основания установки

Таблица IV.28

Класс буровой установки	Тормозной момент, кгс·м
БУ-50	1500
БУ-80 БУ-100	2500
БУ-125 БУ-160	4500
БУ-200	7000
БУ-250	9000

Примечание. Электромагнитные тормоза должны обеспечивать указанные тормозные моменты при любой скорости спуска инструмента.

или в виде отдельного узла должно быть предусмотрено устройство для удобного размещения и укрытия барабана с запасом талевого каната на неподвижном конце.

10. Барабаны главных лебедок установок класса БУ-125 и выше должны иметь съемные накладки с желобами для навивки талевого каната.

11. Конструкция крепления тягового конца талевого каната на барабане лебедки должна обеспечивать возможность легкого и быстрого открепления каната для перепуска, не вызывая его повреждения.

12. В конструкции буровых установок класса БУ-80 и выше должна быть предусмотрена вспомогательная лебедка для производства работ по подъему, спуску, подтаскиванию грузов, свинчиванию и развинчиванию бурильных и обсадных труб.

13. В роторах установок всех классов должны быть предусмотрены роликовые зажимы ведущей трубы, а также возможность установки механических (клиновых или других) захватов бурильных и обсадных труб.

14. Конструкция напорной трубы вертлюга и ее сальникового уплотнения должна обеспечивать возможность их замены без разборки верхней части вертлюга.

15. В буровых установках класса БУ-80 и выше могут быть предусмотрены вспомогательные буровые насосы для обслуживания системы приготовления и обработки промывочной жидкости, а также для производства вспомогательных работ. Рекомендуемые параметры вспомогательных насосов приведены в табл. IV.29.

Таблица IV.29

Класс буровой установки	Параметры вспомогательных буровых насосов		
	гидравлическая мощность, л. с.	наибольшее давление, кгс/см²	наибольшая подача, л/с
БУ-80 БУ-100	250	200	30
БУ-125 БУ-160 БУ-200 БУ-250	400	200	40

16. Вспомогательный буровой насос должен быть включен в общую нагнетательную линию.

17. Основные и вспомогательные буровые насосы должны иметь компенсаторы с предварительным сжатием рабочего агента, снижающие неравномерность давления в нагнетательной линии до 5%.

В установках с электрическим приводом вспомогательный насос может быть регулируемым.

18. В установках классов БУ-200 и БУ-250 (с электрическим приводом) привод одного из буровых насосов должен быть регулируемым.

19. Нагнетательная линия, стояк и установленная на них запорно-распределительная арматура должны иметь параметры, приведенные в табл. IV.30.

20. Пусковые задвижки нагнетательной линии буровых насосов должны иметь дистанционное управление.

21. Основные и вспомогательные буровые насосы могут присоединяться к нагнетательной линии посредством резиновых напорных рукавов, рассчитанных на соответствующее давление.

22. Система очистки промывочной жидкости в установках всех классов должна быть механизирована с применением вибрационных сит (нормаль Н1022-65) или сита-конвейера (нормаль Н1023-65) и гидроциклонных пескоотделителей (нормаль

Таблица IV.30

Класс буровой установки	Параметры нагнетательной линии и арматуры	
	внутренний диаметр, мм	наибольшее рабочее давление, кгс/см²
БУ-50	80	200
БУ-80 БУ-100	100	
БУ-125 БУ-160 БУ-200	125	250
БУ-250		320

(Н1027-65), обеспечивающих удаление частиц размером более 0,09—0,1 мм.

23. В системе очистки промывочной жидкости буровых установок всех классов должна быть предусмотрена возможность регенерации утяжелителей.

24. В буровых установках в случае необходимости должна быть предусмотрена возможность оснащения их устройствами для дегазации промывочного раствора. Производительность дегазационных устройств должна соответствовать производительности насосной группы.

25. Количество и общий объем приемных и запасных емкостей (нормаль Н1026-65) должны быть не менее приведенных в табл. IV.31.

26. В случае необходимости буровая установка должна быть оснащена емкостями для химических реагентов и для долива скважин.

27. Смесители для приготовления глинистых растворов из комовых или порошкообразных материалов должны иметь производительность не менее 20 м³/ч. Загрузка исходных материалов в смеситель должна быть механизированной.

28. В буровых установках любого класса обвязка насосов и системы приготовления, обработки и очистки промывочной жидкости должна состоять из стандартных элементов (труб, соединительных частей, задвижек, шиберов и пр.), обеспечивающих легкую и быструю сборку и разборку.

29. Все уплотнения элементов обвязки буровых насосов и системы приготовления,

Таблица IV.31

Класс буровой установки	Емкости			
	количество	общий объем, м³	количество	общий объем, м³
БУ-50	1	25	—	—
БУ-80	2	50	2	40
БУ-100	2	50	2	40
БУ-125	2	50	4	80
БУ-160	2	50	4	80
БУ-200	3	75	6	120
БУ-250	3	75	8	160

обработки и очистки промывочной жидкости, а также сальниковые уплотнения вертлюгов и насосов должны обеспечивать надежную работу при температуре перекачиваемой жидкости до 80° С.

30. Высота основания буровых установок должна обеспечивать возможность работы насосов под залив и установки противовыбросового оборудования по схемам, предусмотренным типажом. Кроме того, отметка (от уровня земли) выхода промывочного раствора из скважины должна обеспечивать перемещение его самотеком до верхней кромки приемной емкости.

31. Оборудование для приготовления и обработки промывочной жидкости должно состоять из транспортабельных, легко монтируемых секций.

32. В буровых установках должны быть предусмотрены следующие средства механизации трудоемких работ.

В установках класса БУ-50:

— пневматический клиновой захват (нормаль Н1030-65) или другой механический захват для бурильных труб;

— механический ключ для свинчивания и развинчивания бурильных труб;

— комплекс механизмов и приспособлений, облегчающих расстановку свечей.

В установках классов БУ-80 и БУ-100:

— пневматический клиновой захват (нормаль Н1030-65) или другой механический захват для бурильных труб;

— ключ автоматический стационарный для бурильных труб (нормаль Н1029-65) или другой механический ключ для свинчивания, докрепления, раскрепления и развинчивания бурильных труб;

— комплекс механизмов и приспособлений, облегчающих расстановку свечей;

— кран грузоподъемностью не менее 3 тс для погрузочно-разгрузочных работ на мостках.

В установках класса БУ-125 и выше:

— пневматический клиновой захват (нормаль Н1030-65) или другой механический захват для бурильных и обсадных труб;

— ключ автоматический стационарный для бурильных труб (нормаль Н1029-65) или другой механический ключ для свинчивания, докрепления, раскрепления и развинчивания бурильных труб;

— комплекс механизмов с дистанционным управлением для подъема, переноса и установки свечей;

— кран грузоподъемностью не менее 3 тс для погрузочно-разгрузочных работ на мостках;

— кран для смены двигателей и других ремонтных работ.

33. Буровые установки класса БУ-50 и БУ-60 должны быть оснащены механизмом подачи долота.

Установки класса БУ-80 и выше должны быть оснащены механизмом подачи долота или автоматическим регулятором подачи долота, поддерживающим заданную нагрузку на крюке с точностью не менее 2 тс и обеспечивающим скорость подачи и подъема долота в пределах от 0 до 50 м/ч.

34. Буровые установки любого класса должны иметь сборно-разборное укрытие для оборудования и обслуживающего персонала.

Установки, предназначенные для работы в районах с низкой температурой, должны иметь отопительную систему и воздухоосушительные устройства.

35. Конструкция буровых установок любого класса должна предусматривать возможность монтажа по следующим схемам:

а) мелкоблочной (агрегатным), когда буровая установка, включая металлоконструкции, собирается из отдельных агрегатов, секций и элементов, которые по габаритным размерам и весу допускают перевозку по дорогам универсальными или приспособленными транспортными средствами, а также перевозку специально приспособленными средствами воздушного транспорта;

б) крупноблочной, когда буровая установка собирается из отдельных блоков, каждый из которых объединяет на общем основании несколько агрегатов и узлов и перевозится специальными транспортными средствами по местности. Основным признаком такого подразделения служит дорожно-транспортный фактор.

36. Все коммуникации (воздушные, водяные, топливные, масляные, электрические и др.) должны быть смонтированы на узлах и агрегатах с учетом схемы разделения установки на блоки, а их соединения должны быть выполнены посредством быстрособираемых элементов (муфт, накидных гаек с уплотнителями штепселей и т. п.).

37. Система управления буровой установкой и ее узлами может быть механической, пневматической, электрической, гидравлической или комбинированной. Во всех случаях, управление должно быть легким, удобным и надежным.

В систему управления должны входить контрольно-измерительные приборы, обеспечивающие возможность контроля всех основных параметров процессов бурения.

38. Буровая установка в целом и все ее узлы и элементы должны отвечать требованиям охраны труда и техники безопасности.

Выбор буровых установок для конкретных условий бурения

I. Буровые установки создаваемые по нормали Н900-66 имеют следующие особенности.

1. Новые установки комплексны, т. е. имеют все основные и вспомогательные узлы и агрегаты необходимые для буровых работ.

2. Все основные эксплуатационные и конструктивные параметры оптимальны для бурения скважин, соответствующих по глубине и конструкции классу установки.

3. Параметры новых установок (мощность подъемной и насосной частей, характеристика насосов, динамическая характеристика привода, запас грузоподъемности и др.) повышают их показатели по достигаемой глубине бурения по сравнению с существующими установками того же класса (табл. IV.32).

4. По своим эксплуатационно-техническим параметрам новые буровые установки (по нормали Н900-66) классов БУ-100 и БУ-160 могут с высокой эффективностью заменить существующие установки соответственно Уралмаш 5Д, 6Э и Уралмаш 3Д, 4Э.

Аналогично новая буровая установка класса БУ-60 могла бы также эффективно заменить существующую установку БУ-75 для бурения скважин глубиной до 2200 м, объем бурения которыми как по числу скважин, так и по суммарной проходке достаточно велик. Поэтому в размерном ряде и в производстве вместо установки БУ-50 целесообразно принять установку БУ-60.

5. По монтажно-транспортным качествам они универсальны и допускают применение как мелкоблочного (агрегатного), так и крупноблочного методов монтажа и транспортировки, в зависимости от конкретных условий бурения.

Таблица IV.32

Сравниваемые установки		Глубина бурения установками, м		
			новыми	
существующие	новые	существующими	номинальная	максимальная *
БУ-75Бр Уралмаш 5Д и 6Э	БУ-80	2200	2500	2800
	БУ-125	3000	4000	4400
Уралмаш 3Д и 4Э	БУ-200	5000	6500	7200

* С частичным использованием запаса грузоподъемности.

II. Класс буровой установки для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирается по номинальной грузоподъемности, которую не должен превышать наибольший вес (в воздухе) применяемой бурильной колонны.

При этом следует проверить также и соответствие наибольшего веса спускаемой обсадной колонны величине максимальной грузоподъемности установки с учетом 15% запаса на расхаживание.

В связи с тем что новые установки всех классов обладают оптимальными параметрами, использование установок более высокого класса (большей грузоподъемности и мощности), чем это требуется по глубине и конструкции скважины, не рационально, так как, не давая существенного повышения скорости бурения, это приводит к увеличению стоимости работ в связи с увеличением стоимости оборудования, сроков и стоимости монтажа транспортировки, ремонта и других расходов по эксплуатации оборудования.

III. При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геологические, климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия бурения.

В соответствии с этим:

выбирается вид привода (дизельный электрический, газотурбинный);

устанавливается необходимость комплектования установки котельно-отопительным агрегатом, воздухо-осушительным агрегатом, дополнительным насосом и т. д.;

выбирается тип и высота вышки в установках тех классов, для которых нормаль Н900-66 предусматривает различные варианты;

выбирается схема монтажа и транспортировки с учетом фактора землепользования и охраны природы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алексеев Ю. Ф., Надежкин А. Д.** Пути увеличения процента выноса керна. Гостоптехиздат, 1963.
2. **Андрианов И. Н. и др.** Бурение глубоких геолого-поисковых скважин на суше и на море. Л., «Недра», 1965.
3. **Атякин А. К. и др.** Забойные приборы для отбора керна с сохранением нефти и газа. М., ВНИИОЭНГ, 1965.
4. **Баршай Г. С., Буяновский Н. И.** Теория и практика турбинного бурения. Гостоптехиздат, 1961.
5. **Баршай Г. С.** О выборе рациональных параметров характеристики секционных турбобуров. Труды ВНИИБТ, вып. XI. Гостоптехиздат, 1963.
6. **Воздвиженский Б. И., Большаков В. В.** О классификации пород и полезных ископаемых по трудности извлечения из них кернов. — «Геология и разведка», № 7, 1962.
7. **Бурмашев В. Н., Кипалов А. Ф.** Результаты применения автомата АВТ-1 при проводке скважин электробуром. — «Нефтяная и газовая промышленность Средней Азии», 1966, № 5.
8. **Вольгемут Э. А. и др.** Устройство подачи долота для бурения нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1969.
9. **Временные** инструктивные указания по алмазному бурению нефтяных и газовых скважин в Башкирии. Уфа, 1962.
10. **Грачев Ю. В., Варламов В. П.** Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. М., «Недра», 1968.
11. **Горелик Ф. Х. и др.** Опыт автоматизации подачи бурильной колонны. — «Нефтяное хозяйство», 1967, № 7.
12. **Гришина Б. Н. и др.** Экспериментальное исследование кернообразования колонковыми турбодолотами. Сб. «Вопросы бурения нефтяных и газовых скважин». Тр. АзНИИбурнефть, вып. VII, М., «Недра», 1965.
13. **Дюков Л. М. и др.** К вопросу оценки буримости пород по данным геофизических исследований. Труды ВНИИБТ, вып. XIV, М., «Недра», 1965.
14. **Инструкция** по сборке и эксплуатации турбодолота. КТД-4. ВНИИБТ. 1965.
15. **Инструкция** по алмазному бурению глубоких нефтяных и газовых скважин. ВНИИБТ, 1965.
16. **Инструкция** по сборке и эксплуатации колонкового долота КАЭ2. ВНИИБТ, 1965.
17. **Караев А. К., Сароян А. Е., Ширинзаде С. А.** Обсадные колонны для глубоких скважин. М., «Недра», 1971.
18. **Исакович Р. Я.** Технологические измерения и приборы. М., «Недра», 1970.
19. **Кагарманов Н. Ф. и др.** Двойные колонковые наборы «Уфимец» типа ДКНУ для отбора керна в продуктивных горизонтах. Тр. УфНИИ, вып. XVI. М., «Недра», 1965.
20. **Каминг Д. Д.** Руководство по алмазному бурению. Госгеолтехиздат, 1960.
21. **Кубадов М. М., Куцын Н. В.** Бурение колонковыми долотами в Азербайджане. Азернефтеиздат, 1960.
22. **Кувыкин С. Т. и др.** Бурение скважин малого диаметра. М., «Недра», 1967.
23. **Кулизаде К. Н.** Электрооборудование для бурения нефтяных скважин. Азнефтеиздат, 1957.
24. **Методика** проводки опорно-технологических скважин (второе издание). ВНИИБТ, Москва, 1971.

25. **Мительман Б. И.** Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Гостоптехиздат, 1963.
26. **Мирзаджанзаде А. Х., Караев А. К., Мовсумов А. А.** Гидравлические особенности проводки скважин в сложных условиях. М., ВНИИОЭНГ, 1971.
27. **Орлов А. В.** Определение оптимальных параметров режима бурения с помощью экспресс-метода при проводке скважины роторным способом. — «Бурение», 1971, № 3, с. 10—15.
28. **Орлов А. В.** Установление оптимального сочетания осевой нагрузки на долото и скорости его вращения при глубоком бурении. Труды ВНИИБТ, вып. XIII, М., «Недра», 1964.
29. **Панов Б. Д., Бакулин В. Г.** О влиянии некоторых факторов на величину отбора и состояние керна. — «Нефтяное хозяйство», 1962, № 1.
30. **Погарский А. А.** Механизмы забойной автоматики и телеизмерений. М., «Недра», 1965.
31. **Погарский А. А., Чефранов К. А.** Оптимизация процесса бурения. — «Нефтяное хозяйство», 1969, № 9.
32. **Портер Л. Г., Басович В. С.** Приборы наземного контроля процесса бурения. ВИЭМС, 1971.
33. **Райгородский Р. П.** Комплексная механизация спуско-подъемных операций. — «Механизация и автоматизация производства», 1960, № 5.
34. **Руденко А. И.** Влияние параметров режима колонкового бурения на выход керна. Труды ВИТР, сб. № 5. Госгеолтехиздат, 1962.
35. **Саламатов М. А. и др.** Технология колонкового разведочного бурения. Изд. Свердловского горного института им. В. В. Вахрушина, 1964.
36. **Системы** телеметрического контроля глубинных параметров в бурении нефтяных и газовых скважин с электропроводными каналами связи. Серия «Машины и оборудование нефтегазовой промышленности». ВНИИОЭНГ, 1971.
37. **Фингерит М. А.** Рациональная эксплуатация шарошечных долот. М., «Недра», 1965.
38. **Чефранов К. А.** Автоматизация процесса бурения. Гостоптехиздат, 1962.
39. **Бержец Г. Н.** Основы классификации и расчета параметров буровых установок. М., «Недра», 1968.
40. **Mc. Lean R. H.** «Crossflowand impact inder jct bitg». Soc. Petroleum Technology, 1964, XI, v. 16., N 11, P. 1299—1306.
41. **Murphy D.** «Lowest cost per foot is the aim of OWN calculations», «Oil a. Gas J»., 1969, N 9. v 67, P. 110—114.

Глава V

ДОЛОТА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Многообразие физико-механических свойств горных пород, различные глубины их залегания, а также использование различных способов бурения (высокооборотного и низкооборотного турбинного и электробурами, роторного) вызывают необходимость применения разных конструкций и типов долот.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ

Породоразрушающие инструменты классифицируются по двум основным признакам: по назначению и по характеру воздействия на породу.

По назначению долота делятся на три класса:

долота для сплошного бурения;

бурильные головки для колонкового бурения;

долота для специальных целей (пикообразные, зарезные, расширители, фрезеры и др.).

По характеру воздействия на породу долота и бурильные головки делятся на четыре класса:

долота дробящего действия;

долота дробяще-скалывающего действия;

долота истирающе-режущего действия;

долота режуще-скалывающего действия.

Буровые долота и бурильные головки дробящего действия

К этому классу долот и бурильных головок относятся двух-, трех- и четырехшарошечные долота и бурильные головки с одно-, двух- и трехконусными шарошками без смещения осей цапф лап относительно оси долота. Породы разрушаются в результате динамического воздействия (ударов) зубьев шарошек по забою скважины. У этих долот при бурении теоретически отсутствуют условия, вызывающие скалывающие действия за счет скольжения зубьев.

Буровые долота и бурильные головки дробяще-скалывающего действия

К этому классу долот и бурильных головок относятся одно-, двух-, трех- и многошарошечные долота и бурильные головки с двух-, трехконусными и сферическими шарошками со смещенными осями цапф лап относительно оси долота. При вращении долота со смещенными осями цапф лап, наряду с дробящим действием, зубья шарошек, проскальзывая по забою скважины, скалывают (срезают) породу, за счет чего повышается эффективность разрушения пород. Такой механизм разрушения имеет большое значение при бурении пластичных пород.

Буровые долота и бурильные головки истирающе-режущего действия

К этому классу долот и бурильных головок относятся алмазные и фрезерные (типа ДИР и др.) долота для сплошного бурения и бурильные головки для колонкового бурения.

Буровые долота и бурильные головки режуще-скалывающего действия

К этому классу долот и бурильных головок относятся двух-, трех- и многолопастные долота и бурильные головки.

Типы шарошечных долот и их применение

В СССР шарошечными долотами бурится более 90% общей проходки.

В зависимости от физико-механических свойств породы необходимо выбирать такие типы долот, которые обеспечивают наибольшую эффективность разрушения породы при минимальных энергозатратах.

Буримость одноименных пород на разных глубинах различна. С увеличением глубины залегания пластичность пород возрастает, следовательно, эффективность долот скалывающе-срезающего и истирающе-режущего действия повышается.

В результате исследования механизма разрушения горных пород с различными физико-механическими свойствами при воздействии на них породоразрушающего инструмента, накопленного опыта проходки скважин в различных геологических условиях, а также исследований кинематики и динамики работы долот создан набор из 13 типов шарошечных долот для эффективного бурения определенных групп пород, вскрываемых нефтегазовыми скважинами.

Долота дробяще-скалывающего действия

Долота типа М (рис. V.1) предназначены для бурения самых мягких (вязких, пластичных) несцементированных малоабразивных пород (сильно пористых), а также

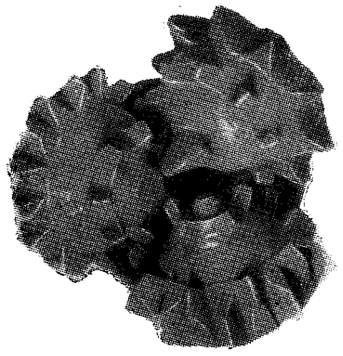


Рис. V.1. Долото типа М для бурения самых мягких пород

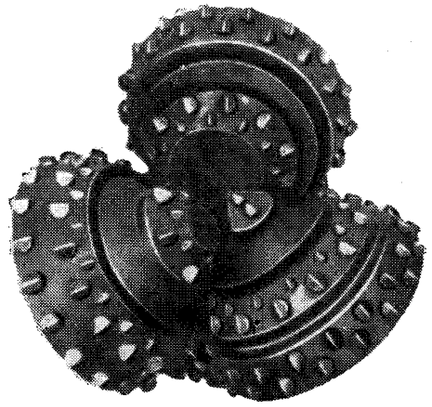


Рис. V.2. Долото типа М3 для бурения мягких абразивных пород

более плотных и менее пластичных сланцевых глин, пористых мергелей песчаников, органогенных и органогенно-обломочных сильно пористых известняков, рыхлых песков, чередующихся слабо сцементированных песчаников и глин.

Эти долота имеют двух- или трехконусные самоочищающиеся шарошки со смещенными в сторону вращения долота осями цапф лап относительно оси долота. Шарошки имеют самые крупные зубья (большие высота, длина и шаг, малые углы заострения зубьев).

Большой угол наклона оси шарошки к оси долота (55—57°30′) позволяет вписать в скважину шарошки больших диаметров. Форма забоя выпукло-вогнутая.

Долота типа М3 (рис. V.2) предназначены для разбуривания вязких пластичных абразивных пород, бурение которых долотами типа М вызывает интенсивный износ вооружения. В шарошках этого типа долот вместо литых зубьев запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей частью. У этих долот опоры шарошек шариковые (Ш—Ш—Ш). Шарошки самоочищающиеся со смещенными осями цапф секций.

Долота типа МС (рис. V.3) используются для бурения мягких, перемежающихся мягких с более твердыми прослойками малоабразивных пород: сланцеватых глин плотных и слабопористых, глинистых мергелей, пористых глинистых сланцев и аргиллитов плотных и слабопористых, твердых сланцев с раковистым изломом и метаморфизованных, гипса, каменной соли, меловых отложений, несцементированных ангидритов, известняков средней твердости органогенных и органогенно-

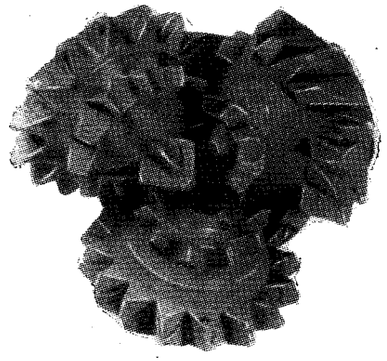


Рис. V.3. Долото типа МС для бурения мягких малоабразивных пород, перемежающихся с породами средней твердости

обломочных и мелкозернистых, сильнопористых мелкозернистых доломитов, брекчированных и среднесцементированных пород. Шарошки двух- и трехконусные самоочищающиеся, со смещенными осями относительно оси долота в сторону вращения. Величина смещения осей шарошек у долот типа МС меньше, чем у долот типа М. Остальные параметры конструкции долот типа МС такие же, как у долот типа М.

Долота типа МСЗ (рис. V.4) применяются для проходки мягких с прослойками средней твердости абразивных пород. Эти долота по конструктивным параметрам аналогичны долотам типа МС, но в шарошки вместо литых зубьев запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей поверхностью.

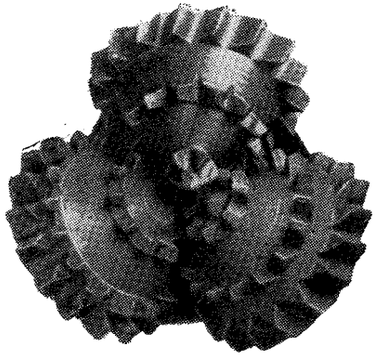


Рис. V.4. Долото типа МСЗ для бурения мягких с прослойками средней твердости абразивных пород

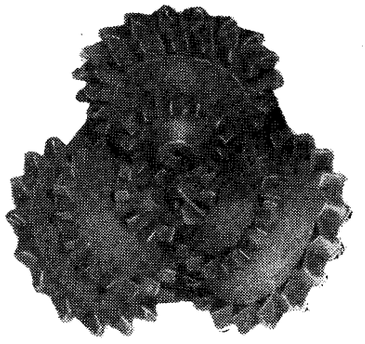


Рис. V.5. Долото типа С для бурения малоабразивных пород средней твердости

Долота типа С (рис. V.5) используются для разбуривания средних по твердости малоабразивных пород (пластичных, хрупких): глинистых песчанистых сланцев и аргиллитов сильно пористых, алевролитов кварцевых с глинистым базальным цементом плотных и слабопористых, алевролитов с глинистым поровым цементом пористых, известняков органогенных и органогенно-обломочных пелитоморфных,

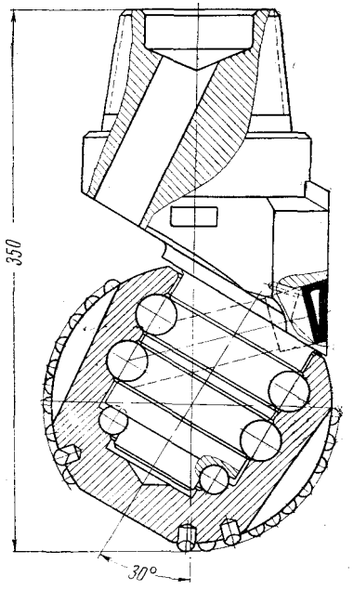


Рис. V.6. Одношарошечное долото для бурения пород средней твердости.

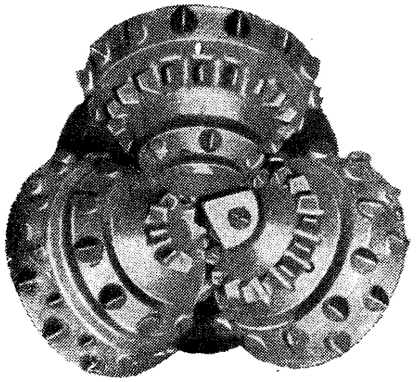


Рис. V.7. Долото типа С3 для бурения абразивных пород средней твердости

мелкозернистых, сильнопористых, доломитов пелитоморфных и мелкозернистых, гипсов плотных и слабопористых, других трещиноватых и перемежающихся малоабразивных пород средней твердости.

Шарошки у долот типа С двух- или трехконусные самоочищающиеся с величиной смещения осей цапф секций в сторону вращения долота такой же, как у долот типа МС. Зубья шарошек несколько короче, с меньшим шагом и большими углами заострения, чем у долот типов М и МС.

Для бурения указанных пород применяются также одношарошечные долота со сферической шарошкой, оснащенной твердосплавными зубками типа С-1 (рис. V.6).

Долота типа С3 (рис. V.7) предназначаются для разбуривания абразивных пород средней твердости. Они отличаются от долот типа С вооружением шарошек. Вместо фрезерованных зубьев в шарошки запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей частью.

Долота дробящего действия

Долота типа СТ (рис. V.8) применяются для бурения средней твердости и абразивности плотных с пропластками твердых пород (хрупких и пластичных): алевролитов кварцевых с глинистым поровым цементом плотных и слабопористых, алевролитов кварцевых с карбонатным базальным цементом плотных и слабопористых, алевролитов кварцевых с контактным цементом плотных слабопористых, песчаников кварцевых с контактным цементом пористых, известняков пористых органогенных и органогенно-обломочных пелитоморфных и мелкозернистых, доломитов сильно пористых пелитоморфных и мелкозернистых, ангидритов плотных и слабопористых, доломитов средней твердости, сланцев кристаллических, ангидритов и доломитов, перемежающихся с вязкими сланцами и тонкими пропластками окремнелых пород.

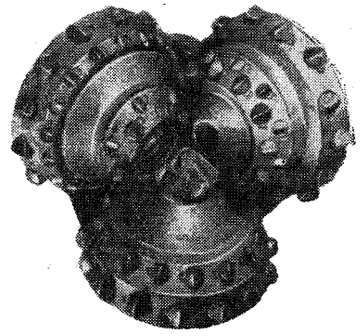


Рис. V.8 Долото типа СТ для бурения пород средней твердости и абразивности с пропластками твердых пород

У этих долот двух- или трехконусные самоочищающиеся шарошки, оси которых пересекаются в одной точке на оси долота. Зубья шарошек мельче, углы заострения больше, чем у долот типа С.

Долота типа Т (рис. V.9) используются для разбуривания твердых малоабразивных пород (хрупких и хрупко-пластичных): глинистых сланцев опаловых плотных и слабопористых, твердых сланцев, алевролитов кварцевых с контактным цементом плотных и слабопористых, песчаников кварцевых с контактным цементом плотных и слабопористых, известняков органогенных и органогенно-обломочных пелитоморфных, мелкозернистых плотных и

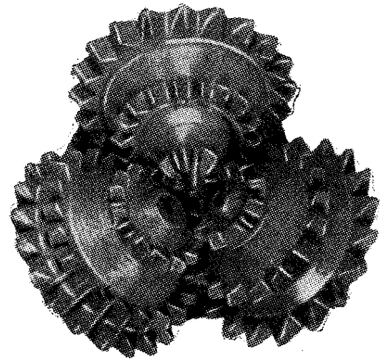


Рис. V.9. Долото типа Т для бурения твердых малоабразивных пород

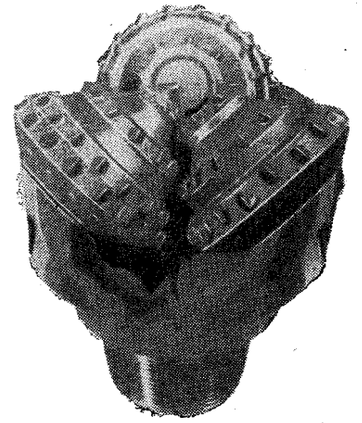


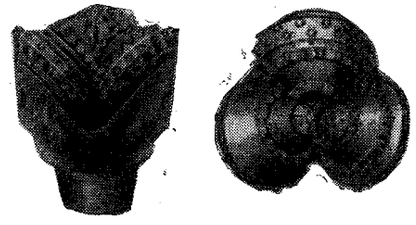
Рис. V.10. Долото типа Т3 для бурения твердых абразивных пород (вид сбоку)

слабопористых, доломитов, чередующихся с глинистыми и гипсовыми прослойками, ангидритов и конгломератов твердых и других пород, перемежающихся с прослойками более твердых и окремнелых и более абразивных пород (песчаников).

У этого типа долот, как правило, двух- или трехконусные самоочищающиеся шарошки, оси которых пересекаются в одной точке на оси долота. Шарошки снабжены мелкими зубьями с большими углами заострения.

Долота типа Т3 (рис. V.10) предназначены для бурения твердых абразивных пород. Отличаются они от долот типа Т тем, что шарошки оснащены твердосплавными зубками с клиновидной рабочей частью вместо фрезерованных зубьев.

Долота типа ТК (рис. V.11) применяются для проходки твердых (хрупких) скальных малоабразивных с пропластками крепких абразивных пород: песчаников кварцевых плотных слабопористых, с карбонатным или сульфатным базальным цементом, с регенерационным цементом, чередующихся с пропластками окремнелых пород или с включениями местами окремнелых и сильно абразивных пород, доломитов плотных слабопористых, пелитоморфных, мелкозернистых и среднезернистых, кремнистых сланцев.



а *б*

Рис. V.11. Долота типа ТК и ОТК для бурения пород твердых малоабразивных с пропластками крепких пород. *а* — вид сбоку; *б* — вид снизу

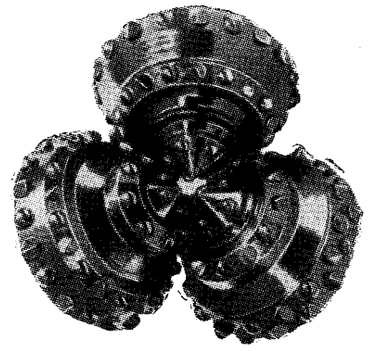


Рис. V.12. Долота типа ТК3 для бурения твердых с пропластками крепких абразивных пород

Долота этого типа отличаются от долот типов Т и Т3 в основном наличием на периферийном венце шарошек вставных твердосплавных зубков с полусферической рабочей частью вместо обычных фрезерованных зубьев или чередованием обычных зубьев с твердосплавными зубками по венцам и в самом венце. Долота типа ТК изготовляются для бурения скважин с промывкой забоя жидкостью и продувкой воздухом.

Долота типа ТК3 (рис. V.12) используются для бурения твердых скальных с пропластками крепких абразивных пород (хрупких). Они отличаются от долот типа Т, ТК вооружением шарошек, в которые вместо фрезерованных зубьев запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей частью, или комбинации последних с твердосплавными зубками на периферии.

Долота типа К (рис. V.13) применяются для разбуривания самых твердых и крепких абразивных пород (хрупких): окремнелых и кремнистых, мелкокристаллических известняков, доломитов, кварцитов, пиритов и др.

Шарошки одноконусные самоочищающиеся с твердосплавными зубками с полусферической рабочей поверхностью, вместо обычных фрезерованных призматических зубьев.

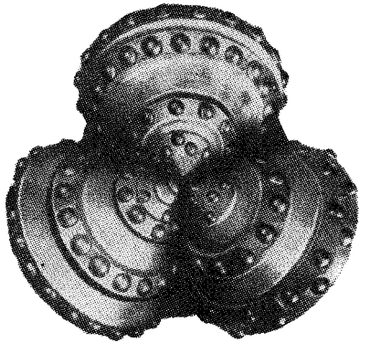


Рис. V.13. Долото типа К для бурения твердых и крепких абразивных пород

Долота выпускаются для бурения с промывкой жидкостью и продувкой воздухом.

Долота типа ОК (рис. V.14) предназначаются для разбуривания очень крепких сильно абразивных пород (в основном при проходке взрывных скважин в горнорудной промышленности). Шарошки долот оснащены большим количеством твердосплавных зубков с полусферической рабочей поверхностью. Вылет зубков у долот типа ОК меньше, чем у долот типа К. В обратный конус шарошек с целью сохранения на более длительный срок диаметра долота запрессованы твердосплавные зубки с плоской рабочей частью.

Долота изготовляются для бурения с промывкой жидкостью и продувкой воздухом.

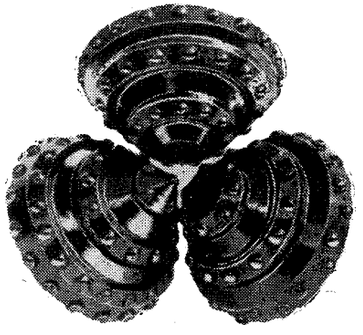


Рис. V.14. Долото типа ОК для бурения очень крепких сильно абразивных пород

КОНСТРУКЦИИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ СПЛОШНОГО И КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ

Нормализация конструкции и размеров долот для сплошного и колонкового бурения

В целях упорядочения основных параметров долот для сплошного и колонкового бурения и предъявляемых к ним требований утверждены для руководства при изготовлении заводами и использовании буровыми предприятиями долот следующие нормали и технические условия:

отраслевая нормаль ОН26-02-128-69 на «долота и головки бурильные шарошечные»;

технические условия ВНИИБТ на «долота и бурильные головки алмазные однослойные и импрегнированные, изготовляемые методом горячего прессования конструкции ВНИИБТ»;

отраслевая нормаль ОН26-02-88-68 на «долота лопастные. Типы и основные параметры»;

отраслевые технические условия ОТУ-26-02-75-68 на «турбололота колонковые»;

технические условия УфНИИ на «двойные колонковые наборы конструкции типа ДКНУ».

Шарошечные долота для сплошного бурения

Шарошечные долота выпускаются с одной, двумя и тремя шарошками.

В зависимости от конструкции корпуса шарошечные долота делятся на две группы.

Группа А (секционные долота диаметром от 46 до 346 мм). Корпус долот неразборный, сваривается из отдельных (двух, трех) секций, на цапфах которых смонтированы свободно вращающиеся на опорах шарошки.

Группа Б (цельнокорпусные долота диаметром от 394 до 490 мм). Корпус цельный литой, к которому привариваются лапы с укрепленными на них шарошками.

Долота группы А для присоединения к бурильной колонне имеют наружную конусную резьбу (ниппель), а долота группы Б — внутреннюю конусную резьбу (муфту).

Для подвода жидкости к забою скважины в долотах имеются специальные каналы, направляющие жидкость или на шарошки, или между шарошками, или в центр долота, или же их комбинация. Форма, сечение, расположение и количество промывочных каналов зависят от назначения, типа и размера долота. Для гидромониторных долот предусмотрена поставка набора сменных минералокерамических насадок.

В долотах, предназначенных для бурения с продувкой воздухом (газом), кроме указанных промывочных каналов для продувки опор, предусматриваются дополнительные каналы в секциях, входящие в полость шарошек.

В современных конструкциях шарошечных долот применяется 10 схем опор с подшипниками:

скольжения-шарикового (замкового)-скольжения (С-Ш-С);

скольжения-шарикового (замкового)-шарикового (С-Ш-Ш);

роликового-шарикового (замкового)-скольжения (Р-Ш-С);

скольжения-шарикового (замкового)-роликового (С-Ш-Р);

роликового-шарикового (замкового)-шарикового (Р-Ш-Ш);

шарикового-шарикового (замкового)-шарикового (Ш-$Ш_3$-Ш);

роликового-шарикового (замкового)-роликового (Р-Ш-Р);

шарикового (замкового)-шарикового (замкового)-роликового ($Ш_3$-$Ш_3$-Р);

шарикового (замкового)-шарикового-роликового ($Ш_3$-Ш-Р);

роликового-шарикового (замкового)-скольжения (твердосплавной с опорной пятой) (Р-Ш-$С_{тп}$).

Подшипники указаны в направлении их размещения от основания к периферии цапфы.

Опоры по первым пяти схемам применяются в долотах малого диаметра (до 145 мм). Остальные схемы опор используются у долот больших диаметров.

Наблюдениями ВНИИБТ установлена целесообразность применения следующих конструкций опор для различных типоразмеров долот.

Основные параметры и размеры изготовляемых шарошечных долот для сплошного бурения разных диаметров должны соответствовать данным, приведенным в табл. V.1.

Рекомендуемый набор типов шарошечных долот для сплошного бурения и бурильных головок приведен в табл. V.2.

Лапы и шарошки долот и бурильных головок изготовляются из хромоникельмолибденовых (14Х2Н3МА, 18ХН3МА), хромоникелевых (20ХН3А) и никельмолибденовых (17Н3МА) цементируемых сталей, поставляемых по специальным техническим условиям. Детали долот подвергаются сложной химико-термической обработке для получения необходимых механических свойств металла.

Типоразмеры шарошечных долот для сплошного бурения, изготовляемые заводами, приведены в табл. V.3.

На показатели работы долот и бурильных головок значительно влияет точность изготовления и сборки. Так, большая разность в уровне расположения шарошек и радиальные биения шарошек относительно осей цапф вызывают в процессе бурения перегрузку одной из шарошек, приводящую к преждевременному выходу опор, сработки зубьев и в некоторых случаях к аварии — оставлению шарошки на забое.

В бурильных головках несоосность поверхностей калибрующей скважину и образующей керн вызывает резкое снижение процента выноса керна вследствие его разрушения возникающей поперечной силой.

Наличие радиального биения шарошек относительно оси резьбы вызывает интенсивный односторонний износ долота и отрицательно влияет на работу забойного двигателя.

Недостаточный зазор между венцами шарошек приводит к заклиниванию шарошек в начале долбления.

В целях устранения указанных недостатков, приводящих к непроизводительным затратам в бурении, вводятся строгие ограничения на предельные отклонения по важным размерам собранных долот и бурильных головок (табл. V.4).

Проверку соответствия требованиям нормали изготовленных шарошечных долот необходимо осуществлять по разработанной ВНИИБТ «Инструкции по контролю качества изготовленных шарошечных буровых долот в сборе».

Корпус двухшарошечных долот состоит из двух сваренных между собой секций.

Схема опоры	Диаметр долота, мм	Типы долот
Турбинное бурение		
Ш-Ш-Ш	190, 214, 243, 269, 295	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ
Ш-Ш-Р	190, 214	СТ, Т, ТЗ, ТК и ТКЗ
Р-Ш-Р	214, 243, 269, 295, 320—490	СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК
		Всех типов
Роторное бурение		
Р-Ш-$С_{тп}$	161—295	Всех типов

Таблица V.1

Основные размеры шарошечных долот разных диаметров для сплошного бурения по нормали ОН26-02-128-69

Диаметр долота D, мм	Предельное отклонение диаметра долота, мм	Высота H долота не более, мм		Диаметр корпуса долота D_1 не более, мм	Тип резьбовой головки	Присоединительная резьба	Длина резьбового ниппеля l не менее, мм	Суммарное сечение промывочных каналов, см²	Допустимая осевая нагрузка на долото, тс	Вес долота не более, кг
		двух- и трехшарошечного	одношарошечного							
46	+0,75	90	—	43	Ниппель	33 ГОСТ 8482—57	40	1,7	1,5	1,0
59		120	—	56		41,5 ГОСТ 8467—57	45	1,7	2,0	1,5
76		120	—	72		3-42 ГОСТ 7918—64	50	1,7	3,5	2
93		160	—	90		3-50 ГОСТ 7918—64	60	2,5	4	3,5
97		175	200	94		3-62 ГОСТ 5286—58	70	2,5	5	4,2
112		175		109		3-63,5 ГОСТ 7918—64	70	2,5	6	5
118		205	—	115		3-76 ГОСТ 5286—58	88	4	6	6,5
132	+1,0	200		128		3-63,5 ГОСТ 7918—64	70		7	8
140		235	285	136		3-88 ГОСТ 5286—58	96		10	11,8
145		235	—	141				6	12	12,9
151		245	—	147						13,9
161		245	305	157					15	16
172	+1,25	250	—	168		3-121 ГОСТ 5286—58	102	9,0	18	18
190		275	350	175				10	22	21,8
214		300	360	208				13,5	26	37,8
243		320	410	237				17	30	48,3
269	+1,5	350	450	262		3-147 ГОСТ 5286—58			32	65,0
295		380		287		3-152 ГОСТ 5286—58			40	81
320		400		310		3-171 ГОСТ 5286—58	127	21		107
346		445		335						128
370	+2,0	520	—	358						150
394		525		380						175
445		575		428						275
490		625		470						350

Примечания. 1. Допускается изготовление гидромониторных долот диаметром: 161 мм с резьбой З-117; 243 мм с резьбой З-147; 295 мм с резьбой З-171 и увеличение высоты H на 20 мм и веса на 3%. Резьба по ГОСТ 5286—58.

2. В гидромониторных долотах сечение промывочных каналов определяется насадками, а суммарные сечения каналов в секциях должны быть не менее указанных в таблице.

3. До 1 января 1973 г. долота диаметром от 394 до 490 мм могут изготовляться с цельным литым корпусом, приварными лапами и муфтовым резьбовым соединением.

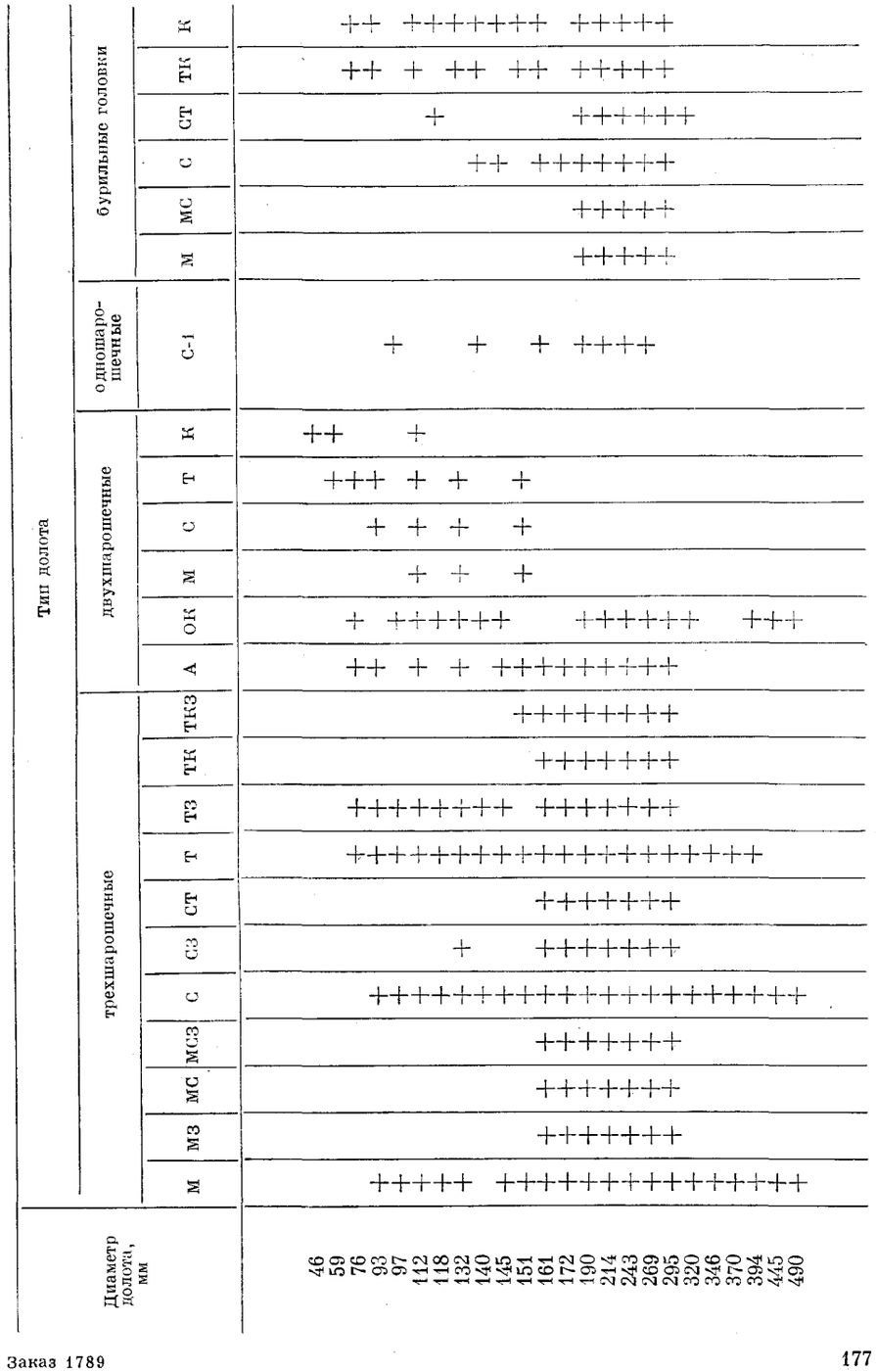
4. Указанное обозначение резьбы соответствует принятому обозначению по ГОСТ, например, З-121 ГОСТ 5286—58, З-50 ГОСТ 7918—64.

5. На одношарошечные долота распространяются следующие требования: по диаметру D, предельным отклонениям диаметра долота, типу резьбовой головки, присоединительной резьбе, длине резьбового ниппеля l и суммарному сечению промывочных отверстий.

6. Присоединительная резьба изготовляется по указанным стандартам и специальным техническим условиям на резьбу, утвержденным в установленном порядке.

Таблица V.2

Рекомендуемый набор типов шарошечных долот для сплошного и колонкового бурения по размерам



Серийно выпускаемые шарошечные долота для сплошного бурения по типам и размерам

Диаметр долота, мм	М	МЗ	МС	МСЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТК	ТКЗ	К	ОК
59	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Ш-59К2	—
76	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Ш-76К	Ш-76-ОК
93	—	—	—	—	1В-93С	—	—	1В-93Т	—	—	—	2В-93К В-93К	
97	—	—	—	—	В-97С У-97С**	—	—	В-97Т 2В-97Т У-97Т**	В-97ТЗ	—	—	—	В-97-ОК
112	В-112МГ-11	—	—	—	1В-112С	—	—	1В-112Т	—	—	—	П-112К	Ш-112-ОК
118	—	—	—	—	2В-118С В-118С	—	—	2В-118Т В-118Т	—	—	—	—	—
132	В-132МГ-11	—	—	—	1В-132С В-132С	—	—	1В-132Т В-132Т	—	—	—	3В-132К В-132К	—
140	—	—	—	—	В-140С 4В-140С 7В-140С-1	—	—	В-140Т 4В-140Т	—	—	—	—	—
145	—	—	—	—	—	—	—	В-145Т	Ш-145ТЗ	—	—	В-145К Ш-145К	В-145-ОК Ш-145-ОК
151	В-151МС-11	—	—	—	1В-151С В-151С	—	—	1В-151Т В-151Т	—	—	—	3В-151К В-151К	—
161	—	—	—	—	В-161С	—	1К-190СТ	В-161Т	4В-161ТЗ	—	—	В-161К	—
190	В-190МГ	В-190МЗГ	Б-190МСГ	1В-190МСЗГ	ОМ-190С* 1ОК-190С-1 4В-190С В-190СГ	В-190СЗГ	В-190СТ 1К-190СТГ В-190СТП	В-190Т ОМ-190Т* К-190ТГ В-190ТП 1К-190Т	—	В-190ТК ОМ-190ТК* 1К-190ТКГ В-190ТКП	—	В-190К ОМ-190К* В-190КП Р-190КП	ОМ-190-ОКП* Р-190-ОКП
214	Б-214МГЛ	—	Б-214МСГ	—	Б-214С Б-214СГ 2К-214СГ 75К-214С-1	2К-2МСЗГ	2К-214СТ 2К-214СТГ	2К-214Т 2К-214ТГ	1К-214ТЗ	2К-214ТК 2К-214КГ 2К-214ТКП	—	2К-214К 2К-214КГ	2К-214-ОКП Р-214-ОКП
243	Б-243МГЛ	Б-243МЗГ	Б-243МСГ	—	Б-243С 2У-243С Б-243СГ	—	—	1У-243Т	1У-243ТЗП	1У-243ТК	—	У-243К	3У-243-ОКП Р-243-ОК Р-243-ОКП
269	Б-269МГ	Б-269МЗГ	Б-269МСГ	—	Б-269С Б-269СГ	—	ОМ-269СТ* 1У-269СТ	1У-269Т ОМ-269Т*	—	ОМ-269ТК* 1У-269ТК	—	ОМ-269К* 1У-269К	ОМ-269-ОКП* Р-269-ОКП
295	3У-295МЛ 1У-295МГ	—	—	—	2У-295С 1У-295СГ	1У-295СЗГ	1У-295СТ	1У-295Т	—	1У-295ТК	—	1У-295К	1У-295-ОКП
320	Д-320МГ	—	—	—	1Д-320СГ Д-320СГ	—	—	—	—	—	—	—	—
346	3Д-346М	—	—	—	3Д-346С Д-346СГ	—	—	4Д-346Т	—	—	—	—	—
394	—	—	—	—	2Д-394С Д-394СГ	—	—	2Д-394Т	—	—	—	—	—
445	—	—	—	—	3Д-445С Д-445СГ	—	—	—	—	—	—	—	—
490	—	—	—	—	3Д-490С Д-490СГ	—	—	—	—	—	—	—	—

* Производство долот ОМ на Пермском заводе им. Ленина прекращено с 1968 г. Долота диаметром 190 мм переданы на Куйбышевский долотный завод, а долота диаметром 269 мм — на Дрогобычский долотный завод.

** Производство долот У-97С и У-97Т на Дрогобычском долотном заводе прекращено с 1969 г. и передано Верхне-Сергинскому долотному заводу.

Таблица V.4

Предельные отклонения собранных шарошечных долот и бурильных головок по нормали ОН26-02-128-69

Параметры	Параметры долот бурильных головок, мм		
	59–172	190–269	295–490
Разница в расстоянии точек пересечения конуса периферийных зубьев и обратного конуса шарошки от упорного торца резьбы (разница в уровне расположения шарошек), мм	0,75	1,0	1,5
Радиальное биение точки пересечения конуса периферийных зубьев и обратного конуса шарошки относительно оси резьбы (радиальное биение долота), мм . . .	0,5	1,0	1,5
Радиальное биение относительно осей цапф (*радиальное биение* шарошек, проверяется по межвенцовым канавкам), мм	0,5	0,5	0,5

Востокмашзавод в Усть-Каменогорске выпускает долота диаметром 59 мм Ш59КП для бурения крепких пород. Опора шарошек С-Ш-С, промывка центральная, шарошки двухконусные самоочищающиеся с запрессованными твердосплавными зубками с полусферической рабочей частью.

Верхне-Сергинский завод выпускает двухшарошечные долота диаметрами 93 мм типа С, 112 мм типа МГ, 132 мм типа МГ, 151 мм типа МГ, 190 мм типа СГ.

Одношарошечные долота (см. рис. V.6) выпускает Верхне-Сергинский завод диаметрами 97 мм типа Т, 140 мм типа С и 161 мм типа Т, а Куйбышевский завод диаметрами 190 и 214 мм типа С. Долото состоит из корпуса, на цапфе которого смонтирована шарообразная шарошка. Угол наклона оси цапфы к оси долота 30°. Промывка осуществляется через канал в корпусе долота, из которого струя истекает по касательной к поверхности шарошки, на которой предусмотрены промывочные пазы.

Характерная особенность одношарошечных долот заключается в том, что скорость вращения шарошки вокруг своей оси значительно меньше скорости вращения шарошек трехшарошечных долот.

Вооружение шарошек состоит из твердосплавных зубков формы Г23.

Конструкция одношарошечного долота позволяет значительно усилить опору в долотах малого диаметра.

Одношарошечные долота имеют большее скольжение зубков по забою и требуют значительно большего вращающего момента, чем многошарошечные долота.

Одношарошечные долота эффективно работают при бурении в нижних интервалах глубоких скважин, сложенных пластичными мало- и среднеабразивными породами.

Лопастные долота для сплошного бурения

Лопастные долота в зависимости от конструкции и оснащенности твердым сплавом предназначаются для бурения мягких и средней твердости пород, а также мягких пород с пропластками средних мало абразивных пород.

Лопастные долота выпускает Бакинский машиностроительный завод «Большевик» по отраслевой нормали ОН26-02-88-68 следующих размеров:

двухлопастные 2Л (рис. V.15) диаметрами от 76 до 161 мм с муфтовыми соединениями и обычной промывкой;

трехлопастные 3Л (рис. V.16) и 3ЛГ диаметрами от 118 до 445 мм с обычной и гидромониторной промывкой;

многолопастные истирающе-режущего действия ИР (рис. V.17) и ИРГ диаметрами от 76 до 269 мм с обычной и гидромониторной промывкой.

Основные параметры изготовляемых лопастных долот по отраслевой нормали ОН26-02-88-68 приведены в таблицах V.5, V.6, V.7.

Двухшарошечные долота 2Л предназначены для бурения мягких вязких пород с пропластками пород средней твердости.

Долото состоит из корпуса и двух лопастей, отштампованных за одно целое из стали марки 40. Пластинки твердого сплава наплавляются в профрезерованных пазах на передней грани лопастей чугунным припоем при помощи ацетиленокислородного пламени. Боковые (калибрующие) грани лопастей, образующие диаметр скважины, армируются твердосплавными запрессованными зубками ВК8-В. Промежутки между зубками наплавляются твердым сплавом Т3.

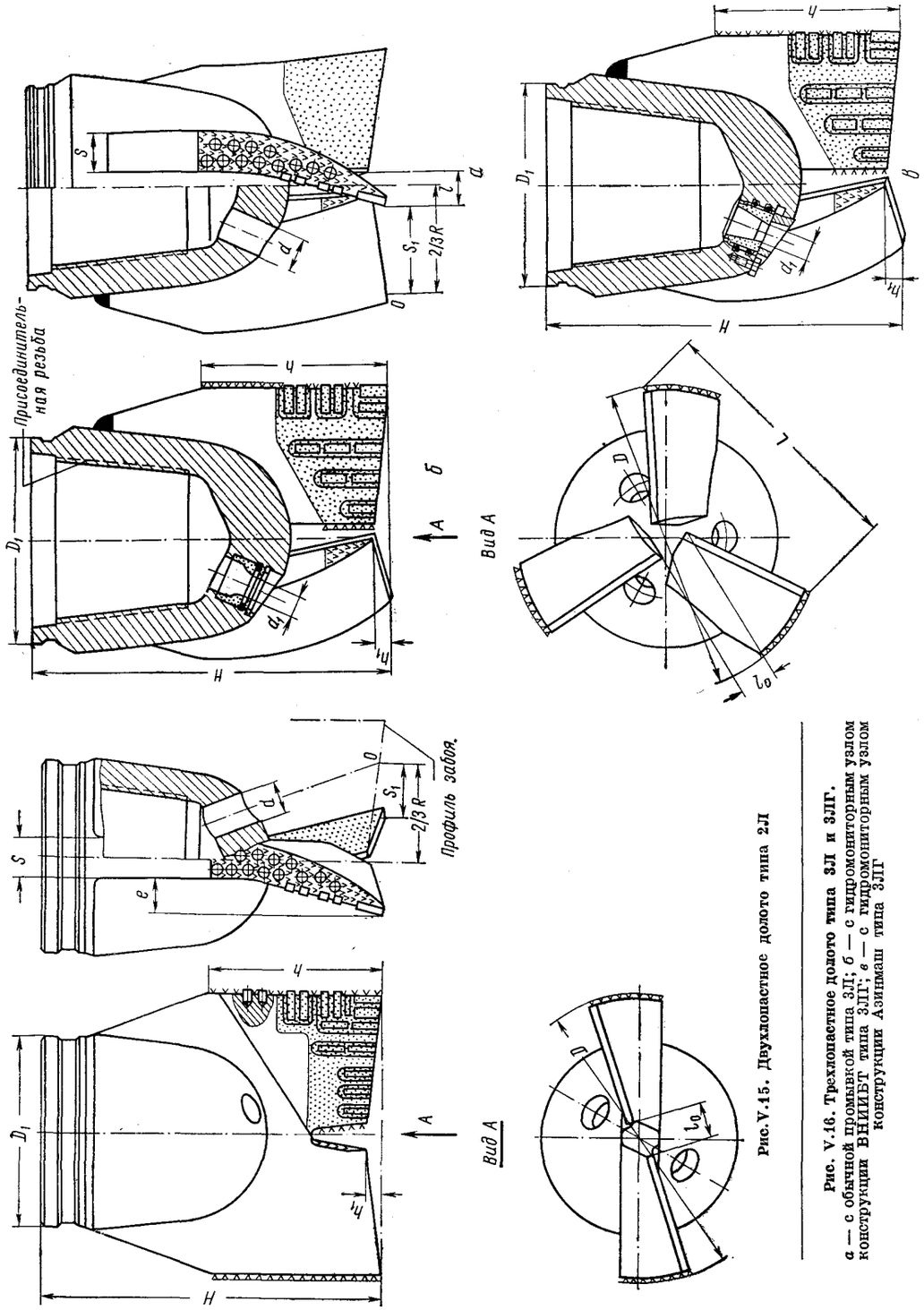


Рис. V.15. Двухлопастное долото типа 2Л

Рис. V.16. Трехлопастное долото типа 3Л и 3ЛГ.
а — с обычной промывкой типа 3Л; *б* — с гидромониторным узлом конструкции ВНИИБТ типа 3ЛГ; *в* — с гидромониторным узлом конструкции Азинмаш типа 3ЛГ

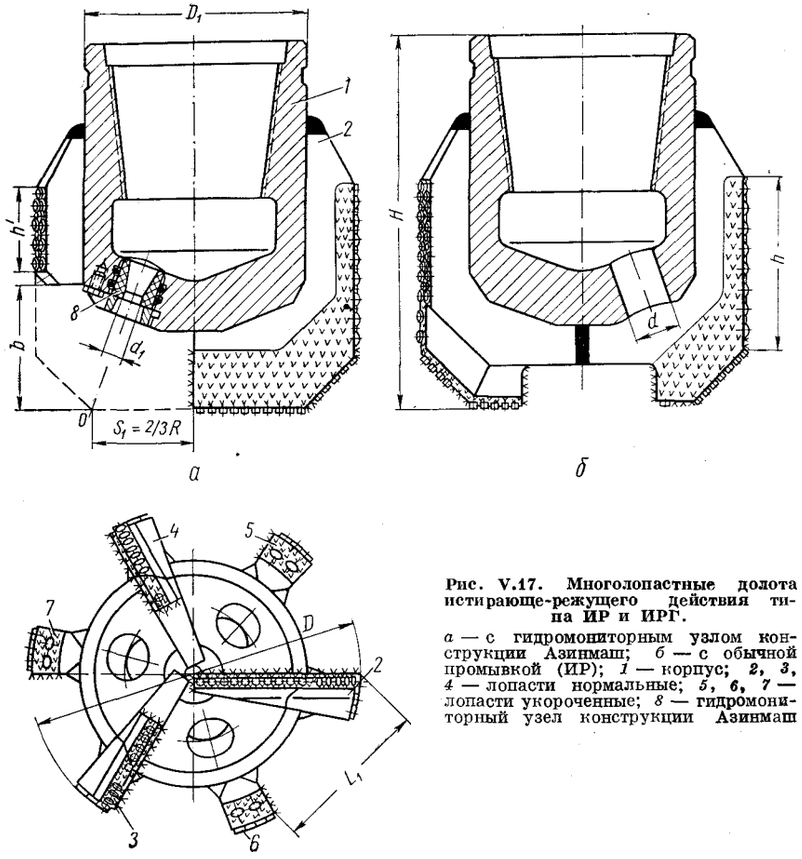


Рис. V.17. Многолопастные долота истирающе-режущего действия типа ИР и ИРГ.

а — с гидромониторным узлом конструкции Азинмаш; *б* — с обычной промывкой (ИР); *1* — корпус; *2, 3, 4* — лопасти нормальные; *5, 6, 7* — лопасти укороченные; *8* — гидромониторный узел конструкции Азинмаш

В корпусе долота предусмотрены два промывочные канала.

Трехлопастные долота ЗЛ и ЗЛГ предназначены для бурения тех же пород, что и двухлопастные.

Трехлопастные долота имеют более широкое применение чем двухлопастные, так как обеспечивают большие проходки за долбление, цилиндричность ствола скважины и его направление.

Трехлопастное долото состоит из штампованного корпуса и приваренных к нему трех лопастей.

Передние и боковые грани лопастей армируются пластинками твердого сплава и релитом, что обеспечивает полное перекрытие забоя и высокую стойкость долота.

В корпусе долота предусмотрено три промывочных канала. В гидромониторных долотах типа ЗЛГ устанавливаются три сменных минералокерамических насадки конструкции Азинмаш.

Многолопастные истирающе-режущего действия долота ИР и ИРГ предназначены для бурения мягких, средней твердости и твердых пород.

Долота типа ИР и ИРГ состоят из корпуса, к которому приварены шесть лопастей. Три лопасти имеют нормальную высоту, а три — укороченную (лопасти по высоте чередуются). Режущие кромки лопастей армированы твердосплавными зубками, а промежутки между ними и передние плоскости лопастей армированы релитом. Калибрующие грани также армированы зубками и релитом.

Промывка осуществляется через три канала, расположенные между лопастями. У долот типа ИРГ используются сменные минералокерамические насадки конструкции Азинмаш.

Долота ИР и ИРГ типов М, С и СТ по конструкции однотипны, но отличаются армированием рабочих поверхностей лопастей за счет применения большого

Таблица V.5

Основные параметры двухлопастных долот для сплошного бурения типа 2Л по отраслевой нормали ОН26-02-88-68

(размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота D	Допускаемое отклонение по диаметру	Диаметр корпуса на торце	Диаметр промывочного канала	Присоединительная резьба	Расстояние между внутренними кромками лопасти	Толщина лопасти	Высота калибрующей поверхности	Высота H не более	Допустимая осевая нагрузка, тс	Вес не более, кг
2Л-76	76	±0,5	57	11	З-42 ГОСТ 7918—64	20—4	15±1	80±5	140	1,5	2
2Л-93	93	±0,5	65	11	З-50 ГОСТ 7918—64				—	2	2,5
2Л-97	97	±0,5	80	13	З-62 ГОСТ 5286—58				160	2	3
2Л-112	112	±0,5	83	13	З-63,5 ГОСТ 7918—64	25—4	20±2		180	3	5
2Л-118	118	±0,5	83	13						3,5	5,5
2Л-132	132	±0,5	83	16						4,0	5,5
2Л-140	140	±0,5	108	16	З-88 ГОСТ 5286—58	32—4	25±2	100±7	200/210	4,5	6
2Л-151	151	±0,0	108	18						5	6,5
2Л-161	161	±1,0	108	20						5,5	

количества твердосплавных зубков и схемами их расположения. Схемы армирования обеспечивают полное перекрытие забоя скважины.

Долота ступенчатые гидромониторные истирающе-режущие ДСГЗЛИР и режуще-скалывающие ДСГЗЛР предназначены для бурения соответственно пород средней твердости и пород мягких, перемежающихся с породами средней твердости.

Долота Д2СГЗЛИР-243, Д3СГЗЛИР-394 и Д4СГЗЛИР-269 соответственно двух-, трех- и четырехступенчатые. Лопасти каждой ступени располагаются радиально. Профиль лопастей прямоугольный толщиной 12 мм с задним углом 35°.

Долота Д2СГЗЛИР-243 и Д3СГЗЛИР-394 соответственно двух- и трехступенчатые. Отличаются от долот ДСГЗЛИР в основном схемой армирования лопастей и применением вместо твердосплавных зубков пластин твердого сплава. Задний угол лопастей 75°. Гребенчатая форма размещения пластин твердого сплава на рабочих поверхностях лопастей снижает контактную поверхность.

Присоединительная резьба по размерам долот соответствует резьбе шарошечных долот.

Допустимые отклонения у лопастных долот по нормали ОН26-02-88-68 приведены в табл. V.8.

Таблица V.6

Основные параметры трехлопастных долот для сплошного бурения типов ЗЛ и ЗЛГ по отраслевой нормали ОН26-02-88-68

(размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота D	Допускаемое отклонение по диаметру	Диаметр корпуса на торце D_1	Диаметр промывочного канала		Присоединительная резьба	Расстояние между внутренними кромками лопастей l_0	Толщина лопасти S	Высота калибрующей части h	Высота H не более	Допустимая осевая нагрузка, тс	Вес не более, кг
				ЗЛ, d	ЗЛГ, d_1							
ЗЛ-118	118	±0,5	95	13		З-76 ГОСТ 5286—58	25—4	20±2	100±7	180	5	7,0
ЗЛ-132	132	±0,5	83	13		З-63,5 ГОСТ 7918—64	25—4	20±2	100±7	180	5,5	8,5
ЗЛ-135	135	±0,5	108	13			25—4	20±2	100±7	220	5 5	9,0
ЗЛ-140	140	±0,5	108	13			25—4		100±7	220	7	9,5
ЗЛ-145	145	±0,5	108	16		З-88 ГОСТ 5286—58	25—4	25±2	100±7	220	7,5	10
ЗЛ-151	151	±1,0	108	16			25—4		100±7	220	8	10,5
ЗЛ-161 ЗЛГ-161	161	±1,0	108	16	10—14		25—4		100±7	220	8.5	11
ЗЛ-190 ЗЛГ-190	190	±1,0	146	24	10—14		30—4	30±3			13	20
ЗЛ-214 ЗЛГ-214	214	±1,0	146	24	12—15		30—4	30±3			15	23
ЗЛ-243 ЗЛГ-243	243	±1,0	146	24	12—15	З-121 ГОСТ 5286—58	30—4	30±3		260	18	25
ЗЛ-269 ЗЛГ-269	269	±1,0	146	27	14—16		30—4	30±3			20	26
ЗЛ-295 ЗЛГ-295	295	±1,0	203	27	14—16		30—4	35±3			24	42
ЗЛ-320 ЗЛГ-320	320	±5	203	27	14—16		30—4	35±3			24	45
ЗЛ-346 ЗЛГ-346	346	±1,5	203	27	14—16	З-171 ГОСТ 5286—58	30—4	35±3	130±10	320	25	46
ЗЛ-370 ЗЛГ-370	370	±2,0	203	27	14—16		30—4	35±3			27	48
ЗЛ-394 ЗЛГ-394	394	±2,0	203	27	15—16		30—4	40±3			32	49
ЗЛ-445 ЗЛГ-445	445	±2.0	203	27	15—16		30—4	40±3			36	54

Таблица V.7

Основные параметры шестилопастных долот для сплошного бурения типа ИР и ИРГ согласно отраслевой нормали ОН26-02-88-68

(размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота D	Допускаемое отклонение по диаметру	Диаметр корпуса на торце D_1	Диаметр промывочного канала		Количество промывочных отверстий		Присоединительная резьба	Высота калибрующей поверхности нижних лопастей $h \pm 10$	Высота калибрующей поверхности верхних лопастей $h' \pm 10$	Высота H не более	Допустимая осевая нагрузка, тс	Вес не более, кг
				ИР, d	ИРГ, d_1	ИР	ИРГ						
ИР-76	76	±0,5	57	12	—	2	—	З-42 ГОСТ 7918—64	45	30	120	3	1,5
ИР-98	93	±0,5	65	14	—	2	—	З-50 ГОСТ 7918—64	60	35	140	4,5	3
ИР-112	112	±0,5	83	18	—	3	—		60	45	160	6	5
ИР-118	118	±0,5	83	18	—	3	—	З-63,5 ГОСТ 7918—64	65	45	160	6	6
ИР-132	132	±0,5	83	25		3	—		70	50	180	8	11
ИР-135	135	±0,5	108	25	—	3	—		75	50	180	9	12
ИР-140	140	±0,5	108	25	—	3	—	З-88 ГОСТ 5286—58	80	50	220	10	13
ИР-190 ИРГ-190	190	±1,0	146	30	10—14	3	3		105	55	250	18	18
ИР-214 ИРГ-214	214	±1,0	146	30	12—15	3	3	З-121 ГОСТ 5286—58	115	60	260	22	25
ИР-243 ИРГ-243	243	±1,0	172	30	12—15	3	3		130	80	290	28	32
ИР-269 ИРГ-269	269	±1,0	172	30	14—15	3	3	З-147 ГОСТ 5286—58	145	90	300	35	36

Примечание. Долота, предназначенные для бурения пород различных физико-механических свойств, дополнительно клеймить условным индексом соответствующей породы: М—для мягких и вязких пород; С—для пород средней твердости; СТ—для пород средней твердости с пропластками твердых и абразивных пород; Т—для твердых и абразивных пород

Таблица V.8

Допустимые отклонения в собранных лопастных долотах согласно нормали ОН26-02-88-68

Вид отклонения	Конструкция долота	Диаметр долота, мм				
		от 76 до 118	от 132 до 161	от 190 до 269	от 295 до 370	от 394 до 445
		Допускаемые отклонения, мм				
Биение боковых (калибрующих) граней лопастей относительно оси резьбы	Двухлопастное, трехлопастное и истирающе-режущего типа	0,5	0,8	1,4	2,0	2,5
Разница в уровне расположения соответствующих точек режущих кромок лопастей относительно торца резьбы	То же	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Отклонение от параллельности боковых граней лопастей к оси резьбы по всей их высоте	»	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0
Отклонение кратчайшего расстояния от точки пересечения оси промывочного канала с поверхностью, описываемой режущими кромками лопастей до режущей кромки лопасти	»	±5,0	±8,0	±10,0	±12,0	±15,0
Отклонение расстояния от передней плоскости лопасти до наружной точки режущей кромки лопасти	»	±1,0	±2,0	±3,0	±4,0	±5,0
Отклонение в разнице уровня расположения наружной и внутренней точек режущей кромки лопасти	»	±1,0	±1,5	±2,0	±3,0	±4,0
Отклонение расстояния L между соседними лопастями	Трехлопастное	±2,0	±3,0	±4,0	±5,0	±6,0
Отклонение толщины a стенки между отверстиями под штыри и до края a_1 лопасти	Истирающе-режущего типа	0,5	0,5	0,75	—	—
Отклонение расстояния L между соседними лопастями	То же	±1,0	±2,0	±3,0	—	—
Отклонение расстояния b верхних лопастей относительно нижних	»	±2,0	±2,5	±3,0	—	—

Алмазные долота для сплошного бурения

Алмазные долота необходимо применять для бурения нижних интервалов глубоких скважин (с глубины 2500—3000 м) в разрезах, сложенных малоабразивными, среднеабразивными породами средней твердости и твердыми (известняки, аргиллиты, плотные глины, глинистые песчаники, мергели, ангидриты, доломиты, доломитизированные песчаники, сланцы и др.), в которых проходка на шарошечное долото составляет 5—10 м.

Алмазные долота изготовляются Экспериментальным заводом ВНИИБТ и Московским комбинатом твердых сплавов (МКТС) диаметрами 140, 159, 188, 212, 241 и 267 мм двух модификаций: 1) однослойные с размещением зерен алмазов в поверхностном слое (разрушающих кромок) матрицы, по определенным схемам (типы — радиальные ДР, показанные на рис. V.18, ступенчатые ДТ, показанные

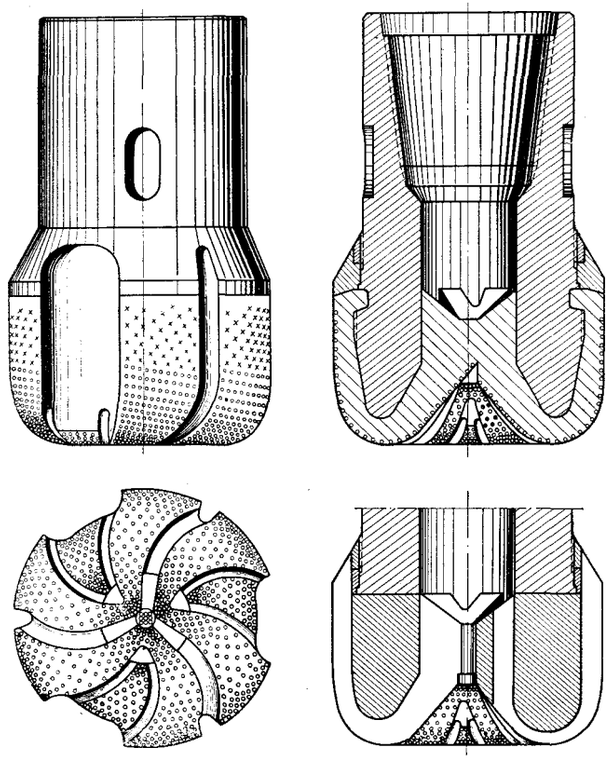


Рис. V.18. Алмазное радиальное долото типа ДР для бурения среднеабразивных средней твердости и твердых пород

на рис. V.19, и ступенчатые с шаровидными выступами ДК, показанные на рис. V.20); 2) импрегнированные с при-

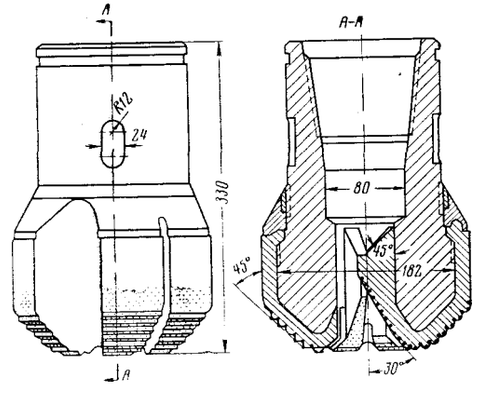


Рис. V.19. Алмазное ступенчатое долото типа ДТ для бурения мягких и средней твердости пород

мерно равномерным распределением мелких зерен алмазов в объеме матричного материала рабочих кромок глубиной 5—6 мм (с шаровидными выступами ДИ, показанные на рис. V.21).

К конструктивным элементам алмазного долота относятся: сорт, размер, форма и выступание из матрицы зерен алмазов, конструкция центральной и торцовой частей, высота калибрующей поверхности, твердость и абразивная стойкость матрицы, а также конструкция промывочных устройств.

Технические характеристики алмазных долот приведены в табл. V.9.

Для изготовления алмазных долот и бурильных головок применяются алмазы ХУ-б группы I, II и III качества и XXII-а группы II качества по МРТУ2-037-1-65 с зернистостью 0,001—0,34 карата (от 1000 до 3 зерен/карат).

Рекомендуемые режимы бурения алмазными долотами приведены в табл. V.10.

Так как оптимальная осевая нагрузка зависит от проходимых пород, скорости вращения инструмента и расхода про-

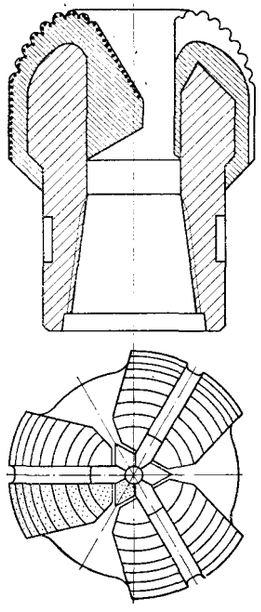


Рис. V.20. Алмазное ступенчатое долото типа ДК с торовидными выступами

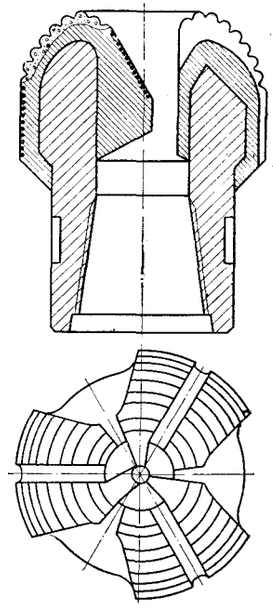


Рис. V.21. Алмазное импрегнированное долото типа ДИ с торовидными выступами

мывочного раствора, ее необходимо выбирать исходя из получения максимальной механической скорости проходки, которая увеличивается почти линейно с повышением осевой нагрузки и скорости вращения инструмента (при качественной очистке забоя).

Значительно повышается механическая скорость проходки алмазным долотом при увеличении перепада давления на долоте.

При выборе осевой нагрузки на алмазный инструмент необходимо учитывать отжимающую от забоя силу, равную 0,15—0,20 от перепада давления на долоте умноженного на площадь поперечного сечения долота ($G_{отж} = 0{,}15—0{,}20\ \Delta p_{дол} F_{сеч}$).

Отработку алмазных долот целесообразно вести при больших скоростях вращения с использованием турбобуров, имеющих уплотнения на выходе вала.

Перед применением алмазного инструмента необходимо:

выбрать интервал бурения (глубина, породы и другие геолого-технические условия бурения);

подготовить наземное буровое оборудование и бурильный инструмент;

подготовить ствол и забой скважины;

установить компоновку низа бурильной колонны;

определить предварительную экономическую целесообразность.

Предварительная экономическая эффективность использования алмазных долот в конкретных геолого-технических условиях определяется расчетом затрат на бурение данного интервала шарошечными и алмазными долотами.

Экономия эксплуатационных затрат определяется по формуле

$$Э_н = \Delta t C_ч - \left(C_а - \sum C_ш\right), \text{ руб/долото,}$$

где $Э_н$ — нормативная экономия эксплуатационных затрат, получаемая от применения алмазного долота в руб/долото (принимается равной 16,5 тыс. руб. на долото); Δt — экономия времени, ожидаемая от применения алмазного долота в ч; $C_ч$ — стоимость 1 ч работы буровой по затратам, зависящим от времени в руб/ч; $C_а$ — цена алмазного долота (с учетом остаточной стоимости) в руб; $\sum C_ш$ — стоимость шарошечных долот, необходимых для бурения интервала, равного проходке одного алмазного долота в руб.

Таблица V.9

Основные технические характеристики алмазных долот для сплошного бурения

Шифр алмазного долота	Диаметр долота D, мм	Диаметр корпуса долота D_1, мм	Высота долота H, мм	Сорт алмазов	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58	Общий вес алмазов, карат	Вес долота, кг	Тип	Назначение
Радиальные:									
ДР140СТ1	140	108	240	XV—б, группа I и II качества	Муфта З-88	225	23	СТ	Для бурения среднеабразивных пород средней твердости и твердых
ДР159СТ1	159	118	270	То же	З-101	291	32	СТ	То же
ДР188СТ1	188	146	305	»	З-121	396	41	СТ	»
ДР212СТ1	212	156	325	»	З-121	488	54	СТ	»
ДР188Т1	188	146	305	»	З-121	448	41	Т	»
ДР212Т1	212	156	320	»	З-121	533	54	Т	»
Ступенчатые:									
ДТ140С5	140	108	250	XV—б, группа II качества	З-88	175	23	С	Для бурения малоабразивных пород мягких и средней твердости
ДТ188С5	188	146	310	То же	З-121	350	41	С	То же
ДТ212С5	212	156	330	»	З-121	410	54	С	»
Ступенчатые с торовидными выступами:									
ДК188С2	188	146	320	»	З-121	379	41	С	Для бурения малоабразивных пород средней твердости
ДК212С2	212	156	335	»	З-121	433	54	С	То же
Долота ступенчатые с усиленной торовой поверхностью:									
ДТ140С6	140	108	250	»	З-88	225	36	С	»
ДТ188С6	188	146	310	»	З-121	370	41	С	»
ДТ212С6	212	156	330	»	З-121	440	54	С	»
Ступенчатые с торовидными выступами:									
ДК188С5	188	146	320	»	З-121	390	41	С	»
ДК212С5	212	156	335	»	З-121	460	54	С	»
ДК267С5	267	178	385	»	З-147	650	92	С	»
ДК140М5	140	108	240	XXII—а, группа II качества	З-88	225	23	М	Для бурения малоабразивных мягких пород
ДК188М5	188	146	320	То же	З-121	390	41	М	То же
ДК212М5	212	156	330	»	З-121	460	54	М	»
ДК267М5	267	178	385	»	З-147	650	92	М	»
ДИ188М2	188	146	320	»	З-121	490	41	М	»
ДИ212М2	212	156	335	»	З-121	590	54	М	»

Продолжение табл. V.9

Шифр алмазного долота	Диаметр долота D, мм	Диаметр корпуса долота D_1, мм	Высота долота H, мм	Сорт алмазов	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-58	Общий вес алмазов, карат	Вес долота, кг	Тип	Назначение
Импрегнированные с торовидными выступами:									
ДИ188С2	188	146	320	XXII—а, группа II качества	З-121	488	41	С	Для бурения малоабразивных пород средней твердости и твердых
ДИ212С2	212	156	330	То же	З-121	581	54	С	То же

Примечание. В шифр алмазного долота входят: буквы, обозначающие изготовителя (Н—ВНИИБТ, М — Московский комбинат твердых сплавов, Д — долото и Р — конструкцию долота); цифры — номинальный диаметр долота; буквы — (М, С, СТ, Т) — тип долота и цифра — номер модели долота.

Экономия времени $\Delta t_н$, при котором обеспечивается нормативная экономия эксплуатационных затрат, определяется по формуле

$$\Delta t_н = \frac{Э_н + C_а - \sum C_ш}{C_ч}, \text{ ч.}$$

Таблица V.10

Диаметр долота, мм	Допустимая максимальная осевая нагрузка, тс	Расход бурового раствора, л/с
140	6	10—18
159	7	14—22
188	9	20—30
212	10	26—40
241	11	30—45
267	12	30—50

Экономия времени от применения алмазного долота определяется по формуле

$$\Delta t_а = \left(\frac{h_а}{h_ш} - \frac{h_а}{h_{а.р}}\right)(t_{сп} + t_{п.з}) + \frac{h_а}{v_ш} - \frac{h_а}{v_а}, \text{ ч,}$$

где $h_а$ — интервал бурения, равный проходке алмазного долота в м; $h_ш$ — проходка на шарошечное долото в м; $h_{а.р}$ — проходка за рейс на алмазное долото в м; $(t_{с.п} + t_{п.з})$ — нормативное время на спускоподъемные, подготовительно-заключительные и вспомогательные работы на один рейс в ч; $v_а$, $v_ш$ — механические скорости проходки алмазными и шарошечными долотами при бурении в сопоставимых условиях в м/ч.

Экономическая целесообразность применения алмазного долота обеспечивается при соблюдении условия $\Delta t_н \geqslant \Delta t_а$.

Принимая $\Delta t_н = \Delta t_а$, определяем экономически выгодную проходку на алмазное долото $h_а$ для некоторых значений $v_а$, которая находится в пределах 0,5—1,5 м/ч.

При использовании алмазных буровых инструментов необходимо руководствоваться инструкцией по алмазному бурению изданной ВНИИБТ в 1969 г. (третье, дополненное издание).

Долота специального назначения

Пикообразные долота

Долота пикообразные изготовляются двух типов:

типа ПЦ для разбуривания цементных пробок, башмаков обсадных колонн и других металлических изделий, подлежащих разрушению после цементирования;

типа ПР (рис. V.22) для расширения ствола скважины в мягких пластичных породах с пропластками пород средней твердости, а также отвода в сторону металлических предметов, попавших на забой скважины.

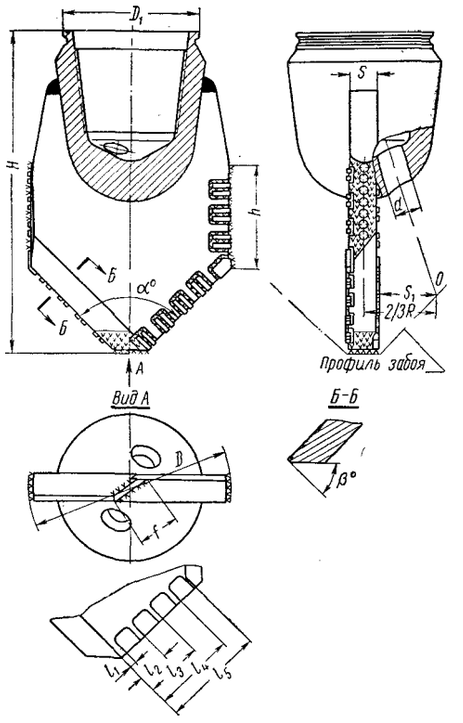


Рис. V.22. Пикообразное долото типа ПР для расширения ствола скважины

Для разбуривания цементных пробок калибрующая (периферийная) часть в долотах ПЦ не армируется

Пикообразные долота типов ПЦ и ПР изготовляются диаметрами от 97 до 490 мм в соответствии с нормалью ОН26-02-88-68, разработанной Азинмаш.

Долота типов ПЦ и ПР диаметрами от 97 до 190 мм Бакинский завод «Большевик» производит цельноштампованной конструкции, а диаметрами от 214 до 445 мм — с приваренными лопастями.

Основные технические характеристики пикообразных долот типов ПЦ и ПР приведены в табл. V.11.

У долот типа ПЦ боковые грани не армируются, а у долот типа ПР наоборот, наплавка усилена, что позволяет при расширении сохранять диаметр долота более длительное время.

Допустимые отклонения у пикообразных долот по нормали ОН-26-02-88-68 приведены в табл. V.12.

Расширители

Расширители применяются для расширения диаметра скважины при проходке долотами сплошного и колонкового бурения, а также для центрирования бурильного инструмента в процессе бурения.

Трехшарошечный расширитель (рис. V.23 и V.24) состоит из корпуса, в котором на осях смонтированы три пары шарошек с небольшой конусностью. Шарошки расположены по окружности под углом 120° друг к другу.

Трехшарошечные расширители выпускаются Бакинским заводом «Большевик» диаметрами 243, 269, 295, 346, 394 и 445 мм. Расширители диаметром 394 и 445 мм (см. рис. V.24) отличаются от перечисленных выше размеров наличием приваренной к корпусу рубашки, в которую запрессовываются оси шарошек.

Концы корпуса расширителей имеют замковую резьбу по ГОСТ 5286-58: верхний конец под муфту, нижний под ниппель. Верхний конец корпуса расширителя имеет шейку для захвата элеватором.

Основные размеры трехшарошечных расширителей изготовляемых Бакинским заводом «Большевик» приведены в табл. V.13.

Там же выпускаются четырех- и шестилопастные расширители.

ВНИИБТ разработаны и Дрогобычским заводом газовой аппаратуры освоено производство одношарошечных пилотных расширителей типа РОП диаметрами 346, 394 и 445 мм. Шарошка расширителя вооружена твердосплавными зубками. Наличие угла между осями расширителя и его шарошкой обеспечивает при вращении ударное действие зубков шарошки по кольцевому забою. Институтом также разработаны и испытываются в промысловых условиях дисковые расширители типа РД.

Наддолотные штыревые расширители конструкции ВНИИБТ (К-190, К-214 и К-269) применяются в комплекте с турбинными отклонителями в качестве наддолотного калибратора. Изготовляются они Павловским и Кунгурским машиностроительными заводами.

Долота фрезерные твердосплавные спиральные типа ДФТС

Фрезерные долота типа ДФТС (рис. V.25) предназначены для бурения скважин в мало абразивных породах и для разбуривания цементных мостов и металла в скважине. Конструктивной особенностью этих долот является расположение твердосплавных

Таблица V.11

Основные технические характеристики пикообразных долот типов ПЦ и ПР согласно отраслевой нормали ОН26—02—88—68

(размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота D	Допускаемое отклонение	Диаметр корпуса на торце	Диаметр промывочного канала	Присоединительная резьба	Толщина лопасти	Высота калибрующей части	Высота H, не более	Допустимая осевая нагрузка, тс	Вес не более, кг
ПЦ-97	97		80	13	З-62 ГОСТ 5286—58			220	1	6
ПЦ-112	112		83		З-63,5 ГОСТ 7918—64	20 ± 2	85 ± 5		2	7
ПЦ-118 ПР-118	118		95		З-76 ГОСТ 5286—58			250		7,5
ПЦ-132 ПР-132	132	± 0,5	83	16	З-63,5 ГОСТ 7918—64				2,5	8
ПЦ-135 ПР-135	135									8,5
ПЦ-140 ПР-140	140							280	3	11
ПЦ-145 ПР-145	145		108	18	З-88 ГОСТ 5286—58	25 ± 2	95 ± 7		3,5	12
ПЦ-151 ПР-151	151							320		12,5
ПЦ-161 ПР-161	161			20					4	13
ПЦ-190 ПР-190	190			27				360	5	22
ПЦ-214 ПР-214	214	± 1	146	30	З-121 ГОСТ 5286—58	30 ± 3	110 ± 10		6	24
ПЦ-243 ПР-243	243			33				390	7	25
ПЦ-269 ПР-269	269								8	26
ПЦ-295 ПР-295	295						135 ± 12	500	10	49
ПЦ-320 ПР-320	320								11	52
ПЦ-346 ПР-346	346	± 1,5			З-171 ГОСТ 5286—58	35 ± 3		500	12	54
ПЦ-370 ПР-370	370	± 2	203	35					13	56
ПЦ-394 ПР-394	394	± 2				40 ± 3	165 ± 15	550	15	58
ПЦ-445 ПР-445	445							620	17	73

Пример условного обозначения второй модели пикообразного долота диаметром 190 мм: для разбуривания пробок 2ПЦ-190; для расширения ствола 2ПР-190.

Таблица V.12

Допустимые отклонения собранных пикообразных долот согласно нормали ОН26-02-88-68

Вид отклонения	Диаметр долота, мм				
	от 97 до 118	от 132 до 161	от 190 до 269	от 295 до 370	от 394 до 445
Биение боковых (калибрующих) граней лопастей относительно оси резьбы	0,5	0,8	1,4	2,0	2,5
Разница в уровне расположения соответствующих точек режущих кромок лопастей относительно торца резьбы	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Отклонение от параллельности боковых (калибрующих) граней лопастей к оси резьбы по всей их высоте	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0
Отклонение кратчайшего расстояния от точки пересечения оси промывочного канала с поверхностью, описываемой режущими кромками лопастей, до режущей кромки лопасти	± 5,0	± 8,0	± 10,0	± 12,0	± 15,0
Отклонение угла при вершине пики, град.	± 5,0	± 4,0	± 3,5	± 3,0	± 2,5
Отклонение заднего угла лопасти, град.	± 2,0	± 2,5	± 3,0	± 3,5	± 4,0

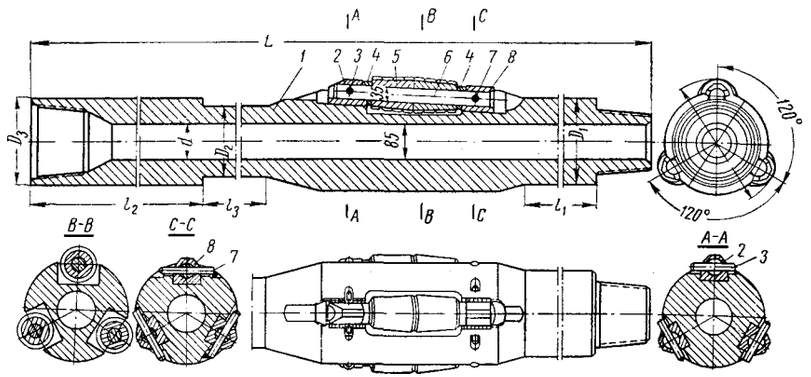


Рис. V.23. Трехшарошечный расширитель (диаметр 243—346 мм).
1 — корпус; *2* — подшипник верхний; *3* — шпилька; *4* — шайба; *5* — шарошки; *6* — ось шарошки; *7* — шпилька; *8* — подшипник нижний

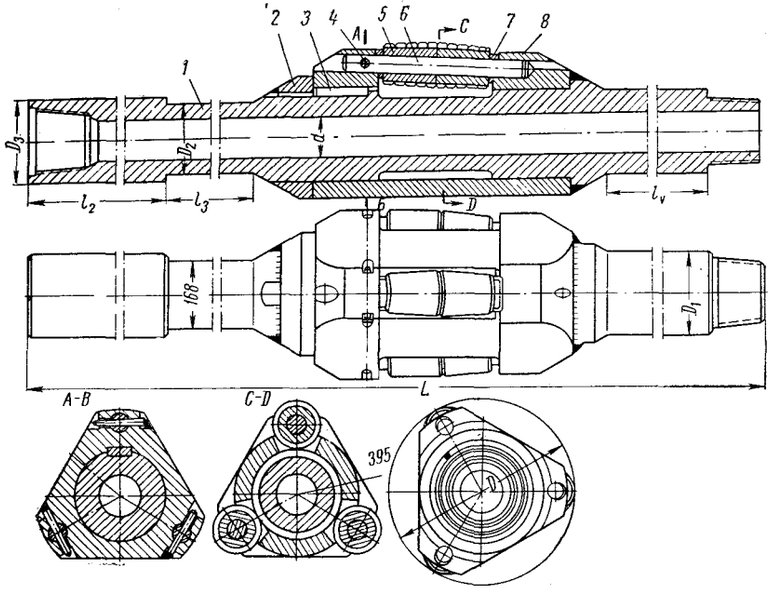


Рис. V.24. Трехшарошечный расширитель (диаметр 394—445 мм).
1 — корпус; *2* — кольцо; *3* — шпонка; *4* — шпилька; *5* — шарошка; *6* — ось шарошки; *7* — шайба; *8* — рубашка

Таблица V.13

Основные размеры трехшарошечных расширителей, изготовляемых Бакинским заводом «Большевик»

(размеры в мм)

Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58	Диаметр расширителя D	Диаметр концов корпуса под ключ D_1	Диаметр шейки корпуса (под элеватор) D_2	Диаметр проходного отверстия d	Длина нижнего конца корпуса l_1	Длина верхнего конца корпуса l_2	Длина шейки под элеватор l_3	Общая длина расширителя L	Вес, кг
З-121	243+1,25	146	114,3	50	250	300	350	1630	205
З-147	269+1,25	178	141	70	250	280	410	1650	295
З-152	295+1,25	203	168	85	250	280	385	1660	342
З-152	346+2,0	203	168	90	250	280	380	1750	391
З-152	394+2,0	203	168	100	250	280	380	1900	577
З-152	445+2,0	203	168	100	250	280	380	1900	628

пластинок по спирали. Рабочая часть долота сферическая.

Промывка забоя осуществляется через боковые каналы и центральный канал, соединенный отводами с пространством между спиральными лентами. Три спирали привариваются к корпусу так, что лобовая часть каждой из них располагается перед выходом из промывочного устройства насадки. Твердосплавные пластинки ВК8 или ВК8-В выступают из лент спиралей и корпуса в центральной

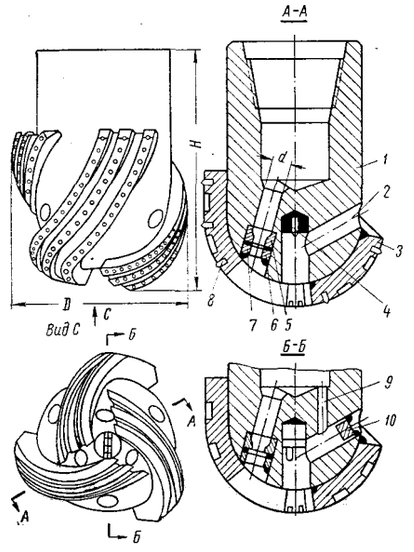


Рис. V.25. Фрезерное твердосплавное спиральное долото типа ДФТС.
(*Д* — диаметр армированного долота; $Д_1$ — диаметр не армированного долота).
1 — корпус; *2* — отвод; *3* — спиральная лента; *4* — твердосплавные пластинки; *5* — коническая насадка; *6* — втулка; *7* — резиновое уплотнение; *8* — пластинки; *9* — промывочное отверстие; *10* — пробка.

части на 4—5 мм, в периферийной части — на 3—4 мм, а в калибрующей — не более 2 мм.

Пластины на калибрующей части долот имеют плоский торец и заплавляются до вершин латунью для того, чтобы долото не повреждало обсадные трубы при спуске инструмента в скважину.

Конструкцией допускается замена изношенных спиралей новыми.

При бурении долотами типа ДФТС на забое в центре образуется керн диаметром 3—5 мм, который затем разрушается пластинками твердого сплава, закрепленными в стенке центрального канала, и выносится по двум открытым боковым каналам за спирали.

Долота типа ДФТС разработаны и выпускаются Краснодарским опытным заводом «Нефтемашремонт» (табл. V.14).

Долота для реактивно-турбинного способа бурения типа ДРБ

Реактивно-турбинный способ, разработанный ВНИИБТ, обеспечивает бурение стволов диаметром от 394 до 2600 мм.

Бурение ствола осуществляется забойным агрегатом, состоящим из двух или трех одновременно работающих и жестко соединенных между собой турбобуров с долотами (рис. V.26, V.27 и V.28). Техническая характеристика приведена в табл. V.15.

Агрегаты РТБ выпускает Кунгурский машиностроительный завод.

При работе агрегатами РТБ используются серийные трехшарошечные долота диаметрами 346, 394, 445 и 490 мм и долота ДРБ (рис. V.29, V.30 и V.31), специально разработанные для РТБ.

Характерной особенностью вооружения шарошек долот типа ДРБ для РТБ является наличие фрезерованных зубьев или твердосплавных зубков только на периферийных венцах, поскольку зубья на основных конусах шарошек при плоском забое не могут разрушать породу.

У долот типа ДРБ наиболее дорогостоящей деталью является корпус, который целесообразно использовать многократно. Это вызвало необходимость создания долот со сменными приваренными лапами.

Таблица V.14

Параметры	Шифр долота				
	ДФТС-118	ДФТС-140	ДФТС-190	ДФТС-214	ДФТС-243
Диаметр долота, мм . . .	$118^{-1,0}$	$140^{-1,0}$	$190^{-1,5}$	$214^{-1,5}$	$243^{-1,5}$
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—58 (муфта)	З-76	З-88	З-121	З-121	З-147
Диаметр промывочных каналов, мм	13	13	24	24	27
Высота долота, мм	185	220	240	250	260
Вес, кг	8	10	20	24	29

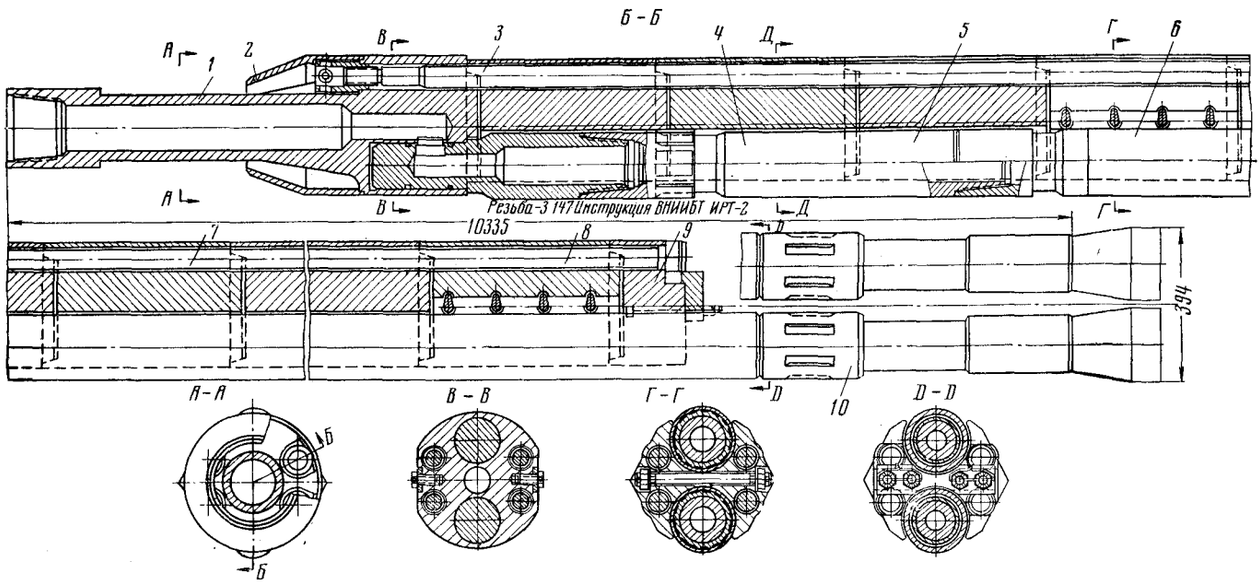


Рис. V.26. Реактивно-турбинный бур диаметром 394 мм.

1 — траверса; *2* — конус; *3* — стяжка верхняя; *4* — переводник-утяжелитель; *5* — переводник нижней секции; *6* — односекционный турбобур; *7* — стяжка средняя; *8* — стяжка нижняя; *9* — плита; *10* — ниппель

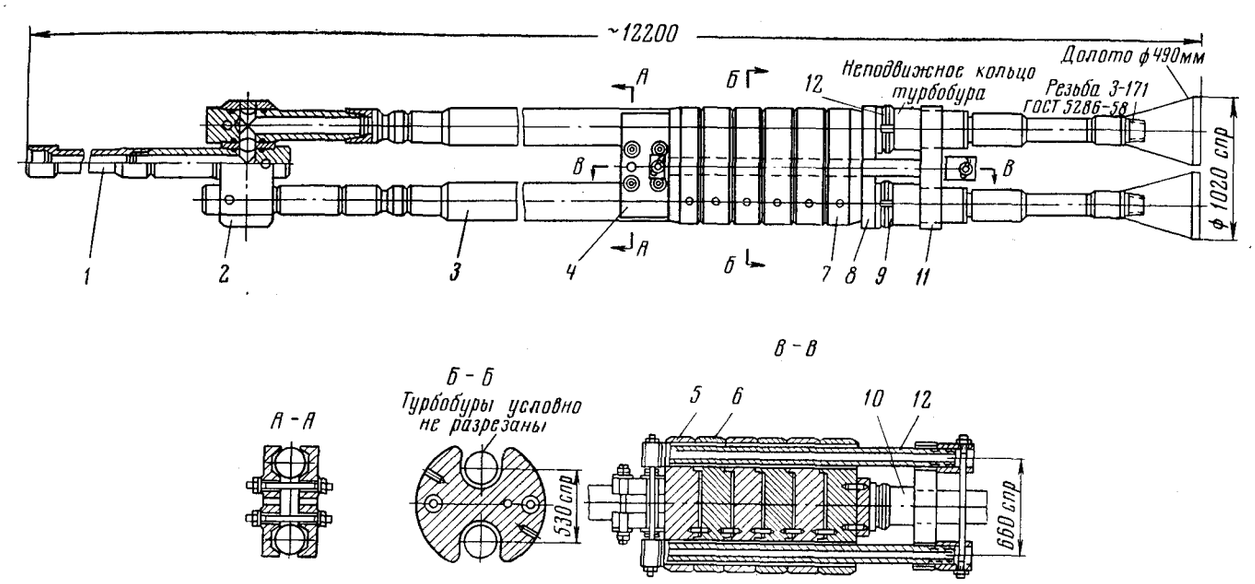


Рис. V.27. Реактивно-турбинный бур диаметром 1020 мм.

1 — переводник к бурильным трубам; *2* — траверса в сборе; *3* — турбобур 9″; *4* — полухомут; *5* — груз верхний; *6* — груз средний; *7* — груз нижний; *8* — плита; *9* — втулка разрезная; *10* — кольцо регулировочное; *11* — плита нижняя; *12* — стяжка

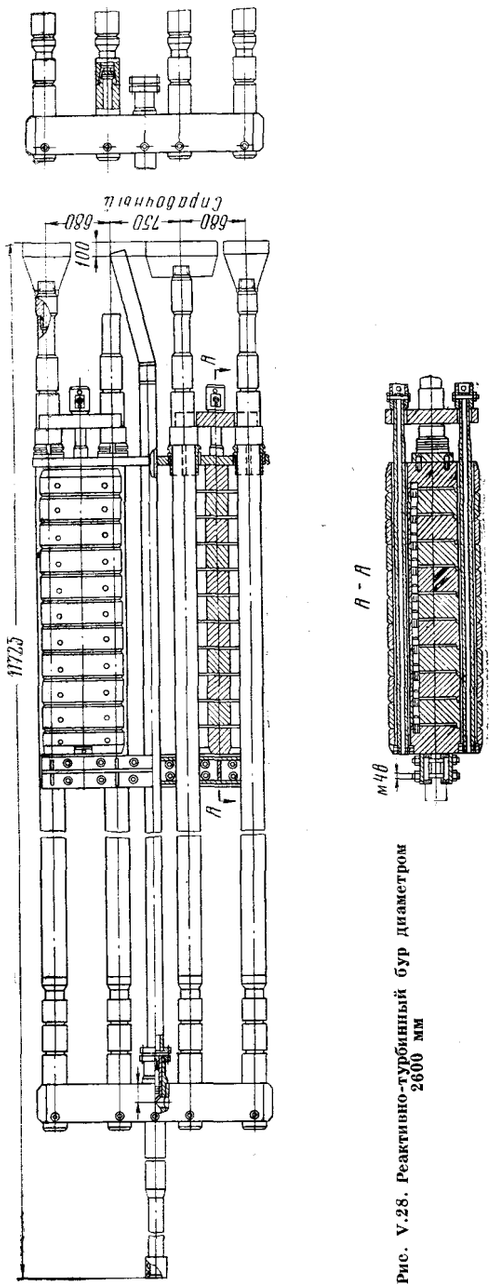


Рис. V.28. Реактивно-турбинный бур диаметром 2600 мм

Основные технические данные долот типа ДРБ для РТБ приведены в табл. V.16.

Долото ДРБ19К состоит из литого корпуса и трех приваренных лап с шарошками. Корпус усиленный, места слома рожек имеют перемычки. Корпус долота в плане имеет треугольную форму. Лапы используются от серийного долота 3Д490. Шарошки у долота специальные, вооруженные твердосплавными зубками с полусферической рабочей частью. Обратный конус шарошек, калибрующий ствол скважины, армирован твердосплавными зубками с плоскими торцами. Внутренний торец шарошек закрыт съемными заглушками.

Долота ДРБ19К и ДРБ20К разработаны на базе долота 3Д445С.

ВНИИБТ разработаны шестишарошечные долота для реактивно-турбинного бурения: ДРБ12К и ДРБ13К с использованием лап и шарошек от долота ДРБ15К; ДРБ8 и ДРБ12 с использованием лап и шарошек от долота 2Д394С.

Шестишарошечные долота состоят из стального литого корпуса с пазами под лапы. Опорные рожки соединены перемычками. Корпус имеет шестигранную форму. Присоединительная муфтовая резьба З-171 выполнена непосредственно в ступице корпуса или центральном переводнике, приваренном к корпусу. Промывка осуществляется через шесть боковых каналов, которые направляют струи раствора на основной венец шарошек. Корпуса многократного использования.

Вставные долота для турбинного и роторного бурения без подъема бурильной колонны для смены долота

ВНИИБТ и МИНХ и ГП им. И. М. Губкина разработаны конструкции двух- и трехшарошечных вставных долот для бурения соответственно турбинным и роторным способами без подъема бурильной колонны для смены долота.

Сущность способа бурения без подъема бурильной колонны для смены отработанного долота заключается в том, что новое долото спускается, а сработанное поднимается (с помощью каната и овершота или обратной циркуляцией) внутри бурильной колонны.

Для турбинного бурения разработана ВНИИБТ и выпускается Кунгурским заводом специальная конструкция турбобура со вставным ротором типа ТВР, к которому присоединяется вставное долото.

Для турбинного бурения изготовляются вставные долота диаметрами 220 и 248 мм. Вставное долото состоит из двух основных узлов: механизма долота и режущих шарошечных комплектов. Механиз-

Таблица V.15

Техническая характеристика агрегатов РТБ

Шифр агрегата	Диаметр скважины, мм	Диаметр долота, мм	Количество одновременно работающих турбобуров	Тип турбобура	Забойная мощность агрегата (при $\gamma = 1{,}2$ гс/см³), л. с.	Расход рабочей жидкости, л/с	Габаритные размеры агрегата в сборе, мм		Вес агрегата с грузами, т
							длина	диаметр грузов	
РТБ394	394	190	2	Т12М3Б-6 5/8″	237	60	10 335	376	6,4
РТБ445	445	214	2	Т12М3Б-7 1/2″	226	70	9 012	426	6,4
РТБ490	490	214	2	Т12М3Б-7 1/2″	226	70	11 416	474	9,6
РТБ590	590	269	2	Т12М3Б-8″	292	80	10 140	524	10,5
РТБ640	640	295	2	Т12М3Б-9″	432	90	11 230	590	12,0
РТБ760	760	346	2	Т12РТ-9″	432	90	11 230	700	12,0
РТБ920	920	445	2	Т12РТ-9″	432	90	11 230	850	13,0
РТБ1020	1020	490	2	Т12РТ-9″	432	90	12 200	930	13,2
РТБ1260	1260—1560	394, 445, 490, 620, 750	2—3	Т12РТ-9″	432—648	90—135	14 170	950	24,0
РТБ1330	1330	620	2	Т12РТ-9″	432	90	12 200	950	25,0
РТБ1560	1560	490	3	Т12РТ-9″	648	135	11 875	950	17,7
РТБ2080	2080	490	3	Т12РТ-9″	648	135	11 950	950	32,4
РТБ2600	2600—2860	490, 620, 750	3	Т12РТ-9″	648	135	11 725	950	38,3
РТБ160Р	1260—1750	490	3	РТБ-240	657	135	5 790	—	11,4
РТБ260Р	1750—2600	490, 750	3	Т12РТ-9″	648	135	12 380	—	22,4

Таблица V.16

Основные технические данные долот типа ДРБ для реактивно-турбинного бурения

Шифр долота	Тип долота	Диаметр долота, мм	Диаметр шарошек, мм	Количество шарошек в долоте	Присоединительная резьба, муфта ГОСТ 5286—58	Высота долота, мм	Вес долота, кг	Завод-изготовитель	Применение долот в бурах РТБ
ДРБ20К	К	346	215	3	З-171	412	134	Сарапульский им. Ф. Дзержинского	РТБ760
ДРБ15К	К	394	233,5	3	З-171	418	192	То же	РТБ1260
ДРБ9К2	К	445	282	3	З-171	485	265	»	РТБ920, РТБ1260
РС490	С	490	286	3	З-171	507	302	Экспериментальный ВНИИБТ	РТБ1020, РТБ1260
ДРБ19К	К	490	286	3	З-171	503	344	Сарапульский им. Ф. Дзержинского	РТБ1560, РТБ2080, РТБ2600
ДРБ12	С	620	235	6	З-171	376	589	Краснолучский горношахтного оборудования	РТБ1260, РТБ1330, РТБ2600
ДРБ12К	К	620	233,5	6	З-171	353	604	То же	РТБ1260, РТБ1330, РТБ2600
ДРБ8-750	С	750	235	6	З-171	390	629	»	РТБ1260, РТБ2600
ДРБ13К	К	750	274	6	З-171	415	584	»	РТБ1260, РТБ2600
РСС880	С	880	235	9	З-171	390	1023	Экспериментальный ВНИИБТ	РТБ2600

Примечание. Корпуса долот повышенной прочности. Шифр долота ДРБ20К обозначает: Д—долото, РБ—реактивно-турбинное бурение, 20—номер модели, К—для крепких пород

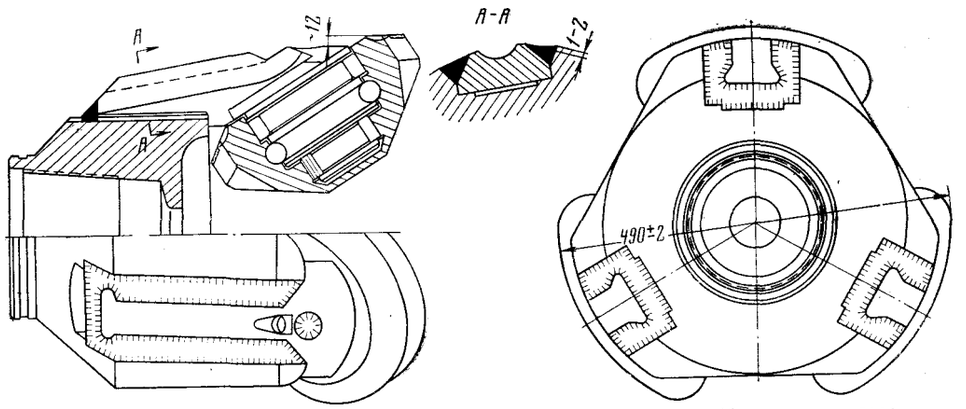


Рис. V.29. Долото для реактивно-турбинного бурения диаметром 490 мм типа РС490

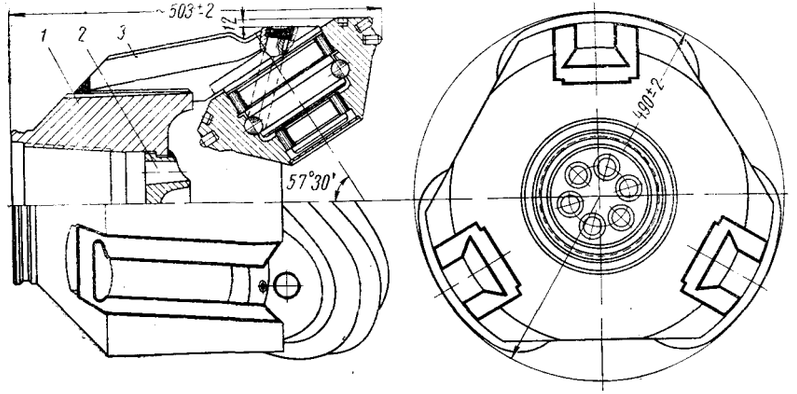


Рис. V.30. Долото для реактивно-турбинного бурения диаметром 490 мм типа ДРБ19К.

1 — корпус; *2* — промывочный канал; *3* — лапа в сборе с шарошкой

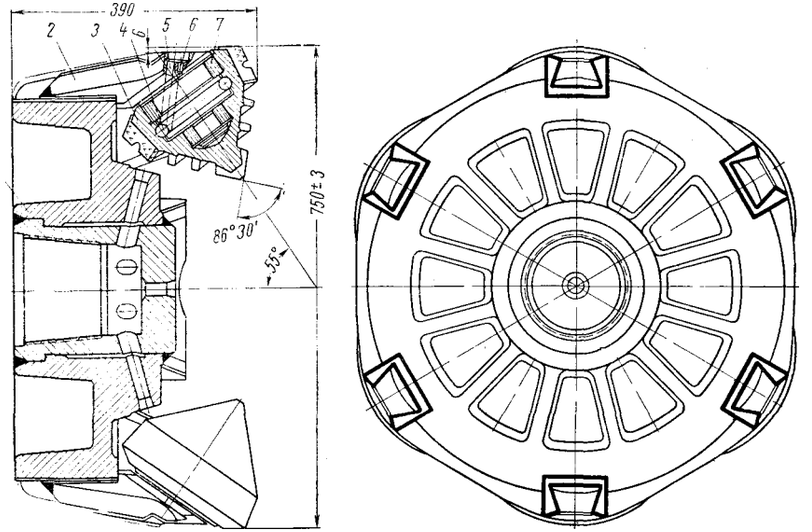


Рис. V.31. Долото шестишарошечное для реактивно-турбинного бурения диаметром 750 мм типа ДРБ8.

1 — корпус в сборе; *2* — лапа; *3* — шарошки I; *4* — шарики диаметром 19,05 мм; *5* — палец; *6* — штифт размером 6 × 25; *7* — ролики размером 16 × 30

мы разворота вставных долот диаметрами 220 и 248 мм изготавливает Павловский машиностроительный завод им. Мясникова, а шарошечные комплекты диаметром 220 мм двухшарошечные — Куйбышевский долотный завод, а диаметром 248 мм трехшарошечные — Дрогобычский долотный завод.

Для роторного бурения МИНХ и ГП разработаны конструкции выдвижных вставных двухшарошечных долот ДВРЗ-145, ДВР-151, ДВРП-6 «в» и ДВРГ-6, режущие комплекты которых изготовляются по отдельным заказам Верхне-Сергинским заводом, а механизмы разворота Павловским заводом им. Мясникова.

Снаряды для колонкового бурения и бурильные головки к ним

Колонковые долота со съемной грунтоноской позволяют поднимать с забоя скважины керн без подъема бурильной колонны. Грунтоноску с отобранным керном извлекают из скважины ловителем-шлипсом, спускаемым в бурильную колонну на канате, а бурильную головку поднимают после ее сработки вместе с бурильной колонной. Основными недостатками колонковых долот со съемной грунтоноской является получение керна малого диаметра и низкий процент выноса керна.

Для колонкового бурения со съемной грунтоноской Павловский машиностроительный завод им. Мясникова выпускает колонковые турбодолота типа КТД3 и КТД4 для турбинного бурения.

Турбодолота типа КТД4 обладают повышенным вращающим моментом и позволяют выносить керн большего диаметра по сравнению с турбодолотами типа КТД3.

Колонковое долото с несъемной колонковой трубой типа «Недра», ВДК и ДКНУ применяются в роторном бурении.

Колонковые снаряды и долота «Недра» и ДКНУ серийно изготовляются Павловским заводом им. Мясникова по технической документации соответственно ВНИИБТ и УфНИИ, а типа ВДК — Верхне-Сергинским заводом по его технической документации. Кроме того, Павловский завод выпускает снаряд колонковый типа СК-164/80 для бурения алмазными бурильными головками диаметром 188, 212 и 241 мм.

Перечень колонковых долот и бурильных головок, используемых в бурении, приведен в табл. V.17.

Краткие технические характеристики и рабочие гидравлические характеристики турбин колонковых турбодолот приведены в табл. V.18 и V.19.

В соответствии с нормалью ОН26-02-128-69 для работы с колонковыми долотами и снарядами как в турбинном, так и в роторном бурении создаются и должны изготовляться шарошечные бурильные головки с параметрами, указанными в табл. V.20.

В настоящее время для работы с колонковыми турбодолотами типа КТД3 и колонковыми долотами типа ВДК Верхне-Сергинским заводом изготовляются четырехшарошечные бурильные головки типа 1ВК с вооружением СТ (рис. V.32); основные технические данные приведены в табл. V.21.

Шарошки бурильных головок самоочищающиеся. Керн обуривается вершинами всех четырех шарошек. Опора шарошек состоит из роликового и двух шариковых подшипников.

Промывка к забою подводится через каналы в секциях, размещенные таким образом, чтобы предотвратить размыв керна струями раствора.

В соответствии с нормалью ОН26-02-128-69 Верхне-Сергинский завод выпускает четырехшарошечные бурильные головки 2В-К190/40 и 2В-К214/60.

Наряду с этим Московский комбинат твердых сплавов выпускает алмазные бурильные головки для работы с колонковыми долотами типа КТД3, КТД4, колонковыми снарядами «Недра-II», СК-164/80. Основные параметры алмазных бурильных головок приведены в табл. V.22.

Колонковый снаряд КДП-190/80 типа «Недра-II» (рис. V.33) серийно выпускает Павловский завод им. Мясникова. Он предназначен для работы с бурильными головками диаметром 190/80 и 214/80 мм.

Снаряд «Недра-II» представляет собой двойной колонковый набор, состоящий из нескольких секций корпуса с наружным диаметром 164 мм и таким же количеством колонковых труб с наружным диаметром 102 мм и внутренним 89 мм. Секционирование позволяет отбирать более длинный керн за долбление. Секции корпуса соединены между собой ниппелями-центраторами, верхняя секция снабжена переводником под бурильные трубы, а нижняя через ниппель-центратор (переводник с резьбой ниппель-муфта для присоединения шарошечных бурильных головок или переводник с двухниппельной резьбой для присоединения алмазной бурильной головки) соединяется с бурильной головкой.

В верхней части грунтоноска снабжена посадочным конусом и съемным клапаном, а в нижней — башмаком, опирающимся на рычажковый кернорватель, устанавливаемый в бурильной головке.

В местах разъема колонковых труб помещаются кернодержатели, установлен-

Таблица V.17

Перечень колонковых долот, используемых в бурении с бурильными головками

Шифр долота	Применяемые бурильные головки: Шифр	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр керна, мм	Грунтоноска	Примечания
Колонковые турбодолота					
КТД3-5″	В-К	145	25	Съемная	С турбодолотами типа КТД4 применяются: алмазные бурильные головки (для присоединения требуется двухниппельный переводник и удлинение грунтоноски), четырехшарошечные бурильные головки типа 1ВК со специальным приспособлением и бурильные головки типа 2ВК
КТД3-65/8″	В-К	190, 214	33	»	
КТД3-71/2″	В-К	214	33	»	
КТД3-8″	В-К	243, 269	47	»	
КТД3-9″	В-К	269, 295, 346	47	»	
КТД4-172-190/48	7В-К	190	48	»	
КТ-188		188	48	»	
КТД4-164-190/40	7В-К	190	40	»	
	2В-К	190	40	»	
	КР-188	188	40	»	
	КР-188	188	48	»	
	КР-188	188	40	»	
КТД4-195-214/60	7В-К	214	60	»	
	2В-К	214	60	»	
	КР-212	212	60	»	
	КТ-212	212	60	»	
Колонковые долота для роторного бурения					
1В-ДК-118	В-К	118	22	Несъемная	
1В-ДК-145	В-К	145	25	»	
1В-ДК-161	1В-К	161	25	»	
1В-ДК-190	1В-К	190	33	»	
1В-ДК-214	1В-К	214	33	»	
1В-ДК-243	1В-К	243	47	»	
1В-ДК-295	1В-К	295	47	»	
1В-ДК-346	1В-К	346	47	»	
ДКНУ2-145/67	АКУ	145	67	»	
ДКНУ2-161/67	ТКУ	161	67	»	
ДКНУ2-190/72		190	72	»	
ДКНУ2-214/94	ТПКУ	214	94	»	
«Недра» КПД-164	6В-К	190	80	»	
То же	11Н-К	190	80	»	
»	17Н-К	190	80	»	
»	21В-К	190	80	»	
»	6В-К	214	80	»	
»	11Н-К	214	80	»	
»	17Н-К	214	80	»	
»	21В-К	214	80	»	
СК-164	КР	188	80	»	
		212	80	»	

Для колонковых долот со съемной грунтоноской и несъемной (постоянной) колонковой трубой должны изготовляться бурильные головки с параметрами, указанными в табл. V.20.

Таблица V.18

Техническая характеристика колонковых турбодолот типа КТД3 и КТД4

Показатели	КТД3-5″	КТД3-65/8″	КТД3-71/2″	КТД3-8″ТП	КТД3-9″Т	КТД4-164-190/40 (КТД4-61/2″)	КТД4-172-190/48 (КТД4-65/8″)	КТД4-185-214/60 (КТД4-71/2″)	КТД4-195-214/60 (КТД4-71/2″)
Длина (без бурильной головки), мм	6940	7970 ± 25	7981 ± 25	7495 ± 25	7543	—	9200 ± 25	—	10 100 ± 25
Наружный диаметр, мм	127	172	190	212	235	164	172	185	195
Количество ступеней турбины	120	96	94	79	100	175	135	187	159
Длина грунтоноски, мм: наибольшая	6615	7626	7225	6992	6992	8510	8580	9610	9610
наименьшая		7476		6842	6842	8360	8430	9460	9460
Наибольший наружный диаметр, мм	45	65	65	85	85	68	79	95	95
Диаметр колонковый трубы, мм: наружный	38	53	53	73	73	60	73	83	83
внутренний	30	41	41	58	58	48	58	70	70
Длина керноприемной части, мм	3050	3050	3495	3217	3217	3850	4010	4487	4487
Диаметр керна, мм	25	33	35	47—48	47—48	40	48	60	60
Присоединительная резьба трубная: муфта верхняя	3-101	3-121	3-147 Инструкция ВНИИБТ ИРТ-2	3-147	3-147	3-121	3-133 (ГОСТ 5286—58) 3-147	3-147 Инструкция ВНИИБТ ИРТ-2	3-147
муфта нижняя	3-101	3-121	3-121	3-171 Инструкция ВНИИБТ ИРТ-2	3-171	3-147		3-161 ГОСТ 5286—58	3-161
Диаметр бурильной головки, мм	145	190, 214	214, 243	243, 269	269, 295, 346	190	190	214	214
Вес турбодолота (без бурильной головки), кг	504	994	1328	1375	1671	1133	1133	1732	1610

Таблица V.19

Гидравлическая характеристика серийных турбодолот типа КТД3 и КТД4 при работе с промывкой глинистым раствором удельного веса 1,2 гс/см³

Шифр турбодолота	Расход глинистого раствора Q, л/с	Максимальная мощность N, л. с.	Скорость вращения вала при максимальной мощности n, об/мин.	Вращающий момент на валу при максимальной мощности M, кгс·м	Перепад давления P, кгс/см²
КТД3-5″	8	10,5	585	12,5	20,7
	10	20,5	735	19,5	32,5
	12	34,0	880	27,7	46,7
	25	42,6	556	54,4	25,7
	28	59,4	623	68,3	32,2
КТД1-65/8″	30	72,7	667	78,7	37,1
	32	89,0	712	89,0	42,6
	35	117,3	780	108,7	51,0
	40	174,6	890	139,5	66,3
	25	52,1	576	63,5	29,3
КТД3-71/2″	28	73,0	645	81,3	36,2
	30	89,5	690	93,2	42,3
	32	59,0	515	82,0	24,4
	35	77,5	565	98,0	29,4
КТД3-8″-II	38	98,0	615	114,5	33,7
	40	115,0	645	128,0	38,5
	42	132,5	680	140,0	42,5
	45	169,5	725	161,0	48,7
	30	53,0	422	90,6	19,0
	35	84,5	492	129,8	26,0
	40	128,0	562	159,2	33,5
КТД3-9″-I	45	180,0	632	204,5	43,0
	50	245,0	701	254,0	53,0
	55	324,0	772	305,0	64,0
КТД4-65/8″	22	70/57	490	111/91	49/40
	24	90/74	535	123/100	58/47,5
	26	115/94	580	145/112	68/55
	28	145/119	625	167/137	79/65
КТД4-61/2″	20	58,4/47,6	519	79/66,2	42,6/47,2
	22	77/64,4	571	95/81	53/51,5
	24	100/83,5	623	114,2/95,5	62,5/52,2
	26	126/106	675	135/112	73,5/61,4
	28	151/126,5	727	156/130	85,5/71,5
КТД4-71/4″	22	79/66	500	113/94	60/50
	24	102,5/85,6	545	134,4/111,8	71,3/59,5
	26	130,3/108,9	590	157,7/131,2	83,7/69,8
	28	162,7/136	636	182,9/152,2	97,1/80 9
	30	200/167	681	210/174,7	111,5/92,9
КТД4-71/2″	20	63,5	480	98	41
	22	86,5	528	118	49
	24	112,5	575	140	58
	28	142,5	623	163,5	68

Таблица V.20

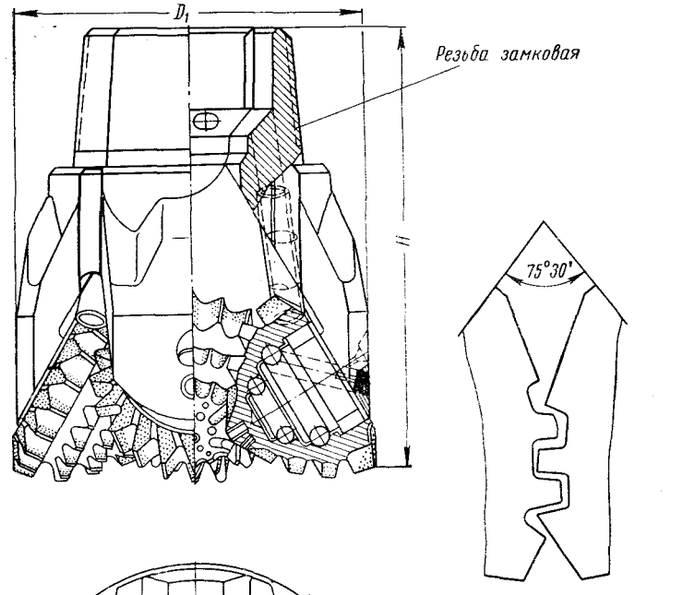
Основные параметры шарошечных бурильных головок по нормали ОН26-02-128-69

(размеры в мм)

Номинальный диаметр бурильной головки D	Присоединительная резьба: бурильная головка для инструмента со съемной грунтоносной	Присоединительная резьба: бурильная головка для инструмента с несъемной головкой	Длина рабочего шипа	Рекомендуемое суммарное сечение промывочного отверстия, см²	Допустимая осевая нагрузка на бурильную головку, тс	Ориентировочный вес бурильной головки, кг
76	—	Спец. 64-мм ГОСТ 6238—52	40	1,2	2	2
93	—	Спец. 81-мм ГОСТ 6238—52	40	1,6	2,5	4,5
97	3-62 ГОСТ 5286—58	3-76 ГОСТ 5286—58	60	2,5	2,5	6,5
112	—	Спец. 101, 5-мм ГОСТ 6238—52	40	2	3	6
118	3-92 ГОСТ 5286—58	3-76 ГОСТ 5286—58	70	4		10
132	—	Спец. 118-мм ГОСТ 6238—52	40	4	4	9,5
140 145	3-101 ГОСТ 5286—58	3-102 ГОСТ 5286—58	70	6	6 7	15 16,5
151	—	МКПОЙРТ ВНИИБТ Спец. 138-мм ГОСТ 6238—52	70	5	5	12
161	3-111 ГОСТ 5286—58	3-121 ГОСТ 5286—58	70	6	10	22
190	3-147 ГОСТ 5286—58	МК-150, ИРТ-2 ВНИИБТ		13,5	12	28
214	3-161 ГОСТ 5286—58				15	38
243				17	20	50
269	3-171 ГОСТ 5286—58	3-189 ГОСТ 5286—58	80		25	65
295 320 346				21	30	80 110 135

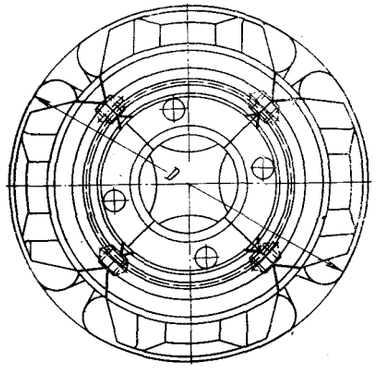
Номинальный диаметр бурильной головки D	Превышение отклонения образуемого керна над диаметром	Высота бурильной головки не более	Диаметр корпуса бурильной головки не более	Диаметр образуемого керна: для инструментов со съемной грунтоносной	Диаметр образуемого керна: для инструментов с несъемной грунтоносной	Превышение отклонения образуемого керна над диаметром
76	—0,75	110	73	—	36	—0,75
93	—0,75	115	89	—	36	—0,75
97	От —1,0 до —1,75	160	94	18	30	—0,75
112	—0,75	140	108	—	44	—0,75
118	От —1,0 до —1,75	185	115	22	30	—0,75
132	—1,0	150	128	—	60	—
140 145	От —1,0 до —2,0	205 210	136 141	35	40	—1,0
151	—1,0	145	146	—	76	—
161	От —1,0 до —2,0	250	157	—	67	—
190	От —1,0 до —2,25	275	185	40		—1,25
214	От —1,0 до —2,25	300	208	60	80	
243	От —1,0 до —2,25	370	237	60	100	
269	От —1,0 до —2,5	370	262	60	100	—1,5
295 320 346	От —1,0 до —3,6	400 400 400	287 310 335	60 60 60	100 100 100	—2,0

Примечание. Промывка в бурильных головках всех типоразмеров боковая с отводом от керна. Бурильные головки должны выпускаться шести типов: М, МС, С, СТ, ТК и К.

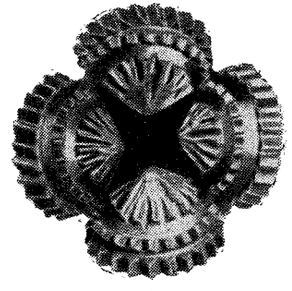


I и III шарошки II и IV шарошки

а



б



в

Рис. V.32. Колонковая четырехшарошечная бурильная головка типа 1В-К.

а — схема самоочищения шарошек; *б* — вид сверху; *в* — вид снизу

ные в выточке внутри колонковой трубы.

Отрыв керна от забоя производится цанговым (рис. V.34) и рычажковым (рис. V.35) кернорвателями, которые расположены в корпусе бурильной головки.

Снаряд «Недра-II» комплектуется компоновкой кернорвателей типа КСЦ-80. Кернорватель состоит из плавающего, свободно вращающегося в башмаке цангового кернорвателя КЦ-80 и рычажкового кернорвателя Р18Л-80 (рис. V.36).

Применение компоновки кернорвателей обеспечивает надежный отрыв и удержание керна в колонковой трубе.

Разработанные ВНИИБТ и находящиеся в промышленной отработке бурильные головки к снаряду «Недра-II» позволяют эффективно отбирать керн при бурении мягких и крепких пород. Так, для бурения мягких пород применяются фрезерные бурильные головки 11Н-К типа М с твердосплавными зубками (рис. V.37) для бурения мало абразивных мягких с пропластками средней твердости пород — восьмишарошечные бурильные головки 17Н-К типа МС (рис. V.38); для бурения мало абразивных пород средней твердости — трехшарошечные бурильные головки 6В-К

Таблица V.21

Основные технические данные четырехшарошечных бурильных головок типа 1В-К, выпускаемых Верхне-Сергинским заводом

Шифр бурильной головки	Тип бурильной головки	Номинальный диаметр бурильной головки D, мм	Номинальный диаметр корпуса бурильной головки D_1, мм	Номинальный диаметр керна, мм	Промывочные каналы: количество	Промывочные каналы: суммарное сечение, см²	Тип и размер присоединительной резьбы	Высота бурильной головки H, мм	Вес бурильной головки, кг	Максимально допустимая осевая нагрузка, тс
1Б-К118СТ	СТ	118	115	22	8	5,08	Ниппель З-92 ГОСТ 5286—58	160	5,8	3
3В-К145СТ	СТ	145	141	25	4	6,16	Ниппель З-101 ГОСТ 5286—58	195	8,0	7
1В-К190СТ	СТ	190	184	33	4	9,06	Ниппель З-121 ГОСТ 5286—58	253	20,2	12
1В-К214СТ	СТ	214	208	33	4	9,06	То же	258	25,0	15
1В-К243СТ	СТ	243	236	47	4	19,60	Ниппель З-171 ГОСТ 5286—58	336	48,6	20
1В-К269СТ	СТ	269	261	47	4	19,60	То же	340	55,0	25
1В-К295СТ	СТ	295	286	47	4	19,60	»	341	63,1	30
1В-К346СТ	СТ	346	336	47	8	25,12	»	350	89,8	30

Таблица V.22

Основные параметры алмазных бурильных головок

Конструкция алмазной бурильной головки	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр корпуса бурильной головки, мм	Высота бурильной головки, мм	Тип резьбовой головки	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-58	Диаметр керна, мм	Вес алмазов, карат	Вес бурильной головки, кг	Тип	Назначение
Радиальные:										
КР138/35 С1	138	122	235	Муфта	З-102	35	206	19	СТ	Для бурения мало- и средне-абразивных средней твердости и твердых пород
КР187/40 С1	187	168	290	»	З-147	40	448	35	СТ	
КР188/48 СТ1	188	168	315	»	З-147	48	415	40	СТ	
КР212/60 СТ1	212	185	330	»	З-161	60	490	50	СТ	
КР159/55 С2	159	140	265	»	МК125×6	55	297	27	СТ	То же
КР188/80 СТ1	188	164	310	»	МК150×6	80	408	40	СТ	
КР212/80 СТ1	212	172	320	»	МК150×6	80	504	50	СТ	
Ступенчатые:										
КТ188/40 С2	188	168	305	»	З-147	40	360	38	С	Для бурения малоабразивных мягких и средней твердости пород
КТ188/48 С2	188	168	305	»	З-147	48	450	37	С	
КТ212/60 С2	212	186	320	»	З-161	60	540	50	С	
КТ267/80 С2	267	185	360	»	МК150×6	80	718	86	С	

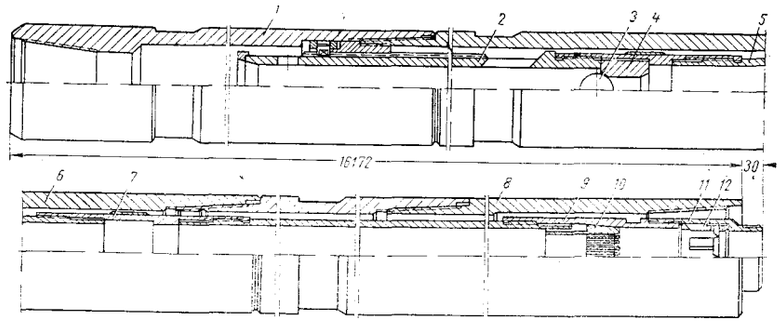


Рис. V.33. Колонковый снаряд КДП-190/80 типа «Недра-II».
1 — переводник; *2* — подвеска; *3* — шар диаметром 50,8 мм; *4* — седло клапана; *5* — труба колонковая; *6* — корпус; *7* — муфта; *8* — переводник нижний; *9* — переводник; *10* — кернорватель цанговый; *11* — башмак; *12* — кернорватель

типа С с твердосплавными зубками и опорами качения (рис. V.39); для бурения мало абразивных пород средней твердости с пропластками твердых пород, абразивных твердых с пропластками крепких пород и абразивных крепких пород — шестишарошечные бурильные головки соответственно с фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками 21Н-К с опорами скольжения типа СТ (рис. V.40) и 20Н-К с опорами качения ТКЗ и К (рис. V.41). Бурильные головки 20Н-К предполагается унифицировать с бурильными головками 21Н-К. У всех перечисленных бурильных головок приближенные к забою керноприем, что способствует

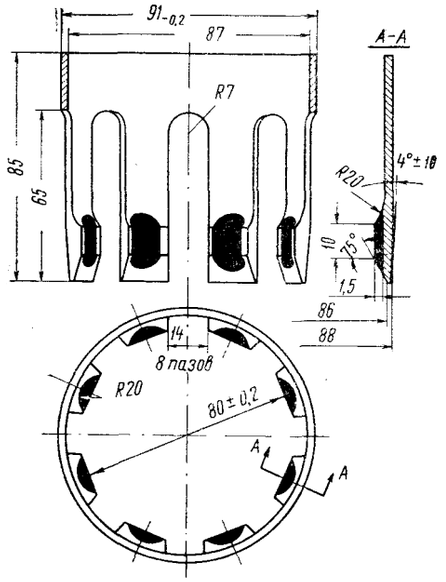


Рис. V.34. Кернорватель цанговый КЦ-80

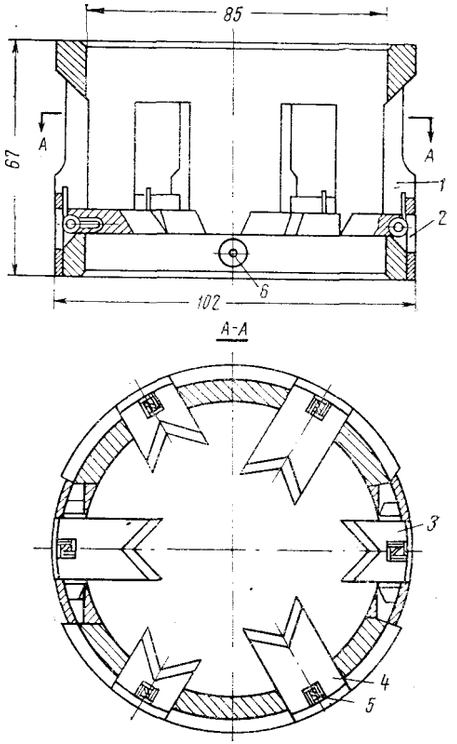


Рис. V.35. Кернорватель рычажковый Р18Л-80.
1 — обойма; *2* — кольцо; *3* — рычажок короткий; *4* — рычажок длинный; *5* — пружина; *6* — заклепка;

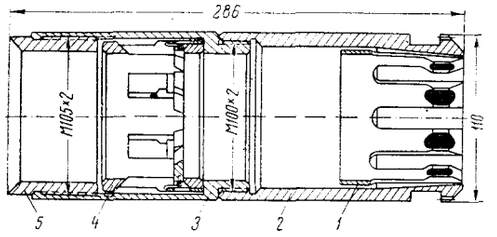


Рис. V.36. Компоновка кернорвателей 1КСЦ-80.
1 — кернорватель цанговый КЦ-80; *2* — обойма; *3* — башмак; *4* — рычажковый кернорватель Р18Л-80; *5* — упор

лучшему сохранению керна до вхождения в колонковую трубу. Кроме того, при работе новыми бурильными головками возникают значительно меньшие вибрации, способствующие разрушению или снижению прочности керна, чем при бурении бурильными головками типа 1В-К или подобными.

Струи бурового раствора не попадают в керноприемную часть. С помощью снаряда «Недра-II» и перечисленных бурильных головок обеспечивается вынос керна более 60%.

При бурении колонковыми снарядами «Недра-II» с указанными бурильными головками необходимо руководствоваться разработанной ВНИИБТ инструкцией, в которой детально описаны конструкции, сборка и разборка снаряда, режимы работы разными бурильными головками, необходимый вспомогательный инструмент.

Снаряд керноотборочный типа СК-164/80 конструкции ВНИИБТ (рис. V.42) пред-

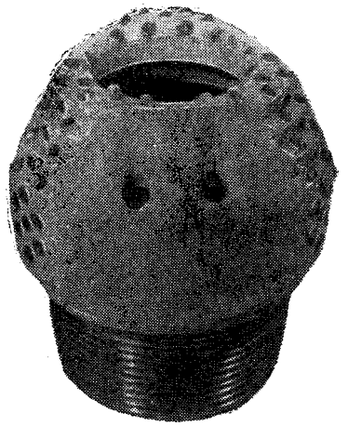
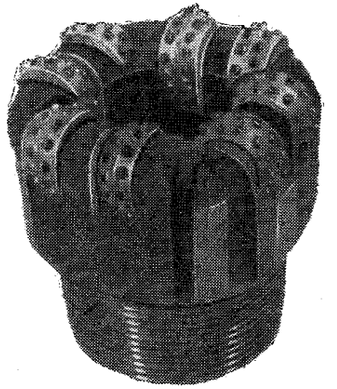
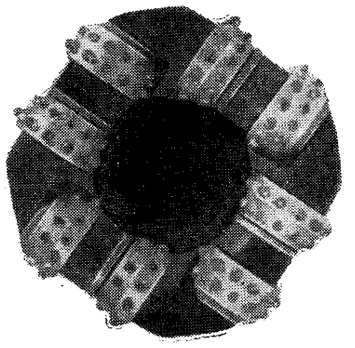


Рис. V.37. Колонковая бурильная головка 11Н-К типа М



а



б

Рис. V.38. Колонковая восьмишарошечная бурильная головка 17Н-К типа МС с опорами скольжения.
а — вид сбоку; *б* — вид снизу

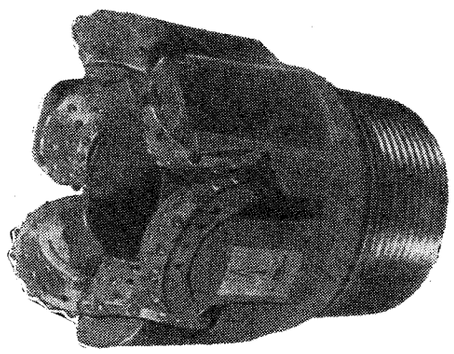
назначен для роторного колонкового бурения с отбором керна диаметром 80 мм алмазными бурильными головками диаметрами 188, 212 и 241 мм, а также шарошечными и фрезерными бурильными головками диаметрами 190 и 214 мм с заменой нижнего переводника. Конструкция снаряда позволяет работать одной, двумя, тремя и более секциями. Кернорватели цанговый и рычажковый.

Отличительными особенностями конструкции снаряда являются:

подвеска колонковой трубы на упорном подшипнике специальной конструкции;

центрирование снаряда в скважине выступами, предусмотренными на верхнем переводнике;

возможность предварительной промывки скважины и колонковой трубы после спуска снаряда с бурильной головкой в скважину.



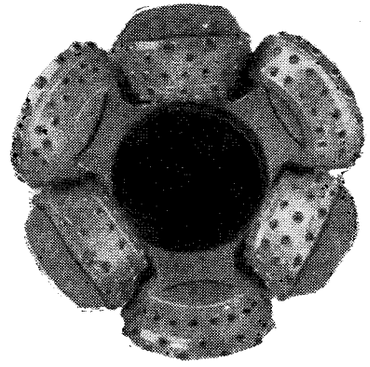
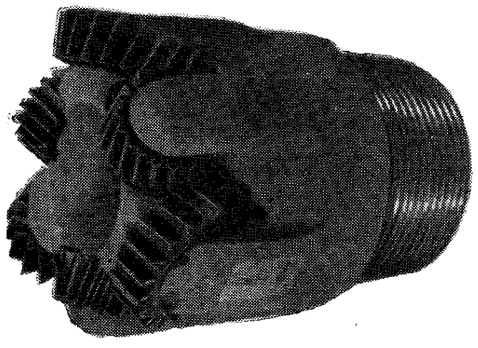


Рис. V.41. Колонковая шестишарошечная бурильная головка 20Н-К типа К с опорами качения.
а — вид сбоку; *б* — вид снизу.



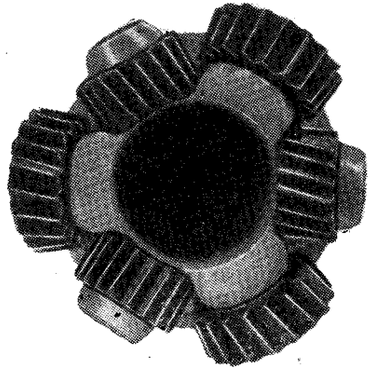
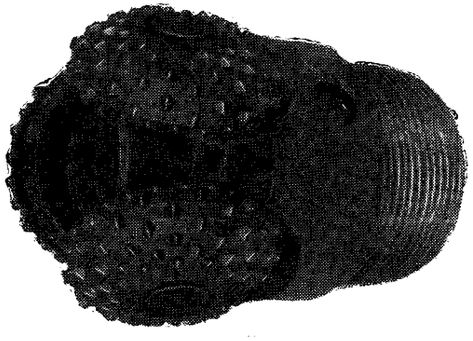


Рис. V.40. Колонковая шестишарошечная головка 21Н-К типа СТ с опорами скольжения.
а — вид сбоку; *б* — вид снизу



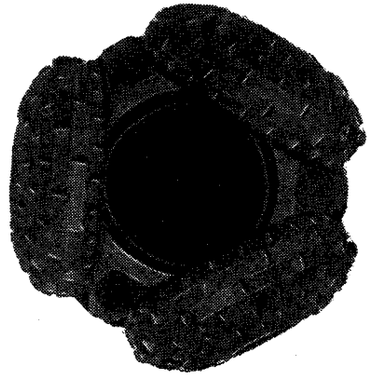


Рис. V.39. Колонковая трехшарошечная бурильная головка 6В-К типа С с опорами качения.
а — вид сбоку; *б* — вид снизу

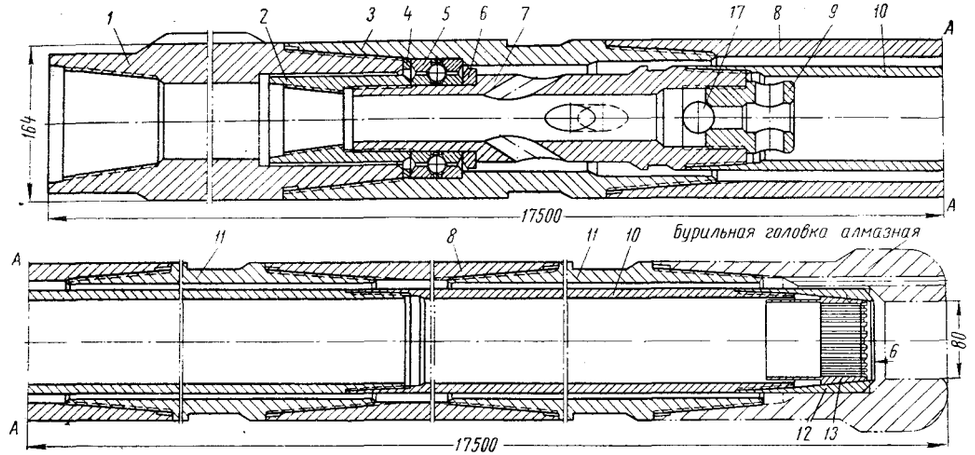


Схема транспортировки

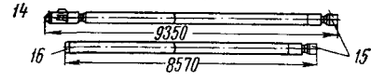


Рис. V.42. Снаряд керноотборочный СК-164/80 для роторного колонкового бурения с отбором керна диаметром 80 мм, алмазными бурильными головками диаметрами 188, 212 и 241 мм.

1 — переводник верхний; *2* — контртрубка; *3* — головка корпуса; *4* — кольцо упорное; *5* — шарикоподшипник упорно-радиальный; *6* — кольцо регулировочное; *7* — шпиндель; *8* — корпус; *9* — седло клапана; *10* — труба керноприемная; *11* — переводник; *12* — башмак; *13* — кернорватель цанговый; *14* — пробка З-121; *15* — колпак МК 150 × 6; *16* — пробка МК 150 × 6; *17* — шарик диаметром 31,75 мм.

Снаряд изготовляется Павловским машиностроительным заводом им. Мясникова.

При бурении снарядом с алмазными бурильными головками следует руководствоваться инструкцией ВНИИБТ по эксплуатации снаряда керноотборочного.

Колонковое долото типа В-ДК для работы с бурильными головками 1В-К, характеристики которых приведены в табл. V.21, выпускает Верхне-Сергинский завод.

Колонковое долото В-ДК состоит из корпуса, колонковой трубы с кернорвателем и упорным подшипником, который устанавливается в бурильной головке. Корпус представляет собой обычную бурильную трубу соответствующего диаметра с замковыми муфтовыми резьбовыми соединениями на концах. Корпус в комплект поставки не входит.

Двойные колонковые наборы «Уфимец» ДКНУ2-145/67, ДКНУ2-161/67, ДКНУ2-190/72 и ДКНУ2-214/94 выпускает Павловский завод им. Мясникова. Они предназначены для отбора керна роторным способом фрезерными бурильными головками типов ТКПУ и ТКУ с твердосплавными зубками и алмазными типа АКУ.

Бурильные головки с твердосплавными зубками выпускает Краснодарский опытный завод «Нефтемашремонт», а алмазные — Московский комбинат твердых сплавов.

Колонковый набор ДКНУ2 состоит из корпуса (толстостенная труба), расширителя-центратора, колонковой трубы, подвешенной на опоре скольжения, шарового клапана, компоновки кернорвателей. Расширитель-центратор предназначен для центрирования колонкового набора и бурильной головки и для калибрования диаметра скважины и устанавливается в нижней части набора.

Глава VI

ТУРБОБУРЫ

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И УСТРОЙСТВО МНОГОСТУПЕНЧАТЫХ ТУРБОБУРОВ

Турбобур (рис. VI.1) — забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях.

Турбобур опускается к забою скважины на трубах. Энергия, необходимая для работы турбобура, доставляется потоком жидкости, подаваемой по трубам, установленными на поверхности насосами.

Обычно бурильные трубы и связанный с ними корпус турбобура лишены возможности вращаться, и гидравлическая энергия потока жидкости превращается в турбине в механическую энергию вращения вала, несущего на конце долото.

В соответствии с загрузкой долота и своей характеристикой турбина турбобура развивает на валу вращающий момент, производящий энергию, необходимую для работы долота. Жидкость, отработанная в турбине, через полость вала направляется в долото и, проходя через промывочные отверстия, попадает на забой и очищает его, вынося разбуренную породу на поверхность.

В корпусе турбобура монтируются система дисков статора турбины, средние опоры и подпятники. Они стянуты между собой ниппелем, ввинченным в корпус, и вместе с последним представляют монолитную систему.

Корпус турбобура соединен с колонной бурильных труб через переводник. Конические присоединительные резьбы аналогичны резьбам замковых соединений бурильных труб.

На валу турбобура монтируется система дисков ротора, втулки средних и нижней радиальных опор, а также диски пяты, которые стянуты между собой роторной гайкой в монолитную систему.

Турбина турбобура — многоступенчатая и состоит из системы дисков статора и системы дисков ротора (рис. VI.2), из которых первая связана с корпусам, а вторая с валом турбобура.

В многоступенчатой турбине турбобура осевого типа диски статоров и роторов, имеющие одинаковые средние диаметры проточной части, чередуются в осевом направлении.

Каналы турбины образуются равномерно размещенными по окружности проточной части дисков лопатками, установленными наклонно к осевой плоскости турбины. Лопатки дисков статора и ротора имеют противоположные направления наклона (правое и левое). Профилю лопаток придается обтекаемая форма, чтобы обеспечить возможно меньшие вредные сопротивления в проточной части турбины.

При движении рабочей жидкости по каналам дисков статоров, поток отклоняется от первоначального осевого направления, а проходя по каналам дисков роторов, возвращается к нему. Гидравлическая энергия, затрачиваемая на изменение скорости потока жидкости по величине и направлению в турбине, при заторможенных дисках статоров вызывает вращение дисков роторов, а с ними и вала турбобура. Создающиеся при этом на роторе каждой ступени вращающие моменты суммируются на валу благодаря силам трения, образующимся между торцами дисков ротора при затяжке их роторной гайкой.

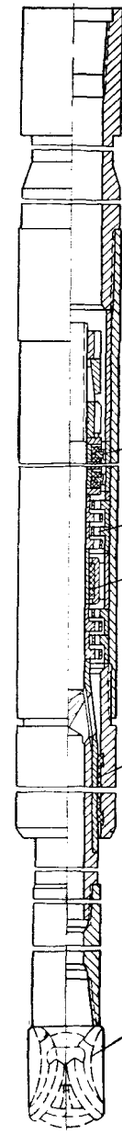


Рис. VI.1. Турбобур.
1 — верхняя опора; *2* — турбина; *3* — средняя опора и ее втулка; *4* — нижняя опора; *5* — долото.

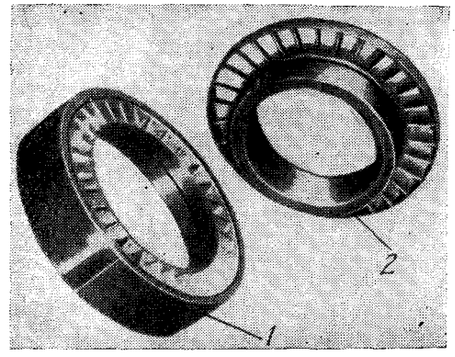


Рис. VI.2. Турбина.
1 — статор; *2* — ротор

Соответствующие реактивные моменты, создающиеся на статоре каждой ступени, воспринимаются корпусом турбобура благодаря силам трения, возникающим на торцах дисков статоров, закрепленных в корпусе; суммарный реактивный момент через корпус турбобура передается колонне бурильных труб.

Вращающий момент на валу турбины турбобура равен сумме всех моментов, получаемых от отдельных ступеней турбины

$$M = K\,\Delta M,$$

где K — количество ступеней турбин в турбобуре; ΔM — вращающий момент от одной ступени турбины в кгс·м.

Число оборотов вала многоступенчатой турбины не зависит от количества ступеней.

Мощность турбобура равна сумме мощностей, получаемых от отдельных ступеней

$$N = K\,\Delta N,$$

где ΔN — мощность от одной ступени турбины турбобура в л. с.

Перепад давлений на турбине турбобура равен сумме перепадов давлений на ее отдельных ступенях

$$p = K\,\Delta p,$$

где Δp — перепад давлений на отдельной ступени в кгс/см^2.

Большое число ступеней турбины позволяет при малых диаметрах турбобура получить значительную мощность и вращающий момент при сравнительно низкой скорости вращения вала.

Гидравлические и механические параметры турбины турбобура характеризуются следующими зависимостями.

Число оборотов турбины n пропорционально количеству буровой жидкости Q

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2}.$$

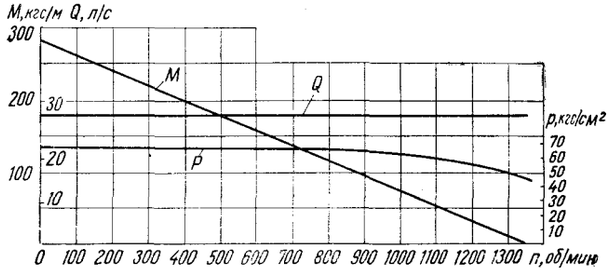


Рис. VI.3. Характеристика турбины турбобура ТС5Б-7¹/₂″ при постоянном расходе воды через турбину (Q = 30 л/с, тип турбины 21/20,5)

Давление в турбине (перепад давления) пропорционально квадрату количества прокачиваемой жидкости

$$\frac{p}{p_2}=\frac{Q_1^2}{Q_2^2}.$$

Вращающий момент турбины пропорционален квадрату количества прокачиваемой жидкости

$$\frac{M_1}{M_2}=\frac{Q_1^2}{Q_2^2}.$$

Мощность турбины пропорциональна кубу количества прокачиваемой жидкости.

$$\frac{N_1}{N_2}=\frac{Q_1^3}{Q_2^3}$$

Мощность на валу турбины определяется по формуле

$$N=\frac{QH\gamma}{75}\,\eta_т \text{ лс},$$

где Q — количество прокачиваемой жидкости в л/с; H — перепад давления в турбине в м; γ — удельный вес жидкости в гс/см³; η — коэффициент полезного действия (к. п. д.) турбины.

Вращающий момент, развиваемый турбиной, определяется по формуле

$$M=716{,}2\frac{N}{n}, \text{ кгс}\cdot\text{м}.$$

Основные параметры турбины при изменении удельного веса прокачиваемой жидкости подчиняются зависимостям

$$\frac{M_1}{M_2}=\frac{\gamma_1}{\gamma_2};\quad \frac{N_1}{N_2}=\frac{\gamma_1}{\gamma_2};\quad \frac{p_1}{p_2}=\frac{\gamma_1}{\gamma_2},$$

т. е. вращающий момент, мощность и давление турбины пропорциональны удельному весу прокачиваемой жидкости.

Скорость вращения вала турбины при увеличении удельного веса жидкости не изменяется.

Характеристика турбины представлена в виде кривых, построенных в прямоугольной системе координат, у которой на оси x откладывается скорость вращения турбины n, а на оси y вращающий момент M, мощность N, перепад давления p и к. п. д. турбины.

В турбобурах применяются турбины двух типов, отличающиеся зависимостью перепада давления в турбине от скорости ее вращения. Во всех турбобурах, кроме типов А7Н, применяются турбины, имеющие при постоянном расходе жидкости через турбину постоянную линию давления (рис. VI.3). В турбобурах типа А7Н используется турбина, имеющая при постоянном расходе жидкости переменную линию давления.

На диаграмме (см. рис. VI.3) приведена характеристика турбины турбобура ТС5Б-7¹/₂″ при постоянном расходе жидкости через турбину.

Как видно из диаграммы, зависимость между вращающим моментом турбины и скоростью ее вращения обратно пропорциональна, — при увеличении нагрузки на вал скорость вращения турбины уменьшается, а вращающий момент турбины возрастает.

Вращающий момент турбины достигает максимальной величины при полном торможении

$$M_т=2M_р,$$

где $M_р$ — вращающий момент, соответствующий режиму максимальной мощности; $M_т$ — тормозной момент турбины.

Число оборотов турбины при режиме максимальной мощности равняется половине числа оборотов холостого хода

$$n_р=\frac{n_{хол}}{2}.$$

Перепад давления в турбине, практически не зависит от скорости вращения вала турбобура.

На рис. VI.4 показана характеристика турбины с переменной линией давления.

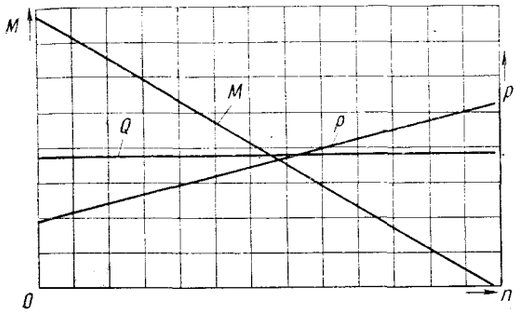


Рис. VI.4. Характеристика турбины с переменной линией давления.

Перепад давления в турбине такого типа при постоянном расходе потока непрерывно уменьшается от холостого хода к тормозному режиму. Турбобур с такой турбиной используется в комбинации с перепускным клапаном, настроенным (отрегулированным) на определенное давление, при этом расход жидкости через турбину турбобура переменный — меньший при высоких скоростях и больший при низких скоростях вращения ротора турбины.

На рис. VI.5 показана характеристика турбобура А7Н1С с перепускным клапаном, настроенным на давление, равное давлению, срабатываемому турбиной при неподвижном роторе турбобура (сплошная линия).

Если перепускной клапан настроить на несколько большее давление, то характеристика турбины изменится (показана штрих-пунктиром на рис. VI.5).

Таким образом, при постоянном перепаде давления с увеличением скорости вращения часть жидкости минует турбину, что проводит к снижению разгонного числа оборотов и изменению вида линии моментов.

В турбобурах применяются резино-металлические подшипники скольжения и подшипники качения.

Радиально-упорный (резино-металлический) подшипник (рис. VI.6) состоит из нескольких ступеней. Каждая ступень включает неподвижный обрезиненный подпятник *1*, а также сидящие на валу диск пяты *2* и кольцо *3*. Подпятник облицован резиной по двум плоскостям и внутренней цилиндрической поверхности. Радиальные усилия передаются через кольцо пяты, предохраняющее вал от износа на цилиндрическую поверхность подпятника.

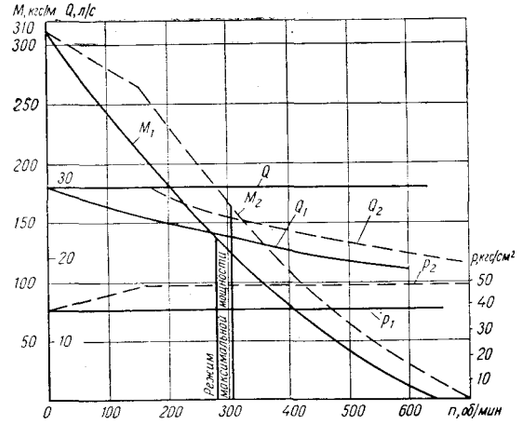


Рис. VI.5. Рабочая характеристика турбины турбобура А7Н1С.

p_1, M_1 — перепад давления и вращений момент при клапане, настроенном на давление турбины при тормозном режиме; p_2 И M_2 — перепад давления и вращающий момент при клапане, настроенном на давление турбины несколько большем, чем давление при тормозном режиме; Q — производительность насосов; Q_1 — расход воды через турбину при давлении клапана p_1; Q_2 — расход воды через турбину при давлении клапана p_2

Осевые усилия воспринимаются через диск пяты обрезиненными плоскостями подпятника.

В резиновой обкладке имеются канавки для протона жидкости, смазывающей и охлаждающей рабочие поверхности подшипников. Резино-металлические подшипники работают в среде буровой жидкости. Они хорошо приспособлены к работе в условиях динамических нагрузок.

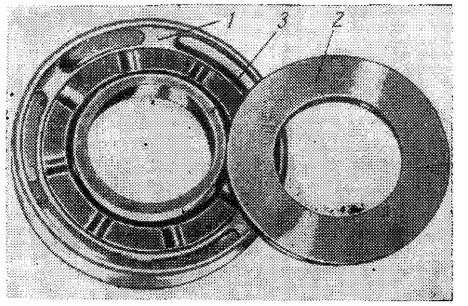


Рис. VI.6. Радиально-упорный резино-металлический подшипник турбобура (пята)

1 — подпятник; *2* — диск пяты; *3* — кольцо пяты

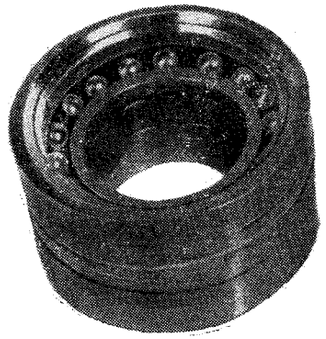


Рис. VI.7. Радиально-упорный многорядный бессепараторный шарикоподшипник

Корпусом нижнего радиального подшипника служит ниппель *4*, т. е. нижняя опора (см. рис. VI.1). Резиновая обкладка ниппеля выполняет также роль сальника.

Корпусом радиального подшипника, расположенного в средней части вала, является средняя опора, облицованная резиной по внутренней поверхности.

Детали радиальных подшипников, сидящие на валу изготовлены в виде стальных втулок предохраняющих вал от износа.

Осевая опора качения представляет собой радиально-упорный многорядный бессепараторный шарикоподшипник (рис. VI.7). От попадания крупного абразива подшипник защищен сальником. Радиальная опора качения разработана в виде однорядного бессепараторного шарикоподшипника и многорядного бессепараторного роликоподшипника.

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ТУРБОБУРОВ

Разнообразные геологические условия, в которых работают турбобуры, вызвали необходимость создания большого количества различных конструктивных разновидностей турбобуров, отвечающих требованиям технологии проводки скважин, конструктивным и эксплуатационным требованиям, предъявляемым к машинам современного бурения.

Однако все конструктивные разновидности турбобуров могут быть классифицированы по определенным признакам, положенным в основу различных типов турбобуров.

Турбобуры одного типа, но имеющие незначительные конструктивные отличия, составляют разновидность данного типа турбобуров. Однотипные турбобуры, имея идентичную конструкцию, могут отличаться только габаритными размерами.

Турбобуры выпускаются: с металлическими цельнолитыми турбинами; с металлическими турбинами точного литья (в этом случае в шифр турбобура после размера добавляются буквы ТЛ); с составными турбинами из металлических ступиц и пластмассовых проточных частей (в шифр турбобура после размера добавляется буква П); с резино-металлической опорой с привулканизированной резиной; с резино-металлическими опорами со сменными резиновыми вкладышами (в шифр турбобура после размера добавляются буквы СР); с опорами качения (турбобуры с шифром А7НIС и А7Н4С и турбобуры, имеющие в шифре букву Ш, например, 3ТСШ-9″ Ш, 3ТСШ-7$^1/_2$″ Ш).

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТИПОВ ТУРБОБУРОВ

Назначение и область применения

1. Турбобуры типа Т12 — односекционные с числом ступеней турбины 100—120. Турбобуры выполняются в диаметральных размерах 9, 8, 7$^1/_2$ и 6$^5/_8$″.

Турбобуры типа Т12М3 предназначены для бурения вертикальных и наклонных скважин глубиной до 2000 м.

Турбобур Т12РТ-9″ применяется для бурения стволов большого диаметра методом РТБ (реактивно-турбинного бурения).

2. Турбобуры типа Т12М3К (укороченные) применяются для забуривания новых стволов бурения сильно искривленных, многозабойных и горизонтальных скважин. Число ступеней турбин 30 и 60. Турбобуры выполняются в диаметральных размерах 8 и 6$^5/_8$″.

3. Секционные турбобуры типа ТС состоят из двух и более отдельных турбобуров (секций), соединенных между собой последовательно. Их корпуса соединены при помощи конических резьб.

Валы секций турбобуров соединены при помощи соединительных муфт (конусных *или конусно-шлицевых*). *Секции соединяют* в турбобур непосредственно на буровой.

Число ступеней турбины 200 и более. Турбобуры выполняются в диаметральных размерах 9, 8, 7$^1/_2$, 6$^5/_8$, 5 и 4″.

Секционные турбобуры применяют при бурении глубоких скважин. Турбобуры ТС4А-4″ применяют также при капитальном ремонте скважин для разбуривания цементных стаканов.

В зависимости от условий бурения применяют двух- и трехсекционные турбобуры, (а турбобуры ТС4А-4″ до четырех секций).

Таблица VI.1

Основные конструктивные параметры турбобуров

Шифр турбобура	Габаритные размеры, мм		Вес кг	Присоединительные резьбы		Количество секций секционных турбобуров и ступеней для укороченных
	диаметр	длина		с бурильными трубами	с долотом	
Т12М3Б-9″	235/240*	8820	2005	З-171	З-147	
Т12М3Б-240**	235/240*	8610	1978	З-171	З-147	
Т12РТ-9″	235/240*	8470	2154	З-189	З-171	
ТС5Б-9″	235/240*	14300	3465	З-171	З-147	Двухсекционный
ТС5Б-240**	235/240*	14995	3641	З-171	З-147	»
3ТС5Б-9″	235/240*	20800	5210	З-171	З-147	Трехсекционный
3ТС5Б-240**	235/240*	21715	5317	З-171	З-147	»
3ТСШ-9″ (3ТСШ-9″ТЛ)	235/240*	23445	5827	З-171	З-147	»
3ТСШ-240**	235/240*	23550	5795	З-171	З-147	»
КТД3-9″ I	234/238*	7543	1663	З-147	З-171	
Т12М3Б-8″	215	8035	1676	З-147	З-121	
ТС5Б-8″	215	15260	3272	З-147	З-121	Двухсекционный
3ТС5Б-8″	215	22467	4875	З-147	З-121	Трехсекционный
Т12М3К-8″ МI	215	3952	958	З-147	З-147	55 ступеней турбины
		2916	668			30 ступеней турбины
КТД3-8″ II	210/212*	7480	1352	З-147	З-171	
Т12М3Б-7 1/2″	190/195	9100	1500	З-147	З-121	
ТС5Б-7 1/2″	190/195*	14035	2425	З-147	З-121	Двухсекционный
3ТС5Б-7 1/2″	190/195*	20704	3608	З-147	З-121	Трехсекционный
А7Н1С	190/195*	15675	2815	З-147	З-121	Двухсекционный
А7Н4С**	190/195*	16000	2658	З-147	З-121	»
3ТСШ-7 1/2″	190/195*	23830	4200	З-147	З-121	Трехсекционный
3ТСШ-7 1/2″ТЛ	190/195*	26110	4234	З-147	З-121	»
КТД4-196-214/60	196	10100	1642	З-147	З-161	
3ТСШ-7 1/2ЛТ″	185	26110	4165	З-147	З-121	Трехсекционный
Т12М3Б-6 5/8″	170/172	8000	1050	З-121	З-121	
Т12М3Е-6 5/8″	172	8440	1115	З-121	З-121	
ТС5Е-6 5/8″	172	15340	2152	З-121	З-121	Двухсекционный
3ТС5Е-6 5/8″	172	22500	3195	З-121	З-121	Трехсекционный
3ТСШ-6 5/8″	172	25490	3598	З-121	З-121	»
3ТСШ-6 5/8″ТЛ	172	25490	3500	З-121	З-121	»
Т12М3К-6 5/8″	172	3590	470	З-121	З-121	60 ступеней турбины
		2345	294			30 ступеней турбины
КТД3-6 5/8″	170/172*	7970	994	З-121	З-121	
КТД4-172-190/40	172	9200	1133	З-133	З-147	
3ТСШ-6 1/2″ТЛ	164	25725	3313	З-121	З-121	Трехсекционный
КТД4-164-190/40	164	13440	1325	З-133	З-147	
ТС4А-5″	127	13635	1092	З-101	З-88	
КТД3-5″	127	6940	504	З-101	З-101	
ТС4А-4″	102,5/104,5*	12775	629	З-76	З-76	

* Диаметр утолщенной части корпуса турбобура.
** Турбобуры выпускаются со II полугодия 1968 г.

Таблица VI.2

Энергетические параметры турбин турбобуров при различных расходах воды

Шифр турбобура	Тип турбины	Количество ступеней	Расход жидкости л/с	Скорость вращения вала, об/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу турбины, л. с.	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, кгс/см²
Т12М3Б-9″	30/16,5	120	42	560	160	125	34
Т12РТ-9″			45	600	184	154	39
Т12М3Б-240	30/16,5	108	42	560	144	112	31
			45	600	165	138	35
ТС5Б-9″	30/16,5	215	38	505	233	164	49
			40	530	258	191	54
ТС5Б-240	30/16,5	210	38	505	228	160	48
			40	530	252	187	53
ЗТС5Б-9″	30/16,5	330	35	465	304	195	64
			37	490	339	232	72
ЗТС5Б-240	30/16,5	316	36	480	306	205	64,5
			38	505	341	240	72
ЗТСШ-9″	30/16,5	317	36	480	307	206	65
ЗТСШ-240			38	505	342	241	72,5
ЗТСШ-9″ТЛ	34/16,5	317	41	460	360	230	60
			43	480	395	265	66
КТД3-9″I	30/16,5	100	42	545	126	96	27
			45	585	146	119	31
Т12М3Б-8″	30/16	99	42	555	118	92	27,5
			45	595	136	113	31,5
ТС5Б-8″	30/16	212	35	465	174	113	41
			38	505	205	144	48
ЗТС5Б-8″	30/16	325	30	397	196	109	46
			32	425	223	132	51
Т12М3К-8″МI	37/14	30	40	890	75	93	28,5
			42	935	83	108	31,5
		55	35	380	105	114	40,5
			38	845	123	145	47
КТД3-8″II	22/22,5	79	40	645	101	89	30
			42	660	111	102	33
Т12М3Б-7¹/₂″	21/20,5	100	30	710	83	82,5	38
			32	760	94	100	43,5
ТС5Б-7¹/₂″	21/20,5	177	26	615	110	96	50
			28	660	128	118	58
ЗТС5Б-7¹/₂″	21/20,5	272	23	545	134	102	60,5
			25	590	158	130	71,5
ЗТСШ-7¹/₂″	21/20,5	285	23	545	140	107	63,5
			25	590	166	136	75
ЗТСШ-7¹/₂″ТЛ	28/18	330	33	285	124	50	19
			35	302	140	60	21,5
КТД4-196-214/60	39/13,5	159	22	440	70	43	34,5
			26	520	98	71	48
ЗТСШ-7¹/₄″ТЛ	22/18	324	24	520	136	98,5	45
			26	565	160	126	53
Т12М3Б-6⁵/₈″	23/20	100	30	720	71	71,5	37
			32	770	81	87	42
Т12М3Е-6⁵/₈″	28/16	121	22	625	50	43,5	35
			24	685	59,5	57	41,5
ТС5Е-6⁵/₈″	28/16	239	20	570	81,5	65	57
			22	625	98,5	86	69

Продолжение табл. VI.2

Шифр турбобура	Тип турбины	Количество ступеней	Расход жидкости л/с	Скорость вращения вала, об/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу турбины, л. с.	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, кгс·см²
ЗТС5Е-6⁵/₈″	28/16	352	18	510	98	70	68
			19	540	110	83	76
ЗТСШ-6⁵/₈″	28/16	369	18	510	103	73,5	71,5
			19	540	115	87	79,5
ЗТСШ-6⁵/₈″ТЛ	30/11	435	22	395	109	60	47,5
			24	430	130	78	57
Т12М3К-6⁵/₈″	32/13	30	25	1110	28,5	44	25
			28	1230	36	62	31,5
		60	25	1110	57	88	50
			28	1230	72	124	63
КТД3-6⁵/₈″	23/20	96	30	720	68	68,5	35,5
			32	770	79	85	40
КТД4-172-190/48	33/13,5	135	22	500	53	37	31
			28	635	86	76	50
ЗТСШ-6¹/₂″ТЛ	30/17	353	22	420	101	59	41,5
			25	475	130	86,5	53,5
КТД4-164-190/40	38/10	180	22	550	75,5	58	50,5
			24	600	90	75,5	60
ТС4А-5″	25/12	240	12	760	43	45	66
			14	885	59	72	89
КТД3-5″	25/12	120	12	760	21,5	22,5	33
			14	885	29,5	36	44,5
ТС4А-4″	18/13,5	212	7	710	15	14,8	42
			8	810	19,5	22	55

Примечания. 1. В числителе указано количество лопаток, в знаменателе — осевая высота лопатки. 2. Характеристики пересчитаны по результатам стендовых испытаний заводских турбин изготовления 1965—1967 гг.

4. Турбобуры типа КТД (колонковое турбодолото) применяются для отбора образцов пород при бурении скважин. Турбобуры выполняются в диаметральных размерах 9, 8, 7¹/₂, 6⁵/₈, 6¹/₂ и 5″.

5. Шпиндельные турбобуры ТСШ, как и секционные типа ТС, применяют для бурения глубоких скважин. Они могут быть использованы для бурения как с шарошечными долотами, так и с алмазными и гидромониторными долотами. Выполняются в диаметральных размерах 9, 7¹/₂; 6⁵/₈ и 6¹″/₂.

Турбобуры диаметром 7¹/₂″ и 6⁵/₈″ предназначены для бурения алмазными долотами.

В зависимости от условий бурения шпиндельный турбобур можно собрать из шпинделя и двух или трех секций, а турбобуры с турбинами точного литья (ТЛ) собираются из шпинделя и двух, трех или четырех секций.

6. Турбобуры типа А7Н предназначены для бурения вертикальных и наклонных скважин. Выполняются наружным диаметром 195 мм и применяются для бурения глубоких скважин долотами № 9 и № 10. Турбобуры выпускаются заводом в двухсекционном исполнении. Нижнюю секцию можно применять как самостоятельный односекционный турбобур. Турбобуры могут применяться для работы как с шарошечными долотами, так и с гидромониторными и алмазными.

Основные технические данные турбобуров приведены в табл. VI.1—VI.5.

Конструкция

Турбобуры типа Т12М3 (рис. VI.8 и VI.9)

Диски ротора *6* совместно с втулкой *2* нижней опоры и двумя втулками *9* средней опоры вала, переходной деталью *4*, именуемый упором, дисками *12* и кольцами *13* пяты зажимаются на валу *1*

Таблица VI.3

Энергетические параметры турбин турбобуров при различных расходах рабочей жидкости удельного веса 1,2 гс/см³ и вязкости не более 30 с по СПВ-5

Шифр турбобура	Тип турбины	Количество ступеней	Расход жидкости, л/с	Скорость вращения вала, об/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу турбины, л. с.	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, кгс/см²
Т12М3Б-9″	30/16,5	120	42	560	192	150	41
Т12РТ-9″			45	600	221	185	47
Т12М3Б-240	30/16,5	108	42	560	173	134	37
			45	500	198	165	42
ТС5Б-9″	30/16,5	215	38	505	280	197	59
			40	530	310	229	65
ТС5Б-240	30/16,5	210	38	505	274	192	57,5
			40	530	302	224	63,5
3ТС5Б-9″	30/16,5	330	35	465	365	234	77
			37	490	407	278	86,5
3ТС5Б-240	30/16,5	316	36	480	368	246	77,5
			38	505	410	288	86,5
3ТСШ-9″	30/16,5	317	36	480	368	247	78
3ТСШ-240			38	505	410	290	87
3ТСШ-9″ТЛ	34/16,5	317	41	460	433	276	72
			43	480	475	318	79
КТД3-9″1	30/16,5	100	42	545	151	115	32,5
			45	585	175	143	37
Т12М3Б-8″	30/16	99	42	555	142	110	33
			45	595	163	136,5	38
ТС5Б-8″	30/16	202	35	465	209	136	49
			38	505	246	173	57,5
3ТС5Б-8″	30/16	325	30	397	235	131	56
			32	425	268	158	61
Т12М3К-8″М1	37/14	30	40	890	90	112	34
			42	935	100	130	38
		55	35	780	126	137	48,5
			38	845	148	174	56,5
КТД3-8″II	22/22,5	79	40	630	121	107	36
			42	660	133	122	39,5
Т12М3Б-7¹/₂″	21/20,5	100	30	710	99,5	99	45,5
			32	760	113	120	52
ТС5Б-7¹/₂″	21/20,5	177	26	615	132	115	60
			28	660	153	142	69,5

Продолжение табл. VI.3

Шифр турбобура	Тип турбины	Количество ступеней	Расход жидкости, л/с	Скорость вращения вала, об/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу турбины, л. с.	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, кгс/см²
3ТС5Б-7¹/₂″	21/20,5	272	23	545	161	122	72,5
			25	590	190	156	86
3ТСШ-7¹/₂″	21/20,5	285	23	545	168	128	76
			25	590	199	163	90
3ТСШ-7¹/₂″ТЛ	28/18	330	33	285	149	60	23
			35	302	168	72	25,5
КТД4-196-214/60	39/13,5	159	22	400	84	51,5	41,5
			26	520	117,5	85	57,5
3ТСШ-7¹/₄″ТЛ	22/18	324	24	520	163	118	54
			26	565	192	151	63,5
Т12М3Б-6⁵/₈″	23/20	100	30	720	85	86	44,5
			32	770	97,5	108,5	50,5
Т12М3Е-6⁵/₈″	28/16	121	22	625	60	52	42
			24	685	71,5	68,5	50
ТС5Е-6⁵/₈″	28/16	239	20	570	98	78	68
			22	625	118	103	83
3ТС5Е-6⁵/₈″	28/16	352	18	510	117,5	84	81,5
			19	540	132	99,5	91
3ТСШ-6⁵/₈″	28/16	369	18	510	123,5	88	86
			19	540	138	104,5	95
3ТСШ-6⁵/₈″ТЛ	30/11	435	22	395	131	72	57
			24	430	156	94	68,5
Т12М3К-6⁵/₈″	32/19	30	25	1110	34	53	30
			28	1230	43	74,5	38
		60	25	1110	68	106	60
			28	1230	86	149	76
КТД3-6⁵/₈″	23/20	96	30	720	81,5	82	42,5
			32	770	95	102	48
КТД4-172-190/48	33/13,5	135	22	500	63,5	44,5	37
			28	635	103	91,5	60
3ТСШ-6¹/₂″ТЛ	30/17	353	22	420	121	71	50
			25	475	156	104	63,5
КТД4-164-190/40	38/10	180	22	550	90,5	69,5	60,5
			24	600	108	90,5	72
ТС4А-5″	25/12	240	10	635	36	32	55
			12	760	51,5	54	79

Продолжение табл. VI.

Шифр турбобура	Тип турбины	Количество ступеней	Расход жидкости, л/с	Скорость вращения вала, об/мин	Крутящий момент на валу при максимальной мощности, кгс·м	Максимальная мощность на валу турбины, л. с.	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, кгс/см²
КТДЗ-5″	25/12	120	12	760	26	27	39,5
			14	885	35,5	43	53,5
ТС4А-4″	18/13,5	212	7	710	17	16,7	47,5
			8	810	22	25	62

Примечания. 1. В числителе указано количество лопаток, в знаменателе—осевая высота лопатки.

2. Характеристики пересчитаны по результатам стендовых испытаний заводских турбин изготовления 1965—1967 гг.

Таблица VI.

Энергетические параметры турбобуров А7Н1С и А7Н4С при работе на воде

Шифр турбобура	Тип турбины *	Количество работающих секций	Количество ступеней турбин	Производительность насосов, л/с	При переменном расходе воды через турбину: перепад давления на турбине, кгс/см² $p_т$-$p_{кл}$	вращающий момент на тормозном режиме, кгс·м	скорость вращения вала, об/мин: на холостом режиме	при максимальной мощности	вращающий момент при максимальной мощности кгс·м	рабочий диапазон: скорость вращения вала, об/мин	вращающий момент, кгс·м
А7Н1С	Т6-48-33/18	1	110	35	24	195	740	310	85	175—440	130—57
				40	31	255	825	350	110	200—500	169—74
		2	238	20	17	138	415	180	59	100—250	92—40
				25	26	216	532	225	90	125—315	143—63
				30	37	310	632	280	135	150—375	205—90
				35	51	422	740	310	180	175—440	280—123
				40	67	550	825	350	235	200—500	365—160
А7Н4С	Э43-50-31/18	1	107	35	32	236	910	370	98	210—530	145—62
				40	42	306	1035	420	130	240—610	190—81
		2	231	20	22	167	520	210	70	120—300	103—44
				25	35	260	650	264	110	150—380	160—69
				30	51	376	775	315	158	180—455	230—100
				33	62	454	855	348	190	200—500	280—120
				35	69	510	910	370	213	210—530	315—135
				40	90	666	1035	420	280	240—610	410—176

* В числителе указано количество лопаток; в знаменателе—осевая высота лопатки.

Таблица VI.5

Энергетические параметры турбобуров А7Н1С у А7Н4С при работе на глинистом растворе удельного веса 1,2 гс/см³ и вязкости не более 30 с по СПВ-5

Шифр турбобура	Тип турбины*	Количество работающих секций	Число ступеней турбины	Производительность насосов, л/с	При переменном расходе жидкости через турбину: перепад давления на турбине кг/см²	вращающий момент на тормозном режиме, кгс·м	скорость вращения вала, об/мин: на холостом режиме	при максимальной мощности	вращающий момент при максимальной мощности, кгс·м	рабочий диапазон: скорость вращения вала, об/мин	вращающий момент, кгс·м
А7Н1С	Т6-48-33/18	1	110	35	29	235	740	310	102	175—440	136—68
				40	37	306	825	350	132	200—500	203—89
		2	238	20	20	166	415	180	71	100—250	110—48
				25	31	260	532	225	108	125—315	172—75
				30	45	372	632	280	162	150—375	246—108
				35	61	508	740	310	216	175—440	336—148
				40	80	660	825	350	282	200—500	438—192
А7Н4С	Э43-50-31/18	1	107	35	38	282	910	370	118	210—530	174—75
				40	50	370	1035	420	155	240—610	227—98
		2	231	20	27	200	520	210	83	120—300	123—53
				25	42	311	650	264	132	150—380	192—83
				30	61	450	775	315	190	180—455	275—120
				33	74	545	855	348	228	200—500	335—145
				35	83	612	910	370	255	210—530	376—163
				40	108	800	1035	420	335	240—610	490—212

* В числителе указано количество лопаток, в знаменателе — осевая высота лопатки.

роторной гайкой *15*. Для предохранения роторной гайки от самоотвинчивания предусмотрен обжимающий колпак *16*, закрепляемый контргайкой *17*.

Верхняя часть роторной гайки снаружи обточена на конус и в нескольких местах имеет продольные узкие прорезы. При закреплении контргайки колпак, имеющий внутренний конус, обжимает подрезанную часть гайки и тем самым предохраняет ее от отвинчивания.

Упор *4* и нижняя втулка *2* фиксируются *шпонкой 3*. Диски статора *7*, средние опоры *8*, регулировочное кольцо *11*, определяющее положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники *14* закрепляются в корпусе *18* ниппелем *22*. Корпус соединяется с колонной бурильных труб через переводник *20*. На валу турбобура имеется переводник *23*, к которому присоединяется долото.

Регулировочное кольцо *11* расположенное между турбиной и упорным подшипником-пятой, определяет положение ротора относительно статора. Размер его (по высоте) устанавливается соответственно осевому люфту турбины и конструктивным размерам деталей пяты. Роль верхнего упорного торца турбобура выполняет торец переводника, присоединяемого к корпусу на конической резьбе.

В турбобурах Т12М3Б-9″ и Т12М3Б-6⅝″ ниппель закрепляется цилиндрической резьбой (см. рис. VI.9).

В турбобурах Т12М3Б-240 (см. рис. VI.8), Т12М3Б-8″, Т12М3Б-7½″ и Т12М3Е-6⅝″ системы статоров в корпусе закрепляются конической резьбой (типа замковой). В этом случае в корпусе турбобура под ниппельный конец закрепляющей детали устанавливается регулировочное кольцо резьбы *21*. Устанавливаемые на валу уплотнительные кольца *5* и *10* предохраняют от проникновения глинистого раствора в зазор между валом и роторами.

В турбобурах размером 9, 7½, 6⅝″ кроме подпятников с привулканизированной резиной предусмотрено применение подпятников со сменными резиновыми вкладышами, а для турбобуров размером 7½ и 6⅝″ изготавливается также и пластмассовая турбина.

Турбобур Т12РТ-9″ выполнен на базе турбобура Т12М3Б-9″ и отличается только

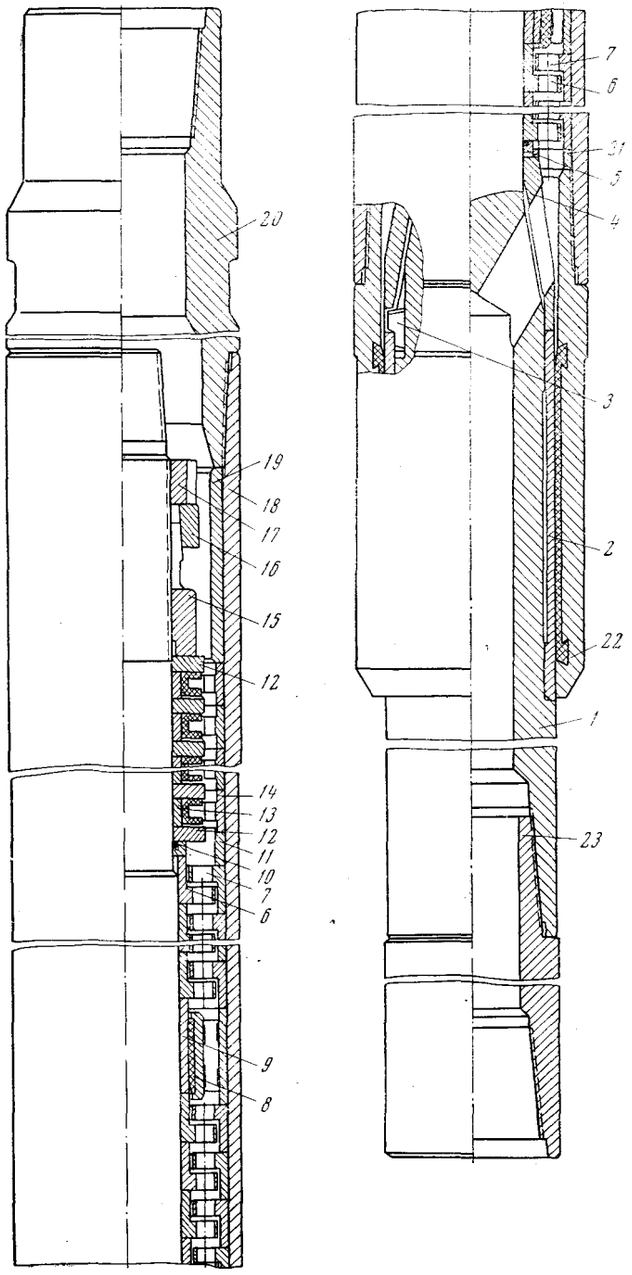


Рис. VI.8. Турбобур Т12М3Б-240.
1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *10* — уплотнительное кольцо; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *20* — переводник; *21* — регулировочное кольцо резьбы; *22* — ниппель; *23* — переводник вала.

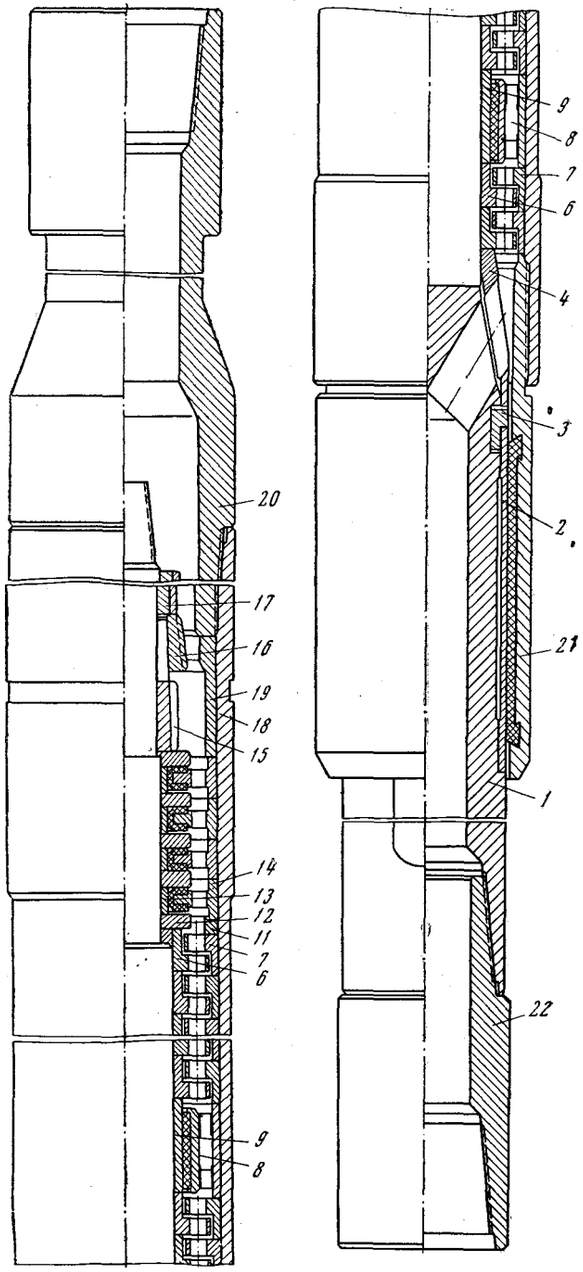


Рис. VI.9. Турбобуры Т12М3Б-9″; Т12М3Б-6⅝″.
1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *20* — переводник; *22* — ниппель; *23* — переводник вала.
Примечание. Деталей *5*, *10*, *21* в турбобуре нет

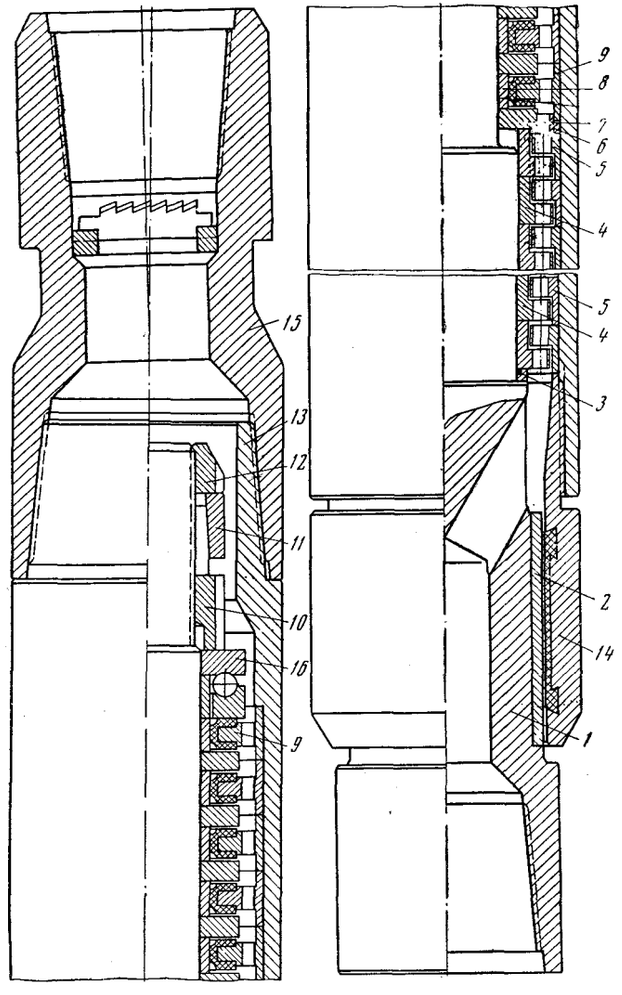


Рис. VI.10. Турбобур Т12М3К-8″МI.

1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — кольцо упорное; *4* — ротор; *5* — статор; *6* — регулировочное кольцо; *7* — диск пяты; *8* — кольцо пяты; *9* — подпятник; *10* — роторная гайка *11* — колпак; *12* — контргайка; *13* — корпус; *14* — ниппель; *15* — переводник корпуса; *16* — упорный шарикоподшипник

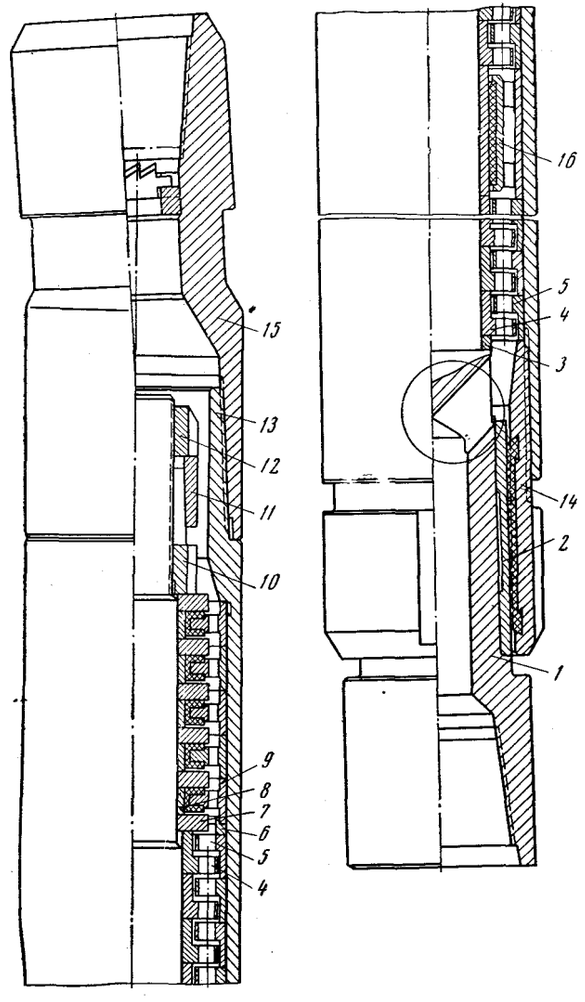


Рис. VI.11. Турбобур Т12М3К-6¾″.

1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — кольцо упорное; *4* — ротор; *5* — статор; *6* — регулировочное кольцо; *7* — диск пяты; *8* — кольцо пяты; *9* — подпятник; *10* — роторная гайка; *11* — колпак; *12* — контргайка; *13* — корпус; *14* — ниппель; *15* — переводник корпуса; *16* — средняя опора

тем, что на корпусе турбобура напрессовано специальное кольцо для установки грузов, создающих дополнительную нагрузку на долото. Присоединительные резьбы на переводнике корпуса и вала предусматривают возможность присоединения турбобура к установке РТБ с долотом.

Турбобуры типа Т12М3К (укороченные)

В основном конструкции укороченных турбобуров (рис. VI.10 и VI.11) аналогичны турбобурам типа Т12М3 и отличаются значительно меньшим количеством ступеней турбин и опор, что дало возможность сократить длину турбобура вдвое и более по сравнению с обычной длиной турбобуров типа Т12М3.

Положение ротора относительно статора определяется регулировочным кольцом *6*, расположенным между турбиной и упорным подшипником-пятой. Ниппель закрепляется в корпусе с помощью цилиндрической резьбы.

В турбобурах Т12М3К-8″МI (см. рис. VI.10) для облегчения запуска устанавливают однорядный пусковой подшипник *16*.

При наборе кривизны к корпусу *13* турбобура присоединяют искривленный переводник *15* или же обычный переводник, если в интенсивном наборе кривизны нет необходимости.

Турбобуры секционные типа ТС (рис. VI.12—VI.15)

Секционные турбобуры состоят из двух и более секций. Секции в собранном виде транспортируются на буровые, где производится соединение их в один турбобур.

Корпуса секций соединяются на замковых резьбах. Валы секций во всех турбобурах (кроме ТС5Б-9″) соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт, а в турбобуре ТС5Б-9″ с помощью конусных муфт.

Гидравлическая нагрузка всех секций и вес вращающейся системы воспринимаются упорным подшипником-пятой, расположенной в нижней секции.

Конструкция нижней секции секционных турбобуров такая же, как обычных турбобуров, кроме верхней части вала, на которой для соединения с ним второй секции устанавливается полумуфта.

Положение ротора относительно статора определяет регулировочное кольцо, расположенное так же, как и в турбобурах Т12М3, между турбиной и упорным подшипником-пятой.

В нижних секциях турбобуров ТС5Б-9″, 3ТС5Б-9″, ТС4А-5″ и ТС4А-4″ система

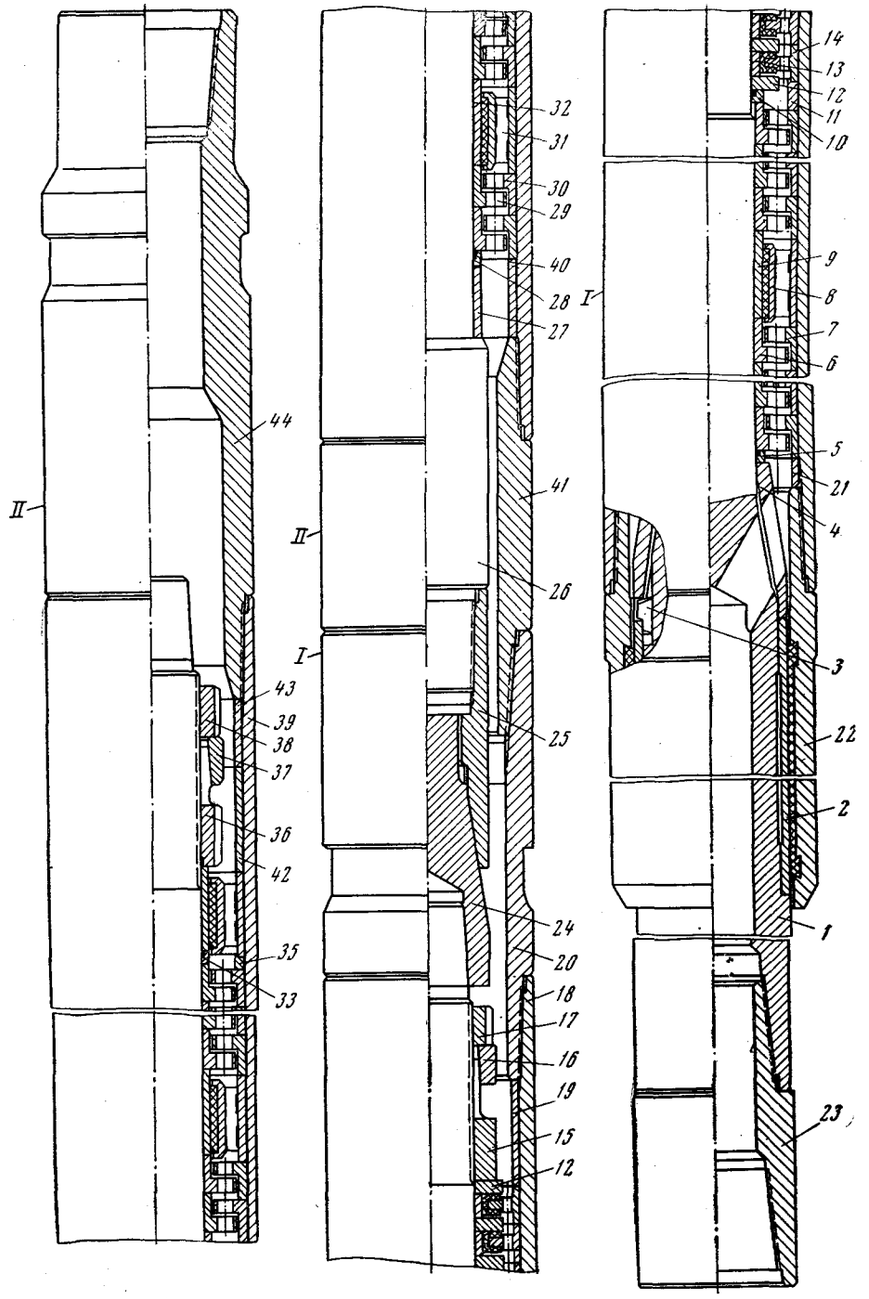


Рис. VI.12. Турбобур ТС5Б-240.

I — нижняя секция;

1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *10* — уплотнительное кольцо; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *20* — переводник; *21* — регулировочное кольцо резьбы; *22* — ниппель; *23* — переводник вала; *24* — нижняя полумуфта;

II — верхняя секция:

25 — верхняя полумуфта; *26* — вал верхней секции; *27* — втулка вала; *28* — уплотнительное кольцо; *29* — ротор; *30* — статор; *31* — средняя опора; *32* — втулка средней опоры; *33* — уплотнительное кольцо; *35* — втулка корпуса; *36* — роторная гайка; *37* — колпак; *38* — контргайка; *39* — корпус; *40* — регулировочное кольцо турбины; *41* — соединительный переводник; *42* — упорная втулка; *43* — регулировочное кольцо резьбы; *44* — переводник корпуса.

Примечание. Детали *34* в турбобуре нет

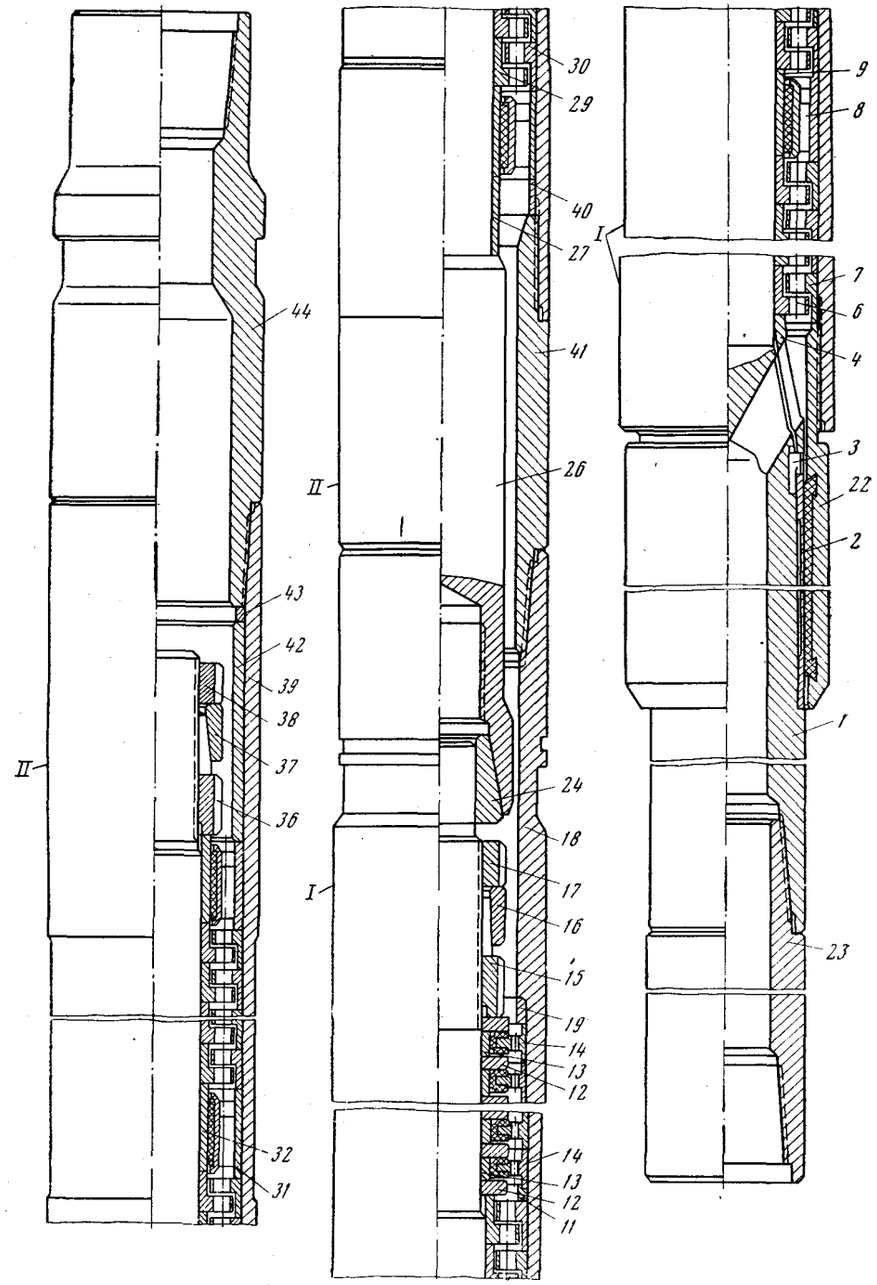


Рис. VI.13. Турбобур ТС5Б-9″.

I — нижняя секция;

1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *22* — ниппель; *23* — переводник вала; *24* — промежуточный конус;

II — верхняя секция;

26 — вал верхней секции; *27* — втулка вала; *29* — ротор; *30* — статор; *31* — средняя опора; *32* — втулка средней опоры; *36* — роторная гайка; *37* — колпак; *38* — контргайка; *39* — корпус; *40* — регулировочное кольцо турбины; *41* — соединительный переводник; *42* — упорная втулка; *43* — регулировочное кольцо резьбы; *44* — переводник корпуса.

Примечание. Деталей *5*, *10*, *20*, *21*, *25*, *28*, *33*, *34*, *35* в турбобуре нет.

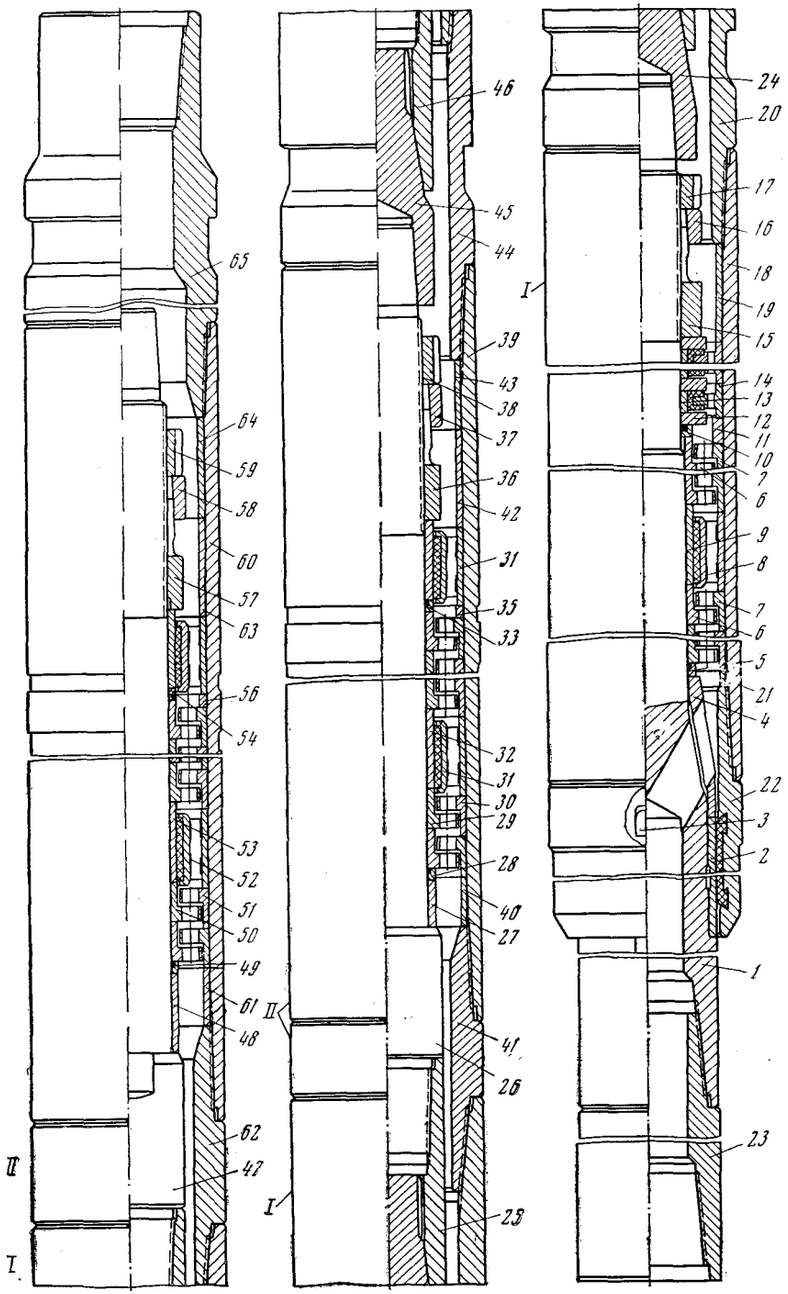


Рис. VI.14. Турбобур 3ТС5Б-240.

I — нижняя секция: *1* — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *10* — уплотнительное кольцо; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *20* — переводник; *21* — регулировочное кольцо резьбы; *22* — ниппель; *23* — переводник вала; *24* — нижняя полумуфта; *II* — средняя секция: *25* — верхняя полумуфта; *26* — вал верхней секции; *27* — втулка вала; *28* — уплотнительное кольцо; *29* — ротор; *30* — статор; *31* — средняя опора; *32* — втулка средней опоры; *33* — уплотнительное кольцо; *35* — втулка корпуса; *36* — роторная гайка; *37* — колпак; *38* — контргайка; *39* — корпус; *40* — регулировочное кольцо турбины; *41* — соединительный переводник; *42* — упорная втулка; *43* — регулировочное кольцо резьбы; *44* — переводник корпуса; *45* — нижняя полумуфта;

III — верхняя секция: *46* — верхняя полумуфта; *47* вал верхней секции; *48* — упорная втулка; *49* — уплотнительное кольцо; *50* — ротор; *51* — статор; *52* — средняя опора; *53* — втулка средней опоры; *54* — уплотнительное кольцо; *56* — втулка корпуса; *57* — роторная гайка; *58* — колпак; *59* — контргайка; *60* — корпус; *61* — регулировочное кольцо турбины; *62* — соединительный переводник; *63* — упорная втулка; *64* — регулировочное кольцо резьбы; *65* — переводник корпуса.

Примечание. Деталей *34, 55* в турбобуре нет.

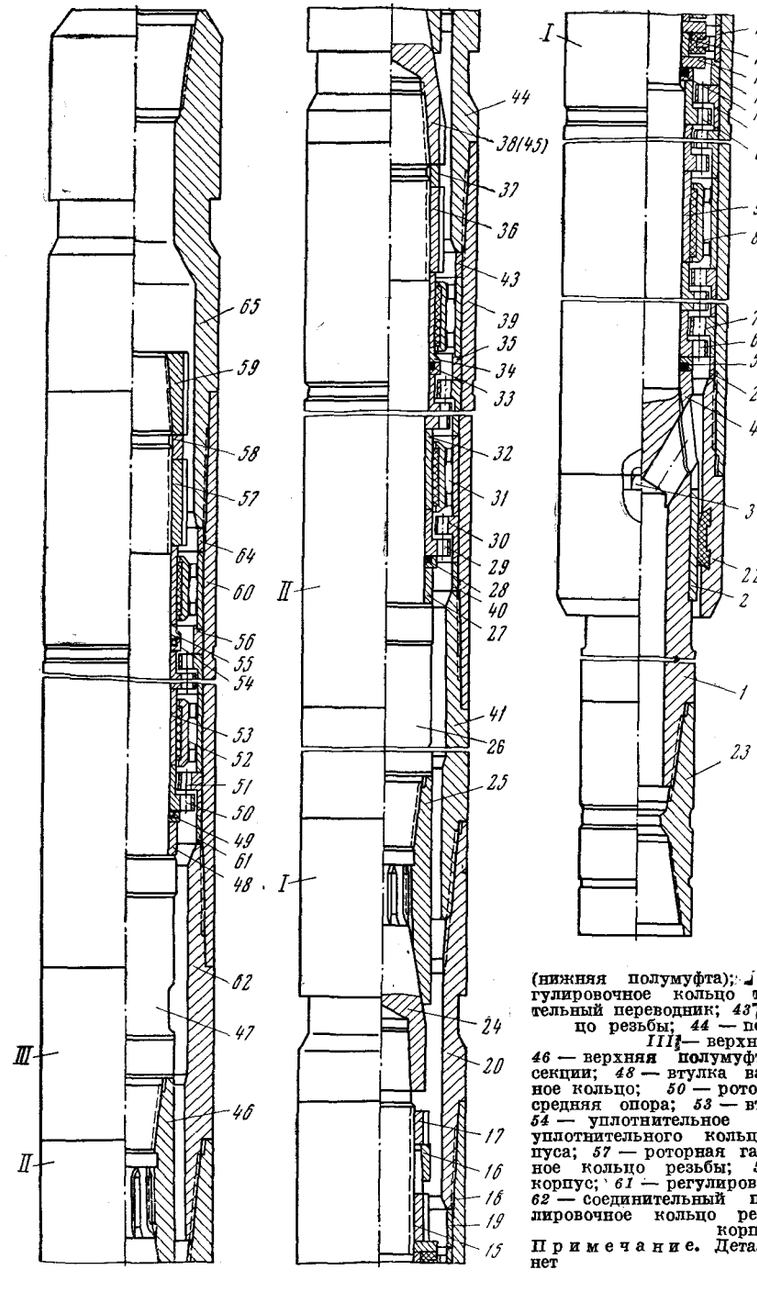


Рис. VI.15. Турбобур 3ТС5Б-8".

I — нижняя секция: *1* — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — шпонка; *4* — упор; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — ротор; *7* — статор; *8* — средняя опора; *9* — втулка средней опоры; *10* — уплотнительное кольцо; *11* — регулировочное кольцо; *12* — диск пяты; *13* — кольцо пяты; *14* — подпятник; *15* — роторная гайка; *16* — колпак; *17* — контргайка; *18* — корпус; *19* — втулка корпуса; *20* — переводник; *21* — регулировочное кольцо резьбы; *22* — ниппель; *23* — переводник вала; *24* — нижняя полумуфта; *II* — средняя секция: *25* — верхняя полумуфта; *26* — вал средней секции; *27* — втулка вала; *28* — уплотнительное кольцо; *29* — ротор; *30* — статор; *31* — средняя опора; *32* — втулка средней опоры; *33* — уплотнительное кольцо; *34* — втулка уплотнительного кольца; *35* — втулка корпуса; *36* — роторная гайка; *37* — регулировочное кольцо резьбы вала; *38 (45)* — контргайка (нижняя полумуфта); *39* — корпус; *40* — регулировочное кольцо турбины; *41* — соединительный переводник; *43* — регулировочное кольцо резьбы; *44* — переводник корпуса;

III — верхняя секция: *46* — верхняя полумуфта; *47* — вал верхней секции; *48* — втулка вала; *49* — уплотнительное кольцо; *50* — ротор; *51* — статор; *52* — средняя опора; *53* — втулка средней опоры; *54* — уплотнительное кольцо; *55* — втулка уплотнительного кольца; *56* — втулка корпуса; *57* — роторная гайка; *58* — регулировочное кольцо резьбы; *59* — контргайка; *60* — корпус; *61* — регулировочное кольцо турбины; *62* — соединительный переводник; *64* — регулировочное кольцо резьбы; *65* — переводник корпуса.

Примечание. Деталей *42, 63* в турбобуре нет

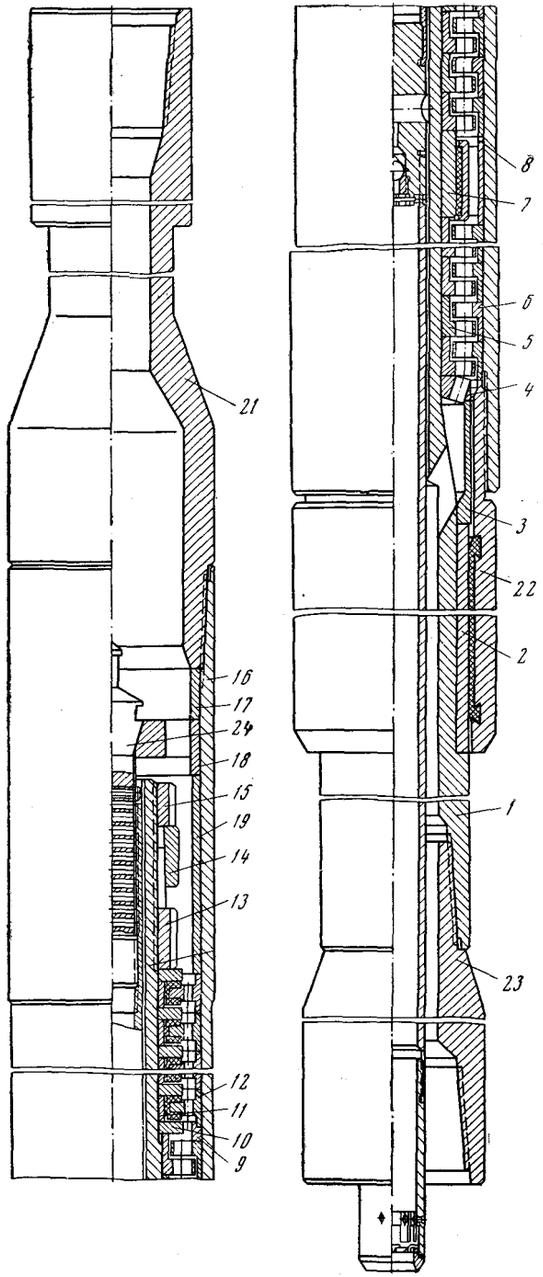


Рис. VI.16. Турбобуры КТД3-9″I и КТД3-8″II.

1 — вал; *2* — втулка нижней опоры; *3* — втулка упора; *4* — упор; *5* — ротор; *6* — статор; *7* — втулка средней опоры; *8* — средняя опора; *9* — регулировочное кольцо турбины; *10* — диск пяты; *11* — кольцо пяты; *12* — подпятник; *13* — роторная гайка, *14* — колпак; *15* — контргайка; *16* — корпус; *17* — кольцо корпуса; *18* — опора грунтоноски; *19* — верхняя упорная втулка; *21* — переводник корпуса; *22* — ниппель; *23* — переводник вала; *24* — грунтоноска

Примечание. Детали *20* в турбобуре нет

статоров закрепляется в корпусе ниппелем с цилиндрической резьбой, а во всех остальных турбобурах типа ТС для закрепления статоров в корпусе используется коническая резьба с установой регулировочного кольца. Нижнюю секцию можно применять как самостоятельный односекционный турбобур, верхняя и средняя секции отличаются от нижней тем, что в них нет упорного подшипника-пяты. Положение ротора относительно статора в этих секциях определяет регулировочное кольцо, которое обычно располагается между соединительным переводником и турбиной. Размер его (по высоте) устанавливается в зависимости от осевого люфта турбины и осевых размеров корпуса, валов и переводника соединяемых деталей.

Закрепление системы статоров в корпусах верхних и средних секций (во всех турбобурах кроме ТС4А-5″ и ТС4А-4″) производится конической резьбой с подбором высоты регулировочного кольца резьбы.

В турбобурах ТС4А-5″ и ТС4А-4″ статоры закрепляются соединительным переводником с цилиндрической резьбой.

Для присоединения к бурильным трубам на переводнике верхней секции имеется замковая резьба.

В турбобурах ТС5Б-8″, 3ТС5Б-8″ и 3ТС5Б-9″ применено крепление контргайки конической резьбой, причем в турбобуре 3ТС5Б-9″ и в средней секции турбобура 3ТС5Б-8″ нижняя полумуфта является и контргайкой.

В турбобурах размером $7^1/_2$ и $6^5/_8$″ кроме подпятников с привулканизированной резиной предусмотрено применение подпятников со сменными резиновыми вкладышами, а также изготавливаются пластмассовые турбины.

Турбобуры типа КТД3 и КТД4 (рис. VI.16 и VI.17)

Конструкция турбобуров типа КТД3 и КТД4 аналогична конструкции турбобуров типа Т12М3 и отличается наличием полого вала, в котором размещается грунтоноска.

Эти турбобуры обеспечивают хороший отбор керна, так как при бурении в них гарантирована неподвижность колонковой трубы грунтоноски, закрепляемой в невращающихся деталях турбобура.

Посадка грунтоноски осуществляется по конусной поверхности в опоре. Грунтоноска прижимается к опоре гидравлическим усилием от перепада давлений в турбобуре и долоте, возникающие при этом силы трения удерживают грунтоноску от вращения.

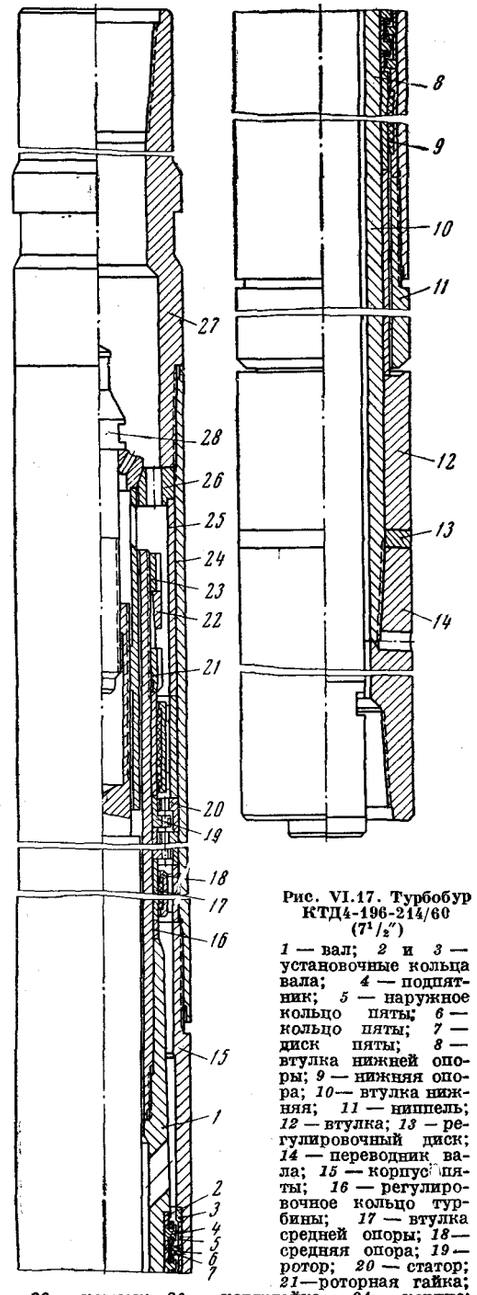


Рис. VI.17. Турбобур КТД4-196-214/60 ($7^1/_2$″)

1 — вал; *2* и *3* — установочные кольца вала; *4* — подпятник; *5* — наружное кольцо пяты; *6* — кольцо пяты; *7* — диск пяты; *8* — втулка нижней опоры; *9* — нижняя опора; *10* — втулка нижняя; *11* — ниппель; *12* — втулка; *13* — регулировочный диск; *14* — переводник вала; *15* — корпус пяты; *16* — регулировочное кольцо турбины; *17* — втулка средней опоры; *18* — средняя опора; *19* — ротор; *20* — статор; *21* — роторная гайка; *22* — колпак; *23* — контргайка; *24* — корпус; *25* — втулка; *26* — опора грунтоноски; *27* — переводник; *28* — грунтоноска

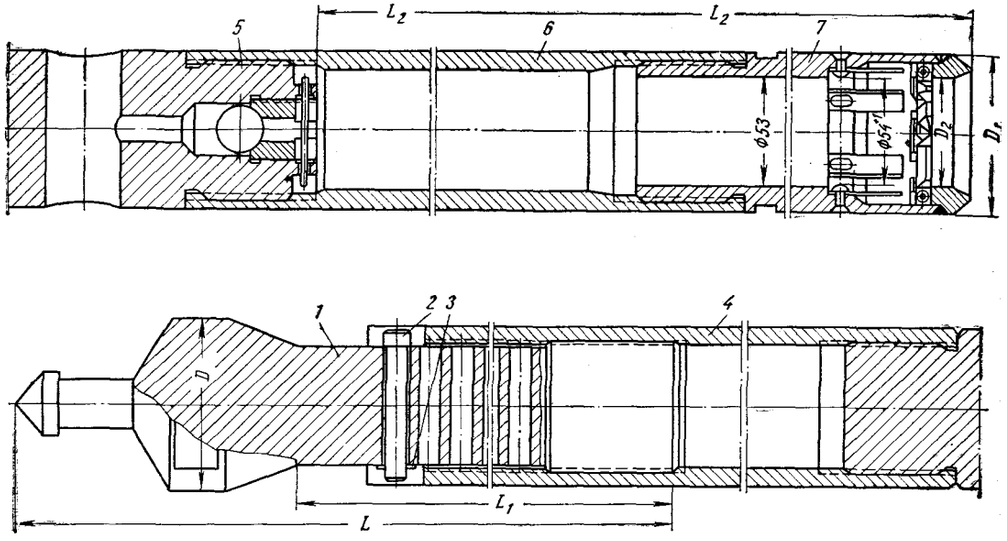


Рис. VI.18. Грунтоноска турбобуров КТД3-9″I, КТД3-8″II, КТД3-6⅝″, КТД4-196-214/60, КТД4-172-190/48, КТД4-164-190/40.

1 — головка грунтоноски; *2* — штифт; *3* — шплинт; *4* — верхняя труба; *5* — клапан; *6* — колонковая труба; *7* — кернорватель

Небольшой зазор между грунтоноской и стенками отверстия вала (до 1 мм на сторону) и большая длина кольцевой щели создают настолько высокие гидравлические сопротивления, что величина утечек в зазоре незначительна и практически не отражается на работе турбобура.

Конструкция предусматривает применение съемной грунтоноски, обеспечивающей отбор керна без подъема бурильных труб. Для этого в верхней части грунтоноски (на головке) имеется бурт для захвата шлипсом при подъеме грунтоноски.

Колонковая труба *6* съемной грунтоноски (рис. VI.18 и VI.19) имеет клапан *5*, перепускающий жидкость из колонковой трубы в зазор между валом турбобура и грунтоноской.

Керн, образованный бурильной головкой, поступает в колонковую трубу и удерживается в ней собачками кернорвателя *7*.

Турбобуры секционные типа А7Н

турбобуре А7Н1С (рис. VI.20) установлены упорно-радиальная пята качения, радиальная опора качения и промежуточные шаровые опоры.

Упорно-радиальная пята качения расположена в нижней секции турбобура и представляет собой многорядный бессепараторный шарикоподшипник (см. рис. VI.7).

Радиальный многорядный роликовый подшипник также расположен в нижней части вала нижней секции турбобура. Промежуточные шаровые опоры располагаются равномерно между ступенями турбин в обеих секциях турбобура.

Для защиты нижних опор от попадания крупного абразива в турбобуре установлен торцовый сальник. Такой сальник позволяет бурить с гидромониторными долотами срабатывающими перепад давления до 60 кгс/см².

Регулирование положения роторов относительно статоров в нижней секции осуществляется за счет разности высот между втулкой вала и втулкой корпуса.

В верхней секции турбобура расположены ступени турбин с промежуточными шаровыми опорами. Регулирование положения роторов относительно статоров в верхней секции осуществляется подбором регулировочного кольца, устанавливаемого также, как и в турбобурах типа ТС.

Статоры крепятся в корпусе с помощью конической резьбы (типа замковой) с соответствующим подбором высоты регулировочного кольца резьбы.

Корпуса секций соединяются на замковых резьбах. Валы секций соединяются с помощью конусно-шлицевой муфты.

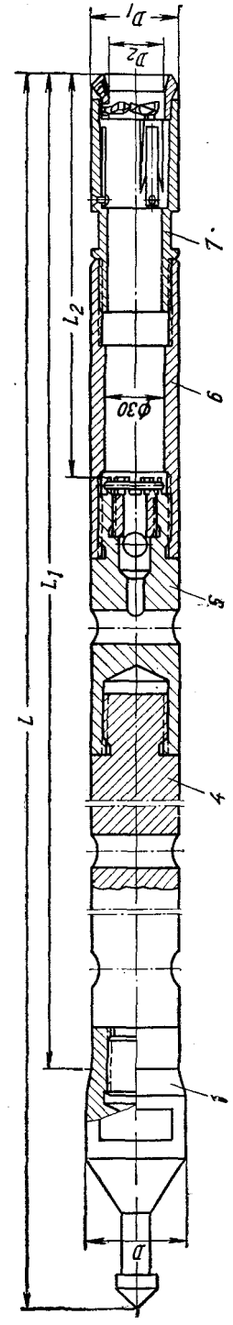


Рис. VI.19. Грунтоноска турбобура КТД3-5″.

1 — головка грунтоноски; *4* — штанга; *5* — клапан; *6* — колонковая труба; *7* — кернорватель.

Примечание. Деталей *2*, *3* в грунтоноске нет

Турбобур А7Н4С (рис. VI.21) представляет собой модернизированную конструкцию турбобура А7Н1С. Турбина его выполнена цельнолитой с профилем Э-43 и по своей характеристике аналогична турбине Т6, установленной в турбобуре А7Н1С. Радиально-роликовый подшипник в нижней секции не устанавливается, а количество рядов упорно-радиального шарикоподшипника увеличено до 14.

В остальном конструкция та же.

Турбобуры имеют турбину, перепад давлений на которой при постоянном расходе жидкости уменьшается от режима холостого хода к тормозному режиму. При постоянной производительности буровых насосов использование такой глубины в комбинации с перепускным клапаном обеспечивает работу турбины с постоянным перепадом давления; при этом расход жидкости через рабочие органы турбины будет переменный (расход через турбину уменьшается с увеличением скорости вращения ротора турбобура). Это снижает разгонное число оборотов на валу турбобура и позволяет увеличить тормозной момент (см. рис. VI.5).

В специальной приставке (рис. VI.22 и VI.23) устанавливается перепускной клапан (рис. VI.24). Клапан выполнен многоступенчатым, в каждой ступени клапана срабатывается перепад давления 5—6 кгс/см².

Клапанная приставка исключает возможность зашламовывания турбобура в процессе его спуска в скважину, а также в процессе продавки и выравнивания бурового раствора.

Клапанная приставка (см. рис. VI.23) состоит из переводника с размещенным в ней обратным клапаном и корпуса, имеющего седло для установки перепускного клапана или хвостовика-заглушки.

Применение в турбобурах опор качения и турбин с падающей к тормозу линией давления в сочетании с перепускным клапаном дает возможность длительно и устойчиво работать в левой зоне кривой мощности, улучшает запуск турбобура на высокоабразивных и утяжеленных глинистых растворах, улучшает стабильность работы турбобура на повышенных нагрузках на долото, что увеличивает механическую скорость бурения и проходки на долото.

Турбобуры типа А7Н можно использовать не только с перепускным клапаном. Они особенно удобны при работе на установках с дизельным приводом, отрегулированным на определенное давление на выкиде насосов. В этом случае по мере затормаживания долота плавно увеличивается рас-

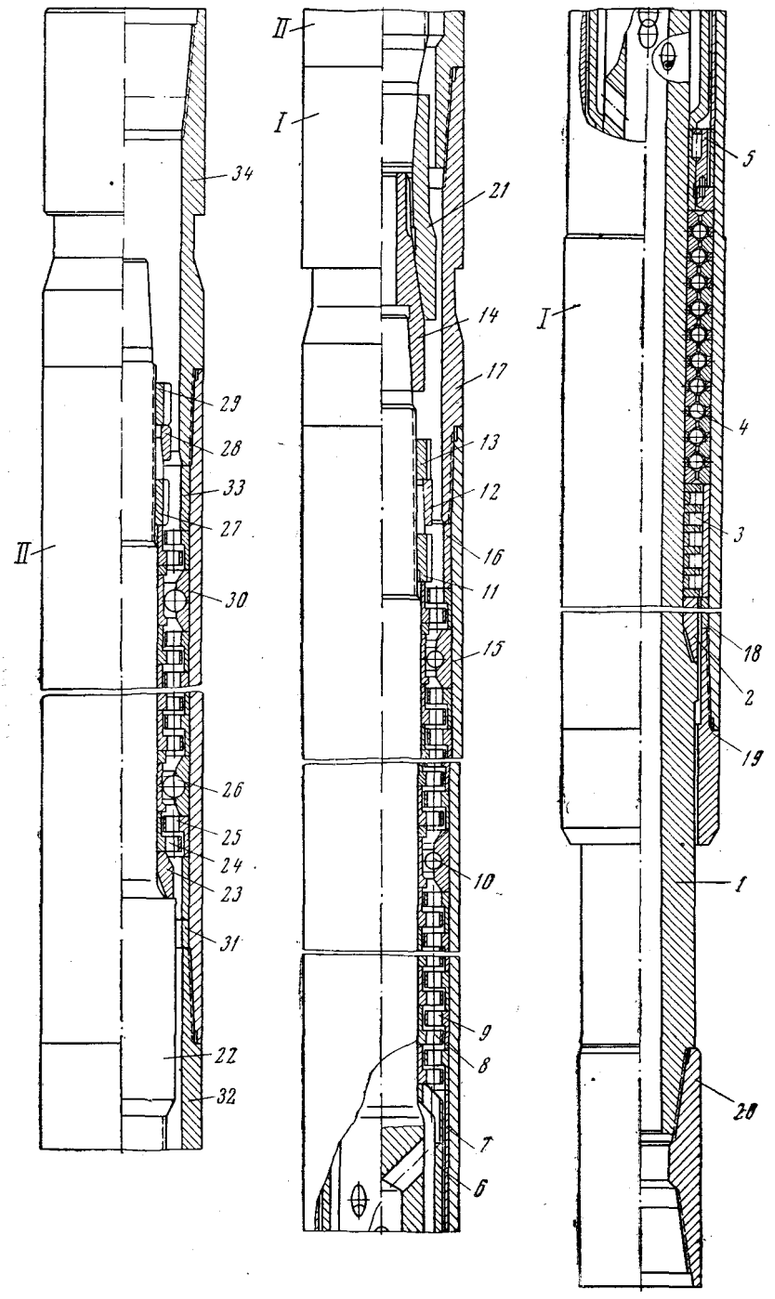


Рис. VI.20. Турбобур А7Н1С.

I — нижняя секция: *1* — вал; *2* — упор; *3* — радиально-роликовый подшипник; *4* — упорно-радиальный шарикоподшипник; *5* — торцовый сальник; *6* — втулка вала; *7* — втулка корпуса; *8* — ротор; *9* — статор; *10* — средняя шаровая опора; *11* — роторная гайка; *12* — колпак; *13* — контргайка; *14* — нижняя полумуфта; *15* — корпус; *16* — втулка корпуса; *17* — переводник корпуса; *18* — регулировочное кольцо резьбы; *19* — ниппель, *20* — переводник вала;
II — верхняя секция: *21* — верхняя полумуфта; *22* — вал верхней секции; *23* — втулка вала; *24* — ротор; *25* — статор; *26* — средняя шаровая опора; *27* — роторная гайка; *28* — колпак; *29* — контргайка; *30* — корпус; *31* — регулировочное кольцо турбины; *32* — соединительный переводник; *33* — регулировочное кольцо резьбы; *34* — переводник корпуса

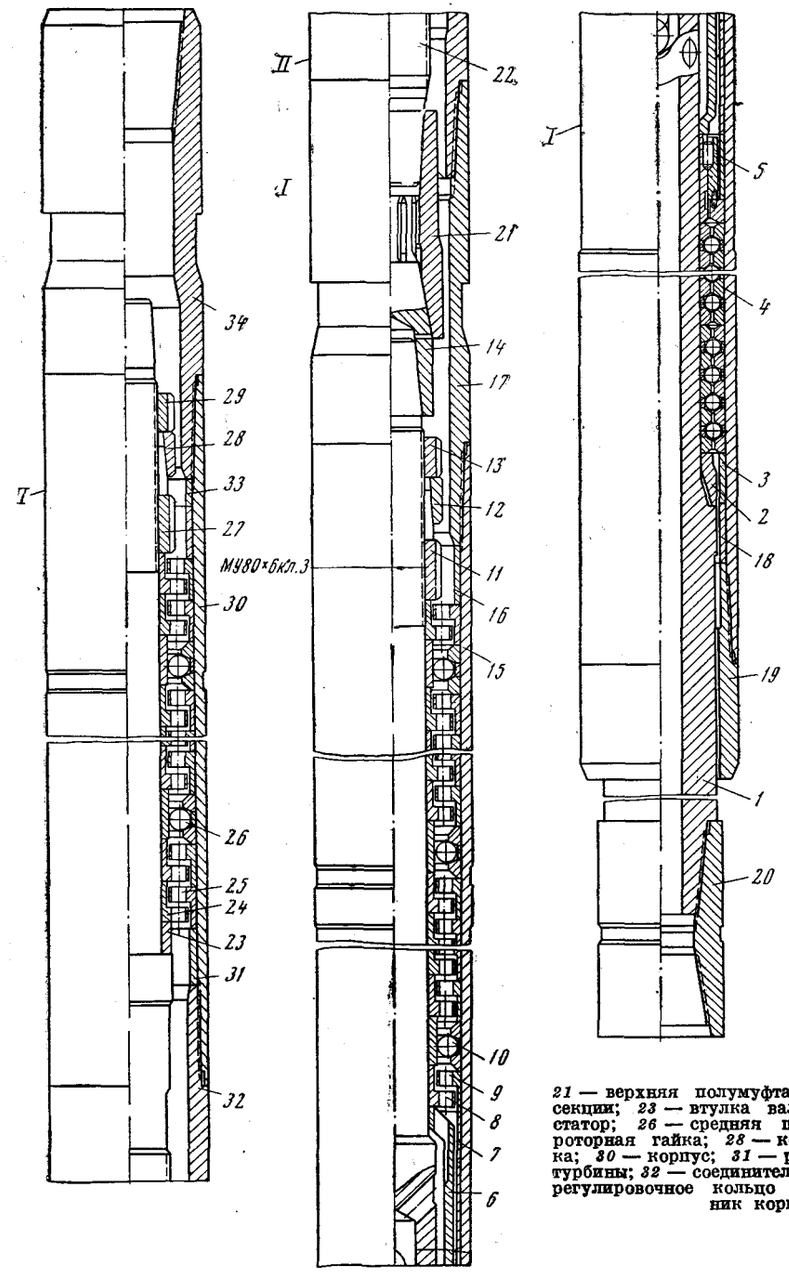


Рис. VI.21. Турбобур А7Н4С.

I — нижняя секция: *1* — вал; *2* — упор; *3* — упорная втулка; *4* — упорно-радиальный шарикоподшипник; *5* — торцовый сальник; *6* — втулка вала; *7* — втулка корпуса; *8* — ротор; *9* — статор; *10* — средняя шаровая опора; *11* — роторная гайка; *12* — колпак; *13* — контргайка; *14* — нижняя полумуфта; *15* — корпус; *16* — втулка корпуса; *17* — переводник корпуса; *18* — регулировочное кольцо резьбы; *19* — ниппель; *20* — переводник вала; *II* — верхняя секция: *21* — верхняя полумуфта; *22* — вал верхней секции; *23* — втулка вала; *24* — ротор; *25* — статор; *26* — средняя шаровая опора; *27* — роторная гайка; *28* — колпак; *29* — контргайка; *30* — корпус; *31* — регулировочное кольцо турбины; *32* — соединительный переводник; *33* — регулировочное кольцо резьбы; *34* — переводник корпуса

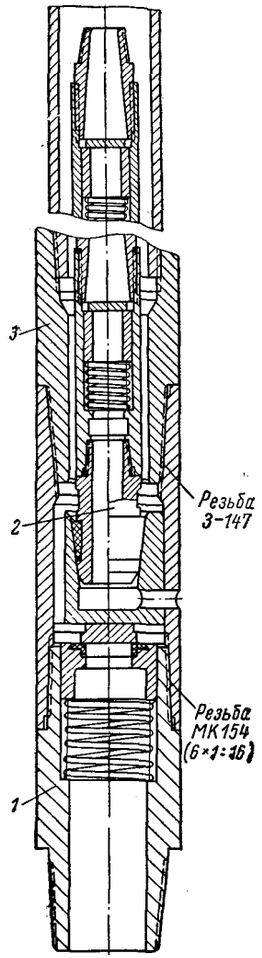


Рис. VI.22. Клапанная приставка с перепускным клапаном.

1 — клапанная приставка; *2* — перепускной клапан; *3* — бурильная труба или УБТ $d_{вн}$ не менее 90 мм

ход бурового раствора, подаваемого насосами в скважину, а следовательно, растет и момент на валу турбобура.

Шпиндельные турбобуры ЗТСШ

В шпиндельных турбобурах ЗТСШ (рис. VI.25) осевая опора вынесена в самостоятельный узел — шпиндель, к которому присоединяется необходимое количество секций с турбинами, что дает возможность получить турбобуры с различными характеристиками. Количество секций, собираемых в турбобур, определяется технологическими условиями бурения. Так при бурении на небольшой глубине целе-

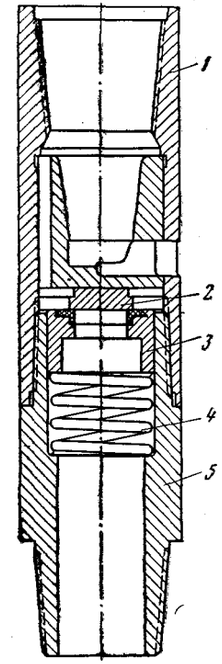


Рис. VI.23. Клапанная приставка.

1 — корпус; *2* — седло; *3* — поршень; *4* — пружина; *5* — переводник

сообразно применение одной турбинной секции со шпинделем, с увеличением глубины бурения производится последовательное наращивание количества секций.

Опора секционного турбобура, вынесенная в самостоятельный шпиндель, позволяет производить смену ее без разборки секций турбин.

Резино-металлическая пята шпинделя воспринимает осевые нагрузки и одновременно выполняет роль уплотнения, снижающего утечки через ниппель. Радиальные опоры шпинделя в виде обрезиненных втулок, устанавливаются над пятой и под ней. Шпиндельные турбобуры размером $7^1/_4$ и $6^1/_2$" выполняют с турбинами точного литья.

Турбобуры размером 9, $7^1/_2$ и $6^5/_8$" могут поставляться как с турбинами точного литья, так и с турбинами, отлитыми в землю.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБОБУРОВ

I. При бурении турбобурами рекомендуется применять размеры долот и бурильных труб в соответствии с данными, приведенными в табл. VI.6.

Следует применять тонкостенные бурильные трубы с высадкой в наружной части

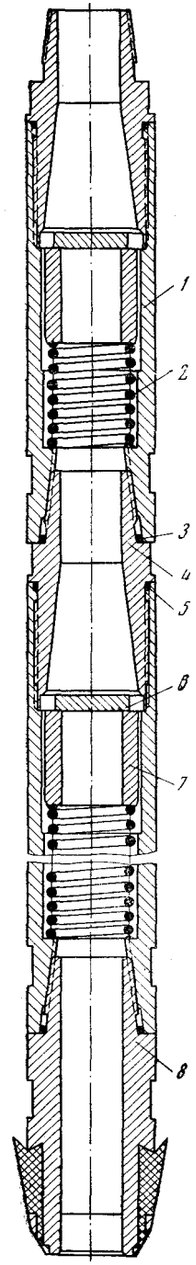


Рис. VI.24. Перепускной клапан.

1 — корпус; *2* — пружина; *3*, *5* — резиновые кольца; *4* — переводник; *6* — седло; *7* — втулка; *8* — хвостовик

и замками с увеличенным проходным сечением.

II. Буровая должна быть оборудована насосами, работающими при давлениях не ниже 150 кгс/см^2.

Для наиболее эффективного использования гидравлической мощности насосов необходимо максимально сокращать гидравлические сопротивления в циркуляционной системе буровой установки.

Для улучшения работы насосов и увеличения коэффициента наполнения насосов последние должны устанавливаться «под залив».

Буровая должна быть оснащена механическими очистителями буровой жидкости от шлама: вибрационными ситами, ситоконвейерами или гидроциклонными установками.

На буровых, где отбор керна производится колонковыми турбобурами, дополнительно к общим требованиям к турбинной буровой должны быть соблюдены следующие положения: внутренний диаметр элементов бурильной колонны должен обеспечивать беспрепятственное прохождение съемной грунтоноски; внутренний диаметр бурильной колонны должен быть больше диаметра головки грунтоноски не менее чем на 2—3 мм; в переводниках места перехода с одного диаметра на другой должны быть плавными.

Для подъема грунтоноски устанавливают специальную лебедку ЛПГ-3000 при глубине бурения до 3000 м или ЛПГ-5000 при глубине бурения свыше 3000 м. При отсутствии специальных лебедок допускается использование других лебедок, имеющих тяговое усилие на канате не менее 3 тс при начальной скорости подъема не более 1 м/с.

Лебедку для подъема грунтоноски рекомендуется устанавливать перед мостками на расстоянии 25—30 м от устья скважины со смещением вправо от мостков на 2—5 м.

При бурении турбобурами А7Н1С и А7Н4С на буровых, оснащенных насосами, работающими на электроприводе, должна быть клапанная приставка с перепускным клапаном и необходимым набором секций клапана.

III. К месту работы турбобуры должны транспортироваться так, чтобы была обеспечена их полная сохранность. Погрузку и разгрузку турбобуров следует производить при помощи подъемного крана или накатов, причем необходимо избегать ударов.

Транспортировка турбобуров волоком и сбрасывание их при разгрузке недопустимы, так как могут вызвать прогиб валов и корпусов.

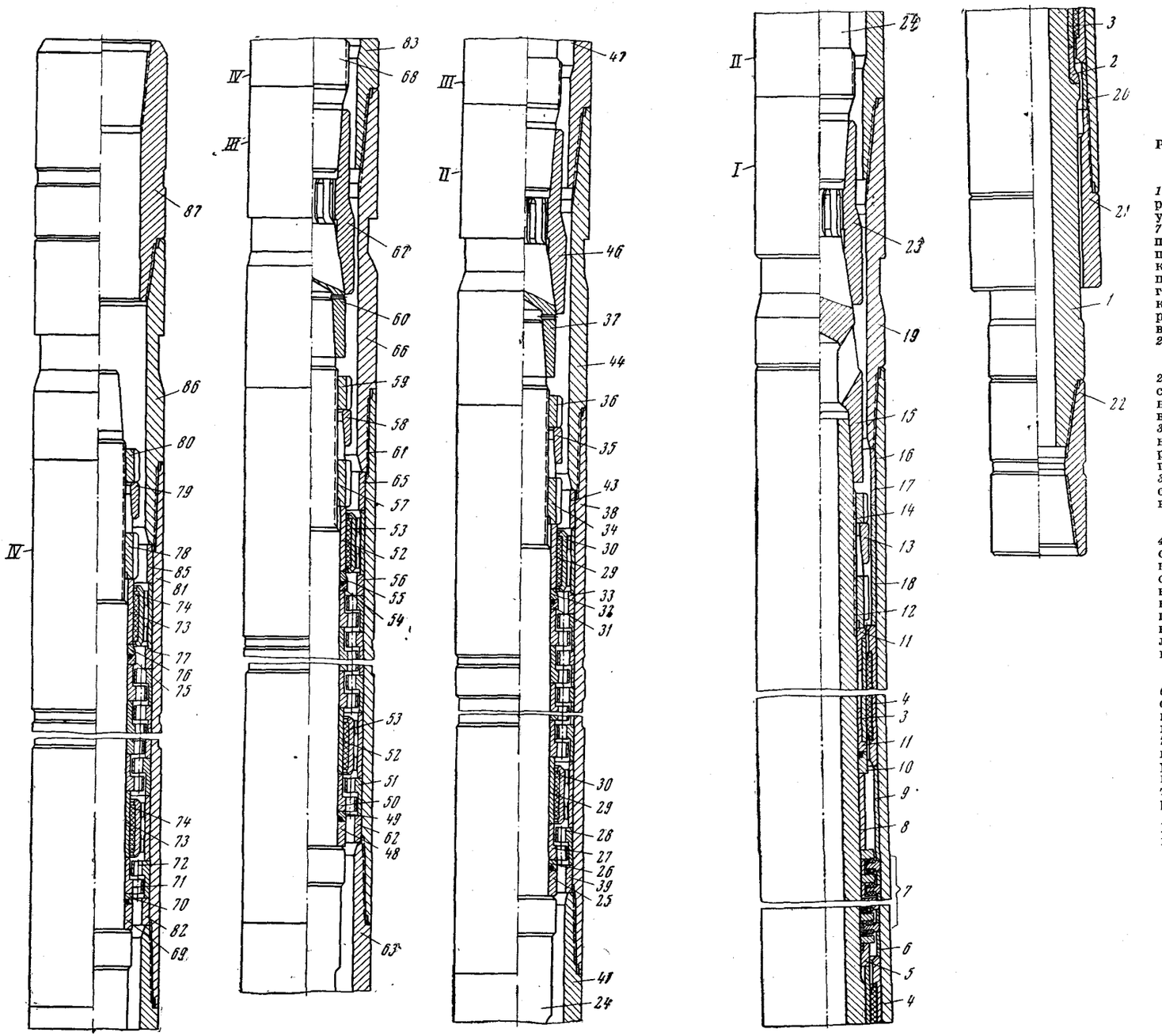


Рис. VI.25. Турбобуры 3ТСШ-7 1/2" (и 7 1/2" ТЛ), 3ТСШ-6 5/8" (и 6 5/8" ТЛ).

I — шпиндель:

1 — вал; *2* — упорная втулка вала; *3* — втулка радиальной опоры; *4* — радиальная опора; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — кольцо корпуса; *7* — осевая опора (диск пяты, кольцо пяты, подпятник, внешнее кольцо пяты); *8* — дистанционная втулка вала; *9* — дистанционная втулка корпуса; *10* — уплотнительное кольцо; *11* — подкладная втулка радиальной опоры; *12* — гайка шпинделя; *13* — колпак; *14* — контргайка; *15* — нижняя полумуфта; *16* — корпус; *17* — регулировочная втулка резьбы корпуса; *18* — втулка корпуса; *19* — переводник корпуса; *20* — регулировочное кольцо резьбы корпуса; *21* — ниппель; *22* — переводник вала;

II — нижняя секция:

23 — верхняя полумуфта; *24* — вал нижней секции; *25* — втулка вала; *26* — уплотнительное кольцо; *27* — ротор; *28* — статор; *29* — втулка средней опоры; *30* — средняя опора; *31* — уплотнительное кольцо; *32* — втулка уплотнительного кольца; *33* — кольцо корпуса; *34* — роторная гайка; *35* — колпак; *36* — контргайка; *37* — нижняя полумуфта; *38* — корпус; *39* — регулировочное кольцо турбины; *41* — соединительный переводник; *43* — регулировочное кольцо резьбы; *44* — переводник корпуса;

III — средняя секция:

46 — верхняя полумуфта; *47* — вал средней секции; *48* — втулка вала; *49* — уплотнительное кольцо; *50* — ротор; *51* — статор; *52* — втулка средней опоры; *53* — средняя опора; *54* — уплотнительное кольцо; *55* — втулка уплотнительного кольца; *56* — кольцо корпуса; *57* — роторная гайка; *58* — колпак; *59* — контргайка; *60* — нижняя полумуфта; *61* — корпус; *62* — регулировочное кольцо турбины; *63* — соединительный переводник; *65* — регулировочное кольцо резьбы; *66* — переводник корпуса;

IV — верхняя секция:

67 — верхняя полумуфта; *68* — вал верхней секции; *69* — втулка вала; *70* — уплотнительное кольцо; *71* — ротор; *72* — статор; *73* — втулка средней опоры; *74* — средняя опора; *75* — уплотнительное кольцо; *76* — втулка уплотнительного кольца; *77* — кольцо корпуса; *78* — роторная гайка; *79* — колпак; *80* — контргайка; *81* — корпус; *82* — регулировочное кольцо турбины; *83* — соединительный переводник; *85* — регулировочное кольцо резьбы; *86* — переводник корпуса; *87* — переводник.

Примечание. Деталей *40*, *42*, *45*, *64*, *84* в турбобуре нет.

Таблица VI.6

Расход рабочей жидкости, размеры долот и бурильных труб, рекомендуемые при работе турбобурами

Цель применения	Шифр турбобура	Долото				Условный диаметр бурильных труб, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Глубина бурения, м
		Тип		условный №	диаметр, мм			
		основной	дополнительный					
Бурение вертикальных и наклонных скважин	Т12МЗБ-9″, Т12МЗБ-240	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	11	269		45—50	До 2000
	ТС5Б-9″ ТС5Б-240	То же	—	11	269	141 и 168	35—40	До 3000
	3ТС5Б-9″, 3ТС5Б-240	»	—	11	269		30—35	До 4000
	3ТСШ-9″ 3ТСШ240	Шарошечное гидромониторное, алмазное	Шарошечное с обычной схемой промывки	11	269/267*		30—35	До 4000
	3ТСШ-9″ТЛ	То же	То же	11	269/267*		35—40	До 5000
	Т12МЗБ-8″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	10	243	141	40—45	До 2000
	ТС5Б-8″	То же	—	10	243		35—40	До 3000
	3ТС5Б-8″	«	—	10	243		30—35	До 4000
	Т12МЗБ-7 1/2″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	9	214	127	30—35	До 2000
	ТС5Б-7 1/2″	То же	—	9	214		25—30	До 2000
	3ТС5Б-7 1/2″	»	—	9	214		20—25	До 3000
	3ТСШ-7 1/2″	Шарошечное гидромониторное, алмазное	Шарошечное обычное	9	214/212		20—25	До 3000
	3ТСШ-7 1/2″ТЛ	То же	То же	9	214/212		35—40	До 5000
	А7Н1С, А7Н4С	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	9	214/212	127	40—35 35—30 30—25 25—20	До 2000 2000—3000 3000—4000 4000
	3ТСШ-7 1/4″ТЛ	Шарошечное гидромониторное, алмазное Алмазное	Шарошечное с обычной схемой промывки Шарошечное гидромониторное	9	214/212	127	24—26	До 5000
	Т12МЗБ-6 5/8″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	8	190		25—30	До 2000
	Т12МЗЕ-6 5/8″	То же	—	8	190	114	23—25	До 2000
	ТС5Е-6 5/8″	»	—	8	190		20—24	До 2000
	3ТС5Е-6 5/8″	»	—	8	190		18—20	До 3000
	3ТСШ-6 5/8″	»	—	8	190/188	114	18—20	До 3000
	3ТСШ-6 5/8″ТЛ	»	—	8	190/188		20—24	До 5000
	3ТСШ-6 1/2″ТЛ	Алмазное	Шарошечное с обычной схемой промывки Шарошечное гидромониторное	8	190/188		18—25	До 6000
Бурение сильно искривленных, многозабойных и горизонтальных скважин	Т12МЗК-8″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	10	243	141	45—50	—
	Т12МЗК-6 5/8″	То же	—	8	190	114	25—30	—
Бурение геологоразведочных скважин малого диаметра	ТС4А-5″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	6В	145	89	12—14	До 2000
Бурение геологоразведочных скважин малого диаметра. Разбуривание цементных стаканов при капитальном ремонте скважин	ТС4А-4″	Шарошечное с обычной схемой промывки	—	5	118	73	6—9	До 2000
Бурение вертикальных и наклонных скважин с отбором образцов пород (керна)	КТДЗ-9″1	Бурильная головка 1ВК	—	11	269	141 и 168	45—50	
	КТДЗ-8″II	То же	—	10	243	141	40—45	
	КТДЗ-6 5/8″	»	—	8	190	114	25—30	
	КТДЗ-5″	»	—	6	145	89	12	
	КТД4-196-214/60	Бурильная головка 7ВК	—	9	214	127 и 141	20—25	
	КТД4-172-190/48	То же	Бурильная головка 7ВК	8	190	114 и 127	22—26	
	КТД-164-190/40	»	—	8	190	114; 127	22—26	

* Числитель — шарошечные долота, знаменатель — алмазные.

Во избежание засорения турбины и повреждения резьб турбобуры должны транспортироваться с предохранительными пробками и колпаками.

При транспортировке колонкового турбобура съемная грунтоноска, находящаяся внутри его, зажимается между пробками деревянными распорками, предохраняющими грунтоноску от продольного перемещения внутри турбодолота.

IV. Турбобур, доставленный на буровую, осматривают для выявления внешних дефектов — отсутствие трещин и вмятин на корпусе, а также проверяют состояние присоединительных резьб турбобура.

После внешнего осмотра турбобур проверяют путем запуска его на ведущей трубе. При проверке работоспособности турбобура на ведущей трубе определяется также и его регулировка.

Если предстоит бурить турбобуром типа А7Н на насосах, работающих на электроприводе, необходимо проверить комплектацию и сборку клапанной приставки с перепускным клапаном.

Перед спуском на забой колонкового турбобура КТД необходимо проверить прочность закрепления резьб грунтоноски и ее прямолинейность.

Во избежание засорения турбины при проверке работы турбобура на ведущей трубе в его переводник или в переводник между ведущей трубой и турбобуром устанавливают фильтр.

Турбобур считается годным для работы при соблюдении следующих условий.

1. Величина осевого люфта находится в нижеприведенных пределах:

Тип турбобура	Тип опоры турбобура	Осевой люфт не более, мм
Т12; ТС; 3ТСШ; КТД3; КТД4, Т12М3К-6 5/8″	Резино-металлическая скольжения	2,0
А7Н1С; А7Н4С; 1ШШ	Шаровая качения	0,4
Т12М3К-8″ М1	Комбинированная (резино-металлическая с пусковым шарикоподшипником)	1,0

2. Осевой люфт и подъем вала в верхних секциях секционных турбобуров находится в пределах, приведенных ниже:

Шифр турбобура	Осевой люфт турбины, мм	Величина подъема вала, мм
ТС5Б-9″, 3ТС5Б-9″	10	7—8
	9	7—8
	8	6—7
ТС4А-4″	11	7—9
	10	7—8
	9	7—8
ТС5Б-7 1/2″,	12	8—10
3ТС5Б-7 1/2″,	11	7—9
3ТСШ-7 1/2″,	10	7—8
ТС5Е-6 5/8″,		
3ТС5Е-6 5/8″,		
3ТСШ-6 5/8″		
3ТСШ-9″, 3ТСШ-9″ТЛ,	14	9—12
3ТСШ-6 1/2″ТЛ,	13	9—11
ТС4А-5″, ТС5Б-240,	12	8—10
3ТСШ-240		
3ТСШ-6 5/8″ ТЛ	15	10—13
	14	9—12
	13	9—11
ТС5Б-8″, 3ТС5Б-8″,	16	11—14
3ТСШ-7 1/2″ ТЛ,	15	10—13
3ТСШ-7 1/4″ ТЛ	14	9—12
А7Н1С	10	6
	12	8
	12	6
А7Н4С	14	8

3. Турбобур легко запускается при давлении не выше 20 кгс/см².

4. Перепад давления в турбобуре примерно соответствует рабочим характеристикам турбин, приведенным в табл. VI.2—VI.5.

5. *Все резьбовые соединения герметичны* при производительности насосов, необходимой для работы турбобура на забое.

Клапанная приставка с перепускным клапаном считается годной для работы, при соблюдении следующих условий.

1. Все резьбовые соединения клапанной приставки и перепускного клапана надежно закреплены.

2. Проверен перепад давления на перепускном клапане путем опробования его на ведущей трубе (перепад давления должен соответствовать заданному).

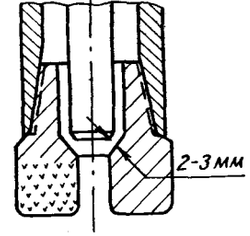


Рис. VI.26. Вылет грунтоноски из переводника вала при бурении алмазным долотом

Грунтоноска колонкового турбобура КТД считается годной для работы при соблюдении следующих условий.

1. Все резьбовые соединения грунтоноски прочно закреплены.

2. Грунтоноска свободно входит в вал и выходит из него.

3. Величина выступления грунтоноски из переводника вала (вылет грунтоноски (рис. VI.26) находится в пределах:

Шифр турбобура	Тип применяемой бурильной головки			
	1ВК	7ВК	алмазная	
	величина вылета грунтоноски из переводника вала, мм			
КТД3-9″, КТД3-8″ II	104 ± 4	–		Расстояние между торцом рвателя и посадочным конусом в бурильной головке находится в пределах 2—3 мм (см. рис. VI. 26).
КТД3-6 5/8″	85^{+2}_{-3}	–		
КТД3-5″	40^{+2}_{-3}	–		
КТД4-196-214/60	–		20 ± 2	
КТД4-172-190/48	85^{+2}_{-3}		17 ± 2	
КТД4-164-190/40			17 ± 2	

4. Головка грунтоноски безотказно захватывается *шлипсом*.

V. При эксплуатации турбобура на буровой необходимо периодически осматривать его с целью установления и поддержания *работоспособности*.

Турбобур считается годным к последующей работе при соблюдении следующих условий.

1. *Осевой люфт* турбобура не превышает следующих величин:

Тип опоры турбобура	Осевой люфт (не более), мм	Тип турбобура
Резино-металлическая скольжения	5,0	Т12; ТС; 3ТСШ; КТД3; КТД4; Т12М3К-6 5/8″
Шаровая качения	6,0	А7Н1С; А7Н4С, 1ШШ
Комбинированная (резино-металлическая с пусковым шарикоподшипником)	5,0	Т12М3К-8″ М1

2. Запуск турбобура происходит при давлении, не превышающем первоначального при опробовании.

3. Все резьбовые соединения турбобура герметичны.

4. Натяги в резьбовых соединениях ниппеля и соединительного переводника с корпусом (цилиндрическая резьба) не изменились. Допускается уменьшение натяга (т. е. подкрепление резьбового соединения) до величины 5 мм. Натяг менее 5 мм не допускается.

5. Присоединительная резьба вала в удовлетворительном состоянии (отсутствуют задиры, следы промытости, забоины на торцах и т. д.).

При увеличении осевого люфта более указанного, пропусках в резьбовых соединениях, повышении пускового давления и других неполадках турбобур отправляют на ремонт.

При работе с перепускным клапаном его также необходимо периодически осматривать. При осмотре перепускного клапана проверяют:

состояние резьбовых соединений секций клапана и присоединительных резьб клапанной приставки (отсутствие задиров, забоин на торцах, следов промытости);

состояние резинового манжета хвостовика клапана (отсутствие расслоения, отставания от металла и других следов нарушения резинового уплотнения);

редуцирующую способность клапана (перепад давления на клапане должен соответствовать заданному).

При обнаружении дефектов в отдельных секциях клапана их следует заменить. При уменьшении перепада давления на клапане относительно заданного следует добавить секцию или перекомплектовать клапан таким образом, чтобы восстановить перепад давления на нем.

VI. При эксплуатации турбобура на буровой могут возникнуть неполадки в его работе. Необходимо правильно установить причину ненормальной работы турбобура и своевременно принять необходимые меры.

Наиболее часто встречающиеся неполадки и меры по их устранению приведены в табл. VI.7.

VII. Турбобуры, подлежащие ремонту, должны быть разобраны вскоре после подъема их с забоя. При длительной задержке разборки глинистый раствор, попавший в зазор между корпусом и статорами, высыхает и плотно связывает турбину с корпусом, что очень затрудняет разборку турбобура.

Турбобуры ремонтируют в турбинных цехах. В зависимости от состояния турбобура ремонт его может состоять из следующих работ:

Таблица VI.7

Возможные неполадки в работе турбобура и меры по их устранению

Нарушения в работе	Причины нарушения	Необходимые меры, ремонт
Остановка турбобура при бурении	Чрезмерное увеличение нагрузки на долото	Долото приподнять над забоем и снова опустить, после чего постепенно увеличить нагрузку на долото. Если турбобур начал работать при меньшей осевой нагрузке на долото, то он, очевидно, был перегружен. Если и при меньшей осевой нагрузке турбобур не будет работать, его необходимо поднять на поверхность для проверки на ведущей трубе
	Значительное уменьшение количества буровой жидкости, подаваемой насосами; утечки в бурильной колонне, размыв деталей перепускного клапана (при работе турбобуром А7Н4С и А7Н1С). Признаком служит снижение давления, регистрируемого манометром	Проверить насосы, резьбовые соединения бурильных труб и перепускной клапан. Если принятые меры не приведут к улучшению работы турбобура, его следует проверить на ведущей трубе
	Ослабление резьб роторных гаек или ниппеля, что приводит к соприкосновению роторов и статоров, (т. е. нарушению регулировки) и проворачиванию деталей в корпусе и на валу Повреждение резиновых обкладок и набухание резины в опорах турбобура, признаком чего служит ухудшение запуска турбобура и резкая остановка вала	Причину этого нарушения установить при проверке турбобура на ведущей трубе Турбобур заменить
Турбобур «не принимает нагрузку». Под этим термином подразумевается резкое уменьшение осевой нагрузки на долото (по сравнению с приложенной ранее), при которой турбобур останавливается	Если при бурении давление по манометру не снижается, турбобур может не принимать нагрузку по следующим причинам. 1. Заклинивание долота. Приподнятый над забоем турбобур (разгруженный) работает, а при нагрузке на долото останавливается. 2. Роторы соприкасаются со статорами или вследствие износа деталей осевой опоры (и увеличения осевого люфта турбобура) или вследствие ослабления резьбовых соединений, закрепляющих систему роторов или систему статоров	Бурение необходимо прекратить, а турбобур поднять на поверхность для проверки долота и турбобура

Продолжение табл. VI.7

Нарушения в работе	Причины нарушения	Необходимые меры, ремонт
Резкое снижение механической скорости проходки	Наматывание сальника на долото при прохождении глинистых пород с недостаточной промывкой забоя	Увеличить расход промывочной жидкости через долото, увеличив при бурении турбобурами Т12 и ТС производительность насосов, или перейти на бурение шпиндельными турбобурами ТСШ. При бурении турбобуром А7Н4С и А7Н1С с перепускным клапаном необходимо уменьшить расход жидкости через клапан, подняв на нем давление путем увеличения секций клапана
Резкое повышение давления	Засорение фильтра	Отвинтить ведущую трубу, проверить и прочистить фильтр
	Засорение турбобура: а) при низко коллоидальном и загрязненном растворе мелкие частицы шлама не задержанные фильтром, с прекращением циркуляции выпадают из раствора и осаждаются в турбобуре. При последующем включении насоса осадок запрессовывается в каналы турбины; б) при остановке насосов выбуренная порода, находящаяся в кольцевом пространстве, интенсивно осаждается на забой. При быстром открывании пусковой задвижки, вследствие возникновения обратного движения жидкости («сифон»), осадок заполняет долото и турбину, если турбобур не приподнят над забоем	Засоренный турбобур поднять на поверхность и промывать в течение 10—15 мин, причем задвижку следует закрывать постепенно, следя по манометру за повышением давления, Если промывка не дает результатов, турбобур следует заменить
Резкое падение давления	Оставление турбобура на забое, происшедшее вследствие поломки бурильных труб или срыва резьбовых соединений корпуса и переводника турбобура	Поднять инструмент

Таблица VI.8

Основные размеры метрических резьб, применяемых в турбобурах ГОСТ 9150—59 (рис. VI. 27)

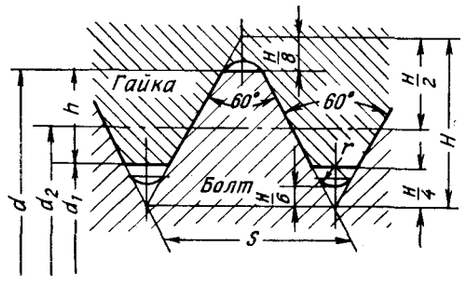


Рис. VI.27. Профиль метрической резьбы.

$H = 0{,}86603\ S$; $h = 0{,}54125\ S$; $r = \frac{H}{6} = 0{,}144\ S$

Обозначение резьбы	Диаметры резьбы, (мм)			Шаг резьбы S, мм	Высота профиля h, мм
	наружный d	средний d_2	внутренний d_1		
М230×6	230	226,103	223,505		
М215×6	215	211,103	208,505		
М195×6	195	191,103	188,505		
М175×6	175	171,103	168,505		
М120×6	120	116,103	113,505	6	3,247
М105×6	105	101,103	98,505		
М100×6	100	96,103	93,505		
М90×6	90	86,103	83,505		
М85×6	85	81,103	78,505		
М80×6	80	76,103	73,505		
М115×4	115	112,402	110,670		
М95×4	95	92,402	90,670		
М80×4	80	77,402	75 670		
М76×4	76	73,402	71,670	4	2,165
М64×4	64	61,402	59,670		
М60×4	60	57,402	55,670		
М48×3	48	46,051	44,752		
М115×3	115	113,051	111,752	3	1,624
М95×3	95	93,051	91,752		

полная разборка турбобура;

отбраковка и комплектация сменных деталей;

замена изношенных деталей;

проверка прямолинейности вала и корпуса;

проверка резьб и их ремонт;

сборка турбобура;

обкатка турбобура на стенде.

При ремонте турбобуров применяют новые детали, поставляемые в комплекте запасных частей, а также детали, прошедшие ремонт в механических мастерских.

Качество сборки зависит от правильной комплектации, замены и отбраковки изношенных деталей турбобура.

В табл. VI.8—VI.14 приведены размеры резьбовых соединений турбобуров, рекомендуемые моменты закрепления деталей при сборке, а также перечень взаимозаменяемых деталей турбобуров.

Таблица VI.9

Элементы профиля конической резьбы турбобуров ИРТ-2 ВНИИБТ (рис. VI. 28)

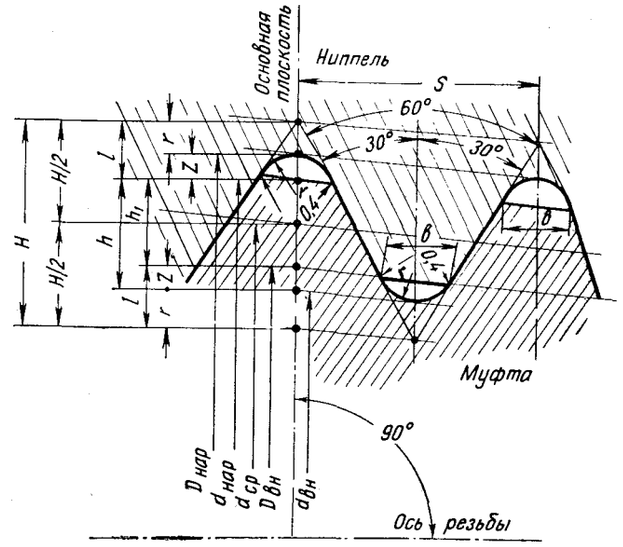


Рис. VI.28. Профиль конической резьбы турбобуров

Обозначение резьбы	Шаг резьбы S, мм	Конусность, $K = 2\,tg\,\varphi$	Теоретический профиль резьбы H, мм	Высота профиля резьбы $h+0{,}1$, мм	Рабочая высота профиля h, мм	Высота среза вершины профиля $l+0{,}05$, мм	Ширина среза вершины профиля $b+0{,}05$, мм	Номинальный радиус закругления впадины, r, мм	Наименьший радиус закругления впадины r', мм	Угол уклона резьбы φ	Зазор по вершинам резьбы z, мм
З-189	6,35	1 : 6	5,487	3,755	3,293	1,097	1,267	0,635	0,508	4° 45′ 48″	0,462
З-171	6,35	1 : 6	5,487	3,755	3,293	1,097	1,267	0,635	0,508	4 45 48	0,462
З-147	6,35	1 : 6	5,487	3,755	3,293	1,097	1,267	0,635	0,508	4 45 48	0,462
З-121	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
З-117	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
З-101	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
З-92	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
З-88	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
З-76	5,08	1 : 4	4,376	2,993	2,626	0,875	1,016	0,508	0,406	7 07 30	0,367
РКТ-218	6,35	1 : 16	5,497	3,764	3,298	1,099	1,267	0,635	0,508	1 47 24	0,465
РКТ-210	6,35	1 : 10	5,495	3,760	3,297	1,099	1,267	0,635	0,508	2 51 45	0,464
РКТ-208	6,35	1 : 6	5,487	3,755	3,293	1,097	1,267	0,635	0,508	4 45 48	0,462
РКТ-177	5,08	1 : 16	4,398	3,010	2,639	0,880	1,016	0,508	0,406	1 47 24	0,372
МК-195	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,750	0 53 42	0,436
МК-194	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,860	1 47 24	0,436
МК-179	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,860	0 53 42	0,436
МК-179	5	1 : 16	4,330	2,513	2,149	1,090	1,260	0,726	0,625	1 47 24	0,363
МК-177	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,750	1 47 24	0,436
МК-174	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,860	0 53 42	0,436
МК-170	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,860	0 53 42	0,436
МК-156	5,5	1 : 32	4,763	2,764	2,365	1,199	1,386	0,799	0,639	0 53 42	0,399
МК-154	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,510	0,871	0,750	1 47 24	0,436
МК-154	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,860	0 53 42	0,436
МК-150	6	1 : 32	5,196	3,016	2,580	1,308	1,512	0,872	0,860	0 53 42	0,436
МК-150	6	1 : 8	5,189	3,012	2,577	1,306	1,510	0,870	0,750	3 34 36	0,436
МК-112	4	1 : 32	3,464	2,010	1,720	0,872	1,008	0,581	0,573	0 53 42	0,291
МК-110	6	1 : 8	5,189	3,012	2,577	1,307	1,510	0,871	0,860	3 34 36	0,436
МК-98	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,860	1 47 24	0,436
МК-84	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,860	1 47 24	0,436
МК-75	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,860	1 47 24	0,436
МК-66	6	1 : 16	5,194	3,015	2,579	1,308	1,512	0,872	0,860	1 47 24	0,436

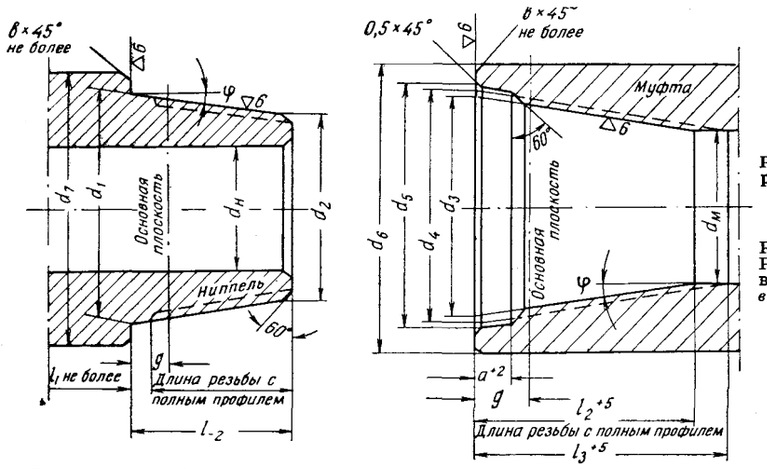


Рис. VI.29. Детали резьбового соединения (конической резьбы).

$в = 1$ — для резьб РКТ-234, РКТ-208, РКТ-210 и замковых, кроме З-147; $в = 0,5$ — для остальных резьб.

Размеры резьбовых соединений (ниппельная часть) ИРТ-2 ВНИИБТ (рис. VI.29)

Обозначение резьбы	Расположение основной плоскости g, мм	Средний диаметр резьбы $d_{ср}$ в основной плоскости, мм	Диаметры оснований конуса, мм		Внутренний диаметр резьбы $d_{вн}$ в основной плоскости, мм	Наружный диаметр резьбы $d_{нар}$ в основной плоскости, мм	Наружный диаметр ниппеля d_7 мм	Диаметр проходного отверстия $d_н$, мм	Длина конуса l_2, мм	До резьбы с полным профилем l_1 не более, мм
			d_1	d_2						
З-189	15,875	183,488	189,427	168,260	179,271	186,781	215	142	127	15,5
З-171	15,875	165,598	171,536	150,369	161,380	168,890	195	120	127	15,5
З-147	15,875	142,011	147,949	126,782	137,793	145,303	178 170	130 100	127	15
З-121	15,875	115,113	121,709	96,209	111,755	117,741	144 178	115 70	102	14
З-117	15,875	110,868	117,462	90,462	107,508	113,494	128	60	108	14
З-101	15,875	94,844	101,438	77,438	91,484	97,470	127	65	96	14
З-92	15,875	85,480	92,075	70,075	82,121	88,107	104,5	45	88	14
З-88	15,875	82,293	88,887	64,887	78,933	84,919	108	43	96	14
З-76	15,875	69,605	76,200	54,200	66,246	72,232	95	35 38	88	14
РКТ-218	20	214,423	218,972	211,472	210,196	217,722	240	165	120	15
РКТ-210	20	204,703	210	198	200,478	208	235	170	120	15
РКТ-208	15,875	202,562	208,5	188,5	198,345	205,855	235	160	120	15
РКТ-177	16	173,362	177	169,5	169,98	176	195	140	120	14
МК-195	16	191,921	195	191,25	188,470	194,5	215	160	120	14
МК-194	16	190,421	194	186,5	187,97	193	215	169	120	15
МК-179 (6×1 : 32)	16	175,920	179	175,375	172,468	178,5	195	—	116	14
МК-179 (5×1 : 16)	16	175,851	179	172	172,975	178	195	140	112	14
МК-177	16	173,421	177	169,5	169,970	176	195	140	120	14
МК-174	16	170,920	174	170,25	167,468	173,5	192	—	120	14
МК-170	16	166,920	170	166,094	163,468	169,5	185	—	125	12
МК-156	16	153,135	156	152,5	149,972	155,5	172	—	112	14
МК-154 (6×1 : 16)	16	150,421	154	147,375	146,970	153	172	132	106	14
МК-154 (6×1 : 32)	16	150,920	154	150,5	147,468	153,5	170	—	112	14
МК-150 (6×1 : 32)	16	146,920	150	146,5	143,488	149,5	165	120	112	14
МК-150 (6×1 : 8)	16	145,424	150	135,5	141,976	148	172	118	116	14
МК-112	16	109,780	112	109,5	107,479	111,5	122	68	80	12
МК-110	16	105,423	110	95,5	101,976	108	127	78	116	14
МК-98	16	94,421	98	91,5	90,97	97	125	60	104	12
МК-84	16	80,421	84	78	76,97	83	115	—	96	6
МК-75	16	71,421	75	69,375	67,97	74	90	—	90	14
МК-66	16	62,421	66	59,75	58,97	65	80	—	100	14

Размеры резьбовых соединений (муфтовая часть) ИРТ-2 ВНИИБТ

(см. рис. VI.29)

Обозначение резьбы	В плоскости торца: наружный диаметр резьбы d_4, мм	В плоскости торца: внутренний диаметр резьбы d_3, мм	Диаметр конусной выточки $d_5 \pm 0,5$ в плоскости торца, мм	Ширина конусной выточки a^{+2}, мм	Внутренний диаметр резьбы $D_{вн}$ в основ. плоскости, мм	Наружный диаметр резьбы $D_{нар}$ в основной плоскости, мм	Наружный диаметр муфты d_6, мм	Длина резьбы с полным профилем l_2 не менее, мм	Полная длина резьбы l_3*5, мм	Диаметр проходного сечения $d_м$, мм
З-189	190,351	182,841	191,5	18	180,195	187,705	215	133	143	160 120
З-171	172,460	164,950	173	16	162,304	169,814	203 195	133	143	110 140
З-147	148,873	141,363	149,5	16	138,717	146,227	178 173 170	133	143	101
З-121	122,452	116,457	123,5	16	112,479	118,484	146 144	108	118	70
З-117	118,196	112,209	119	16	108,241	114,228	146	114	124	78
З-101	102,172	96,186	103	16	92,218	98,204	118 127	102	112	60 70
З-92	92,809	86,823	93,5	16	82,855	88,841	104,5	94	104	60
З-88	89,621	83,635	90,5	16	79,667	85,653	108	102	112	38
З-76	76.934	70,948	77,5	16	66,980	72,966	94	94	104	45 40
РКТ-218	219,900	212,374	220,5	18	211,124	218,650	240	130	140	205
РКТ-210	210,928	203,406	211,5	18	201,406	208,928	235	130	140	—
РКТ-208	209,425	201,905	210,5	18	199,263	206,779	235	126	136	175
РКТ-177	177,744	171,724	178,5	18	170,724	176,744	195	126	136	165
МК-195	195,872	189,842	196,5	18	189,342	195,372	215	126	136	186
МК-194	194,872	188,842	195,3	18	183,842	193,872	215	132	140	182
МК-179 (6×1 : 32)	179,872	173,840	180,2	16	173,340	179,372	195	120	122,88	—
МК-179 (5×1 : 16)	179,727	174,702	180,5	16	173,702	178,727	195	117	128	165
МК-177	177,872	171,842	178,5	18	170,842	176,872	195	126	136	165
МК-174	174,872	168,840	175,5	18	168,340	174,372	192	123	133	165
МК-170	170,872	164,840	171,5	16	164,340	170,372	185	130	140	160
МК-156	156,798	151,270	157,5	16	150,770	156,298	172	120	128	148
МК-154 (6×1 : 16)	154,872	148,842	155,0	16	147,842	153,872	172	112	122	142
МК-154 (6×1 : 32)	154,872	148,840	$155,5_{-0,5}$	16	148,340	154,372	170	120	128	—
МК-150 (6×1 : 32)	150,872	144,840	151,5	16	144,340	150,372	165	120	130	142
МК-150 (6×1 : 8)	150,870	144,846	151,5	18	142,848	148,870	172	122	132	148
МК-112	112,582	108,561	$113,5_{-0,5}$	16	108,061	112,082	122	85	90	68
МК-110	110,870	104,846	115,5	18	102,846	108,870	127	122	132	78
МК-98	98,872	92,842	106,0	16	91,842	97,872	125	114	124	60
МК-84	84,872	78,842	85,5	16	77,842	83,872	115	102	112	—
МК-75	75,872	62,842	76,3	16	68,842	74,872	115	100	110	48
МК-66	65,872	60,842	67,3	16	59,842	65,872	100	105	—	—

Примечания: 1. Угол уклона конической выточки муфты диаметром d_5 должен быть равен углу уклона резьбы. 2. Размеры: d_1, d_2, d_3 d_4—справочные. 3. Диаметры: d_7, $d_н$, d_6, $d_м$ принимаются по чертежам на деталь.

Таблица VI.12

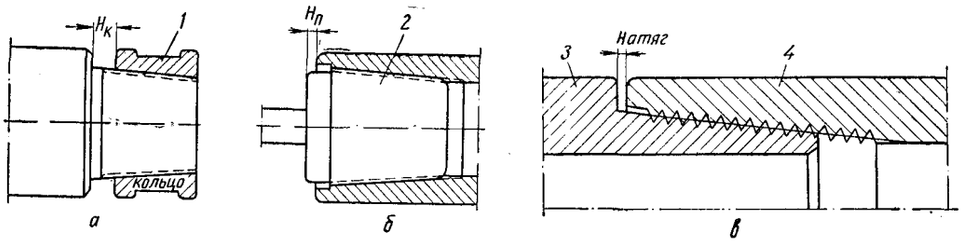


Рис. VI.30. Замер натяга конической резьбы

а — положение резьбового калибра-кольца; *б* — положение резьбового калибра-пробки; *в* — натяг при свинчивании резьбового соединения крутящим моментом 20—30 кгс · м; *1* — калибр-кольцо; *2* — калибр-пробка; *3* — ниппель (переводник); *4* — муфта (корпус)

Натяги конических резьб ИРТ-2 ВНИИБТ
(рис. VI.30)

Обозначение резьбы	Натяги по гладким калибрам		Натяги по резьбовым калибрам		Натяг при первом свинчивании H, мм $M_{кр}$ = 20—30 кгс·м	Натяг при втором свинчивании H, мм $M_{кр}$ = 20—30 кгс·мм	Крутящий момент свинчивания, кгс·м	Шифр турбобура
	кольцу $H_к$, мм	пробке $H_п$, мм	кольцу $H_к$, мм	пробке $H_п$, мм				
З-189	$16_{-1,2}$	$2,1_{-1,2}$	$16^{+0,25}$	$2,1_{-0,25}$	1,3 ± 0,3	1 ± 0,3	1700—1800	Т12МЗБ-9″
З-171	$16_{-1,2}$	$2,1_{-1,2}$	$16^{+0,25}$	$2,1_{-0,25}$	1,3 ± 0,3	1 ± 0,3	1500—1600	ТС5Б-7 1/2″
З-147	$16_{-1,2}$	$2_{-1,2}$	$16^{+0,25}$	$2_{-0,25}$	1 ± 0,3	0,6 ± 0,3	1200—1300	ТС4А-6 5/8″
	$16,5^{*}_{-1,2}$	$0_{-1,2}$	$16,5^{+0,25}$	$0_{-0,25}$	От 1,0	До 0,75	900	Т12МЗБ-9″
З-121	$16,5^{*}_{-1,2}$	$0_{-1,2}$	$16,5^{+0,25}$	$0_{-0,25}$	От 1,0	До 0,75	850	Т12МЗБ-8″
З-117	$16,5_{-1,2}$	$0_{-1,2}$	$16,5^{+0,25}$	$0_{-0,25}$	От 0,8	До 0,6	850	Т12МЗБ-6 5/8″
З-101	$16_{-0,8}$	$1,2_{-0,8}$	$16^{+0,25}$	$1,2_{-0,25}$	0,7 ± 0,3	0,5 ± 0,3	800—900	ТС4А-6″
З-92	$16_{-0,8}$	$1_{-0,8}$	$16^{+0,25}$	$1_{-0,25}$	0,6 ± 0,3	0,4 ± 0,3	600—750	ТС4М-5″
З-88	$16,5^{*}_{-1,2}$	$0_{-1,2}$	$16,5^{+0,25}$	$0_{-0,25}$	От 0,8	До 0,6	750	ТС4М-5″
З-76	$16,5^{*}_{-1,2}$	$0_{-1,2}$	$16,5^{+0,25}$	$0_{-0,25}$	От 0,8	До 0,6	650	ТС4А-5″
РКТ-218	$20_{-2,4}$	$4,6_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4,6_{-0,25}$	3,2 ± 0,6	2,5 ± 0,6	1600—1700	ТС5Б-9″
РКТ-210	$20_{-1,5}$	$3_{-1,5}$	$20^{+0,25}$	$3_{-0,25}$	1,6 ± 0,4	1,2 ± 0,3	1500—1600	Т25-9″
РКТ-208	$16_{-1,2}$	$2,2_{-1,2}$	$16^{+0,25}$	$2,2_{-0,25}$	1,3 ± 0,3	1 ± 0,3	1700—1800	ТС5Б-9″
РКТ-177	$16_{-2,4}$	$4,2_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4,2_{-0,25}$	3,1 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1400—1500	ТС5А-7 1/2″
МК-195	$\frac{16^{**}_{-3,2}}{50_{-3,2}}$	$\frac{6_{-3,2}}{28_{-3,2}}$	$\frac{16^{+0,4}}{50^{+0,4}}$	$\frac{6_{-0,4}}{28_{-0,4}}$	4,5 ± 0,6	3,8 ± 0,6	1400—1500	ЗТС5В-8″
МК-194	$16_{-2,4}$	$4,2_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4,2_{-0,25}$	3,1 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1400—1500	ТС7-8″
МК-179 (6×1 : 32)	$16_{-3,2}$	$5_{-3,2}$	$16^{+0,4}$	$5_{-0,4}$	4,2 ± 0,6	3,6 ± 0,6	1000—1100	ЗТСШ-7 1/4″
МК-179 (5×1 : 16)	$16_{-2,4}$	$4_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4_{-0,25}$	2,6 ± 0,6	2,2 ± 0,6	1100—1200	Т12МЗБ-7 1/2″
МК-177	$16_{-2,4}$	$4,2_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4,2_{-0,25}$	3,1 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1400—1500	ТС5А-7 1/2″
МК-174	$16_{-2,4}$	$4_{-2,4}$	$16^{-0,25}$	$4_{-0,25}$	2,8 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1200—1300	ТС6-7 1/2″
МК-170	$16_{-3,2}$	$4_{-3,2}$	$16^{+0,25}$	$4_{-0,25}$	2,8 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1200	ЗТСШ-7 1/4″
МК-156	$16_{-3,2}$	$4,5_{-3,2}$	$16^{+0,3}$	$4,5_{-0,25}$	3,4 ± 0,6	2,8 ± 0,6	1000—1100	Т34М-6 5/8″
МК-154 (6×1 : 16)	$16_{-1,6}$	$4_{-1,6}$	$16^{+0,25}$	$4_{-0,25}$	2,8 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1200—1300	ТС6-6 5/8″
МК-154 (6×1 : 32)	$16_{-2,4}$	$4_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$4_{-0,25}$	2,7 ± 0,6	2,4 ± 0,6	1000—1100	Т34С-6 5/8″
МК-150 (6×1 : 32)	$16_{-3,2}$	$4,5_{-3,2}$	$16^{+0,3}$	$4,2_{-0,3}$	3,2 ± 0,6	2,8 ± 0,6	1200	ЗТС6-6 5/8″
МК-150 (6×1 : 8)	$16^{-}_{-1,6}$	$2,8_{-1,6}$	$16^{+0,25}$	$2,8_{-0,25}$	1,4 ± 0,3	1,1 ± 0,3	1300—1400	Т25С-6 5/8″
МК-112	$16_{-3,2}$	$2,8_{-3,2}$	$16^{+0,25}$	$2,8_{-0,25}$	1,8 ± 0,6	1,4 ± 0,6	1000	КТД4-5″
МК-110	$16_{-1,6}$	$2,2_{-1,6}$	$16^{+0,25}$	$2,2_{-0,25}$	1,4 ± 0,3	1,1 ± 0,3	1000	КАЭ1-190/48
МК-98	$16_{-2,4}$	$3,4_{-2,4}$	$16^{+0,3}$	$3,4_{-0,3}$	2,8 ± 0,6	2,4 ± 0,6	800—900	ЗТСШ-7 1/4″
МК-84	$16_{-2,4}$	$2,5_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$2,5_{-0,25}$	1,3 ± 0,6	1 ± 0,6	700—800	Т34СА-6 5/8″
МК-75	$16_{-2,4}$	$2,5_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$2,5_{-0,25}$	1,8 ± 0,6	1,3 ± 0,6	700—750	ЗТСШ-7 1/4″
МК-66	$16_{-2,4}$	$2,5_{-2,4}$	$16^{+0,25}$	$2,5_{-0,25}$	1,8 ± 0,6	1,3 ± 0,6	600—650	Т35-7 1/2″

* Резьба валов и переводников вала турбобуров.
** Натяги по калибрам при отсутствии направляющего пояска длиной 34 мм.

Таблица VI.14

Взаимозаменяемые детали турбобура

Статор, ротор	Кольцо пяты	Диск пяты	Подпятник	Средняя опора	Втулка средней опоры	Нижняя опора (ниппель)	Втулка нижней опоры	Соединительный переводник	Переводник вала
Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12М3Б-240 ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240 Т12РТ-9″	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12РТ-9″ Т12М3-8″1 ТС4-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″ Т12М3К-8″М1	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12РТ-9″ Т12М3-8″1 Т12М3Б-8″ ТС4-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12РТ-9″	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12М3Б-240 Т12РТ-9″ ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12М3Б-240 Т12РТ-9″ ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240	Т12М3-9″1 КТД3-9″1	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12М3Б-240 Т12РТ-9″ ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240	ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-240 3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	Т12М3-9″1 Т12М3Б-9″ Т12М3Б-240 ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240 3ТСШ-9″
КТД3-9″1	Т12М3Б-240	Т12М3К-8″М1	3ТС5Б-240	КТД3-9″1	КТД3-9″1	Т12М3Б-240	КТД3-9″1	ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	3ТСШ-240
3ТСШ-9″ 3ТСШ-240	ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240	Т12М3Б-240 ТС5Б-9″ ТС5Б-240 3ТС5Б-9″ 3ТС5Б-240	КТД3-9″1 3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	ТС5Б-240 3ТС5Б-240 3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ 1ШШ-9″	ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ	3ТСШ-9″ТЛ 1ШШ-9″
Т12М3-8″1 ТС4-8″	3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	3ТСШ-9″ 3ТСШ-240 3ТСШ-9″ТЛ	1ШШ-9″	Т12М3-8″1 Т12М3Б-8″	Т12М3-8″1 Т12М3Б-8″	1ШШ-9″	Т12М3-8″1 ТС4-8″	ТС4А-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″	Т12М3-8″1 ТС4-8″
Т12М3Б-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″	Т12М3-8″1 Т12М3Б-8″	ТС4-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″ КТД3-8″II	Т12М3Б-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	Т12М3-8″1 ТС4-8″ Т12М3К-8″М1	Т12М3Б-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ТЛ	Т12М3Б-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″
Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ КТД3М-7$^1/_2$″	3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ	3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ КТД3М-7$^1/_2$″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ КТД3-7$^1/_2$″	Т12М3Б-8″ ТС5Б-8″ 3ТС5Б-8″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″		Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ
Т12М3Б-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ТЛ Т12М3К-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ 1ШШ-7$^1/_2$″	Т12М3Б-7$^1/_2$″ ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТС5Б-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ 3ТСШ-7$^1/_2$″ТЛ 1ШШ-7$^1/_2$″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС6-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″
Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″	ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	ТС4А-5″ КТД3-5″	Т12М3К-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″ ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	Т12М3Б-6$^5/_8$″ ТС4А-6$^5/_8$″ ТС4Е-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″ Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ТЛ ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	Т12М3Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ КТД3-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ТЛ ТС4А-5″ ТС5Н-5″ КТД3-5″	Т12М3Е-6$^5/_8$″ ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТС5Е-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ 3ТСШ-6$^5/_8$″ТЛ

Примечание. В каждой графе—группы турбобуров со взаимозаменяемыми деталями.

Таблица VI.13

Величины рекомендуемых моментов для закрепления деталей при сборке турбобуров

Размер турбобура	Детали крепления	Момент закрепления кгс·м
9″	Роторная гайка	800—900
	Контргайка, полумуфта	600—700
	Ниппель, соединительный переводник, переводник корпуса	1600—1700
	Переводник вала	900
8″	Роторная гайка	680—720
	Контргайка, полумуфта	680—720
	Ниппель, соединительный переводник, переводник корпуса	1400—1500
	Переводник вала	850
$7^1/_2$″	Роторная гайка	590—630
	Контргайка, полумуфта	590—630
	Ниппель, соединительный переводник, переводник корпуса	1400—1500
	Переводник вала	850
$6^5/_8$″ $6^1/_2$″	Роторная гайка	440—480
	Контргайка, полумуфта	440—480
	Ниппель, соединительный переводник, переводник корпуса	1100—1200
	Переводник вала	850
5″	Роторная гайка	250
	Контргайка	250
	Ниппель, соединительный переводник	300
	Переводник корпуса	800—900
	Переводник вала	750
4″	Роторная гайка	200
	Контргайка	200
	Ниппель, соединительный переводник	250
	Переводник корпуса	600—750
	Переводник вала	650
КТД4-196-214/60	Роторная гайка	800—850
	Контргайка	800—850
	Переводник корпуса	1400—1500
	Корпус пяты	1350—1400
	Ниппель	1350—1400
	Переводник вала	1200—1300
КТД4-164-190/40	Роторная гайка	630
	Ниппель	1000—1100
	Переводник вала	900
	Переводник корпуса	1100—1200

Продолжение табл. VI.13

Глава VII

ЭЛЕКТРОБУРЕНИЕ

При бурении электробурами применяется обычная буровая установка (без АСП), укомплектованная колонной бурильных труб со смонтированным внутри труб токоподводом, токоприемником, силовым трансформатором, станцией и пультом управления электробуром (комплектное устройство УЗЭБ-65), автоматическим регулятором подачи АВТ-2, контактором погружным электромагнитным (КЭП) или устройством контроля изоляции (УКИ), а также приспособлениями для ухода за токоподводом и электробуром.

В случае необходимости применяются телеметрическая система измерений СТЭ, механизмы искривления, редуктор-вставка к электробуру, приставка для отбора керна.

Электроэнергия к электробуру подводится через токоприемник, установленный под вертлюгом, по кабелю. В токоприемнике осуществляется ввод кабеля в бурильные трубы.

Скользящие контакты токоприемника позволяют в случае необходимости проворачивать колонну в процессе бурения или наращивания.

Кабель вмонтирован в бурильные трубы отрезками, которые при свинчивании труб соединяются специальными контактными муфтами, укрепленными в бурильных замках.

Схема электроснабжения буровой установки для электробурения приведена на рис. VII.1.

Для бурения наклонных и исправления вертикальных скважин используется телеметрическая система, позволяющая не только измерять кривизну и азимут, но и определять в процессе бурения положение отклонителя в скважине с учетом угла закручивания бурильных труб от действия реактивного момента двигателя электробура.

При электробурении можно применять забойный датчик действительной осевой нагрузки на долото, используя токоподвод как канал связи с забоем.

При электробурении рекомендуется применять электробуры, бурильные трубы и долота в сочетании, приведенном в табл. VII.1.

Таблица VII.1

Тип электробура	Диаметр долота, мм	Трубы	УБТ
Э164	188—190	Н114, В127 (ТБТ-1-114)	УБТ-146
Э170	190 *	То же	То же
Э185	214	»	УБТ-178
Э215	243 **	Н140 (ТБТ1-140)	УБТ-203
Э240	269 **	То же	УБТ-229
Э250	295	»	То же
Э290	394	»	УБТ-254

* В геологических условиях, допускающих кольцевой зазор между корпусом электробура и стенкой скважины 9 мм.

** В геологических условиях, склонных к затяжкам и прихватам инструмента, целесообразно применение электробуров Э215 с долотом диаметром 269 мм и электробура Э240 с долотом диаметром 295 мм.

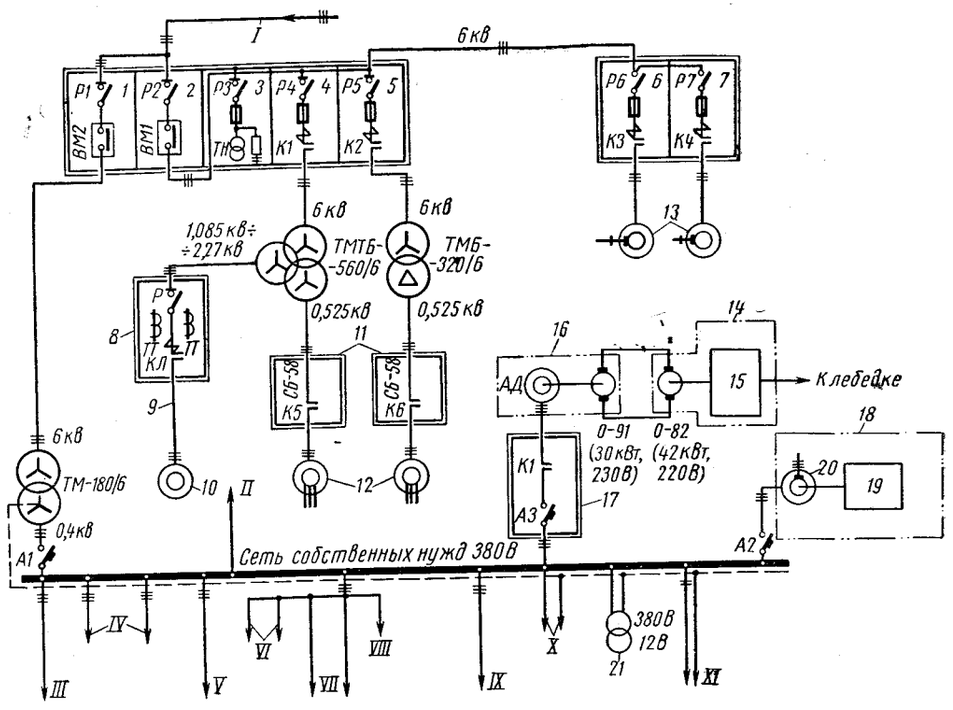


Рис. VII.1. Схема электроснабжения буровой установки (Уралмаш 4Э и Уралмаш 6Э) и оборудования для электробурения.

I — воздушный ввод (6 кв); *II* — цепь управления; *III* — к электродвигателю аварийного привода лебедки; *IV* — к электродвигателям компрессоров; *V* — резерв; *VI* — к электродвигателю глиномешалки; *VII* — к электродвигателям вибросита; *VIII* — к электродвигателю обмывочного насоса; *IX* — к установке подогрева и фильтрации касторового масла (УПФ); *X* — в цепь управления электроприводами, 220 *в*; *XI* — основное освещение буровой; *1*, *2*, *3*, *4*, *5* — высоковольтное распределительное устройство типа КРНБ-6; *6*, *7* — высоковольтное пусковое устройство ПБ-6; *8* — комплектное устройство управления и защиты электробура УЗЭБ-65; *9* — токоподвод; *10* — электробур; *11* — станция управления приводом лебедки; *12* — двигатели АКБ-114-6 (АКБ-104-6) главного привода лебедки, 320(160) квт; 500 в; *13* — синхронные двигатели привода насосов, 480 квт, 6 кв; *14* — силовой узел АВТ-2; *15* — редуктор; *16* — мотор-генератор АВТ-2; *17* — станция управления автоматическим регулятором подачи долота типа РПДЭ-3 (АВТ-2); *18* — аварийная дизель-генераторная установка ДС-50-5; *19* — дизель; *20* — синхронный генератор, 50 квт; 400 в; *21* — трансформатор осветительный.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОБУРОВ

Характерное изменение вращающего момента двигателя электробура в зависимости от скорости вращения (скольжения S) показано на рис. VII.2.

Зависимость вращающего момента электробура от напряжения на зажимах двигателя, скольжения и других параметров можно выразить формулой

$$M=\frac{m_1 P U_1^2 \frac{R_2'}{S}}{2\pi f\left[\left(R_1+C_1\frac{R_2'}{S}\right)^2+(x_1C_1x_2')^2\right]9{,}81},$$

где M — вращающий момент на валу двигателя в кгс·м; m_1 — число фаз обмотки статора; U_1 — напряжение на зажимах двигателя в В; R_2^1 — приведенное омическое сопротивление ротора в Ом; x_1 — индуктивное сопротивление обмотки статора в Ом; x_2^1 — приведенное индуктивное сопротивление ротора в Ом; C_1 — комплекс, равный $1+\frac{z_1}{z_m}=\frac{U_1}{-E_{1\,(S=0)}}$ (здесь — $-E_{1\,(S=0)}$ электродвижущая сила на намагничивающем контуре машины при синхронном ходе).

Максимальный вращающий момент M_{max}

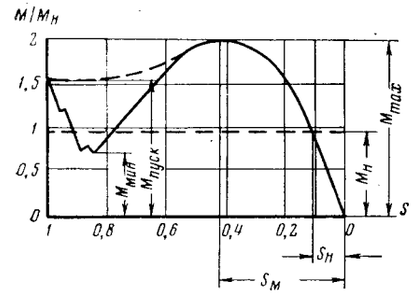


Рис. VII.2. Изменение вращающего момента двигателя элекробура в зависимости от величины скольжения.

(опрокидывающий момент) можно вычислить по формуле

$$M_{max}=\frac{1}{2C_1}\frac{m_1 p U_1^2}{2\pi f[R_1+\sqrt{R_1^2+(x_1+C_1x_2')^2}]}.$$

Скорость вращения вала можно вычислить по формуле

$$n=\frac{60f}{p}(1-S),$$

где n — скорость вращения долота в об/мин; f — частота тока в Гц; p — число пар полюсов; S — скольжение ротора относительно поля статора в %.

Мощность на долоте можно определить из выражения

$$N_д=(N_{пр}-N_{тп})\,\eta-N_{ш.\,х}-\frac{Gf\,dn}{19{,}5\cdot10^2},$$

где $N_{пр}$ — мощность, забираемая электробуром, включая потери в токоподводе (мощность показываемая прибором), в кВт; $N_{тп}$ — потери мощности в токоподводе в кВт; η — коэффициент полезного действия двигателя электробура; $N_{ш.\,х}$ — потери на трение в шпинделе на холостом ходу (без осевой нагрузки) в кВт. Для электробуров Э164, Э170, Э185 $N_{ш.\,х}$ принимается 2 кВт, для электробуров Э215, Э214, Э260 — 4 кВт; G — осевая нагрузка на долото в тс; f — условный коэффициент трения в упорном подшипнике (приведенный к валу), равный 0,003; n — скорость вращения двигателя в об/мин; d — внутренний диаметр упорного подшипника шпинделя, у Э164 — 75 мм; Э170 — 80 мм; Э185 — 90 мм; Э215 — 100 м; Э240 — 110 мм; Э250 — 120 мм; Э290 — 140 мм.

Потери мощности в токоподводе вычисляются по формуле

$$N_{тп}=R_к\,(I_A^2+I_B^2)+R_{тр}I_C^2,\ кВт,$$

где I_A, I_B, I_C — токи фаз А, В, С

Таблица VII.2

Сопротивление труб при 20° С

Диаметр труб, мм	Сопротивление, Ом	Сила тока, А				
		50	75	100	125	150
Н140	$R_{тр20}$ — активное	0,2	0,25	0,29	0,33	0,36
	$x_{тр}$ — индуктивное	0,31	0,34	0,38	0,40	0,43
Н127	$R_{тр20}$	0,24	0,3	0,36	0,41	0,46
	$x_{тр}$	0,32	0,36	0,4	0,44	0,48
Н114	$R_{тр20}$	0,28	0,34	0,4	0,45	0,5
	$x_{тр}$	0,32	0,36	0,4	0,44	0,48

$$R_к=\rho\frac{l}{q}(1+\alpha_1 t_{ср.\,к});$$

ρ — удельное сопротивление медного проводника кабеля, равное 0,0157 Ом/мм² при 20° С; l — длина провода в м; q — сечение провода в мм²; α_1 — коэффициент изменения сопротивления медного проводника при изменении его температуры на 1° С, равный 0,004; $t_{ср.\,к}=\frac{t_{пов}+t_{заб}}{2}$ — средняя температура кабеля вдоль скважины, принимается на 20° С выше половины суммы температуры раствора на забое $t_{заб}$ и на выходе из скважины $t_{пов}$; $R_{тр}=R_{тр20}\times(1+\alpha_2 t_{ср.\,тр})$ — сопротивление трубы; α_2 — тепловой коэффициент для стали равный 0,006; $t_{ср.\,тр}=\frac{t_{пов}+t_{заб}}{2}$ — принимается по средней температуре раствора.

Сопротивление труб при температуре 20° С приведено в табл. VII.2.

Характерная зависимость силы тока, потерь в магнитопроводе и cos φ от величины напряжения, приложенного к зажимам обмотки статора двигателя электробура Э215-8, показаны на рис. VII.3. Рабочие характеристики того же двигателя, представляющие зависимость полезной мощности на валу, силы тока, cos φ к. п. д. и скольжения от мощности, забираемой из сети, показаны на рис. VII.4.

Основные технические данные электробуров, выпускавшихся до 1969 г., приведены в табл. VII.3.

В 1965—1968 гг. в соответствии с требованиями технологии бурения существенно улучшены характеристики электробуров в направлении повышения вращающего момента, главным образом максимального момента.

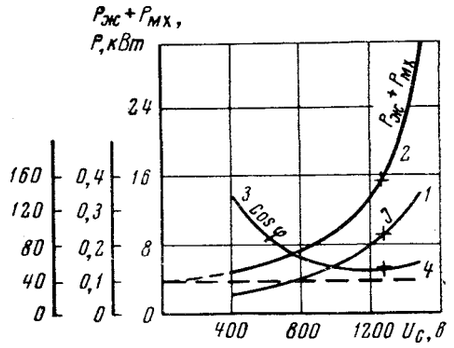


Рис. VII.3. Характеристики холостого хода двигателя электробура Э215-8.

1 — кривая зависимости силы тока холостого хода от величины напряжения на зажимах двигателя; *2* — кривая зависимости суммы потерь в магнитопроводе и механических потерь от величины напряжения на зажимах двигателя; *3* — кривая зависимости cos φ от величины напряжения на зажимах двигателя; *4* — линия механических потерь.

Основные характеристики типоразмеров электробуров, принятых к выпуску, начиная с 1969 г. приведены в табл. VII.4.

В табл. VII.5. приведены технические характеристики новых электробуров с редукторами-вставками.

В табл. VII.6 приведены удельные энергетические параметры электробуров, выпускаемых до 1969 г., и новых типоразмеров, выпускаемых с 1969 г., где в качестве параметров, характеризующих забойный двигатель, приняты: мощность, номинальный и максимальный моменты,

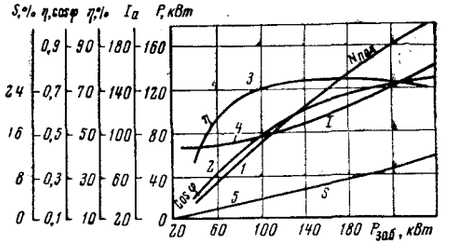


Рис. VII.4. Рабочие характеристики двигателя электробура Э215-8 в зависимости от забираемой из сети мощности.

1 — мощность на валу двигателя $N_{пол}$; *2* — к. п. д. (η); *3* — ток статора *I*; *4* — скольжение *S*.

отнесенные к единице площади забоя, т. е. $\frac{N_{ном}}{F_{заб}}$; $\frac{M_{ном}}{F_{заб}}$; $\frac{M_{max}}{F_{заб}}$.

Отношение $\frac{M_{ном}}{F_{заб}}$ определяет собой величину длительно допустимой осевой нагрузки для того или иного долота в тех или иных горных породах.

Отношение $\frac{M_{max}}{F_{заб}}$ определяет собой перегрузочную способность, имеющую решающее значение при бурении в породах, обусловливающих пикообразный характер момента сопротивления на долоте и, по существу, определяет собой предел осевой нагрузки, с которой можно вести бурение.

Отношение $\frac{N_{ном}}{F_{заб}}$ характеризует уровень удельной мощности, реализуемой на бурение, и в значительной степени определяет механическую скорость бурения.

Таблица VII.3

Основные характеристики электробуров, выпускаемых до 1969 г.

Электробур	Диаметр, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Ток рабочий номинальный, А	Ток холостого хода при номинальном напряжении, А	Скорость вращения, об/мин	Момент вращающий номинальный, кгс·м	Момент вращающий максимальный, кгс·м	К. п. д., %	cos φ	Вес, т
Э164-8	164	11,5	65	1050	93	67	675	93,5	180	60	0 64	1,55
Э170-8	170	11,1	65	1050	88	67	675	94	175	61	0,67	1,6
Э170-10	170	11,1	48	1000	75	65	510	92	150	55	0,67	1,6
Э215-8	215	12,8	150	1250	144	86	655	222	380	68	0,71	2,7
Э215-10	215	12,8	110	1100	138	95	525	205	380	62,5	0,67	2,7
Э215-12	215	12,8	95	1500	107	96	440	211	470	58	0,59	2,7
Э250-10	250	13,2	165	1300	170	141	525	306	700	65,5	0,66	3,6
Э250-8	250	13,2	230	1650	160	107	675	332	750	72	0,70	3,5

Таблица VII.4

Основные характеристики новых типоразмеров электробуров, принятых к выпуску начиная с 1969 г.

Электробур	Диаметр, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Ток рабочий номинальный, А	Ток холостого хода при номинальном напряжении, А	Скорость вращения, об/мин	Момент вращающий номинальный, кгс·м	Момент вращающий максимальный, кгс·м	К. п. д., %	cos φ	Вес, т
Э290-12	290	14,1	240	1750	165,0	121,0	455	510	1100	72,0	0,67	5,1
Э250-8	250	13,2	230	1650	160,0	107,0	675	332	750	72,0	0,7	3,6
Э250-16	250	13,2	110	1200	156,0	130,0	335	320	700	56,5	0,6	3,6
Э240-8	240	13,4	210	1700	144,0	107,0	690	297	760	75,0	0 66	3,5
Э215-8М	215	13,9	175	1550	131,0	95,5	680	250	550	67,5	0,66	2,9
Э185-8	185	12,5	125	1250	130,0	93	675	180	360	67,5	0,66	2,0
Э170-8М	170	12,2	75	1300	83,5	78,6	695	110	240	63,5	0,63	1,8
Э164-8М	164	12,3	75	1300	87,5	80	685	110	240	61,0	0,625	1,65

Сама величина $N_{ном}$ определяет нагрев машины в данных условиях охлаждения.

Допустимый нагрев обмотки статора двигателей электробуров со стекломиканитовой изоляцией 130° С.

Номинальные мощности электробуров, приведенные в табл. VII.3, VII.4, VII,5 и VII.6, даны для температуры циркулирующей жидкости 60° С.

Для других значений температуры циркулирующей жидкости номинальная мощность меняется. Величина максимального момента двигателя электробура от температуры окружающей жидкости практически не зависит.

ПОДГОТОВКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОБУРОВ И ТОКОПОДВОДА

Каждый электробур, поступающий на буровую с прокатно-ремонтной базы, снабжается рейсовым техническим паспортом, который после внесения в него данных о работе на буровой направляется вместе с электробуром на ремонтную базу.

В случае применения для бурения скважин электробуров Э164, Э170 и Э185 буровые оборудуют вторым шурфом.

Для эксплуатации электробуров и токоподвода необходимо иметь на буровой запас чистого сухого касторового масла,

Таблица VII.5

Основные характеристики новых типоразмеров электробуров с редукторами-вставками, принятых к выпуску начиная с 1969 г.

Электробур	Диаметр, мм	Длина, м	Мощность номинальная, кВт	Напряжение номинальное, В	Ток рабочий номинальный, А	Ток холостого тока при номинальном напряжении, А	Скорость вращения, об/мин	Момент вращающий номинальный, кгс·м	Момент вращающий максимальный, кгс·м	К. п. д., %	cos φ	Вес, т
Э290-12Р	290	15,9	240	1750	165	121	145	1600	2600	72,0	0,67	5,7
Э250-8Р	250	14,4	230	1650	160	107	340	664	1180	72,0	0,70	3,8
Э240-8Р	240	14,8	145	1400	112	80	230	615	1200	74.8	0,70	3,9
Э215-8МР	215	15,5	110	1350	102	80	230	465	1050	72,0	0,69	3,2
Э185-8Р	185	14,4	70	1100	90	75	240	300	700	70,0	0,58	2,3
Э170-8МР	170	13,9	45	1000	59	55	220	200	400	65,0	0,68	2,0
Э164-8МР	164	14,1	45	1000	61,5	55	220	200	400	64,0	0,66	1,9

Таблица VII.6

Удельные энергетические параметры электробуров

Показатели	Основные типы электробуров выпуска до 1969 г.			Электробуры выпуска после 1969 г.									
					Э240-8		Э215-8М		Э185		Э164-8М		
	Э250-8	Э215-8	Э170-8	Э200-12	без редуктора	с редуктором	без редуктора	с редуктором	без редуктора	без редуктора	без редуктора	с редуктором	
Диаметр долота, мм	295	269	190	394	269		243		243		190		
Площадь забоя F, см²	683	568	284	1220	568		465		360		284		
Диаметр машины, мм	260	215	172	290	240		215		185		164		
Мощность $N_{ном}$, кВт	230	150	65	240	210	145	175	110	125	70	77	47	
Момент номинальный $M_{ном}$, кгс·м	332	222	94	510	297	615	250	465	180	300	110	200	
Момент максимальный M_{max}, кгс·м	725	380	175	1100	760	1200	550	1050	360	700	240	400	
Скорость вращения, об/мин	675	655	675	455	690	230	680	230	676	240	685	227	
$\frac{N_{ном}}{F_{заб}}$, квт/см²	0,34	0,26	0,23	0,2	0,37	0,25	0,38	0,24	0,35	1,95	0,27	0,16	
$\frac{M_{ном}}{F_{заб}}$, кгс/см²	0,48	0,37	0,33	0,42	0,53	1,08	0,54	1,0	0,5	0,84	0,39	0,7	
$\frac{M_{max}}{F_{заб}}$, кгс/см²	1,06	0 67	0,61	0,9	1,34	2,1	1,18	2,3	1,0	1,95	0,85	1,4	

Примечания. Величины номинального и максимального значений вращающего момента $\frac{M_{ном}}{F_{заб}}$ и $\frac{M_{max}}{F_{заб}}$, отнесенные к площади забоя, у новых типоразмеров электробуров Э240-8, Э215-8М, Э185-8 и других машин значительно выше, чем у электробуров устаревших типов (Э215-8, Э215-10, Э170-8). Особенно высок у электробуров новых типоразмеров уровень максимального момента, отнесенный к площади забоя.

Еще лучше соотношение $\frac{M_{ном}}{F_{заб}}$ и $\frac{M_{max}}{F_{заб}}$ имеют электробуры в редукторном исполнении.

приспособления для промывки и смазки контактных соединений, комплект инструмента для обслуживания клапанов и пробок, приспособление для измерения количества масла в электробуре, маслозаправщики для шпинделя и др.

При транспортировке электробур следует устанавливать на опорный брус пирацепа трубовоза таким образом, чтобы вынос от опорного бруса до конца электробура составлял 1/4 его длины. Сбрасывать электробур с трубовоза категорически запрещается.

Электробуры Э164, Э170 и Э185 должны транспортироваться только в специальном транспортном футляре. В буровую электробуры Э164 и Э170 затаскивают также в футляре, спускают в специальный шурф, а затем извлекают электробур.

Перед спуском электробура в скважину проверяется направление вращения его вала.

После наращивания очередной трубы при включении электробура следует убедиться в правильности направления вращения электробура. При этом о направлении вращения судят по действию реакции — ведущая труба в момент включения электробура должна тронуться в направлении, обратном вращению вала, т. е. против часовой стрелки, если смотреть сверху.

После электроремонтных работ на подстанциях необходимо проверить направление вращения электробура. При этом рекомендуется обращать внимание на направление вращения наземных двигателей, установленных на буровой. Направление вращения проверяется также после ремонта или смены токоприемника и токоподводящего кабеля.

При переливе бурового раствора из колонны бурильных труб производить наращивание не рекомендуется, так как при этом буровой раствор может загрязнить поверхность контактного стержня и вызвать электрический пробой изоляции токоподвода.

Для предотвращения перелива бурового раствора при наращивании очередной трубы рекомендуется применять обратный клапан.

Таблица VII.7

Глубина, км	Сопротивление изоляции системы, Ом
1	11,0
2	7,5
3	5,0
4	3,0
5	1,0

Если после навинчивания очередной трубы (свечи) сопротивление изоляции резко снизится, необходимо трубу снять для выявления дефекта изоляции.

Величина сопротивления изоляции системы электробур — токоподвод должна быть не менее контрольных цифр, приведенных в табл. VII.7.

При пробое изоляции системы электробур — токоподвод бурильную колонну поднимают. Место пробоя определяют путем измерения местомером сопротивления изоляции системы электробур — токоподвод после отвинчивания каждой свечи. Если сопротивление изоляции после отвинчивания очередной свечи резко возрастает, то место пробоя оказывается в отвинченной свече, которую следует разобрать, а трубы с поврежденными кабельными секциями удалить для замены кабельных секций.

Бурильные трубы при электробурении устанавливают муфтой вниз на репчатый металлический подсвечник, позволяющий с помощью изогнутой трубы промывать контактные соединения кабельных секций в установленных трубах.

В зимнее время подсвечник обогревается с помощью пара, проходящего через него.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРОМ

В технической части геолого-технического наряда кроме сведений и рекомендаций, предусмотренных техническими правилами, должны быть указаны типы электробура и электрические параметры режима их работы.

1. Типы применяемых электробуров для каждого интервала бурения, а также режимы работы электробура: ток, мощность, которая должна указываться прибором $N_{пр}$, скорость вращения.

2. Величины напряжений на выходных зажимах трансформатора или дизельгенераторной установки для различных интервалов и типов электробуров, а также соответствующие этим напряжениям величины токов холостого хода.

Во избежание заклинивания долота рекомендуется включать электробур, не доходя до забоя.

Основными приборами, по которым рекомендуется устанавливать и контролировать режим работы долота, является ваттметр и индикатор веса.

Поскольку полный ток не отражает активную мощность на валу электробура, пользоваться амперметром для установления режима бурения не рекомендуется.

По амперметру контролируется лишь предельно допустимое, с точки зрения на-

Таблица VII.8

Размер трехшарошечного долота, мм	Скорость вращения долота, об/мин	Мощность N_0, потребляемая при вращении долота при холостом ходе, кВт
190	680	4—8
214	680	5—10
243	680	7—14
269	680	10—20
295	680	15—30
295	520	12—24
394	680	24—48

Примечание. Приведенные данные получены при бурении с промывкой забоя глинистым раствором удельного веса 1,2—1,7 гс/см³.

грева двигателя значение полного тока, потребляемого электробуром.

Рекомендуется применение новых типоразмеров электробуров Э240-8, Э185, Э290-12 и модернизированных электробуров Э215-8М и Э164-8М, а также их редукторных исполнений. Осевая нагрузка должна создаваться за счет веса УБТ.

В том случае когда при повышении осевой нагрузки на долото до максимально допустимой электробур не загрузился до номинальной мощности (что может быть при работе с новыми типами безредукторных и редукторных электробуров), дальнейшее повышение нагрузок следует приостановить.

При выборе режима бурения коэффициент использования мощности электробура рекомендуется определять по формуле

$$k = \frac{\frac{1}{975} M_y G n + N_0}{N_н},$$

где k — коэффициент использования мощности; M_y — удельный момент в кгс·м/т; G — осевая нагрузка в тс; n — скорость вращения шпинделя электробура в об/мин; $N_н$ — номинальная мощность в кВт; N_0 — мощность, потребляемая при вращении долота без осевой нагрузки, в кВт. Величину мощности можно принимать по табл. VII.8.

Рекомендуется бурить при коэффициенте k, близком к единице, если величина осевой нагрузки на долото не превышает допустимой.

Величина M_y для каждого стратиграфического горизонта определяется технологическими отделами буровых предприятий опытным путем.

Величина M_y не зависит от осевой нагрузки, а также практически не зависит от скорости вращения долота в пределах от 400 до 680 об/мин.

Рекомендуется в процессе бурения подсчитывать мощность на долоте $N_д$ для того, чтобы контролировать фактический коэффициент использования мощности электробура $k = \frac{N_д}{N_н}$.

При зависаниях колонны бурильных труб процесс бурения электробуром рекомендуется вести с одновременным вращением колонны со скоростью 5—30 об/мин.

В тех случаях когда минимальная скорость вращения ротора применяемой буровой установки выше 30 об/мин целесообразно осуществлять бурение с периодическим проворотом колонны. В этом случае во время вращения ротора необходимо замечать величину мощности, забираемую электробуром, а затем, после прекращения вращения ротора, продолжать бурение при той же мощности.

При этом осевая нагрузка, определяемая по индикатору веса, может повыситься на величину, обусловливаемую зависанием колонны бурильных труб.

Момент времени для подъема шарошечного долота рекомендуется определять по следующим признакам.

1. Увеличение мощности, потребляемой двигателем электробура к концу долбления с частыми пиками, приводящими к срабатыванию защиты (даже при снижении величины осевой нагрузки).

Этот признак, как правило, свидетельствует об износе опоры долота.

2. Значительное снижение механической скорости. Этот признак свидетельствует об износе вооружения долота. Момент подъема долота определяется из расчета максимальной рейсовой скорости.

Бурение алмазными долотами

Для бурения алмазными долотами рекомендуется применять электробуры с повышенной скоростью вращения (табл. VII.9).

Таблица VII.9

Размер долота, мм	Тип электробура
188 212	Э164-8М Э185-8

Режим питания электробура

При бурении с промывкой жидкостью устанавливать такой режим питания двигателя, при котором электробур мог бы развивать наибольший вращающий момент.

Напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора при включенном электробуре, работающем на холостом хо-

Таблица VII.10

Уставки реле защиты электробуров

Тип электробура	Номинальные данные двигателя электробура			Глубина бурения, м	Виды защит, уставки реле защиты электробура									
					от коротких замыканий (мгновенная). Реле 1РМ, 2РМ (РТ 40/20)			от заклинивания (выдержка времени 1 с). Реле РМЗ (РТ40/10)			от перегрузки (выдержка времени 12 с). Реле РМП (РТ40/6)			
	мощность, кВт	напряжение, В	сила тока, А		сила тока уставки, А	соединение катушек	отключаемого тока, А	сила тока уставки, А	соединение катушек	сила отключаемого тока, А	сила тока уставки, А	соединение катушек	сила отключаемого тока, А	
Э290-12 Э290-12Р	240	1750	165	0—2000 2000—3000	6,3 5,7	Параллельное	500 460	3,62	Параллельное	290	2,5	Параллельное	200	
Э250-8 Э250-8Р	230	1650	160	0—2000 2000—4000	6,3 5,7	То же	500 460	3,5	То же	280	2,4	То же	192	
Э250-10 Э250-10Р	165	1300	170	0—1000 1000—4000	6,9 6,2	»	550 490	3,75	»	300	2,6	»	204	
Э250-16	110	1200	156	0—4000 0—2000	5,7 6,6	»	460 530	3,42	»	274	2,4	»	188	
Э240-8	210	1700	144	2000—3000 3000—4500	6,0 5,5	»	480 440	3,16	»	252	2,2	»	174	
Э185-8Р	70	1100	90	0—5000	4,5	»	360	2,0	»	156	1,4	»	108	
Э170-8М	75	1300	83,5	0—3000 3000—5000	6,8 6,0	Последовательное	272 240	3,6	Последовательное	146	2,5	Последовательное	100	
Э170-8МР	45	1000	59	0—5000	5,6	То же	224	2,6	То же	104	1,8	То же	72	
Э170-8	65	1050	88	0—3000 3000—5000	7,0 5,5	»	280 220	3,9	»	154	2,6	»	106	
Э170-8Р	45	930	63	0—5000	6,0	»	240	2,8		110	1,9	»	76	
Э170-10	48	1000	75	0—5000	5,2	»	208	3,3	»	132	2,3	»	90	
Э164-8М	75	1300	87,5	0—3000 3000—5000	7,0 6,0	»	280 240	3,8	»	153	2,6	»	105	
Э164-8МР	45	1000	61,5	0—5000	5,5	»	220	2,7	»	108	1,9	»	74	
Э164-8	65	1050	93	0—3000 3000—5000	7,5 6,3	»	300 250	4,1	»	163	2,8	»	112	

Продолжение табл. VII.10

Тип электробура	Номинальные данные двигателя электробура			Глубина бурения, м	Виды защит, уставки реле защиты электробура											
					от коротких замыканий (мгновенная). Реле 1РМ, 2РМ (РТ 40/20)			от заклинивания выдержка времени 1 с). Реле РМЗ (РТ40/10)			от перегрузки (выдержка времени 12 с). Реле РМП (РТ40/6)				
	мощность, кВт	напряжение, В	сила тока, А		сила тока уставки, А	соединение катушек	отключаемого тока, А	сила тока уставки, А	соединение катушек	сила отключаемого тока, А	сила тока уставки, А	соединение катушек	сила отключаемого тока, А			
Э1614Р	45	930	65	0—5000	6,0	Последовательное	240	2,9	Последовательное	114	2,0	Последовательное	78			
Э164-4	140	1370	102	0—5000	6,0	Параллельное	480	4,5	»	180	3,0	То же	124			
Э240-8Р	145	1400	112	0—4500	5,3	То же	424	2,45	Параллельное	196	1,7	Параллельное	136			
Э240-14	110	1550	128	0—4000	4,8	»	384	2,8	То же	224	1,9	То же	154			
Э215-8М	175	1550	131	0—2000 2000—3000 3000—5000	5,5 5,0 4,5	»	440 400 360	2,9	»	230	2,0	»	160			
Э215-8МР	110	1350	102	0—2000 2000—5000	5,3 4,5	»	420 360	2,3	»	180	1,6	»	124			
Э215-8	150	1250	144	0—2000 2000—3000 3000—4500	5,5 5,0 4,5	»	440 400 360	3,2	»	252	2,2	»	172			
Э215-8Р	150	1250	144	0—4500	5,0	»	400	3,2	»	252	2,2	»	172			
Э215-10	110	1100	138	0—5000	5,4	»	432	3,04	»	242	2,1	»	166			
Э215-10М	125	1500	112	0—5000	4,7	»	372	2,5	»	196	1,7	»	136			
Э215-10МР	100	1300	100	0—5000	4,5	»	360	2,2	»	176	1,5	»	120			
Э215-12	95	1500	107	0—5000	4,5	»	360	2,4	«	188	1,6	»	128			
Э185-8	125	1250	130	0—2000 2000—3000 3000—5000	5,5 4,9 4,4	»	440 390 350	2,9	»	228	2,0	»	156			

ду, рекомендуется определять по формуле

$$U_{тр} = 1{,}1\,(U_н + 0{,}49 I_н H),\ В,$$

где $U_н$ — номинальное напряжение двигателя электробура в В; $I_н$ — номинальный ток в А; H — глубина бурения в км.

Чтобы реле перегрузки отключило двигатель электробура при токе $I = 1{,}2\ I_н$, необходимо реле перегрузки РПМ (тип РТ40/6) настроить в зависимости от глубины для каждого применяемого в данном случае типа электробура в соответствии с табл. VII.10.

Когда при бурении срабатывает максимальная защита или резко возрастает мощность, необходимо проверить сопротивление изоляции системы электробур — токоподвод, определить характер возможного повреждения изоляции и после этого приподнять электробур над забоем в проработанное место и произвести повторное включение. Если произойдет повторное отключение максимальной защиты, электробур поднять с целью устранения причины.

Строго запрещается удалять защиту с помощью искусственных подпорок контакторов и бурение в недозволенных режимах.

Бурение с продувкой воздухом

При бурении с выносом выбуренной породы воздухом требуются пониженные осевые нагрузки, поэтому бурение целесообразно вести при напряжении на зажимах двигателя на 10—15% ниже номинального. Это будет способствовать ограничению нагрева двигателя электробура.

Контролировать правильность подаваемого напряжения при бурении с продувкой следует по величине тока холостого хода. Эта величина должна быть около 90% значения тока холостого хода при номинальном напряжении на зажимах двигателя.

Количество воздуха для выноса выбуренной породы рекомендуется определять из условий обеспечения скорости восходящего потока не менее 15 м/с.

При бурении электробуром с продувкой забоя воздухом следует устанавливать обратный клапан.

При высоких скоростях бурения ручная подача вызывает резкие колебания мощности и, как следствие, ухудшение использования мощности двигателя.

В связи с этим бурение с продувкой рекомендуется осуществлять с автоматической подачей долота.

Бурение с автоматическим регулятором подачи долота

Подачу инструмента при бурении электробуром следует вести с помощью автоматического регулятора подачи АВТ-2.

Подача АВТ-2 осуществляется либо по заданной величине активной составляющей тока, либо по осевой нагрузке на долото, либо по обоим параметрам вместе.

В последнем случае поддерживается только один из параметров, близкий к заданному, — в малоэнергоемких породах $G_д$, в более энергоемких $I \cos \varphi$. При изменении условий бурения перестройка работы автомата с режима поддержания заданного значения активной составляющей тока на режим поддержания осевой нагрузки происходит автоматически.

Режимы бурения по осевой нагрузке и активной составляющей тока устанавливаются в зависимости от условий бурения.

Режим бурения по осевой нагрузке назначается в неэнергоемких породах при проведении процесса бурения с высокими значениями осевых нагрузок.

Режим бурения по активной составляющей назначается при разбуривании моментоемких пород на больших глубинах, в особенности в скважинах, где возможны зависания бурового инструмента. При этом представляется возможность наиболее полного использования мощности электробура.

Глава VIII

ВЕДУЩИЕ, БУРИЛЬНЫЕ, УТЯЖЕЛЕННЫЕ, ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

Ведущая труба служит для передачи вращения от ротора к бурильной колонне. Ведущие трубы обычно имеют квадратное или шестигранное сечение. Трубы эти выпускаются в двух вариантах: сборными и целыми (без дополнительных деталей).

Сборные трубы состоят из собственно трубы (штанги), верхнего и нижнего переводников для присоединения к вертлюгу и бурильной колонне.

Для защиты от износа замковой резьбы нижнего переводника на последний навинчивают предохранительный переводник.

Ведущие трубы сборной конструкции изготовляются по ЧМТУ 3613-53 (рис. VIII.1).

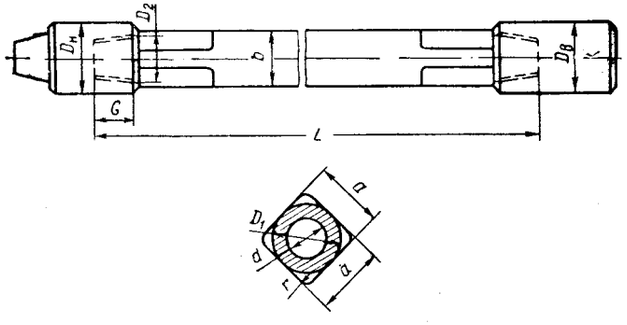


Рис. VIII.1. Ведущая труба.

Размеры наиболее распространенных труб квадратного сечения и резьбового соединения для присоединения переводников приведены в табл. VIII.1.

Механические свойства ведущих труб после нормализации приведены в табл. VIII.2.

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

Трубы бурильные выпускаются с навинченными бурильными замками и с приваренными соединительными концами.

Трубы под нарезку изготавливаются с внутренней и наружной высадкой по ГОСТ 631—63.

Таблица VIII.1

Размеры и вес ведущих труб квадратного сечения

Размеры в мм

Условный размер трубы, дюйм	Сторона квадрата a	Длина ребра квадрата e не более	Радиус при вершине r	Диаметр канала d	Диаметр цилиндрической поверхности D_1	Диаметр цилиндрической поверхности D_2	Длина ребра G (высшего сбега)	Длина трубы L, м: номинальная	Длина трубы L, м: отклонение	Замковая резьба переводников по ГОСТ 5286—58: верхнего	Замковая резьба переводников по ГОСТ 5286—58: нижнего	Наружный диаметр переводника: верхнего $D_в$	Наружный диаметр переводника: нижнего $D_н$	Вес (теоретический) 1 м трубы (без переводников), кг
4	112^{+1}_{-1}	146	16	74 ± 4	144	$110^{+0,5}$	95	13	—2,5	3-152 левая	3-121	197	146	65
5	140^{+3}_{-3}	181	20	85 ± 5	141	$135^{+0,5}$	105	14	+2,5	3-152 левая	3-147	197	178	110
6	155^{+3}_{-3}	203	20	100 ± 5	168	$150^{+0,5}$	120	14	+2,5	3-152 левая	3-171	197	203	133

Таблица VIII.2

Марка стали	Временное сопротивление при растяжении кгс/мм²	Предел текучести кгс/мм²	Относительное удлинение δ_5, %	Поперечное сужение, %	Ударная вязкость кгс·м/см²
Д	65	38	16	38	4
36Г2С	70	45	12	35	4

Длины труб (без замков) составляют, м

при условном диаметре от 60 до 102 мм 6,8 и 4,5
при условном диаметре от 114 до 168 мм 11,5

Допускается в партии 25% труб длиной 8 м.

Трубы могут иметь следующие отклонения:

по наружному диаметру, %
- для обычной точности изготовления ±1
- для повышенной точности . . . . . ±0,75

по толщине стенок, %
- для труб обычной точности изготовления 12,5
- для повышенной точности 10

по длине труб
- для труб длиной 6 м . . . . . +0,6
- для труб длиной 8 м . . . . . +0,6
- для труб длиной 11 м . . . . . +0,9

Для изготовления труб, кроме углеродистых сталей, используются легированные 38ХНМ, 36Г2С и др.

Основные размеры труб приведены в табл. VIII.3 и VIII.4, а механические свойства в табл. VIII.5.

Размеры резьбового соединения приведены в табл. VIII.6 и VIII.7 и показаны на рис. VIII.2, а профиль нарезанной резьбы показан на рис. VIII.3, а его размеры приведены в табл. VIII.8

Резьба труб и муфт должна быть гладкой, без заусенцев, рванин и других дефектов.

У первых двух витков на длине l допускаются черновины по вершинам резьбы. Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться сертификатом, удостоверяющим соответствие труб требованиям стандарта.

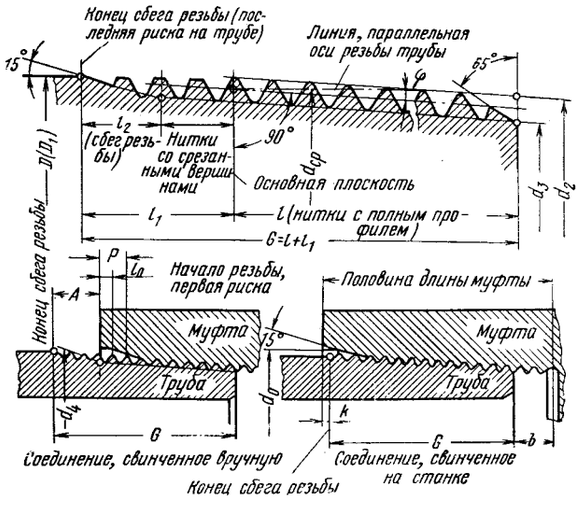


Рис. VIII.2. Резьбовое соединение бурильных труб

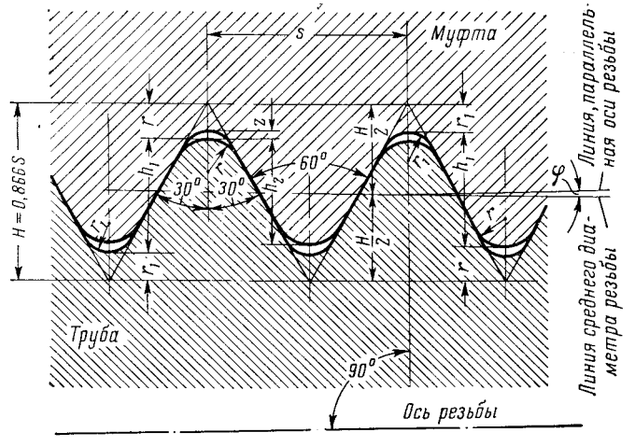


Рис. VIII.3. Профиль резьбы бурильных труб

Размеры бурильных труб с приваренными соединительными концами приведены в табл. VIII.9 (см. также рис. VIII.4).

После проверки соединительных концов к трубам сварной шов подвергают термообработке, в результате чего прочность шва достигает прочности тела трубы, а твердость шва и зоны термического влияния не превышает твердости соединительных концов. На трубе в месте удаления грата не должно быть резких переходов и уступов.

Прочность сварного шва проверяется путем испытания каждой трубы на растягивающую нагрузку, равную 80—85% нагрузки, при которой напряжения в теле

Таблица VIII.3

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами

Размеры, мм

Труба								Муфта		Теоретический вес, кг	
				высадка							
условный диаметр трубы	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	l_3	l_2	диаметр прохода d_1	диаметр прохода d'_1	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	1 м гладкой трубы	двух высадок
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	80	140	9,15	1,5
		9	42,3			24	32			11,3	
73	73	7	59	100	40	45	54	95	166	11,4	2,0
		9	55			34	43			14,2	
		11	51			28	37			16,8	
89	89	7	75	100	40	60	69	108	166	14,2	3,2
		9	71			49	58			17,8	
		11	67			45	54			21,2	
102	101,6	7	87,6	115	55	74	83	127	184	16,4	5
		8	85,6			70	79			18,5	
		9	83,6			66	75			20,4	
		10	81,6			62	71			22,4	
114	114,3	7	100,3	130	55	82	91	140	204	18,5	6
		8	98,3			78	87			70,9	
		9	96,3			74	83			23,3	
		10	94,3			70	79			25,7	
		11	92,3			68	77			28	
127	127	7	113	130	55	95	104	152	204	20,7	6,5
		8	111			91	100			23,5	
		9	109			87	96			26,2	
		10	107			83	92			28,9	
140	139,7	8	123,7	130	55	105	114	171	215	26	7,5
		9	121,7			101	110			29	
		10	119,7			97	106			32	
		11	117,7			91	100			35	
168	168,3	9	150,3	130	55	128	137	197	229	35,3	9,5
		10	148,3			124	133			39	

Таблица VIII.4

Трубы бурильные с высаженными наружу концами

Размеры, мм

Труба							Муфта		Теоретический вес, кг	
				высадка						
условный диаметр трубы	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	D_1	l_3	l_2	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	1 м гладкой трубы	двух высадок
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	86	140	9,15	1,5
		9	42,3						11,3	
73	73	7	59	81,76	120	65	105	165	11,4	2,5
		9	55						14,2	
		11	51						16,8	
89	89	7	75	97,13	120	65	118	165	14,2	3,5
		9	71						17,8	
		11	67						21,2	
102	101,6	8	85,6	114,3	145	65	140	117,5	18,5	4,5
		9	83,6						20,4	
		10	81,6						22,4	
114	114,3	8	98,3	127	145	65	152	204	20,9	5,0
		9	96,3						23,3	
		10	94,3						25,7	
		11	92,3						28	
140	139,7	8	123,7	154	145	65	185	215	26	7,0
		9	121,7						29	
		11	117,7						35	

Таблица VIII.5

Механические свойства бурильных труб

Механические свойства	Группа прочности стали				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление разрыву, кгс/мм²	65	70	75	80	90
Предел текучести, кгс/мм²	38	50	55	65	75
Относительное удлинение, %					
δ_5	16	12	12	12	12
δ_{10}	12	10	10	10	10
Относительное сужение, ψ %	40	40	40	40	40
Ударная вязкость, кгс · м/см²	4	4	4	4	4

Таблица VIII.8

Размеры в мм

Элементы профиля резьбы	Величина
Шаг резьбы S	3,175
Глубина h_1	1,810
Рабочая высота профиля h_2	1,734
Радиусы закруглений	
$\frac{r}{r_1}$	$\frac{0,508}{0,432}$
Зазор z	0,076
Угол уклона φ	1° 47′ 24″
Конусность 2tg φ	1 : 16

Таблица VIII.

Трубы бурильные с приваренными соединительными концами

Размеры в мм

Условный диаметр трубы D	Толщина стенки трубы s	Высадка		Соединительные концы		Длина трубы L	Условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—58	Теоретический вес, кг	
		наружный диаметр D_1	толщина стенки S_1	наружный диаметр D_2	толщина стенки хвостовика S_2			1 м гладкой трубы	одного комплекта соединительных концов
73	6 7 **8**	81	9,5 10,5 11,5	108	10,5 11,5 12,5		З-88	9,9 11,4 12,8	27,3 27,5 27,7
89	6 7 8	97	9,5 10,5 11,5	120	10,5 11,5 12,5		З-102	12,3 14,2 16,6	29,6 29,9 30,2
114	7 8 9 10	122	10,5 11,5 12,5 13,5	155	11,5 12,5 13,5 14,5	12 400 и 8500	З-133	18,5 20,9 23,3 25,7	48 48,5 49 49,5
127	7 8 9 10	135	11 12 13 14	170	12 13 14 15		З-147	20,7 23,5 26,2 28,9	47 47,5 48,5 48,5
146	**8** **9** 10 11	154	12 13 14 15	188	13 14 15 16		З-161	27,2 30,4 33,5 36,6	64 64,5 65 67

Таблица VIII.6

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр торца трубы		Длина резьбы			Диаметр цилиндрической части у торца муфты	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_4	Глубина цилиндрической части l_6	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы, резьбы на трубе при свинчивании от руки (натяг) A	Переход торца муфты за конец сбега резьбы в зацепленном соединении K	Расстояние от торца муфты до середины муфты в зацепленном соединении b
			наружный d_1	внутренний d_3	общая (по конца сбега) $G=l_1+l_2$	до основной плоскости l	от основной плоскости до конца сбега l_1	сбег резьбы l_2					
60	60,3	58,439	57,731	54,111	54	39,065	14,935	5,674	63,5	3	9,5	1,5	14,5
73	73	71,139	69,619	65,999	67	52,065			76,2				
89	89	87,014	85,494	81,874	67	52,065			92				
102	101,6	99,714	97,631	94,011	76	64,065			104,8				
114	114	112,414	109,706	106,086	86	71,065			117,5				
127	127	125,114	122,406	118,786	86	71,065			130,2				
140	141,3	139,414	136,331	132,711	92	77,065			144,5				
168	168,3	166,389	162,90	159,280	98,5	83,565			171,5				

Примечание. Наружный диаметр 141,3 мм относится только к высаженным концам трубы.

Таблица VIII.7

Трубы бурильные с высаженными наружу концами

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D_1	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр резьбы у торца трубы		Длина резьбы			Диаметр цилиндрической части у торца муфты d_6	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_4	Глубина цилиндрической части l_6	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании от руки (натяг) A	Переход торца муфты за конец сбега резьбы в зацепленном соединении K	Расстояние от торца трубы до середины муфты в зацепленном соединении b
			наружный d_2	внутренний d_3	общая (по конца сбега) $G=l+l_1$	до основной плоскости l	от основной плоскости до конца сбега l_1	сбег резьбы l_2					
60	67,46	65,576	64,868	61,248	54	39,065	14,935	5,674	70,6	3	9,5	1,5	14,5
73	81,76	79,877	78,357	74,737	67	52,065			84,9				
89	97,13	95,244	93,724	90,104	67	52,065			100,3				
102	114,3	112,414	109,706	106,086	86	71,065			117,5				
114	127	125,114	122,406	118,786	86	71,065			130,2				
140	154	152,114	149,031	145,411	92	77,065			157,2				

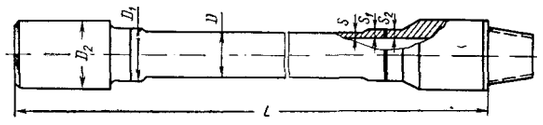


Рис. VIII.4. Бурильная труба с приваренными соединительными концами

Таблица VIII.10

Размеры в мм

Условный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	$d_1 \pm 1{,}5$	$L_{наим}$	Теоретический вес, кг	
					1 м гладкой трубы	увеличение веса одной трубы
89	9	71	56	136	17,8	4,8
	10	69			19,5	
	11	67			21,2	
102	8	85,6	72	136	18,5	6
	9	83,6			20,5	
	10	81,6			22,6	
114	9	96,3	80	145	23,3	7,3
	10	94,3			25,6	
	11	92,3			28,0	
127	9	109	94	145	26,2	8,7
	10	107			28,2	
140	9	121,7	105	145	29,3	11,8
	10	119,7			32,3	
	11	117,7			35,3	
168	9	150,3	127	145	35,3	14,4
	10	148,3			39,0	
	11	146,3			42,6	

Таблица VIII.11

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	$d_1 \pm 1{,}6$	$L_{наим}$	Теоретический вес, кг	
					1 м гладкой трубы	увеличение веса одной трубы
73	9	53	55	136	14,2	3,8
	10	51	53		15,5	
	11	49	51		16,8	
89	9	69	71	136	17,8	4,2
	10	67	69		19,5	
	11	65	67		21,2	
102	8	84	85,6	145	18,5	7,6
	9	82	83,6		20,5	
	10	80	81,6		22,5	
114	9	95	96,3	145	23,3	8
	10	93	94,3		25,6	
	11	91	92,3		28,0	
140	9	122	121,7	145	29,3	13
	10	120	119,7		32,3	
	11	118	117,7		35,3	

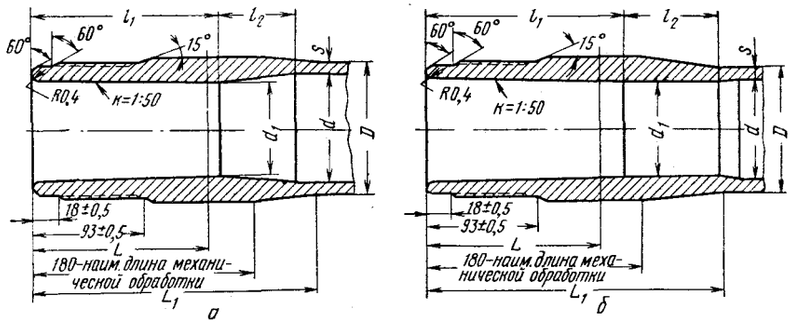


Рис. VIII.5. Трубы ТБВК и ТБНК со стабилизирующими поясками

а — ТБВ (с внутрь высаженными концами); *б* — ТБН (с наружу высаженными концами).

Таблица VIII.12

Размеры в мм

Основные типоразмеры замков для бурильных труб

Типоразмер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы по ГОСТ 631–63	Ниппель и муфта		Ниппель						Муфта				Замок в собранном виде (справочные величины)	
			Наружный диаметр D		D_1	$d_н$		$L_н$		l	$d_м$		$L_м$		длина	вес, кг
			номинальный	предельное отклонение		номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная	номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение		
ЗН-95	З-76	73	95	±0,5	86	32	±0,6	260	+30 −10	88	45	±0,6	260	+30 −10	432	16
ЗН-108	З-88	89	108		102	38		275		96	58		275		454	20
ЗН-113	З-88	89	113		102	38		275		96	58		275		454	23
ЗН-140	З-117	114	140		127	58		305		108	78		305		502	35
ЗН-172	З-140	140	172		154	70		340		120	98		340		560	58
ЗШ-146	З-121	114	146		127	80		305		114	80		305		508	38
ЗШ-178	З-147	140	178		154	101		350		127	101		350		573	61
ЗШ-203	З-171	168	203		181	127		365		127	127		365		603	73
ЗУ-155	З-133	Н114	155		140	95		335		114	105		320		541	41
ЗУ-185	З-161	Н140	185		167	120		355		127	132		340		568	56

Примечание. Условные диаметры труб с буквой Н относятся к трубам с наружу высаженными концами.

трубы достигают предела текучести. Кроме указанных труб промышленностью освоен выпуск бурильных труб с блокирующими (стабилизирующими) поясками ТБНК (трубы бурильные с высаженными наружу концами) и ТБВК (трубы бурильные с высаженными внутрь концами). Отличительной особенностью этих труб является трапецеидальная резьба и зарезьбовый конический поясок, обеспечивающий высокую прочность и герметичность соединения.

Трубы с блокирующими поясками позволяют повысить предел выносливости по сравнению со стандартными трубами приблизительно на 40%.

Размеры и вес труб с высаженными внутрь концами должны соответствовать рис. VIII.5, *а*, и табл. VIII.10, а труб с высаженными наружу концами — рис. VIII.5, *б* и табл. VIII.11. Трубы с поясками могут изготавливаться также на базе стандартной резьбы по ГОСТ 631—63, цилиндрической резьбы и др.

ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Замки для бурильных труб предназначены для соединения в колонны бурильных труб по ГОСТ 631—63. Замок состоит из ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой (рис. VIII.6).

Основные типоразмеры замков приведены в табл. VIII.12.

Замки изготавливаются по ГОСТ 5286—58, который предусматривает три типа соединения, отличающиеся друг от друга гидравлическими и прочностными характеристиками:

ЗН — замок с нормальным проходным отверстием;

ЗШ — замок с широким проходным отверстием;

ЗУ — замок с увеличенным проходным отверстием.

Замки изготавливаются из стали 40ХН со следующими механическими свойствами (табл. VIII.13).

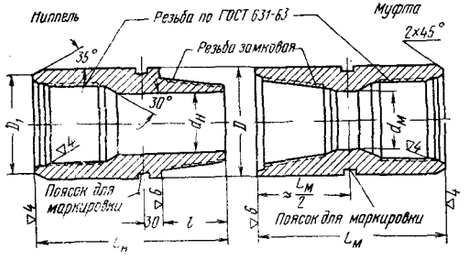


Рис. VIII.6. Зам ки для бурильных труб.

Таблица VIII.13

Предел текучести, кгс/мм²	Временное сопротивление разрыву кгс/мм²	Относительное удлинение δ_5, %	Относительное сужение поперечного сечения, %	Ударная вязкость кгс·м/см²	Твердость по Бринеллю
		Не менее			
58	78	14	50	8	255—321

Таблица VIII.14

Марка стали	Предел текучести, кгс/мм²	Временное сопротивление разрыву, кгс/мм²	Относительное удлинение δ_5, %	Относительное сужение поперечного сечения, %	Ударная вязкость, кгс·м/см²	Твердость по Бринеллю
		не менее				
40ХН	75	90	10	45	7	285—341
45	45	70	14	50	5	217—285

Замки ЗН-95, ЗН-108, ЗН-113 могут быть изготовлены из стали 40ХН с поврежденными механическими свойствами (табл. VIII.14).

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

Трубы бурильные утяжеленные (УБТ) предназначены для повышения устойчивости и увеличения веса нижней части бурильной колонны. Размеры и вес УБТ приведены в табл. VIII.15. Утяжеленные трубы круглого сечения поставляются по ЧМТУ 3532—53 трубы малых размеров предусмотрены нормалью Н—291—49.

Трубы выпускаются из сталей групп прочности Д и К с механическими свойствами согласно (см. табл. VIII.5), а также из легированных сталей с $\sigma_т$ 65 кгс/мм².

Для ограничения площади контакта утяжеленных труб со стенками скважины используются трубы квадратного сечения (УБТК) следующих размеров (табл. VIII.16).

При чередовании круглых и квадратных труб рекомендуются следующие размеры (табл. VIII.17).

Таблица VIII.15

Размеры в мм

Показатели	Размер УБТ							
	95	108	146	178	203	219	229	254
Наружный диаметр	95 ± 1	108 ± 1	146 ± 4	178^{+3}_{-3}	203^{+3}_{-2}	219^{+3}_{-2}	229 ± 1	254 ± 1
Типоразмер замковой резьбы	З-76	З-88	З-121	З-147	З-171	З-171 З-189	З-171 З-189	З-189
Внутренний диаметр	32	38	74	90	100	120	100	100
Вес 1 м трубы, кг	49	63	97	156	192	212	273 260	336

Таблица VIII.16

Размеры в мм

Сторона квадрата	112	140	155	175
Диагональ квадрата	146	181	203	230
Диаметр долота	161	190 214	214 243	243 269

Таблица VIII.17

Размеры в мм

Сторона квадрата	112	130	140	155	175
Диаметр круглой трубы	121	146	159	178	203

Таблица VIII.18

Размеры в мм

Сторона квадрата	120	140	155	175	195
Диагональ квадрата	153	181	203	230	255
Диаметр УБТ	121	146	146 159	159 178	178 203
Диаметр долота	161	190	214	243	269

Для повышения устойчивости круглых УБТ, обеспечения минимального контакта со стенками скважины и создания благоприятных условий для работы низа бурильной колонны в компоновке тяжелого низа применяются квадратные центраторы с ребрами, армированными твердыми сплавами (рис. VIII.7).

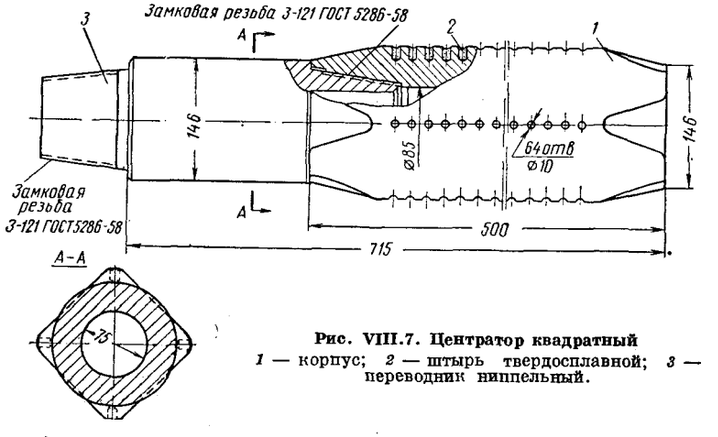


Рис. VIII.7. Центратор квадратный
1 — корпус; *2* — штырь твердосплавной; *3* — переводник ниппельный.

Таблица VIII.19

Трубы обсадные с нормальной резьбой

Размеры в мм

Труба					Муфта				Теоретический вес, кг
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретический вес 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр $d_о$	длина $l_о$	
114	114,3	6	102,3	16	133	158	116,7	12,7	4,8
		7	100,3	18,5					
		8	98,3	21,0					
127	127	6	115	17,9	146	165	129,4	12,7	6,0
		7	113	20,7					
		8	111	23,5					
		9	109	26,2					
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	142,1	12,7	7,1
		7	125,7	22,9					
		8	123,7	26,0					
		9	121,7	29,0					
		10	119,7	32,0					
		11	117,7	34,9					
146	146	6,5	133	20,8	166	177	148,4	12,7	8
		7	132	24,0					
		8	130	27,2					
		9	128	30,4					
		10	126	33,5					
		11	124	36,6					
168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	170,7	12,7	9,1
		7	154,3	27,8					
		8	152,3	31,6					
		9	150,3	35,3					
		10	148,3	39,0					
		11	146,3	42,6					
		12	144,3	46,2					
178	177,8	7	163,8	29,5	198	184	180,2	12,7	10,1
		8	161,8	33,5					
		9	159,8	37,4					
		10	157,8	41,4					
		11	155,8	45,2					
		12	153,8	49,0					
194	193,7	7	179,7	32,2	216	190	196,1	12,7	12,2
		8	177,7	36,6					
		9	175,7	41,0					
		10	173,7	45,3					
		12	169,7	53,7					
219	219,1	7	205,1	36,6	245	196	221,5	12,7	16,2
		8	203,1	41,6					
		9	201,1	46,6					
		10	199,1	51,5					
		12	195,1	61,3					

Продолжение табл. VIII.19

Труба					Муфта				Теоретический вес, кг
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретический вес 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр $d_о$	длина $l_о$	
245	244,5	7	230,5	41,0	270	196	246,9	12,7	17,9
		8	228,5	46,5					
		9	226,5	52,2					
		10	224,5	57,8					
		12	220,5	68,8					
273	273,1	7	259,1	45,9	299	203	275,5	12,7	20,7
		8	257,1	52,3					
		9	255,1	58,6					
		10	253,1	64,8					
		12	249,1	77,2					
299	298,5	8	282,5	57,3	324	203	300,9	12,7	22,4
		9	280,5	64,2					
		10	278,5	71,1					
		11	276,5	78,0					
		12	274,5	84,7					
324	323,9	9	305,9	69,8	351	203	326,3	12,7	23,4
		10	303,9	77,4					
		11	301,9	84,8					
		12	299,9	92,2					
340	339,7	9	321,7	73,3	365	203	342,1	12,7	25,5
		10	319,7	81,3					
		11	317,7	89,1					
		12	315,7	96,9					
(351)	(351)	9	333	75,9	376	229	353	16	29
		10	331	84,1					
		11	329	92,2					
		12	327	100,3					
(377)	(377)	9	359	81,6	402	229	379	16	31
		10	357	90,4					
		11	355	99,2					
		12	353	107,9					
407	406,4	9	388,4	88,1	432	228	408,8	12,5	35,8
		10	386,4	97,7					
		11	384,4	107,2					
		12	382,4	116,6					
(426)	(426)	10	406	102,5	451	229	428	16	37,5
		11	404	112,5					
		12	402	112,4					
508	508	11	486	134,7	533	228	510,4	12,7	44,6

Примечание. Размеры труб, приведенные в скобках, выпускаются по техническим условиям в установленном порядке.

Таблица VIII.20

Трубы обсадные с удлиненной резьбой

Размеры в мм

Труба					Муфта				
условный диаметр	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	теоретический вес 1 м, кг	наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	диаметр d_0	длина l_0	теоретический вес, кг
114	114,3	7	100,3	18,5	133	177	116,7	12,7	5,8
		8	98,3	21,0					
		9	96,3	23,4					
127	127	7	113	20,7	146	196	129,4	12,7	7,4
		8	111	23,5					
		9	109	26,5					
140	139,7	7	125,7	22,9	159	203	142,1	12,7	8,7
		8	123,7	26,0					
		9	121,7	29,0					
		10	119,7	32,0					
		11	117,7	34,9					
146	146,1	7	132	24,0	166	215	148,4	12,7	9,7
		8	130	27,2					
		9	128	30,4					
		10	126	33,5					
		11	124	36,6					
168	168,3	8	152,3	31,6	188	222	170,7	12,7	11,3
		9	150,3	35,3					
		10	148,3	39,0					
		11	146,3	42,6					
		12	144,3	46,2					
		14	140,3	53,2					
178	177,8	8	161,8	33,5	198	228	180,2	12,7	12,9
		9	159,8	37,4					
		10	157,8	41,4					
		11	155,8	45,2					
		12	153,8	49					
		14	149,8	56,5					
194	193,7	8	177,7	36,6	216	235	196,1	12,7	15,5
		9	175,7	41,0					
		10	173,7	45,3					
		12	169,7	53,7					
		14	165,7	62,0					
219	219,1	9	201,1	46,6	245	254	221,5	12,7	21,5
		10	199,1	51,5					
		11	197,1	56,4					
		12	195,1	61,3					
245	244,5	9	226,5	52,2	270	266	246,9	12,7	25,5
		10	224,5	57,8					
		11	222,5	63,3					
		12	220,5	68,8					
		14	216,5	79,9					

Таблица VIII.21

Показатели	Группа прочности стали						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление разрыву, кгс/мм²	55	65	70	75	80	90	110
Предел текучести, кгс/мм²	32	38	50	55	65	75	95
Относительное удлинение, %							
при δ_5	18	16	12	12	12	12	12
при δ_{10}	14	12	10	10	10	10	10

Квадратные центраторы устанавливаются через 12—16 м тяжелого низа (обычно 3—5 центраторов).

Рекомендуемые размеры центраторов в зависимости от размеров долот и круглых УБТ даны в табл. VIII.18.

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ

Трубы обсадные, предназначенные для крепления нефтяных и газовых скважин, выпускаются в основном по ГОСТ 632—64. Выпускаются также специальные трубы, повышенной прочности и герметичности, отличающиеся профилем резьбы.

В табл. VIII.19 приводятся основные данные по обсадным трубам (согласно ГОСТ 632—64) с нормальной длиной резьбы.

Стандартом предусмотрено также изготовление труб с удлиненной резьбой, отличающейся повышенной прочностью (данные по трубам приведены в табл. VIII.20).

Обычная точность труб по наружному диаметру до 219 мм предусмотрена ±1%, а свыше 219 мм до ±1,25%.

Овальность труб не должна превышать 0,8 от допускаемых отклонений по наружному диаметру.

Трубы выпускаются с механическими свойствами, приведенными в табл. VIII.21.

Резьбовые соединения обсадных труб показаны на рис. VIII.8. Размеры профиля соответствуют рис. VIII.3 и VIII.8 и табл. VIII.8, VIII.22 и VIII.23.

Измерительная плоскость калибра кольца при навинчивании на трубу должна находиться от торца трубы на расстояние от нуля до двух ниток.

У первых трех ниток с полным профилем допускаются черновины по вершинам резьбы.

Гидравлическое испытание проводится при давлении, определяемом по формуле

$$p = \frac{200SR}{D},$$

где R — допускаемое напряжение, принимаемое равным 0,8 от предела текучести для труб диаметром до 219 *мм* и 0,6 для труб диаметром более 219 *мм*. Наибольшее давление не превышает 700 кгс/см².

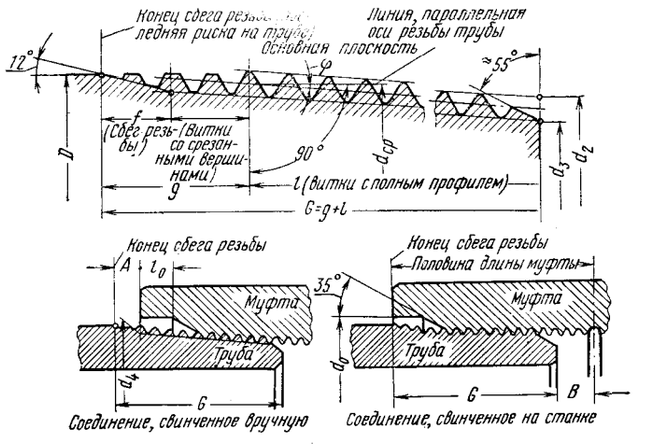


Рис. VIII.8. Резьбовое соединение обсадных труб.

Таблица VIII.22

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметр резьбы у торца трубы: наружный d_2	Диаметр резьбы у торца трубы: внутренний d_3	Длина резьбы: общая (до конца сбега резьбы) $G=l+l_1$	Длина резьбы: до основной плоскости (нитки с полным профилем) l	Длина резьбы: от основной плоскости до конца сбега l_1	Длина резьбы: сбег l_2	Диаметр цилиндрической расточки у торца муфты d_0	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_1	Длина цилиндрической расточки l_0	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании от руки (натяг A)	Расстояние от торца трубы до середины муфты при свинчивании на стыке b	Натяг резьбы трубы (расстояние от измерительной плоскости калибра-кольца до торца трубы)
Резьбовые соединения с короткой и нормальной длиной резьбы															
114	114,3	6—8	112,566	111,136	107,516	66,5	50,625			116,7	111,230			12,5	3,2
127	127	6	125,266	124,023	120,403	63,5	47,625			129,4	123,930			19	9,7
127	127	7—9	125,266	123,617	119,997	70	54,125			129,4	123,930			12,5	3,2
140	139,7	6	137,966	136,534	132,914	66,5	50,625			142,1	136,630			19	9,7
140	139,7	7—11	137,966	136,130	132,510	73	57,125			142,1	136,630			12,5	3,2
146	146	6,5—11	144,316	142,292	138,672	76	60,125			148,4	142,980			12,5	3,2
168	168,3	6,5—12	166,541	164,298	160,678	79,5	63,625			170,7	165,205			12,5	3,2
178	177,8	7—12	176,066	173,823	170,203	79,5	63,625	15,875	7,248	180,2	174,730	12,7	9,5	12,5	3,2
194	193,7	7	191,941	190,105	186,485	73	57,125			196,1	190,512			22	12,7
194	193,7	8—12	191,941	189,511	185,891	82,5	66,625			196,1	190,512			12,5	3,2
219	219,1	7	217,341	215,317	211,697	76	60,125			221,5	215,912			22	12,7
219	219,1	8—12	217,341	214,723	211,103	85,5	69,625			221,5	241,312			12,5	3,2
245	244,5	7	242,741	240,311	236,691	82,5	66,625			246,9	241,312			15,5	6,2
245	244,5	8—12	242,741	240,123	236,503	85,5	69,625			246,9	241,312			12,5	3,2
273	273,1	7	271,316	269,667	266,047	70	64,125			275,5	269,887			31,5	22,2
273	273,1	8—12	271,316	268,480	264,860	89	73,125			275,5	269,887			12,5	3,2
299	298,5	8—12	296,716	293,880	290,260	89	73,125			300,9	295,287			12,5	3,2
324	323,9	9—12	322,116	319,280	315,660	89	73,125	15,875	7,248	326,3	320,687	12,7	11	12,5	3,2
340	339,7	9—12	337,991	335,155	331,535	89	73,125			342,1	336,562			12,5	3,2
407	406,4	9—12	404,666	401,048	397,428	101,5	85,625			408,8	403,237			12,5	3,2
508	508	11	506,266	502,648	499,028	101,5	85,625			510,4	504,837			12,5	3,2

Таблица VIII.23

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметры резьбы у торца трубы: наружный d_2	Диаметры резьбы у торца трубы: внутренний d_3	Длина резьбы: общая (до конца сбега резьбы) $G=l+l_1$	Длина резьбы: до основной плоскости (витки с полным профилем) l	Длина резьбы: от основной плоскости до конца сбега l_1	Сбег l_2	Диаметр цилиндрической расточки у торца муфты d_0	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_1	Длина цилиндрической расточки l_0	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании от руки (натяг) A	Расстояние от торца трубы до середины муфты при свинчивании на стыке B
Резьбовые соединения с удлиненной резьбой														
114	114,3	7—9	112,566	110,542	106,922	76	60,125			116,7	111,230			
127	127,0	7—9	125,266	122,648	118,997	86	70,125			129,4	123,930			
140	139,7	7—11	137,966	135,130	131,510	89	73,125			142,1	136,630			
146	146,1	7—11	144,316	141,105	137,485	95	79,125			148,4	142,980			
168	168,3	8—14	166,541	163,111	159,491	98,5	82,625			170,7	165,205	12,7	9,5	12,5
178	177,8	8—14	176,066	172,448	168,828	101,5	85,625	15,875	7,248	180,2	174,730			
194	193,7	8—14	191,941	188,105	184,485	105	89,125			196,1	190,512			
219	219,1	9—12	217,341	212,911	208,291	114,5	98,625			221,5	215,912		11	
245	244,5	9—14	242,741	237,936	234,316	120,5	104,625			246,9	241,312			

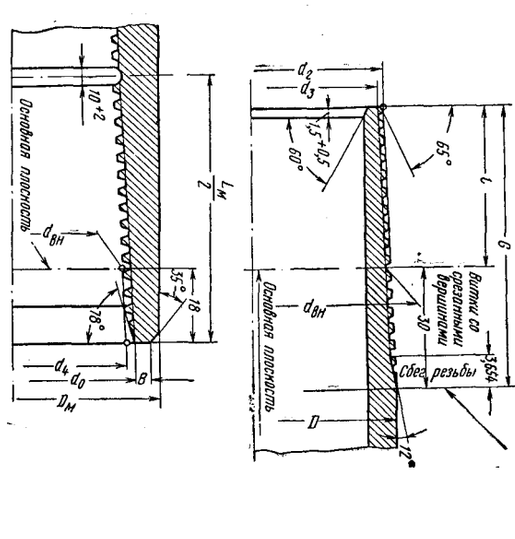


Рис. VIII.10. Резьбовые соединения труб ОТТМ

В табл. VIII.24 приводятся основные размеры и прочностные свойства обсадных труб с трапецеидальной резьбой ОТТМ. Трубы ОТТМ отличаются от стандартных повышенной прочностью и герметичностью.

Профиль резьбы труб ОТТМ и муфт к ним показана на рис. VIII.9.

Размеры резьбовых соединений должны соответствовать величинам, указанным на рис. VIII.10 и табл. VIII.24 и VIII.25.

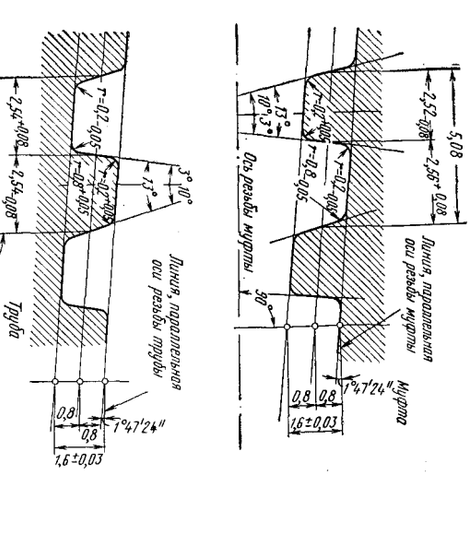


Рис. VIII.9. Профиль резьбы труб и муфт ОТТМ

Таблица VIII.24

Основные размеры обсадных труб с трапецеидальной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Муфта			Страгивающая нагрузка				Отношение прочности соединения к прочности тела трубы, %
			наружный диаметр $D_м$	длина $L_м$	ширина торцовой плоскости B	Д	К	Е	Л	
114	114,3	6	133	170	6	63	83	91	108	81
		7				75	99	109	128	89
		8				87	114	126	149	85
		9				99	130	142	168	87
127	127	6	146	174	6	70	93	102	121	81
		7				84	110	122	144	83
		8				97	128	141	166	85
		9				110	145	160	189	87
140	139,7	6	159	182	6,5	78	102	113	133	81
		7				93	122	134	159	83
		8				108	142	156	184	85
		9				122	161	177	209	87
		10				137	180	198	234	88
		11				151	199	218	258	89
146	146	6	166	182	6,5	83	109	119	142	82
		7				97	128	141	167	83
		8				113	149	163	193	85
		9				128	169	186	220	87
		10				144	189	208	245	88
		11				158	208	229	271	89
168	168,3	6	188	190	7,0	97	127	139	163	82
		7				113	149	164	193	84
		8				131	173	190	225	85
		9				149	197	216	256	87
		10				167	220	242	286	88
		11				185	243	267	316	89
		12				202	266	293	346	90

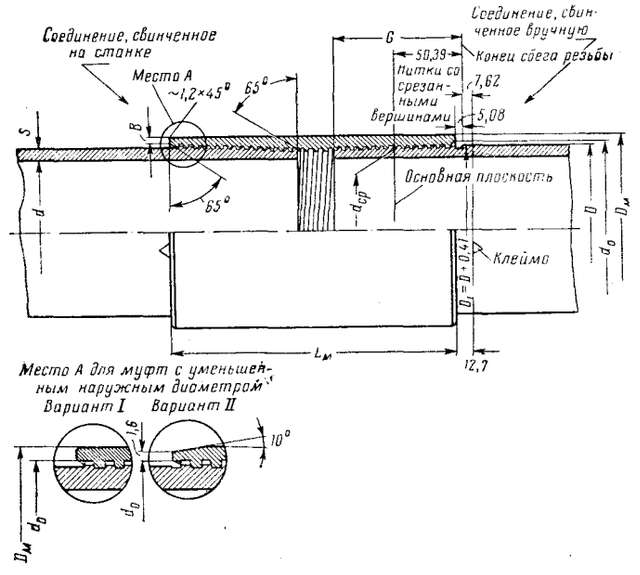


Рис. VIII.11. Соединение обсадных труб Батресс по стандарту АНИ.

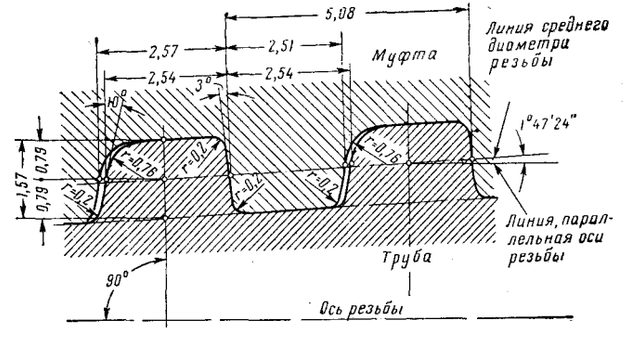


Таблица VIII.25

Размеры в мм

Условный диаметр трубы	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Диаметр резьбы у торца трубы		Длина резьбы		Диаметр фаски у торца муфты $d_4 \pm 0{,}2$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_4
		наружный d_2	внутренний d_3	общая до конца сбега резьба $G \pm 2$	до основной плоскости витка с полным профилем l		
114	111,100	111,675	108,475	72,0	42,0	116,2	112,225
127	123,800	124,250	121,050	74,0	44,0	128,9	124,925
140	136,500	136,700	133,500	78,0	48,0	141,6	137,625
146	142,850	143,050	139,850	78,0	48,0	148,0	143,975
168	165,075	165,025	121,825	82,0	52,0	170,2	166,200

Примечание. Размеры d_2, d_3 и d_4 — справочные.

Таблица VIII.26

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Страгивающая нагрузка, тс (группа прочности)				Отношение прочности соединения к прочности тела трубы, %	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Страгивающая нагрузка, тс (группа прочности)				Отношение прочности соединения к прочности тела трубы, %
		Д	К	Е	Л				Д	К	Е	Л	
127	7	113	149	164	194	113,2	139,7	10	145	192	211	249	94,2
	8	113	149	164	194	99,8		11	153	201	221	162	90,7
	9	113	149	164	194	89,5							
							168,3	8	159	209	230	272	104,0
								9	159	209	230	272	93,0
139,7	7	124	164	180	213	112,4		10	169	223	245	290	89,8
	8	124	164	180	213	99,1		11	186	245	270	319	90,5
	9	131	173	190	225	93,9		12	189	249	274	324	84,6

Таблица VIII.27

Соединение обсадных труб Батресс по стандартам АНИ

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Вес 1 м трубы с муфтами, кг	Общая длина резьбы G, мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$, мм	Наружный диаметр муфты, мм: нормальный	Наружный диаметр муфты, мм: уменьшенный	Диаметр фаски у муфты d_0, мм	Ширина торца муфты B, мм	Длина муфты $L_м$, мм	Наименьшее разрушающее усилие, тс: муфты с нормальным наружным диаметром: J-55	C-75	N-80	P-110	муфты с уменьшенным наружным диаметром из стали последующей группы прочности *: J-55	C-75	N-80	P-110
114,3 (4 1/2″)	5,69	102,92	15,60	92,39	113,132	127,0	123,8	117,9	3,2	225,4	103	—	—	—	103	—	—	—
	6,35	101,60	17,23								113	144	152	189	113	144	152	189
	7,37	99,56	19,70								—	165	174	218	—	145	174	218
	8,56	97,18	22,53								—	—	—	250	—	—	—	241
127,0 (5″)	6,43	114,14	19,58	95,57	125,832	141,3	136,5	130,6	4,0	231,8	128	—	—	—	128	—	—	—
	7,52	111,96	22,56								149	189	198	248	149	164	198	248
	9,19	108,62	27,01								—	227	240	299	—	164	215	270
139,7 (5 1/2″)	6,98	125,74	23,32	97,16	138,532	153,7	149,2	143,3	4,0	235,0	154	—	—	—	154	—	—	—
	7,72	124,26	25,54								169	214	225	281	169	181	225	281
	9,17	121,36	29,82								—	251	265	330	—	181	238	297
	10,54	118,62	33,80								—	252	301	376	—	181	238	297
168,3 (6 5/8″)	7,32	153,64	30,08	101,92	167,107	187,7	177,8	171,8	6,4	244,5	195	—	—	—	195	—	—	—
	8,94	150,40	36,03								236	299	315	394	222	222	292	360
	10,59	147,10	41,94								—	351	369	462	—	222	292	360
	12,06	144,16	47,10								—	396	417	521	—	222	292	360
177,8 (7″)	8,05	161,70	34,50	106,68	176,632	194,5	187,3	181,4	5,6	254,0	226	287	302	—	226	240	302	—
	9,19	159,42	38,90								257	325	343	428	240	240	316	387
	10,36	157,08	43,35								—	364	383	479	—	240	316	387
	11,51	154,78	47,65								—	383	423	529	—	240	316	387
	12,65	152,50	51,88								—	383	462	577	—	240	316	387
	13,72	150,36	55,76								—	383	497	619	—	240	316	387
193,7 (7 5/8″)	8,33	177,02	39,57	111,4	192,507	215,9	206,4	197,2	7,9	263,5	256	324	341	—	256	324	341	—
	9,52	174,64	44,62								—	368	388	483	—	335	388	483
	10,92	171,84	50,44								—	419	441	550	—	335	440	538
	12,70	168,28	57,71								—	482	508	633	—	335	440	538
219,1 (8 5/8″)	8,94	201,20	48,38	114,62	217,907	244,5	231,8	222,6	9,5	269,9	311	—	—	—	311	—	—	—
	10,16	198,76	54,24								352	446	469	—	352	383	469	—
	11,43	196,22	60,27								—	498	525	647	—	383	497	608
	12,70	193,68	66,22								—	550	579	714	—	383	497	608
	14,15	190,78	72,91								—	609	641	790	—	383	497	608
244,5 (9 5/8″)	8,94	226,60	54,19	114,62	243,307	269,9	257,2	248,0	9,5	269,9	347	—	—	—	347	—	—	—
	10,03	224,42	60,11								388	494	520	—	388	426	520	—
	11,05	222,38	65,57								—	542	570	696	—	426	548	670
	11,99	220,50	70,57								—	585	616	752	—	426	548	670
	13,84	216,80	80,32								—	670	706	861	—	426	548	670
273,0 (10 3/4″)	8,89	255,27	60,42	114,62	271,882	298,5	285,8	276,6	9,5	269,9	383	—	—	—	383	—	—	—
	10,16	252,73	68,17								435	—	—	—	435	—	—	—
	11,43	250,19	75,85								487	628	660	797	464	475	603	738
	12,57	247,91	82,68								—	688	722	873	—	475	603	738
	13,84	245,37	90,21								—	—	—	956	—	—	—	738
	15,11	242,83	97,67								—	—	—	1039	—	—	—	738
298,4 (11 3/4″)	9,52	279,41	70,47	114,62	297,282	323,8	—	302,0	9,5	269,9	443	—	—	—	—	—	—	—
	11,05	276,35	80,65								512	—	—	—	—	—	—	—
	12,42	273,61	89,72								573	741	775	—	—	—	—	—
339,7 (13 3/8″)	9,65	320,42	81,48	114,62	338,557	365,1	—	343,3	9,5	269,9	504	—	—	—	—	—	—	—
	10,92	317,88	91,21								569	—	—	—	—	—	—	—
	12,19	315,34	100,89								632	—	—	—	—	—	—	—
	13,06	313,60	107,42								—	874	914	—	—	—	—	—

* Для труб из стали С-75 муфты изготовляются из стали той же группы прочности.

Таблица VIII.28

Соединения обсадных труб «Экстрэм лайн» (Спанг)

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	Вес 1 м трубы с высадкой и резьбой, кг		Наружный диаметр свинченного соединения, мм		Внутренний диаметр свинченного соединения d_1, мм	Наименьшее разрушающее усилие, тс							
								соединения с нормальным наружным диаметром				соединения с уменьшенным наружным диаметром			
			нормальный наружный диаметр соединения	уменьшенный наружный диаметр соединения	нормальный	уменьшенный		J-55	G-75	N-80	P-110	J-55	C-75	N-80	P-110
127,0 (5″)	7,52	111,96	22,47	—	136,14	—	106,63	149	187	198	248	—	—	—	—
	9,19	108,62	26,79	—	136,14	—	106,63	—	202	213	266	—	—	—	—
139,7 ($5^1/_2$″)	6,98	125,74	23,28	23,16	148,84	146,81	120,29	154	—	—	—	154	—	—	—
	7,72	124,26	25,46	25,34	148,84	146,81	119,41	169	214	225	281	169	214	225	281
	9,17	121,36	29,59	29,47	148,84	146,81	119,41	—	225	237	297	—	217	229	286
	10,54	118,62	33,54	33,42	148,84	146,81	117,09	—	249	262	327	—	217	229	286
168,3 ($6^5/_8$″)	8,94	150,40	35,34	35,23	177,80	176,02	146,84	216	274	289	361	216	274	289	361
	10,59	147,10	41,16	41,04	177,80	176,02	145,57	—	294	309	386	—	292	308	385
	12,06	144,16	46,33	62,21	177,80	176,02	142,62	—	325	342	428	—	292	308	385
177,8 (7″)	8,05	161,70	34,12	33,99	187,71	185,67	156,74	226	287	302	—	226	287	302	—
	9,19	159,42	38,40	38,26	187,71	185,67	156,74	230	291	306	383	230	291	306	383
	10,36	157,08	42,79	42,65	187,71	185,67	155,52	—	311	327	409	—	306	322	402
	11,51	154,78	47,10	46,97	187,71	185,67	153,21	—	345	363	454	—	306	322	402
	12,65	152,50	51,54	51,33	191,71	187,71	150,88	—	386	406	507	—	345	363	454
	13,72	150,36	55,44	55,23	191,26	187,71	148,84	—	416	483	547	—	345	363	454
193,7 ($7^5/_8$″)	8,33	177,02	38,51	38,34	203,45	201,17	171,96	251	318	334	—	251	318	334	—
	9,52	174,64	43,41	43,23	203,45	201,17	171,96	—	318	334	418	—	318	334	418
	10,92	171,84	49,17	48,99	203,45	201,17	170,31	—	347	366	457	—	337	356	444
	12,70	168,28	56,46	56,28	203,45	201,17	166,75	—	386	406	508	—	337	356	444
219,1 ($8^5/_8$″)	8,94	201,20	47,27	47,01	231,65	229,36	196,22	311	—	—	—	311	—	—	—
	10,16	198,76	52,86	52,61	231,65	229,36	196,22	312	395	416	—	312	395	416	—
	11,43	196,22	58,77	58,52	231,65	229,36	194,64	—	427	450	562	—	402	423	528
	12,70	193,68	64,69	64,44	231,65	229,36	192,15	—	457	481	601	—	402	423	528
	14,15	190,78	71,37	71,12	231,65	229,36	189,26	—	457	481	601	—	402	423	528
244,5 ($9^5/_8$″)	10,03	224,42	58,74	58,49	256,54	254,51	220,09	349	442	466	—	349	442	466	—
	11,05	222,38	63,95	63,69	256,54	254,51	220,09	—	442	466	582	—	442	466	582
	11,99	220,50	68,83	68,58	256,54	254,51	218,97	—	468	493	616	—	468	493	616
	13,84	216,80	78,56	78,31	256,54	254,51	215,26	—	532	560	700	—	478	503	629
273,0 ($10^3/_4$″)	10,16	252,73	67,39	—	291,08	—	249,40	442	—	—	—	—	—	—	—
	11,43	250,19	75,04	—	291,08	—	246,86	495	627	660	826	—	—	—	—
	12,57	247,91	81,85	—	291,08	—	244,58	—	687	723	904	—	—	—	—
	13,84	245,37	89,37	—	291,08	—	242,04	—	—	—	907	—	—	—	—

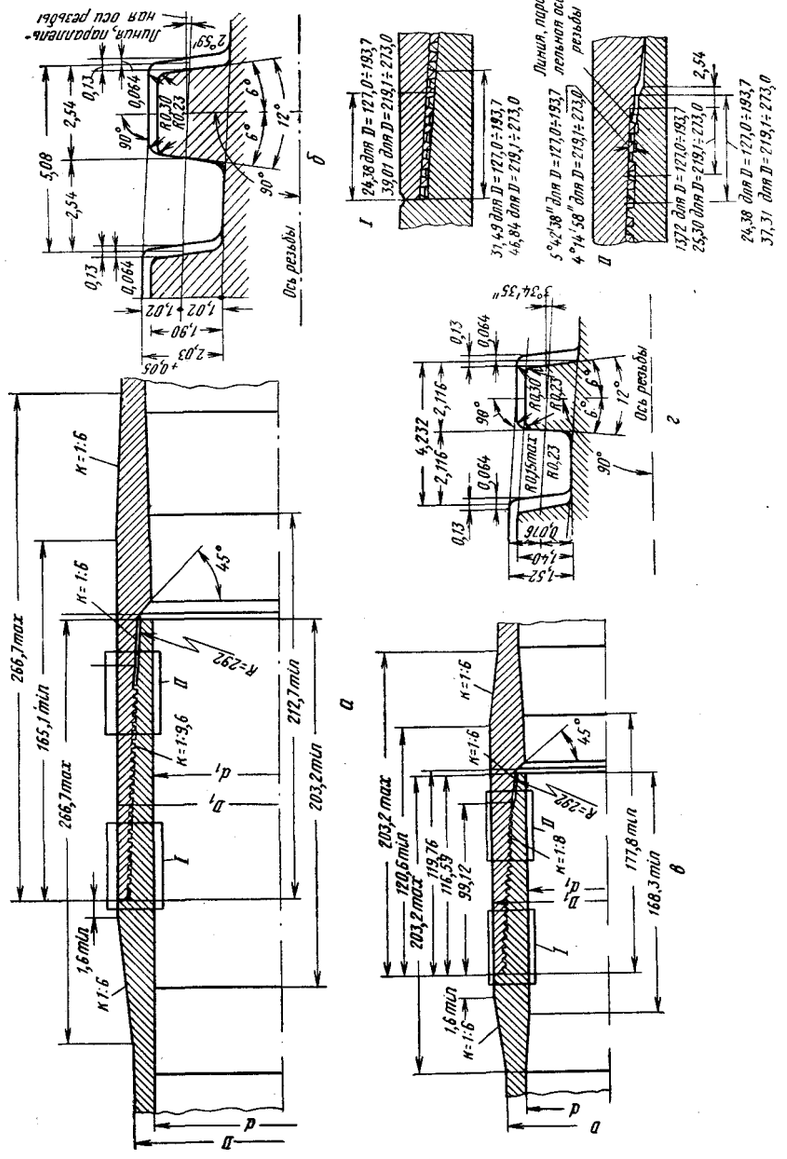


Рис. VIII.12. Соединение обсадных труб «Экстрем лайн» (Спанг) по стандарту АНИ
а — соединение для $D = 219{,}1$ — 273,0 мм; *б* — профиль резьбы для $D = 219{,}1$ — 273,0 мм; *в* — соединение $D = 127{,}0$ — 193,7 мм; *г* — профиль резьбы для $D = 127{,}0$ — 193,7 мм

Для крепления глубоких скважин с давлением газа до 500 кгс/см² применяются обсадные трубы безмуфтовые ТБО.

Конструкция соединений труб ТБО обеспечивает высокую герметичность колонны и высокую прочность соединения под действием осевых нагрузок.

В табл. VIII.26 указаны страгивающие нагрузки соединений труб ТБО.

Из труб со специальным соединением за рубежом широкое распространение получили трубы с трапецоидальной резьбой Батресс по стандарту Американского нефтяного института (АНИ). Трубы эти обладают повышенной прочностью и герметичностью. Прочность резьбового соединения доходит до 90% от прочности тела трубы. Муфтовое соединение Батресс показано на рис. VIII.11, а размеры труб приведены в табл. VIII.27.

Другим видом труб, имеющим высокие эксплуатационные характеристики и также получивших распространение, являются трубы «Экстрем лайн» (Спанг). Трубы эти безмуфтовые, имеют высаженные концы на которых нарезана трапецоидальная резьба. Муфтовое соединение «Экстрем лайн» (Спанг) показано на рис. VIII.12, а данные размеров труб приведены в табл. VIII.28.

ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ СО СВАРНЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

При строительстве глубоких нефтяных и газовых скважин обычно применяются многоколонные конструкции.

Однако использование в конструкциях скважин только муфтовых обсадных труб с резьбовыми соединениями часто не обеспечивает проводку скважин в сложных геологических условиях и в ряде случаев создает значительные трудности при строительстве.

Применение обсадных колонн со сварными соединительными элементами облегчает решение этого вопроса и позволяет проектировать рациональные конструкции скважин, отвечающие требованиям глубокого бурения. При этом имеется возможность за счет увеличения количества колонн уменьшить выход из-под башмака, предусмотреть запасный диаметр колонны в конструкциях скважин, обеспечивать надежную герметизацию соединений колонны и т. д.

Техника и технология сварки обсадных труб над устьем скважины

Сварка обсадных труб над устьем скважины может производиться как автоматическими, так и полуавтоматическими сварочными установками. Автоматическая сварка обсадных труб выполняется двумя способами: дуговым и контактным. Каждый из этих способов имеет положительные и отрицательные стороны.

Дуговой способ сварки отличается компактностью сварочной установки и простотой управления при работе.

Большой объем работ при подготовке труб к сварке, уменьшение сопротивляемости труб за счет выполнения проточек, а также возможность составления колонн в основном из труб группы прочности Д несколько сдерживают темпы широкого применения дугового способа сварки. Применение же новой хорошо свариваемой стали 20ХГ2Б для обсадных труб, по-видимому, расширит перспективу использования сварных колонн при креплении глубоких нефтяных и газовых скважин. Эта сталь относится к трубам группы прочности Л и М.

В то же время при контактном способе сварки отпадает необходимость в обработке концов труб под сварку, достигается высокая производительность спуска колонн и имеется возможность составлять колонну из труб всех групп прочности.

Однако образование внутреннего и наружного грата при сварке, необходимость его удаления и громоздкость сварочных установок ограничивают область применения контактной сварки.

Сварка обсадных труб дуговым способом производится в защитной среде углекислого газа двухслойным швом за один оборот сварочной головки установкой УГОТ-1, в комплект которой входит сварочный автомат А-950 или А-1208. Автомат А-1208 отличается от А-950 наличием пневматического подъемника для изменения высоты сварочной головки над ротором и имеет более простую схему управления.

Техническая характеристика сварочной установки УГОТ-1

Диаметр свариваемых обсадных труб, мм	114—351
Толщина стенки свариваемых труб, мм	8—12
Количество свариваемых стыков в 1 ч	8—12
Скорость сварки, м/ч	10—25
Скорость подачи проволоки, м/ч	100—300
Диаметр электродной проволоки, мм	1,6—2,0
Диаметр порошковой проволоки, мм	2,0—2,5

Химический состав сталей группы прочности Д и 20ХГ2Б, используемых при дуговом способе сварки, приведен в табл. VIII.29.

Полуавтоматическая сварка труб проводится двумя полуавтоматами А-537. При этом сварка стыков обсадных труб выполняется в два прохода одновременно двумя сварщиками. При дуговом автоматическом и полуавтоматическом способе сварки

Таблица VIII.29

Группа прочности	Содержание элементов, %						
	углерод	кремний	марганец	хром	ниобий	сера	фосфор
						(не более)	
Д	0,41—0,48	0,17—0,37	0,65—1,15	—	—	0,045	0,045
20ХГ2Б	0,16—0,20	0,8—1,2	1,4—1,6	0,8—1,1	0,04	0,04	0,04

Таблица VIII.30

Компоненты	Углерод	Марганец	Хром	Кремний	Никель	Сера	Фосфор
						(не более)	
Содержание, %	0,11	1,8—2,1	0,20	0,7—0,95	0,25	0,03	0,035

обсадных колонн в защитной среде углекислого газа в качестве электрода применяется проволока Св-0,8Г2С. Химический состав проволоки Св-0,8Г2С приводится в табл. VIII.30.

В настоящее время предложен новый электрод — порошковая проволока ПП-140, с применением которого отпадает необходимость создания защитной среды из углекислого газа.

Оптимальные режимы при дуговой автоматической и полуавтоматической сварке обсадных труб приведены в табл. VIII.31.

Таблица VIII.31

Режим сварки	Проволока	
	Св-0,8Г2С	ПП-140
Диаметр электродной проволоки, мм . .	1,6	2,5
Скорость подачи электродной проволоки, м/ч . . .	135—150	115—120
Сила сварочного тока, а	170—180	200—220
Напряжение сварочной дуги, в	23—24	22—23
Расход углекислого газа, л/мин	30—40	—
Скорость сварки каждого прохода, м/ч при толщине стенки обсадной трубы, мм:		
8	15	23,5
9	13	19,5
10	11	16
11	9	14
12	7	11,7

Режимы, приведенные в табл. VIII.31, должны быть строго выдержаны, так как отклонение от них приводит к ухудшению качества сварного соединения.

Сварка обсадных труб контактным способом выполняется непрерывным оплавлением стыков труб над устьем скважины установками К-281 и К-381, техническая характеристика которых приведена в табл. VIII.32.

Подготовка обсадных труб под сварку и приспособления для спуска сварной колонны

При сварке обсадных колонн над устьем скважины дуговым способом в основном применяется соединение труб, приведенное на рис. VIII.13.

Размеры обрабатываемых под сварку концов труб приведены на рис. VIII.14 и в табл. VIII.33.

Соединяемые концы труб для образования трапециевидной канавки под сварной шов скошены под углом 15° и имеют соответствующие внутренние выточки под центрирующее кольцо. Центрирующее кольцо обеспечивает соосное расположение свариваемых концов труб и исключает возможность затекания жидкого металла при сварке внутрь колонны. При спуске труб с использованием внутреннего центратора обработка их концов под центрирующие кольца отпадает.

Таблица VIII.32

Показатели	К-281	К-381
Диаметр свариваемых обсадных труб, мм	146	219
Толщина стенки свариваемых труб, мм	8	12
Количество свариваемых стыков в 1 ч	10	15
Скорость оплавления, мм/с	0,15	2,5
Скорость осадки, мм/с . .	20	20
Усилия зажатия трубы, тс	60	60

Для захвата и удержания трубы элеватором на трубе выполняется неглубокая выточка, в которую вставляется специальный шарнирный хомут (рис. VIII.15). На рис. VIII.16 показана обсадная труба под головку для промежуточной промывки.

Для спуска обсадных колонн со сварными соединительными элементами применяются клиновые элеваторы. В табл. IX.17 приведена техническая характеристика клиновых элеваторов ЭК-6/160 и ЭК-7-8/180 для спуска обсадных колонн диаметром 168, 194 и 219 мм. Клиновые элеваторы выполняют функцию элеватора — спайдера и предназначены для поддержания обсадной трубы в подвешенном состоянии при сваривании ее со спущенной колонной, а также для спуска всей колонны труб в скважину.

Клиновой элеватор (рис. VIII.17) состоит из корпуса *1* со встроенными в нем клиньями *2*. Конструкция клиньев позволяет устанавливать их в двух положениях: в верхнем, при котором обеспечивается свободный проход трубы, и в нижнем — рабочем, при котором спускаемая труба обжимается клиньями с помощью плашек *3*.

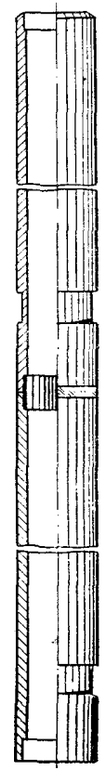


Рис. VIII.13 Соединение труб при дуговом способе сварки.

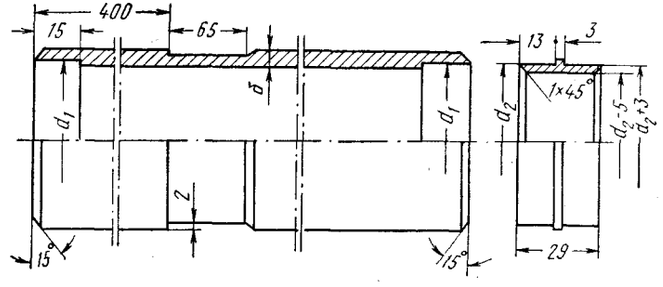


Рис. VIII.14. Подготовка обсадных труб под сварку.

Таблица VIII.33

Диаметр трубы, мм	140		168			219			245			273		
Толщина стенки, мм	10	11	10	11	12	9	10	12	9	10	12	9	10	12
d_1 $^{+0,2}_{+0,4}$	123	121	152	150	148	205	203	199	230	228	224	259	257	253
d_2 $^{-0,2}_{-0,4}$	123	121	152	150	148	205	203	199	230	228	224	259	257	253

Таблица VIII.34

Показатели	ЭК-6/160	ЭК-7-8/180
Грузоподъемность, тс	160	180
Диаметр спускаемых обсадных колонн, мм	168	194, 219
Ход клина, мм		
клинья в нижнем положении	158	184, 209
клинья в верхнем положении	200	225, 250
Наибольший вес трубы, удерживаемой струбциной, кг	750	1100
Габаритные размеры, мм:		
высота	900—1035	1030—1165
ширина	810	940
Вес, кг	638	1133

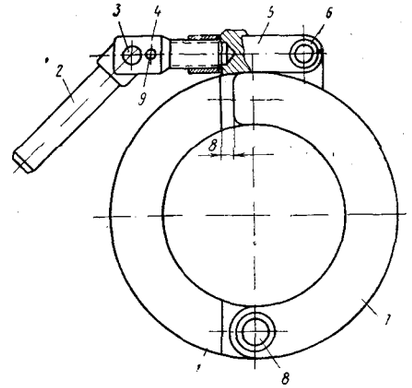


Рис. VIII.15. Шарнирный хомут.

1, 7 — полухомут; *2* — рукоятка; *3* — палец рукоятки; *4* — винт; *5* — замок; *6* — палец замка; *8* — палец хомута; *9* — стопер.

Над корпусом элеватора смонтировано и связано с ним посредством восьми подвижных серег фиксирующее устройство *4* в виде струбцины с плашками, необходимое для предварительного закрепления (фиксации) трубы при подъеме ее с мостков. После подъема трубы в вертикальное положение клинья опускаются в рабочее положение и обжимают трубу. В нижней части корпуса элеватора прикреплена центрирующая воронка *5* для свободного захода трубы в элеватор.

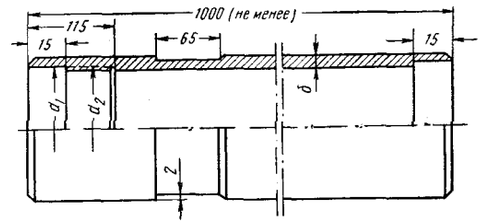


Рис. VIII.16. Обсадная труба под головку для промежуточной промывки.

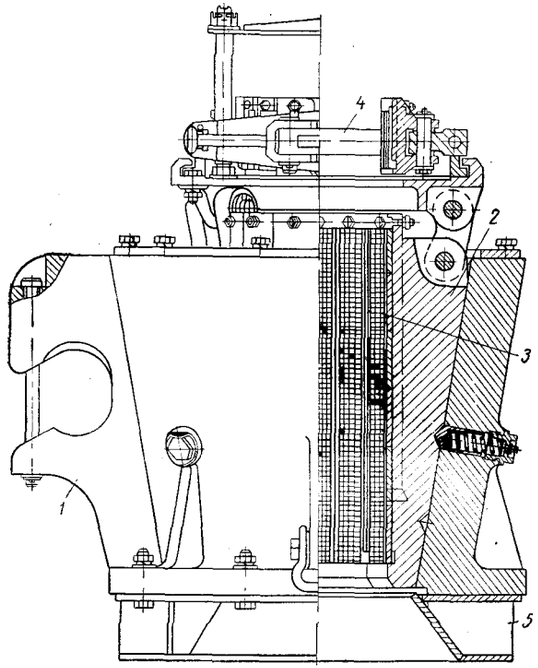


Рис. VIII.17. Клиновой элеватор.

1 — корпус; 2 — клинья; 3 — плашки; 4 — фиксирующее устройство; *5* — центрирующая воронка.

Процесс спуска обсадной колонны со сварными соединительными элементами в скважину осуществляется следующим образом. Верхняя труба спускаемой в скважину колонны закрепляется клиновым захватом ротора типа ПКР. После этого отключается фиксирующее устройство клинового элеватора и элеватор снимается с трубы. Специальным приспособлением клиновой элеватор устанавливают в положение, позволяющее свободно завести в него новую трубу, и закрепляют фиксирующим устройством.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Пивоваров И. Ф., Сароян А. Е. и др. Справочное руководство по нефтепромысловым трубам. М., «Недра», 1967.

Глава IX

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Бурильная колонна в процессе проводки скважины обеспечивает подвод энергии к долоту, подачу промывочной жидкости к забою скважины, осевое давление на долото частью своего веса, воспринимает реактивный момент забойного двигателя.

Бурильная колонна подвергается действию различных по характеру и величине усилий, к которым относятся как статические, так и динамические нагрузки.

При турбинном способе бурения в общем случае действуют:

осевое усилие растяжения от собственного веса колонны и перепада давления бурового раствора на турбобуре;

осевое усилие сжатия, создаваемое частью веса колонны;

реактивный момент турбины, а также момент, необходимый для периодического вращения колонны;

изгибающий момент, возникающий в результате работы в наклонных или искривленных скважинах;

гидравлическое давление бурового раствора;

колебания колонны, вызванные работой турбобура и зависящие от устойчивости режима работы забойного двигателя и степени уравновешенности его вращающихся частей;

колебания колонны под влиянием движения бурового раствора;

силы трения бурильной колонны о стенки скважины и обсадной колонны;

дополнительные осевые усилия, возникающие в процессе затяжки или прихвата колонны, инерционные силы при спуско-подъемных операциях;

динамические нагрузки при спуско-подъемных операциях.

При электробурении силы, действующие на бурильную колонну, в основном носят такой же характер, как и при турбинном способе бурения.

В процессе роторного бурения нагрузки и более многообразны и колонна подвергается воздействию дополнительных усилий:

изгибающего момента, возникающего в результате действия центробежных сил в процессе вращения колонны;

крутящего момента, необходимого для непрерывного вращения колонны с целью передачи энергии долоту для разрушения породы;

колебаний, связанных с вращением колонны и зависящих в значительной степени от уравновешенности бурильного вала, однородности разбуриваемых пород и других факторов.

Осевые усилия вызывают сжимающие и растягивающие напряжения. Наибольшие сжимающие напряжения действуют у забоя, наибольшие растягивающие — у устья.

Возникающие под действием крутящего момента касательные напряжения увеличиваются по длине колонны при ее вращении в направлении от забоя к устью скважины.

Изгиб колонны в процессе вращения носит переменный характер.

Важной особенностью работы бурильной колонны является то, что под действием нескольких нагрузок колонна в процессе работы теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия. Нарушение устойчивости может привести к новым формам

равновесия, либо к режиму движения колонны. В общем случае ось бурильной колонны в работе принимает форму пространственной спирально изогнутой кривой переменного шага (наименьший шаг спирали наблюдается у забоя, наибольший — у устья скважины).

Практически форма изгиба бурильной колонны в результате ее вращения не одинакова по всей длине колонны, а изменяется для различных ее участков в зависимости от скорости вращения, действующих сил и др.

По длине изогнутой вращающейся колонны могут наблюдаться участки, вращение которых происходит вокруг оси скважины, в то время как на других участках колонна вращается вокруг собственной оси.

В процессе работы бурильной колонны при определенных условиях возможно совпадение собственных колебаний колонны с частотой колебаний возмущающих сил, зависимых от типа долота, числа оборотов колонны и других факторов. Характер нагрузок, действующих на бурильную колонну, изменяется по всей ее длине, однако если у устья обычно преобладает влияние постоянных нагрузок, то по мере приближения к забою преимущественное влияние оказывают переменные нагрузки.

Устойчивость бурильной колонны

На устойчивость прямолинейной формы колонны влияют осевые, центробежные, гидравлические силы и крутящий момент. Критическая нагрузка под действием осевых сжимающих сил определяется из рассмотрения колонны как растянуто — сжатой системы, находящейся под действием собственного веса. Величина критической силы определяется из выражения

$$P = A\sqrt[3]{EIq^2}, \qquad (IX.1)$$

где q — вес единицы длины колонны.

Для колонны длиной более $8{,}8\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}$ с опертым нижним концом $A = 1{,}94$, а для колонны с защемленным нижним концом и длиной более $10{,}3\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}$ $A = 3{,}41$. Длина бурильных колонн обычно больше указанных. Изгиб в основном происходит в нижней части колонны и на изогнутой длине будут как растянутый, так и сжатый участки. Длина сжатой части

$$l = P/q = A\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}.$$

Увеличение нагрузки на долото свыше критической вызывает искривление вышележащих участков колонны. Так, например, при длине сжатой части $l = 4{,}22\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}$ образуется вторая изогнутая полуволна, расположенная над первой. Для нижней полуволны над долотом увеличивается участок контакта со скважиной, а также усилие, прижимающее полуволну к стенкам скважины.

Нагрузку на полуволну в радиальном направлении приближенно можно определить по формуле

$$R = \frac{4\left(P + \frac{ql}{2}\right)f}{l - \frac{2}{n}\operatorname{tg} n\frac{l}{2}}, \qquad (IX.2)$$

где

$$n = \sqrt{\frac{P + \frac{ql}{2}}{EI}}, \quad f = \frac{D_{скв} - d_{тр}}{2};$$

P — сжимающая нагрузка на рассматриваемую полуволну от веса вышерасположенной части колонны; l — длина полуволны, которая может приниматься равной критической длине для стержня с опертыми концами, т. е. $2{,}65\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}$. Если нагрузка

$$P \geqslant \frac{4\pi^2 EI}{l} - \frac{ql}{2},$$

$$R = \frac{4\left(P + \frac{ql}{2}\right)f}{l}.$$

Для бурильных свечей, устанавливаемых в буровой, критическая длина определится из условия, когда вся свеча сжимается собственным весом.

$$l_{пр} = 2{,}65\sqrt[3]{\frac{EI}{q}}.$$

В общем случае, при достижении критической нагрузки, низ колонны, искривляясь, может получить форму пространственной спирали. Шаг спирали определяется по формуле Лубинского [6]

$$h = 2\pi\sqrt{\frac{2EI}{P}}, \qquad (IX.3)$$

где P — осевая нагрузка от веса колонны.

В табл. IX.1 приводятся примерные значения весов тяжелого низа, при которых происходит нарушение прямолинейной формы равновесия

Таблица IX.1

Критическая нагрузка, тс	Диаметр УБТ, мм		
	146	178	203
$P'_Д$	4,3	7,8	10,5
$P''_Д$	10,6	19,5	26,5
$P'''_Д$	36	66	90

При $P'_Д$ произойдет искривление УБТ, при $P''_Д$ (в случае плоского изгиба) будет наблюдаться увеличение участка прилегания трубы к скважине и только при $P'''_Д$ возможно изменение формы равновесия с образованием полуволн меньшей длины. Крутящий момент при определенных условиях приводит к потере устойчивости. При совместном действии крутящего момента и сжимающей нагрузки критическая длина колонны и критическое значение момента определяются из выражения

$$\left(\frac{M}{2EI}\right)^2+\frac{ql}{2EI}=\frac{\pi^2}{l^2}. \qquad (IX.4)$$

Для растянутой части колонны критическое значение крутящего момента будет

$$M=\sqrt{\frac{4\pi^2}{l^2}(EI)^2+2qlEI}. \qquad (IX.5)$$

Как показывают расчеты, крутящие моменты в бурении значительно ниже, чем по формуле (IX.5), поэтому при бурении забойными двигателями, когда отсутствует вращение, бурильная колонна в растянутой части сохранит прямолинейную форму. На устойчивость колонны влияют также скорость и давление бурового раствора.

Для колонны в процессе бурения критическая скорость движения раствора определится по формуле

$$\frac{\gamma_ж}{g}(F_1v_1^2+F_2v_2^2)=\frac{EI\pi^2}{l^2}\mp 0{,}5ql, \qquad (IX.6)$$

где F_1, F_2 — площади канала трубы и кольцевого пространства; v_1, v_2 — скорости движения раствора.

Если $v_1 = v_2 = v$, то

$$v_{кр}=\sqrt{\frac{q}{2\gamma_ж F}\left(\frac{EI\pi^2}{l^2}\pm 0{,}5ql\right)}, \qquad (IX.7)$$

где знак плюс соответствует растянутому участку колонны, минус — сжатому.

Расчеты показывают, что критические скорости движения раствора, как правило, значительно превышают применяемые в настоящее время в бурении, поэтому потери устойчивости колонны наблюдаться не будет.

Внутреннее и наружное давления бурового раствора, циркулирующего в скважине, создают изгибающие моменты в поперечных сечениях колонны, которые могут вызвать ее искривление. Для колонны критический перепад давления на долоте будет

$$p_0=\frac{K\sqrt[3]{EI(q-q_ж-\Delta_т F_в-\Delta_к F_н)}}{F_0}, \qquad (IX.8)$$

где q — вес единицы длины труб на воздухе; $q_ж$ — вес жидкости в объеме труб; $\Delta_т$, $\Delta_к$ — потери давления в трубах и кольцевом пространстве на единице длины колонны; $F_в$, $F_н$ — площади сечений трубы по внутреннему и наружному диаметрам; F_0 — площадь проходного отверстия в долоте $K = 1{,}94—3{,}1$.

Давление на устье, соответствующее критическому, равно

$$p=p_0+p_т+p_к+p_{тур},$$

где $p_т$, $p_к$, $p_{тур}$ — потери давления в трубах, кольцевом пространстве и турбобуре.

Расчеты показывают, что искривление в нижней части колонны возможно для малых диаметров труб при значительном расходе жидкости.

Если бурильная колонна спускается в скважину с обратным клапаном, то критическая длина определится из условия

$$l=1{,}98\sqrt{\frac{EI}{q_н-q-q_в}}, \qquad (IX.9)$$

где $q_в$ — вес единицы длины жидкости внутри труб; $q_н$ — вес единицы длины жидкости, вытесненной трубой.

Для незаполненной колонны $q_в = 0$. Искривление возможно при $q_н - q - q_в > 0$.

Вращение бурильной колонны в результате воздействия центробежных сил вызывает потерю устойчивости прямолинейной формы равновесия.

Критическое значение скорости вращения при холостом вращении колонны получим по формуле:

$$n=\frac{30}{\pi}\sqrt{\frac{g}{l}\left(\frac{EIm^4\pi^4}{32ql^3}+\frac{Pm^2\pi^2}{8ql}+\frac{0{,}25m^2\pi^2-1}{4}\right)\frac{\pi m}{1{,}5\pi m-4}}, \qquad (IX.10)$$

где l — длина колонны; P — концевая растягивающая сила; m — порядок искривления (1, 3, 5....); с увеличением m увеличивается число полуволн.

Для колонны, вращающейся в процессе бурения, критическая скорость вращения будет

$$n=30m\sqrt{\frac{g}{l}\left(\frac{EIm^2\pi^2}{ql^3}\pm\frac{P}{ql}\pm 0{,}5\right)}. \qquad (IX.11)$$

В формуле (IX.11) знак плюс принадлежит растянутой части колонны, минус — сжатой.

Для длинных валов, какими являются бурильные колонны, при малых m первым членом в подкоренном выражении можно пренебречь.

Значения $m = 1, 2, 3.....$

Рассмотрение совместного влияния сжимающей нагрузки, центробежных сил и крутящего момента на устойчивость колонны показало, что крутящий момент оказывает небольшое влияние на критическую скорость вращения.

Для расчета бурильной колонны необходимо знать величину искривления колонны в процессе вращения. Величина эта обычно определяется длиной полуволны. Средняя длина полуволны для колонны равна $L=\frac{l}{m}$. Длина L в основном определяется центробежными силами и собственным весом колонны. Поэтому по мере приближения к устью длина полуволны увеличивается.

Для определения L используют формулу Г. М. Саркисова

$$h=\frac{10}{\omega}\sqrt{0{,}5z+\sqrt{0{,}25z^2+\frac{EI\omega^2}{10^7 q}}}, \text{ м}, \qquad (IX.12)$$

где I — момент инерции сечения трубы в см; q — вес 1 см трубы в кг; ω — угловая скорость вращения в 1/с; z — в м, E — в кгс/см^2; z — координата того места колонны, где определяется длина полуволны (для растянутой части z положительно, для сжатой — отрицательно). Кроме указанных сил, на длину полуволны оказывает влияние скорость и давление бурового раствора.

С учетом этих сил длина L — определяется по формуле

$$L=\frac{1}{\omega}\sqrt{0{,}5A+\sqrt{0{,}25A^2+\frac{EI\omega^2}{10^3 q}}}, \text{ м}, \qquad (IX.13)$$

где

$$A=0{,}5\left\{100z-\frac{\gamma_ж}{10^2 q}(F_1v_1^2+F_2v_2^2)-\frac{p_0F_0}{q}-\left[\left(\frac{\gamma_ж}{10}+\frac{p_к}{l}\right)F_н-\left(\frac{\gamma_ж}{10}-\frac{p_т}{l}\right)F_в\right]\frac{(l_0+z)}{q};\right.$$

F_2 — площадь кольцевого канала между скважиной и трубой в см^2, F_1 — площадь проходного канала трубы в см^2; $F_н$, $F_в$ — площадь по наружному и внутреннему диаметру трубы в см^2; p_0 — перепад давления на долоте в кгс/см^2; F_0 — площадь отверстий долота в см^2; $p_к$ — потери давления в бурильной колонне в затрубном пространстве в кгс/см^2; $p_т$ — потери давления в трубах; l — длина колонны в м; l_0 — длина сжатой части колонны в м; v_1, v_2 — в м/с.

Как видно из формулы, скорость движения и давление раствора уменьшают длину полуволны. При $v_1 = v_2 = p_0 = p_к = p_т = \gamma_ж = 0$ формула (IX.13) переходит в формулу (IX.12).

Усилия и напряжения в бурильной колонне

Наибольшие статические растягивающие напряжения будут у устья скважины.

С достаточной для практики точностью для вертикальных скважин напряжения можно определить:

а) для колонны в подвешенном состоянии при отсутствии движения жидкости по формуле

$$\sigma_р=\frac{[(l-l_0)q+l_0q_0+G]\left(1-\frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)}{F}; \qquad (IX.14)$$

б) для колонны в процессе движения бурового раствора по формуле

$$\sigma_р=[(l-l_0)q+l_0q_0+G]\left[1-\frac{1}{\gamma}\left(\gamma_ж+\Delta_к+\frac{(\Delta_г+\Delta_к)F_п}{F}\right)\right]+F_п p_п+\frac{(F_т-F_0)p_0}{F} \qquad (IX.15)$$

или приближенно после упрощений

$$\sigma_р=\frac{[(l-l_0)q+l_0q_0+G]\left(1-\frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)+F_п(p_п+p_0)}{F}, \qquad (IX.16)$$

где l — длина колонны; $q = q_1 + q_2 + q_3$, q_1 — вес единицы длины гладкой трубы; q_2 — вес высаженных концов, приведенный к единице длины трубы; q_3 —

вес бурильного замка, приведенный к единице длины; l_0 — длина тяжелого низа; q_0 — вес единицы длины тяжелого низа; $\Delta_т$, $\Delta_к$ — потери давления в трубах и кольцевом пространстве, приведенные к единице длины колонны; $F_п$ — площадь проходного канала трубы; $p_п$ — перепад давления на турбобуре; $F_т$ — площадь канала вала турбобура; F_0 — площадь отверстий долота; p_0 — перепад давления на долоте; G — вес турбобура и долота.

Примерно оценить напряжения можно по формуле

$$\sigma_р = K\frac{(\gamma-\gamma_ж)}{10}\,l,\ кгс/см^2. \qquad (IX.17)$$

где l — в м; γ, $\gamma_ж$ — в гс/см³; k — коэффициент, учитывающий влияние замков и высадки, для стальных труб примерно 1,15.

Для наклонной скважины

$$\sigma_р = \frac{\left[\sum_{i=1}^{n} Q_i\mu_i \sin\alpha_1 + \sum_{i=1}^{n} Q_i \cos\alpha_i + (l_0q_0+G)(\mu_к \sin\alpha_n + \cos\alpha_n)\right] \times\left(1-\frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) + F_п(p_п+p_0)}{F}, \qquad (IX.18)$$

где Q_i — вес i-того участка бурильной колонны; μ_i — коэффициент трения труб на i-том участке ($\mu_i \approx 0{,}15$—$0{,}3$); α_i — угол искривления скважины, соответствующий рассматриваемому участку; α_n, μ_n — соответственно угол искривления и коэффициент трения на последнем участке, на котором расположен бурильный инструмент (турбобур, долото, электробур).

Сжимающие напряжения определяются весом труб, передающих нагрузку на долото Q, и гидростатическим давлением на торцовую поверхность колонны

$$\sigma_р = \frac{Q+P}{F}.$$

Примерное значение

$$P \approx [(p_к+\gamma_ж l)F - p_0(F_п - F_0)],$$

где F — площадь сечения трубы. Если P принимает отрицательное значение, то гидростатическое давление не создает сжимающей нагрузки.

В процессе спуско-подъемных операций на колонну действуют динамические нагрузки.

При спуске колонны дополнительное динамическое напряжение при мгновенной остановке определится по формуле

$$\sigma_д = \frac{Ev}{a}, \qquad (IX.19)$$

где $a = \sqrt{\frac{Eq}{\gamma}}$ (скорость звука в металле), v — изменение скорости при спуске.

Если колонна спускается со скоростью v и ускорением w, то при остановке для периода $t = 0 \div \frac{l}{a}$ напряжение будет равно [4]

$$\sigma_д = \frac{Ev}{a} \pm \frac{wl}{a^2}\left(1-\frac{at}{l}\right). \qquad (IX.20)$$

В случае падения колонны с высоты h динамические напряжения определяются по формуле

$$\sigma = \frac{E\sqrt{2gh}}{a}. \qquad (IX.21)$$

При ударе колонны может возникнуть значительное напряжение, поэтому необходимо соблюдать осторожность при посадке колонны на ротор.

При подъеме колонны динамические напряжения можно определять по формуле Чурсанова [9]; для колонн длиной более 1000 м можно использовать формулу (IX.19).

С увеличением глубины скважин отношение динамической нагрузки к статической уменьшается.

Спуск и подъем труб в клиновом захвате приводит к дополнительным напряжениям в сечении трубы. Предельная нагрузка для бурильных труб определяется по формуле

$$Q = \frac{F\sigma_т}{1+\frac{d}{4l}\operatorname{tg}(\alpha+\varphi)}, \qquad (IX.22)$$

где l — длина клина; α — угол уклона клина (для уклона $^1/_6\alpha = 9°\,27'\,45''$), φ — угол трения на поверхности клина $f = 0{,}22$, $\operatorname{tg}(\alpha+\varphi) = 0{,}4$; d — диаметр трубы; F — площадь сечения трубы.

Формула применима при $\beta l \geqslant {}^3/_2\pi$, где $\beta = \frac{\sqrt[4]{3(1-\mu^2)}}{\sqrt{Sr}}$ (S — толщина стенки трубы, r — средний радиус), и при расстоянии между смежными клиньями 8—10 мм. Предполагается, что сила сцепления трубы с насечками клиньев достаточна, чтобы устранить проскальзывание колонны. Коэффициент запаса 1,15—1,2 (верхний предел для труб с $\sigma_т \geqslant 65$ кгс/мм²).

В табл. IX.2 приведены предельные веса бурильных колонн (в т), подсчитанные по формуле (IX.22).

Таблица IX.2

Допустимые веса бурильных колонн при использовании клинового захвата

Длина клина, мм	Группа прочности стали	Диаметр труб, мм: 89 — толщина стенки, мм: 7	9	11	114: 7	8	9	10	11	127: 7	8	9	10	140: 8	9	10	11
300	Д	59	74	88	73	83	93	102	112	80	91	102	112	99	111	122	134
	К	77	97	116	96	109	122	134	147	106	120	134	148	130	146	161	176
	Е	85	107	128	106	120	134	148	161	116	132	148	163	143	160	177	193
	Л	100	126	151	125	142	159	175	191	137	156	174	192	169	189	209	229
	М	116	146	174	144	164	183	202	220	158	180	201	222	195	218	241	264
400	Д	61	77	91	77	87	97	107	117	85	96	107	118	105	117	129	141
	К	80	101	120	101	114	128	141	153	111	126	141	156	138	154	170	186
	Е	88	111	132	111	126	140	155	169	122	139	155	171	151	169	187	204
	Л	104	131	156	131	148	166	183	199	144	164	183	202	179	200	221	241
	М	120	151	180	151	171	191	211	230	167	189	211	233	206	231	255	278

В процессе вращения в колонне возникают напряжения кручения, которые определяются по формуле

$$\tau = 71\,620\frac{N}{nW_{кр}},\ кгс/см^2, \qquad (IX.23)$$

где N — мощность, затрачиваемая на вращение колонны, в л. с., n — скорость вращения бурильной колонны в об/мин; $W_{кр}$ — полярный момент сопротивления в см³. Величина мощности будет

$$N = N_{х.\,в} + N_д,$$

где $N_{х.\,в}$ — мощность, затрачиваемая на холостое вращение; $N_д$ — мощность, затрачиваемая на преодоление сопротивления при работе долота.

Значение $N_{х.в}$ можно определить по формуле В. С. Федорова

$$N_{х.\,в} = c\gamma_ж d^2 l n^{1{,}7},\ кВт, \qquad (IX.24)$$

где $\gamma_ж$ — удельный вес бурового раствора в гс/см³; d — наружный диаметр бурильной трубы в м; l — длина бурильной колонны в м; n — скорость вращени колонны в об/мин; c — коэффициент, зависящий от искривления скважины (табл. IX.3).

В процессе вращения бурильной колонны, при бурении наклонных и искривленных участков, а также в результате потери прямолинейной формы равновесия трубы подвергаются изгибу. Изгибающие напряжения при искривлении колонны в процессе вращения обычно определяются по формуле

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI}{L^2 W} f, \qquad (IX.25)$$

где f — стрела прогиба колонны, $f = \frac{D_{скв}-d}{2}$; L — длина полуволны; W — осевой момент сопротивления.

Изгибающий момент в колонне при потере устойчивости от осевых сил собственного веса определяется по формуле [IX.2].

$$M = if\sqrt[3]{EIq^2}. \qquad (IX.26)$$

Для одной полуволны изгиба $i = 0{,}74$. При увеличении нагрузки, приводящей к образованию двух полуволн, $i = 1{,}84$

Таблица IX.3

Показатель	Угол искривления скважин, град: 3—5	6—9	10—12 до 16	18—25
c	от $22{,}6\cdot10^{-5}$ до $28{,}8\cdot10^{-5}$	от $30{,}8\cdot10^{-5}$ до $34{,}3\cdot10^{-5}$	от $35{,}2\cdot10^{-5}$ до $40{,}3\cdot10^{-5}$	от $41{,}5\cdot10^{-5}$ до $46{,}6\cdot10^{-5}$

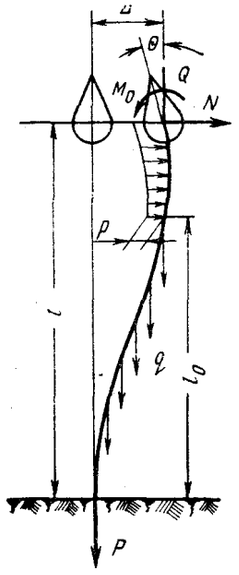


Рис. IX.1. Усилия, действующие на колонну при бурении с плавучих средств.

(изгибающий момент действует в первой полуволне). Приведенные величины моментов определены для плоского изгиба.

Для спирального изгиба с шагом $h = 2\pi\sqrt{\frac{EI}{P}}$ изгибающее напряжение определится по формуле [IX.6]

$$\sigma = \frac{Pf}{2W}.$$

В связи с освоением морских нефтяных и газовых месторождений широкое применение получило бурение с плавучих средств. В отличие от бурения со стационарных установок, бурение скважин с плавучих средств связано с перемещениями судна под влиянием ветра, течений и других факторов. В общем случае судно может получить линейное и угловое перемещение относительно оси скважины, что приводит к возникновению дополнительных изгибающих напряжений (рис. IX.1). Изгибающие моменты возникают в результате горизонтального смещения M_1, поворота (качки) судна M_2, а также воздействия морской среды на бурильную колонну M_3. Общая величина изгибающего момента будет

$$M = M_1 + M_2 + M_3.$$

Моменты M_1 и M_2 у устья (в начале колонны) определим по формулам:

$$M_1(x=l) = c(P+ql)\frac{\Delta}{t}\left\{ i_{2/3}(u) - i_{1/3}(v) \times \right.$$

$$\left. \times \left[F(u) + \frac{A(u)}{3u} \right] \frac{1}{A(v)} \right\}, \qquad \text{(IX.27)}$$

$$M_2(x=l) = -c\sqrt{(P+ql)\,EI}\,\frac{\theta}{m} \times$$

$$\left. \times \left\{ i_{2/3}(u) - i_{1/3}(v) \left[F(u) + \frac{A(u)}{3u} \right] \frac{1}{A(v)} \right\} \right. \qquad \text{(IX.28)}$$

Нагрузку от действия морской среды в общем случае можно представить в виде эпюры, имеющей форму трапеции. Поэтому момент M_3 будет суммой моментов от прямоугольной M_3' и треугольной M_3'' нагрузок

$$M_3'(x=l) = -2caEIl^2\left(1 + \frac{2l_0}{l-l_0}\right); \qquad \text{(IX.29)}$$

$$a = \frac{[10(l^3-l_0^3)l^2 + 7{,}5(l_n^2-2l)(l^4-l_0^4) + }{+6(l-2nl)(l^5-l_0^5) + 5n(l^6-l_0^6)]p}$$
$$\frac{30[(1+ln+0{,}43l^2n^2)\,0{,}8EIl^5 +}{+(1+ln+0{,}33l^2n^2)\,0{,}019Pl^7 +}$$
$$+(1+1{,}16ln+0{,}42l^2n^2)\,0{,}0095ql^8$$

$$M_3'(x=l) = -2cbEIT = -2cbEI \times$$
$$\times \frac{3l^5 - 5l^4l_0 - 5ll_0^4 - 237l_0^5}{2l^5 - 25l_0l^4 - 10l^2l_0^3 - 10ll_0^4 + 3l_0^5}; \qquad \text{(IX.30)}$$

$$b = \frac{[12(l^7-l_0^7)k + 14(l^6-l_0^6)(1-kl_0 -}{-2kl) + 16{,}8(l^5-l_0^5)(l^2k + 2kll_0 -}$$
$$\frac{-l_0-2l) + 21(l^4-l_0^4)(l^2+2ll_0 -}{-l^2l_0k) - 28(l^3-l_0^3)\,l^2l_0]\,p_0}$$
$$\frac{84[(1+lk+0{,}43l^2k^2)\,0{,}8EIl^5 +}{+(1+lk+0{,}33l^2k^2)\,0{,}019Pl^7 +}$$
$$+(1+1{,}16lk+0\ \ 2l^2k^2)\cdot 0{,}0095ql^8] \times$$
$$\times (l-l_0)$$

В приведенных выражениях

$$v = \frac{2}{3}\sqrt{\frac{q}{EI}\left(\frac{P}{q}\right)^3};$$

$$u = \frac{2}{3}\sqrt{\frac{q}{EI}\left(\frac{P}{q}+l\right)^3};$$

$i_{\frac{2}{3}}(u)$; $i_{\frac{2}{3}}(v)$; $i_{\frac{1}{3}}(u)$; $i_{\frac{1}{3}}(v)$; — функции Бесселя; Δ — смещение судна; θ — угол поворота судна.

Величины $A(v)$ и $A(u)$ определяются из $A(z)$, при z, соответственно равном v и u.

$$A(z) = z\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(3z)^{2n}}{\Pi[9(2n+1)^2-1]}.$$

Величины $F(v)$ и $F(u)$ определяются из $F(z)$ при z, соответственно равном v и u.

$$F(z) = \sum_{n=0}^{\infty}\frac{(2n+1)(3z)^{2n}}{\Pi[9(2n+1)^2-1]};$$

$$m = i_{\frac{1}{3}}(u) - \frac{A(u)}{A(v)}\,i_{\frac{1}{3}}(v);$$

$$t = B(v) - B(u) - \frac{\varepsilon(v)-\varepsilon(u)}{A(v)}\,i_{\frac{1}{3}}(v),$$

где $B(v)$, $B(u)$ определяются из $B(z)$ при z, соответственно равном v и u

$$B(z) = \frac{3\left(\frac{z}{2}\right)^{4/3}}{\Gamma\left(\frac{4}{3}\right)}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{3^n\left(\frac{z}{2}\right)^{2n}}{(3n+2)n!(3n+1)!}$$

а $\varepsilon(v)$ $\varepsilon(u)$ определяются из ε_z при z, соответственно равном v и u

$$\varepsilon(z) = \frac{z^2}{2}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(3z)^{2n}}{(n+1)\Pi[9(2n+1)^2-1]}.$$

Моменты M_1 и M_2 определены для обычно встречающихся на практике значений $v > 6$.

В формулах (IX.29) и (IX.30)

$$n = \frac{2l_0}{l(l-l_0)}, \qquad k = \frac{T-1}{l};$$

P — нагрузка на единицу длины колонны от равномерно распределенной прямоугольной эпюры, P_0 — наибольшее значение нагрузки от треугольной эпюры.

При небольшой глубине моря и значительной глубине скважины влиянием веса колонны, расположенной в воде, можно пренебречь. Для больших длин колонн суммарная величина изгибающего момента у устья будет

$$M(x=l) = c\sqrt{EIP}\left(\frac{\Delta}{l} + \theta + \frac{pl}{2P}\right), \qquad \text{(IX.31)}$$

а у дна

$$M(x=0) = \sqrt{EIP}\left(\frac{\Delta}{l} + \frac{c\theta}{l}\sqrt{\frac{EI}{P}} + \right.$$
$$\left. + \frac{pl}{2P}\right). \qquad \text{(IX.32)}$$

В зависимости от характера соединения верхнего конца колонны с судном (ротор, приводной вертлюг, ротор со сферической опорой) величина c может быть $0 < c < 1$.

Наибольшие статические напряжения в колонне будут

$$\sigma = \frac{P}{F} + \frac{M}{W}.$$

Прочность бурильного замка

Замковое соединение подвергается разнообразным статическим и динамическим нагрузкам. В результате осевых нагрузок и изгибающих моментов бурильный замок деформируется, что может уменьшить давление между торцом муфты и уступом ниппеля и вызвать раскрытие стыка. В связи с увеличением напряжений уменьшается усталостная прочность резьбового соединения и герметичность. Для обеспечения необходимой прочности и герметичности замка большое значение имеет величина крутящего момента затяжки соединения. Усилие затяжки из условия работы замкового соединения у устья скважины определяется по формуле

$$Q_1 = 1{,}1(2pF + \alpha_0 P), \qquad \text{(IX.33)}$$

где p — давление раствора; F — площадь опорного торца муфты; P — вес колонны; $\alpha_0 = \frac{F}{F_1+F}$ (F_1 — площадь сечения ниппеля по первому в сопряжении витку).

Усилие затяжки из условия работы в призабойной зоне будет

$$Q_2 = 0{,}75\pi(D^2-d^2)\left(\frac{\pi^2Ed}{2L^2}f + 2p\right), \qquad \text{(IX.34)}$$

где D — диаметр замка, d — диаметр расточки муфты у торца.

Момент затяжки будет

$$M = Q\left[\frac{d_c}{2}\operatorname{tg}(\gamma_c+\varphi) + \frac{\mu(D^3-d^3)}{D^2-d^2}\right], \qquad \text{(IX.35)}$$

где d_c, γ_c — соответственно диаметр и угол подъема резьбы для сечения, расположенного на расстоянии $^1/_3$ длины резьбы, считая от большего диаметра.

Допускаемая нагрузка на замок при усилии затяжки, принятом по формуле (IX.33), определяется по формуле

$$P = \frac{Q_н - 2{,}2pFn}{n(1+0{,}1\alpha_0)}, \qquad \text{(IX.36)}$$

где n — коэффициент запаса; $Q_н$ — растягивающая нагрузка, создающая в ниппеле замка напряжение, равное пределу текучести. В табл. IX.4 даны допускаемые веса колонн и рекомендуемые моменты затяжки для бурильных замков при $P = 150$ кгс/см², $\sigma_т = 58$ кгс/мм² и $n = 1{,}5$. Моменты под-

Таблица IX.4

Показатели	Типоразмер замкового соединения			
	ЗН 108	ЗШ 146	ЗШ 178	ЗШ 203
P, тс	118	138	206	219
Q_1, тс	63	92	141,5	157
M, кгс · м	630	1250	2400	3050

считаны для усилия затяжки, определенного по формуле (IX.33).

Осевые нагрузки при затяжке соединения воспринимаются замковой резьбой и торцом детали.

Распределение нагрузки по виткам замковой резьбы при затяжке с учетом продольных и поперечных деформаций определяется из решения системы уравнения для $n = 17$ витков резьбы

$$P_{16}\Delta_{16} - P_{17}\Delta_{17} = P_{17}\lambda_{16},$$

$$P_{15}\Delta_{15} - P_{16}\Delta_{16} = (P_{17} + P_{16})\lambda_{15}, \qquad \text{(IX.37)}$$

$$\cdots\cdots\cdots\cdots$$

$$P_1\Delta_1 - P_2\Delta_2 = (P_{17} + \ldots\ldots + P_2)\lambda_1,$$

$$P_1 + P_2 + \ldots\ldots + P_{17} = Q.$$

$$\Delta_i = \frac{l}{GF_i} + \frac{l}{GF_i'} + \frac{d_{cp\,i}\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha}{2} - \varphi\right)\operatorname{tg}\frac{\alpha}{2}}{4\pi ES} \times \frac{k_н a_i + k_м b_i}{a_i b_i}$$

при $<(1 \leqslant i \leqslant 17)$

$$\lambda_i = \frac{S}{Ew_i} + \frac{S}{Ew_i'} \text{ при } (1 \leqslant i \leqslant 16),$$

где l — высота витка от впадины до линии среднего диаметра; F_i, F_i' — площади сечений рассматриваемых витков резьбы ниппеля и муфты, проходящих по середине высоты l; w_i, w_i' — площади сечений тела ниппеля и муфты в плоскости рассматриваемого витка; $d_{cp.\,i}$ — средний диаметр витков; S — шаг резьбы; α — угол профиля витка; φ — угол трения; a_i, b_i — толщины стенок под резьбой соответственно муфты и ниппеля; $k_н$, $k_м$ — коэффициенты, характеризующие неравномерность поперечных деформаций по длине резьбы. В случае затяжки можно принять для ниппеля $k_н = 0{,}5 + 0{,}65\left(1 - \frac{1}{i}\right)^3$; для витков муфты 1—8 $k_м = 0{,}5 + 0{,}65\left(1 - \frac{1}{i}\right)^3$; для витков муфты 9—17 $k_м = 0{,}5 + 0{,}65\left(1 - \frac{1}{n+1-i}\right)^3$, где ($n$ — общее число витков). В табл. IX.5 приводится распределение нагрузки для замка ЭШ178.

Пример. Определить момент затяжки для УБТ диаметром 219 мм длиной 55 м при скорости вращения 120 об/мин. Перепад давления бурового раствора 50 кгс/см², долото диаметром 295 мм.

Подставив необходимые величины ($z = -50$ м, $\omega = 4\pi$, $q = 2{,}05$ кгс/см, $I = 10\,460$ см⁴) в формулу (IX.12), получим

$$L = \frac{10}{4\pi}\sqrt{-0{,}5 \cdot 50 + \cdots + \sqrt{(0{,}5 \cdot 50)^2 + \frac{0{,}2\,(4\pi)^2\,10460}{2{,}05}}} = 15{,}5 \text{ м},$$

$$f = \frac{1{,}1 \cdot 29{,}5 - 21{,}9}{2} = 5{,}03 \text{ см}.$$

На УБТ диаметром 219 мм может быть нарезана замковая резьба З-171.

Для резьбы З-171 усилие затяжки будет

$$Q = 0{,}75\pi\,(21{,}9^2 - 17{,}4^2) \times \left(1000\,\frac{5{,}03 \cdot 21{,}9}{15{,}5^2} + 2 \cdot 50\right) = 232000 \text{ кгс}.$$

Момент затяжки по формуле (IX.35) будет

$$M = Q\left[\frac{15{,}6}{2}\operatorname{tg}(45'' + 7°) + \frac{0{,}1\,(21{,}9^3 - 17{,}4^2)}{3\,(21{,}9^2 - 17{,}4^2)}\right] = 458000 \text{ кгс} \cdot \text{см}.$$

Таблица IX.5

Номер витка	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\frac{P_i}{Q}$	0,236	0,171	0,122	0,092	0,072	0,058	0,047	0,038	0,031
Номер витка	10	11	12	13	14	15	16	17	
$\frac{P_i}{Q}$	0,026	0,022	0,019	0,016	0,014	0,013	0,012	0,011	

Как следует из полученных данных, применение УБТ больших диаметров требует значительного увеличения момента затяжки. Недокрепление соединения может привести к раскрытию стыка с последующим сломом и размывом резьбового соединения.

Методика расчета бурильных колонн

Расчет колонн при бурении забойными двигателями

С целью упрощения расчета бурильных колонн касательными напряжениями ввиду их малости можно пренебречь.

Одноразмерная колонна. Допустимая глубина спуска вертикальной колонны l, составленной из труб одного размера, толщин стенок и материала, определяется по формуле

$$l = \frac{Q_р - (l_0 q_0 + G)\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) - F_п\,(p_п + p_0)}{q\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)} + l_0, \qquad \text{(IX.38)}$$

где $Q_р$ — допускаемая нагрузка на растяжение, которая для тела трубы будет

$$Q_р = F\,[\sigma].$$

Для двухсекционной колонны, составленной из труб разных толщин стенок или разных групп прочности, длина первой (нижней) колонны будет

$$l_1 = \frac{Q_р' - (l_0 q_0 + G)\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) - F_п\,(p_п + p_0)}{q_I\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)} + l_0; \qquad \text{(IX.39)}$$

длина верхней секции

$$l_2 = \frac{Q_р'' - Q_р'}{q_{II}\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)}; \qquad \text{(IX.40)}$$

общая длина колонны

$$l = l_1 + l_2,$$

где q_I, q_{II} — вес 1 м бурильных труб первой и второй секции с учетом веса замков и высадки концов труб; $Q_р'$, $Q_р''$ — допускаемая нагрузка на растяжение для труб первой и второй секций.

Справочные данные к расчетам бурильных колонн приводятся в приложении 1.

Коэффициент запаса прочности принимается 1,3, для осложненных условий бурения до 1,4 без учета потерь веса в растворе.

Расчет колонны при роторном способе бурения

Методика расчета колонны предусматривает раздельный расчет труб на статическую прочность и на выносливость.

Расчет на статическую прочность. Наибольшие статические нагрузки действуют у устья скважины. Участок колонны, расположенный у устья, рассчитывается исходя из одновременного воздействия наибольших нормальных и касательных напряжений.

Условие прочности для труб, расположенных в верхней части колонны, определяется из выражения:

$$\sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} \leqslant [\sigma], \qquad \text{(IX.41)}$$

где σ — растягивающее напряжение, определяемое по формулам (IX.14)—(IX.16), τ — касательное напряжение, определяемое по формуле (IX.23); $[\sigma]$ — допускаемое напряжение.

Для одноразмерной колонны выражение (IX.41) примет вид

$$\sqrt{\left\{\frac{[(l - l_0)\,q + l_0 q_0] \times \left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) + F_п p_0}{F}\right\}^2 + \cdots + 4\left(\frac{M_{кр}}{W_{кр}}\right)^2} \leqslant [\sigma]. \qquad \text{(IX.42)}$$

Влиянием веса долота можно пренебречь. В случае применения гидромониторных долот p_0 достигает значительных величин и в расчете это необходимо учитывать.

Для нижней секции двухразмерной колонны условие прочности определяется по формуле (IX.42); для верхней секции должно иметь место условие

$$\sqrt{\left\{\frac{[(l_1 - l_0)\,q_I + q_0 l_0 + l_2 q_{II}] \times \left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) + F_п p_0}{F}\right\}^2 + \cdots + 4\left(\frac{M''_{кр}}{W''_{кр}}\right)^2} \leqslant [\sigma], \qquad \text{(IX.43)}$$

где l_1 — длина нижней секции; l_2 — длина верхней секции.

Коэффициент запаса прочности принимается 1,4, для осложненных условий бурения до 1,5 без учета потерь веса в жидкости.

Таблица IX.6

Вид деформации	ψ при $\sigma_в$ кгс/мм²			
	50–70	70–100	100–120	120–140
Изгиб и растяжение ψ_σ	0,08	0,15	0,3	0,35
Кручение ψ_τ	0,04	0,08	0,15	0,2

Расчет на выносливость. Если колонна вращается вокруг собственной оси, то напряжение будет знакопеременным.

Если вращение происходит вокруг оси, совпадающей с осью скважины, изгибающие напряжения, возникающие из-за потери устойчивости колонны при вращении, будут постоянными. Однако при эксцентричном расположении оси колонны по отношению к оси скважины величина прогиба колонны за время одного оборота может изменяться, и изгибающие напряжения будут иметь как постоянную, так и переменную составляющие. В общем случае в любом сечении колонны в основном будут действовать постоянные напряжения растяжения (сжатия) и изгиба, а также переменные изгибающие напряжения.

Коэффициент запаса с учетом указанных напряжений будет

$$n=\frac{(\sigma_{-1})_\partial-(\psi_\sigma)_\partial\sigma_м}{\sigma_a+(\psi_\sigma)_\partial\sigma_m}, \quad (IX.44)$$

где $(\sigma_{-1})_\partial$ — предел усталости трубы при симметричном цикле; $\sigma_м$ — растягивающие (или сжимающие) напряжение от собственного веса; σ_a — знакопеременное напряжение изгиба; σ_m — постоянное напряжение изгиба.

Для вертикального участка при вращении вокруг оси скважины будет

$$\sigma_a=\frac{\pi^2EJf}{2L^2W}; \qquad \sigma_m=\frac{\pi^2EJf}{L^2W}$$

(величины f и W изменяются в зависимости от того, определяется σ_a и σ_m для тела трубы или резьбового соединения).

Величина $(\psi_\sigma)_\partial=\frac{\psi_\sigma}{(k_\sigma)_\partial}$, где $(k_\sigma)_\partial$ — коэффициент концентрации трубы, а ψ_σ определяется из табл. IX.6.

При вращении вокруг собственной оси колонны напряжение изгиба будет

$$\sigma_a=\frac{if}{W}\sqrt[3]{EJq^2}$$ см. формулу (IX.26)

Для участка низа колонны, расположенного в зоне перехода от сжимающих к растягивающим, $\sigma_m = 0$

$$n=\frac{(\sigma_{-1})_\partial}{\sigma_a+(\psi_\sigma)_\partial\sigma_m}. \quad (IX.45)$$

Если в зоне перехода колонна вращается вокруг собственной оси, то $\sigma_m = 0$

$$n=\frac{(\sigma_{-1})_\partial}{\sigma_a}. \quad (IX.46)$$

Когда колонна, растянутая осевыми силами, вращается на наклонном или изогнутом участке скважины, $\sigma_m = 0$

$$n=\frac{(\sigma_{-1})_\partial-(\psi_\sigma)_\partial\sigma_м}{\sigma_a},$$

где $$\sigma_a=\frac{dE}{2\rho};$$

ρ — радиус искривления скважины.

Для касательных напряжений

$$n=\frac{(\tau_{-1})_\partial-(\psi_\tau)_\partial\tau_м}{\sigma_a}. \quad (IX.47)$$

Коэффициент запаса прочности при расчете на переменную нагрузку $n \geqslant 2$.

Рассмотренная методика относится к установившемуся режиму работы колонны, т. е. при неизменных скоростях вращения. Если при бурении одним размером колонны изменяются скорости вращения, то расчет ведется по эквивалентному напряжению σ_a [9]. В табл. IX.7 приводятся значения предела выносливости $(\sigma_{-1})_\partial$ различных типоразмеров бурильных труб по данным натурных испытаний.

Примеры.

I. Рассчитать бурильную колонну для турбинного способа бурения. Данные для расчета:

Глубина скважины l, м	3300
Диаметр долота, мм	269
Вес турбобура G, кг	3000
Перепад давления в турбобуре и долоте p_0, кгс/см²	80
Утяжеленные трубы	
длина l_0, м	50
диаметр, мм	203

Примем бурильную колонну одноразмерной, состоящей из труб 146 × 8 мм группы прочности Д.

Расчет произведен без учета потерь веса в жидкости при коэффициенте запаса 1,3.

Таблица IX.7

Типоразмер соединения или трубы	Диаметр бурильной трубы, мм	Группа прочности или марка стали	Предел текучести $\sigma_т$ не менее, кгс/мм	Предел усталости (в атмосфере) $(\sigma_{-1})_\partial$, кгс/мм²	$(k_\sigma)_\partial$
Стандартное резьбовое соединение бурильных труб (ГОСТ 631–63)	114	36Г2С	50	5	7,8
То же	140	Д	38	9	3,5
»	140	36Г2С	50	6	6,5
»	140	38ХНМ	55	8,5	4,4
»	140	Л	65	3	–
»	140	35ХГ2СВ	65	3,5	–
Стыкосварное соединение труб ТБПВ (с приваренными концами)	114	К	50	9	–
То же	146	Д	38	10	–
Стыкосварные геологоразведочные	60	Д	38	10	
Гладкая труба	60	Д	38	12	2,6
То же	140	36Г2С	50	11,5	3,4
»	146	Д	38	12	2,6
Трубы с блокирующим пояском	114	36Г2С	50	7,5	5,2
То же	89	36Г2С	50	7,5	5,2
Трубы из алюминиевых сплавов	146	Д16	33	3	5,4

Длина колонны по формуле (IX.38)

$$l=\frac{Q_р-(l_0q_0+G)-F_п(p_п+p_0)}{q}+l_0,$$

$$Q_р=F\frac{\sigma_т}{n}=34{,}7\cdot\frac{3800}{1{,}3}=101\,500 \text{ кгс}.$$

Тогда

$$l=\frac{101\cdot500-50\cdot190-3000-133\cdot80}{31{,}4}+$$

$$+50=2540 \text{ м},$$

что не удовлетворяет.

Если взять трубы группы прочности К ($\sigma_т \geqslant$ $\geqslant 50$ кгс/см²), то $l = 3570$ м, что допустимо.

II. Произвести расчет бурильных труб при роторном способе бурения скважины глубиной 3000 м.

Данные для расчета:

Глубина скважины l, м	3000
Нагрузка на долото $P_д$, тс	9
Долото трехшарошечное диаметром, мм . .	214
Скорость вращения стола ротора n, об/мин	90
Утяжеленные трубы диаметром, мм	146

Скважина вертикальная, бурение в неосложненных условиях.

Для бурения используем трубы 114 × 10 мм из стали 36Г2С ($\sigma_т \geqslant 50$ кгс/мм²).

Расчет на статическую прочность. Определим длину тяжелого низа, составленного из 146-мм утяжеленных труб по формуле

$$l_0=\frac{1{,}2P_д}{q}=\frac{10800}{97}=110 \text{ м}.$$

Так как длина l_0 больше критической (см. табл. IX.1), то рекомендуется устанавливать пять квадратных центраторов на длине 90 м.

Мощность, затрачиваемую на холостое вращение, определим по формуле Федорова (IX.24)

$$N_{х.в}=25{,}7\cdot10^{-5}\cdot1{,}25\cdot0{,}114^2\cdot3500\cdot90^{1.7}=$$

$$=30{,}6 \text{ кВт}.$$

Мощность, расходуемая на разрушение породы, $N_д = 18$ кВт.

Тогда касательное напряжение будет

$$\tau=71620\,\frac{1{,}36\cdot48{,}6}{90\cdot158}=334 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности труб, расположенных у устья, определяется по формуле (IX.42).

$$n=\frac{5000}{\sqrt{\left\{\frac{[(3000-110)\cdot28{,}5+110\cdot97]}{32{,}8}\right\}^2+4\cdot334^2}}=$$

$$=1{,}65,$$

что достаточно.

Расчет на выносливость. Расчет ведется для нижней части колонны при установившемся режиме.

Рассмотрим сечение трубы, расположенное над тяжелым низом. Так как можно считать, что осевые нагрузки на это сечение не действуют, то L определим по формуле (IX.12), приняв $z = 0$, т. е.

$$L=\frac{10}{\omega}\sqrt[4]{\frac{0{,}2J\omega^2}{q}}=$$

$$=\frac{10}{3\pi}\sqrt[4]{\frac{0{,}2\cdot450\cdot9\pi^2}{0{,}285}}=13{,}7 \text{ м}.$$

Полученная длина близка к длине трубы, поэтому с учетом влияния замков длину L примем равной длине трубы 12 м.

Так как стрела прогиба труб

$$f_1=\frac{1{,}1D_д-d_{зам}}{2}=\frac{1{,}1\cdot21{,}4-14{,}6}{2}=4{,}5 \text{ см}$$

то изгибающее переменное напряжение определится из выражения для σ_a, которое для стальных труб будет

$$\sigma_a=\frac{\pi^2f_1JE}{2L^2W}=\frac{\pi^2\cdot4{,}5\cdot450\cdot2\cdot10^8}{2\cdot12^2\cdot106}=$$

$$=133 \text{ кгс/см}^2$$

и

$$n=\frac{(\sigma_{-1})_\partial}{\sigma_a+(\psi_\sigma)_\partial\sigma_m}=\frac{500}{133+0{,}08\cdot266}\approx$$

$$\approx 3{,}2,$$

что достаточно.

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Нагрузки, действующие на колонну обсадных труб

Нагрузки, действующие при спуске колонны

Нагрузки, действующие на колонну при ее спуске в скважину, определяются собственным весом колонны, инерционными силами, сопротивлением среды и искривлением скважины.

Собственный вес. Собственный вес колонны является основной статической нагрузкой, определяющей величину растягивающего напряжения. Обычно в расчетах обсадных колонн вес принимается без учета потерь в буровом растворе.

С учетом потерь в буровом растворе вес колонны равен

$$Q = Q_0 \times$$

$$\times\left[1 - \frac{Fl\gamma_ж + F_0 l_1 \gamma_ж - F_0\gamma_0 (l_1 - l_0)}{Fl\gamma}\right], \quad \text{(IX.48)}$$

где Q_0 — вес колонны в воздухе; F — площадь сечения трубы; $F_0 = \frac{\pi d^2}{4}$; d — внутренний диаметр колонны; l — длина колонны; $\gamma_ж$ — удельный вес раствора за колонной; γ_0 — удельный вес раствора в колонне; $\gamma_ж$ — удельный вес материала обсадной трубы; l_1 — расстояние от устья до обратного клапана; l_0 — расстояние от устья до уровня раствора в колонне.

В обычных условиях $l_1 \approx l$ и $\gamma = \gamma_ж$, тогда

$$Q = Q_0\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right) - F_0\gamma_ж l_0. \quad \text{(IX.49)}$$

При полном заполнении колонны

$$Q = Q_0\left(1 - \frac{\gamma_ж}{\gamma}\right). \quad \text{(IX.50)}$$

Собственный вес колонны в воздухе является расчетной величиной, используется для определения допустимой нагрузки на резьбовое соединение труб и на трубы при спуске их в клиновом захвате.

Осевая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы под резьбой доходят до предела текучести, определяется по формуле Ф. И. Яковлева.

$$P_{стр} = \frac{\pi D b \sigma_т}{1 + \frac{D}{2l}\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad \text{(IX.51)}$$

где D — средний диаметр резьбы в плоскости первого полного витка, находящегося в сопряжении (в расчетах первый полный виток относят к основной плоскости резьбы); b — толщина тела трубы под резьбой в основной плоскости; l — длина резьбы до основной плоскости; α — угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы; φ — угол трения для резьбы, принимается 18°; $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы.

Формула Ф. И. Яковлева выведена из условия, что в основной плоскости действует вся осевая и радиальная нагрузки.

Из-за жесткости тела трубы тангенциальные напряжения, возникающие в трубе, не соответствуют полной радиальной нагрузке. С другой стороны фактический угол трения меньше 18° и его следует принимать 9°.

С учетом разгрузки напряжений в тангенциальном направлении, полученной П. П. Шумиловым, и фактического угла трения страгивающую нагрузку можно определять по формуле Яковлева — Шумилова

$$P'_{стр} = \frac{\pi D b \sigma_т}{1 + \eta\frac{D}{2l}\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad \text{(IX.52)}$$

где η — коэффициент разгрузки, равный $\frac{b}{\delta + b}$; δ — номинальная толщина стенки; φ — угол трения, равный 9°.

При использовании клинового захвата помимо осевых растягивающих нагрузок трубы подвергаются также радиальным сжимающим нагрузкам, возникающим из-за наличия угла уклона клина.

Радиальные нагрузки вызывают сжимающие напряжения в круговом тангенциальном направлении и изгибающие напряжения в осевом направлении.

Совместное рассмотрение растягивающих напряжений в осевом направлении (от сил веса и изгибающих моментов) и сжимающих в круговом направлении позволяет определить осевую нагрузку (вес колонны), при которой напряжения в трубе достигнут предела текучести

$$Q' = \frac{F\sigma_т}{1 + \frac{D}{4l}\operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}, \quad \text{(IX.53)}$$

где $\sigma_т$ — предел текучести материала трубы; F — площадь сечения трубы; σ — толщина стенки трубы; l — длина клина; α — угол уклона клина, φ — угол трения на поверхности клина.

Формула применима при

$$\beta l \geqslant \frac{3}{2}\pi, \qquad \beta = \frac{\sqrt[4]{3(1-\mu^2)}}{\sqrt{\sigma R}},$$

где R — средний радиус трубы; μ — коэффициент Пуассона.

Величины нагрузок, подсчитанные по формуле (IX.53), приведены в табл. IX.8. В расчетах принимали $\alpha = 9°\,27'\,45''$ (угол 1 : 6) и $\operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = 0{,}4$.

Рекомендуемый коэффициент запаса в зависимости от качества материала и размера труб принимается 1,15—1,2. Меньшее значение рекомендуется для труб с большой толщиной стенки и низкой группы прочности.

Инерционные нагрузки. Инерционные нагрузки возникают в обсадных трубах в связи с изменением скорости при спуске и подъеме колонны.

Наибольшие нагрузки возникают в начале спуска колонны, когда колонна приподнимается с целью освобождения ее из клинового захвата или элеватора.

Инерционные нагрузки возникают также при спуске колонны в процессе торможения.

Уменьшить динамические напряжения можно путем уменьшения скорости и ускорения к моменту посадки колонны, а также путем обеспечения упругого перемещения клинового захвата вниз вместе с колонной в течение времени, достаточного для существенной разгрузки колонны от инерционных усилий.

Для колонн длиной более 1000 м инерционные нагрузки можно определить по формуле

$$P_д = \frac{EFv}{a}, \quad a = \sqrt{\frac{Eg}{\gamma}}, \quad \text{(IX.54)}$$

где E — модуль упругости материала трубы; F — площадь сечения трубы; v — изменение скорости при спуске или подъеме колонны; γ — удельный вес материала трубы; g — ускорение силы тяжести.

Тогда общая нагрузка на трубы будет

$$Q''_б = Q + P_д. \quad \text{(IX.55)}$$

С увеличением длины колонны влияние жесткости талевых канатов на величину динамической нагрузки будет уменьшаться и при длине колонны более 1000 м практически не будет сказываться.

С увеличением глубины скважины статические напряжения растут, а динамические снижаются. Расчеты показывают, что для колонн длиной более 3000 м динамическая нагрузка не превышает 5% от статической, а для колонн длиной до 500 м динамическая нагрузка может достичь значительной величины.

Сопротивление среды. Сопротивление среды движению обсадной колонны создается силами трения о стенки скважины и гидравлическим сопротивлением.

Силы трения зависят от веса колонны, кривизны скважины, размера труб, характера разбуриваемых пород, физико-механических свойств бурового раствора и др.

Аналитическое определение сил трения представляет собой в значительной степени неопределенную задачу, поэтому оценить величины сил трения в практических условиях можно с помощью экспериментальных исследований.

При спуске обсадной колонны буровой раствор влияет на изменение гидродинамического давления в скважине, потерю устойчивости прямолинейной формы равновесия колонны и др.

Для практических расчетов гидродинамического давления на забой скважины можно пользоваться формулой

$$\Delta p_0 = \Delta p_1 + \Delta p_2, \quad \text{(IX.56)}$$

где Δp_1 — изменение давления, учитывающее влияние вязкости раствора,

$$\Delta p_1 = \frac{4\mu l u_0}{r_1\left[(1 + r_a^2)\ln\frac{1}{r_a} - (1 - r_a^2)\right]}; \quad \text{(IX.57)}$$

Δp_2 — изменение давления, учитывающее влияние пластичности раствора, определяемое по формуле К. А. Царевича

$$\Delta p_2 = \frac{2l\theta}{r_1(1 - r_a)}; \quad \text{(IX.58)}$$

l — длина колонны; $r_a = \frac{r_0}{r_1}$; r_0 — внешний радиус трубы; r_1 — радиус скважины; θ — сопротивление сдвигу; μ — вязкость раствора; u_0 — скорость движения труб.

Спуск труб сопровождается повышением давления в затрубном пространстве, а подъем — понижением.

Гидромеханическая составляющая усилия на крюке в результате изменения давления на забой скважины определится как

$$F = F_1 + F_2, \quad \text{(IX.59)}$$

где F_1, F_2 — вязкая и пластическая составляющие:

$$F_1 = \frac{1 + r_a^2}{(1 + r_a^2)\ln\frac{1}{r_a} - (1 - r_a^2)} 2\pi\mu l u_0;$$

$$F_2 = 2\pi l\theta\frac{r_0 r_1}{r_1 - r_0}.$$

Сопоставление результатов расчетов по приведенным формулам с данными, полу-

Таблица IX.8

Нагрузка, при которой напряжения в трубах достигают предела текучести

Длина клина, мм	Группа прочности стали	Диаметр колонны d, мм																							
		146						168						178											
		толщина стенки δ, мм																							
		7	8	9	10	11	12	7	8	9	10	11	12	14	7	8	9	10	11	12	14	8	9	10	11	12	14
300	Д	90	102	115	127	139	150	101	115	128	142	155	169	195	106	120	134	149	163	177	204	173	194	215	236	257	
	К	118	135	151	167	182	198	133	151	169	187	205	222	257	139	158	177	196	214	233	269	228	256	283	311	339	
	Е	130	148	166	183	200	217	146	166	186	205	225	244	282	153	174	195	215	236	256	296	251	281	312	342	372	
	Л	154	175	196	217	237	257	172	196	220	243	266	289	333	180	205	230	254	278	302	349	296	332	368	404	440	
	М	178	202	226	250	273	296	199	226	253	280	307	333	385	208	237	265	293	321	349	403	342	384	425	467	508	
400	Д	96	108	121	134	146	159	108	122	137	151	166	180	208	113	128	144	159	174	189	218	173	194	215	236	257	
	К	126	143	160	176	193	209	142	161	180	199	218	236	273	149	169	189	209	229	249	287	228	256	283	311	339	
	Е	138	157	176	194	212	230	156	177	198	219	240	260	300	163	186	208	230	252	274	316	251	281	312	342	372	
	Л	163	186	207	229	250	272	184	209	234	259	283	307	355	193	219	246	272	298	323	373	296	332	368	404	440	
	М	188	214	239	264	289	313	212	241	270	299	327	355	409	223	253	284	314	343	373	431	342	384	425	467	508	

Продолжение табл. IX.8

Длина клина, мм	Группа прочности стали	Диаметр колонны d, мм																							
		219						245						273						299					
		толщина стенки δ, мм																							
		7	8	9	10	12		8	9	10	12	14		8	9	10	12	14		8	9	10	11	12	
300	Д	123	140	157	174	207		152	170	188	225	261		163	183	203	242			173	194	215	236	257	
	К	162	184	207	229	273		199	224	248	296	343		215	241	267	319			228	256	283	311	339	
	Е	178	203	227	252	300		219	246	273	325	377		236	265	294	351			251	281	312	342	372	
	Л	210	239	269	297	355		259	291	322	385	446		279	313	347	414			296	332	368	404	440	
	М	243	276	310	343	409		299	336	372	444	515		322	361	400	478			342	384	425	467	508	
400	Д	133	152	170	188	224		165	185	205	245	284		179	201	223	266			191	215	238	261	284	
	К	175	200	224	248	295		218	244	270	322	373		236	264	293	350			251	282	313	343	374	
	Е	193	219	246	272	324		239	268	297	354	411		259	291	322	384			276	310	344	378	411	
	Л	228	259	291	322	383		283	317	351	419	485		306	344	381	454			327	367	407	446	486	
	М	263	299	335	371	442		326	366	405	483	560		353	396	439	524			377	423	469	515	561	

ченными по точным формулам, показывает, что для диапазона условий

$$\frac{\mu u_0}{\gamma r_1^2} = 0 - 10^{-2}, \quad \frac{\theta}{\gamma r_1} = 0 - 5 \cdot 10^{-2},$$

$$r_a = 0{,}4 - 0{,}7$$

погрешность не превышает 10%.

Пример. Определить изменение давления на забой скважины диаметром 214 мм, заполненной глинистым раствором с вязкостью 10 спз, статическим напряжением сдвига $\Theta = 100$ мгс/см², при спуске обсадной колонны диаметром 114 мм длиной 2000 м со скоростью 0,4 м/с.

$$\Delta p = \frac{4 \cdot 10 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 40}{10{,}7\left[(1+0{,}53^2)\ln\frac{1}{0{,}53} - (1-0{,}53^2)\right]} + \frac{2 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0{,}1}{10.7\,(1-0{,}53)} = 11{,}1 \cdot 10^3 \text{ гс/см}^2,$$

или

$$\Delta p = 11{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

Экспериментальные исследования. Экспериментальные исследования фактических нагрузок, действующих на обсадную колонну при ее спуске в скважину, показали, что нагрузки, превышающие вес колонны в воздухе, наблюдаются при длине колонны до 2000 м, а в дальнейшем нагрузки уменьшаются и при длине 3500—4000 м не превышают веса колонны в жидкости.

В наклонных скважинах изменения нагрузки имеют менее определенный характер. В нескольких скважинах нагрузка не превышала веса колонн в буровом растворе, в то время как в других скважинах нагрузки превышали вес колонны в воздухе. Такое изменение нагрузки, по-видимому, связано с профилем наклонной скважины.

Исследования изменения нагрузки при статическом состоянии колонны перед спуском по сравнению с нагрузкой в процессе установившегося спуска в скважину показали, что уменьшение нагрузки, обусловленное трением и гидравлическими сопротивлениями, колеблется в пределах 5—15% для вертикальных скважин и доходит до 25% и более для наклонных.

Отмечается тенденция к увеличению сопротивления с ростом глубины спуска. Это объясняется изменением сил трения при выходе спускаемой обсадной колонны из промежуточной в связи с переходом колонны в необсаженный ствол, увеличением гидравлических сопротивлений из-за уменьшения диаметра ствола после промежуточной колонны, влиянием искривления ствола.

На рис. IX.2 показано изменение нагрузки, представляющей собой разницу

Рис. IX.2. Увеличение нагрузки при подъеме обсадной колонны

Интервалы в м: *1* — 500—1500; *2* — 1500—2500; *3* — 2500—3000.

между наибольшей нагрузкой при поднимании труб перед спуском P_{max} и весом колонны с учетом потерь веса в жидкости Q (нагрузки определялись для вертикальных скважин). Так как эти нагрузки в значительной степени определяются динамическими усилиями, то приведенная диаграмма позволяет судить о влиянии динамических перегрузок на напряженное состояние обсадной колонны.

Если в интервале 500—1500 м наблюдались перегрузки, доходящие до 50%, то в интервале 2500—3000 м перегрузки не превышали 24% и более половины всех труб имели перегрузку до 9%.

Следовательно, с увеличением глубины скважины влияние динамических нагрузок уменьшается, что соответствует теоретическим предпосылкам.

Наружное и внутреннее давления, действующие на колонну обсадных труб

Наружное давление на колонну создается давлением бурового раствора и горным давлением.

На участке от устья скважины до цементного кольца колонна находится под действием столба бурового раствора. Изменение давления по длине участка происходит по гидростатическому закону.

К концу цементирования колонны в скважине наружное давление определяется составным столбом цементного и бурового растворов, а внутреннее — давлением у устья и столбом продавочной жидкости.

При освоении скважины внутреннее давление в колонне уменьшается, что приводит к изменению равновесного состояния. Уменьшение внутреннего давления вызывает перемещение точек поверхности контакта колонны и цементной оболочки в радиальном направлении, что в свою очередь обусловливает разгрузку цементной оболочки и уменьшение наружного давления на колонну.

В этом случае наружное давление определяется по формуле

$$p_н = p_1 - kp_c, \qquad (IX.60)$$

где p_1 — начальное наружное давление, определяемое составным столбом цементного и бурового растворов; p_c — снижение внутреннего давления; k — коэффициент разгрузки, определяемый по формуле

$$k = \frac{2}{[(1-\mu_1) - W(1+\mu_2)] + [(1-\mu_1) + W(1+\mu_2)]\lambda^2}, \qquad (IX.61)$$

где μ_1, μ_2 — коэффициенты Пуассона для стали и цемента, соответственно равные 0,3 и 0,4; $W = \frac{E_1}{E_2}$ (E_1, E_2 — модули упругости стали и цемента; $W = 12{,}35$); $\lambda = \frac{r_1}{r_0}$ (r_1, r_0 — внутренний и наружный радиусы трубы).

Наружное давление может уменьшаться до определенной величины. За наименьшее давление следует принять гидростатическое давление столба воды.

Избыточное давление на колонну (разность между наружным и внутренним), согласно методике Г. М. Саркисова, определяется следующим образом.

Обозначим: L — глубина скважины в м; h — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора в затрубном пространстве в м; $\gamma_р$, $\gamma_ц$, γ_0, $\gamma_в$, $\gamma_н$ — удельные веса соответственно бурового, цементного растворов, продавочной жидкости, воды, нефти, в гс/см³.

Предварительно определяется глубина z_0, на которой наружное давление при разгрузке цементного кольца доходит до гидростатического (рис. IX.3)

$$z_0 = \frac{(1-k)(\gamma_ц - \gamma_р)h + k(\gamma_ц - \gamma_0)L}{\gamma_ц - k\gamma_0 - \gamma_в}, \qquad (IX.62)$$

$$z_0 = \frac{(1-k)(\gamma_ц - \gamma_р)h + k(\gamma_ц - \gamma_0)L + k\gamma_н H}{\gamma_ц - k(\gamma_0 - \gamma_н) - \gamma_в}. \qquad (IX.63)$$

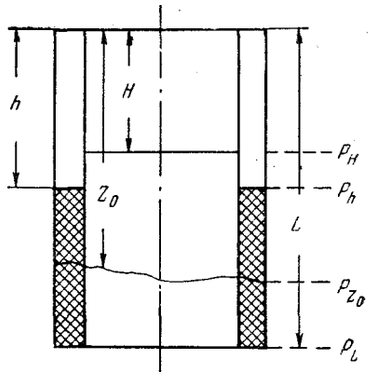


Рис. IX.3. Схема расположения уровней в скважине.

При $h > H$ и $z_0 < h$ z_0 определяется по формуле (IX.63) и давления на глубинах L, h, H будут:

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - \gamma_н)L - (\gamma_ц - \gamma_р)h + \gamma_н H](1-k);\\ p_h &= 0{,}1\,[(1-k)\gamma_н H - k \times (\gamma_ц - \gamma_0)(L-h) + (1-k) \times (\gamma_р - \gamma_н)h];\\ p'_h &= 0{,}1\,[\gamma_р h - \gamma_н (h-H)];\\ p_H &= 0{,}1\gamma_р H. \end{aligned}\right\} \qquad (IX.64)$$

Если $h > H$ и $z_0 > h$, то

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - \gamma_н)L - (\gamma_ц - \gamma_р)h + \gamma_н H];\\ p_{z_0} &= 0{,}1\,[\gamma_в z_0 - \gamma_н (z_0 - H)];\\ p_h &= 0{,}1\,[\gamma_в h - \gamma_н (h-H)];\\ p'_h &= 0{,}1\,[\gamma_р h - \gamma_н (h-H)];\\ p_H &= 0{,}1\gamma_р H. \end{aligned}\right\} \qquad (IX.65)$$

При $h < H$ и $z_0 > H$ z_0 определяют по формуле (IX.63) и давления будут:

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - \gamma_н)L - (\gamma_ц - \gamma_р)h + \gamma_н H](1-k);\\ p_{z_0} &= 0{,}1\,[\gamma_в z_0 - \gamma_н (z_0 - H)];\\ p_H &= 0{,}1\gamma_в H;\\ p_h &= 0{,}1\gamma_в h;\\ p'_h &= 0{,}1\gamma_р h. \end{aligned}\right\} \qquad (IX.66)$$

Если $z_0 < H$, то z_0 определяют по формуле (IX.62). Тогда для $z_0 > h$ давления будут:

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - \gamma_н)L - (\gamma_ц - \gamma_р)h + \gamma_н H](1-k);\\ p_H &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - k\gamma_0)H - (1-k)(\gamma_ц - \gamma_р)h - k(\gamma_ц - \gamma_0)L;\\ p_{z_0} &= 0{,}1\gamma_в z_0;\\ p_h &= 0{,}1\gamma_в h;\quad p'_h = 0{,}1\gamma_р h; \end{aligned}\right\} \qquad (IX.67)$$

для $z_0 < h$

$$\left.\begin{aligned} p_L &= 0{,}1\,[(\gamma_ц - \gamma_н)L - (\gamma_ц - \gamma_р)h + \gamma_н H](1-k);\\ p_H &= 0{,}1\,[\gamma_ц - k\gamma_0)H - (1-k)(\gamma_ц - \gamma_р)h - k(\gamma_ц - \gamma_0)L;\\ p'_h &= 0{,}1\gamma_р h;\\ p_h &= 0{,}1\,\{[(1-k)\gamma_р + k(\gamma_ц - \gamma_0)]h - k(\gamma_ц - \gamma_0)L\}. \end{aligned}\right\} \qquad (IX.68)$$

На глубине h два значения давления: одно определяется по столбу бурового раствора, другое с учетом разгрузки цементного кольца. По расчетным данным строится эпюра давлений, определяющая характер изменения нагрузки.

При известном пластовом давлении наружное давление для зоны эксплуатационного объекта можно определить по величине пластового давления.

В тех случаях, когда необходимо определить избыточное давление для промежуточных колонн, следует также пользоваться зависимостями (IX.64)—(IX.68) с учетом того, что $\gamma_н = \gamma'_р$, где $\gamma'_р$ — наименьший удельный вес раствора внутри рассматриваемой колонны. Для колонн, зацементированных до устья ($h < H$), в результате разгрузки цемента на глубине z' может образоваться переходная зона, выше которой будет действовать избыточное внутреннее давление, а ниже — наружное. Так, если колонна заполнена до устья ($H = 0$), то

$$z' = \frac{k(\gamma_ц - \gamma_р)L}{\gamma_ц - \gamma_р} = kL. \qquad (IX.69)$$

При расчете хвостовиков избыточное давление определяется по рассмотренной методике.

Если бурильную колонну поднимают непосредственно после спуска хвостовика и закачивания цементного раствора, избыточное давление определяется также по разности давлений за и внутри хвостовика.

Влияние температуры и давления на работу колонны

Рост глубин бурения повышает влияние температуры и давления в скважине на работу обсадной колонны.

В период цементирования, освоения и начала эксплуатации скважины обсадная колонна подвергается воздействию дополнительных усилий (при ограничении деформаций), связанных с изменением температуры и давления.

Нагрев колонны может привести к возникновению осевых сжимающих сил и деформаций особенно на участках, расположенных в зоне каверн и над зацементированной частью.

Понижение же температуры возможно при нагнетании в пласт жидкости с низкой температурой.

В процессе промывки и при твердении цементного раствора также наблюдается увеличение растягивающих нагрузок на обсадную колонну.

Рассмотрим нагрузки, действующие на колонну в результате воздействия температуры и давления.

Основные случаи обвязки колонн, встречающиеся на практике, показаны на рис. IX.4. При всех обвязках колонны на устье соединены между собой колонной головкой или другим устройством.

Рассмотрим общий случай обвязки — трехколонную конструкцию скважины (рис. IX.5) и усилия, возникающие в колоннах при нагреве.

Обозначим: l_1, l_2, l_3 — длины незацементированных участков соответственно эксплуатационной и промежуточной колонн и кондуктора; F_1, F_2, F_3 — площади

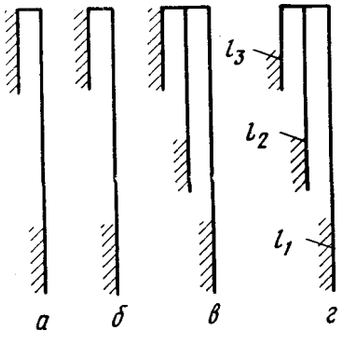


Рис. IX.4. Основные случаи обвязки обсадных колонн.

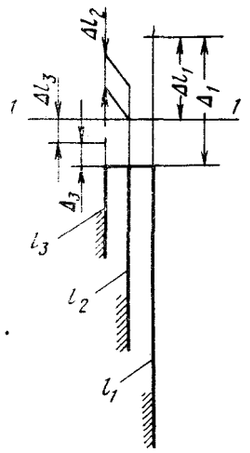


Рис. IX.5. Трехколонная конструкция скважин.

поперечных сечений тех же колонн; Δt — величины изменений температуры колонн; E — модуль упругости; α — коэффициент линейного расширения.

Наибольший интерес представляет усилие, возникающее в эксплуатационной колонне

$$P_t = \frac{\alpha \Delta t_1 l_1 - \alpha \Delta t_3 l_3 + (\alpha \Delta t_1 l_1 - \alpha \Delta t_2 l_2)\frac{F_2 l_3}{F_3 l_2}}{\frac{l_1}{EF_1} + \frac{l_3}{EF_3} + \frac{l_1 l_3 F_2}{E l_2 F_1 F_3}}. \quad \text{(IX.70)}$$

В полученном выражении сжимающему усилию соответствует положительное значение P_t.

Для практических расчетов изменения температуры колонны можно пользоваться зависимостью

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2};$$

где t_1, t_2 — температура по геотермическому градиенту на устье и на уровне цементного кольца; t_3, t_4 — температура жидкости за колонной, на устье и на уровне цементного кольца.

Для двухколонной конструкции при $F_2 = 0$ осевое усилие P_t определяется по формуле (IX.70)

$$P_t = \frac{\alpha \Delta t_1 l_1 - \alpha \Delta t_3 l_3}{\frac{l_1}{EF_1} + \frac{l_3}{EF_3}}. \quad \text{(IX.71)}$$

Для одноколонной конструкции (кондуктор зацементирован до устья) запишем

$$P_t = \alpha \Delta t_1 E F_1. \quad \text{(IX.72)}$$

Приведенные формулы приемлемы для одноразмерной конструкции скважины.

Для двухразмерной колонны, жестко закрепленной на устье

$$P_t = \frac{\alpha \Delta t (l_1 + l_2) E F_1 F_2}{l_1 F_2 + l_2 F_1}, \quad \text{(IX.73)}$$

где l_1, l_2 — длина нижней и верхней секций; F_1, F_2 — площади поперечных сечений труб нижней и верхней секций.

В частном случае при $F_1 = F_2$ получим зависимость (IX.72).

Под действием нагрузки P_t при нагреве колонна может потерять устойчивость прямолинейной формы равновесия. Искривление произойдет в нижней части колонны над цементным кольцом, в то время как остальная часть колонны будет находиться в растянутом состоянии под действием собственного веса. В дальнейшем, с увеличением нагрева искривление распространится на вышележащие участки колонны.

Наименьшее значение критической нагрузки, при которой произойдет искривление колонны, будет

$$P_{кр} = 3{,}41 \sqrt[3]{EIq^2}, \quad \text{(IX.74)}$$

где q — вес единицы длины колонны.

Длина колонны, соответствующая этой нагрузке, равна:

$$l_{кр} \geqslant 10{,}3 \sqrt{\frac{EI}{q}}. \quad \text{(IX.75)}$$

Пример. Определить среднюю температуру нагрева одноразмерной колонны диаметром 168 мм с толщиной стенки 11 мм, при которой произойдет ее искривление из-за потери устойчивости

$$P_{кр} = 3{,}41 \sqrt[3]{EIq^2} =$$

$$= 3{,}41 \sqrt{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 1680 \cdot 0{,}426^2} =$$

$$= 2930 \text{ кгс}.$$

Тогда для колонны, жестко закрепленной у устья скважины, найдем

$$\Delta t = \frac{P_{кр}}{\alpha E F} = \frac{2930}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 54{,}3} =$$

$$= 2{,}2^\circ \text{ С},$$

$$l \geqslant 10{,}3 \sqrt{\frac{EI}{q}} = 10{,}3 \sqrt{\frac{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 1680}{0{,}426}} =$$

$$= 210 \text{ м},$$

следовательно, незначительный нагрев приводит к искривлению колонны.

Наружное и внутреннее давления кроме усилий в радиальном направлении создают осевые усилия на колонну.

Осевое усилие возникает в эксплуатационной колонне под действием как веса жидкости за и внутри колонны, так и устьевого давления в колонне.

Обозначим: D, d — соответственно наружный и внутренний диаметры колонны; μ — коэффициент Пуассона; $\gamma_н$, $\gamma_в$ — удельный вес раствора за и внутри эксплуатационной колонны.

Наличие свободного участка l_3 у кондуктора обеспечивает совместную деформацию трех колонн в осевом направлении.

В этом случае осевое усилие, возникающее от действия веса жидкости внутри и за эксплуатационной колонны, определяется по формуле

$$P_\gamma = \frac{\pi \mu l_1^2 (D^2 \gamma_н - d^2 \gamma_в)\left(\frac{l_2}{l_3} + \frac{F_2}{F_3}\right)}{4\left(\frac{l_1 l_2}{l_3} + \frac{l_1 F_2}{F_3} + \frac{l_2 F_1}{F_3}\right)}. \quad \text{(IX.76)}$$

Положительному значению P_γ соответствует сжимающая нагрузка.

Если колонна жестко закреплена у устья ($l_3 = 0$), осевое усилие равно

$$P_\gamma = \frac{\pi \mu l_1}{4}(D^2 \gamma_н - d^2 \gamma_в). \quad \text{(IX.77)}$$

Если уровень жидкости внутри колонны понижается, то осевое усилие P_γ изменяется. При этом P_γ для закрепленной колонны определяется по формуле

$$P_\gamma = \frac{\mu \pi D^2 \gamma_н l_1}{4} - \frac{\mu \pi d^2 \gamma_в}{4 l_1}[l_1^2 - 2 l_0 (l_1 - l_0) - l_0^2], \quad \text{(IX.78)}$$

где l_0 — высота понижения уровня, считая от устья.

Для двухразмерной, жестко закрепленной на устье колонны при $l_0 = 0$ осевое усилие определяется из условий совместной деформации колонны с длинами секций l_1 и l_2.

$$P_\gamma = \frac{\pi \mu [F_2 (D_1^2 \gamma_н - d_1^2 \gamma_в) l_2^2 + F_1 (D_2^2 \gamma_н - d_2^2 \gamma_в)(l_2^2 + 2 l_1 l_2)]}{4 (l_1 F_2 + l_2 F_1)}, \quad \text{(IX.79)}$$

где l_1, l_2 — длины нижней и верхней секций; d_1, D_1 и d_1, D_2 — внутренний и наружный диаметры нижней и верхней секций.

При $d_1 = d_2$, $D_1 = D_2$ формула (IX.79) переходит в формулу (IX.77) для одноразмерной колонны.

Рассмотрим осевое усилие, возникающее в эксплуатационной колонне под действием устьевого давления p, для общего случая обвязки устья трехколонной конструкции скважины.

Величина осевого усилия P_p определяется исходя из рассмотрения осевой деформации, вызванной давлением как в радиальном, так и в осевом направлениях. Осевое усилие действующей на эксплуатационную колонну будет

$$P_p = \frac{\pi d^2 p \left[\frac{l_2 F_1}{F_3} + 2\mu l_1 \left(\frac{l_2}{l_3} + \frac{F_2}{F_3}\right)\right]}{4\left(\frac{l_1 l_2}{l_3} + \frac{l_2 F_2}{F_3} + \frac{l_2 F_1}{F_3}\right)}. \quad \text{(IX.80)}$$

Для двухколонной конструкции осевое усилие P_p получим при $F_2 = 0$

$$P_p = \frac{\pi d^2 p \left(\frac{l_3}{l_1} + 2\mu \frac{F_3}{F_1}\right)}{4\left(\frac{l_3}{l_1} + \frac{F_3}{F_1}\right)}. \quad \text{(IX.81)}$$

Для одноколонной конструкции, жестко закрепленной на устье ($l_3 = 0$), запишем

$$P_p = \frac{\pi \mu d^2 p}{2}. \quad \text{(IX.82)}$$

Для двухразмерной колонны при $l_3 = 0$ осевое усилие определяется из условия совместной деформации двух секций колонны длиной l_1 и l_2

$$P_p = \frac{\pi \mu_p (d_1^2 l_1 F_2 + d_2^2 l_2 F_1)}{2(l_1 F_2 + l_2 F_1)}. \quad \text{(IX.83)}$$

При $F_1 = F_2$, $d_1 = d_2$ получим P_p для одноколонной (одноразмерной) колонны по формуле (IX.82).

Из рассмотренных зависимостей следует, что в случае, когда кондуктор зацементирован до устья, а эксплуатационная и промежуточная колонны жестко связаны с кондуктором (см. рис. IX.4), усилия P_γ, P_p определяются так же как для одноколонной конструкции независимо от числа промежуточных колонн.

Как показывают расчеты, при равных условиях значение P_p для трехколонной конструкции меньше, чем для двухколонной. Следовательно, конструкции скважин с жестким закреплением эксплуатационной колонны на устье (см. рис. IX.4, *а*, *в*) позволяют создавать большее внутреннее давление и их следует считать более ра-

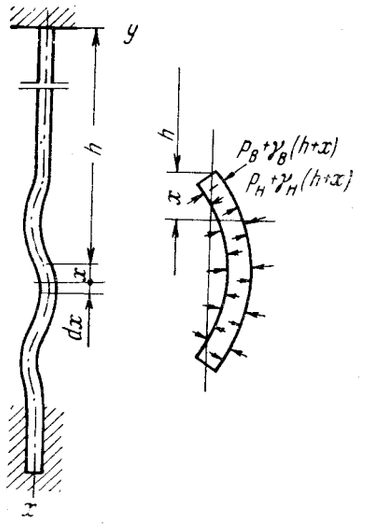


Рис. IX. 6. Обсадная колонна, изогнутая в результате потери устойчивости.

циональными по сравнению с колоннами, имеющими свободное крепление (см. рис. IX.4, *б*). Трехколонная конструкция (см. рис. 4, *г*) обладает большей жесткостью и поэтому внутреннее давление близко подходит к случаям (см. рис. IX.4, *а*, *в*).

Давление, действующее на колонну, может создавать изгибающие моменты, что связано с искривлением колонны.

На зацементированную и жестко закрепленную на устье обсадную колонну в изогнутом состоянии (рис. IX.6) действуют осевые усилия P_t, P_γ, P_p, а также изгибающий момент от действия давления на боковую поверхность трубы

$$M=[p_в F_в-p_н F_н+(h+x)(F_в\gamma_в-$$
$$-F_н\gamma_н)]f_x+(F_н\gamma_н-F_в\gamma_в)\int_h^{h+x} y\,dx, \qquad (IX.84)$$

где $F_в$, $F_н$ — площадь трубы по внутреннему и наружному диаметрам; f_x — прогиб в рассматриваемом сечении; $p_в$, $p_н$ — устьевое давление в колонне и кольцевом пространстве.

Как следует из полученных выражений, внутреннее давление увеличивает изгибающий момент, а наружное — уменьшает.

Следовательно, если труба изогнута и на боковых поверхностях ее действует давление, то на обсадную колонну действует изгибающий момент. Величина момента зависит от степени искривления колонны.

Из рассмотрения влияния давления на зацементированную и жестко закрепленную на устье колонну следует, что внутреннее давление кроме нормальных напряжений в тангенциальном (круговом) направлении создает, с одной стороны, осевое растягивающее усилие (см. ф-лы IX.76, IX.80), а с другой стороны, стремится изогнуть колонну моментом (см. ф-лу IX.84); наружное давление обеспечивает противоположный эффект — создает осевую сжимающую силу и момент, противодействующий искривлению.

Усилия эти могут привести к потере устойчивости прямолинейной формы равновесия, изменению напряженного состояния колонны и нарушению герметичности.

Наибольшее искривление будет в нижней части колонны, и по мере приближения к устью под действием растягивающих сил собственного веса колонны искривление уменьшается.

Величины, необходимые для определения длины полуволны, определяются с помощью вышеприведенных зависимостей.

Для наиболее распространенной конструкции колонн с жестким закреплением на устье длина полуволны искривленной колонны определяется по формуле

$$L=\frac{\pi}{100}\times$$
$$\times\sqrt{\frac{EI}{\alpha EF\,\Delta t+0{,}31\,(d^2p_в-D^2p_н)-}}\,,$$
$$-0{,}0545l\,(D^2\gamma_н-d^2\gamma_в)-$$
$$-z\,(q-q_в+q_н) \qquad (IX.85)$$

где $q_в$ — вес 1 м жидкости в трубах; $q_н$ — вес 1 м жидкости, вытесненной трубами.

Принятая размерность: E — в кгс/см²; I — в см⁴; d_1D — в см; $p_в$, $p_н$ — в кгс/см²; l — в м; $\gamma_н$, $\gamma_в$ — в гс/см³; q, $q_в$, $q_н$ — в кгс/м; z, L — в м.

Формулу (IX.85) можно использовать также для колонн с нежестким закреплением у устья (опертых на колонную головку) при условии, что осевая сжимающая нагрузка не превышает веса колонны.

Как видно из формулы (IX.85), с приближением к устью длина полуволны увеличивается.

Приблизительная длина искривленной части колонны определяется из условия $L\to\infty$ и будет

$$l_{кр}=\frac{\alpha EF\,\Delta t+0{,}31\,(d^2p_в-D^2p_н)-}{-0{,}0545l\,(D^2\gamma_н-d^2\gamma_в)}\,.$$
$$q+q_в-q_н \qquad (IX.86)$$

Участок колонны выше $l_{кр}$ сохранит прямолинейность под действием собственного веса колонны.

При известном значении длины полуволны L изгибающий момент в колонне, искривленной в результате потери устойчивости, определяется по формуле

$$M=\frac{\pi^2EI}{L^2}f_0, \qquad (IX.87)$$

где L — определяется по формуле (IX.86); f_0 — прогиб колонны в скважине.

В рассматриваемом случае наибольшее искривление колонны будет при $z=0$, т. е. в зоне над цементным кольцом.

Как следует из формулы (IX.86), повышение температуры и внутреннего давления способствует искривлению колонны, наружное же давление повышает устойчивость колонны, увеличивая длину полуволны.

Повышение устойчивости от наружного давления объясняется тем, что влияние восстанавливающего момента $M_н$ от сил, действующих на боковую поверхность трубы, выше эффекта от осевой сжимающей силы $P_н$, возникающей в колонне с закрепленными концами.

При затрубных проявлениях в скважине наружное гидростатическое давление понизится, т. е. уменьшится значение $l\gamma_н$. Это уменьшит длину полуволны L, а следовательно, увеличит изгибающий момент. Поэтому затрубные проявления, а также пониженное давление за колонной должны рассматриваться как возможные причины нарушения прочности и герметичности колонн.

Критическое значение температуры и внутреннего давления для вертикальной колонны с приближением определяется с помощью формулы (IX.85).

Приравняв в выражении критической силы для стержня, закрепленного по концам, $P_{кр}=3{,}41\sqrt[3]{EIq^2}$ осевое усилие $P_{кр}$ к знаменателю подкоренного выражения формулы (IX.85) при $z=0$, получим равенство для определения наименьших критических значений для участка колонны над цементным кольцом

$$\alpha EF\,\Delta t+0{,}31\,(d^2p_в-D^2p_н)-$$
$$-0{,}0545l\,(D^2\gamma_н-d^2\gamma_в)=3{,}14\sqrt[3]{EIq^2}. \qquad (IX.88)$$

Тогда критическое значение внутреннего давления, полученное по формуле (IX.88) при $p_н=0$ и $\Delta t=0$, будет

$$(p_в)_{кр}=\frac{1}{0{,}31d^2}\,[3{,}41\sqrt[3]{EIq^2}+$$
$$+0{,}0545l\,(D^2\gamma_н-d^2\gamma_в)]. \qquad (IX.89)$$

Пример. Определить внутреннее давление, при котором произойдет потеря устойчивости колонны в нижней части над цементным кольцом, для обсадной колонны диаметром 168 мм с толщиной стенки 11 мм, $\gamma_н=1{,}4$ гс/см³; $\gamma_в=0{,}9$ гс/см³; $l=2000$ м.

$$(p_в)_{кр}=$$
$$=\frac{1}{0{,}31\cdot14{,}6^2}\,[3{,}41\sqrt[3]{2{,}1\cdot10^6\cdot1680\cdot0{,}426^2}+$$
$$+0{,}0545\cdot2000\cdot(16{,}8^2\cdot1{,}4-14{,}6^2\cdot0{,}9)]=$$
$$=379\ кгс/см^2.$$

Нагрузки, действующие при цементировании колонны

Анализ промысловых материалов по нарушениям обсадных колонн показал, что на колонну в процессе цементирования и ОЗЦ действуют дополнительные нагрузки.

Исследование работы колонны указывает на то, что эти нагрузки в основном связаны с влиянием температуры и давления в процессе промывки, закачки раствора и ОЗЦ.

Некоторые авторы отмечают увеличение осевой нагрузки на колонну в процессе закачки цементного раствора. Цементирование скважин с подвеской обсадной колонны на талевой системе позволило определить величину фактической нагрузки на колонну.

Увеличение веса колонны составляло от 15 до 28 т, или от 15 до 26% веса колонны до цементирования. Увеличение нагрузки находится в прямой зависимости от количества прокачиваемого цементного раствора, скорости его движения по колонне, его вязкости и динамического напряжения сдвига при определенном удельном весе.

В случае прихваченной колонны закачка цементного раствора с температурой более низкой, чем температура бурового раствора в скважине, может вызвать дополнительные осевые растягивающие напряжения. При этом увеличение количества цементного раствора и значительная скорость закачки будут способствовать понижению температуры и тем самым увеличению напряжения в трубах. Устьевое давление в колонне также будет способствовать увеличению осевой нагрузки.

На рис. IX.7 показано изменение усилий на колонну в процессе циркуляции раствора при промывке во время цементирования и ОЗЦ в одной из скважин. В рассматриваемом случае при собственном весе колонны 120 тс нагрузки достигали в точке A — 151,5 тс, точке $Б$ — 144 тс и точке B — 154,5 тс.

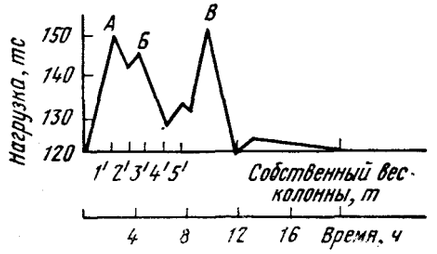


Рис. IX.7. Изменение осевых нагрузок на обсадную колонну в процессе цементирования скважин.
Участки соответствуют: *1'*, *3'* — циркуляция раствора при промывке скважины; *2'*, *4'* — отсутствие циркуляции; *5'* — цементирование.

Осевые нагрузки в период промывки скважины возможны при наличии прихвата в нижней части колонны и связаны с понижением температуры колонны, вызванной теплообменом с закачиваемым раствором и горными породами. На величину изменения температуры влияет большое число факторов, обычно не поддающихся точному учету.

Увеличение нагрузок в рассмотренном примере значительное и пренебрегать им нельзя. Дополнительная растягивающая нагрузка может существенно повлиять на значение коэффициента запаса прочности.

Как показывает анализ усилий, действующих на обсадную колонну в процессе ее цементирования, одной из причин некачественного цементирования могут быть дополнительные нагрузки на колонну, связанные с влиянием внутреннего давления и температуры.

Рассмотрим усилия, действующие на колонну после окончания цементирования, когда цементный раствор заполнил затрубное пространство. Одновременно с процессом схватывания цемента обычно наблюдается повышение внутреннего давления в колонне, вызванное нагревом жидкости (во многих случаях до величин, значительно превышающих 200 кгс/см²).

Увеличение же давления при одновременном сцеплении нижнего конца колонны с цементным раствором приводит к возникновению дополнительных растягивающих осевых сил, которые в свою очередь действуют на цементное кольцо и могут значительно снизить прочность сцепления трубы с цементной оболочкой и вызвать образование несплошностей в самой оболочке.

Для эксплуатационной колонны, жестко закрепленной на устье, осевое растягивающее усилие определяется по формуле:

$$P = 0{,}47pd^2,$$

где d — внутренний диаметр колонны в см; p — увеличение внутреннего давления при ОЗЦ в кгс/см².

Например, для колонны диаметром 168 мм с толщиной стенки 10 мм при $p = 100$ кгс/см²

$$P = 0{,}47 \cdot 100 \cdot 14{,}8^2 = 10\,200 \text{ кгс}.$$

Для обеспечения качественного цементирования необходимо, чтобы прочность цементного камня, а также поверхностей сопряжения труба — цемент и цемент — порода позволяла воспринимать указанные нагрузки.

Устранить дополнительные осевые нагрузки на колонну можно путем подвески колонны на крюке во время цементирования, регулирования нагрузки на колонну в процессе цементирования и ОЗЦ.

Более простым и надежным способом является поддержание внутреннего давления в колонне с помощью регулировочного клапана в цементировочной головке.

Расчет натяжения обсадных колонн

После окончания цементирования обсадной колонны производится обвязка устья скважины, при которой верхний конец обсадной колонны закрепляется в колонной головке.

В большинстве случаев при оборудовании устья скважины обсадную колонну после цементирования разгружают. При значительной свободной длине колонны это приводит к сжатию и искривлению колонны над цементным кольцом.

При разгрузке колонны на забой в опасном сечении трубы в плоскости первого витка, находящегося в сопряжении, будут действовать только сжимающие напряжения и страгивающая нагрузка будет

$$P_{\text{т. стр}} = \pi Db\sigma_{\text{т}}, \qquad \text{(IX.90)}$$

где D — средний диаметр резьбы в плоскости первого полного витка, находящегося в сопряжении; b — толщина тела трубы под резьбой.

При действии одной и той же осевой нагрузки Q напряжение в теле трубы под резьбой в случае сжатия будет меньше, чем при растяжении.

В муфте при осевой сжимающей нагрузке в опасном сечении будут действовать сжимающие напряжения в осевом направлении и растягивающие в тангенциальном.

В этом случае нагрузка в теле муфты, соответствующая пределу текучести, будет

$$P_{\text{м. стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} a \sigma_{\text{т}}}{1 + \frac{D}{2l}\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \qquad \text{(IX.91)}$$

где $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр муфты в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении; a — толщина стенки муфты по впадине последнего полного витка, находящегося в сопряжении (см. формулу IX.51).

Страгивающая нагрузка для муфты при растяжении определяется по формуле

$$P'_{\text{м. стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} a \sigma_{\text{т}}}{1 + 0{,}2\frac{D_{\text{ср}} a}{dt}\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)\sin\alpha}, \qquad \text{(IX.92)}$$

где d — средний диаметр резьбы в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении; t — рабочая высота профиля резьбы.

Сравнение формул (IX.91) и (IX.92) показало, что при одном и том же значении Q напряжение в муфте при сжатии выше, чем при растяжении.

Обычно сжимающая нагрузка на резьбовое соединение по величине меньше, чем растягивающая, за счет зацементированного участка. Однако фактические напряжения могут оказаться выше из-за наличия изгибающего момента, возникающего под действием собственного веса колонны, изогнутой в результате потери устойчивости прямолинейной формы равновесия.

Увеличение сжимающего напряжения в муфте может быть также в случае спуска многоразмерной колонны (например, 168 × 140 мм). При разгрузке зацементированной колонны на расположенные ниже трубы меньшего размера будет передаваться также вес труб большего размера, что может привести к увеличению осевой нагрузки по сравнению с растяжением соединения при спуске колонны.

Следовательно, при разгрузке обсадной колонны, особенно большой длины, необходимо учитывать возможность увеличения напряжения в муфте обсадной трубы.

Наиболее рациональным способом оборудования устья скважины является обвязка устья без разгрузки колонны, т. е. в растянутом состоянии.

Как указывалось, изменение температуры и давления в колонне вызывает деформации колонны, дополнительные осевые усилия и изгибающие моменты.

Наиболее действенным путем устранения влияния температуры и давления на работу обсадной колонны в процессе ее эксплуатации является натяжение колонны при обвязке устья скважины.

Натяжение колонны должно исключить возможность искривления колонны в результате потери устойчивости под влиянием температуры и давления.

Рассмотрим условие, при котором обсадная колонна, жестко закрепленная на устье, не потеряет устойчивости под влиянием усилий, вызванных температурой и давлением. Чтобы обеспечить прямолинейность колонны, необходимо исключить образование полуволн L. Для этого следует колонну перед обвязкой устья скважины натянуть усилием, обеспечивающим условие $L \to \infty$.

Обычно $p_{\text{н}} = 0$, поэтому дополнительное растягивающее усилие на колонну (по отношению к собственному весу), создающее прямолинейность всей колонны, будет равно выражению в знаменателе формулы (IX.85) при $z = 0$.

Так как из условия задачи усилие натяжения $Q_{\text{н}}$ должно быть не менее собственного веса незацементированной части колонны Q, то $Q_{\text{н}}$ для жестко закрепленной на устье колонны определится из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} &Q_{\text{н}} \geqslant Q; \\ &Q_{\text{н}} \geqslant Q + \alpha EF\,\Delta t + 0{,}31pd^2 - \\ &\quad - 0{,}0545l\,(D^2\gamma_{\text{н}} - d^2\gamma_{\text{в}}), \end{aligned}\right\} \qquad \text{(IX.93)}$$

где $p = p_{\text{в}}$.

Большее значение $Q_{\text{н}}$ принимается за усилие натяжения. Величину натяжения определяют исходя из условий эксплуатации скважины с учетом процесса освоения и ремонта.

Если колонна в процессе эксплуатации не подвергается действию температуры и давления или условия работы неизвестны, натяжение производится усилием, равным Q.

Условия (IX.93) получены для случая, когда колонна для обвязки устья скважины предварительно разгружается на забой.

Если после цементирования для обвязки устья колонна не разгружается и, следовательно, находится в растянутом состоянии, натяжение $Q_{\text{н}}$ будет не менее веса всей колонны Q'. В этом случае первое условие (IX.93) запишется в виде $Q_{\text{н}} \geqslant Q'$.

Натяжение должно учитываться при расчете обсадных колонн. Вначале производится расчет на растягивающую нагрузку и смятие, а затем определяется усилие натяжения. Если при полученной величине натяжения трубы не удовлетворяют усло-

вию прочности, необходимо либо применить более прочные трубы, либо уменьшить вес свободной части колонны, увеличив высоту цементного столба, что более целесообразно. Таким образом, расчет натяжения позволяет определить высоту подъема цемента из условия обеспечения прочности колонны при обвязке устья скважины.

Для обсадных колонн наклонных скважин следует учитывать особенности работы колонн на искривленных участках, где в основном будет наблюдаться увеличение сопротивления изменению формы равновесия $Q_н$.

Рассмотрим прочность колонны, исходя из условий работы после натяжения ее усилием.

В процессе эксплуатации под влиянием температуры и давления изменится усилие, с которым натянута колонна. Колонна будет удовлетворять требованиям прочности при сохранении следующих условий:

$$\left.\begin{gathered} Q_н - Q_0 - P_t + P_p - P_\gamma \leqslant P_{доп}; \\ Q_н - Q_0 \leqslant P_{доп}; \\ 2\left[p - 0{,}1\,(\gamma_н - \gamma_в)\,l_0\right]\frac{D^2}{D^2 - d_0} \leqslant \\ \leqslant [\sigma], \end{gathered}\right\} \quad (IX.94)$$

где P_t, P_γ, P_p — осевые усилия, возникающие в колонне при эксплуатации и определяемые по формулам (IX.72), (IX.77), (IX.82); Q_0 — вес колонны от устья для рассматриваемого сечения в кг; l_0 — расстояние от устья до рассматриваемого сечения в м; $[\sigma]$ — допускаемое напряжение для трубы в кгс/см²; d_0 — внутренний диаметр трубы в рассматриваемом сечении в см; $P_{доп}$ — допускаемая страгивающая нагрузка для резьбового соединения труб в кгс; p — внутреннее устьевое давление в обсадной колонне в кгс/см².

Первые два выражения в условии (IX.94) обусловлены действием осевых сил на колонну, третье — условие прочности трубы при внутреннем давлении, полученное по формуле Барлоу. Для двухразмерных колонн P_t, P_γ, P_p определяются по формулам (IX.73), (IX.79) и (IX.83). В связи с тем что в начале эксплуатации температура колонны будет ниже, чем при установившемся режиме, усилие P_t в условии (IX.94) рекомендуется во внимание не принимать.

Пример. Определить величину натяжения колонны для газовой скважины. Данные для расчета:

Глубина скважины L, м 3500
Высота подъема цемента h, м 700
Предполагаемое давление газа в колонне p, кгс/см² 300
Удельный вес раствора за колонной $\gamma_н$, гс/см³ 1,4
Температура на забое t_0, °С 90
Температура за колонной на выкиде t_3, °С 50
Удельный вес газа в расчет не принимается.

Колонна составлена из следующих секций (табл. IX.9). Трубы группы прочности К по ГОСТ 632—64.

Вес свободной части колонны

$$Q = (l - l_1 - l_2)\,q_1 + l_2 q_2 + l_3 q_3 =$$
$$= 400 \cdot 54{,}1 + 1700 \cdot 43{,}5 + 700 \cdot 47{,}1 =$$
$$= 128\,600 \text{ кг},$$

где l_1, l_2, l_3 — длина секции; q_1, q_2, q_3 — вес 1 м труб. Средняя площадь сечения труб F будет

$$F = \frac{l_1 F_1 + l_2 F_2 + l_3 F_3}{l_1 + l_2 + l_3} = 58 \text{ см}^2,$$

что соответствует $d = 144$ мм.

Натяжение рассчитаем по формуле (IX.85), предварительно определив нагрев колонны по формуле

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) - (t_4 - t_2)}{2}.$$

Примем $t_1 = 15°$ С, тогда

$$t_2 = t_1 + (t_0 - t_1)\frac{l}{L} = 15 + 75\,\frac{2800}{3500} = 75° \text{ С};$$

$$t_4 = t_3 + (t_0 - t_3)\frac{l}{L} = 50 + 40\,\frac{2800}{3500} = 82° \text{ С};$$

$$\Delta t = \frac{(50 - 15) + (82 - 75)}{2} = 21° \text{ С}.$$

Определив

$$P_t = \alpha E F\,\Delta t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 58 \cdot 21 =$$
$$= 29\,200 \text{ кгс};$$

$$P' = 0{,}31 p d^2 = 0{,}31 \cdot 300 \cdot 14{,}4^2 = 19\,300 \text{ кгс};$$

$$P'' = 0{,}0545 l\,(D^2 \gamma_н - d^2 \gamma_в) =$$
$$= 0{,}0545 \cdot 2800 \cdot 16{,}8^2 \cdot 1{,}4 = 60\,300 \text{ кгс}$$

Таблица IX.9

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Страгивающая нагрузка, тс	Вес 1 м, кгс	Вес секции, т
168	14	1100	—	54,1	59,5
168	11	1700	190	43,5	74
168	12	700	210	47,1	33

и подставив в выражение (IX.93), получим из второго его условия $Q_н = 116{,}8$ тс. Так как полученная величина меньше веса свободной части, натяжение колонны принимается равной весу Q, т. е. $Q_н = 128{,}6$ т.

Проверим условие прочности. Коэффициенты запаса прочности для третьей секции получим из условия (IX.94) при $Q_0 = 0$.

Проверку прочности проведем без учета нагрева колонн, что уменьшит коэффициент запаса

$$n_1 = \frac{Q_{доп}}{Q_н + P_р - P_\gamma} = \frac{210}{128{,}6 + 29{,}2 - 26} = 1{,}59;$$

$$n_2 = \frac{Q_{доп}}{Q_н} = \frac{210}{128{,}6} = 1{,}64;$$

$$n_3 = \frac{\sigma_т\,(D^2 - d_3^2)}{2pD^2} = \frac{5000\,(16{,}8^2 - 14{,}4^2)}{2 \cdot 300 \cdot 16{,}8^2} = 2{,}2.$$

Для второй секции $l_0 = 700$ м и $Q_0 = 33$ т.

$$n_1 = \frac{Q_{доп}}{Q_н - Q_0 + P_р - P_\gamma} =$$
$$= \frac{190}{128{,}6 - 33 + 29{,}2 - 26} = 1{,}92;$$

$$n_2 = \frac{Q_{доп}}{Q_н - Q_0} = \frac{190}{128{,}6 - 33} = 1{,}98,$$

что достаточно с учетом освоения и ремонтных работ в скважине.

Методика расчета обсадных колонн

Обсадные колонны рассчитываются на растягивающую нагрузку, наружное и внутреннее избыточное давление.

Расчет на растяжение для обсадных колонн, составленных из труб, имеющих резьбу по ГОСТ 632—64, производится по формуле Ф. И. Яковлева. Коэффициенты запаса прочности при этом принимаются:

для колонн размером до 219 мм длиной
до 3500 м 1,15
свыше 3500 м 1,3
для колонн размером 219 мм и выше длиной
до 2000 м . . . . . 1,2—1,3
свыше 2000 м . . . . . 1,4—1,5

Верхний предел рекомендуется принимать для колонн больших диаметров и составленных из высокопрочных труб, а также колонн наклонно-направленных скважин.

Для сварных колонн расчет на растяжение производится по сечению проточки под хомут или по сварному шву.

В случае спуска сварных колонн на клиньях расчет производится по формуле (IX.53) при коэффициенте запаса 1,15—1,2.

Расчет на растяжение производится исходя из нагрузок, возникающих при спуске колонн в скважину. Основной нагрузкой является собственный вес колонны в воздухе.

Длина секции при расчете на растяжение труб с резьбой определяется по формуле

$$l = \frac{Q_{стр} - nQ}{ng},$$

где $Q_{стр}$ — страгивающая нагрузка для обсадной трубы; Q — общий вес предыдущих секций; n — коэффициент запаса прочности; q — вес 1 м колонны.

Расчет колонн на избыточное наружное давление определяется согласно «Временной инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» 1969 г. по критическому давлению, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

Критическое давление для труб определяется по формуле Г. М. Саркисова

$$p_{кр} = 1{,}1 k_{min}\left\{\sigma_т + E k_0^2 \rho\left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right) - \right.$$
$$- \sqrt{\left[\sigma_т + E k_0^2 \rho\left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right)\right]^2 - \cdots}$$
$$\left. \cdots - 4E k_0^2 \rho \sigma_т \right\}, \quad (IX.95)$$

где

$$k_{min} = \frac{\delta_{min}}{D}; \quad k_0 = \frac{\delta_0}{D}; \quad \rho = \frac{\delta_0}{\delta_{min}};$$

δ_{min} — наименьшая толщина стенки разностенной трубы; D — номинальный наружный диаметр трубы; e — овальность трубы.

Величины δ_{min} и δ_0 определяются исходя из допускаемых отклонений трубы по наружному диаметру, толщине стенки и весу

$$\delta_{min} = 0{,}875\delta;$$

$$\delta_0 = 0{,}905\delta;$$

$$\rho = 1{,}034,$$

где δ — номинальная толщина стенки трубы.

Овальность трубы в расчетах для эксплуатационных колонн рекомендуется 0,01, для больших размеров колонн 0,015—0,02.

Коэффициенты запаса прочности при расчете на критическое давление по формуле (IX.95) принимаются:
для всей колонны 1,0,
для зоны эксплуатационного объекта 1—1,3, в зависимости от устойчивости коллекторов.

Давление, при котором происходит пластическая деформация трубы (сминающее давление), выше критического. По экспериментальным данным, для труб с $k = 0{,}048 - 0{,}083\left(k = \frac{\sigma}{D}\right)$

$$p_{см} = (1{,}1 - 1{,}22)\, p_{кр}.$$

При одновременном действии растяжения и наружного избыточного давления сминающее давление для трубы уменьшается. Степень влияния растяжения можно определить путем испытания труб на смятие при одновременном растяжении.

Для труб с $k > 0{,}05$ уменьшение сминающего давления составляет 5—15%.

Пример. Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для скважины глубиной 3500 м. Данные для расчета.

Глубина опорожнения H, м	1000
Расстояние от устья до цементного кольца h, м	2000
Удельный вес цементного раствора γ, гс/см³	1,85
Удельный вес бурового раствора и продавочной жидкости $\gamma_р = \gamma_о$, гс/см³	1,25
Удельный вес воды $\gamma_в$, гс/см³	1,0
Удельный вес нефти $\gamma_н$, гс/см³	0,85

Зона эксплуатационного объекта по длине 100 м состоит из неустойчивых коллекторов. Определить расчетные нагрузки.

В рассматриваемом случае $H < h$, поэтому z_0 определяют по формуле (IX.63)

$$z_0 = \frac{(1-0{,}25)(1{,}85-1{,}25)2000 + (+0{,}25)(1{,}85-1{,}25)3500 + (+0{,}25\cdot 0{,}85\cdot 1000)}{1{,}85 - 0{,}25(1{,}25-0{,}85)-1} = 2180 \text{ м}.$$

Так как $z_0 > h$, то расчетные давления определяются по формулам:

$$p_L = 0{,}1\,[(1{,}85-0{,}85)\,3500 - (1{,}85-1{,}25)\times 2000 + 0{,}85\cdot 1000]\,(1-0{,}25) = 236 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_{z_0} = 0{,}1\,[1\cdot 2180 - 0{,}85\,(2180-1000)] = 118 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_h = 0\,1\,[1\cdot 2000 - 0{,}85\,(2000-1000)] = 115 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p'_h = 0{,}1\,[1{,}25\cdot 2000 - 0{,}85\,(2000-1000)] = 165 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_H = 0{,}1\cdot 1{,}25\cdot 1000 = 125 \text{ кгс/см}^2.$$

Выравненная эпюра давления $AFDEO$ показана на рис. IX.8. Расчет произведем без учета

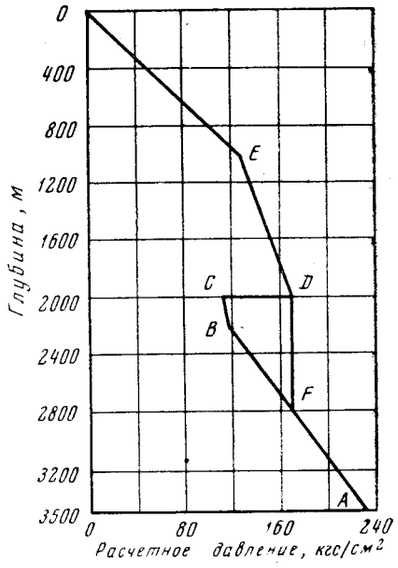


Рис. IX.8. Эпюра давления.

влияния растяжения на смятие при коэффициенте запаса $n = 1{,}15$. Тогда расчетное давление на глубине L будет $p = 1{,}15 \cdot 236 = 272$ кгс/см², чему соответствует труба 146 × × 9 мм марки стали Д ($p_{кр} = 315$ кгс/см², см. приложение 2).

Затем по эпюре определяют давление на глубине 3400 м $p = 225$ кгс/см². Начиная с этой глубины, $n = 1$.

Последующий подбор труб с меньшими прочностными характеристиками позволяет по эпюре находить длины секций.

Когда общий вес рассчитанных секций достигнет величины, при которой коэффициент запаса приблизится к 1,15, последующий расчет колонны можно производить только исходя из растяжения по формуле (IX.86).

В табл. IX.10 приводятся результаты расчета колонны (первые две секции определялись, исходя из избыточного наружного давления, остальные из условия растяжения).

Общий вес колонны $Q = 94360$ кг.

После расчета обсадной колонны необходимо проверить прочность секций согласно величине натяжения колонны.

Таблица IX.10

№ секции снизу вверх	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	Длина секции, м
1	146	9	Д	100
2		8		220
3		7		2110
4		8		440
5		9		390
6		10		240

В зарубежной практике для расчета обсадных труб используют формулы АНИ.

Для обсадных труб с резьбой закругленного профиля сопротивление соединений разрыву определяется

$$P_j = 0{,}95 A_{jp} V_p. \qquad \text{(IX.96)}$$

Сопротивление выходу резьбы из сопряжения будет

$$P_j = 0{,}95 A_{jp} L\left(\frac{1{,}282 D^{-0{,}59} U_p}{0{,}5L + 0{,}14D} + \frac{V_p}{L + 0{,}14D}\right), \qquad \text{(IX.97)}$$

где P_j — минимальная прочность соединения; A_{jp} — площадь поперечного сечения трубы под последней полной ниткой резьбы; D — номинальный наружный диаметр трубы; V_p — минимальный предел текучести материала трубы; L — длина резьбы, находящейся в зацеплении при номинальном свинчивании; U_p — минимальный предел прочности материала трубы.

Коэффициент 0,95 учитывает статические погрешности и введен для получения наименьших значений вместо усредненных.

Для обсадных труб с резьбой «Батресс» и «Экстрем лайн» предлагаются другие формулы.

Наименьшие сминающие давления принимаются равными 75% от средних сминающих давлений и определяются по следующим формулам.

Для пластичного смятия.

1. При $\frac{D}{t} < 14$ $(k > 0{,}07)$

$$P_{см} = 0{,}75\,\frac{2V_a\left(\frac{D}{t} - 1\right)}{\left(\frac{D}{t}\right)^2}. \qquad \text{(IX.98)}$$

2. При $\frac{D}{t} > 14$ $(k < 0{,}07)$ получим несколько формул для труб из стали марки J = 55 ($V_a = 45{,}7$ кгс/мм²)

$$P_{см} = 0{,}75 V_a\left(\frac{2{,}503}{\frac{D}{t}} - 0{,}046\right);$$

для труб из стали маркп С = 75 ($V_a = 59{,}8$ кгс/мм²)

$$P_{см} = 0{,}75 V_a\left(\frac{2{,}656}{\frac{D}{t}} - 0{,}059\right);$$

для труб из стали марки N = 80 ($V_a = 63{,}3$ кгс/мм²)

$$P_{см} = 0{,}75 V_a\left(\frac{2{,}721}{\frac{D}{t}} - 0{,}063\right);$$

для труб из стали марки Р = 110 ($V_a = 87{,}9$ кгс/мм²)

$$P_{см} = 0{,}75 V_a\left(\frac{2{,}985}{\frac{D}{t}} - 0{,}081\right),$$

где D — номинальный наружный диаметр; V_a — средний предел текучести; t — номинальная толщина стенки.

Для случая упругого смятия в результате потери устойчивости круглой формы равновесия запишем

$$P_{см} = 0{,}75\left[\frac{4{,}4\cdot 10^6}{\frac{D}{t}\left(\frac{D}{t} - 1\right)^2}\right]. \qquad \text{(IX.99)}$$

Коэффициент запаса прочности при расчете по приведенным формулам принимается равным 1,125.

Внутреннее давление определяется по формуле

$$p_i = 0{,}875\,\frac{2V_{min}t}{D}, \qquad \text{(IX.100)}$$

где V_{min} — минимальный предел текучести.

Коэффициент запаса прочности принимается 1,0.

Величины сминающих и внутренних давлений и прочности соединений обсадных труб, подсчитанные по этим формулам, приведены в приложении 3.

Определение допускаемого внутреннего давления

В процессе проведения различных работ в скважине (освоение, ремонтно-изоляционные и др.) в обсадной колонне создается значительное внутреннее давление.

Исследование влияния температуры и давления на работу обсадной колонны показало, что допускаемое давление можно определять не только по формуле $p = \frac{25\sigma_т}{D}$, но и с учетом дополнительных нагрузок, возникающих в колонне при давлении.

Рассмотрим зацементированную обсадную колонну, жестко закрепленную у устья.

Несмотря на натяжение колонны при обвязке устья скважины в общем случае в колонне могут быть как растянутая, так и сжатая зона (например, при прихвате колонны натяжение распространится только на верхнюю часть колонны).

Обвязка устья скважины без разгрузки обсадной колонны на забой позволяет полностью исключить сжатую зону.

Учитывая возможность наличия в колонне двух зон (растянутой и сжатой), допускаемое давление определяется для двух случаев.

1. Натяжение колонны усилием большим или равным весу свободной части колонны ($Q_н \geqslant Q$).

В этом случае колонна растянута. Допускаемое давление определяется по формулам

$$p \leqslant \frac{Q_{доп} - Q_н + Q_0 + P_t + P_\gamma}{0{,}47d^2}; \quad \text{(IX.101)}$$

$$p \leqslant \frac{(D^2 - d_0^2)[\sigma]}{2D^2} + 0{,}1(\gamma_н - \gamma_в) l_0, \quad \text{(IX.102)}$$

где P_t — осевое усилие в колонне в результате проведения работ, связанных с воздействием температуры; P_γ — осевое усилие, связанное с изменением удельного веса бурового раствора; d_0 — внутренний диаметр рассматриваемой секции колонны.

Для двухразмерной колонны формула (IX.101) будет

$$p \leqslant \frac{Q_{доп} - Q_н + Q_0 + P_t + P_\gamma}{P_p/p}. \quad \text{(IX.103)}$$

Допускаемое давление определяется для каждой секции колонны.

Коэффициент запаса принимается в пределах 1,3—1,5 в зависимости от состояния колонны.

Допускаемая нагрузка для резьбового соединения будет

$$Q_{доп} = \frac{Q_{стр}}{n}.$$

2. Натяжение колонны усилием, меньшим веса свободной части колонны ($Q_н < Q$).

В результате недостаточного натяжения нижняя часть колонны может оказаться в сжатом состоянии.

В случае прихвата колонны также могут быть как растянутые, так и сжатые участки.

Для растянутого участка допускаемое давление определяется как для предыдущего случая. На сжатом участке, который находится в изогнутом положении, характер нагрузок будет иной, чем на растянутом. На колонну будут действовать также изгибающие моменты, вызванные весом и изменением давления на боковых поверхностях трубы. Допускаемое давление для одноразмерной колонны определяется по формуле

$$p = \frac{Q_{доп} - (Q_в + P_t)(1 + 0{,}2k_0 f) - 0{,}0235l(D^2\gamma_н - d^2\gamma_в)(1 - 0{,}48k_0 f) + 0{,}16lD^2(\gamma_н - \gamma_в)}{d_0^2(1{,}3 + 0{,}07k_0 f)} \quad \text{(IX.104)}$$

где $Q_д$ — допускаемая сжимающая нагрузка на трубу по резьбе

$$Q_д = \frac{\pi}{4}(D_0^2 - d_0^2)[\sigma],$$

где D_0 — внутренний диаметр резьбы в основной плоскости в см

($D_0 = D - 2t$, t — высота витка);

$Q_в$ — вес сжатой части колонны в кг; f — стрела прогиба колонны в скважине в см; $k_0 \approx \frac{8D_0}{D_0^2 + d_0^2}$; $\gamma_н\gamma_в$ — удельные веса раствора за и внутри колонны в гс/см³; l — длина свободной части колонны в м.

Приведенная формула справедлива в следующих случаях.

1. Под действием давления p рассматриваемая часть колонны остается в сжатом состоянии. Тогда

$$p < \frac{Q_в + \alpha EF\Delta t + 0{,}0235l(D^2\gamma_н - d^2\gamma_в)}{0{,}47d^2}. \quad \text{(IX.105)}$$

Если условие (IX.105) не выдерживается, то вся колонна при давлении p будет находиться в растянутом состоянии и допускаемое давление определяется по формулам (IX.101)—(IX.102).

2. При условии

$$p(D^2 + d_0^2) > 2(\gamma_н - \gamma_в) lD^2. \quad \text{(IX.106)}$$

Если условие (IX.106) не выдерживается, то допускаемое давление определяется по формуле

$$p = \frac{Q_{доп} - (Q_в + P_t)(1 + 0{,}2k_0 f) - 0{,}0235l(D^2\gamma_н - d^2\gamma_в)(1 - 0{,}48k_0 f)}{d_0^2(0{,}07k_0 f - 0{,}47)}. \quad \text{(IX.107)}$$

Для случая, когда $0{,}47 \geqslant 0{,}07k_0 f$, допускаемое давление определяется как для растянутой колонны по формулам (IX.101)—(IX.102).

Пример. Определить допускаемое внутреннее давление в обсадной колонне. Данные для расчета:

Глубина скважины L, м 4000
Высота подъема цемента h, м 750
Удельный вес бурового раствора, гс/см³ 1,2
Удельный вес воды, гс/см³ 1,0
Напряжение, тс 170
Температурные изменения отсутствуют $\Delta t = 0$.

Таблица IX.11

Номер секции	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	$Q_{стр}$, тс	q, кгс/м	Вес секции, т
1	168	13	700	—	50,6	35,5
2	168	11	1300	190	43,5	56,5
3	168	12	1500	210	47,1	70,5
4	168	14	500	255	54,1	27

Обсадная колонна составлена из труб группы прочности К (табл. IX.11)

Так как вес свободной части колонны $Q = 151{,}8$ т, то $Q_н > Q$ и допускаемое давление определится по формулам (IX.101)—(IX.102). Средняя площадь сечения колонны будет

$$F = \frac{F_2l_2 + F_3l_3 + F_4l_4}{l_2 + l_3 + l_4} = \frac{54{,}2 \cdot 1250 + 58{,}8 \cdot 1500 + 68{,}5 \cdot 500}{1250 + 1500 + 500} = 59 \text{ см}^2$$

или $d = 144$ мм.

Величина $P_\gamma = 0{,}0235 \cdot 3250(16{,}8^2 \cdot 1{,}2 - 14{,}4^2 \times 1) \approx 10\,100$ кгс. Допускаемое давление для четвертой секции $Q_в = 0$, при $n = 1{,}35$

$$p = \frac{\frac{25\,500}{1{,}35} - 170\,000 + 10\,100}{0{,}47 \cdot 14{,}4^2} = 305 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p = \frac{(16{,}8^2 - 14^2)\frac{5000}{1{,}35}}{2 \cdot 16{,}8^2} = 570 \text{ кгс/см}^2,$$

следовательно, для четвертой секции $p = 305$ кгс/см². Допускаемое давление для третьей секции будет

$$p = \frac{(16.8^2 - 14{,}4^2)\frac{5000}{1{,}35}}{2 \cdot 16{,}8^2} + 0{,}1(1{,}2 - 1)500 = 505 \text{ кгс/см}^2,$$

следовательно, для третьей секции $p = 230$ кгс/см². Допускаемое давление для второй секции будет

$$p = \frac{\frac{210\,000}{1{,}35} + 27\,000 - 170\,000 + 10\,100}{0{,}47 \cdot 14{,}4^2} = 230 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p = \frac{(16{,}8^2 - 14{,}6^2)\frac{500}{1{,}35}}{2 \cdot 16{,}8^2} + 0{,}1(1{,}2 - 1)2000 = 500 \text{ кгс/см}^2.$$

Сравнивая полученные величины, определяем, что допускаемое давление для колонны равно 230 кгс/см².

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А. И., Сидоров Н. А. Осложнения при креплении глубоких скважин. М., «Недра», 1966.
2. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. Гостоптехиздат, 1960.
3. Гукасов Н. А., Привердян А. М. Приближенная формула для определения гидродинамического давления при движении бурильного инструмента и обсадной колонны в скважине. — «Нефть и газ», 1964, № 6.
4. Караев А. К., Сароян А. Е., Ширинзаде С. А. Обсадные колонны для глубоких скважин. М. «Недра», 1971.
5. Керимов З. Г. Динамические расчеты бурильной колонны. М., «Недра», 1970.
6. Пивоваров И. Ф., Сароян А. Е. и др Справочное руководство по нефтепромысловым трубам. М., «Недра», 1967.
7. Саркисов Г. М. Расчеты обсадных труб и колонн. Гостоптехиздат, 1961.
8. Саркисов Г. М. Расчеты бурильных и обсадных колонн. М., «Недра», 1971.
9. Сароян А. Е. Проектирование бурильных колонн. М., «Недра», 1971.

Глава X

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ)

ФУНКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Буровые растворы осуществляют в скважинах ряд функций. В соответствии с тем, какие свойства растворов при этом используются, эти функции объединяются по следующим группам:

Гидродинамические функции. Обусловлены вязкостью, инерцией и другими свойствами движущейся жидкости:

1. Вынос выбуренной породы из скважины и освобождение от нее на дневной поверхности. 2. Перенос энергии от насоса к забойному двигателю — турбобуру. 3. Размыв породы на забое скважины (гидромониторный эффект). 4. Отвод тепла от долота, при его работе на забое скважины.

Гидростатические функции. Обусловлены весом бурового раствора, оказывающим давление на стенки скважины, прочностью структуры. раствора на сдвиг: 5. Предотвращение проникновения в ствол скважины газа, нефти и воды из пластов, образующих стенки скважины. 6. Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции. 7. Сохранение целостности стенок скважины, сложенных слабо сцементированными породами. 8. Уменьшение нагрузки на талевую систему.

Функции коркообразования. Обусловлены способностью буровых растворов образовывать в поровом пространстве стенок скважины и на их поверхности фильтрационную корку, обладающую пониженной проницаемостью и некоторой прочностью: 9. Уменьшение проницаемости стенок скважины. 10. Сохранение или усиление связности слабо сцементированных пород. 11. Уменьшение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважины.

Физико-химические функции. Обусловлены физико-химическим взаимодействием компонентов бурового раствора с породами, составляющими стенки скважины, с пластовыми водами, бурильным инструментом:

12. Сохранение устойчивости стенок скважины несмотря на воздействие фильтрата бурового раствора. 13. Предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного разрушения. 14. Сохранение естественной проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии. 15. Сохранение необходимых технологических свойств раствора, несмотря на воздействие выбуренной породы, пластовых вод, высокой температуры. 16. Улучшение буримости породы.

Прочие функции. 17. Сохранение теплового режима в многолетнемерзлых породах при их разбуривании. 18. Содействие установлению геологического разреза скважины при помощи геофизической аппаратуры благодаря корреляции между показателями бурового раствора и свойствами и состоянием проходимых пород и возможности изучения природы выбуренных частиц, выносимых раствором из скважины.

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА (ПАРАМЕТРЫ) БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ

Условная вязкость *T*. Характеристика гидравлического сопротивления бурового раствора прокачиванию. Продолжительность истечения 500 см³ бурового раствора из залитых в стандартную воронку ВП-5 700 см³ (рис. X.1). Размерность условной вязкости — секунды. (При лабораторных работах допускается определение условной вязкости, обозначаемой T_{100} — продолжительности истечения 100 см³ из залитых 200 см³). Перед измерением раствор должен быть интенсивно перемешан для разрушения структуры. (При отборе раствора непосредственно из желоба и незамедлительном измерении перемешивание не требуется). Продолжительность истечения воды из вискозиметра — водяное число, равно 15 с. Большая величина свидетельствует о засорении трубки и необходимости очистки, меньшая — о непригодности прибора.

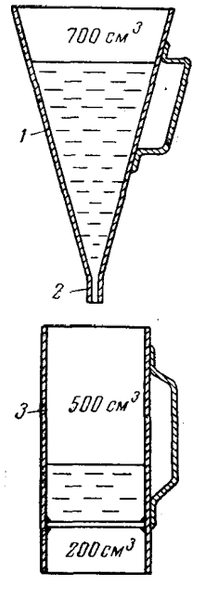


Рис. X.1. Вискозиметр ВП-5.

1 — воронка; *2* — трубочка; *3* — кружка

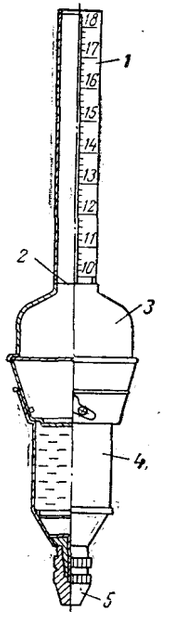


Рис. X.2. Ареометр АГ-1.

1 — шкала; *2* — кольцевая черта; *3* — поплавок; *4* — стакан; *5* — дополнительный груз.

Удельный вес γ. Вес единицы объема бурового раствора. Кажущийся удельный вес характеризует раствор выходящий из скважины и содержащий газовую фазу; истинный удельный вес — раствор из которого она удалена. Определяют с помощью ареометров АГ—1, АГ—2, АГ—ЗПП (рис. X.2) или рычажных весов.

Измерение удельного веса с помощью ареометра. Измерение основано на определении деления шкалы, до которого погрузился в воду прибор, со стаканом, заполненным раствором. Ареометр снабжен двумя шкалами для меньших и больших удельных весов. Если прибор тонет, снимают дополнительный груз и снова производят измерение. В первом случае определяют удельный вес по шкале меньших удельных весов, во втором — больших. Ареометр АГ — ЗПП снабжен шкалой поправок на влияние удельного веса воды, в которую погружают ареометр. Для определения поправки ареометр заполняют той же водой, в которую его погружают, и отсчитывают поправку по делению шкалы поправок, до которого погрузился приборы. Для определения истинного удельного веса бурового раствора, содержащего газ, сначала определяют содержание последнего, а затем рассчитывают истинный удельный вес γ по формуле

$$\gamma = \frac{\gamma_г 100}{100 v},$$

где $\gamma_г$ — кажущийся удельный вес; v — содержание газа в %.

Измерение с помощью рычажных весов. Основано на уравновешивании кружки прибора, заполненной раствором, движком, перемещаемым по рычагу. Рычаг может опираться на стойку с помощью одной из двух призм, каждой из которых соответствует своя шкала. Величину удельного веса отсчитывают по делению шкалы, совпадающему с риской движка. Если уравновешивание не достигается, рычаг устанавливают на другую призму и снова уравновешивают движком.

Водоотдача *B* (статическая и динамическая). Объем фильтрата (см³), отделившегося от бурового раствора за 30 мин при пропускании раствора через бумажный фильтр диаметром 75 мм. Для ускорения процесса измеряют объем фильтрата через 7,5 мин, а полученную величину умножают на 2, что примерно соответствует 30-минутной величине. При измерении статической водоотдачи буровой раствор смещается относительно фильтрующей поверхности только в результате процесса фильтрации. При измерении динамической водоотдачи раствор непрерывно омывают фильтрующую поверхность благодаря дополнительному механическому перемешиванию. Статическая водоотдача, как правило, значительно меньше динамической.

Измерение статической водоотдачи при перепаде давления, равном 1 кгс/см² при нормальной температуре производится с помощью приборов ВМ-6 (рис. X.3) и ВГ—1. Основано на измерении объема

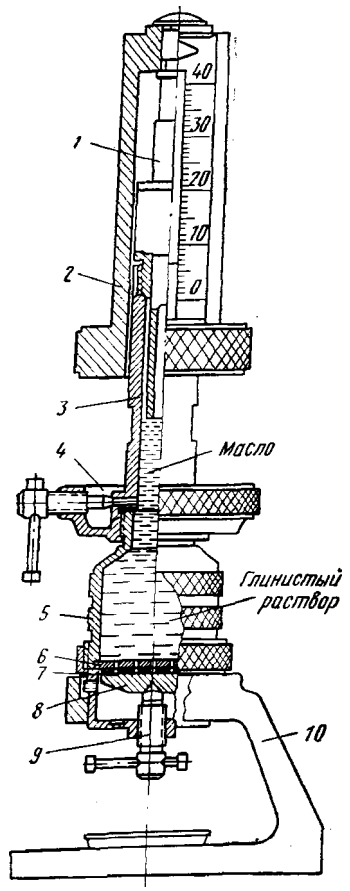


Рис. X.3. Прибор ВМ-6.

1 — втулка; *2* — плунжер; *3* — напорный цилиндр; *4* — игольчатый клапан; *5* — фильтрационный стакан; *6* — решетка с фильтром; *7* — поддон; *8* — клапан; *9* — винт; *10* — кронштейн.

раствора, находящегося в фильтрационном стакане над бумажным фильтром и уменьшающегося в процессе фильтрации. Перепад давления создается весом плунжера, передаваемым на раствор через масло, заполняющее напорный цилиндр. Вследствие уменьшения объема в процессе фильтрации плунжер опускается. Положение шкалы относительно неподвижной риски, находящейся на боковой поверхности его, определяет величину водоотдачи. Этот способ исключает ошибку, вызываемую потерей фильтрата на смачивание поверхности, находящейся под фильтром в приборах, основанных на непосредственном измерении объема фильтрата. Кроме того, в приборе точно фиксируется момент начала фильтрации, возникающей при открытии клапана под фильтрующей поверхностью. Периодическое проворачивание плунжера устраняет ошибку, вызываемую его зависанием, а ошибка возникающая вследствие утечки масла (при малом объеме утечки), компенсируется поправкой. Поправка вводится и на величину проседания плунжера, в момент открытия клапана. Утечка фильтрата через резьбовое соединение двух частей фильтрационного стакана не вносит ошибку в измеряемую величину. Измерение водоотдачи прибором ВГ — 1 производится аналогичным образом, после определения содержания газа.

Измерение статической водоотдачи при повышенных перепадах давления производится с помощью прибора ГрозНИИ. Основано на непосредственном измерении объема фильтрата при перепадах давления до 30 кгс/см². Перепад давления создается воздухом, находящимся в баллоне, с помощью масла, закачиваемого в него ручным насосом. Резервуаром для масла служит основание прибора.

Измерение статической и динамической водоотдачи при повышенных температурах (20—250° С) и перепадах давления до 25 кгс/см² производится с помощью фильтр-пресса ФП-3. Основано на измерении объема фильтрата, вытекающего из прибора через редукционный клапан. Фильтрация осуществляется в автоклаве, снабженном механическим перемешивающим устройством и регулируемым обогревом. Давление над фильтрующей поверхностью и под ней создается ручным гидравлическим прессом через два редукционных клапана. Объем фильтрата умножают на 2,25 для пересчета на стандартную площадь фильтрации.

При записи величин водоотдачи, (кроме статической при давлении 1 кгс/см² и нормальной температуре) фиксируют все отличия от последней.

Реологические характеристики.

Измеряют следующие показатели:

1. **Предельное статическое напряжение сдвига** θ_1 и θ_{10} в мгс/см² — наибольшее касательное напряжение, возникающее на боковой поверхности внутреннего цилиндра, погруженного в буровой раствор наружного цилиндра, вращающегося во время измерения со скоростью 0,2 об/мин. Измерение производят через 1 и 10 мин, в течение которых раствор находится в покое после разрушения структуры. Характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в покоящемся растворе, и интенсивность упрочения во времени (тиксотропность, равную θ_{10}/θ_1).

2. **Предельное динамическое сопротивление сдвигу** τ_0 в мгс/см² — постоянная составляющая касательных напряжений (не зависящая от градиента скорости). Характеризует прочность структуры, разрушение которой необходимо для поддержания потока.

3. **Пластическая вязкость** $\eta_{пл}$ в сантипуазах — коэффициент пропорциональности между переменной составляющей касательных напряжений $(\tau - \tau_0)$ и градиентом скорости сдвига (не зависит от скорости сдвига). Характеризует вязкостное сопротивление бурового раствора в потоке.

4. **Эффективная вязкость** $\eta_э$ в сантипуазах — коэффициент пропорциональности между суммой переменной и постоянной составляющих касательных напряжений и градиентом скорости сдвига. Характеризует полное (прочностное и вязкостное) сопротивление бурового раствора в потоке. Зависит от скорости сдвига.

В связи со сложностью законов течения неньютоновских жидкостей, к которым относятся буровые растворы, и сложностью измерения величин реологических констант, все измеряемые выше величины носят условный характер. За исключением первой они относятся к бингамовской модели жидкости, определяющей их физический смысл.

Для измерения этих характеристик служат приборы СНС-2, ВСН — 3, и РВР. Принципиальная схема приборов приведена на рис. X.4. Буровой раствор находится в наружном цилиндре, в который погружен внутренний цилиндр, подвешенный на упругой проволоке или пружине — динамометре. Величина угла закручивания проволоки, измеренная с помощью градуированного лимба и умноженная на соответствующий коэффициент, определяет величины касательных напряжений, возникающих на боковой поверхности внутреннего цилиндра при вращении наружного.

Прибор СНС — 2. Предназначен для измерения предельного статического напряжения сдвига при нормальной температуре. Снабжен одним двигателем, обеспечивающим вращение наружного цилиндра со скоростью 0,2 об/мин. Перед заполнением наружного цилиндра буровым раствором вращением крутильной головки устанавливают лимб на нулевое деление. Буровой раствор перед измерением подвергают интенсивному перемешиванию для разрушения структуры, и заполняют наружный цилиндр. После нахождения в покое в течение 1 или 10 мин включают двигатель и фиксируют наибольший угол закручивания, достигнутый в течение 1 мин измерения.

Прибор ВСН-3. Предназначен для измерения перечисленных реологических характеристик при температуре до 50° С. Снабжен двумя двигателями — одним для вращения наружного цилиндра со скоростью 0,2 об/мин, другим — для вращения со скоростями 600, 400, 300 и 200 об/мин, с помощью коробки передач. Методика измерения предельного статического напряжения сдвига отличается тем, что разрушение структуры, предшествующее измерению, обеспечивается вращением наружного цилиндра со скоростью 600 об/мин в течение 0,5 мин.

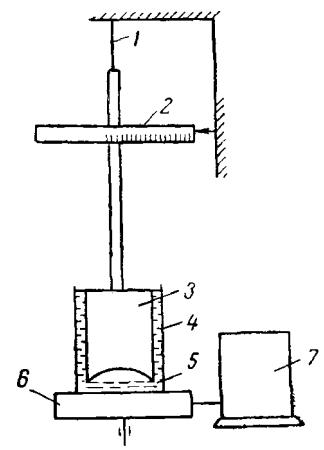


Рис. X.4. Принципиальная схема ротационного прибора.

1 — стальная нить; *2* — лимб; *3* — внутренний цилиндр; *4* — наружный цилиндр; *5* — буровой раствор; *6* — вращающийся столик; *7* — электромотор.

Прибор РВР (ротационный высокотемпературный вискозиметр). Предназначен для измерения реологических характеристик при температурах до 250° С и давлениях до 150 кгс/см². Измерительный узел помещен в автоклав. Снабжен двумя электромоторами, один из которых вращает внутренний цилиндр со скоростью 0,2 об/мин, другой — 700, 600, 500, 300 и 200 об/мин. Методика измерения величин предельного статического напряжения сдвига аналогична описанным выше.

Для измерения остальных реологических характеристик с помощью приборов ВСН — 3 и РВР заполняют наружный цилиндр. При вращении со скоростью 400 об/мин нагревают до достижения необходимой температуры, и включают наибольшую скорость вращения. Через 5 мин измеряют угол закручивания. Далее последовательно включают меньшие скорости, вращая прибор при каждой скорости в течение 3 мин, до записи угла закручивания. По полученным точкам (углам закручивания и скоростям вращения) проводят на графике прямую линию. Величину отрезка на оси углов закручивания φ_0 умножают на прочностной коэффициент прибора и, разделив на число оборотов, получают величину τ_0.

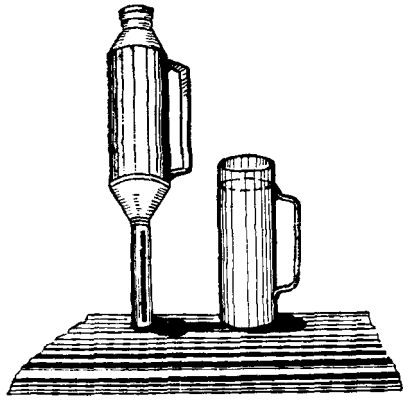


Рис. X.5. Отстойник ОМ-1.

Величину угла закручивания при 600 об/мин на приборе РВР или при числе оборотов, соответствующей этому числу оборотов на приборе ВСН — 3, умножают на вязкостный коэффициент прибора, делят на число оборотов и получают величину эффективной вязкости. Разность между величиной угла закручивания и φ_0, умножают на вязкостный коэффициент прибора делят на число оборотов в мин и получают величину пластической вязкости. При невозможности получить прямую линию на графике или при получении обратного наклона рассчитывают только величину эффективной вязкости.

Содержание песка (общего и отмытого) в % объем. Песком *П* считают содержание всех грубодисперсных частиц, находящихся в буровом растворе, независимо от их происхождения; отмытым песком *ОП* — только содержание песчаных частиц, не способных распускаться в воде. Содержание песка характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минерального состава. Содержанием песка является удвоенный объем осадка, образующийся при отстаивании бурового раствора, разбавленного в 10 раз водой, в течение 1 мин в отстойнике ОМ-1, ОМ-2 или стеклянном (рис. X.5). Осадок, перенесенный в фарфоровую чашку диаметром около 120 мм, растирают резиновой пробкой, промывают водой до прекращения помутнения. Остаток переносят с помощью воды в отстойник, определяют его объем, умножают на 2 и получают содержание отмытого песка *ОП*.

Содержание газа *Г* в %. Определяют с помощью прибора ВГ-1 (рис. X.6). По риске, до которой погружается плунжер, сжимающий газ своим весом.

Содержание нефти и газового конденсата в Н % вес. Определяют путем извлечения их растворителем в приборе Дина и Старка

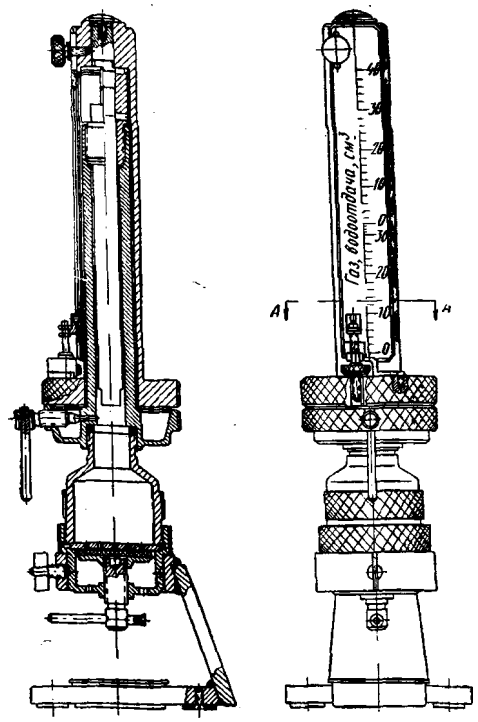


Рис. X.6. Прибор ВГ-1.

(рис. X.7). Гильзу, содержащую буровой раствор, помещают в круглодонную колбу и соединяют последнюю с отводной трубкой ловушки. Верхний конец ловушки соединяют с холодильником и нагревают колбу. Вода собирается в ловушке в течение около 2—3 ч. Отмечают количество воды в ловушке. Гильзу высушивают в сушильном шкафу до постоянного веса при 105° С и взвешивают. Содержание нефти и конденсата определяют по формуле.

$$H = \frac{[a-(б-в)]\,\gamma 100}{a},$$

где a — вес пробы раствора в г; $б$ — вес сухого остатка в гильзе в г; $в$ — количество воды в ловушке в г; γ — удельный вес бурового раствора в г/см³.

Концентрация водородных ионов (водородный показатель pH) характеризует щелочность буровых растворов. Оптимальное значение ее, наряду с другими факторами, обеспечивает высокое качество буровых растворов.

Величина логарифма концентрации водородных ионов взята с обратным знаком. При pH $>$ 7 — жидкости щелочные, при pH $<$ 7 — кислые. Необработанные буро-

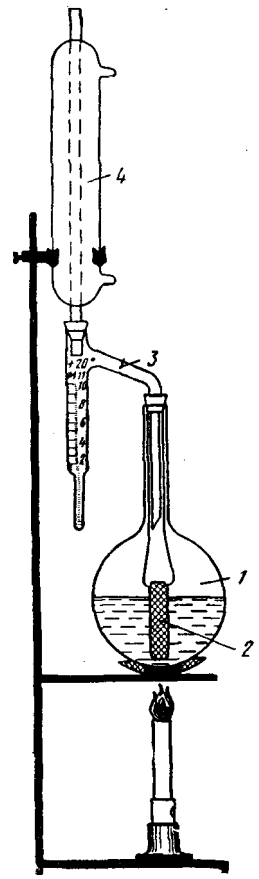


Рис. X.7. Прибор Дина и Старка.
1 — круглодонная колба; *2* — латунная гильза; *3* — ловушка; *4* — холодильник.

вые растворы имеют pH примерно от 6,5 до 7,5. У химически обработанных растворов величина pH может достигать 12,5—13,5.

Наиболее простым приближенным способом определения pH является применение индикаторов. Для определения pH капля бурового раствора наносится на полоску индикаторной бумаги. Окраску пятна, образовавшегося на противоположной стороне полоски, сравнивают с эталонной цветной шкалой, прилагаемой к бумаге. Верхний предел для различных марок индикаторной бумаги 10—14. В лабораторных условиях величину pH определяют на специальных приборах. Одним из наиболее совершенных приборов является лабораторный pH-метр ЛПУ-01.

Анализ фильтрата буровых растворов. Фильтрат набирают путем отфильтровывания с помощью воронки Бюхнера (вакуумная фильтрация), снабженной бумажным фильтром; для химически обработанных растворов его диаметр вследствие малой водоотдачи должен быть не менее 75 мм. Воронка и стакан, в котором собирается фильтрат, должны промываться дистиллированной водой и высушиваться.

Определение содержания водорастворимых солей. Определение приближенное, так как в эту величину включается содержание едкого натра и органических реагентов.

С помощью пипетки отбирается точно измеренное количество фильтрата (5—10 мл), переносится на часовое стекло или в фарфоровую чашку и выпаривается на водяной бане. Остаток высушивается в сушильном шкафу при температуре 105—110° С до постоянного веса и взвешивается на аналитических весах с точностью до 0,0002 г. Содержание солей рассчитывают по формуле

$$A = \frac{a100}{V},$$

где A — содержание водорастворимых солей в %; a — вес сухого остатка в г; V — объем пробы фильтрата в мл.

СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ С ВОДНОЙ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДОЙ

Глины

Основные сведения о глинах

Глины — это землистые минеральные массы, способные диспергироваться в воде с образованием коллоидно-суспензионных систем, условно именуемых растворами.

Глины состоят из минералов, представляющих собой в основном водные алюмосиликаты. Наибольшее значение имеют каолинитовые, монтмориллонитовые и гидрослюдистые минералы.

Каолинитовые минералы (каолинит, диккит, галлуазит) обладают в водных суспензиях наименьшей степенью дисперсности. Илистых частиц (размером менее 0,001 мм) в них содержится не более 20—25%, а коллоидных (размером менее 0,25 мк) примерно 5—10%. В монтмориллонитовых суспензиях содержание илистых частиц доходит до 80%, в том числе коллоидных до 60%.

Гидрослюдистые минералы занимают промежуточное положение и являются основным компонентом большинства природных глин.

Выбор глины для приготовления бурового раствора

Основной характеристикой глины является ее коллоидность, определяющая выход раствора из 1 т глины. Примерная

классификация глин по их коллоидности приведена в табл. X.4.

При прочих равных условиях с ростом коллоидности уменьшается расход глины, а следовательно стоимость бурового раствора. Расход глины P для приготовления 1 м³ бурового раствора определяется по формуле

$$P = \frac{\gamma_3(\gamma_2 - \gamma_1)}{\gamma_3 - \gamma_1(1 - n + n\gamma_3)},$$

где γ_3 — удельный вес глины; γ_2 — удельный вес бурового раствора; γ_1 — удельный вес воды, на которой затворяется глина; n — влажность глины, в долях от единицы.

Второй характеристикой глины является состав обменного комплекса, определяющий чувствительность глины к коагулирующему влиянию солей. Для использования буровых растворов в условиях слабой минерализации и при известковой обработке эта характеристика может стать основной. В частности, с увеличением содержания кальция в обменном комплексе переход к известкованному раствору облегчается. Кроме того, солестойкость глины определяется ее минералогическими особенностями.

Некоторые природные глины обладают высокой естественной устойчивостью к влиянию солевой агрессии. Основным представителем этих глин является палыгорскит. Эта глина в равной степени хорошо распускается в пресной и минерализованной воде. Удельные веса палыгорскитовых растворов 1,10—1,15 гс/см³, при вязкости 25—30 с. Водоотдача таких растворов без химической обработки относительно велика (20—30 см³), но не зависит от минерализации. Наиболее ценной является их способность придавать структурные свойства высокоминерализованным растворам, теряющим структурные свойства при обработке реагентами-стабилизаторами. В этих случаях палыгорскит добавляют в количестве 6—8% по весу к буровому раствору.

Таблица X.1

Классификация глин по коллоидности

Удельный вес раствора при вязкости 25 с, гс/см³	Коллоидность глины	Выход глинистого раствора из 1 т глины, м³
До 1,06	Высококоллоидная	До 16
1,06—1,15	Коллоидная	10—4
1,15—1,30	Среднеколлоидная . .	4—3
1,30—1,40	Малоколлоидная . .	3—1,6
Свыше 1,40	Очень малоколлоидная, тяжелая глина	Ниже 1,6

Если по геологическим условиям допустима относительно высокая водоотдача, можно применять растворы, приготовленные только из палыгорскита.

Порошкообразные глины

Порошкообразные глины позволяют механизировать процесс приготовления бурового раствора и обладают в большинстве случаев лучшим качеством, чем местные низкосортные глины.

Качество порошкообразных глин определяется в соответствии с ТУ-1964, *согласно табл.* X.2.

Тонкость помола глин и порошков определяется следующим образом. В фарфоровый стакан наливают 100 см³ воды, при размешивании на пропеллерной мешалке (скорость вращения 600—800 об/мин) засыпают в него 10 ± 0,01 г (в расчете на сухой) глинопорошка и перемешивают 5 мин. Полученную суспензию выливают на сито № 05, установленное над ситом № 0075, и промывают в течение 1 мин струей воды (высота 11—14 см, скорость истечения 2 л/мин). После этого сито № 05 снимают и продолжают промывание сита № 0075 еще в течение 3 мин. Остатки с обоих сит помещают в фарфоровые чашки и сушат в течение 1 ч при 105° С, затем взвешивают и рассчитывают в процентах к первоначальной навеске.

Влажность глинопорошка определяют следующим образом. Навеску глинопорошка (10 ± 0,01 г) помещают в сушильный шкаф в стеклянном бюксе. Высушивают пробу при 105° С. Первое взвешивание производят через 2 ч, повторные через каждые 30 мин до постоянного веса (разность менее 0,01 г). Пробы перед взвешиванием охлаждают в эксикаторе с безводным хлористым кальцием или концентрированной серной кислотой. Содержание влаги определяют в процентах с точностью до 0,1 по формуле

$$B = \frac{P - P_1}{P} 100,$$

где P — вес влажного образца; P_1 — вес высушенного образца.

При ускоренном определении влажности 10 г глинопорошка помещают в фарфоровую чашку так, чтобы толщина слоя не превышала 2 мм, и прогревают инфракрасной лампой, находящейся на расстоянии 15 см от поверхности порошка. Первое взвешивание производят через 5 мин, затем повторяют подсушивание до постоянного веса.

Для испытания глинопорошка приготавливают раствор следующим образом. При перемешивании добавляют такое количество глинопорошка, которое позволяет

Таблица X.2

Характеристика порошкообразных глин

Сорт	Удельный вес глинистого раствора (при вязкости 25 с по ВП-5), гс/см³	Выход раствора из 1 т глинопорошка, м³	Остаток на сите, %		Влажность, %	Содержание песка в глинистом растворе, %	
			№ 05	№ 0075		общее	отмытого
1	До 1,06	Не менее 10	0	До 10	5,0—8,0	До 0,8	До 0,5
2	1,06—1,08	8—10	0	До 10	5,0—8,0	До 1,5	До 0,8
3	1,08—1,15	4—8	0	До 10	5,0—8,0	До 3,0	До 1,5
4	Свыше 1,15	Менее 4,0	0	До 10	5,0—8,0	До 4,0	До 3,0

получить раствор с вязкостью 30—40 с по ВП-5. Ориентировочный расход устанавливают предварительно опытным путем. Перемешивают в течение 60 мин (скорость вращения мешалки 600—800 об/мин). После перемешивания вязкость раствора доводят до 25 с по ВП-5 путем разбавления водой. Растворы выдерживают сутки, после чего размешивают в мешалке в течение 5 мин, измеряют вязкость и вновь разбавляют водой, пока не достигнут вязкости 25 с.

Экспресс-метод определения типа глин по обменному комплексу

Технологические свойства буровых растворов зависят от того, из каких глин приготовлены растворы (натриевых или кальциевых). Экспресс-метод определения типа глин основан на различном отношении их к двум реагентам — углещелочному и сульфит-спиртовой барде. Первый, будучи добавленным в небольшом количестве, загущает кальциевые глины и разжижает натриевые. Второй, применяемый совместно с каустической содой, разжижает растворы из кальциевых глин и загущает из натриевых. Для определения готовят густой (не течет) раствор из испытуемой глины и делят его на две части. К одной добавляют небольшое количество УЩР, к другой ССБ (примерно по 5% по объему). Если разжижение происходит при добавке УЩР, то глина натриевая, если при добавке ССБ — кальциевая. *Последняя в ряде случаев требует* повышения щелочности, поэтому если разжижение *не произошло, добавляют при* сильном перемешивании до 5% по объему раствор каустической соды. Если при этом произошло разжижение — глина кальциевая. При смешанном обменном комплексе (кальциево-натриевом) может произойти загущение или разжижение от обоих реагентов.

Количественное определение состава обменного комплекса

Определение суммарного количества поглощенных катионов. Навеска воздушно сухой глины, измельченной и просеянной через сито с отверстиями 0,5 мм в количестве от 10 до 20 г, помещается в стакан, в который заливают 100 мл 0,05 н. соляной кислоты. После перемешивания и отстаивания прозрачную жидкость осторожно сливают. Такую обработку производят 3—4 раза. Затем осадок с помощью промывки 0,05 н. раствором соляной кислоты переносят на воронку со складчатым бумажным фильтром. Промывку продолжают на фильтре, заливая новую порцию раствора соляной кислоты после окончания отфильтровывания предыдущей порции. Отбирают 2—3 мл фильтрата, вытекающего из воронки, добавляют гидроокись аммония до появления розовой окраски фенолфталеина. Если после добавления гидроокиси аммония фильтрат мутнеет, добавляют по каплям уксусную кислоту до получения прозрачного раствора. Затем снова добавляют гидроокись аммония до получения щелочной среды. Затем добавляют 1,5—2,0 мл насыщенного раствора щавелевокислого аммония. Отсутствие выпадения осадка в течение 30 мин свидетельствует об окончании обработки. Если осадок появляется, продолжают обработку глины соляной кислотой. По окончании обработки осадок на фильтре промывают дистиллированной водой до отсутствия реакции на хлор-ион (по азотнокислому серебру).

Полученную водородную глину смывают с фильтра в колбу емкостью в 250 мл, разбавляют водой до 200 мл и титруют 0,2 н. раствором едкого натра, без индикатора. Об окончании титрования судят по розовой окраске фенолфталеина, вызванной добавлением к нему в фарфоровой чашке нескольких капель титруемого раствора. После появления окраски оставляют пробу на сутки и, если окраска фенолфталеина

перестанет появляться, дотитровывают тем же раствором едкого натра.

Отдельно определяют влажность глины. Расчет величины обменного комплекса производят по формуле

$$N = \frac{Ta100}{P(1-n)},$$

где N — число миллиграмм-эквивалентов в обменном комплексе 100 г глины; T — нормальность раствора едкого натра; a — количество едкого натра, пошедшее на титрование, в мл; P — навеска глины в г; n — влажность глины в долях от единицы.

Определение содержания поглощенных катионов калия и натрия. Навеску в 5 г воздушно сухой глины обрабатывают в фарфоровой чашке 50 мл 0,5 н. раствора углекислого аммония Смесь переносят на бумажный фильтр и последовательно обрабатывают еще четыре раза раствором углекислого аммония порциями по 30 мл. Фильтрат выпаривают на водяной бане досуха, растворяют в точно отмеренном количестве 0,01 н. соляной кислоты и кипятят для удаления углекислого газа. Избыток кислоты оттитровывают в фарфоровой чашечке 0,01 н. раствором щелочи до появления розовой окраски у 2—3 капель фенолфталеина при добавлении к ним нескольких капель титруемого раствора.

Рассчитывают содержание ионов натрия и калия по формуле

$$N_{Na} = \frac{aT_1 - bT_2}{P(1-n)},$$

где N_{Na} — содержание натрия и калия в обменном комплексе 100 г глины в мг·экв; a — количество раствора соляной кислоты в мл; T_1 — нормальность раствора соляной кислоты; b — количество раствора едкого натра в мл; T_2 — нормальность раствора едкого натра; P — навеска глины в г; n — влажность глины в долях от единицы.

Определение содержания поглощенных ионов кальция и магния производится по формуле

$$N_{Ca} = N - N_{Na}.$$

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

Классификация химических реагентов, применяемых для обработки буровых растворов с водной дисперсионной средой:

1. Реагенты-стабилизаторы:
понизители водоотдачи;
разжижители.
2. Реагенты, связывающие ионы кальция.
3. Реагенты, поставляющие ионы кальция.
4. Реагенты-структурообразователи.
5. Реагенты-регуляторы щелочности.
6. Реагенты-эмульгаторы.
7. Реагенты-пеногасители.
8. Реагенты, придающие глинистым растворам термостойкость.
9. Поверхностно-активные вещества.
10. Смазочные добавки.

Реагенты — стабилизаторы (понизители водоотдачи и разжижители)

Эти реагенты являются органическими высокомолекулярными высокогидрофильными веществами, растворимыми в воде, способными снижать водоотдачу или разжижать буровые растворы. В некоторых случаях реагенты обладают обоими свойствами одновременно.

Углещелочной (УЩР) и торфощелочной (ТЩР) реагенты

Исходным материалом для приготовления УЩР служат бурые угли ряда месторождений, главным образом Александрийского. Содержащиеся в буром угле и торфе гуминовые кислоты являются основным действующим веществом этих реагентов. Основная масса бурого угля и гуминовых кислот в воде практически нерастворима. При воздействии на гуминовые кислоты едкого натра образуются натриевые соли, растворяющиеся в воде. Полнота перехода в раствор гуминовых веществ зависит от количества едкого натра, введенного в реакцию, и достигает максимума при соотношении бурого угля и едкого натра примерно 1 : 0,2 (в пересчете на сухие вещества). Нагревание и перемешивание ускоряют процесс перехода гуминовых веществ в раствор.

В связи с относительно высоким молекулярным весом гуминовых веществ вязкость растворов их натриевых солей быстро возрастает с ростом концентрации и, когда концентрация бурого угля достигает более 15%, текучесть раствора теряется, что и определяет верхнюю границу концентрации бурого угля в реагенте при его приготовлении.

Гуматы натрия в реагенте являются смесью фракций различного молекулярного веса. Поэтому УЩР представляет собой реагент, обладающий двумя механизмами действия. Более высокомолекулярные фракции обеспечивают снижение водоотдачи, менее высокомолекулярные — понижают вязкость. Эта универсальность действия, в сочетании с дешевизной и доступностью, обеспечили широкое распространение его.

УЩР обладает рядом специфических особенностей. Высокий разжижающий эффект наблюдается только при воздействии на буровые растворы из натриевых глин. С ростом содержания кальция в обменном комплексе разжижение сменяется структурообразованием. Поэтому большинство природных глин, будучи кальциевыми или кальциево-натриевыми, требует дополнительной обработки реагентами, связывающими кальций, что и обеспечивает восстановление необходимого эффекта разжижения.

Гуматы натрия в присутствии хлористого натрия и других солей одновалентных металлов коагулируют, разжижающая способность значительно ослабевает при содержании хлористого натрия примерно 0,2—0,5%, а способность снижать водоотдачу — при 2,5—3,0%. Стабилизирующие свойства УЩР практически полностью теряются при взаимодействии с солями двухвалентных металлов — кальция и магния, вследствие образования солей этих металлов, плохо растворимых в воде. Однако эта растворимость оказывается достаточной для того, чтобы гуматы кальция или магния регенерировались в гуматы натрия при взаимодействии с водными растворами веществ, связывающих ионы кальция (кальцинированная сода, фосфат натрия) в еще менее растворимые соединения. Это свойство используют при попадании в буровой раствор солей кальция, в частности цемента.

Торф содержит гуминовые кислоты примерно в тех же количествах, что и бурый уголь (35—50%). В связи с этим его можно использовать для приготовления реагента. Свойства ТЩР практически одинаковы со свойствами УЩР. Отличительной особенностью является наличие в нем большого количества волокнистых остатков, сильно повышающих вязкость реагента. Однако это становится преимуществом при использовании ТЩР для обработки буровых растворов при борьбе с поглощениями. Влажность торфа значительно превышает влажность бурого угля. Это сказывается на расходе торфа при приготовлении реагента.

Приготовление УЩР и ТЩР осуществимо в заводских и промысловых условиях. УЩР в настоящее время выпускается заводами в сухом виде.

В связи с различным составом УЩР его записывают, например, таким образом: УЩР — 13—2,5. Первая цифра указывает на содержание бурого угля, вторая едкого натра, обе в расчете на сухие реагенты (в процентах по весу к объему реагента).

Расчет приготовления УЩР (ТУЩР). В связи с различной влажностью исходных веществ — бурого угля или торфа (в дальнейшем описании наименование второго реагента опускается), расход их для приготовления реагента должен быть различным.

Количество бурого угля, необходимое для приготовления реагента, определяют по формуле

$$P_1 = \frac{PN}{100-n}100,$$

где P_1 — необходимое весовое количество влажного бурого угля; P — процентное содержание сухого бурого угля в реагенте по рецепту; N — объем реагента, который необходимо приготовить; n — влажность бурого угля.

Объем раствора каустической соды, необходимый для приготовления единицы объема химического реагента, определяется по формуле

$$V = \frac{10nN}{m},$$

где V — объем раствора каустической соды; n — процентное содержание каустической соды в реагенте; N — объем реагента, который необходимо приготовить; m — содержание сухой каустической соды в 1 л раствора воды в г (табл. X.3).

Определение влажности бурого угля. Для определения влажности бурого угля

Таблица X.3

Содержание сухой каустической соды в зависимости от удельного веса водных растворов

Удельный вес раствора при 15° С, гс/см³	Содержание NaOH в 1 л раствора, г	Удельный вес раствора при 15° С, гс/см³	Содержание NaOH в 1 л раствора, г
1,007	6,0	1,220	239,7
1,014	12,0	1,231	253,6
1,022	18,9	1,241	267,4
1,029	25,7	1,252	281,7
1,036	32,6	1,263	296,8
1,045	39,6	1,274	311,9
1,052	47,3	1,285	327,7
1,060	55,0	1,297	344,7
1,067	62,5	1,308	361,7
1,075	70,7	1,320	380,8
1,083	79,1	1,332	399,6
1,091	88,0	1,345	419,6
1,100	96,6	1,357	441,0
1,108	105,3	1,370	462,1
1,116	124,4	1,397	507,9
1,134	134,9	1,410	530,9
1,142	155,5	1,424	556,2
1,152	155,5	1,438	582,0
1,162	166,7	1,453	610,6
1,171	177,4	1,468	639,8
1,180	188,8	1,483	669,7
1,190	201,2	1,498	700,0
1,200	213,7	1,514	732,9
1,210	226,4	1,530	766,5

отбирают среднюю пробу. Уголь растирают в ступке и отвешивают 5 г. Чашку с навеской бурого угля помещают в сушильный шкаф при температуре 105—110° С, через 1,5 ч вынимают и помещают в эксикатор. После остывания чашку взвешивают, вес записывают, чашку снова помещают в сушильный шкаф, а через 0,5 ч в эксикатор. Снова взвешивают. Так повторяют до тех пор, пока вес чашки с углем не перестанет уменьшаться.

Влажность угля определяется по формуле

$$n = \frac{A-B}{5}\ 100\%,$$

где n — влажность бурого угля; A — вес чашки с углем перед сушкой; B — вес чашки с углем после сушки.

Упрощенный способ определения содержания гуминовых веществ в УЩР. В лабораторных условиях готовят при нагревании раствор, содержащий 10% сухого бурого угля в 2%-ном растворе едкого натра. Примерное содержание гуминовых веществ в таком растворе составляет 5%. Отбирают небольшой объем раствора (например 2—5 мл), точно отмеренный с помощью пипетки. Отобранную порцию разбавляют водой в таком количестве, чтобы разбавленный раствор, внесенный в мерный цилиндр объемом 100 мл, был достаточно окрашенным, но прозрачным. Во избежание обесцвечивания, вызываемого солями, растворенными в воде, ее смягчают, добавляя небольшое количество кальцинированной соды или фосфатов натрия. Такую же операцию проделывают с пробой раствора УЩР, взятой с буровой, так, чтобы интенсивность окраски испытуемого раствора, помещенного в такой же цилиндр, и эталонного, полученного в лаборатории, сравнялись. Число, показывающее во сколько раз разбавлен испытуемый раствор (кратность разбавления), деленное на кратность разбавления эталонного раствора и умноженное на пять — есть концентрация гуматов натрия в испытуемом реагенте, выраженная в процентах.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)

Промышленность поставляет высокомолекулярную высоковязкую КМЦ (степень полимеризации 500—600) и низковязкую КМЦ (степень полимеризации 300). КМЦ представляет собой рассыпающееся белое или слегка кремовое волокнистое вещество, относительно медленно растворяющееся в воде с образованием вязкого коллоидного раствора. Назначение низковязкой КМЦ — снижение водоотдачи буровых растворов средней минерализации при температурах примерно до 130—140° С. При большем содержании соли происходит разжижение. Водоотдача при этим снижается плохо. Высоковязкая КМЦ обладает способностью снижать водоотдачу буровых растворов вплоть до насыщения их хлористым натрием.

Реагентом для химической обработки глинистых растворов служит 8—10%-ный водный раствор КМЦ. Бо́льшая концентрация недопустима из-за высокой вязкости раствора. Расход маловязкой КМЦ при снижении водоотдачи среднеминерализованных растворов примерно до 5 см³ составляет 2%. При длительном хранении водного раствора КМЦ его активность постепенно теряется. В промысловых условиях реагент приготавливают следующим образом. В глиномешалку объемом 4 м³ заливается вода на $^2/_3$ ее объема и при перемешивании загружается 300—400 кг КМЦ. Через 1—2 ч реагент растворяется. При наличии на буровой маловязкого бурового раствора целесообразно непосредственное растворение в нем КМЦ для уменьшения разбавления бурового раствора водой, содержащейся в реагенте.

Полиакрилаты (гипан, К-4, РС-2, метас)

Реагенты К-4, РС-2 поставляются в виде 10%-ного высоковязкого водного раствора желтоватого цвета со слабым аммиачным запахом. Основное назначение реагентов — понижение водоотдачи средне- и высокоминерализованных глинистых растворов. Отличаются от КМЦ более высокой активностью и термостойкостью. Для снижения водоотдачи среднеминерализованных растворов до 5—6 см² достаточно ввести около 1% гипана, а при приближении к насыщению это количество возрастает до 2%. Гипан сильно загущает пресные буровые растворы, а высокоминерализованные разжижает, но в меньшей степени, чем КМЦ.

Реагент РС-2 применяется в виде 1—2%-ного раствора и является эффективным понизителем водоотдачи пресных и слабоминерализованных малоглинистых растворов.

Буровые растворы, обработанные акрилатами, при средней и высокой минерализации выдерживают нагревание только до температуры 120° С.

Промышленностью освоен реагент — метас. В отличие от описанных акрилатов, он поставляется потребителям в виде порошка белого цвета, растворимого в слабом (1—2%-ном) растворе едкого натра или непосредственно в буровом растворе, обладающем такой щелочностью. Это обусловливает удобство его применения. Добавляется в буровые растворы в количестве 0,5—1,5% и является эффективным понизителем водоотдачи растворов от пресных до насыщенных хлористым натрием. Вязкость раствора, обработанного этим реагентом, по мере увеличения содержания хлористого натрия снижается и при концентрации более 15% наступает разжижение бурового раствора. Реагент обладает повышенной термостойкостью, что позволяет применять буровые растворы, даже высокоминерализованные, обработанные метасом, до температур 180—200° С.

Все акрилаты в присутствии солей кальция теряют активность, поэтому их необходимо использовать совместно с веществами, связывающими ионы кальция (кальцинированной содой, фосфатами).

Крахмальный реагент

Крахмал — растительный продукт, имеет ряд наименований в зависимости от источника производства (картофельный, маисовый и т. д.). Обычный крахмал в холодной воде не распускается, но переходит в раствор в слабощелочной среде (клейстеризация). В связи с высокой вязкостью крахмального клейстера реагент готовят не более чем 5—8%-ной концентрации. Необходимая для растворения щелочность создается добавлением в воду, на которой готовится реагент, от 1 до 2% едкого натра. В отличие от обычного крахмала модифицированный обладает способностью распускаться и в холодной воде.

Крахмальный реагент является понизителем водоотдачи, наиболее эффективным для обработки средне- и высокоминерализованных буровых растворов. Недостатком крахмального реагента является легкость ферментации, что требует применения специальных антиферментаторов (например, формалина или повышения содержания хлористого натрия свыше 20%). Крахмальный реагент в большинстве случаев сильно увеличивает вязкость буровых растворов. Расход крахмала, обеспечивающий снижение водоотдачи высокоминерализованных растворов, составляет примерно 2—3%. Термостойкость крахмального реагента 100—110° С, а из модифицированного крахмала 140 °С. В производственных условиях крахмальный реагент готовится следующим образом.

Глиномешалку заполняют водой так, чтобы в ней осталось место для добавляемого крахмала и раствора каустической соды. Затем вводится необходимое количество крахмала и после перемешивания и полного разрушения крахмальных комков добавляется каустическая сода. При использовании не порошкообразного, а пластинчатого крахмала его целесообразно предварительно перемешать с водой в течение 20—30 мин. Через 15—20 мин перемешивания со щелочью крахмальный реагент готов.

Хорошие результаты дает сочетание крахмального реагента с другими понизителями водоотдачи, а также с ССБ.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) и ее производные

ССБ — продукт целлюлозной промышленности, содержащий соли лигносульфоновых кислот. Она представляет собой вязкую темнокоричневую жидкость, обладающую характерным запахом. В зависимости от степени упаривания или разбавления содержит различное количество исходного вещества (табл. X.4).

Основное назначение ССБ — разжижение буровых растворов из кальциевой глины или растворов, подвергнутых известковой обработке. Растворы из натриевой глины от ССБ коагулируют, сильно густеют. Важнейшим преимуществом ССБ перед другими разжижителями является ее способность сохранять высокий разжижающий эффект при высокой концентрации хлористого натрия и кальция.

Водоотдача при обработке буровых растворов ССБ снижается слабо. Понизитель водоотдачи получают из ССБ путем конденсации ее раствора, подкисленного серной кислотой с формальдегидом, при нагревании до 90—95° С и последующей нейтрализацией до pH равного 7,0—8,0. Полученный относительно высокомолекулярный

Таблица X.4

Содержание сухой сульфит-спиртовой барды в зависимости от удельного веса водных растворов

Удельный вес, гс/см³	Содержание сухих веществ, %	Удельный вес, гс/см³	Содержание сухих веществ, %
1,05	10,0	1,21	38,6
1,06	12,0	1,22	40,2
1,07	14,0	1,23	42,0
1,08	16,0	1,24	43,4
1,09	18,0	1,25	45,0
1,10	20,0	1,26	46,5
1,11	21,6	1,27	48,1
1,12	23,6	1,28	49,7
1,13	25,4	1,29	51,3
1,14	27,4	1,30	52,6
1,15	29,2	1,31	54,3
1,16	31,0	1,32	56,0
1,17	32,5	1,33	57,5
1,18	34,0	1,34	59,1
1,19	35,6	1,35	60,6
1,20	37,1	1,36	61,3

продукт — КССБ-1 снижает водоотдачу буровых растворов, содержащих до 7% хлористого натрия или до 1,5—2,0% хлористого кальция. Более солестойкий понизитель водоотдачи получают конденсацией ССБ с формальдегидом и небольшим количеством фенола (КССБ-2). Но разжижающим действием КССБ практически не обладает. Реагент поставляют в виде 20—25%-ного раствора в воде, представляющего собой черную жидкость с неприятным запахом. Существует процесс конденсирования ССБ путем обработки ее хлором; хлорированная ССБ примерно так же влияет на буровые растворы, как и КССБ. Применяются другие модификации ССБ. Так, хромлигносульфонаты обладают способностью хорошо разжижать буровые растворы, содержащие гипс. Окислением в кислой среде с помощью хроматов с последующей нейтрализацией из ССБ получают эффективный разжижитель — окзил, используемый для разжижения растворов из натриевых и кальциевых глин в сочетании с едким натром.

Общим недостатком ССБ и ее модификаций, а также КССБ, является способность вспенивать глинистые растворы, особенно неутяжеленные, что в ряде случаев требует применения пеногасителей.

ССБ обычно не применяется самостоятельно. Так как она не является эффективным понизителем водоотдачи, ее сочетают с УЩР или КССБ в известковых глинистых растворах, с КМЦ или крахмальным реагентом в высокоминерализованных или хлоркальциевых.

При необходимости смешивания ССБ с раствором едкого натра ее разбавляют водой до 30%-ной концентрации, в противном случае она коагулирует с образованием резиноподобной нерастворимой массы.

Нитролигнин

Нитролигнин представляет собой желтокоричневый порошок, нерастворимый в воде, но растворяющийся в слабых растворах едкого натра.

Нитролигнин применяется в качестве разжижителя пресных и слабоминерализованных глинистых растворов в виде 5—10%-ного водного раствора, содержащего 1,5—3% едкого натра. В связи с тем что кальциевая соль этого реагента не растворяется в воде, его сочетают с реагентами, связывающими ионы кальция. Расход реагента примерно 0,15—0,3% от объема глинистого раствора.

На буровой реагент готовят следующим образом. В глиномешалку объемом 4 м³, заполненную на $^1/_3$ объема водой, загружают необходимое количество твердого едкого натра или его водного раствора. После растворения едкого натра в мешалку добавляют соответствующее количество нитролигнина и перемешивают в течение 1—1,5 ч. Далее глиномешалку заполняют доверху водой и перемешивают еще 15—20 мин. В случае сильного вспенивания добавляют одно ведро солярового масла. Готовый реагент перекачивают в мерную емкость и используют для обработки глинистого раствора.

Полифенол лесохимический (ПФЛХ) и другие разжижители

Реагент ПФЛХ представляет собой темно-коричневое вещество, растворимое как в воде, так и в слабых (1—2%) растворах едкого натра, является разжижителем главным образом слабо минерализованных глинистых растворов (при хлоркальциевой агрессии не пригоден). Применяется в виде водных растворов 5—10%-ной концентрации с содержанием каустической соды 1,5—3,0%. Кроме перечисленных разжижителей глинистых растворов, промышленностью осваивается выпуск новых. Среди них сулькор — темно-коричневое вещество, хорошо растворимое в воде и слабощелочных растворах.

Синтан 5 — твердое, коричневое, растворимое в воде и щелочи вещество.

Еловый экстракт — твердое темно-коричневое вещество, растворимое в воде и щелочах. Перечисленные вещества оказывают на глинистые растворы примерно такое же действие, как ПФЛХ и нитролигнин.

Реагенты, связывающие ионы кальция

Присутствие в глинистых растворах ионов кальция как в растворимой форме в цементе, так и в обменном комплексе глин иногда нежелательно. Замена ионов кальция ионами натрия улучшает качество раствора. Эта замена производится с помощью реагентов, связывающих ионы кальция.

Кальцинированная сода (Na_2CO_3)

Мелкокристаллический порошок, в зависимости от чистоты имеет цвет от белого до светло-серого. Выпускается в безводном виде или содержит кристаллическую воду до 60%.

Концентрацию водных растворов определяют по удельному весу растворов.

Применяется для обработки глинистых растворов в виде водных растворов 15-ной концентрации. В воде растворяется относительно медленно.

При взаимодействии с солями кальция связывает последний в практически нерастворимый углекислый кальций (мел), коагулирующее действие которого много слабее, чем действие растворимых солей кальция.

Таблица X.5

Содержание безводной кальцинированной соды в зависимости от удельного веса водных растворов

Удельный вес растворов при 20° С, гс/см³	Содержание кальцинированной соды в 1 л раствора, г	Удельный вес раствора при 20° С, гс/см³	Содержание кальцинированной соды в 1 л раствора, г
1,01	10,1	1,10	110
1,02	20,4	1,11	122
1,03	31,0	1,12	135
1,04	41,6	1,14	148
1,05	52,5	1,15	161
1,06	63,6	1,16	164
1,07	75,0	1,17	167
1,08	86,5	1,18	172
1,09	98,2	1,19	178

При взаимодействии с ионом кальция, находящимся в обменном комплексе глины, связывает кальций в углекислую соль; ион натрия занимает место иона кальция в обменном комплексе, улучшая стабильность раствора. При дальнейшем добавлении избыток кальцинированной соды вызывает коагуляцию раствора, рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига. Кальцинированная сода — основной реагент для связывания ионов кальция (табл. X.5).

Фосфаты натрия

Из фосфатов, применяемых в бурении скважин, наиболее распространены полифосфаты натрия — триполифосфат и гексаметафосфат, представляющие собой бесцветные стекловидные куски или пластинки. Они медленно растворяются в воде, нагревание ускоряет этот процесс. Применяются в водных растворах 5—10%-ной концентрации. Действуют на глинистые растворы как разжижители, однако эффективность разжижения меньшая, чем для органических соединений, рассмотренных выше. Вследствие способности разлагаться при повышении температуры разжижающий эффект кратковременный, что позволяет применять полифосфаты или в неглубоких скважинах, или при необходимости кратковременного разжижения (например, для проведения геофизических исследований).

Первичные фосфаты натрия метафосфат, пирофосфат, представляющие собой кристаллические порошки, применяют реже. Они связывают фосфаты в нерастворимые осадки и имеют более слабое разжижающее действие по сравнению с полифосфатами. Избыток фосфатов натрия коагулирует глинистые растворы.

Реагенты, поставляющие ионы кальция

В качестве одного из средств, уменьшающих чувствительность глинистого раствора к минерализации, для создания гидрофобизированных глинистых растворов применяется обработка растворов веществами, поставляющими ионы кальция. При известковой обработке эти ионы поставляются вместе с необходимыми для этой цели гидроксильными ионами.

Гашеная известь ($Ca(OH)_2$ гидроокись кальция)

Поставляется в виде кусковой жженой извести, которая перед употреблением гасится водой. Получается белый порошок гидроокиси, который можно долго хранить в сухом виде, но быстро превращается в неэффективный углекислый кальций при хранении во влажном виде или в растворе. Растворимость гидроокиси кальция в воде очень мала, поэтому ее применяют в виде известкового молока — водной суспензии, содержащей в 1 м³ до 300—400 кг извести. При введении в глинистый раствор часть извести, находящаяся в растворенном состоянии, взаимодействует с глиной (известкование). По мере связывания гидроокиси кальция новое количество ее поступает в раствор, пока вся известь не будет израсходована. В качестве разжижителей глинистых растворов, обработанных известью, применяют ССБ, нитролигнин и другие, а понизителей водоотдачи — УЩР, КССБ, КМЦ и др.

Гипс ($CaSO_4$)

При действии высокой температуры (свыше 130° С) на глинистые растворы, содержащие известь, их качество ухудшается вследствие образования нерастворимых алюмосиликатов кальция. При этом происходит интенсивное застудневание раствора. Для предотвращения этого известь заменяют гипсом, не образующим алюмосиликатов и не вызывающим застудневание. Разжижителями таких растворов служат производные ССБ, в основном хром-лигносульфонаты. Растворимость гипса так же мала, как и извести.

Хлористый кальций ($CaCl_2$)

Для получения более высоких концентраций ионов кальция в фильтрате глинистых растворов применяют хлористый кальций в количестве до 2—3%. Получаемые растворы

называются хлоркальциевыми (высококальциевыми). Хлористый кальций применяют в глинистых растворах совместно со стабилизаторами: КССБ или КМЦ.

Он представляет собой бесцветные кристаллы, очень гигроскопичные, легко растворимые в воде.

Реагенты-структурообразователи

Поваренная соль (NaCl)

Применяется для усиления структурно-механических свойств глинистых растворов, приготовленных из натриевых или натриево-кальциевых глин и стабилизированных УЩР. В глинистый раствор вводится около 0,5—1,0% раствора хлористого натрия 10—15%-ной концентрации. Структурные свойства глинистого раствора сначала возрастают, но после длительного перемешивания несколько ослабевают. Водоотдача глинистых растворов при такой обработке увеличивается незначительно.

Жидкое стекло (Na_2SiO_3)

Основное назначение жидкого стекла — создание структуры в малоглинистых растворах, реже в быстросхватывающихся смесях, применяемых для борьбы с потерей циркуляции. В первом случае расход жидкого стекла примерно 0,5—1,0%. Жидкое стекло служит основой для приготовления промывочных жидкостей типа силикатных и силикатно-солевых, является средством, ослабляющим способность выбуренных глин диспергироваться в буровой жидкости. Поставляется в растворенном виде.

Асбест, палыгорскит, окисленный петролатум

Являются средствами для повышения структурно-механических свойств высокоминерализованных глинистых растворов, обработанных реагентами понизителями водоотдачи. Механизм этого процесса не физико-химический, а механический — перечисленные материалы создают в глинистом растворе структурную сетку из собственных частиц.

Асбест добавляется до 1—2%, при этом используются наиболее дешевые и доступные низкосортные сорта.

Палыгорскит — солестойкая глина, при небольшом расходе, порядка 100 кгс на 1 м³ глинистого раствора, распускается в глинистом растворе, насыщенном солью, с образованием структуры. При отсутствии палыгорскита используют добавку бентонитовой глины, предварительно превращенной в пасту, путем затворения на пресной воде.

Окисленный петролатум, растворенный в дизельном топливе, используется в качестве смазочной добавки к глинистым растворам. Добавление этой смеси к глинистому раствору, насыщенному солями, создает в нем структурную сетку.

Регуляторы щелочности

Едкий натр (каустическая сода — NaOH)

Беловатое твердое вещество, применяется для повышения щелочности глинистых растворов до величины, обеспечивающей наибольший эффект разжижения. Избыточное количество вызывает рост структурообразования. Основное применение едкого натра — образование натриевых солей ряда веществ (гуматов, карбоксиметил-целлюлозы, нитролигнина и т. д.), применяемых в качестве реагентов для стабилизации глинистых растворов. Поставляется в твердом виде, затаренный в барабаны, или в виде водных растворов. При попадании на кожу вызывает ожоги; во избежание серьезных поражений требуется немедленная промывка места попадания водой с последующей нейтрализацией слабой кислотой. Признаком полного удаления щелочи служит исчезновение характерного ощущения мылкости на месте ожога.

Бурый уголь

Применяется для уменьшения избыточной щелочности глинистых растворов, приготовленных из натриевых глин и обработанных углещелочным реагентом. Добавляется или непосредственно в сухом виде в глинистый раствор, или предварительно смешивается с водой и добавляется в глинистый раствор в виде 20—30%-ной взвеси. Избыток бурого угля повышает вязкость глинистого раствора.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ)

Применяется для уменьшения избыточной щелочности глинистых растворов из кальциевых глин или подвергнутых известковой обработке, благодаря кислотности самой ССБ.

Реагенты-эмульгаторы

В связи с тем что основные реагенты — стабилизаторы глинистых растворов одновременно являются и эмульгаторами, применение специальных эмульгирующих реагентов в отечественной практике широкого распространения не получило, хотя известно несколько эмульгаторов, таких, как нейтрализованный черный контакт (НЧК), детергент советский (ДС), контакты — газойлевый или керосиновый и т. д.

Реагенты-пеногасители

Некоторые реагенты, используемые для химической обработки глинистых растворов, являются сильными пенообразователями. К ним относятся лигносульфонаты кальция (ССБ) и их модификации КССБ, хромлигносульфонаты и т. д. В ряде случаев их применение становится возможным только при условии, если пена будет погашена. Предложено и нашло промышленное применение большое количество различных пеногасителей, которые оказывают различное действие. Критерием выбора тех или иных пеногасителей служит их практическое опробование. В лабораторной практике получило распространение применение сивушных масел. В промышленности применяются: соапсток, являющийся отходом переработки растительных масел, синтетические высшие жирные спирты (СВЖС), окисленный парафин, специальный реагент АГ-2, полиметилсилоксановые жидкости (ПМС), кальциевый мылонафт, костный жир, стеариновая кислота, резиновая, каучуковая и полиэтиленовая крошка. Перечисленные вещества применяются в виде растворов или взвесей в дизельном топливе или других нефтепродуктах. Черный контакт и флотомасло применяются в исходном виде, без предварительного растворения. Полиметилсилоксановая жидкость (например, ПМС-1000А) плохо эмульгируется. Она применяется следующим образом: к 110—115 вес. ч. бентонитовой суспензии удельного веса 1,12—1,16 гс/см³ добавляется 0,3—0,5 вес. ч. мыла, предварительно растворенного в 10—15 вес. ч. горячей воды и смешанного с 1 вес. ч. ПМС. Во всех случаях применения пеногасителей более целесообразным является не добавление их к вспененному буровому раствору, а предварительное добавление к реагенту, вызывающему пенообразование.

Реагенты, придающие термостойкость глинистым растворам

Такими реагентами являются хроматные реагенты, представляющие собой анионные соединения хрома — хроматы калия и натрия и бихроматы (хромпик). Они представляют собой оранжевые или лимонно-желтые порошки или плавы, хорошо растворимые в воде, и применяются для придания термостойкости при температурах выше 80—100° С. Используются они в виде 10%-ных водных растворов и предохраняют глинистые растворы, обработанные УЩР, ССБ и КССБ и полиакрилатами от температурного застудневания и сильного роста водоотдачи. Избыточное количество реагента вызывает рост вязкости и СНС глинистого раствора.

Для предохранения КМЦ от влияния высокой температуры — термоокислительной деструкции к буровому раствору, обработанному КМЦ, добавляют раствор жидкого стекла. Другим средством, предохраняющим растворы, обработанные КМЦ, от влияния высокой температуры, являются фенолы эстонских сланцев (ФЭС), представляющие собой окрашенную маслянистую жидкость с характерным запахом. Они являются антиокислителями, действие которых объясняется повышенной, по сравнению с КМЦ, способностью к реакциям окисления. При нагревании ФЭС окисляются раньше, чем КМЦ, и предупреждают распад последнего. В связи с этим необходимо поддерживать определенную центрацию ФЭС в растворе.

В некоторых случаях повышение термостойкости достигается путем комбинирования реагентов — понизителей водоотдачи при совместной обработке ими глинистых растворов.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ)

Эти вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе фильтрат бурового раствора — нефть, применяются для улучшения условий вскрытия и освоения продуктивных горизонтов. Известны и находят применение следующие ПАВ: ОП-7, ОП-10, НЧК, УФЭ-8, ДС-РАС, сульфонол, М-20 и другие, являющиеся или неионогенными, или анионоактивными веществами. Применение этих веществ требует осторожности, поскольку они оказывают неодинаковое, зачастую ухудшающее влияние на глинистые растворы, вызывая рост вязкости и водоотдачи, что обусловливает необходимость подбора реагентов разжижителей или отказ от использования реагента, не совместимого с данным раствором. Кроме того, значительная пенообразующая способность ПАВ требует применения пеногасителей.

Смазочные добавки

Одним из условий, обеспечивающих высокую эффективность процесса бурения, является увеличение стойкости долота на забое. Слабое место в конструкции долот

представляет собой опоры, которые срабатываются зачастую раньше, чем вооружение. Причина этого кроется в абразивности бурового раствора, интенсивно изнашивающего подшипники опор. Другим проявлением абразивности является трение между бурильным инструментом и стенками скважины. Абразивным материалом в буровом растворе служат не глинистые частицы, которые, напротив, обладают смазочными свойствами, а посторонние включения: песок, находящийся в глинах, частицы выбуренной породы и утяжелителя.

Смазочные добавки уменьшают абразивное действие бурового раствора, а также вероятность возникновения прихватов и затяжек колонн труб в скважинах. В качестве смазочной добавки применяют СМАД-1, получаемый заводским путем на основе 40% окисленного петролатума и 60% дизельного топлива. Однако эту добавку нельзя использовать в высококальциевых и известково-глинистых растворах, так как она образует с кальцием нерастворимые мыла. Так же исключается применение СМАД-1 в растворах, обработанных едким натром или другими щелочными реагентами, когда pH растворов выше 11. Практически такому условию удовлетворяют буровые растворы, обработанные КССБ, КМЦ и полиакрилатами.

Оптимальная концентрация СМАД-1 в промывочной жидкости составляет 1—4%, расход 5—25 кг на 1 м проходки в зависимости от степени утяжеления. При бурении с промывкой водой или неутяжеленным буровым раствором первичную обработку производят путем добавления 2% реагента (примерно 5 кг на 1 м проходки). Первичная обработка утяжеленного глинистого раствора (удельный вес 2,0 гс/см³) производится добавлением 4% СМАД-1 (25 кг на 1 м проходки). Добавка нефти в этих случаях не требуется.

УТЯЖЕЛИТЕЛИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Характеристики утяжелителей

Баритовые утяжелители

Основу баритовых утяжелителей составляет тяжелый минерал барит, представляющий собой сернокислую соль бария ($BaSO_4$). Бариты представляют собой светло-серые или слабоокрашенные порошки удельного веса от 3,8 до 4,2 гс/см³. Баритовые утяжелители должны удовлетворять следующим требованиям (табл. X.6). Утяжелители III сорта позволяют утяжелять глинистые растворы примерно до 1,8 гс/см³, II сорта до 2,0 и I сорта до 2,2 гс/см³.

Таблица X.6

Показатели	Сорт I	Сорт II	Сорт III
Удельный вес, не менее, гс/см³	4,20	4,00	3,80
Содержание сернокислого бария в пересчете на сухой утяжелитель, не менее, %	90	Не нормируется	
Содержание влаги, не более, %			
в подсушенном . .	5,0	5,0	5,0
в неподсушенном	14,0	14,0	14,0
Содержание водорастворимых солей, не более, %	0,30	0,35	0,40
в том числе солей кальция	0,05	0,05	0,06
Тонкость помола — остаток на сите 170 меш (размер ячеек в свету 0,074 мм), не более, %	10,0	10,0	10,0
Содержание фракции менее 5 мк, не более, %	10,0	15,0	20,0

Железистые утяжелители

Основу железистых утяжелителей составляют гематит (окись железа — Fe_2O_3), представляющая собой красно-бурый порошок различных оттенков, и магнетит (закись — окись железа — Fe_3O_4), представляющая собой черный порошок, обладающий магнитными свойствами. Утяжелители изготавливаются из гематитовой руды и магнетитовых концентратов ряда месторождений путем помола. Железистые утяжелители должны удовлетворять следующим требованиям (табл. X.7).

Основным недостатком железистых утяжелителей по сравнению с баритовыми является значительно более высокая абразивность.

Таблица X.7

Показатели	Сорт I	Сорт II	Сорт III
Удельный вес, не менее, гс/см³	4,4	4,3	4,2
Содержание железа общего, не менее, % . .	58,0	56,0	53,0
Содержание влаги, не более, %	10,0	12,0	14,0
Содержание водорастворимых солей, не более, %	0,30	0,35	0,40
в том числе солей кальция	0,05	0,06	0,07
Тонкость помола — остаток на сите 170 меш (размер ячеек в свету 0,074 мм), не более, %	5,0	5,0	5,0
Содержание фракции менее 5 мк, не более, %	10,0	15	20

Методы анализа утяжелителей

Определение удельного веса. Удельный вес определяют с помощью пикнометра Ле-Шателье или упрощенного метода.

Пикнометр заполняют до нижней метки керосином (по мениску), помещают в сосуд с водой, имеющей температуру 20° С, и выдерживают до выравнивания температуры керосина и воды. Если уровень керосина опускается ниже метки — керосин подливают, если выше — отсасывают. Предварительно порцию утяжелителя высушивают до постоянного веса при температуре 105—110° С в сушильном шкафу, охлаждают в эксикаторе и отвешивают 100 г с точностью до 0,01 г. Навеска утяжелителя засыпается в пикнометр небольшими порциями так, чтобы уровень керосина поднялся до верхней метки на упрощенном пикнометре или до любой метки в пикнометре Ле-Шателье. Пикнометр вращают вокруг вертикальной оси, меняя направление вращения до полного прекращения выделения воздушных пузырьков. После этого его выдерживают в сосуде с водой до окончания изменения уровня керосина. Остаток утяжелителя взвешивают и по разности определяют количество утяжелителя в граммах, засыпанного в пикнометр. Разделив это количество на прирост объема в пикнометре, определяют удельный вес утяжелителя.

Определение содержания влаги. Около 10 г утяжелителя засыпают в предварительно просушенный бюкс, взвешенный с точностью до 0,01 г и после взвешивания сушат при температуре 105—110° С до постоянного веса, охлаждая бюкс в эксикаторе перед каждым взвешиванием. Содержание влаги B определяют по формуле

$$B = \frac{a - б}{a} 100\%,$$

где a — навеска утяжелителя до высушивания в г; $б$ — навеска утяжелителя после высушивания в г.

Определение содержания водорастворимых солей. В химический стакан или коническую колбу на 500 мл помещают навеску утяжелителя, высушенного до постоянного веса, взвешенную с точностью до 0,002 г, в количестве около 10 г. Приливают 300 мл дистиллированной воды и после перемешивания кипятят в течение 10 мин. После охлаждения смесь полностью переносят в мерную колбу на 500 мл и дистиллированной водой доводят объем раствора до метки. После взбалтывания фильтруют смесь под вакуумом через воронку Бюхнера, собирая фильтрат в бунзеновской колбе. В воронку для фильтрования одновременно укладывают до 5—6 смоченных бумажных фильтров с целью задержания тонких частиц утяжелителя. Если фильтрат все же оказывается мутным, его снова пропускают через тот же фильтр до тех пор, пока фильтрат не окажется совершенно чистым. В предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку переносят 100 мл фильтрата, отобранного с помощью пипетки. Выпаривают фильтрат и сушат при температуре 105—110° С до постоянного веса. Содержание водорастворимых солей (N) определяют по формуле

$$N = \frac{a \cdot 500 \cdot 100}{10 \cdot 100} = a \cdot 50, \ \%,$$

где a — вес сухого остатка в г.

Определение тонкости помола.

Отвешивают 10 г утяжелителя, высушенного до постоянного веса при температуре 105—110° С, и помещают в коническую колбу емкостью 250 мл, заполнен-

ную до половины водой. Осадок взмучивают и постепенно переносят вместе с водой на стандартное сито 170 меш. Струей воды (без разбрызгивания) промывают осадок на сите до полной прозрачности проходящей через него воды. Остаток на сите переносят в фарфоровую выпарительную чашку и взвешивают. Умножив вес осадка на 10, получают содержание его в процентах.

РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Классификация буровых растворов

Классификация буровых растворов приведена в табл. X.8.

Каждая буровая жидкость классифицируется сочетанием нескольких признаков и связанных с ними характеристик. Все буровые жидкости разделяют на жидкости с водной и неводной дисперсионной средой. Характеристики, относящиеся к буровым жидкостям с водной дисперсионной средой и к признакам 4, 5, 8, в пределах каждого признака могут суммироваться. Например, хлоркальциевые растворы могут одновременно содержать и хлористый натрий. Характеристики, относящиеся к тем же жидкостям и к признакам 1, 2, 3, 6, 7 в пределах каждого признака взаимоисключают друг друга, вследствие чего они не могут одновременно сочетаться в пределах одного признака (например, высокощелочной раствор одновременно не может быть кислым).

Таблица X.8

Классификация буровых растворов

Признаки по	Характеристика
1. Дисперсионной среде	Водные
	Неводные (нефтяные) [1]
2. Составу активной (коллоидной) дисперсной фазы	Безглинистые
	Малоглинистые
	Глинистые
	Глинистые — органофильные [1]
	Битумные [1]
3. Степени минерализации	Пресные
	Слабоминерализованные
	Среднеминерализованные
	Высокоминерализованные (рассолы)

Продолжение табл. X.8

Признаки по	Характеристика
4. Составу минерализации	Хлорнатриевые (соляные)
	Хлормагниевые
	Хлоркальциевые (высококальциевые)
	Гипсовые (ангидритовые)
	Известковые
	Силикатные
5. Составу наполнителей	Аэрированные
	Эмульсионные:
	а) нефть в воде
	б) вода в нефти [1]
	Утяжеленные [2]
	Карбонатные (мел, известняк) [2]
	Минералы выбуренных пород
6. Величине pH	Высокощелочные 11,5
	Среднещелочные 8,5—11,5
	Слабощелочные 7,0—8,5
	Нейтральные 7,0
	Кислые $<7{,}0$
7. Химической обработке	Обработанные
	Не обработанные
8. Способу приготовления	Искусственно приготовленные
	Естественные (из выбуренной породы)

[1] Относятся к жидкостям с неводной дисперсионной средой.

[2] Относятся к жидкостям с любой дисперсионной средой.

Буровые растворы с водной дисперсионной средой

Безглинистые и малоглинистые буровые растворы

При бурении в относительно неосложненных условиях, при которых, однако, применение воды в качестве промывочной жидкости недопустимо, используются жидкости с водной дисперсионной средой, в которых активная (коллоидная) составляющая дисперсной фазы представлена наиболее высокодисперсными компонентами выбуренной породы. В связи с практически очень небольшим содержанием в них глинистых минералов эта жидкости принято называть безглинистыми, а по способу приготовления — естественными.

Безглинистые естественные буровые растворы без химической обработки не обладают структурными свойствами, а способность к коркообразованию у них почти отсутствует. Обработка воды, применяемой при разбуривании вышележащих горизонтов, реагентами структурообразователями (раствором жидкого стекла от 0,5 до 1,0%) позволяет удержать во взвешенном состоянии и накопить в промывочной жидкости выбуренную породу. Удельный вес такой промывочной жидкости можно довести до 1,2—1,3 гс/см³ при вязкости до 25 с. Обработка ее УЩР с доведением концентрации реагента до 25% позволяет значительно снизить водоотдачу. Вместо больших количеств УЩР можно ввести КМЦ, крахмал или полиакрилаты (например, РС-2), первые два до 1,5—2,0%, а последний — 0,2—0,6%

Увеличение содержания коллоидных фракций в таких буровых растворах позволяет применять химическую их обработку более эффективно. Наиболее целесообразным путем такого повышения является добавление в буровую жидкость небольших количеств глины, в особенности высококоллоидной (такие жидкости называются малоглинистыми). Преимуществом малоглинистых и безглинистых буровых растворов является их малая вязкость, легкость регулирования параметров и отсутствие необходимости поставки на бурящиеся скважины значительных количеств глины. Малоглинистые и безглинистые буровые растворы, обработанные солестойкими понизителями водоотдачи, можно применять в условиях солевой агрессии. Малоглинистые промывочные жидкости утяжеляются мелом до удельного веса 1,5 гс/см³.

Пресные глинистые растворы

Основным реагентом для регулирования свойств пресных глинистых растворов служит УЩР. Это объясняется как значительной дешевизной и доступностью его, так и сочетанием высокой разжижающей способности со способностью снижать водоотдачу. Эти преимущества проявляются при обработке пресных растворов, приготовленных из натриевых глин. В растворах кальциевых или кальциево-натриевых глин при такой обработке происходит значительное структурообразование, вызывающее увеличение вязкости. Поэтому для стабилизации природных глин, обладающих, как правило, смешанным или чисто кальциевым обменным комплексом, обработку УЩР сочетают с добавлением реагентов, связывающих ионы кальция (кальцинированной соды, фосфатов натрия). Эти же реагенты используются при поступлении в пресные глинистые растворы цемента, коагулирующие свойства которого обусловлены в основном гидроокисью кальция.

Расход УЩР для разжижения глинистых растворов примерно от 3 до 5% по объему, а расход реагентов, связывающих ионы кальция, порядка десятых долей процента. При таком расходе водоотдача растворов снижается примерно до 10 см³ (для малой водоотдачи необходимо добавление 15—25% УЩР). Для разжижения пресных растворов также используется в некоторых случаях более эффективно действующие разжижители: сулькор, синтан 5 и др. В пресных глинистых растворах, если они приготовлены из кальциевых глин, в качестве разжижителя может применяться ССБ в сочетании с каустической содой. Расход ССБ составляет примерно 3—5% от объема глинистого раствора, а каустической соды (сухой) примерно 0,7—1,5%.

В процессе бурения необходимо не только разжижение глинистых растворов, но и увеличение, при необходимости, степени структурообразования. В пресных растворах этого можно достигнуть путем добавления 0,1—0,3% хлористого натрия. При этом структурные свойства сначала возрастают, а потом, особенно в процессе перемешивания глинистого раствора, несколько уменьшаются. Другим способом является прекращение обработки глинистого раствора реагентами—разжижителями в процессе бурения скважины и накопление в нем выбуренной глины с последующим разбавлением водой или добавление свежей глины в циркулирующий глинистый раствор с помощью смесителей и с последующим разбавлением водой.

Слабоминерализованные (известковые) глинистые растворы

Слабоминерализованными считаются глинистые растворы, содержащие 1—3% хлористого натрия.

Для слабоминерализованных глинистых растворов УЩР уже не обладает разжижающими свойствами. В этих условиях лучше применять ССБ, нитролигнин, ПФЛХ, синтан 5 и другие (обычно в сочетании с каустической содой). Расход реагентов — разжижителей при первичной обработке таких глинистых растворов составляет до 5—7% (по объему). Наиболее доступным и дешевым реагентом, применяемым для стабилизации слабо-

Таблица X.9

Содержание гидроокиси кальция (гашеной извести) в 1 м³ известкового молока, в зависимости от удельного веса последнего, в кг

Удельный вес известкового молока, гс/см³	Содержание извести в 1 м³ известкового молока, кг	Удельный вес известкового молока, гс/см³	Содержание извести в 1 м³ известкового молока, кг
1,11	198	1,17	303
1,12	211	1,18	325
1,13	230	1,19	343
1,14	251	1,20	350
1,15	277	1,21	383
1,16	290	1,22	396

минерализованных буровых растворов, является ССБ. Так как она разжижает буровые растворы из кальциевых глин, растворы из натриевых глин необходимо также превратить в растворы из кальциевых. Однако это сложно, поэтому подобные растворы не превращают в кальциевые, а подвергают известковой обработке. В результате известковой обработки глинистый раствор становится восприимчивым к разжижающему действию ССБ и значительно уменьшает чувствительность к коагулирующему влиянию хлористого натрия, что позволяет снизить структурно-механические характеристики слабоминерализованных глинистых растворов до величин, удовлетворяющих требованиям технологии бурения скважин. Кроме того, высокая глиноемкость известково-глинистых растворов придает им преимущество при разбуривании легко набухающих глин.

Недостатком этих растворов является трудность превращения пресных глинистых растворов в известковые, так как и раствор проходит стадию интенсивного и необратимого промежуточного застудневания, тем более сильного, чем выше содержание иона натрия в обменном комплексе глины. Существует два пути: а) наиболее простой, но трудно осуществимый — значительное разбавление глинистого раствора водой (до 30%) перед известковой обработкой; б) после накопления в глинистом растворе некоторой концентрации солей, постепенно (для обеспечения нормальной вязкости) в раствор вводится вода. Постепенное разбавление раствора не вызывает скачкообразного ухудшения его качества. В этом случае после промежуточного застудневания глинистого раствора в результате известковой обработки происходит интенсивное разжижение.

Основным разжижителем глинистых растворов, подвергаемых известковой обработке, служат ССБ или ее производные — ферро-хром-алюмо-лигносульфонаты, используемые в сочетании с определенным количеством едкого натра, обеспечивающим проявление наиболее интенсивного разжижающего эффекта. Промежуточное застудневание у кальциевых глин при добавлении ССБ без едкого натра может в некоторых случаях заменяться разжижением.

Расход ССБ и ее производных при первичной известковой обработке примерно 5—7% к объему глинистого раствора. Расход раствора едкого натра удельного веса 1,5 гс/см³ составляет по объему примерно 1/2 от добавки ССБ. Расход извести (табл. X.9) при первичной обработке колеблется в зависимости от природы глин и составляет от 0,02 до 0,6% (в большинстве случаев примерно 0,2—0,3%, в расчете на гидроокись кальция). В связи с различным содержанием активной гидроокиси в поставляемой извести ее расход так же меняется.

Каждый из компонентов рецептуры известковой обработки, добавляемый порознь, вызывает застудневание глинистого раствора. Вследствие этого целесообразно все три компонента обработки вводить непосредственно в прием насосов, чтобы избежать их смешения в желобах. Преимущества независимого ввода реагентов заключаются в большой гибкости, позволяющей легко переходить от одного рецепта к другому.

Промежуточное застудневание глинистого раствора можно также уменьшить, если обрабатывать его смесью трех компонентов. Для ее приготовления ССБ разбавляют водой примерно до 25—30%-ной концентрации, во избежание коагуляции концентрированной щелочью, и смешивают в определенных соотношениях, полученных при подборе рецептуры, с едким натром и известковым молоком (так называемый реагент БКИ). Известковую обработку бурового раствора рекомендуется производить в два цикла: первичная обработка — половинное количество реагентов, вторичная — при недостаточном количестве реагентов, добавленных при первичной обработке. При дополнительных обработках глинистого раствора, подвергнутого известковой обработке, расход реагентов, как правило, уменьшается, и рецептура может сильно отличаться от первоначальной. Иногда требуются не все компоненты, а два или даже один из них.

В качестве понизителя водоотдачи известковых и слабоминерализованных глинистых растворов применяют УЩР. Однако расход его в этом случае может достигать 35% по объему. Более эффективным реагентом — понизителем водоотдачи таких глинистых растворов является КССБ, расход которой примерно в 1,5—2 раза ниже, чем УЩР. КССБ применяется без добавления каустической соды, или с меньшим ее количеством, чем ССБ. Разжижающая способность КССБ низка, поэтому применение ССБ или других разжижителей при этом не исключается.

При обработке глинистых растворов, в особенности неутяжеленных, с помощью КССБ или ССБ возможно сильное пенообразование, что требует применения пеногасителей.

Увеличение структурообразования в слабоминерализованных глинистых растворах осуществляется с помощью натриевых глин, лучше предварительно гидратированных, размешанных с пресной водой до образования вязкого, но еще подвижного раствора, который добавляется к циркулирующему глинистому раствору для увеличения структурообразования. Вместо ССБ при известковой обработке можно применять нитролигнин, ПФЛХ, синтан и другие реагенты.

Хлоркальциевые (высококальциевые) глинистые растворы

При бурении в неустойчивых породах или пластичных глинах целесообразно для сохранения целостности стенок скважины применение глинистых растворов из кальциевых глин, содержащих в фильтрате избыток (0,2—0,4%) сверх адсорбированных ионов кальция. Это количество обеспечивается добавлением к глинистому раствору примерно 1,5—3,0% хлористого кальция (табл. X.10). В качестве понизителя вязкости добавляют ССБ примерно до 3% по объему. В качестве понизителя водоотдачи используют КМЦ (до 2% по весу) или КССБ (до 15% по объему). Водоотдача таких глинистых растворов может быть несколько завышенной, однако увеличение ее более чем до 10—15 см³ нерационально. Применение лигносульфонатов в этих рецептурах требует и использования пеногасителей.

Переход на хлоркальциевый раствор при бурении скважин осуществляется примерно за 50—100 м до вскрытия горизонта, для которого этот раствор предназначается. Переход сопряжен с сильным застудневанием глинистого раствора, особенно значительным, если он обработан УЩР и приготовлен из натриевой глины. В связи с этим такой раствор необходимо

Таблица X.10

Содержание хлористого кальция в зависимости от удельного веса водных растворов в %

Удельный вес водного раствора хлористого кальция, гс/см³	Содержание хлористого кальция, % вес	Удельный вес водного раствора хлористого кальция, гс/см³	Содержание хлористого кальция, % вес
1,007	1	1,158	18
1,015	2	1,178	20
1,032	4	1,197	22
1,049	6	1,218	24
1,066	8	1,238	26
1,084	10	1,260	28
1,102	12	1,282	30
1,120	14	1,338	35
1,139	16	1,396	40

предварительно заменить свежим, необработанным или в значительной степени разбавить с добавлением свежей, лучше кальциевой, глины. Затем раствор постепенно обрабатывают КМЦ или КССБ и разжижителем, после чего приступают к добавлению хлористого кальция.

Повышение степени структурообразования в хлоркальциевых растворах достигается прекращением ввода реагента — разжижителя с последующим накоплением выбуренной глины или добавлением глины через мешалку и снижением возрастающей вязкости с помощью разбавления водой. Уменьшение концентрации хлористого кальция в глинистом растворе в процессе бурения компенсируют добавлением его в раствор.

В качестве хлоркальциевого раствора можно использовать и малоглинистый раствор, который легче превращается в хлоркальциевый, чем раствор с обычным содержанием глины. Хлоркальциевые глинистые и малоглинистые растворы можно утяжелять. Еще более высокой способностью сохранять устойчивость стенок скважины обладают хлоркальциевые растворы, содержащие известь в тех же количествах, что и известково-глинистые растворы. Добавление извести не вносит изменений в обработку этих растворов реагентами — стабилизаторами.

Средне- и высокоминерализованные глинистые растворы

При минерализации свыше 3—4% хлористого натрия основными реагентами — стабилизаторами служат КССБ

и КМЦ. При этом КССБ вводят до 15—20%, что обеспечивает снижение водоотдачи до 10 см³ и ниже, а КМЦ до 20% (при содержании 10% КМЦ в реагенте). Предельная концентрация соли для КССБ примерно 7%, а для КМЦ (средней вязкости) порядка 10%. При более высоких концентрациях соли расход реагентов резко возрастает. При высокой минерализации, сводящейся практически к применению насыщенных растворов (рассолов), концентрация КМЦ или гипана, обеспечивающая удовлетворительное по водоотдаче качество глинистого раствора, достигает 3—6% или 30—60% реагента по объему. Ввод такого количества реагента в раствор связан с его большим разбавлением, приводящим к полной потере структурных свойств. Это явление усугубляется тем, что указанные реагенты в высокоминерализованных глинистых растворах не только не увеличивают вязкость, но приобретают способность разжижителя. В качестве средства, несколько улучшающего структурообразование в таких растворах, применяют добавки палыгорскита или предварительно гидратированных (затворенных на пресной воде в виде пасты) бентонитовых глин, а также низкосортного асбеста.

Некоторое уменьшение расхода реагентов — стабилизаторов высокоминерализованных растворах достигается сочетанием указанных реагентов.

Утяжеленные глинистые растворы

Расход утяжелителя P, имеющего влажность 5—10% и содержащего растворимые соли в пределах нормы, определяется по формуле

$$P = \frac{\gamma_3(\gamma_2 - \gamma_1)}{\gamma_3 - \gamma_2(1 - n + n\gamma_3)},$$

где γ_1 — удельный вес исходного глинистого раствора; γ_2 — удельный вес утяжеленного раствора; γ_3 — удельный вес утяжелителя; n — влажность утяжелителя.

Глинистый раствор, подлежащий утяжелению, должен иметь вязкость не более 50 с, СНС$_1$ порядка 15—25 мгс/см², водоотдачу не более 10 см³. Такими характеристиками обладают химически обработанные глинистые растворы. Лучшие результаты обеспечиваются при использовании слегка увлажненных утяжелителей, так как они вносят в глинистый раствор меньше воздуха. Оптимальная влажность утяжелителя 10%. Признаком такой влажности служит легкая слипаемость частиц утяжелителя при сжимании в руке.

На бурящихся скважинах целесообразно применять ступенчатое утяжеление, а не постепенное, при этом получаются меньшие избытки утяжеленного раствора. Расход утяжелителя уменьшается при наиболее полном удалении выбуренной глины из раствора, при применении ингибированных растворов, замедляющих распускание выбуренной глины. Примерный расход утяжелителя удельного веса 4,4 гс/см³ с влажностью 10%, необходимого для повышения удельного веса приведен в табл. X.11, а расход утяжелителя, необходимого для восстановления удельного веса раствора после его химической обработки, — в табл. X.12. Глинистый раствор

Таблица X.11

Расход утяжелителя, необходимый для повышения удельного веса 1 м³ глинистого раствора, (в т)

Удельный вес исходного раствора, гс/см³	Удельный вес утяжеленного глинистого раствора, гс/см³											
	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
1,1	3,9	3,5	2,8	2,4	1,9	1,6	1,3	0,97	0,73	0,51	0,28	0,17
1,2	3,7	3,2	2,6	2,1	1,7	1,4	1,1	0,79	0,54	0,35	0,18	—
1,3	3,5	2,8	2,3	1,9	1,5	1,1	0,82	0,58	0,38	0,18	—	—
1,4	3,3	2,5	2,0	1,6	1,2	0,90	0,61	0,39	0,19	—	—	—
1,5	2,8	2,2	1,7	1,3	0,95	0,67	0,40	0,19	—	—	—	—
1,6	2,5	1,9	1,4	1,1	0,69	0,45	0,20	—	—	—	—	—
1,7	2,2	1,6	1,2	0,76	0,48	0,20	—	—	—	—	—	—
1,8	1,7	1,3	0,83	0,52	0,20	—	—	—	—	—	—	—
1,9	1,4	0,92	0,55	0,24	—	—	—	—	—	—	—	—
2,0	1,0	0,61	0,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,1	0,73	0,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,2	0,34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица X.12

Снижение удельного веса глинистого раствора при химической обработке и расход утяжелителя [в кг/м³], необходимый для восстановления удельного веса

Добавка воды и реагента, %	Удельный вес исходного глинистого раствора, гс/см³										
	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,0	2,1	2,2
2,5	1,19 15	1,29 16	1,39 17	1,48 26	1,58 32	1,68 41	1,78 44	1,88 47	1,98 51	2,07 82	2,17 89
5,0	1,19 18	1,29 20	1,38 35	1,47 54	1,57 57	1,67 61	1,76 85	1,86 91	1,95 128	2,05 138	2,14 178
7,5	1,19 24	1,28 33	1,37 52	1,46 71	1,56 75	1,66 80	1,74 130	1,84 140	1,93 180	2,03 195	2,12 240
10,0	1,18 31	1,27 49	1,36 67	1,45 92	1,54 115	1,65 140	1,72 173	1,81 215	1,91 232	2,00 278	2,09 330
15,0	1,17 47	1,26 64	1,35 87	1,43 129	1,52 155	1,61 188	1,69 249	1,78 284	1,87 332	1,96 384	2,04 480
20,0	1,16 61	1,25 83	1,33 123	1,42 146	1,50 194	1,58 250	1,66 305	1,75 348	1,83 435	1,91 528	2,00 610
25,0	1,15 79	1,24 98	1,32 139	1,40 183	1,48 235	1,56 288	1,64 350	1,72 425	1,80 510	1,87 640	1,96 720

Примечание. Верхняя цифра — удельный вес раствора после добавления воды или реагента в гс/см³, нижняя — расход утяжелителя в кг/м³.

после утяжеления необходимо пропускать через вибросито. Остающиеся на нем нераспавшиеся комки утяжелителя возвращаются для повторного использования.

Эмульсионные глинистые растворы

Эмульсионными глинистыми растворами называются глинистые растворы, в которых эмульгирована нефть или нефтепродукты. Содержание нефти в таких растворах от 10 до 25%.

В качестве эмульгаторов применяются как специальные добавки (нефтяные сульфокислоты, детергенты), так и многие реагенты — стабилизаторы, используемые для обработки глинистых растворов. Это исключает необходимость применения специальных эмульгаторов. Одним из наиболее активных эмульгаторов является углещелочной реагент. Технология приготовления эмульсионных глинистых растворов заключается в прямом добавлении нефти в глинистый раствор, обработанный реагентами — стабилизаторами. Добавленная нефть несколько повышает вязкость глинистого раствора, которую снижают путем увеличения количества реагента и воды. В качестве добавки можно применять сырую нефть, нефть частично обводненную, дизельное топливо и т. д. Оптимальная для данных условий добавка нефти определяется опытным путем.

В ряде районов в условиях, когда допустима относительно высокая водоотдача (20 см³ и выше), нашли применение нефтеэмульсионные глинистые растворы, приготовленные на насыщенной солями воде и не обработанные химическими реагентами. При этом в качестве основного материала применяют местные солестойкие глины, что и обеспечивает получение указанной водоотдачи. Для несолестойких глин она была бы значительно выше (40—60 см³).

Кроме принятых методов контроля глинистых растворов, при применении эмульсионных растворов контролируется содержание нефти и стабильность эмульсии. Последняя определяется визуально, по суточному отстою. Допустима только тонкая нефтяная пленка. При более значительном отстое необходимо добавление эмульгатора.

Основным положением, определяющим возможность превращения данного глинистого раствора в эмульсионный, служит высокое качество раствора и в первую очередь малая водоотдача.

Силикатные глинистые растворы

Основу этих растворов составляет жидкое стекло, растворенное в воде. Особенностью силикатных глинистых растворов

является то, что в них не размокают глины. Это позволяет применять их при разбуривании горизонтов, сложенных из легко набухающих и обваливающихся пород, бурение в которых затруднено или практически невозможно при использовании других видов промывочной жидкости.

Примерный состав силикатно-солевого глинистого раствора

Жидкое стекло (раствор удельного веса 1,25 гс/см³, кг	600—700
Глина, кг	
высококоллоидная	20—40
среднеколлоидная	60—80
Соль поваренная, кг	80—100
Вода, л	500—300

Получаемый раствор имеет удельный вес порядка 1,45 гс/см³, нормальную вязкость, низкое предельное статическое напряжение сдвига. Водоотдача этих растворов обычно велика и не снижается при обработке реагентами. При необходимости использования растворов с малой водоотдачей силикатные растворы надо заменить малосиликатными, содержащими меньшее количество силиката натрия (3—5%).

Некоторое ослабление ингибирующей способности компенсируется возможностью снижения водоотдачи существующими реагентами (УЩР, КМЦ и др.). Недостатками этих растворов является отсутствие для них эффективных разжижителей, а также невозможность их использования в присутствии солей кальция и магния. В этих случаях малосиликатные растворы необходимо обрабатывать реагентами, связывающими ионы кальция.

Термостойкие глинистые растворы

Под влиянием высокой температуры в глинистых растворах развиваются обратимые и необратимые изменения. Основной причиной необратимых является термический распад химических реагентов — стабилизаторов, кроме того происходит усиленное диспергирование глинистых частиц. В результате может произойти и загущение, и разжижение глинистого раствора, как правило, с ростом водоотдачи. При наличии только обратимых явлений свойства глинистых растворов, подвергнутых нагреванию, после охлаждения восстанавливаются. Поэтому верхний предел применимости глинистых растворов при нагревании в первую очередь определяется температурной границей начинающихся необратимых изменений.

Для пресных растворов из натриевых глин, стабилизированных УЩР, верхний предел составляет примерно 180—190° С, а гипаном 200—220° С.

Для слабоминерализованных растворов из кальциевых глин, обработанных ССБ и УЩР (и известковых), верхний предел, обусловленный распадом ССБ, составляет примерно 120—130° С. При этом УЩР еще сохраняет способность снижать водоотдачу, но очень небольшая минерализация при нагревании до 130—140° С приводит к потере раствором подвижности. Эффективным средством для придания термостойкости глинистым растворам являются анионные соединения хрома — хроматы и бихроматы. Добавление хроматов до 0,2—0,4%, а в ряде случаев и значительно меньше, позволяет повысить термостойкость слабоминерализованных (известковых) глинистых растворов до температуры 140—150° С. При необходимости применения слабоминерализованных растворов, подвергающихся воздействию еще более высоких температур, в ряде случаев сочетание хроматов с гипаном в качестве понизителя водоотдачи и нитролигнином в качестве разжижителя позволяет поднять термостойкость до 200° С. Особенно опасно присутствие водорастворимых солей кальция, которые в незначительных количествах приводят к потере термостойкости. В связи с этим для достижения термостойкости растворы должны одновременно обрабатываться реагентами, связывающими кальций (если он присутствует в глинистом растворе). Влияние малых добавок поливалентных катионов (кальция, магния), а также различная индивидуальная чувствительность глин приводят к значительным расхождениям в рекомендациях по достижению термостойкости, поэтому пределы термостойкости необходимо устанавливать опытным путем для каждого конкретного раствора.

Еще более сложной является стабилизация высокоминерализованных глинистых растворов в условиях высоких температур. Так, положительные результаты получают для высокоминерализованных растворов, обработанных КМЦ (2,5%) с нитролигнином (3%) при добавлении в качестве реагента, повышающего термостойкость, раствора жидкого стекла (5—10%). Для растворов, обработанных КМЦ, положительные результаты получают в присутствии 1,5—2,0% ФЭС или при использовании модификации КМЦ — кирбофена. Известны данные о повышении термостойкости высокоминерализованных глинистых растворов до температуры 150° С с помощью модифицированного крахмала и до более высоких температур — синтетического высокомолекулярного реагента — фуриловоноволачного.

Глинистые растворы, обработанные ПАВ

Снижение величины поверхностного натяжения глинистых растворов достигается обычно при небольших добавках ПАВ. Так, в ряде случаев оптимальные добавки ПАВ для снижения поверхностного натяжения до 20 эрг/см² и ниже составляют: ОП-7, ОП-10, сульфонол и М-20 до 0,7—1,0%; СНС, НЧК, УФЭ-8, ДС-РАС до 1,5—4,0%. Отрицательное влияние ПАВ на глинистые растворы сказывается в ухудшении структурно-механических свойств, росте водоотдачи и вспенивании. В отдельных случаях (например, мылонафт и кальциевые глины) происходит сильное застудневание, ликвидирующееся только при большом расходе реагентов — разжижителей и воды.

Буровые растворы малого удельного веса

В ряде случаев необходимо применять буровые растворы малого удельного веса. Наиболее простым методом получения таких жидкостей может служить разбавление глинистого раствора водой. Такой способ, однако, не всегда пригоден в связи с резким изменением структурных свойств и ростом водоотдачи. Поэтому разбавление сочетают с добавлением в раствор высококоллоидных глин. Наибольшее снижение удельного веса при этом (1,05 гс/см³ и ниже) получают при полной замене глинистого раствора на бентонитовой. Еще меньшие удельные веса получают при использовании промывочных жидкостей на нефтяной основе (РНО) — до 0,9 гс/см³. Наконец, наиболее легкими промывочными жидкостями являются аэрированные глинистые растворы с удельным весом (объемным весом) до 0,5—0,6 гс/см³ (при атмосферном давлении).

Буровые растворы с неводной (нефтяной) средой

Рецептуры буровых растворов на нефтяной основе

Известно несколько рецептур промывочных жидкостей на нефтяной основе (основе дизельного топлива). Содержание дизельного топлива примерно 78—85%. В качестве коллоидной фазы, обеспечивающей низкие фильтрационные свойства жидкостей, применяют высокоокисленный битум (рубракс) с температурой размягчения 140—160° С. Содержание его в жидкости примерно 8—25%. Реагентом — стабилизатором и одновременно структурообразователем служат натриевые или кальциевые мыла. Первые приготавливают на основе окисленного петролатума (2—3%) и каустической соды или окисленного парафина (1,2—1,5%), а также каустической соды (1,2—1,5%). Кальциевые мыла готовятся на основе негашенной извести, количество которой составляет примерно от 0,5 до 1,0% от количества битума. Мыла образуются при взаимодействии окиси кальция и нафтеновых кислот, находящихся в дизельном топливе. Ввод извести-пушонки в количестве до 20—30% в качестве дисперсной фазы и некоторых ПАВ придает растворам устойчивость к попаданию воды.

Промывочные жидкости на нефтяной основе обладают низкими фильтрационными свойствами и имеют удельный вес (без утяжелителей) 0,9 гс/см³ и различные величины предельного статического напряжения сдвига (аналогично жидкостям на водной основе). Однако условная вязкость их намного превосходит вязкость жидкостей на водной основе. Это не является препятствием к применению, так как подвижность высоковязкой жидкости на нефтяной основе соответствует подвижности обычных водных буровых растворов. Такие растворы легко утяжеляются.

Приготовление жидкостей на нефтяной основе из исходных компонентов в производственных условиях осуществляется при использовании битумных порошков, выпускаемых в заводских условиях и представляющих собой молотую смесь битума с негашеной известью. Смесь нагревают вместе с необходимым количеством дизельного топлива в глиномешалке открытым паром до температуры 30—40° С и добавляют воду в количестве, необходимом для гашения извести. Выделяющееся при этом тепло увеличивает температуру смеси до 100—120°, обеспечивая растворение битума. Летом выделение тепла при гашении извести позволяет готовить жидкость без принудительного нагрева.

При использовании раствора на нефтяной основе желобная система и емкости делаются крытыми, для предохранения от атмосферных осадков. Устье оборудуется дополнительными желобами, которые должны принимать жидкость при переливании ее через устье. Бурильные трубы при использовании этих жидкостей очищаются механическими приспособлениями. Особое внимание обращают на мероприятия противопожарной безопасности. Перед заменой глинистого раствора жидкостью на нефтяной основе ствол скважины и желобную систему очищают от выбуренной породы. Между обоими буровыми растворами прокачивают 3—4 м³ буферной жидкости (дизельного топлива). Процесс замены осуществляют обратной промывкой.

Трудности, связанные с процессом приготовления буровых растворов на нефтяной основе, заставляют совершенство-

вать их рецептуру. При обработке бентонитовых глин катионоактивными веществами, представляющими собой органические производные аммония, глины приобретают способность набухать и диспергироваться в органических растворителях с образованием тиксотропных систем. Замена битумных смесей органофильными глинами в значительной степени упростит процесс приготовления и регулирования свойств промывочных жидкостей на нефтяной основе.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Рецептуры буровых растворов подбираются для придания им таких свойств, которые обеспечивают наиболее эффективную проводку скважин в данных геологических условиях, и поддержания этих свойств в процессе проводки.

Постоянных рецептур обработки не существует. В процессе бурения скважин рецептура меняется вследствие поступления выбуренной породы, изменения температуры и технологии бурения, наличия осложнений и т. д.

Химическая обработка промывочной жидкости делится на первичную, предназначенную для придания жидкости требуемых свойств, и дополнительную — для поддержания этих свойств в процессе бурения. В обоих случаях используются одни компоненты, но расход их при дополнительной обработке значительно ниже.

Подбирать рецептуры необходимо в условиях, возможно более близких к условиям применения бурового раствора в бурящейся скважине (с учетом температуры, применения воды, химических реагентов и утяжелителей, которые имеются на буровой).

При возможности достижения необходимых параметров растворов различными методами предпочтение отдается тому методу, который обусловливает меньший расход реагентов или меньшую их дефицитность и стоимость, меньший расход глин, утяжелителей, рабочей силы, транспорта, энергии и топлива.

Химически обрабатывать буровые растворы следует в строгом соответствии с рекомендованной рецептурой.

При обработке бурового раствора на бурящейся скважине химические реагенты, воду, утяжелители необходимо вводить только в течение времени, соответствующего целому числу оборотов циркуляции (табл. X.13. см. стр. 00). Это обеспечивает равномерность обработки всего объема бурового раствора. Исключение допускается только в случае наличия пачек — отдельных порций раствора, отличающихся по свойствам от раствора, циркулирующего в скважине.

Требуемое количество реагентов рассчитывают исходя из объема скважины (табл. X.14, см. стр. 00), добавляя к нему объем жидкости, находящейся в желобах и приемах насосов. Скорость подачи реагентов и воды определяют по формуле

$$v = \frac{QN}{100},$$

где v — скорость подачи реагента, в л/с; Q — производительность насосов в л/с; N — расход реагента к объему жидкости в %.

Расход реагента контролируют по скорости заполнения ведерка определенного объема.

При бурении с промывкой забоя утяжеленными и химически обработанными растворами на скважине должен находиться запас утяжелителя и необходимых химических реагентов.

Буровой раствор в запасных емкостях необходимо периодически освежать и перекачивать насосами, с целью поддержания определенных показателей.

Желоба и приемные емкости необходимо регулярно очищать от накапливающейся выбуренной породы.

Своевременное принятие необходимых мер по борьбе с осложнениями возможно только при систематическом контроле всех внесенных в ГТН показателей бурового раствора. Количество определений показателей раствора приведено в табл. X.15.

Таблица X.15

Показатель	Неосложненное бурение	Бурение в осложненных условиях	При начавшихся осложнениях или выравнивании показателей
Удельный вес	Через 1 ч	Через 0,5 ч	Через 5—10 мин
Водоотдача	1—2 раза в смену	2 раза в смену	Через 1 ч
Вязкость	Через 1 ч	Через 0,5 ч	Через 5—10 мин
СНС	1—2 раза в смену	2 раза в смену	Через 1 ч
Температура	Не контролируется	Через 1 ч	Через 1 ч

Примечание. В соответствии с §§ 144, 145 «Единых технических правил ведения работ при бурении скважин», 1968.

Таблица X.13

Продолжительность одного цикла циркуляции глинистого раствора в скважине в зависимости от ее глубины, диаметра и производительности насоса (в ч-мин)

Глубина, м	Производительность насоса, л/с																					
	от 15 до 20				от 20 до 30				от 30 до 40				от 40 до 50									
	диаметр скважины, мм																					
	552	400	298	197	552	400	298	197	552	400	298	197	552	400	298	197	552	400	298	197	552	400	298	197
200	0—50	0—25	0—15	0—7	0—40	0—20	0—12	0—5	0—25	0—14	0—8	0—4	0—20	0—11	0—6	0—3						
200—400	1—40	0—50	0—30	0—14	1—20	0—40	0—25	0—10	0—50	0—28	0—16	0—7	0—41	0—21	0—14	0—5						
400—600	2—40	1—20	0—40	0—20	2—00	0—60	0—35	0—15	1—20	0—40	0—24	0—10	1—00	0—30	0—18	0—8						
600—800	3—30	1—30	1—00	0—25	2—40	0—80	0—45	0—20	1—40	0—50	0—30	0—14	1—20	0—40	0—24	0—10						
800—1000	4—30	2—20	1—20	0—30	4—20	1—40	1—00	0—25	2—10	1—10	0—40	0—17	1—40	0—50	0—30	0—15						
1000—1500	6—50	3—30	2—00	0—50	5—30	2—40	1—30	0—35	3—40	1—40	1—00	0—25	2—30	1—10	0—45	0—20						
1500—2000	9—10	4—40	2—40	1—10	6—50	3—30	2—00	0—50	4—30	2—20	1—20	0—35	3—20	1—50	1—00	0—25						
2000—2500	11—20	5—50	3—20	1—20	8—30	4—20	2—30	1—10	5—40	2—50	1—40	0—40	4—10	2—20	1—10	0—30						
2500—3000	13—40	7—00	4—00	1—40	10—10	5—10	3—00	1—20	6—50	3—30	2—00	0—50	5—00	2—45	1—20	0—40						
3000—3500	16—00	8—10	4—40	2—00	11—50	6—10	3—30	1—30	8—00	4—00	2—20	1—00	5—50	3—10	1—40	0—45						
3500—4000	18—10	9—20	5—20	2—10	13—40	7—00	4—00	1—40	9—00	4—40	2—40	1—10	6—50	3—40	2—00	0—50						
4000—5000	22—40	11—40	6—40	2—40	17—00	8—40	5—00	2—20	11—20	5—40	3—20	1—20	8—20	4—40	2—20	1—00						
5000—6000	27—20	14—00	8—00	3—20	20—20	10—20	6—00	2—40	13—40	7—00	4—00	1—40	10—00	5—30	2—40	1—20						
6000—7000	32—00	16—20	9—20	4—00	23—40	12—20	7—00	3—00	16—00	8—00	4—40	2—00	11—40	6—20	3—20	1—30						
7000—8000	36—20	18—40	10—40	4—20	27—20	14—00	8—00	3—20	18—00	9—20	5—20	2—20	13—40	7—20	4—00	1—40						

Таблица X.14

Объем скважины (м³)

Глубина скважины, м	Диаметр скважины, мм											
	454	402	355	327	303	280	252	227	200	178	150	132
50	8	6	5	4	4	3	2	2	1	1	0,9	0,7
100	16	13	10	8	7	6	5	4	3	2	2	1
200	32	25	19	16	14	12	9	8	6	5	3	3
300	48	38	29	25	21	18	14	12	9	7	5	4
400	64	50	39	33	28	24	19	16	12	9	7	5
500	80	63	49	41	36	30	24	20	15	12	8	6
600	97	76	59	50	43	36	29	24	18	14	10	8
700	113	88	69	58	50	43	34	28	21	17	12	9
800	129	101	79	67	57	49	39	32	25	19	14	10
900	145	114	89	75	64	55	44	36	28	22	15	12
1000	161	126	98	83	72	61	48	40	31	24	17	13
1100	178	139	108	92	79	67	54	44	34	27	19	15
1200	194	152	118	100	86	73	59	48	37	29	21	16
1300	210	165	128	109	93	80	64	52	40	32	22	17
1400	226	177	138	117	100	86	69	56	43	34	24	19
1500	242	190	148	125	108	92	74	60	47	37	26	20
1600	259	203	158	134	115	98	79	64	50	39	28	21
1700	275	215	168	142	122	104	84	68	53	42	30	23
1800	291	228	178	151	129	110	89	72	56	44	31	24
1900	307	241	188	159	137	117	94	76	59	47	33	26
2000	323	253	197	167	144	123	99	80	62	49	35	27
2500	404	317	247	209	180	153	124	101	78	62	44	34
3000	485	380	296	251	216	184	149	121	94	74	53	41
3500	566	444	346	293	252	215	174	141	109	87	61	47
4000	647	507	395	335	288	246	199	161	125	99	70	54
5000	810	640	494	418	360	306	248	202	156	124	88	68
6000	970	760	592	502	432	368	298	242	188	148	106	82
7000	1140	890	696	586	504	430	348	282	218	174	122	94
8000	1300	1020	790	670	576	492	398	322	250	198	140	108

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ И ПОДБОРА РЕЦЕПТУР ИХ ОБРАБОТКИ

I. Методы «Единых технических правил ведения буровых работ» (М., Гостоптехиздат, 1964)

Изменение показателей бурового раствора	Причина изменения	Способ восстановления показателей
Увеличение удельного веса	1. Недостаточная очистка от выбуренной породы 2. Повышение концентрации твердой фазы	1. Применять более совершенные способы очистки 2. Химическая обработка — применение ингибированных растворов: известковых, гипсовых и т. п. Разбавить раствор до требуемой вязкости и добавить бентонит или провести химическую обработку раствора

Продолжение

Изменение показателей бурового раствора	Причина изменения	Способ восстановления показателей
Уменьшение удельного веса	Пенообразование, газопроявление, выпадение твердой фазы (утяжелителя)	Снизить добавки реагентов, вызывающих пенообразование. Обработать раствор пеногасителем. Включить дегазатор Увеличить удельный вес раствора Улучшить структурно-механические свойства раствора введением глинистой фазы или химической обработкой реагентами структурообразователями
Увеличение водоотдачи	Разбавление раствора пластовыми водами Разбавление раствора водой и химреагентами Обеднение коллоидной фазы раствора Снижение концентрации реагентов Минерализация раствора (пластовыми водами или выбуренными солями) Высокая температура на забое	Доутяжелить раствор для предупреждения водопроявлений Доутяжелить раствор до прежнего удельного веса Добавить бентонитовый глинопорошок или глину Произвести дополнительную химическую обработку Обработать раствор солестойкими химическими реагентами, использовать солестойкие глины Обработать раствор термостойкими реагентами
Снижение вязкости и статистического напряжения сдвига	Снижение концентрации твердой фазы Повышенная минерализация	Добавить глинистую фазу Провести химическую обработку реагентами — структурообразователями Добавить солестойкую глину, в крайнем случае обычную Провести химическую обработку реагентами — стабилизаторами
Увеличение вязкости и статического напряжения сдвига	Увеличение концентрации твердой фазы Минерализация бурового раствора пластовыми водами и выбуренными солями	Довести концентрацию твердой фазы до оптимальной путем разбавления Провести химическую обработку реагентами — понизителями вязкости и стабилизаторами Ингибирование растворов (известковые, кальциевые, гипсовые и др.) Химическая обработка реагентами — стабилизаторами. Использование солестойких глин

II. Метод Кф ВНИИнефть — ВНИИгаз

Основные положения. Величины структурно-механических характеристик глинистых растворов (СНС и T) зависят от трех факторов: концентрации глины, степени структурообразования и степени дисперсности (коллоидности).

Величины структурно-механических характеристик регулируются следующим образом.

1. Уменьшением концентрации глины при неизменном состоянии (разбавление глинистого раствора). Величины СНС и T уменьшаются при этом примерно в равной степени.

2. Уменьшением степени структурообразования при неизмененной концентрации глины (разжижение глинистого раствора). Величины СНС и T при этом уменьшаются, но скорость уменьшения первой величины превышает скорость уменьшения второй.

3. Увеличением концентрации глины при неизменном состоянии (загущение глинистого раствора). Величины СНС и T возрастают при этом примерно в равной степени.

4. Увеличением степени структурообразования при неизменной концентрации глины (застудневание глинистого раствора). Величины СНС и T при этом возрастают, но скорость увеличения первой величины превышает скорость увеличения второй.

Изменение степени дисперсности влияет на величины СНС и T примерно так же, как и изменение концентрации: увеличение степени дисперсности вызывает рост величин СНС и T. Однако степень дисперсности практически не регулируется, а определяется свойствами глины, дисперсионной среды и механическим воздействием на глинистый раствор в процессе его приготовления и применения.

Условной (технологической) характеристикой степени структурообразования глинистого раствора является величина $П_к$ — частное от деления величины $СНС_1$ на T (ее размерность мгс/см² · с).

Степень структурообразования считается оптимальной, если одним изменением концентрации глины в растворе (разбавлением или загущением), без химической обработки, величины СНС и T приводятся в соответствие с требованиями технологии бурения.

Для подавляющего большинства случаев бурения скважин величины T должны находиться в пределах 25—50 с, а $СНС_1$ от 12,5 до 60 мгс/см², величины $П_к$ при этом 0,5—1,2 мгс/см² · с. Если технология бурения требует других значений $СНС_1$ и T, величины $П_к$ соответственно пересчитываются.

В связи с тем что величины $СНС_1$ и T при изменении концентрации глины изменяются практически с равной скоростью (симбатно), указанные оптимальные значения величины $П_к$ справедливы для любых значений вязкости, определяя область оптимальной степени структурообразования.

Глинистые растворы, имеющие величину $П_к$, превышающую 1,2 мгс/см² · с, обладают технологически избыточной степенью структурообразования и для достижения оптимального структурообразования должны разжижаться.

Глинистые растворы, имеющие $П_к$ меньше 0,5 мгс/см²·с, обладают технологически недостаточной степенью структурообразования, поэтому в них необходимо усилить процесс застудневания.

Регулирование структурно-механических свойств глинистых растворов осуществляется в соответствии со следующим принципом. Степень структурообразования глинистых растворов, у которых она отличается от оптимальных значений, приводят с помощью химической обработки к оптимальным значениям, после чего раствор разбавляют водой, если вязкость его превышает нормальные значения, или добавляют глину, если она недостаточна. Величины T и $СНС_1$ при этом становятся отвечающими требованиям. Визуальным признаком снижения $П_к$ в большинстве случаев является разжижение глинистого раствора, происходящее при добавлении небольших количеств реагента. При увеличении $П_к$, как правило, происходит заметное застудневание раствора. Этими признаками можно руководствоваться при подборе рецептуры обработки, не смешивая, однако, разжижение с разбавлением, вызываемым добавкой больших количеств водного раствора реагента. О разжижении раствора легко судят по его движению, по инерции в момент прекращения перемешивания в сосуде, в котором подбирают рецептуру обработки. Разжиженный, малоструктурированный раствор при этом довольно долго продолжает вращаться, а застудневший сразу останавливается. Этот прием позволяет значительно ускорить подбор рецептуры. Вязкость и СНС измеряют в конце подбора.

Правила подбора рецептуры.

1. Отобрав пробу глинистого раствора, определяют величину $П_к$ путем измерения T и $СНС_1$. Если одна или обе величины превышают возможности приборов, разбавляют раствор водой до получения измеримых величин. Рецептуры подбирают в соответствии с величиной $П_к$.

2. $П_к = 0{,}5—1{,}2$ мгс/см²·с.

Если вязкость раствора выше нормы, его разбавляют водой, если ниже — добавляют глину до получения необходимых параметров. Так поступают при подборе всех рецептур глинистых растворов, величина $П_к$ которых после соответствующей обработки становится оптимальной.

3. $П_к < 0{,}5$ мгс/см² · с.

а) для пресных глинистых растворов применяют добавки раствора хлористого натрия или кальциевой глины до получения оптимальных значений;

б) для слабоминерализованных глинистых растворов для получения оптимальных значений $П_к$ применяют добавки натриевой глины;

в) для средне- и высокоминерализованных глинистых растворов применяют одно из следующих средств: измельченный асбест, окисленный петролатум, палыгорскитовую глину, бентонитовую глину, замешанную на пресной воде.

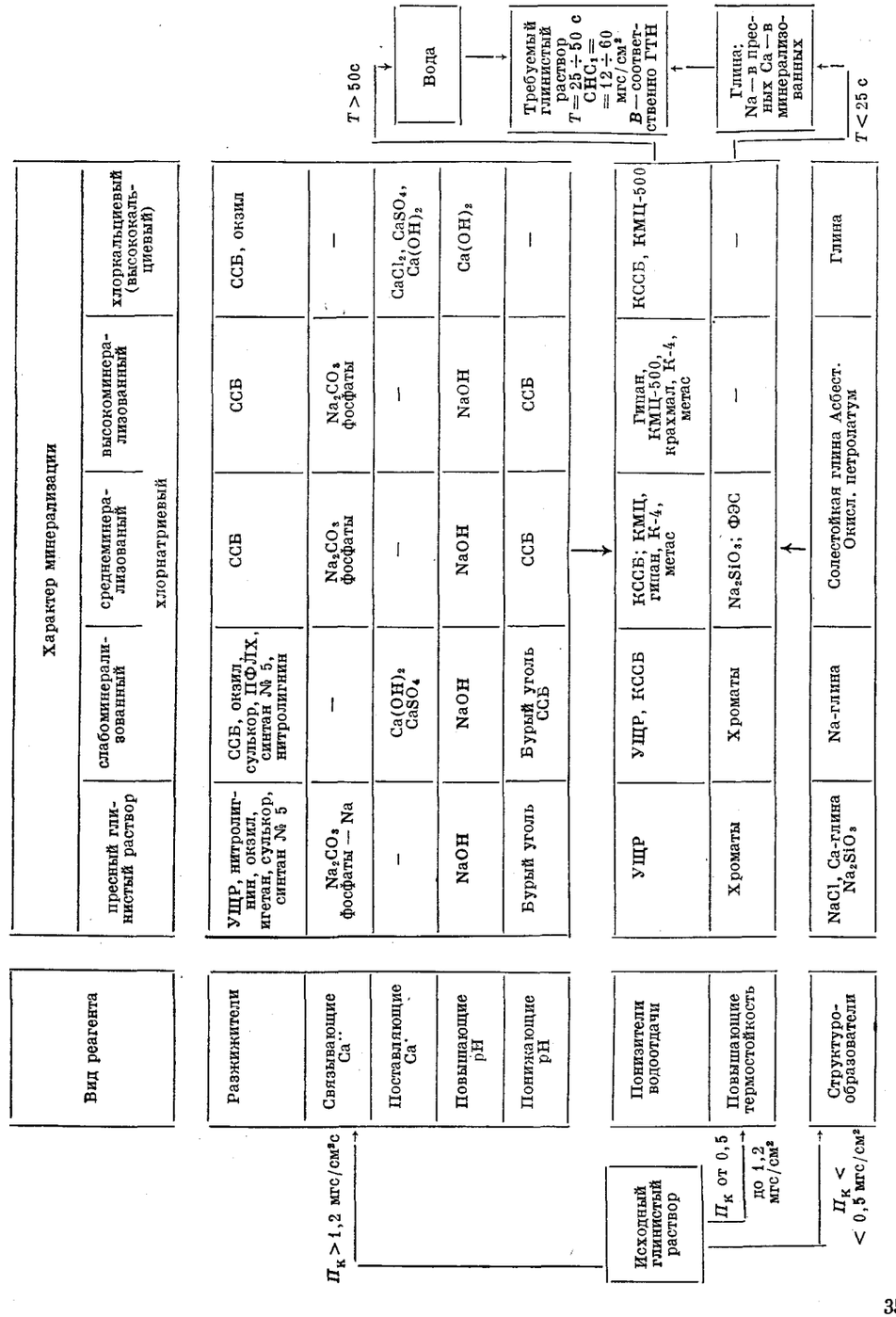


Рис. X.8. Схема регулирования показателей глинистых растворов.

Получив в каждом случае раствор с оптимальной величиной $П_к$ действуют в соответствии с п. 2.

4. $П_к > 1{,}2$ мгс/см² · с.

Снижают $П_к$ до оптимальных значений углещелочным реагентом (можно заменить другими разжижителями). Если разжижение не происходит, $П_к$ не снижается или снижается плохо, берут две пробы глинистого раствора. К одной добавляют УЩР и постепенно небольшими порциями раствор кальцинированной соды или фосфата натрия при сильном перемешивании до необходимого снижения $П_к$. К другой пробе добавляют ССБ. После перемешивания, независимо от застудневания, добавляют раствор каустической соды до разжижения, обеспечивающего оптимальное значение $П_к$. После этого действуют в соответствии с п. 2. Сравнивая оба результата, выбирают лучший. ССБ и УЩР можно заменять другими разжижителями.

Если оба метода не обеспечивают желаемых результатов, отбирают новую пробу глинистого раствора и обрабатывают ее ССБ и каустической содой в количествах, обеспечивающих наибольшее разжижение. Это же относится к другим разжижителям. Далее, небольшими порциями при интенсивном и длительном перемешивании вводят известковое молоко до разжижения раствора. Если оно недостаточно, увеличивают количество ССБ или другого разжижителя.

Получив раствор, обладающий оптимальной величиной $П_к$ действуют в соответствии с п. 2.

Величину водоотдачи, при необходимости, снижают с помощью УЩР или КССБ.

Если имеется средняя или высокая минерализация, водоотдачу снизить не удается. При средней минерализации водоотдачу уменьшают применяя КССБ-2, КМЦ или гипан. При высокой минерализации раствор обрабатывают крахмальным реагентом в сочетании с ССБ, модифицированным крахмалом, высоковязкой КМЦ, увеличенным количеством гипана. Как правило, получают растворы, обладающие малыми значениями $П_к$ (бесструктурные). В этих случаях величину $П_к$ увеличивают, добавляя асбест, окисленный петролатум, пасту бентонитовой глины, палыгорскит (рис. X.8).

5. При необходимости приготовления хлоркальциевого раствора исходный глинистый раствор частично или полностью заменяют свежим, не содержащим УЩР. Раствор обрабатывают КМЦ, КССБ и при необходимости (для снижения вязкости) ССБ или разбавлением водой, в зависимости от величины $П_к$. При совместной обработке раствора хлористым кальцием и известью, а также для снижения водоотдачи раствора в процессе бурения, используют эти же средства.

6. Во всех случаях подбора рецептур обработки (кроме хлоркальциевых) проверяют соответствие щелочности раствора (pH) оптимальным условиям. Для этого принятым методом обрабатывают двойную пробу раствора и делят пополам. К одной половине осторожно добавляют раствор едкого натра, к другой — бурый уголь. Разжижение в первом случае свидетельствует о необходимости увеличения pH, во втором — уменьшения. Уменьшение pH минерализованных растворов производят с помощью ССБ.

7. При подборе рецептур обработки глинистых растворов для скважин с высокими забойными температурами полученные результаты корректируют, нагревая растворы до нужной температуры с применением соответствующих методов повышения термостойкости. Критерием оптимального структурообразования является величина $П_к$.

8. Подбор рецептур обработки утяжеленных глинистых растворов производят после утяжеления. Расход утяжелителя предварительно подсчитывают с превышением на 10—15%. После интенсивного перемешивания определяют величину удельного веса, которая должна превышать требуемую примерно на 0,04 гс/см³. Определив величины T, $СНС_1$ и $П_к$, выбирают методику обработки в соответствии с настоящей инструкцией и повторно определяют удельный вес. При необходимости раствор доутяжеляют.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов, а также циркуляционные системы буровых установок в Советском Союзе отличаются большим разнообразием конструкций и размеров.

Компоновка и состав оборудования циркуляционных систем отличаются еще большим разнообразием, чем отдельные виды оборудования.

Разнообразие циркуляционных систем и отдельных видов оборудования для приготовления, очистки и циркуляции буровых растворов обусловлено различными геолого-географическими условиями нефтедобывающих районов и различными исходными материалами для приготовления, утяжеления и химической обработки растворов.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Конструкция оборудования для приготовления буровых растворов зависит от применяемых исходных материалов — глин, утяжелителей и химических реагентов.

Для приготовления растворов из сухих порошкообразных материалов требуется лишь тщательное перемешивание частиц твердой и жидкой фазы и создание условий для полного смачивания твердых частиц. Для приготовления растворов из комовых материалов или влажных порошков необходимо предварительное дробление кусков или слипшихся комков. Процессы дробления исходных твердых материалов и перемешивание их с жидкостью, главным образом с водой, осуществляются в механических или гидравлических мешалках.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ДВУХВАЛЬНЫЕ МЕШАЛКИ

Наибольшее распространение на буровых предприятиях Советского Союза получили механические двухвальные мешалки, применяемые для приготовления и утяжеления буровых растворов из комовых материалов, а также для приготовления химических реагентов.

В буровых установках для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения используют двухвальные мешалки емкостью 4 м³. Отличительной особенностью их является универсальность. Буровые растворы в двухвальных мешалках могут приготовляться из любых комовых материалов, вплоть до смерзшихся кусков глины или утяжелителя.

Высокое качество приготовленных растворов в механических двухвальных мешалках сочетается с низкой производительностью, которую можно ориентировочно оценить следующими цифрами:

Производительность четырехкубометровой глиномешалки по готовой суспензии, м³/ч	
Исходный материал	
комовая глина	2—4
глинопорошки	6

Отечественные заводы изготовляют двухвальные мешалки емкостью 4 м³ марки МГ2-4Х. На буровых двухвальные мешалки обычно монтируются на высоких деревянных или стальных основаниях. Поэтому приготовленная суспензия сливается в желоб самотеком. Твердые материалы подаются в мешалки в большинстве случаев вагонетками, которые передвигаются по наклонному рельсовому пути с помощью канатов и системы блоков, связанных с валами мешалки. Вагонетки загружаются у основания рельсового пути вручную; выгрузка их в приемную воронку мешалки осуществляется механически.

На многих буровых предприятиях двухвальные мешалки используются для приготовления жидких химических реагентов из бурого угля и щелочи или других твердых компонентов.

При повсеместном переходе на сухие порошки отпадает необходимость в применении двухвальных мешалок.

До тех пор пока широко распространены комовые материалы, учитывая наличие более производительных механизмов, область применения двухвальных мешалок может быть ограничена приготовлением химических реагентов.

Фрезерно-струйные мельницы

Второй разновидностью механических мешалок являются фрезерно-струйные мельницы. Фрезерно-струйные мельницы типа ФСМ (ФСМ-3; ФСМ-7), разработанные Воронежским инженерно-строительным институтом для приготовления и утяжеления буровых растворов из комовых материалов, начали применяться на буровых предприятиях Украины в 1963—1964 гг. Характеристика мельницы ФСМ-7 практически не отличается от характеристики мельницы ФСМ-3:

Производительность по исходным материалам, по данным треста Харьковнефтегазразведка, т/ч	
комовая глина	10—12
порошковая глина	20—25
утяжелитель (магнетит)	30—35
Диаметр ротора, мм	400
Длина ротора, мм	600
Скорость вращения ротора, об/мин	500
Мощность приводного электродвигателя, кВт	28
Габаритные размеры, мм	1950×1530×1410
Вес, кг	1400

Фрезерно-струйная мельница ФСМ-3 (рис. X.9) состоит из следующих узлов: ротора, приемного бункера, предохранительной шарнирной плиты, диспергирующей рифленой плиты, ловушки и лотка для отвода готовой суспензии.

Комовые или порошкообразные материалы подаются в приемный бункер *10*, вода подается по перфорированной трубе *12*.

Подвижный щиток *11* ограничивает предельный размер комьев, попадающих из бункера во внутреннюю часть корпуса.

Исходные материалы с водой попадают по предохранительной плите *14* на вращающийся ротор.

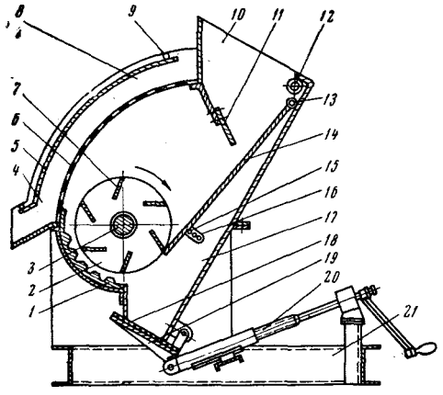


Рис. X.9. Фрезерно-струйная мельница ФСМ-3.
1 — диспергирующая рифленая плита; *2* — ротор; *3* — горизонтальный вал; *4* — лоток; *5* — отражательный щиток; *6* — выходная решетка; *7* — лопасть ротора; *8* — борты; *9* — шарнир; *10* — приемный бункер; *11* — подвижный щиток; *12* — перфорированная труба; *13* — шарнир; *14* — предохранительная плита; *15* — сменные штифты; *16* — регулирующая планка; *17* — ловушка; *18* — резиновая прокладка; *19* — откидная крышка; *20* — механизм для открывания крышки ловушки; *21* — рама.

При наличии в материале больших камней или кусков металла последние заклиниваются между лопастями ротора и предохранительной плитой. При этом специальные штифты *15* срезаются, плита поворачивается вокруг шарнира *13* и камни падают в ловушку *17*. Из ловушки они периодически удаляются путем открывания крышки при помощи механизма *20*.

В нижней части корпуса расположена сменная диспергирующая рифленая плита *1*, огибающая с небольшим зазором четверть ротора. В верхней части корпуса укреплена решетка *6*.

Выбор диаметра отверстий решетки обусловлен требованиями, предъявляемыми к получаемой суспензии. Сверху решетка закрыта щитком *5*, который может быть откинут поворотом вокруг шарнира *9*. Готовая суспензия стекает по внешней поверхности решетки и по лотку *4* отводится за пределы мельницы.

Частицы глины или утяжелителя измельчаются при перемещении материала с водой лопастями ротора вдоль диспергирующей плиты, при ударе струй, выбрасываемых ротором, о решетку, а также при прохождении суспензии через отверстия решетки. Частицы материала, не прошедшие через отверстия решетки, вновь падают на ротор и проходят повторный цикл измельчения.

Фрезерно-струйная мельница является машиной непрерывного действия сравнительно высокой производительности. Ее бесперебойная работа может быть обеспечена при наличии механизированной загрузки исходных материалов. В настоящее время фрезерно-струйные мельницы загружают вручную. Суспензия, полученная во фрезерно-струйной мельнице, имеет нераспустившиеся твердые частицы и требует дополнительного перемешивания либо многократной циркуляции по схеме мельница — емкость — мельница.

Это является существенным недостатком данной механической мешалки.

Фрезерно-струйные мельницы показали высокую эффективность при ликвидации аварий — газовых выбросов, когда необходимо за короткий срок приготовить большое количество утяжеленного раствора.

В этом случае, параметры полученной суспензии могут и не удовлетворять требованиям, предъявляемым к буровым растворам.

Агрегат АППЖ-4

Фрезерно-метательные мельницы по конструкции мало отличаются от фрезерно-струйных.

В процессе их эксплуатации была обнаружена недостаточная степень диспергации твердой фазы в получаемой суспензии. Для улучшения качества суспензии на базе фрезерно-метательной мельницы был разработан агрегат АППЖ-4, предназначенный для приготовления и утяжеления буровых растворов из комовых и порошкообразных материалов. Агрегат состоит из фрезерно-метательной мельницы ФММ-5, пескового насоса, приемной емкости и опорной рамы (рис. X.10).

Техническая характеристика

Производительность по готовой суспензии, м³/ч	10—15
Скорость вращения барабана фрезерно-метательной мельницы, об/мин	600
Скорость струи в струйной камере, м/с	20
Диаметр сопла струйной камеры, мм	23,4
Расход воды, м³/ч	15
Давление воды, подаваемой в метательную мельницу, кгс/см²	1,5
Мощность электродвигателя фрезерно-метательной мельницы, кВт	20
Песковый насос	
Тип	ПНВГ-2
Производительность, м³/ч	20
Давление, кгс/см²	2
Мощность электродвигателя, кВт	7
Габаритные размеры агрегата, мм	3300×1670×1800
Вес, кг	2000

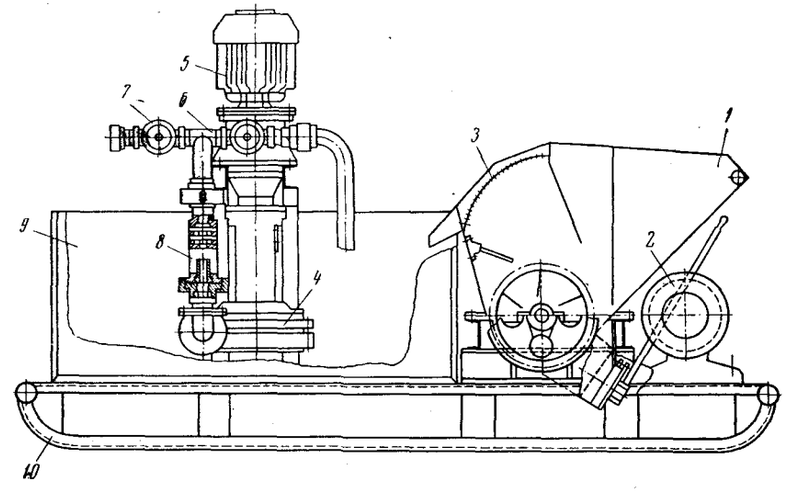


Рис. X.10. Агрегат АППЖ-4.
1 — загрузочный бункер; *2* — электродвигатель фрезерно-метательной мельницы; *3* — решетка сливного люка; *4* — песковый насос; *5* — электродвигатель пескового насоса; *6* — тройник; *7* — вентиль; *8* — сопло струйной камеры; *9* — приемная емкость; *10* — рама.

Агрегат АППЖ-4 работает следующим образом: комки глины попадают в бункер и, предварительно смешавшись с водой, захватываются лопастями ротора, затем отбрасываются на два ряда ножей-решеток. Пройдя через решетку сливного люка, образовавшаяся суспензия попадает в приемную емкость. При этом отдельные куски глины имеют размер 3—4 мм. Из приемной емкости суспензия засасывается песковым насосом и подается в струйную камеру.

Пройдя через сопло струйной камеры, суспензия со скоростью 20 м/с ударяется о двухрядную броневую решетку, затем через тройник и вентиль поступает в циркуляционную систему буровой установки.

Из тройника часть суспензии может направляться обратно в приемную емкость для повторного перемешивания.

В агрегате АППЖ-4 диспергация глины осуществляется помимо пескового насоса и в струйной камере. Причем кратность циркуляции суспензии в струйной камере может регулироваться по желанию оператора. Таким образом может регулироваться и дисперсность частиц глины или утяжелителя в готовой суспензии.

Несмотря на некоторое улучшение качества бурового раствора, приготовленного в агрегате АППЖ-4, по сравнению с фрезерно-струйной мельницей, он не может конкурировать по производительности с гидромониторными смесителями для комовых материалов и с гидравлическими мешалками эжекторного типа для сухих порошков.

ГИДРОМОНИТОРНЫЕ СМЕСИТЕЛИ

Гидромониторные смесители применяются главным образом для приготовления буровых растворов из комовых материалов (глина и утяжелитель). Однако они могут использоваться также для приготовления растворов из порошкообразных материалов. В некоторых объединениях в гидромониторных смесителях готовят и химические реагенты.

Характерной особенностью гидромониторных смесителей является использование кинетической энергии струи жидкости для быстрого разрушения частиц твердой фазы, а также для механического разрушения крупных комков (в зимнее время — это смерзшиеся глыбы).

Другой особенностью гидромониторных смесителей является возможность механизации загрузки исходных материалов при помощи бульдозеров или автомашин-самосвалов, которые загружают материалы непосредственно в резервуары. Полезный объем резервуаров смесителей колеблется от 6 до 60 м³.

Для получения больших скоростей жидкости в насадках гидромониторов требуется высокое давление в подводящем трубопроводе. При одновременной работе от двух до девяти гидромониторов для питания одного гидромониторного смесителя используется от одного до двух буровых насосов.

Давление жидкости перед насадками при этом колеблется от 50 до 100 кгс/см² для различных конструкций смесителей.

В буровых предприятиях применяются в основном следующие смесители:

гидромониторный смеситель системы Папировского с резервуаром 50 м³, ГВТФ-1 и ГСТ.

Смеситель ГВТФ-1 имеет также резервуар объемом 50 м³ и некоторые конструктивные отличия по сравнению со смесителем системы Папировского. Оба смесителя имеют запорные вентили перед каждым монитором, при помощи которых можно изменять количество одновременно работающих мониторов.

Гидромониторный смеситель ГСТ, разработанный трестом Татбурнефть совместно с ВНИИнефтемаш, имеет резервуар объемом 14 м³ и выгодно отличается от смесителей системы Папировского и ГВТФ-1.

Преимуществами смесителя ГСТ являются расположение гидромониторов, отсутствие вентилей, что значительно упрощает эксплуатацию смесителя, наличие лабиринта, обеспечивающего сепарацию нераспустившихся частиц материала.

Техническая характеристика гидромониторного смесителя ГСТ

Производительность, м³/ч	40
Объем резервуара, м³	14
Рабочее давление, кгс/см² при работе двух буровых насосов	75—95
при работе одного бурового насоса	40—50
Угол наклона загрузочного трапа, град	14
Ширина загрузочного трапа, мм	3310
Габаритные размеры, мм	11770×3700×2900
Вес (вместе с загрузочным трапом), кг	8390

Смеситель (рис. X.11) состоит из резервуара *2* и загрузочного трапа *1*, по которому бульдозером подаются в резервуар исходные материалы. Резервуар разделен перегородкой на два сообщающихся между собой отсека *А* и *Б*.

В отсек *А* встроены шесть гидромониторов, направленных под углом к оси емкости. Такое расположение гидромониторов обеспечивает создание в отсеке *А* мощного потока, интенсивное размывание глины или утяжелителя и разрушение твердых смерзшихся кусков. В отсек *Б* встроены три гидромонитора. Образовавшаяся в отсеке *А* суспензия движется в отсек *Б*, который разделен перегородками на четыре полости. Проходя между перегородками, жидкость теряет нераспустившиеся комки глины или утяжелителя, которые под воздействием струи трех гидромониторов возвращаются в отсек *А*.

Освобожденная от комков суспензия поступает в барабанный фильтр *3*, откуда через сливную трубу — в приемную или запасную емкость.

Нераспустившиеся комки материала в отсеке *А* снова размываются и поступают вторично в отсек *Б*. Для предотвращения засорения насадок гидромониторов перед каждым из них установлен фильтр.

По окончании работы смесителя резервуар очищается от осадка глины или утяжелителя при помощи двухшарнирного гидравлического перемешивателя *5*. Образовавшаяся пульпа удаляется через люк *4*.

Гидромониторный смеситель транспортируется в собранном виде только в пределах УБР по шоссейным или грунтовым дорогам. С завода он поступает в составе трех блоков — корпуса и двух боковин *6*, которые привариваются к корпусу при первичном монтаже.

Конструктивные особенности смесителя ГСТ обеспечивают более высокое качество готовой суспензии по сравнению со смесителями Папировского и ГВТФ-1. Однако и в смесителе ГСТ за один цикл также не может быть получен высококачественный буровой раствор. Поэтому суспензия, полученная в смесителе, несколько раз циркулирует по замкнутому циклу буровой насос — смеситель — емкость — буровой насос до полной диспергации твердой фазы.

В объединении Грознефть для утяжеления промывочных растворов применяется особый гидромониторный смеситель.

Смеситель представляет собой цилиндрическую емкость, устанавливаемую обычно ниже уровня складирования утяжелителя. Рядом с емкостью на возвышении или на специальном деревянном помосте накапливается запас утяжелителя. Буровой раствор, который требуется утяжелить, направляют из манифольда в специальный гидромонитор. Из гидромонитора струя жидкости направляется на кучу утяжелителя для его размыва. Образовавшаяся при этом пульпа стекает в емкость. В емкости пульпа размешивается дополнительной порцией раствора, поступающего из второго гидромонитора. Второй гидромонитор расположен горизонтально непосредственно у дна емкости.

Гидромонитор соединен с вертикальной центральной трубой, установленной в подшипнике. Под действием реакции струи гидромонитор постоянно вращается в горизонтальной плоскости, обеспечивая одновременно с разбавлением пульпы хорошее ее перемешивание. Полученная суспензия вытекает из верхней части емкости.

Большая гидравлическая мощность гидромониторного смесителя ГСТ, наряду с его конструктивными преимуществами, позволяет быстро заготовить значительное количество раствора сравнительно высокого качества, что особенно важно при

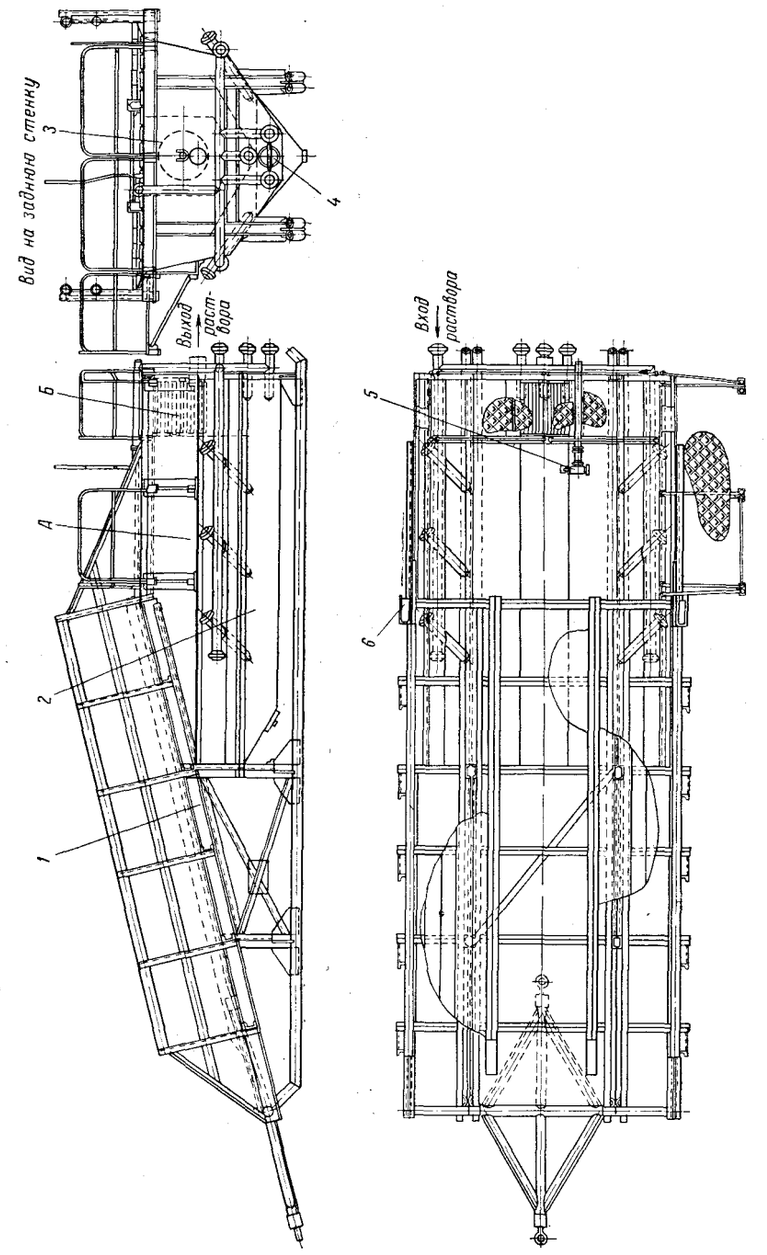


Рис. X.11. Гидромониторный смеситель ГСТ.

замене воды в системе циркуляции скважины глинистым раствором.

Поэтому смесители ГСТ получили широкое распространение в восточных районах Советского Союза.

Гидромониторный смеситель ГСТ может быть рекомендован для приготовления буровых растворов из комовых материалов.

Установка для приготовления буровых растворов УПР-Р-2

К гидромониторным смесителям следует отнести также комбинированную установку УПР-Р-2.

Установка предназначена для приготовления и утяжеления буровых растворов из комовых и влажных порошкообразных материалов, для регенерации утяжелителя и для регулирования состава и содержания твердой фазы в буровом растворе.

Техническая характеристика (по данным И. Н. Резниченко)

Производительность при приготовлении и утяжелении растворов, м³/ч	100—120
Производительность при регенерации сухого железистого утяжелителя, т/ч	8—10
Интенсивность утяжеления за один цикл, г/см³	0,2—0,3
Количество извлеченной глины из утяжеленного раствора за один цикл, %	6—7
Полезный объем емкости, м³	60
Габаритные размеры установки, мм	10000×3200×4600
Вес (без наклонного трапа), кг	11000

Некоторые пункты характеристики требуют уточнения после проведения промышленных испытаний установки. Так, производительность установки при утяжелении раствора составила 86 м³/ч. Производительность установки при регенерации железистого утяжелителя составила 5,5—6,5 т/ч сухого утяжелителя. Полный вес установки 13,25 т.

Установка состоит из открытой стальной емкости с наклонным дном, верхняя часть которой закрыта решеткой (рис. X.12). На решетку емкости может въезжать по наклонному трапу самосвал и сбрасывать глину или утяжелитель. Внутри емкости у боковых ее стенок имеются два гидромонитора. В передней части установки смонтированы два гидроциклона диаметром 150 мм, один гидроциклон диаметром 600 мм, два струйных насоса и арматура для управления гидромониторами, циклонами и струйными насосами.

Приготовляют или утяжеляют раствор следующим образом.

Раствор подается буровым насосом под давлением в тройник *11* стояка, откуда он поступает в гидромониторы и в струйный насос *10*. Струи жидкости из гидромониторов размывают глину или утяжелитель и превращают их в пульпу. Проходя через струйный насос *10*, жидкость засасывает из емкости пульпу, перемешивается с нею и поступает в циклон-смеситель *5*.

В циклоне-смесителе пульпа окончательно перемешивается с жидкостью и частицы утяжелителя или глины диспергируются. Частицы, которые не успели полностью диспергироваться, поднимаются в верхнюю часть циклона и сбрасываются в емкость. Приготовленная и освобожденная от нераспустившихся комочков суспензия поступает по центральной трубе к приему насосов. Во время приготовления и утяжеления промывочного раствора кран *4* закрыт.

Гидроциклоны *2* диаметром 150 мм используются при регенерации утяжелителя и извлечения излишней глинистой фазы из утяжеленного раствора.

При работе гидроциклонов *2* кран *4* открыт. Утяжеленный раствор под давлением подается в струйные насосы *10* и *12*.

Диаметр сопла в струйном насосе *10* в 3 раза больше диаметра сопла в насосе *12*. Поэтому в насос *10* поступает в 9 раз больше жидкости, чем в насос *12*. Насос *12* подсасывает воду из водопровода для разбавления утяжеленного раствора.

Разбавленный раствор подается струйным насосом в гидроциклоны. В гидроциклонах *2* глина и утяжелитель разделяются. Пульпа, содержащая утяжелитель и незначительное количество глины, разгружается через нижние насадки в емкость. Большая часть глинистой фазы с водой удаляется через верхние сливные насадки циклонов в дренаж.

Выходящая из циклонов пульпа засасывается струйным насосом *10*. В нем пульпа перемешивается с исходным раствором и направляется в циклонный сепаратор. Здесь раствор окончательно перемешивается с пульпой, после чего суспензия с меньшим содержанием глинистой фазы поступает к буровым насосам.

Из сравнения конструкции гидромониторного смесителя ГСТ и установки УПР-Р-2 видно, что в последней не могут использоваться комовые материалы вследствие малого количества гидромониторов. Практически в объединении Краснодарнефтегаз, где применяется установка, в ней производится в основном утяжеление промывочного раствора, реже — регенерация утяжелителя. В качестве исходного материала используется влажный порошкообразный железистый утяжелитель.

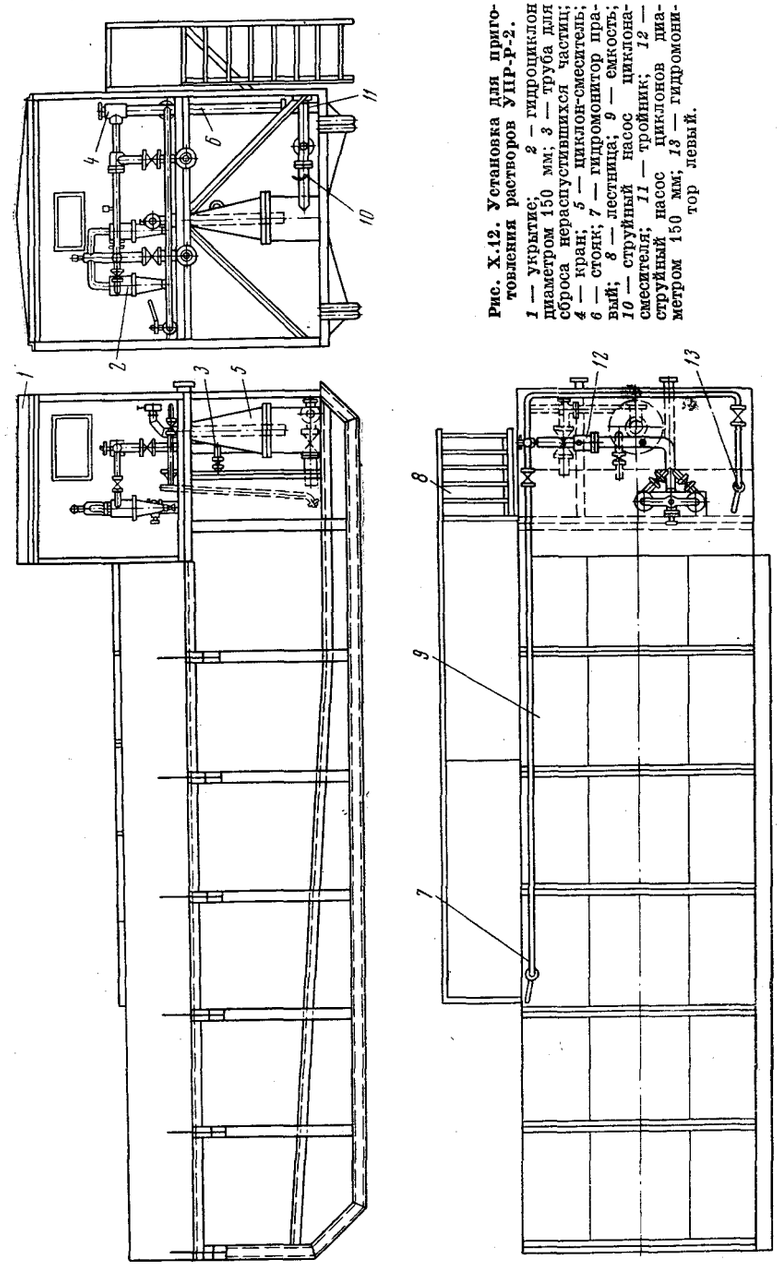


Рис. X.12. Установка для приготовления растворов УПР-Р-2.
1 — укрытие; *2* — гидроциклон диаметром 150 мм; *3* — труба для сброса нераспустившихся частиц; *4* — кран; *5* — циклон-смеситель; *6* — стояк; *7* — гидромонитор правый; *8* — лестница; *9* — емкость; *10* — струйный насос циклона-смесителя; *11* — тройник; *12* — струйный насос циклонов диаметром 150 мм; *13* — гидромонитор левый.

Недостатками установки являются:

1) неприспособленность ее для комовых материалов, что ограничивает применение установки в южных районах;

2) низкое качество приготовленного раствора, в нем имеются недиспергированные частицы глины или утяжелителя;

3) в процессе приготовления или утяжеления раствора из порошкообразных материалов не поддается точной регулировке его удельный вес, вязкость и другие параметры;

4) сравнительно большой вес установки.

Гидравлические мешалки эжекторного типа

Гидравлические мешалки или гидросмесители эжекторного типа применяются для приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов, а также для химической обработки растворов сухими порошкообразными реагентами.

В Советском Союзе наиболее распространены гидравлические мешалки ГДМ-1, называемые также гидроворонками Краснодарского типа.

Техническая характеристика гидромешалки ГДМ-1

Производительность готовой суспензии, м³/ч	70—90
Объем воронки, м³	0,175
Объем бака, м³	1,0
Габаритные размеры, мм	2800×1600×1900
Вес, кг	1120

Гидравлическая мешалка (рис. X.13) состоит из воронки *1* для загрузки порошков, камеры смешения *4* с соплом *5*, бака *2* и общей сварной рамы *3*. К камере смешения через сопло подводится вода или глинистый раствор под давлением 20—30 кгс/см². В камере образуется вакуум, благодаря чему туда засасывается порошок из воронки; порошок смешивается с жидкостью. Образовавшаяся пульпа поступает в бак и ударяется о специальный башмак, благодаря чему комки твердой фазы дополнительно измельчаются и перемешиваются с жидкостью.

Поднимаясь кверху, суспензия теряет скорость, из нее выпадают на дно комки глины или утяжелителя. Готовая суспензия сливается через выходную трубу в верхней части бака.

Гидравлические мешалки аналогичной конструкции, но без смесительного бака применяются для приготовления цементных растворов при цементировании скважин. В частности, они являются составной частью цементосмесительных машин.

В некоторых объединениях (Укрзападнефтегаз) в гидравлических мешалках цементосмесительных машин готовят глинистые растворы из глинопорошков.

Суспензию, приготовленную в гидравлической мешалке, нельзя считать буровым раствором вследствие наличия комков твердой фазы. Для разрушения комков применяются длительное перемешивание суспензии механическим или гидравлическим путем в емкостях, отстой, многократная циркуляция по схеме: гидравлическая мешалка — емкость — насос — гидравлическая мешалка и, наконец, естественная циркуляция по схеме гидравлическая мешалка — емкость — насос — манифольд — скважина — очистная система — емкость.

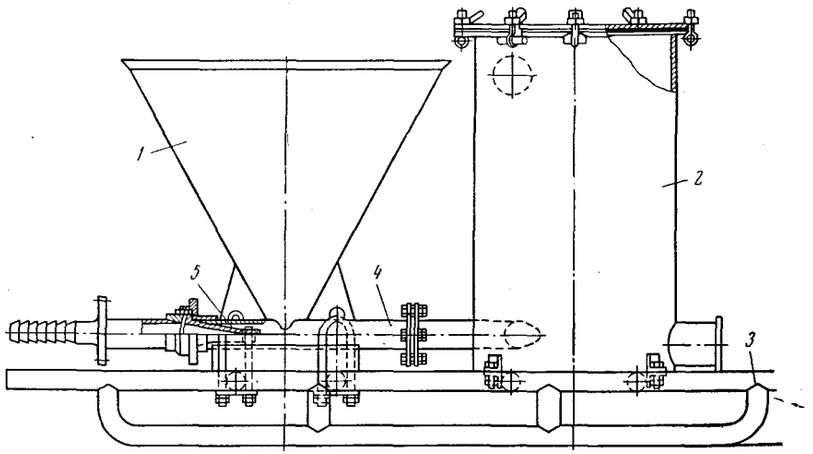


Рис. X.13. Гидравлическая мешалка эжекторного типа ГДМ-1.

ХРАНЕНИЕ ПОРОШКООБРАЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА БУРОВЫХ, ВЫГРУЗКА МАТЕРИАЛОВ

Сухие глинопорошки, утяжелители и химические реагенты транспортируются из складов на буровые в бумажных мешках или в герметически закрытых емкостях. В Советском Союзе незатаренные сухие порошки транспортируются в автоцементных и цементосмесительных машинах.

Выгрузка мешков, разрезание их и загрузка гидравлических мешалок производится большей частью вручную.

Мешки хранятся на буровых в закрытых деревянных складах или под навесами. Объединение Башнефть изготовляет на своем предприятии в небольших количествах сборно-разборные склады размером 4 × 6 м (в плане) из трубчатого каркаса с резинотканевым укрытием. Вес одного склада 1285 кг. В некоторых объединениях организовано изготовление транспортабельных деревянных складов, которые смонтированы на раме с полозьями из стальных прокатных балок.

Для механизации тяжелого труда по разрезанию мешков разработаны различные устройства.

Механизм для разрыва бумажных мешков с порошками разработан ВНИИНЕФТЕМАШ и прошел промышленные испытания в объединении Татнефть.

Аналогичные механизмы иной конструкции разработаны Волгоградским институтом и прошли промышленные испытания в объединении Нижневолжскнефть [1].

Наиболее прогрессивной является бестарная перевозка порошкообразных материалов в герметически закрытых железнодорожных вагонах и автомобильных цистернах.

ВНИИНЕФТЕМАШ разработал блок для хранения порошкообразных материалов на буровых, рассчитанный на пневматическую загрузку из специальных автомобильных цистерн. Блок, имевший ранее шифр КОМПР, а в настоящее время БПР[1] предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора из порошкообразных материалов и хранения порошкообразных материалов на буровой. Указанный блок можно использовать также для приготовления жидких химических реагентов из порошкообразных компонентов и приготовления цементных растворов.

Техническая характеристика

Шифр	БПР
Производительность, м³/ч	
при приготовлении растворов	60
при утяжелении растворов	30 ÷ 60
Удельный вес приготовленного раствора, г/см³	
из бентонитовых глинопорошков	1,05 ÷ 1,08
из местных глинопорошков	1,2 ÷ 1,3
утяжеленного	1,3 ÷ 2,3
Тип емкостей	цилиндрические телескопические
Количество емкостей в блоке	2
Диаметр емкостей, мм	2800
Объем двух емкостей, м³	50
Способ загрузки и разгрузки емкостей порошками	пневматический
Скорость загрузки, кг/мин	1000
Смесительное устройство	гидравлическое эжекторного типа
Давление жидкости перед смесительным устройством, кгс/см²	20 ÷ 25
Максимально допустимое давление в емкости кгс/см²	0,5
Тип питателя-дозатора	тарельчатый
Максимальная производительность дозатора, м³/ч	28
Потребляемая мощность, кВт	1,5
Габаритные размеры блока, мм	
в транспортном положении	7500×2800×4000
в рабочем положении	7500×2800×7200
Вес, кг	1200

[1] Авт. свид. № 244594, Бюлл. изобретений, 1969, № 18.

Блок БПР (рис. X.14) состоит из сварной рамы *2*, на которой смонтированы неподвижные части емкостей *3*; на неподвижных частях установлены подвижные части емкостей *8*. Обе части соединены между собой резиновым уплотнением *5*.

Подвижная часть емкости снабжена матерчатым фильтром *7* и четырьмя специальными фиксаторами *4*, которые фиксируют подвижную часть емкости в рабочем положении. Фиксатор состоит из кронштейна, двух направляющих роликов, двух пружин, штыря, рычага и стального каната. Стальной канат соединяет рычаги четырех фиксаторов с ручной лебедкой. С помощью лебедки осуществляется перевод емкости

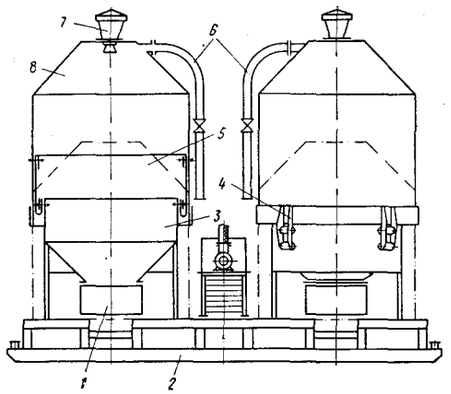


Рис. X.14. Схема блока БПР.

из рабочего положения в транспортное. Перевод емкостей из транспортного в рабочее положение осуществляется сжатым воздухом под давлением 0,02—0,05 кгс/см², который подается в емкости через загрузочные трубопроводы *6*.

Неподвижные части емкости снабжены разгрузочными устройствами *1*. Разгрузочное устройство состоит из тарельчатого питателя и гидравлического смесителя эжекторного типа. Разгрузочные устройства изготовляют в двух вариантах. I вариант используется для приготовления и утяжеления растворов. Разгрузочное устройство по II варианту состоит из аэрирующего устройства, шибера и пневматического эжектора. Через это устройство производится перегрузка порошков из одной емкости в другую, из одного блока в другой.

При наличии на буровой нескольких блоков БПР один из них оборудован гидросмесителем, остальные используются в качестве складов для хранения порошкообразных материалов.

ПЕРЕМЕШИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА В ЕМКОСТЯХ

Суспензия, приготовленная даже из высококачественных бентонитовых глинопорошков в гидравлических мешалках непрерывного действия, имеет частицы твердой фазы, недостаточно хорошо перемешанные с водой.

Поэтому для получения высококачественного бурового раствора необходимо дополнительное перемешивание суспензии в емкостях. При этом повышается дисперсность твердой фазы, увеличивается вязкость, статическое напряжение сдвига. Кроме того, с помощью перемешивающих устройств разрушается гелеобразная структура раствора в емкостях после длительных перерывов бурения, взмучивается твердый осадок перед чисткой емкостей.

Отечественная промышленность изготовляет гидравлические и механические перемешиватели.

Гидравлический перемешиватель 4УПГ

Техническая характеристика

Рабочее давление, кгс/см²	40
Диаметр сменных насадок, мм	16, 20, 30, 40
Расход воды, л/с	15,5; 24; 54; 92
Габаритные размеры, мм	335×170×2200
Вес, кг	33,5

Гидравлический перемешиватель (рис. X.15) состоит из следующих частей:

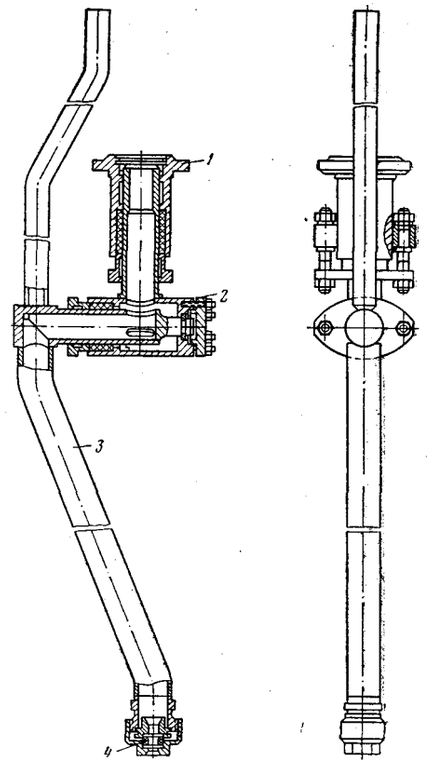


Рис. X.15. Гидравлический перемешиватель 4УПГ

корпуса *1*, тройника *2*, вращающегося в корпусе, ствола *3* с рукояткой, вращающегося в тройнике, насадки *4*, закрепленной на конце ствола. Благодаря наличию двух шарниров, ствол с насадкой может поворачиваться в двух взаимно-перпендикулярных плоскостях и принимать любое направление.

Нужное направление придает насадке оператор, поворачивая ствол за рукоятку.

Механический перемешиватель

Техническая характеристика

Шифр	ПМ
Привод перемешивателя	мотор-редуктор МПО2-15В-5,5/45,5-АО-42-4
Тип электродвигателя	
Мощность электродвигателя, кВт	5,5
Передаточное число планетарного редуктора	32,1
Скорость вращения вала с лопастями, об/мин	45,5
Диаметр лопастей мешалки, мм	950
Габаритные размеры, мм	1430×950×3262
Вес, кг	477

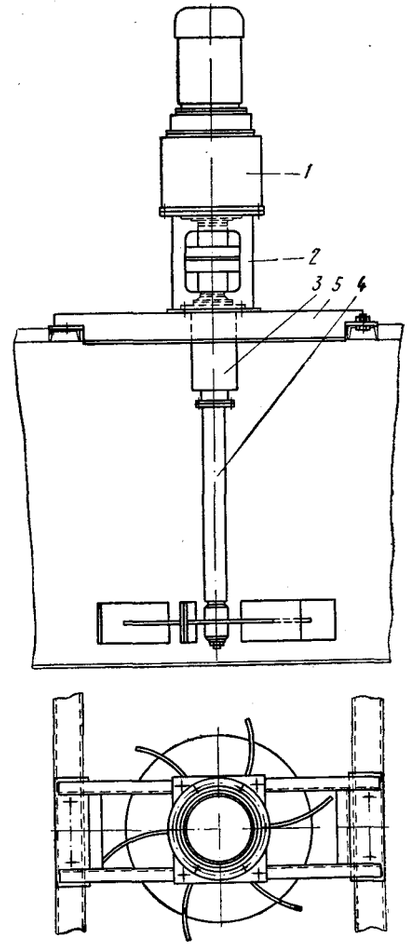


Рис. X.16. Механический перемешиватель ПМ.
1 — мотор-редуктор; *2* — цилиндрическая опора; *3* — промежуточный вал; *4* — лопастный вал; *5* — сварная рама.

Перемешиватель (рис. X.16) состоит из сварной рамы *5*, на которой смонтирована цилиндрическая опора *2*. На опоре крепится мотор-редуктор *1*. К валу мотор-редуктора крепится при помощи фланцев и болтов промежуточный вал *3*, затем лопастной вал *4*.

Сварная рама устанавливается на верхней площадке емкости таким образом, чтобы между лопастями и днищем емкости обеспечить расстояние 90 мм.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

Для очистки буровых растворов от выбуренной породы применяется оборудование двух типов: оборудование для механической очистки и оборудование для разделения фракций твердой фазы растворов, различных по величине и удельному весу, с помощью центробежных сил.

Механическая очистка, осуществляемая с помощью сит, обеспечивает удаление из раствора частиц, размер которых определяется величиной ячеек сита. Однако при очень малых размерах ячеек вязкая жидкость не может проникнуть через них. Под действием центробежных сил из жидкости могут удаляться практически частицы любой величины. Поэтому такую очистку можно назвать тонкой, в отличие от грубой механической очистки.

Оборудование для механической очистки вибросита

Для механической очистки растворов применяются вибрирующие сита, ситоконвейеры, самовращающиеся сепараторы. В Советском Союзе и за рубежом наиболее распространены вибросита.

В Советском Союзе изготовляются одинарные вибросита СВ-1 (в комплекте с буровыми установками БУ75Бр) и изготовлялись сдвоенные вибросита СВС-2, которые сняты с производства. По конструкции они аналогичны.

Техническая характеристика вибросита СВС-2

Пропускная способность при работе с раствором удельного веса 1,2—1,24 гс/см³ и вязкостью до 40—45 с при частоте колебаний в минуту 1400 и сетке с ячейками 0,7×2,3 мм, л/с	50—55
Перепад уровней, мм	750
Угол наклона сетки, град	15
Частота колебаний сетки в 1 мин	1400, 1600, 1800, 2000
Полезная площадь сетки, м²	2,5
Размеры ячеек, мм	0,7×2,3 1,0×2,3 1,0×5,0
Привод	индивидуальный от электродвигателей типа АО42-4 мощностью 2×2,8 квт при 1420 об/мин
Передача	клиноременная; ремень типа Б, длиной 2800 мм, ГОСТ 1284—68
Вибратор	эксцентриковый вал с эксцентриситетом 4,5 мм

Опоры вибратора	сферические двухрядные роликоподшипники № 3612
Опоры вибрирующей рамы	рессоры пластинчатые
Габаритные размеры, мм	3200×3500×1620
Вес, кг	1654

Вибросито СВС-2 действует следующим образом: раствор поступает по открытому желобу и распределяется равномерным слоем по всей ширине сеток при помощи особых шторок — выравнивателей. Наклонная вибрирующая рама вместе с натянутой сеткой совершает под действием электродвигателя и эксцентрикового вала колебания.

Раствор протекает сквозь отверстия сетки, собирается в ванне и по желобу направляется к приемным емкостям. Шлам по наклонной сетке сбрасывается за пределы сита. Вибрирующая рама установлена на пластинчатых рессорах, которые в свою очередь укреплены на неподвижной ванне.

ВНИИНЕФТЕМАШ разработал конструкцию сдвоенного вибросита СВ-2 (рис. X.17) [1], у которого значительно

Техническая характеристика вибросита СВ-2

Пропускная способность при очистке бурового раствора вязкостью до 45 с (сетка 1×5 мм), л/с	50—60
Перепад высот между подводящим и отводящим желобами, мм . . .	750
Частота колебаний в 1 мин	1600, 2000
Рабочая площадь сетки, м²	2,6
Длина сетки одной вибрирующей рамы, м	4,5
Тип электродвигателя	АО2-31
Установленная мощность, кВт . .	2,2×2=4,4
Габаритные размеры, мм	2450×2650××1530
Вес, кг	1380

[1] Авт. свид. № 250799. Бюлл. изобретений, 1969, № 27.

увеличен срок службы сетки по сравнению с виброситом СВС-2.

Вибрационное сито СВ-2 состоит из двух вибрирующих рам, смонтированных на одной общей неподвижной раме, распределительного желоба и двух электродвигателей.

Каждая вибрирующая рама имеет на концах два специальных барабана, на которые намотана сетка. Храповые устройства на барабанах обеспечивают стопорение барабанов в нужном положении.

Между барабанами расположены промежуточные опоры. Сетка натягивается на барабанах и плотно прилегает к промежуточным опорам, принимая по длине выпуклую форму. По мере износа отдельных нитей сетка перепускается с одного барабана на другой. Таким образом обеспечивается полная сработка всего запаса сетки, имеющегося на первом барабане, и уменьшение расхода сетки на 1 м проходки. Помимо уменьшения расхода сетки вибросито СВ-2 имеет следующие преимущества по сравнению с виброситом СВС-2.

1. Переменный угол наклона сетки по длине вибрирующей рамы. Этот угол увеличивается по мере продвижения шлама от верхнего барабана к нижнему, что создает условия для лучшего сбрасывания шлама.

2. Упрощение замены износившихся сеток; кусок сетки длиной 4,5 м отрезается от рулона и наматывается на барабаны.

3. Возможность применения как стальных сеток, так и сеток из синтетических материалов.

На вибрирующей раме имеется эксцентриковый вибратор со шкивом, который соединен клиноременной передачей с ведущим шкивом электродвигателя. Обе вибрирующие рамы соединены с опорной неподвижной рамой при помощи кольцевых резиновых амортизаторов.

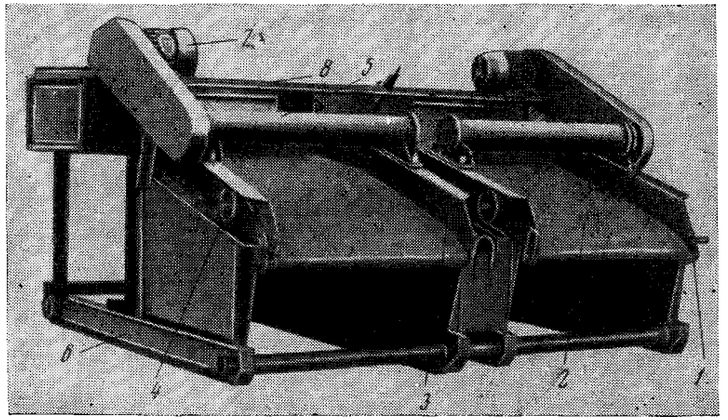


Рис. X.17. Вибросито СВ-2.

1 — барабан с храповым устройством; *2* — сетка; *3* — вибрирующая рама; *4* — резиновый амортизатор; *5* — вибратор; *6* — неподвижная рама; *7* — электродвигатель; *8* — желоб.

Вибросито СВ2Б является модификацией вибросита СВ-2. Вибрирующие рамы у них полностью унифицированы. Вибросито СВ2Б рассчитано для установки непосредственно на емкостях, поэтому оно не имеет ванны для очищенного раствора. Кроме того, оно отличается конструкцией приемной коробки, последняя имеет форму неправильной усеченной четырехгранной пирамиды с двумя вертикальными стенками. К нижней части одной из вертикальных стенок приварен патрубок для неочищенного раствора. Неочищенный раствор поднимается в приемной коробке, переливается через край и равномерно растекается по сеткам обеих вибрирующих рам.

Габаритные размеры вибросита СВ2Б, мм	2490×2200××910
Вес, кг	987

Оборудование для разделения фракций твердой фазы растворов с помощью центробежных сил

Фракции твердой фазы буровых растворов с помощью центробежных сил разделяются в гидроциклонах и центрифугах. При среднем удельном весе 2,5 гс/см³, который обычно имеют горные породы, в том числе глины, в гидроциклонах и центрифугах фракции разделяются по их гранулометрическому составу. Этот процесс имеет место при тонкой очистке растворов от выбуренной породы. Одну фракцию составляют пески и другие породы, другую фракцию — очищенный раствор.

В утяжеленных растворах фракции разделяются по их удельному весу. Этот процесс происходит при регенерации утяжелителя и регулировании состава твердой фазы. Тонкая очистка промывочных растворов в Советском Союзе осуществляется в гидроциклонах.

Гидроциклоны применяются в пескоотделителях, состоящих из одного или нескольких циклонов и шламового насоса.

Пескоотделители 1ПГ и 1ПГК конструкции ВНИИНЕФТЕМАШ

Техническая характеристика пескоотделителей

	1 ПГ	1ПГК
Производительность, л/с	58	60
Наименьший размер удаляемых из жидкости частиц, мм	0,1	0,06
Высота дна приемного и сливного желобов от основания пескоотделителя, мм	700	600
Диаметр гидроциклонов, мм	250	150
Количество гидроциклонов	4	4
Материал гидроциклонов	чугун	резина
Наименьшее допустимое давление перед циклонами, кгс/см²	2,0	1,8
Перекачивающий насос . .	ВШН-150	ВШН-150
Количество насосов	1	1
Электродвигатель	АО73-4	АО2-72-4
Мощность электродвигателя, кВт	28	30
Габаритные размеры, мм:		
длина	2740	2600
высота	2810	2150
ширина	1450	1150
Вес, кг	2004	1310

Конструкции пескоотделителей ПГ [1] и 1ПГК аналогичны.

Пескоотделитель 1ПГК (рис. X.18) состоит из батареи гидроциклонов, вертикального шламового насоса, емкости и соединительной трубы между насосом и батареей. Батарея циклонов БГ состоит из сварной рамы, четырех гидроциклонов, крестовины и четырех отводов с резиновыми рукавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком, с шибером в передней торцовой стенке. При закрытом шибере песковые насадки погружены в шлам, который вытекает через верхнюю кромку передней торцовой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк. Гидроциклон (рис. X.19) состоит из металлического корпуса *1*, внутри которого закреплен резиновый цельнолитой полый конус *3*, резиновой питающей насадки *5* и металлической сливной насадки *2*.

Резиновая песковая насадка *4* крепится к нижнему концу резинового конуса при помощи бурта в насадке и стального кольца *6*.

Песковая насадка поставляется с выходным отверстием двух размеров — диаметром 15 и 25 мм.

Вертикальный шламовый насос ВШН-150 (рис. X.20) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым колесом. Вместо обычного сальника насос снабжен разъемной резиновой втулкой, выполняющей роль уплотнительного устройства и одновременно являющейся опорой нижнего конца вала насоса.

Основные опоры вала насоса (два шарикоподшипника) расположены в верхней части корпуса насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от попадания раствора. Шарикоподшипники смазываются солидолом.

[1] Пескоотделитель 1ПГ снят с производства.

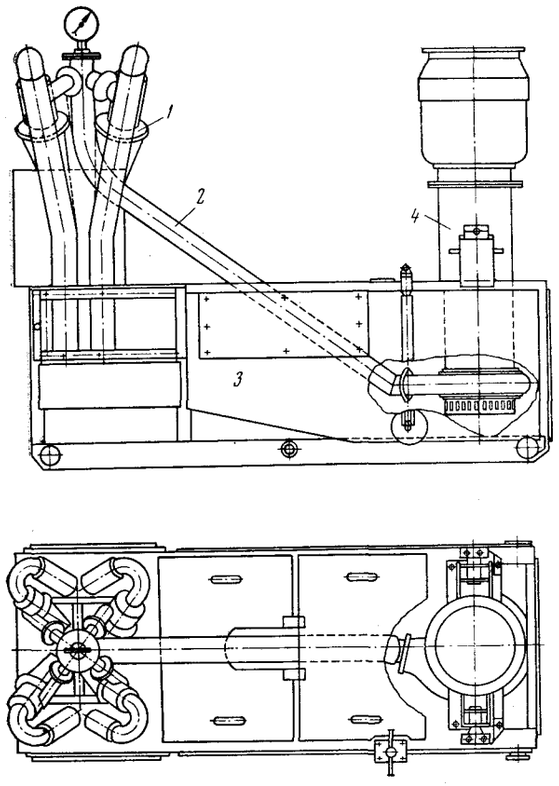


Рис. X.18. Пескоотделитель 1ПГК.
1 — батарея гидроциклонов; *2* — соединительная труба; *3* — емкость; *4* — шламовый насос.

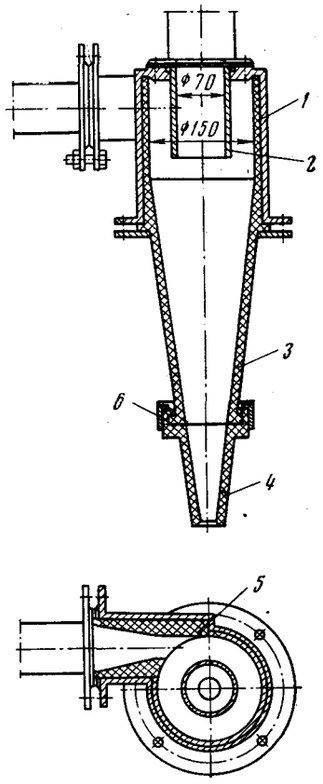


Рис. X.19. Гидроциклон диаметром 150 мм.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя через упругую пальцевую муфту. Электродвигатель крепится к корпусу насоса. Корпус насоса имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами, с помощью которых насос устанавливается на емкости.

Такое устройство обеспечивает возможность перевода насоса из вертикального положения (при котором спиральный корпус полностью погружен в перекачиваемый раствор) в горизонтальное положение для ревизии или ремонта насоса. Всасывающее отверстие предохраняется сеткой от попадания в насос крупных частиц.

Действие пескоотделителя показано на принципиальной схеме (рис. X.21). Буровой раствор, предварительно очищенный в вибросите, поступает по желобу *1* в правый отсек емкости *2*. Из отсека *2* раствор подается шламовым насосом *3* в батарею гидроциклонов *4*. Очищенный раствор из верхних сливных насадок циклонов сливается в левый отсек емкости *5* и по желобу *6* направляется в приемные емкости буровых насосов.

Раствор в емкости не опускается ниже дна желобов *1* и *6*.

Перегородка *7*, разделяющая емкость на два отсека, имеет в нижней части окно. Благодаря окну шламовый насос постоянно погружен в жидкость, если расход через желоб *1* больше или меньше производительности насоса, а также при остановке насоса. При работе циклонов с погруженными в шлам песковыми насадками, т. е. при закрытом шибере лотка, обеспечивается минимальная потеря раствора через песковые насадки. При этом шлам, вытекающий из лотка, имеет максимально возможный удельный вес.

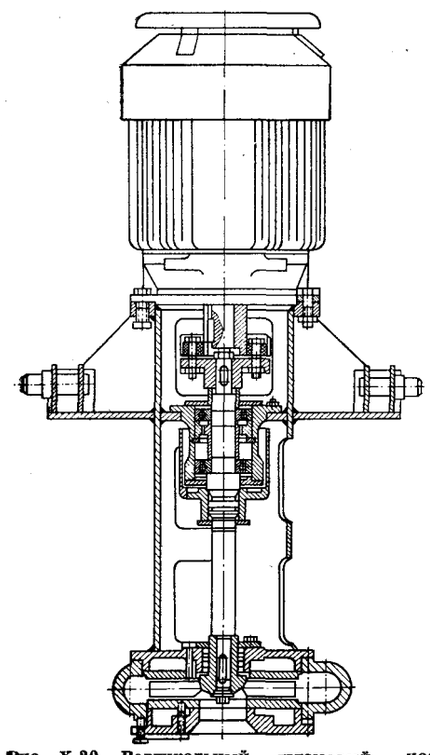


Рис. X.20. Вертикальный шламовый насос ВШН-150.

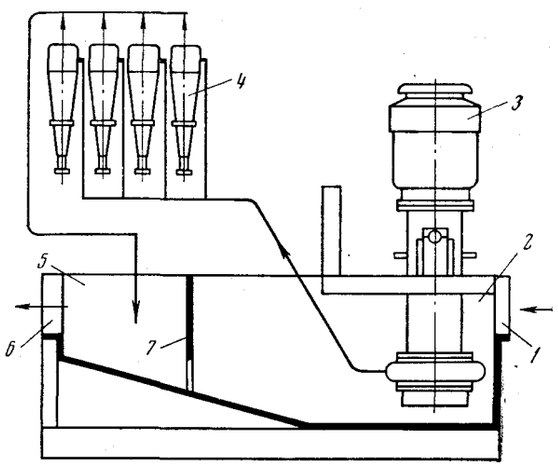


Рис. X.21. Принципиальная схема работы пескоотделителя 1ПГК.

Гидроциклонные пескоотделители КуйбышевНИИНП

Гидроциклонный пескоотделитель КуйбышевНИИНП состоит из одного чугунного гидроциклона диаметром 400 мм и двух шламовых насосов ШН2-200. Установленная мощность пескоотделителя 110 квт.

Насосы смонтированы на раме в крытом сарае, гидроциклон — на одной из емкостей циркуляционной системы. Обычно работает один насос, второй — резервный.

Преимуществами пескоотделителя 1ПГК по сравнению с пескоотделителем КуйбышевНИИНП являются меньший вес (1310 кг против 3260 кг) и меньшая установленная мощность электродвигателей (30 квт против 110 квт).

Ситогидроциклонная установка

Ситогидроциклонная установка является агрегатом, в котором соединены одинарное вибросито и пескоотделитель. Известны ситогидроциклонные установки 4СГУ-1 и 4СГУ-2. Они отличаются конструкцией и компоновкой отдельных узлов. В установке 4СГУ-1 имеется батарея из четырех чугунных гидроциклонов диаметром 250 мм, в установке 4СГУ-2 — батарея из четырех резиновых гидроциклонов диаметром 150 мм.

В настоящее время изготовляется лишь установка 4СГУ-2.

Техническая характеристика ситогидроциклонной установки 4СГУ-2

Пропускная способность, л/с	60
Количество гидроциклонов	4
Диаметр гидроциклонов, мм	150
Материал корпусов циклонов	резина
Насос, тип	ВШН-150
Ширина сетки, мм	900
Полезная площадь сетки, м²	1,125
Размер ячеек сетки, мм	4×4; 5×5
Число колебаний сетки в 1 мин	1600, 2000
Установленная мощность, кВт	32,2
Высота приемного желоба вибросита от основания установки, мм	1360
Высота выходного патрубка для очищенного раствора от основания, мм	600
Габаритные размеры, мм	2775×2250×2150
Вес, кг	1960

Ситогидроциклонная установка 4СГУ-2 полностью унифицирована с пескоотделителем 1ПГК в части батареи гидроциклонов

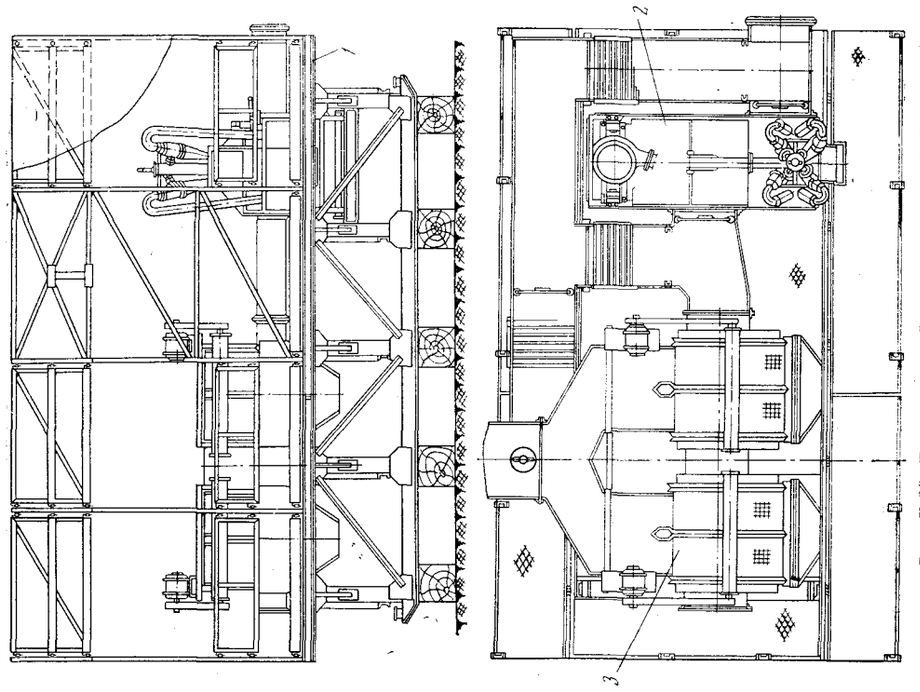


Рис. X.23. Блок очистки бурового раствора БОР.
1 — основание с каркасом укрытия; *2* — гидроциклонный пескоотделитель; *3* — сдвоенное вибросито.

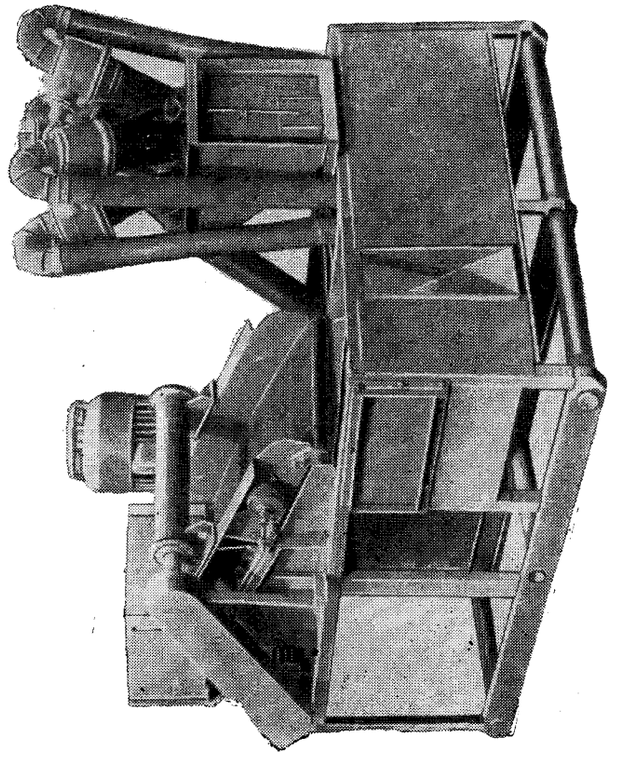


Рис. X.22. Ситогидроциклонная установка 4СГУ-2.

ч шламового насоса. Фактически пескоотделитель 1ПГК почти полностью, за исключением емкости, повторяется в ситогидроциклонной установке.

Ситогидроциклонная установка (рис. X.22) состоит из вибросита, пескоотделителя 1ПГК и общей емкости.

Вибросито ситогидроциклонной установки отличается от вибросита СВ-2 меньшей площадью сетки, имеющей более крупные ячейки. Ситогидроциклонные установки могут применяться в тех случаях, когда нужно очищать от выбуренной породы только неутяжеленные буровые растворы. При этом ситогидроциклонная установка имеет меньшие габаритные размеры и вес по сравнению с очистными блоками. Так, 4СГУ-2 весит 1960 кг, очистной блок БОР, описанный ниже, 7274 кг.

При очистке утяжеленных растворов только в вибросите, имеющем ячейки 4 × × 4 мм, большая часть шлама попадает в приемные емкости и через буровые насосы снова в скважину. Более универсальным является комплекс из сдвоенного вибросита СВ-2 и пескоотделителя 1ПГК. Этот комплекс может применяться для очистки как утяжеленных, так и неутяжеленных растворов. Раствор может очищаться последовательно в вибросите и гидроциклонном пескоотделителе, причем пропускная способность вибросита и пескоотделителя может иметь любые соотношения.

При очистке утяжеленных растворов пескоотделитель отключается заслонками и раствор из вибросита направляется по обводному желобу в приемную емкость. Для облегчения монтажа и транспортировки описанный комплекс очистного оборудования выпускается промышленностью в виде транспортабельных блоков. На рис. X.23 показан блок очистки промывочного раствора БОР, входящий в комплект буровых установок БУ-80БрД, БУ-80БрЭ, Уралмаш-125БД, Уралмаш-125БЭ.

УСТАНОВКИ ДЛЯ РЕГЕНЕРАЦИИ УТЯЖЕЛИТЕЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ГЛИНИСТОЙ ФАЗЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

При проходке горных пород, содержащих глины, и при использовании для промывки забоя утяжеленного раствора на буровых обычно образуются излишки раствора.

Перед работниками бурения возникает постоянная задача экономии утяжелителя.

Задача решается двумя путями. Первый путь — установка на буровой достаточного количества запасных емкостей; по окончании бурения скважины утяжеленный раствор из этих емкостей сливается или откачивается в автоцистерны и перевозится на новую скважину для повторного использования.

Второй путь — уменьшение расхода утяжелителя и химических реагентов в процессе бурения при помощи установок для регенерации утяжелителя.

Принцип регенерации утяжелителя основан на разности удельных весов горных пород и утяжелителя. Удельный вес горных пород приблизительно равен 2,5 гс/см³, удельный вес утяжелителя в 1,5—1,7 раза больше.

В установках для регенерации происходит разделение твердой фазы утяжеленной суспензии на две фракции. Первая фракция, имеющая удельный вес 1,02—1,06 гс/см³ и содержащая кроме воды глину и другие горные породы и химические реагенты, сливается в дренаж. Вторая фракция, имеющая удельный вес 2,2—2,6 гс/см³ и содержащая утяжелитель, направляется в циркуляционную систему для повторного использования.

Для разрушения структуры утяжеленного раствора последний перед разделением на фракции перемешивается с водой. При использовании на скважине установки для регенерации излишки глинистой фазы по мере необходимости удаляются из раствора, удельный вес его поддерживается постоянным, расход утяжелителя и химических реагентов на 1 м проходки снижается, не скапливаются излишки раствора.

Регенерация утяжелителя в комплексной установке УПР-Р-2 была описана ранее.

В результате исследовательских и конструкторско-экспериментальных работ Азинмаша, АзНИИбурнефти и ВНИИНЕФТЕМАША разработана эжекторно-гидроциклонная установка для регенерации утяжелителя УР1 с отдельным поршневым насосом. Установка УР1 не связана с работой буровых насосов и может работать в процессе проходки скважины, при спуско-подъемных операциях, а также после окончания проходки и демонтажа буровой установки.

Техническая характеристика УР1

Производительность установки по сухому утяжелителю, т/ч	3,0
Процент извлечения утяжелителя, %	90
Диаметр гидроциклонов, мм	75
Количество гидроциклонов	3
Давление жидкости перед гидроциклонами, кгс/см²	3—4
Площадь питающей насадки, мм²	210
Наименьший диаметр разгрузочной насадки, мм	9
Диаметр сливной насадки, мм	30
Насос поршневой	11 гр
Мощность электродвигателя, кВт	30

Скорость вращения, об/мин	980
Габаритные размеры, мм:	
насосного блока	3160×1260×1340
батареи гидроциклонов	850×850×1040
Вес, кг:	
насосного блока	2044
батареи гидроциклонов	73
общий вес с соединительными рукавами	2354

Установка УР1 (рис. X.24) состоит из насосного блока, батареи гидроциклонов и соединительных рукавов с быстросборными соединениями на концах. Насосный блок состоит из насоса 11Гр *2* с шаровыми пневматическими компенсаторами *4*, электродвигателя *1*, магнитного пускателя, клиноременной передачи, гидроэлеватора *5* и сварной рамы *3*.

Батарея гидроциклонов состоит из опорной трубы *7* и трех резиновых циклонов *6* диаметром цилиндрической части 75 мм. Труба разделена перегородкой на две полости. Питающие насадки циклонов жестко соединены с нижней полостью трубы, сливные насадки соединены при помощи резиновых патрубков с верхней полостью.

Циклон состоит из цельнолитого резинового корпуса, выполненного заодно с питающей насадкой, и стального кожуха. Верхняя крышка вместе со сливной насадкой — съемная. Также съемной является разгрузочная насадка. Диаметр разгрузочной насадки может изменяться путем отрезания нижней части. Таким образом, питающие и сливные насадки циклона имеют неизменные размеры. Диаметр разгрузочной насадки может меняться по желанию оператора.

Сопло гидроэлеватора соединено с нагнетательным трубопроводом насоса 11Гр. К смесительной камере подведен трубопровод утяжеленного раствора, который соединен с емкостью циркуляционной системы. В смесительной камере утяжеленный раствор разбавляется до удельного веса 1,15—1,25 гс/см³.

Разбавленная суспензия поступает в нижнюю полость опорной трубы батареи гидроциклонов. Батарея гидроциклонов устанавливается на желобе циркуляционной системы. Утяжеленная пульпа из разгрузочных насадок циклонов поступает в желоб и вместе с основным циркулирующим потоком направляется в приемную емкость буровых насосов. Вода с излишками глинистой фазы сливается в дренаж.

При отсутствии циркуляции утяжеленная пульпа по специальному лотку может направляться в запасную емкость.

Установка для регенерации утяжелителя УР1 успешно прошла промышленные испытания и рекомендована к серийному производству [2].

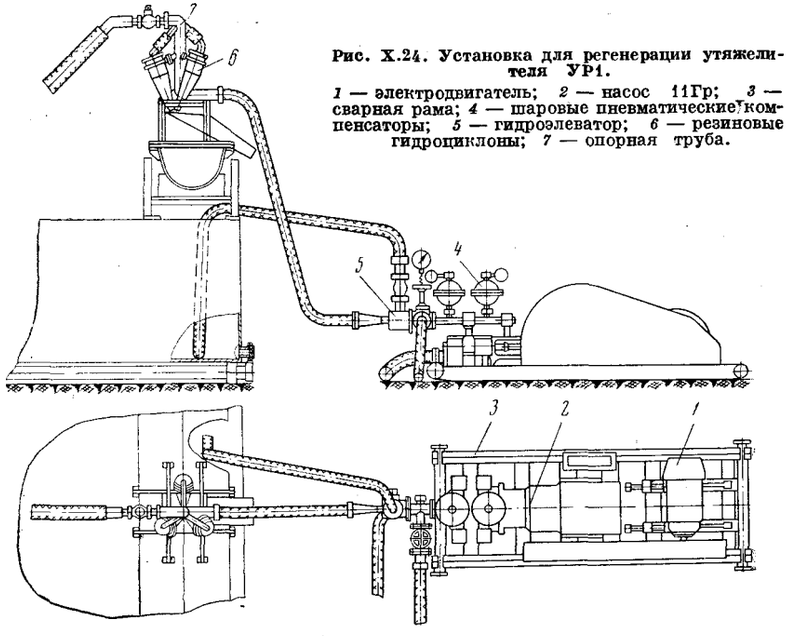


Рис. X.24. Установка для регенерации утяжелителя УР1.

1 — электродвигатель; *2* — насос 11Гр; *3* — сварная рама; *4* — шаровые пневматические компенсаторы; *5* — гидроэлеватор; *6* — резиновые гидроциклоны; *7* — опорная труба.

Производительность установки по сухому утяжелителю $G_{ут}$ (в т/ч) определяется по формуле

$$G_{ут} = Q_{рег}\gamma_{рег} \cdot \frac{100 - S_{рег}}{100} \cdot \frac{\gamma_{рег.\,сух}}{\gamma_{ут.\,сух}},$$

где $Q_{рег}$ — расход регенерированной пульпы, м³/ч; $\gamma_{рег}$ — удельный вес регенерированной пульпы; $S_{рег}$ — влажность регенерированной пульпы, %; $\gamma_{рег.\,сух}$ — удельный вес сухого остатка регенерируемой пульпы; $\gamma_{ут.\,сух}$ — удельный вес сухого утяжелителя.

Процент извлечения утяжелителя $K_{ут}$

Предварительно необходимо определить процентное содержание утяжелителя и глины в сухом остатке исходного неразбавленного раствора и регенерированной пульпы по балансу объемов

$$\frac{100}{\gamma_{исх.\,сух}} = \frac{x}{\gamma_{исх.\,сух}} + \frac{100 - x}{\gamma_{гл.\,сух}},$$

где x — процентное содержание утяжелителя; $100 - x$ — процентное содержание глины; $\gamma_{исх.\,сух}$ — удельный вес сухого остатка исходного неразбавленного раствора; $\gamma_{гл.\,сух}$ — удельный вес сухой глины.

Расход сухого утяжелителя в исходном неразбавленном растворе (в т/ч).

$$G_{исх.\,сух} = Q_{исх}\gamma_{исх} \frac{100 - S_{исх}}{100} \cdot \frac{x_{исх}}{100},$$

где $Q_{исх}$ — расход исходного утяжеленного раствора в м³/ч; $\gamma_{исх}$ — удельный вес исходного утяжеленного раствора; $S_{исх}$ — влажность исходного утяжеленного раствора в %

$$K_{ут} = \frac{G_{ут} \cdot 100}{G_{исх.\,сух}}.$$

Процент извлечения глины $K_{гл}$

Расход сухой глины в регенерированной пульпе

$$G_{гл.\,рег} = Q_{рег}\gamma_{рег} \frac{100 - S_{рег}}{100} \cdot \frac{100 - x_{исх}}{100}$$

Расход сухой глины в исходном утяжеленном растворе

$$G_{гл.\,исх} = Q_{исх}\gamma_{исх} \frac{100 - S_{исх}}{100} \cdot \frac{100 - x_{исх}}{100}.$$

Расход сухой глины в сливе $G_{гл.\,сл} = G_{гл.\,исх} - G_{гл.\,рег}$

$$K_{гл} = \frac{G_{гл.\,сл} \cdot 100}{G_{гл.\,исх}}.$$

Экономический эффект от применения установок для регенерации заключается в уменьшении удельного расхода утяжелителя.

При бурении в объединении Краснодарнефтегаз двух скважин в одинаковых геологических условиях в интервале 3200—3600 м расход железистого утяжелителя на 1 м проходки составил: на скважине с разбавлением утяжеленного раствора водой и с одновременным утяжелением — 51 000 кг; на скважине с применением регулирования содержания глинистой фазы с помощью установки УПР-Р-2 — 9600 кг.

За время промышленных испытаний установки для регенерации утяжелителя УР1 в тресте Ширванбурнефть АзССР за 10 дней работы установки было регенерировано свыше 100 т утяжелителя, причем установка работала по 2—4 ч в день.

ЭЛЕМЕНТЫ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

Циркуляционные системы буровых установок состоят из желобов, очистных устройств, приемных или рабочих и запасных емкостей, всасывающих и вспомогательных нагнетательных трубопроводов, блоков для хранения химических реагентов, доливных емкостей, запорной арматуры и быстросборных соединений трубопроводов.

Желоба

В Советском Союзе от устья скважины до очистного блока в серийно изготовляемых установках применяются стальные желоба — растворопроводы круглой или прямоугольной формы. Между очистным блоком и приемными емкостями в серийно изготовляемых буровых установках смонтированы полукруглые или прямоугольные желоба.

Полукруглые желоба любой длины набираются из отдельных секций. Длина секции 3200 мм, вес секции 119 кг (рис. X.25). Две секции соединяются между собой с помощью поперечной планки и двух откидных болтов.

Герметичность соединения достигается резиновым уплотнением. Секции желоба изготовляются двух типов — с люками и без люков. При открывании того или иного люка жидкость может сливаться из желоба в любую приемную емкость.

Желоба монтируются на приемных емкостях или на специальных сварных основаниях. В обоих случаях желоба устанавливаются на регулируемых опорах. Опора состоит из двух стоек с отверстиями и поперечной планки. Благодаря регулируемым опорам желобу может придаваться любой желаемый уклон.

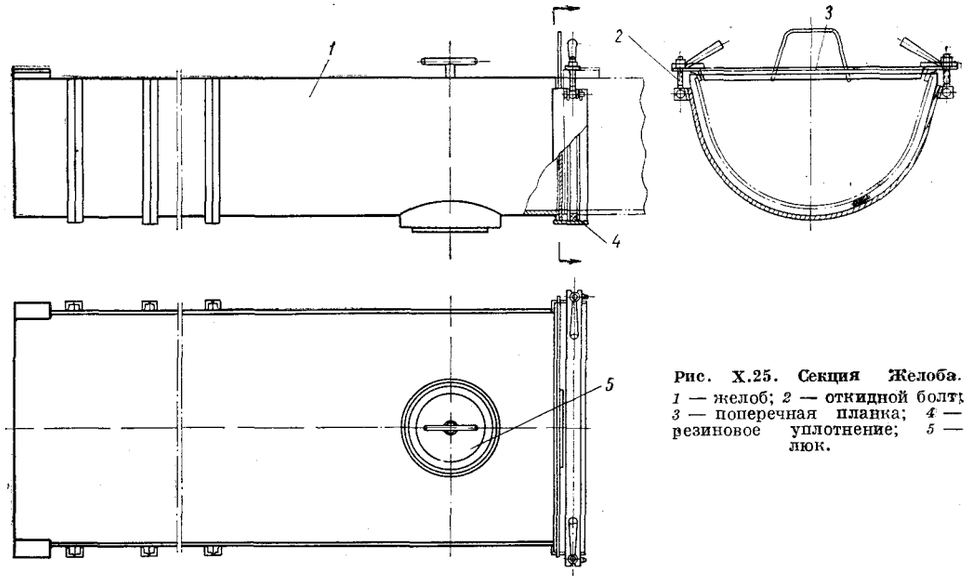


Рис. X.25. Секция желоба.
1 — желоб; *2* — откидной болт; *3* — поперечная планка; *4* — резиновое уплотнение; *5* — люк.

Полукруглая форма сечения желоба создает хорошие условия для течения бурового раствора. В желобе не образуется осадок, поэтому исключается операция чистки желобов. При транспортировке из нескольких секций составляется пакет.

Приемные или рабочие емкости

Отечественной промышленностью серийно изготовляются приемные емкости двух типоразмеров под шифром 1ЕР-24 и ЕР-30.

Техническая характеристика приемных емкостей

Шифр	1ЕР-24	ЕР-30
Полезный объем, м³	24	30
Габаритные размеры, мм:		
общая длина	7565	8620
полезная длина емкости	7320	8160
общая ширина	2520	3005
полезная ширина емкости	2300	2800
общая высота	2600	1790
полезная высота емкости	1400	1400
Общий вес, кг	3375	4140
Удельное давление на грунт при перетаскивании волоком, кгс/см²	0,21	0,23

Приемная емкость 1ЕР-24 (рис. X.26) состоит из корпуса и трех опорных полозьев.

Для присоединения к насосам и к соседним емкостям имеется четыре патрубка с фланцами. Стенки емкости укреплены ребрами жесткости; два патрубка, к которым присоединяются всасывающие трубопроводы насосов, закрыты щелевыми фильтрами. Фильтры могут легко выниматься для чистки.

На противоположной стороне емкости предусмотрены круглые люки для чистки, которые открываются и закрываются с верхней площадки емкости. Верхняя площадка установлена вдоль емкости. С одной стороны у нее предусмотрено место для желоба, с другой установлены перила.

Емкость укомплектована двумя гидравлическими двухшарнирными перемешивателями 4УПГ.

Приемная емкость ЕР-30 отличается от емкости 1ЕР-24 некоторыми конструктивными особенностями. Так, ребра жесткости расположены у нее на наружных поверхностях боковых стенок; на двух торцовых стенках предусмотрены вырезы для желобов. Таким образом, емкости ЕР-30 могут соединяться между собой трубами диаметром 250 мм в нижней части и полукруглыми желобами в верхней части. Емкостями 1ЕР-24 укомплектованы буровые установки Уралмаш-125БД и Уралмаш-125БЭ; БУ-300Э и БУ-300ДЭ, БУ-200ДГ и БУ-200Э.

Емкостями ЕР-30 укомплектованы буровые установки БУ-80БрД, БУ-80БрЭ, БУ-50БрД.

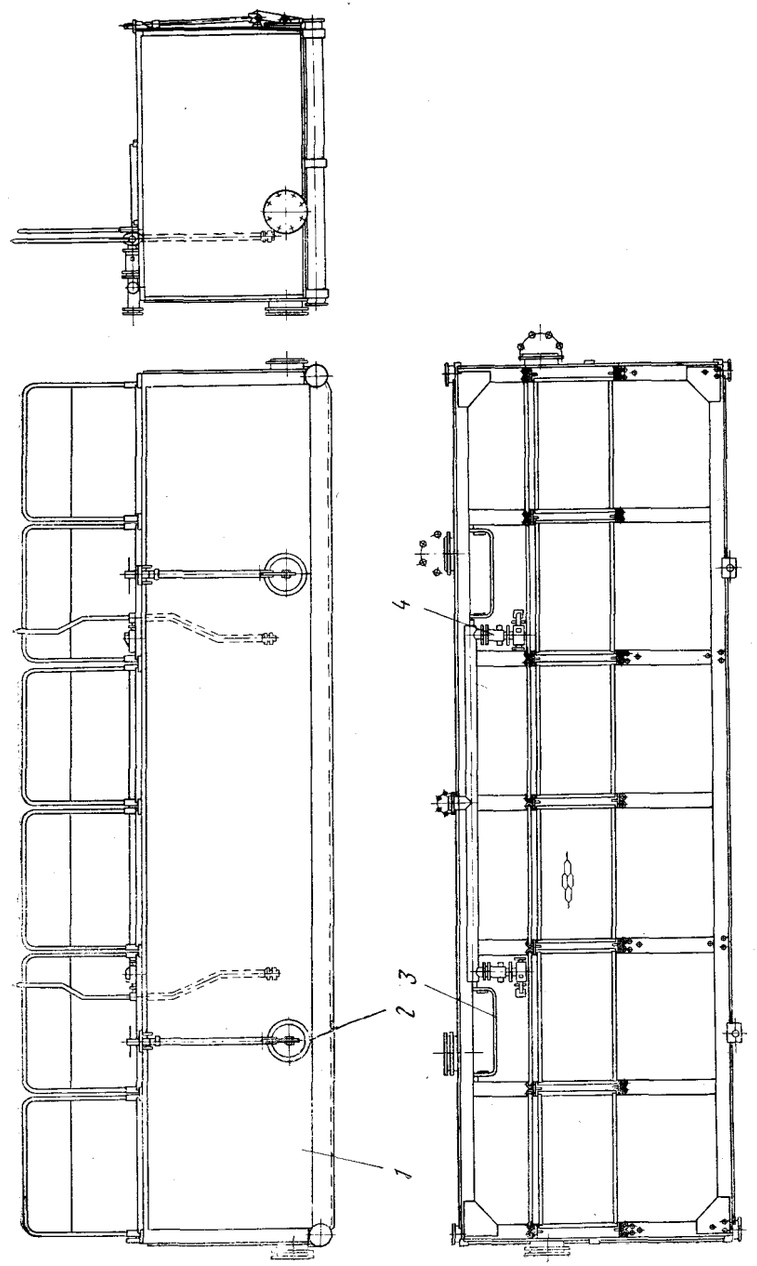


Рис. X.26. Приемная (рабочая) емкость 1ЕР-24.
1 — емкость; *2* — люк для очистки; *3* — фильтр; *4* — гидравлический перемешиватель 4УПГ.

Запасные емкости

Отечественной промышленностью изготовляются цилиндрические запасные емкости, которые применяются для хранения буровых растворов, жидких химических реагентов, воды, для долива скважины. Запасные емкости имеют объем 20 м³. Емкости изготовляются двух типов: с указателем уровня ЕУ-20 и без указателя уровня Е-20.

На буровых обычно устанавливается четное количество запасных емкостей, которые комплектуются парами. Одна емкость с указателем уровня, другая — без указателя. Обе емкости монтируются на общем основании и сообщаются между собой короткой трубой $D_{усл}$ = 250 мм.

Патрубки диаметром 80 мм для подвода жидкости к каждой емкости расположены по касательной к цилиндрической поверхности и снабжены соплами. При заполнении емкости происходит энергичное перемешивание жидкости. В нижней части каждой емкости имеется люк для чистки.

Запасные емкости устанавливаются на низких основаниях, жидкость перекачивается из них буровыми или вспомогательными насосами, или на высоких основаниях, когда они используются для хранения жидких химических реагентов или для долива скважины, в этом случае жидкость из них сливается самотеком.

На рис. X.27 показана запасная емкость ЕУ-20 — с указателем уровня, уровнемером.

Характеристика запасных емкостей

Показатели	Запасная емкость	Запасная емкость с уровнемером	Запасная обогреваемая емкость	Запасная обогреваемая емкость с уровнемером
Шифр	Е-20	ЕУ-20	1Е-20	1ЕУ-20
Объем, м³	20	20	20	20
Внутренний диаметр вспомогательного напорного трубопровода, мм	79	79	79	79
Внутренний диаметр паропровода, мм	—	—	20	20
Габаритные размеры, мм:				
длина	3415	3415	3415	3415
ширина	2850	2850	2930	2930
высота	3700	3700	3700	3700
Вес, кг	2136	2200	2288	2348

Емкость состоит из цилиндрической обечайки, днища и конической крышки. Поплавок соединен шарнирно с рейкой, которая поднимается через отверстие в крышке. Отверстие в транспортном положении закрывается изогнутой планкой. В рабочем положении эта планка, окрашенная черной и белой краской, служит указателем уровня жидкости. Издалека можно определить степень заполнения емкости: 0,25; 0,5; 0,75 или 1,0.

В крышке имеется люк для осмотра и чистки емкости, а на обечайке — лестница для обслуживания люка.

На рис. X.28 показана обогреваемая емкость с указателем уровня.

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА, БЫСТРОСБОРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Для вспомогательных нагнетательных трубопроводов циркуляционных систем применяется запорная арматура общего назначения. Для всасывающих трубопроводов используются как клиновые чугунные задвижки общего назначения, так и специальные поворотные шибера. Отечественная промышленность изготовляет поворотные шибера 1ШП250, ШПМ250 и ШПМ150.

Поворотный шибер 1ШП250 (рис. X.29) состоит из корпуса *1*, оси *2*, резинового полотна *3*, рукоятки *4* и фиксатора *5*. Корпус шибера цилиндрической формы зажимается болтами между двумя фланцами, которые приварены к двум отрезкам трубопровода. В двух взаимно противоположных отверстиях корпуса вращается ось с рукояткой. На оси крепится шпонкой резиновый шибер.

Резиновый шибер для жесткости армирован стальным каркасом. Два положения шибера «открыт» и «закрыт» фиксируются специальным фиксатором.

Поворотный шибер приблизительно в 6 раз легче клиновой задвижки того же диаметра.

Поворотный шибер ШПМ150 (ШПМ250), показанный на рис. X.30, состоит из цилиндрического корпуса *1*, который футерован резиновым вкладышем *2*. В корпус вставлена ось *4*, на которой закреплена металлическая заслонка *3*. Диаметр заслонки на 3—4 мм больше внутреннего диаметра резинового вкладыша. Таким образом заслонка поворачивается во вкладыше с натягом, обеспечивая необходимую герметичность.

Цапфы оси уплотняются во втулках корпуса при помощи резиновых колец *6*.

На одном конце оси насажена ручка *5*, при помощи которой ось с заслонкой может

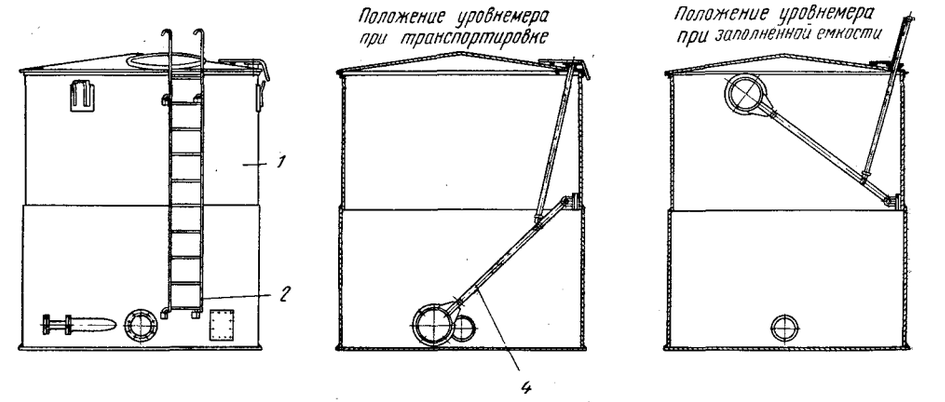


Рис. X.27. Запасная емкость с уровнемером ЕУ20.
1 — емкость; *2* — лестница; *3* — люк для осмотра; *4* — поплавок.

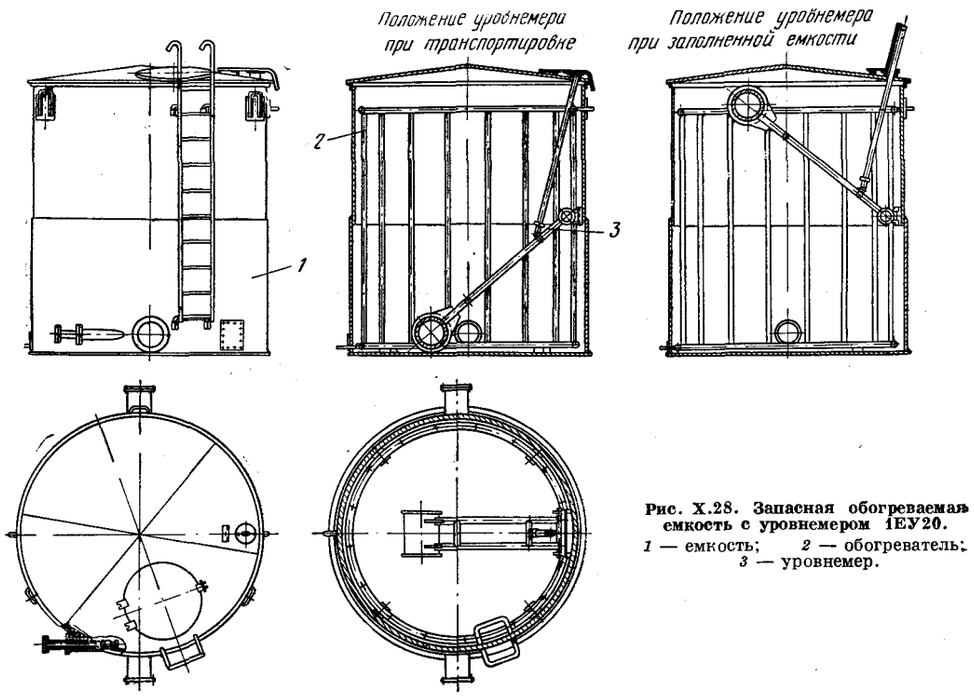


Рис. X.28. Запасная обогреваемая емкость с уровнемером 1ЕУ20.
1 — емкость; *2* — обогреватель; *3* — уровнемер.

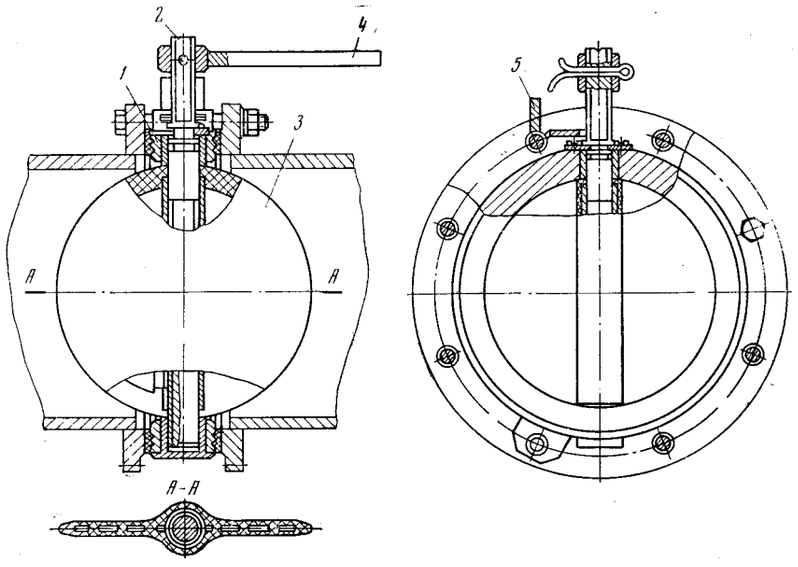


Рис. X.29. Поворотный шибер 1ШП250.

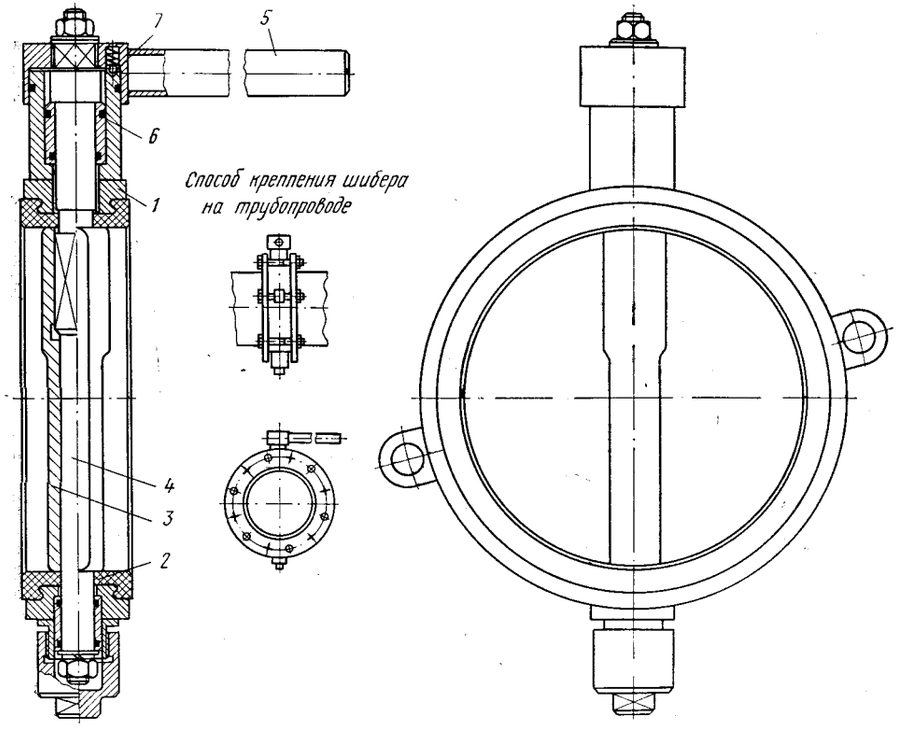


Рис. X.30. Поворотный шибер ШПМ150 (ШПМ250)

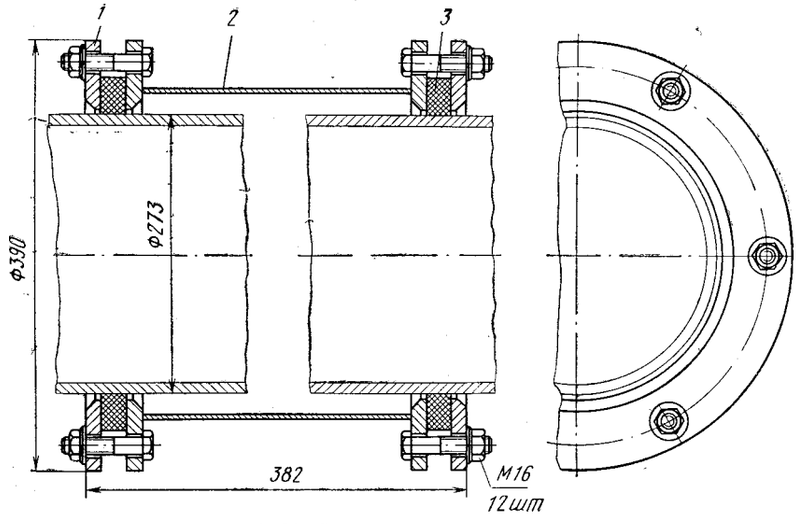


Рис. X.31. Соединительная муфта 1МТ250.
1 — фланец; *2* — корпус муфты; *3* — резиновое уплотнение.

поворачиваться на 90° от положения «открыто» до положения «закрыто». В этих крайних положениях заслонка фиксируется при помощи пружинки и шарика *7*.

Шибер монтируется на трубопроводах $D_у = 150$ мм, $D_у = 250$ мм между двумя фланцами. Для монтажа в комплекте шибера предусмотрены болты с гайками, для шибера ШПМ250 шесть болтов, для шибера ШПМ150 — четыре болта. При затяжке болтов резиновый вкладыш уплотняет зазор между фланцами и корпусом шибера.

Для фиксации шибера в трубопроводе к корпусу приварены два ушка, через которые проходят болты.

Техническая характеристика шиберов ШПМ

Шифр	ШПМ150	ШПМ250
Диаметр трубопроводов, на которых устанавливается шибер, мм	159	273
Габаритные размеры, мм:		
длина	373	375
ширина	75	80
высота	360	490
Вес, кг	16,5	25

Для соединения отрезков всасывающих трубопроводов применяются специальные соединительные муфты, компенсирующие неточность монтажа трубопроводов. Муфта 1МТ250 компенсирует неточность монтажа двух отрезков трубопровода в следующих пределах:

Неточность по длине, мм	50—25
Смещение осей, мм	до 50,0
Отклонение осей от параллельности, град	до 25
Вес муфты, кг	32

Муфта 1МТ250 (рис. X.31) состоит из корпуса с двумя приваренными фланцами, двух ответных фланцев и болтов с гайками. Между фланцами корпуса и ответными фланцами зажимаются гайками два резиновых уплотнения из мягкой резины. Эти уплотнения при затяжке болтов прижимаются к наружной поверхности труб и создают необходимую герметичность.

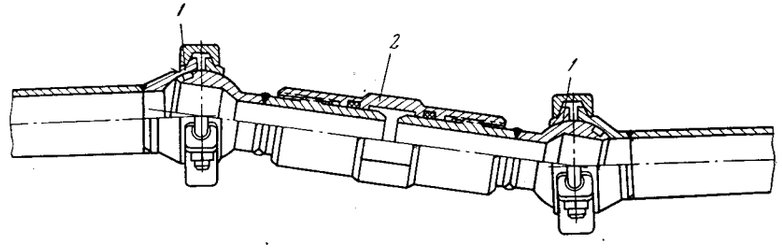


Рис. X.32. Компенсатор нагнетательного трубопровода.

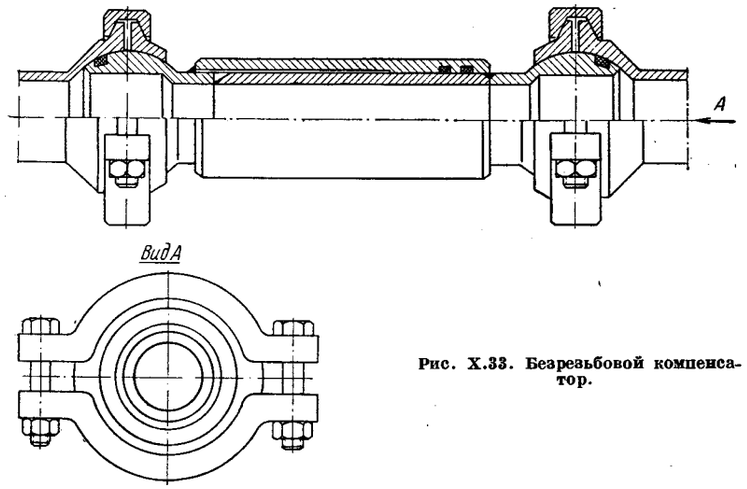


Рис. X.33. Безрезьбовой компенсатор.

Применение соединительных муфт исключает полностью сварные работы при монтаже всасывающих трубопроводов.

Для соединения отрезков вспомогательных нагнетательных трубопроводов используются специальные компенсаторы. Компенсаторы для трубопровода (рис. X.32) компенсируют неточность монтажа двух соседних отрезков трубопровода по длине до 100 мм и по направлению осей до 15°. Компенсатор состоит из двух полых шаровых шарниров *1* с резиновыми уплотнениями и промежуточной гайки *2* с правой и левой трапецеидальной резьбой. Каждый шарнир соединяется с помощью разъемного хомута с отрезком трубопровода.

На рис. X.33 показан безрезьбовой компенсатор для нагнетательных трубопроводов. В нем вместо гайки применен гладкий цилиндр.

БЛОК ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Для хранения жидких химических реагентов используются закрытые цилиндрические и открытые прямоугольные емкости. Для этой цели предусмотрен специальный блок (рис. X.34), состоящий из сварного основания, запасной цилиндрической емкости объемом 20 м³ и открытой прямоугольной емкости объемом 14 м³, разделенной на три отсека. Емкость заполняется с помощью насоса по специальному трубопроводу. Участок трубопровода для заполнения прямоугольной емкости имеет шарнирный поворотный наконечник, который можно направлять в любой из трех отсеков. Благодаря высокому основанию блока химические реагенты могут сливаться самотеком в желоб как из цилиндрической емкости, так и из любого отсека прямоугольной емкости; для этого предусмотрены отрезки труб с кранами.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ДОЛИВА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ

При подъеме колонны бурильных труб для смены долота или турбобура снижается уровень жидкости в скважине и уменьшается гидростатическое давление на стенки скважины. Снижение гидростатического давления может привести к обвалам и выбросам; поэтому работники бурения при подъеме колонны бурильных труб производят одновременно долив скважины раствором таких же параметров, как и раствор в скважине.

Для долива скважины используются буровые или вспомогательные насосы. При этом требуется включать или выключать тот или иной насос при подъеме каждой свечи либо включать систему циркуляции на период подъема всей бурильной колонны. В этом случае излишки раствора сливаются из скважины через выходной желоб, а уровень в скважине поддерживается постоянным на отметке дна желоба.

Такой способ долива не лишен недостатка, заключающегося в образовании сифона. Сифоны особенно неприятны, когда затруднено применение приспособления против разбрызгивания раствора.

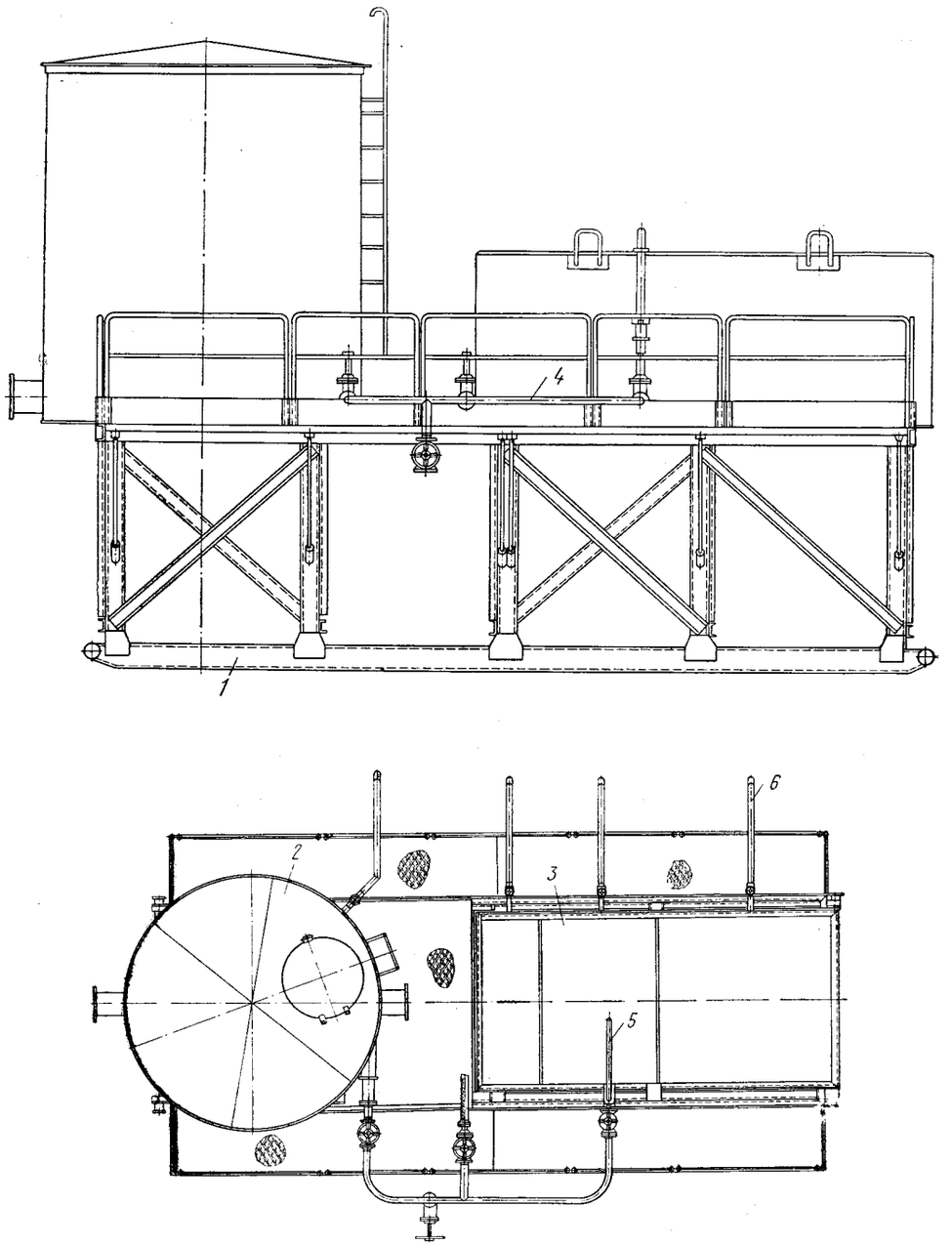


Рис. X.34. Блок хранения жидких химических реагентов БХР.
1 — сварное основание; *2* — цилиндрическая емкость; *3* — прямоугольная емкость; *4* — нагнетательный трубопровод; *5* — шарнирный поворотный наконечник; *6* — сливной трубопровод.

Для облегчения труда буровой бригады в Советском Союзе применяются различные устройства для долива скважины. Идеальное устройство для долива должно автоматически обеспечивать постоянный уровень в скважине в процессе подъема колонны бурильных труб, причем уровень должен быть на 30—50 м ниже уровня земли для предотвращения сифонов.

Существуют следующие конструкции доливных устройств. Для долива скважины самотеком неподалеку от устья устанавливается на сварном каркасе закрытая цилиндрическая емкость.

Трубопровод от доливной емкости направляется в приемную воронку или в желоб, соединяющий воронку с очистным блоком. На трубопроводе имеется задвижка, которую открывает рабочий после подъема каждой свечи. После опорожнения доливной емкости она наполняется с помощью насоса через специальный нагнетательный трубопровод. Эта простая система долива часто усложняется различными автоматическими устройствами.

Так, ВНИИКАнефтегазом разработан автомат для поддержания уровня раствора в скважине, состоящий из диафрагменного датчика, задвижки с пневматической приставкой, блока управления и сигнализации и блока питания воздухом.

Датчик соединен со скважиной. При понижении уровня скважины диафрагма реагирует на изменение гидростатического давления и включает через микровыключатель цепь магнита электропневматического вентиля. Вентиль пропускает сжатый воздух из пневматической системы буровой установки в пневматическую приставку, которая открывает задвижку на доливном трубопроводе.

На блоке управления и сигнализации смонтирована электрическая аппаратура автомата — силовой трансформатор, электронное реле времени, предохранитель и сигнальные лампы, показывающие уровень жидкости в скважине. Блок питания воздухом состоит из корпуса, электропневматического вентиля и воздушного фильтра. Автомат поддерживает уровень раствора в скважине на отметке приемной воронки.

Аналогичный автомат долива на базе доливной емкости разработан в КуйбышевНИИНП. В автомате КуйбышевНИИНП имеются центробежный насос и регулятор уровня. При понижении уровня в доливной емкости регулятор уровня включает электрическую цепь магнитного пускателя, включающего электродвигатель центробежного насоса, который наполняет емкость.

В различных объединениях на базе емкостей применяются и другие автоматические системы, сблокированные с пневматическим клиновым захватом или с пневматической муфтой подъемного вала буровой лебедки.

Обе эти системы воздействуют на пневматическую приставку задвижки доливного трубопровода.

Первая система блокировки. При включении клинового захвата после подъема очередной свечи сжатый воздух поступает одновременно в пневматическую приставку доливной задвижки, происходит долив скважины. После спуска незагруженного элеватора бурильщик выключает клиновый захват, одновременно прекращается доступ воздуха в пневматическую приставку, задвижка закрывается, прекращается долив скважины. Данная система предопределяет запаздывание долива по отношению к подъему свечи, сначала поднимается свеча, затем доливается скважина.

Вторая система блокировки. При включении пневматической муфты подъемного вала буровой лебедки на подъем очередной свечи одновременно включается пневматическая приставка доливной задвижки, происходит долив скважины. После окончания подъема свечи выключается пневматическая муфта, одновременно выключается пневматическая приставка, задвижка закрывается, прекращается долив скважины.

Автоматическая система долива без доливных емкостей

Эта система основана на применении мерных емкостей, равных объему одной свечи. Мерная емкость устанавливается рядом с одной из емкостей циркуляционной системы или внутри емкости. В процессе бурения мерная емкость заполнена раствором. Емкость соединена воздухопроводом с одним из кранов на пульте бурильщика — с краном управления клиновым захватом или пневматической муфтой подъемного вала буровой лебедки. При включении, например, клинового захвата сжатый воздух одновременно вытесняет жидкость из мерной емкости в скважину. После выключения клинового захвата воздух выходит из мерной емкости, которая заполняется самотеком из циркуляционной системы.

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Ниже описаны циркуляционные системы буровых растворов, изготовляемые серийно машиностроительными заводами и входящие в комплект новых буровых установок.

Циркуляционная система ЦС-50БрД буровой установки БУ-50БрД с дизельным приводом

Циркуляционная система ЦС-50БрД (рис. X.35) состоит из приемного желоба, очистного блока, приемной емкости и всасывающего трубопровода.

Приемная емкость ЕР30 описана выше. Очистной блок смонтирован на такой же емкости и состоит из одинарного вибросита и гидроциклонного пескоотделителя 1ПГК. В пескоотделителе два циклона заглушены и являются резервными. Очистной блок и приемная емкость соединены между собой в верхней части полукруглым желобом, в нижней части — трубой диаметром 250 мм.

Раствор из очистного блока в приемную емкость может циркулировать как по желобу, так и по трубе, последняя может перекрываться шибером 1ШП250.

Приемный патрубок всасывающего трубопровода изолирован от емкости щелевым фильтром, который может легко выниматься для очистки.

Циркуляционная система 1ЦС-80БрД буровых установок БУ-80БрД и БУ-80БрЭ

Циркуляционная система 1ЦС-80БрД (рис. X.36) состоит из приемного прямоугольного желоба, очистного блока БОР2, приемных емкостей ЕР30 и всасывающего трубопровода.

Очистной блок состоит из стального каркаса, сдвоенного вибросита СВ2, пескоотделителя 1ПГК и укрытия. Очищенный в блоке БОР2 раствор проходит последовательно через две емкости ЕР30, выполняющие функции отстойников и запасных емкостей, и из третьей емкости забирается буровыми насосами. Емкости соединены между собой полукруглыми желобами и трубами диаметром 250 мм.

Трубы имеют поворотные шибера 1ШП250. При закрытых шиберах раствор из емкости в емкость перетекает только по желобам.

Циркуляционные системы ЦС-125БД и ЦС-125БЭ буровых установок Уралмаш-125БД и Уралмаш-125БЭ

Циркуляционные системы буровых установок Уралмаш 125БД и Уралмаш-125БЭ имеют одинаковый состав оборудования и несколько отличаются лишь компоновкой.

На рис. X.37 показана циркуляционная система буровой установки Уралмаш-125БЭ, состоящая из желобов, очистного блока, рабочих емкостей, запасных емкостей и блока хранения жидких химических реагентов.

Раствор из скважины поступает по прямоугольному желобу в очистной блок *2*.

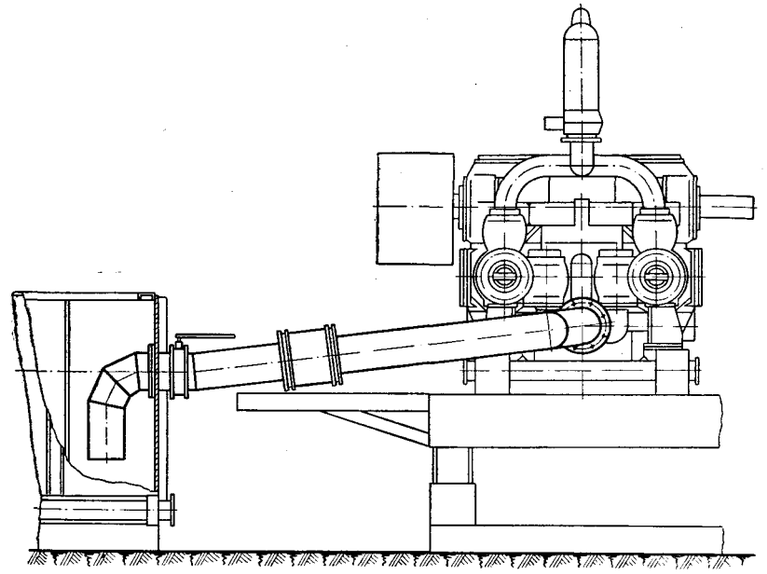
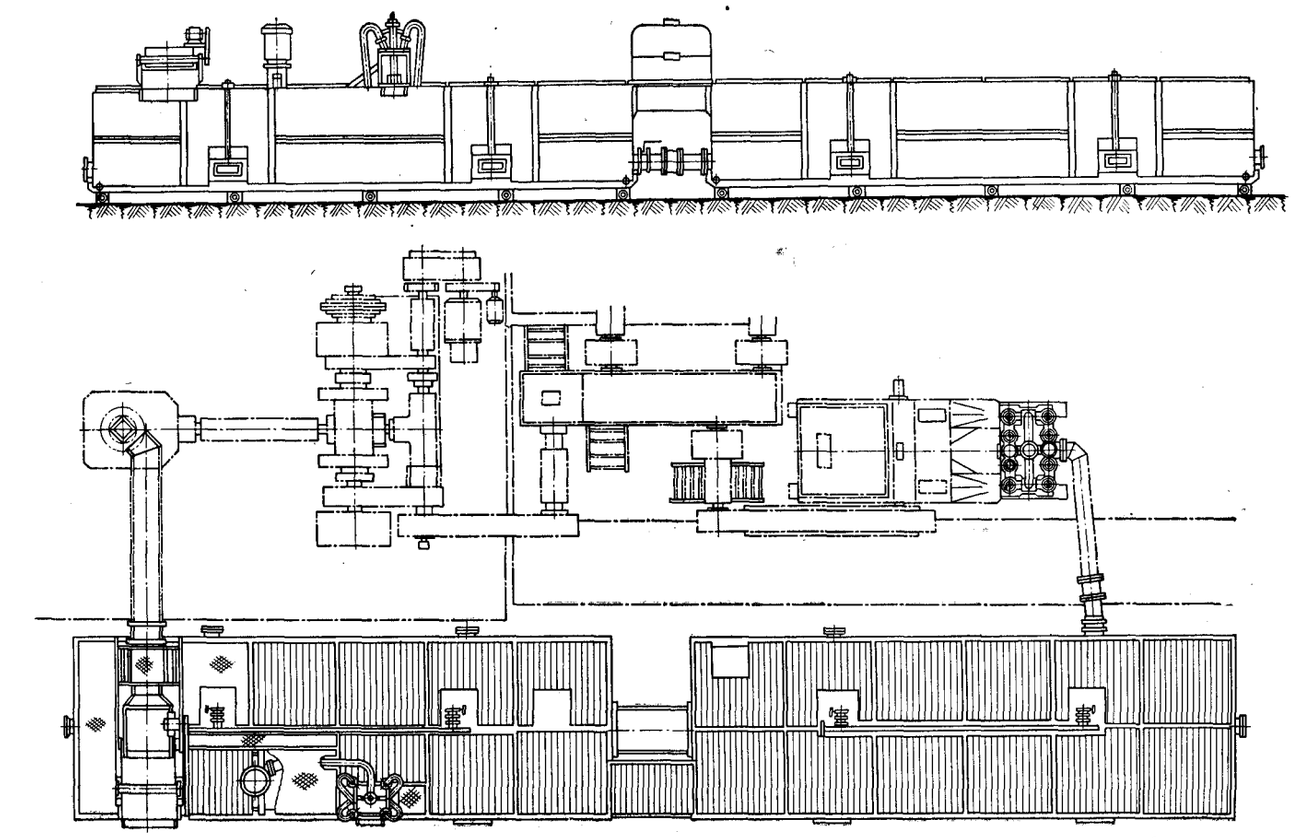


Рис. X.35. Циркуляционная система ЦС-50БрД.



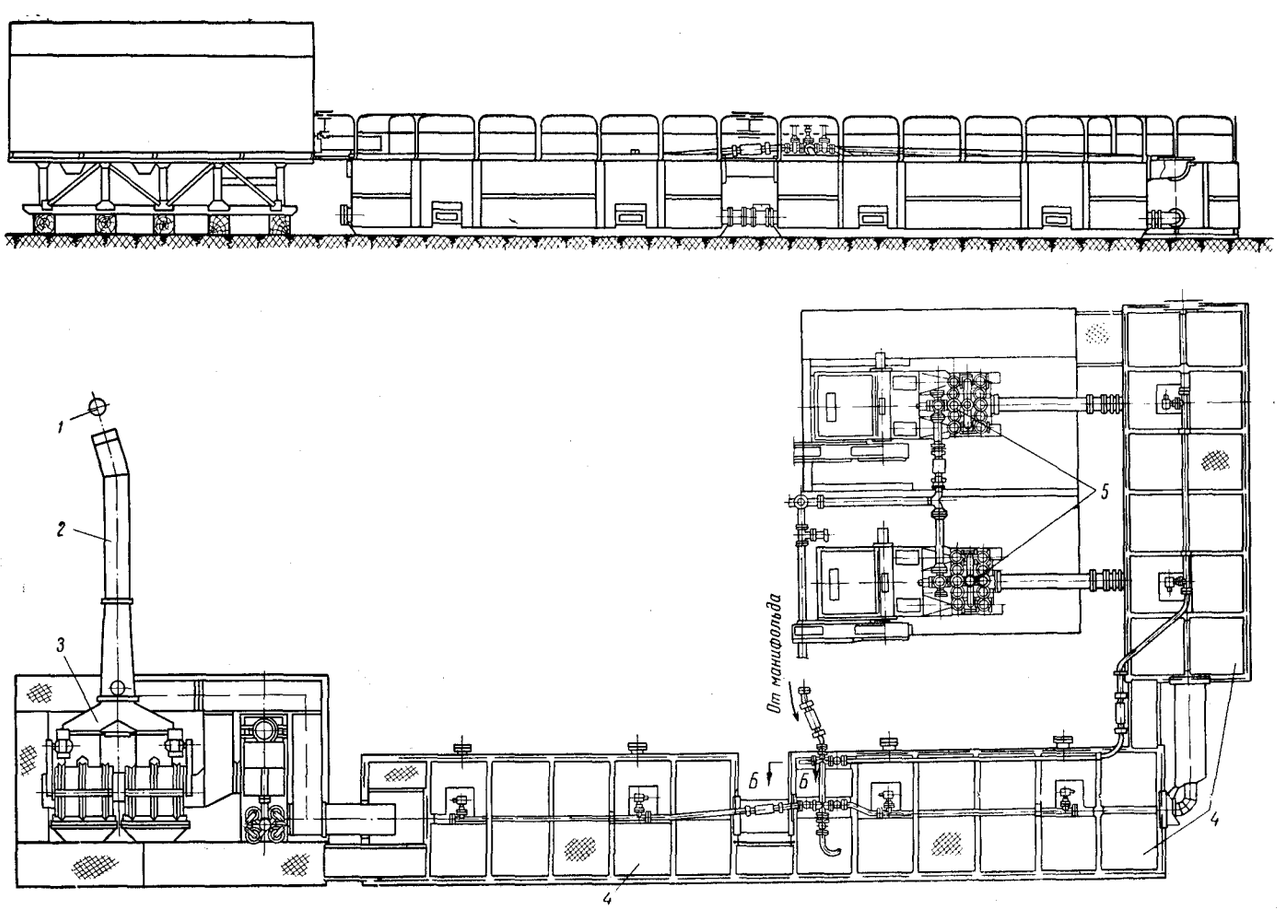


Рис. X.36. Циркуляционная система 1ЦС-80-БрД.

1 — скважина; *2* — приемный желоб; *3* — блок очистки раствора БОР2; *4* — приемная емкость ЕР-30; *5* — всасывающий трубопровод.

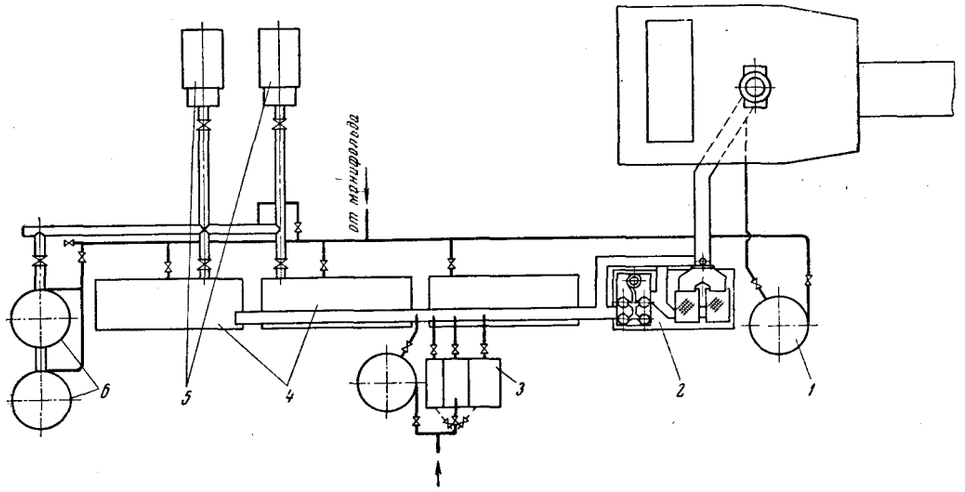


Рис. X.37. Циркуляционная система ЦС125БЭ.

Очистной блок БОР1 состоит из сварного основания, сдвоенного вибросита СВ2 и гидроциклонного пескоотделителя 1ПГК; благодаря системе желобов и заслонок раствор может очищаться последовательно в вибросите и пескоотделителе и, наконец, может направляться к рабочим емкостям, минуя очистной блок.

Желоба состоят из отдельных секций полукруглого сечения, которые могут быстро монтироваться и демонтироваться. Желоба располагаются над рабочими емкостями. Благодаря люкам в секциях желоба очищенный раствор можно по желанию подавать в первую, вторую или третью емкость *4*. Между очистным блоком и рабочими емкостями установлен блок *3* для хранения жидких химических реагентов.

Запасные цилиндрические емкости *6* объемом 20 м³ каждая установлены на общей сварной раме; одна емкость Е-20, вторая ЕУ-20. Емкости имеют всасывающие и нагнетательные патрубки, которые соединяются соответственно со всасывающим трубопроводом буровых насосов и со вспомогательным нагнетательным трубопроводом. В состав циркуляционной системы входит также доливная емкость *1*.

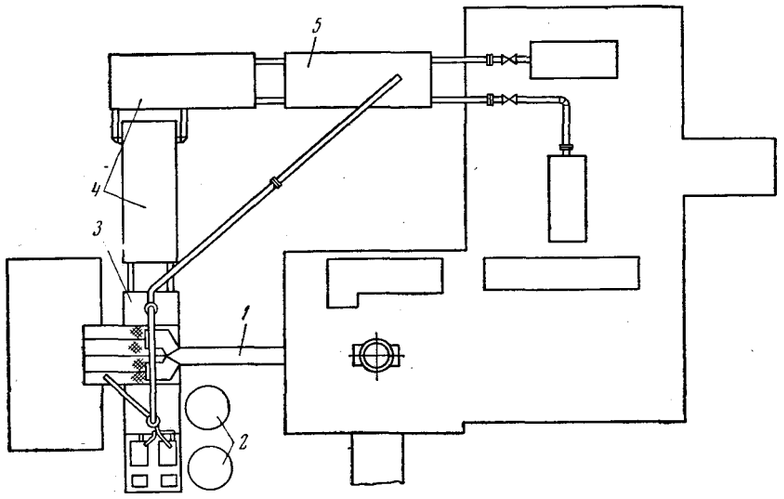


Рис. X.38. Циркуляционная система ЦСГО.

Всасывающий трубопровод диаметром 250 мм соединяет буровые насосы *5* с рабочими и запасными емкостями. Благодаря наличию поворотных шиберов раствор может забираться любым буровым насосом из любой емкости.

Для промывки всасывающего трубопровода от осадков он соединен со вспомогательным нагнетательным трубопроводом. Вспомогательный нагнетательный трубопровод диаметром 89 мм соединяет манифольд с запасными и доливной емкостями, а также с гидравлическими перемешивающими устройствами рабочих емкостей.

Циркуляционная система ЦСГО

В объединении Куйбышевнефть распространена циркуляционная система ЦСГО, разработанная КуйбышевНИИНП (рис. X.38).

Система ЦСГО состоит из желоба *1*, очистного блока *3*, двух запасных прямоугольных емкостей *4* объемом 30 м³ каждая и приемной прямоугольной емкости *5* объемом 30 м³. Имеются также две доливные емкости *2* цилиндрической формы.

Очистной блок состоит из сдвоенного вибросита, одного гидроциклона диаметром 400 мм, емкости и шламовых насосов. Характерной особенностью системы ЦСГО является включение в циркуляцию бурового раствора всех запасных емкостей, которые соединены между собой последовательно двумя резинотканевыми рукавами. Благодаря этому все три емкости могут использоваться для дополнительной очистки раствора путем осаждения тонких фракций выбуренной породы на дне емкостей, откуда они могут периодически удаляться через сливные люки.

Кроме того, во время спуско-подъемных операций может осуществляться принудительная циркуляция раствора для предотвращения его замерзания в емкостях. Для этого очистной блок соединен стальной трубой непосредственно с приемной емкостью. Циркуляция ведется при работе шламового насоса по схеме очистной блок — стальная труба — приемная емкость — соединительные резинотканевые рукава — запасные емкости — очистной блок.

Типовая схема циркуляции бурового раствора на базе унифицированных блоков

В 1968 г. ВНИИНЕФТЕМАШ разработал типовую схему циркуляции бурового раствора для буровых установок по нормали Н900—66 [3].

Идея типовой схемы заключается в возможности компоновки циркуляционной системы для всех буровых установок от БУ-80 до БУ-250 при любых геологических условиях из унифицированных блоков. Вторая особенность типовой схемы — применение в качестве исходных материалов для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых растворов только сухих порошков.

Порошкообразные материалы предполагается перевозить специализированными транспортными средствами от заводов-изготовителей до буровых.

Комплект оборудования состоит из блока очистки, промежуточных блоков, блока хранения химических реагентов, подпорного блока и блока приготовления раствора. В подпорный блок входят сварная рама и два шламовых насоса ШН-150.

В таком исполнении блок выпускается временно, до организации серийного производства вертикальных подпорных насосов.

Основным унифицированным блоком циркуляционной системы является промежуточный блок БПВ. Промежуточный блок (рис. X.39) представляет собой открытую прямоугольную емкость на полозьях. В емкость встроен прямоугольный желоб шириной 650 мм, глубиной 750 мм и всасывающий коллектор круглого сечения D_y = = 300 мм. Коллектор имеет два клапана, управляемые с верхней площадки.

В желобе предусмотрено два окна, закрываемые шиберами. При выдвигании шибера раствор сливается в емкость данного блока, при закрытых шиберах раствор проходит транзитом в соседний блок.

На торцах емкости желоб и коллектор имеют патрубки из труб соответственно 426 × 9 и 325 × 8 для соединения с желобами и коллекторами соседних блоков.

Эти патрубки соединяются с емкостью при помощи резиновых колец, фланцев и болтов. Такие соединения обеспечивают компенсацию угловой и линейной погрешности установки двух соседних блоков.

В нижней части продольной стенки предусмотрены два круглых люка для удаления шлама при чистке емкости. Рукоятки для открывания и закрывания люков выведены на верхнюю площадку блока.

На внутренней стороне второй продольной стенки емкости укреплены вспомога-

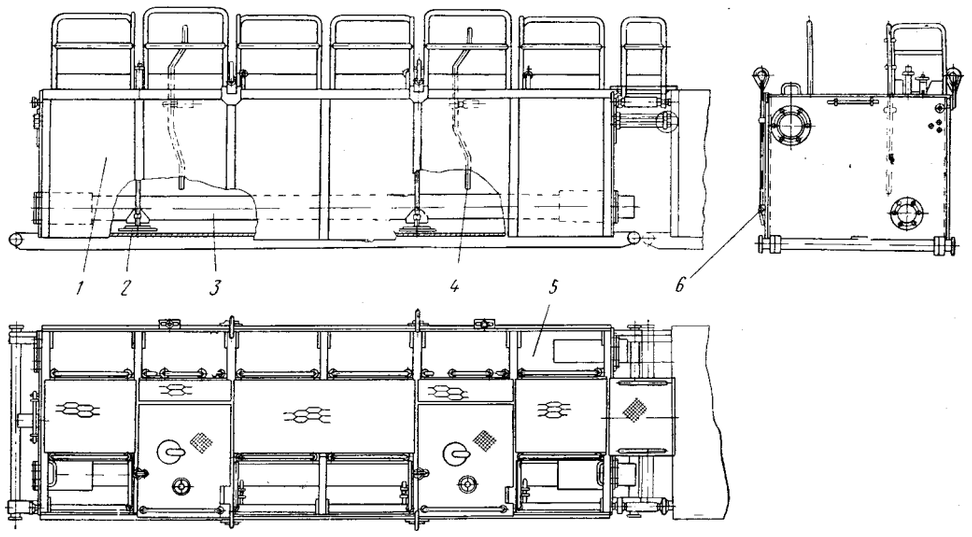


Рис. X.39. Промежуточный блок БПВ.

1 — емкость; *2* — клапан всасывающего коллектора; *3* — всасывающий коллектор; *4* —гидравлический перемешиватель 4УПГ; *5* — встроенный желоб; *6* — люк для чистки.

тельный нагнетательный трубопровод D_y= = 100 мм, а также трубопроводы для пара, воды и химических реагентов D_y = 40 мм. Вспомогательный нагнетательный трубопровод оканчивается сферическими компенсаторами (см. рис. X.33), трубопроводы для пара, воды и химических реагентов оканчиваются быстросборными резьбовыми соединениями и резинотканевыми рукавами.

Компенсаторы и резинотканевые рукава с быстросборными соединениями предназначены для соединения коммуникаций двух соседних блоков. Их конструкция позволяет компенсировать угловую и линейную погрешность установки указанных блоков.

Промежуточный блок укомплектован двумя гидравлическими перемешивателями 4УПГ. Промежуточный блок БПЭ отличается от блока БПВ наличием дополнительно к гидравлическим двум механических перемешивателей ПМ (см. рис. X.16). Для пуска и остановки перемешивателей ПМ на блоке БПЭ предусмотрены пусковые кнопки.

Для обслуживания перемешивателей, арматуры, управления люками и клапанами коллектора, чистки желобов предусмотрены площадки, покрытые просечно-вытяжным листом. На внутренней поверхности одной из торцовых стенок приварены скобы, по которым рабочий может опускаться в емкость.

По площадкам можно переходить с промежуточного блока на соседние блоки. Площадки ограждены перилами.

Блок промежуточный угловой БПУ отличается от блоков БПЭ и БПВ конструкцией желоба и всасывающего коллектора, которые имеют Г-образную форму.

Поэтому соединительные патрубки диаметром 426 × 9 и 325 × 8 выходят в этом блоке с одного конца на торцовую стенку, с другого конца на продольную стенку. Такие же изменения претерпевают вспомогательный нагнетательный трубопровод, трубопроводы пара, воды и химических реагентов.

Техническая характеристика промежуточных блоков БПВ, БПЭ, БПУ

Шифр	БПВ	БПЭ	БПУ
Объем, м³	40	40	40
Количество перемешивателей:			
механических	—	2	2
гидравлических	2	2	2
Габаритные размеры, мм:			
длина	8800	8800	8800
ширина	2640	2640	2640
высота	3300	3550	3550
Вес, кг	6980	8100	7983

Выпускаются угловые блоки с гидравлическими перемешивателями или с гидравлическими и механическими перемешивателями.

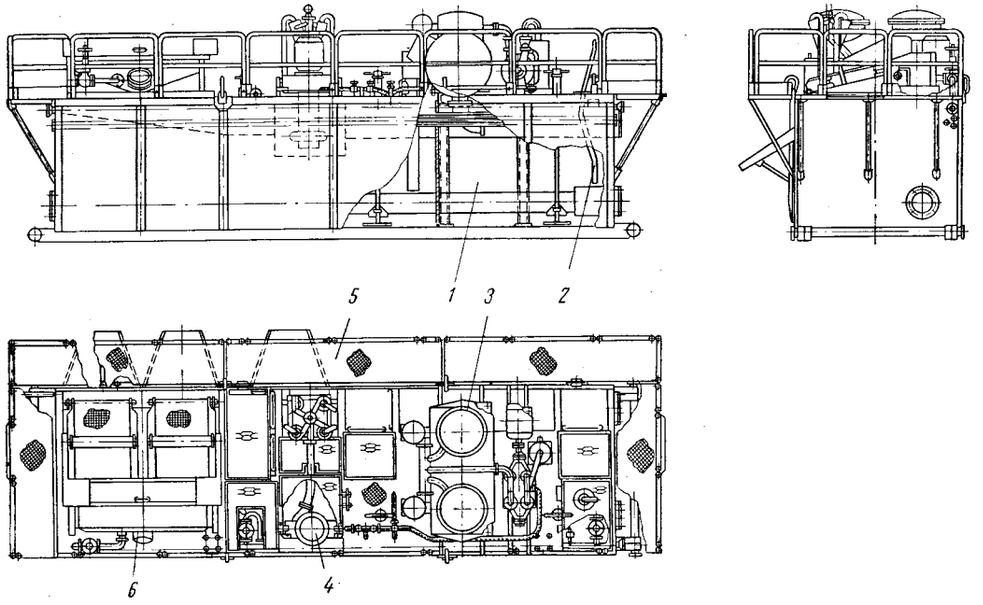


Рис. X.40. Блок очистки раствора БОlД.

1 — емкость; *2* — гидравлический перемешиватель 4УПГ; *3* — вакуумный дегазатор; *4* — вертикальный шламовый насос ВШН-150; *5* — батарея гидроциклонов БГ; *6* — вибросито СВ2Б.

Блок очистки раствора

Блок очистки раствора состоит из открытой прямоугольной емкости 8800 × 2500 × × 2000 мм, на которой размещено оборудование для очистки раствора. Ширина и высота емкости у блока очистки такие же как и у промежуточных блоков, длина на 800 мм больше.

Промышленность выпускает следующие модификации блоков очистки: БО1, БО1Д, БО1У, БО1ДУ — левого исполнения; БО2, БО2Д, БО2У, БО2ДУ правого исполнения.

Буквы в шифрах блоков означают: Д — блок с дегазатором; У — блок с укрытием; ДУ — блок с дегазатором и укрытием.

На рис. X.40 показан блок очистки раствора БО1Д.

Техническая характеристика блоков очистки

Показатели	Шифр							
	БО1	БО1Д	БО1У	БО1ДУ	БО2	БО2Д	БО2У	БО2ДУ
Пропускная способность вакуумного дегазатора, л/с	—	45	—	45	—	45	—	45
Установленная мощность электродвигателя, квт	34,4	56,4	34,4	56,4	34,4	56,4	34,4	56,4
Габаритные размеры в сборе, мм								
длина	10 345	10 345	10 345	10 345	10 345	10 345	10 345	10 345
ширина	3340	3340	3340	3340	3340	3340	3340	3340
высота	3525	3525	4850	4850	3525	3525	4850	4850
Габаритные размеры в транспортном положении, мм								
длина	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600
ширина	2730	2730	2730	2730	2730	2730	2730	2730
высота	3460	3525	3460	3525	3460	3525	3460	3525
Общий вес, кг	10 740	13 000	11 500	14 200	10 740	13 000	11 500	14 200

На блоке БО1Д установлено следующее оборудование для очистки раствора: сдвоенное вибросито СВ2Б, батарея БГ из четырех гидроциклов диаметром 150 мм, шламовый насос ВШН-150 и вакуумный дегазатор ДВС-IIК.

Батарея гидроциклонов БГ и шламовый насос ВШН-150 унифицированы с пескоотделителем 1ПГК.

Производительность вакуумного дегазатора 45 л/с, остаточное содержание газа в растворе после дегазации 2%, мощность электродвигателя вакуумного насоса 22 кВт. Для удобства обслуживания блок очистки снабжен с трех сторон откидными площадками.

Конструкция емкости блока очистки аналогична емкости промежуточных блоков, в ней имеется всасывающий коллектор встроенный желоб прямоугольного сечения.

На продольной стенке смонтированы вспомогательный нагнетательный трубопровод, трубопроводы воды, пара и химических реагентов; на второй продольной стенке имеются люки для чистки.

Блоки очистки без дегазаторов имеют по два гидравлических перемешивателя 4УПГ, как и промежуточные блоки БПВ, блоки очистки с дегазаторами — по одному гидравлическому перемешивателю. Укрытие блока очистки (БО1У; БО2У) состоит из стального каркаса и прорезиненной ткани.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Потехин А. Ф., Косов В. И., Савинов Ю. И.** Машина для растаривания сыпучих материалов, упакованных в бумажные мешки. «Машины и нефтяное оборудование», 1965, № 12.
2. **Головко В. Н., Бугаенко А. П.** Установка для регенерации утяжелителя УР «Машины и нефтяное оборудование», 1969, № 1.
3. **Головко В. Н.** Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов. М., «Недра», 1971.

Глава XI

КРЕПЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ

Под креплением скважин понимается цикл работ по разобщению горизонтов, связанных со спуском обсадных колонн и последующим их цементированием.

Наиболее распространено крепление скважин последовательным спуском и цементированием направления, кондуктора, промежуточной (одной или нескольких) и эксплуатационной колонн.

Промежуточные и эксплуатационные колонны могут быть спущены целиком, секциями и в виде хвостовиков. Хвостовики, как правило, входят в башмак предыдущей колонны и в процессе проводки скважины могут быть наращены до устья.

СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

В настоящей время существует несколько способов цементирования скважин.

I. Одноцикловый способ

Этот способ цементирования скважин заключается в том, что в спущенные в скважину обсадные трубы через цементировочную головку закачивается цементный раствор, который вытесняет находящийся в трубах глинистый раствор, поднимается в затрубном пространстве на заданную высоту.

Операция считается законченной после посадки верхней цементировочной пробки на стоп-кольцо. На рис. XI.1 приведена схема одноциклового способа цементирования скважин.

II. Манжетный способ

При проводке скважин на малодебитные, сильно дренированные или очень слабые горизонты одноцикловый способ нельзя применять, в этом случае рекомендуется

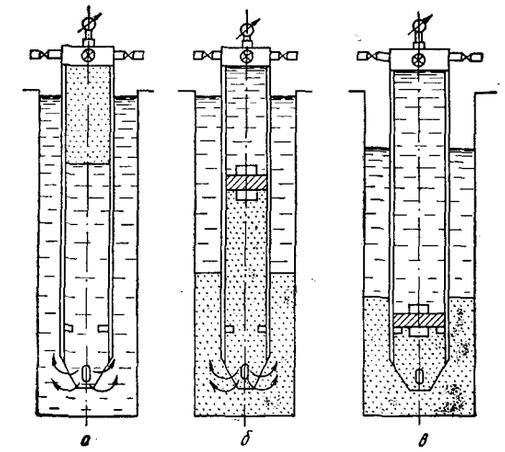


Рис. XI.1. Схема одноциклового цементирования скважин.

а — закачка цементного раствора; *б* — продавливание цементного раствора; *в* — посадка пробки на кольцо-стоп.

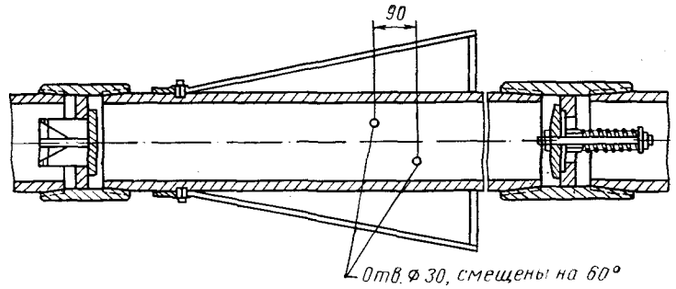


Рис. XI.2. Оборудование колонны при манжетном цементировании.

манжетный способ цементирования, отличающийся установкой специальной манжеты в месте, ниже которого попадание цементного раствора нежелательно (рис. XI.2). Несколько выше указанного участка колонна включает участок перфорированных труб — фильтр длиной 5—30 м.

В процессе цементирования цементный раствор поступает в затрубное пространство через указанные отверстия.

Ниже манжеты в трубах устанавливается сплошная диафрагма (чугунная, стеклянная), пропускающая жидкость только снизу вверх.

Манжета представляет собой воронку, изготавливаемую из эластичного материала (брезент, кожа и др.), армированного металлическими полосами. Верхний диаметр манжеты несколько превышает диаметр скважины. Металлические полосы в нижней части укрепляются на кольце, устанавливаемом на колонне в нужном месте.

III. Ступенчатый способ

Наиболее распространен двухступенчатый способ цементирования скважин. В зарубежной практике иногда применяется трехступенчатый способ цементирования скважин.

Двухступенчатый способ цементирования скважин может быть применен в следующих случаях.

1. При наличии зон поглощения в нижележащих пластах.

2. При наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание.

3. При невозможности вызова на буровую одновременно большого количества цементировочных агрегатов и смесительных машин.

4. При опасении нарушения колонны за счет возникновения больших давлений при продавливании раствора.

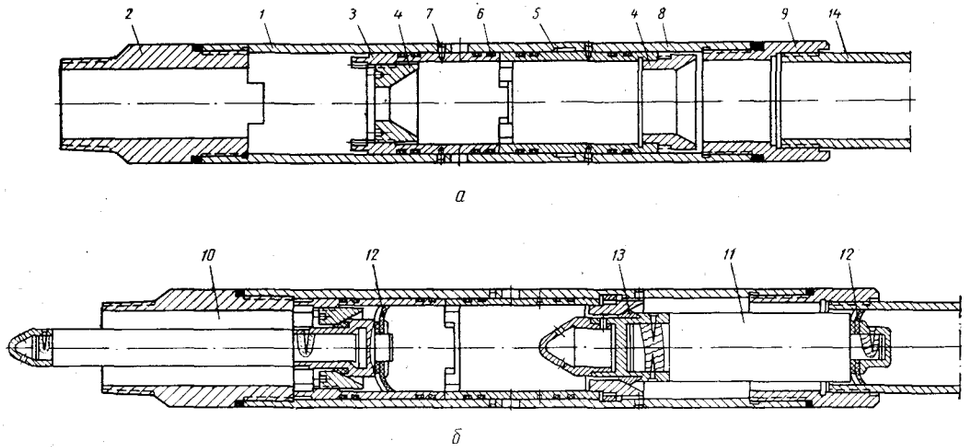


Рис. XI.3. Муфта для двухступенчатого цементирования колонн объединения Краснодарнефтегаз.
а — перед спуском в скважину; *б* — после окончания цементирования колонн; *1* — корпус; *2* — переводник; *3* — нижний цилиндр; *4* — седло цилиндра; *5* — верхний цилиндр; *6* — уплотнительное резиновое кольцо; *7* — стопорный болт; *8* — упорное кольцо; *9* — верхний переводник; *10* — нижняя разделительная пробка; *11* — верхняя разделительная пробка; *12* — уплотняющая манжета; *13* — прокладка; *14* — обсадная труба.

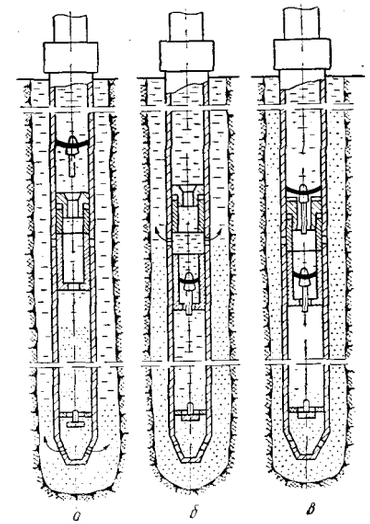


Рис. XI.4. Схема двухступенчатого цементирования.

Наиболее удачной конструкцией муфты для цементирования скважин в две ступени является муфта, представленная на рис. XI.3. На рис. XI.4, *а* изображено положение деталей муфты с пробками в процессе продавливания цементного раствора за первую ступень, на рис. XI.4, *б* — после окончания цементирования первой (нижней) ступени, а на рис. XI.4, *в* — после цементирования верхней ступени.

Практически при изоляции двух продуктивных горизонтов муфта устанавливается ниже верхнего горизонта на 10—30 м. Если цементный раствор за колонной поднимают на большую высоту, то муфта устанавливается примерно на середине интервала проектной высоты подъема.

Во всех случаях двухступенчатого цементирования муфту рекомендуется располагать против глинистых пачек или других низкопроницаемых пород.

Разновидностью двухступенчатого способа цементирования скважин является двухступенчатый способ с разрывом во времени, отличающийся от обычного тем, что дается время для затвердевания цементного раствора нижней ступени с созданием противодавления на газовый пласт в течение ОЗЦ.

IV. Цементирование хвостовиков

Хвостовики спускаются на бурильных трубах с помощью специальных переводников с левой резьбой.

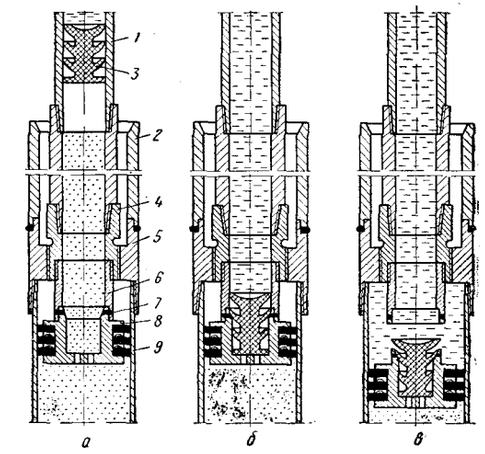


Рис. XI.5. Схема цементирования хвостовика с разделительными пробками.
а — закачка цементного раствора; *б* — посадка верхней упругой части пробки на нижнюю; *в* — прокачка цементного раствора по обсадной колонне.
1 — бурильные трубы; *2* — специальная муфта; *3* — верхняя упругая часть разделительной пробки; *4* — левый переводник; *5* — специальная муфта; *6* — патрубок; *7* — шпильки; *8* — нижняя часть разделительной пробки; *9* — обсадные трубы.

Цементировать их можно как с разделительной цементировочной пробкой, так и без нее. Первый способ наиболее совершенен.

Разделительная пробка для цементирования хвостовиков состоит из двух частей. Нижняя часть подвешивается в хвостовике на специальном патрубке с помощью штифтов. Верхняя движется по колонне бурильных труб за цементным раствором (рис. XI.5). Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней пробки и перекрывает его, создается избыточное давление, штифты срезаются и до упорного кольца обе части пробки движутся совместно.

Особенность цементирования колонн, спускаемых секциями. Для обеспечения необходимой высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве особое внимание должно уделяться подсчету количества продавочной жидкости и точности ее замера в процессе продавливания. Если нижняя секция цементируется без нижней части составной пробки, во избежание перекачивания продавочной жидкости и оголения башмака колонны предусматривается оставление в колонне цементного стакана высотой не менее 25 м.

После окончания продавливания цементного раствора в затрубное пространство проверяется герметичность закрытия обратных клапанов методом снижения давления и замера количества выходящей жидкости. Затем обсадная колонна постепенно разгружается на забой, бурильный инструмент, на котором спускалась нижняя секция, отвинчивается и поднимается. После допуска колонны до головы первой секции скважину промывают и выравнивают параметры глинистого раствора. При правильном соединении двух секций резко повышается давление за счет значительного уменьшения зазора между соединительным патрубком и корпусом специального патрубка. После посадки верхняя секция колонны приподнимается на высоту, обеспечивающую открытие цементировочных отверстий, но не допускающую полного разъединения секций между собой. После падения давления цементируется верхняя секция обычным способом, через цементировочную головку с применением верхней разделительной пробки. По окончании цементирования верхняя секция допускается до полного закрытия цементировочных отверстий в патрубке. Для обеспечения лучшей герметизации колонна разгружается на 8—12 тс от собственного веса верхней секции.

После ОЦК верхней секции и оборудования устья чугунные направляющие пробки разбуриваются. Предварительно колонна опрессовывается.

V. Способ обратного цементирования

Под обратным цементированием понимается процесс, при котором цементный раствор закачивается в затрубное пространство, а находящийся в скважине буровой раствор выходит через колонну спущенных и цементируемых труб. Учитывая, что на практике удельный вес цементного раствора почти всегда больше удельного веса бурового, закачивание первого может вестись при малом давлении.

Способ обратного цементирования имеет ряд преимуществ.

1. Возможность подбора рецептуры тампонажного раствора, отвечающего температурным условиям всего ствола скважины от забоя до устья с регулируемыми физико-механическими свойствами.

2. Возможность заполнения затрубного пространства цементным раствором на большую высоту без создания значительных давлений на насосах цементировочной техники.

3. Сокращение времени операции в связи с отсутствием этапа продавливания цементного раствора.

4. Смешение цементного и глинистого растворов ограничивается одной зоной, что уменьшает ее объем и повышает возможность обеспечения контакта цементного камня со стенками скважины и колонной.

Недостатком способа является отсутствие надежных методов определения момента окончания процесса цементирования.

VI. Исправительные (повторные) цементирования

Большинство способов исправительных цементирований заключается в доведении тампонажного раствора до зоны, требующей исправления, с последующим быстрым подъемом цементировочных труб. В одних случаях необходимо довести тампонажный раствор до указанного места, в другом — осуществить его задавку в дренированные участки пласта или течь колонны. Для исполнения этих работ существует несколько способов.

Установка цементных мостов. Установкой мостов в скважинах решаются следующие основные задачи:

переход на вышележащий горизонт с его последующим испытанием;

консервация (ликвидация) скважины;

забуривание второго ствола;

укрепление неустойчивых пород.

Схема установки мостов заключается в следующем. В скважину спускаются цементировочные (насосно-компрессорные или другие) трубы на глубину установки цементного моста. По трубам закачивается цементный раствор, вытесняющий из трубного пространства буровой раствор. Обычно закачивание его ведется «на равновесие». Трубы приподнимаются и через межтрубное пространство прокачивается глинистый раствор, срезающий избыток (до головы) цементного раствора. При проведении цементировочных работ должна предусматриваться возможность герметизации межтрубного пространства.

В процессе установки мостов можно выделить два вида наиболее характерных осложнений:

безрезультатность работ;

аварии, нередко оканчивающиеся ликвидацией скважины вследствие прихвата цементировочных труб.

Наиболее серьезным и тяжелым осложнением при установке мостов является прихват труб. В подавляющем большинстве случаев он является следствием несоответствия времени предельного загустевания и схватывания цементного раствора и времени проведения процесса цементирования в конкретных условиях. Этот вид осложнения может возникнуть в результате поломки оборудования (силового, подъемного и пр.), несвоевременной промывки скважины от цементного раствора, технических причин, задерживающих проведение процесса и т. д.

Причинами безрезультатной установки мостов могут быть:

1) неправильный замер длины цементировочных труб;

2) загрязнение цементировочных труб, уменьшение их объема;

3) наличие газа в продавочной жидкости и неправильный подсчет ее объема;

4) смешение бурового и цементного растворов и резкое ухудшение физико-механических свойств цементного камня;

5) недостаточное количество цемента;

6) низкая скорость движения цементного раствора.

Для обеспечения качественной установки мостов необходимо проводить следующие мероприятия.

1. Место установки цементного моста в открытом стволе скважины следует уточнять по данным кавернометрии.

2. Количество цемента для установки моста брать не менее 1,5 т в закрепленном стволе и 4—5 т в незакрепленном стволе.

3. Трубы перед установкой моста должны быть прошаблонированы и опрессованы с целью определения их герметичности.

4. Скорость движения цементного раствора в кольцевом пространстве следует поддерживать не ниже 1,5 м/с.

В любом случае целесообразно обеспечить турбулентный режим потока раствора.

5. В интервале установки цементного моста ствол незакрепленного участка скважины целесообразно проработать трехшарошечным долотом со скоростью не более 30—35 м/ч при скорости восходящего потока раствора не менее 1,2 м/с; вязкость бурового раствора не должна превышать 50 с, СНС — не более 50 мгс/см².

6. Необходимо применять тампонажные растворы, сроки схватывания которых обеспечили бы проведение всего процесса установки моста (учитывая подъем труб) при конкретных условиях.

7. При температурах выше 100° С следует применять цементно-песчаные растворы, обработанные замедлителями сроков схватывания, или шлако-песчаные смеси, дающие высокопрочный непроницаемый камень.

8. При установлении количества продавочной жидкости необходимо определять содержащееся в ней количество газа (для корректирования коэффициента сжимаемости).

9. Для сокращения времени на герметизацию заколонного пространства необходимо применять быстросоединяющиеся цементировочные головки.

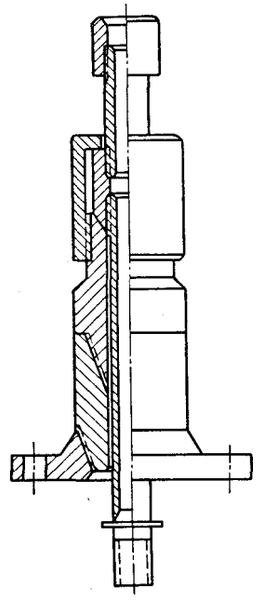


Рис. XI.6. Быстросоединяющаяся цементировочная головка для установки цементных мостов конструкции объединения Краснодарнефтегаз.

10. Длина цементировочных труб должна быть тщательно проверена.

11. Необходимо соблюдать технологические требования установки мостов, выработанные многолетней практикой.

В практике установки цементных мостов применяют цементировочные головки различных конструкций (рис. XI.6 и рис. XI.7, *а*, *б*, *в*).

Повторное цементирование по методу Томазова и Гундорцева. Рекомендовано для изоляции зон утечки. Область применения — неглубокие скважины с относительно низкой температурой.

В спущенные в скважину 63-мм насосно-компрессорные трубы после тщательной промывки водой закачивают цементный раствор. При открытой на устье задвижке его продавливают в затрубное пространство с таким расчетом, чтобы цементный раствор остановился у зоны предполагаемого поглощения. Закрывают на устье задвижку и создают давление. Быстрое снижение давления показывает, что зона утечки находится выше цементного раствора. Открывают на устье задвижку и продавливают цементный раствор выше, закачивая в скважину продавочную жидкость в объеме, равном объему цементного раствора. Закрывают задвижку и создают давление. Если темп снижения давления замедлился, место утечки обнаружено правильно. Избыток цементного раствора вымывается, трубы поднимают и оставляют скважину для затвердевания цементного раствора.

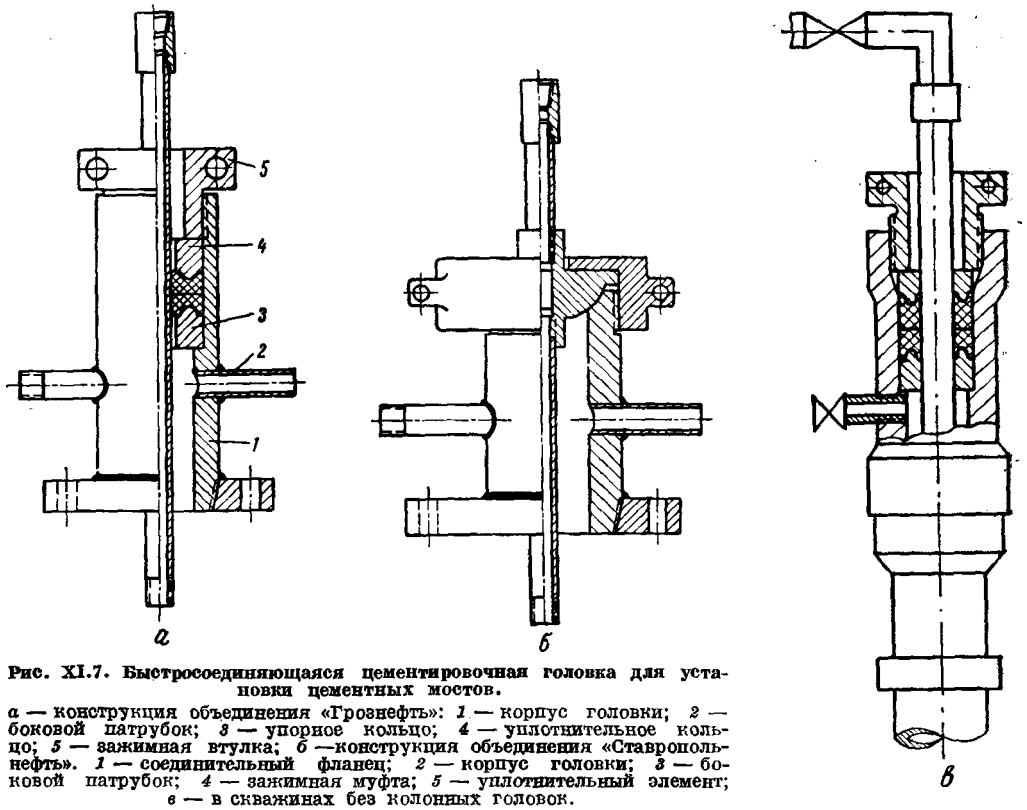


Рис. XI.7. Быстросоединяющаяся цементировочная головка для установки цементных мостов.

а — конструкция объединения «Грознефть»: *1* — корпус головки; *2* — боковой патрубок; *3* — упорное кольцо; *4* — уплотнительное кольцо; *5* — зажимная втулка; *б* — конструкция объединения «Ставропольнефть». *1* — соединительный фланец; *2* — корпус головки; *3* — боковой патрубок; *4* — зажимная муфта; *5* — уплотнительный элемент; *в* — в скважинах без колонных головок.

Цементирование под давлением. Этот способ цементирования получил широкое распространение. Его используют при исправлении неудачных цементирований.

В зависимости от конкретных условий изоляционных работ существуют различные методы проведения цементировочных работ под давлением.

В принципе операция при проведении изоляционных работ, связанная с герметизацией затрубного пространства и созданием давления ниже места герметизации, относится к цементированию под давлением.

Цементирование по методу Н. К. Байбакова. Способ применяется для изоляционных работ в скважинах со средней приемистостью. Его можно использовать для всего комплекса цементировочных работ под давлением: ремонт колонн, цементирование башмака колонны, изоляция подошвенных вод и т. д.

После дренирования пласта и промывки скважины на устье для ее герметизации устанавливают арматуру (АЦ-1, АЦ-2 или нижнюю часть фонтанной арматуры). Спустив бурильные или насосно-компрессорные трубы, закрепляют их в цементировочной арматуре с таким расчетом, чтобы торец нижней трубы оказался ниже перфорированного участка на 2—3 м. К арматуре подключают цементировочные агрегаты (рис. XI.8). Скважина заполняется водой, опрессовывается цементировочная арматура на давление, на 25% превышающее возможное максимальное давление.

Определяется поглотительная способность скважины.

При цементировании необходимо, чтобы краны *1*, *2*, *3* и *4* и задвижки *7*, *8* и *9* были полностью открыты. Задвижки *5*, *6* и *11* и кран *10* должны быть закрыты. При этом положении кранов и задвижек закачиваемый в скважину цементный раствор будет вытеснять воду, которая пойдет по линии, на которой находятся задвижки *7*, *8*, *9*. Когда в трубах, спущенных в скважину, остается незначительное количество цементного раствора, задвижка *8* закрывается и цементный раствор продавливается через перфорационные отверстия *II*. При этом в нагнетательной системе давление резко повышается. При достижении максимально допустимого давления по условиям прочности обсадных труб и мощности цементировочных агрегатов цементирование прекращают.

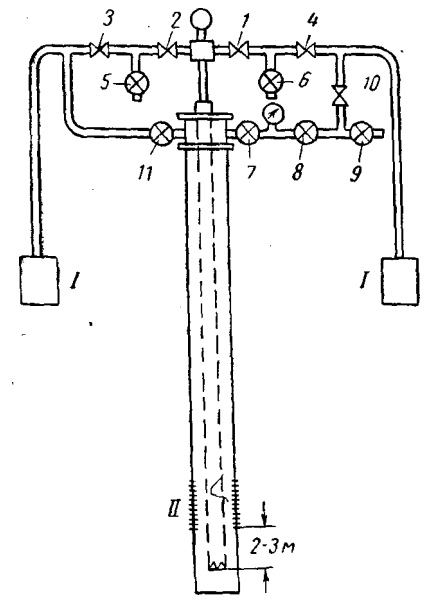


Рис. XI.8. Схема обвязки устья скважины при цементировании по способу Байбакова.

1, *2*, *3*, *4*, *10* — краны высокого давления; *5*, *6*, *7*, *8*, *9*, *11* — задвижки высокого давления; *I* — цементировочные агрегаты; *II* — перфорационные отверстия.

По окончании цементирования во избежание прихвата труб оставшимся в скважине цементным раствором приступают к обратной промывке. Для этого закрывают краны *3*, *4* и задвижку *9* и открывают задвижки *5*, *6*, *7*, *8*, *11* и кран *10*. Обратная промывка должна производиться при давлении на 3—5 кгс/см² меньше максимального давления, создавшегося в конце продавливания цементного раствора, чтобы при резком снижении давления жидкий цементный раствор не поступал из пласта в скважину.

После удаления из скважины цементного раствора задвижки *5* и *6* закрывают и по истечении времени, необходимого на затвердение цементного раствора, несколько снижают давление (на 10—20 кгс/см²), кратковременно открывая задвижки *5* и *6*. Через 8—16 ч проводят электрометрические работы.

В зависимости от конкретных условий технология проведения цементировочных работ по методу Н. К. Байбакова может быть изменена.

УСТРОЙСТВА И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ОСНАЩЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Оборудование низа обсадной колонны

В конструкцию низа обсадных колонн входят: башмачная направляющая пробка, башмак или короткий патрубок с боковыми отверстиями, обратные клапаны, упорное кольцо и кольца жесткости. Для эксплуатационных и промежуточных колонн в комплект оборудования их низа включаются также центрирующие фонари и скребки.

Башмак. Для предупреждения смятия торца нижней трубы обсадной колонны при спуске в скважину на первой трубе устанавливается толстая короткая (0,5 м) труба — башмак. Наружный диаметр башмака равен диаметру муфты, внутренний — внутреннему диаметру обсадной трубы.

При спуске обсадных колонн секциями на первой трубе второй и последующих секций вместо башмака устанавливается патрубок с боковыми отверстиями для пропуска бурового и тампонажного растворов (рис. XI.9).

Башмачная направляющая пробка. Для того чтобы обсадная колонна не срезала торцом башмака глинистую корку со стенок, не останавливалась на уступах скважин и в зонах резкого изменения азимутального или зенитного углов искривления, в башмаке колонны устанавливается направляющая пробка с отверстиями для пропуска тампонажного и бурового растворов.

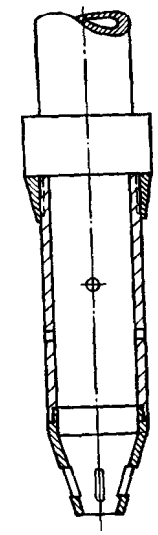


Рис. XI.9. Схема оборудования нижней части обсадной колонны при секционном спуске.

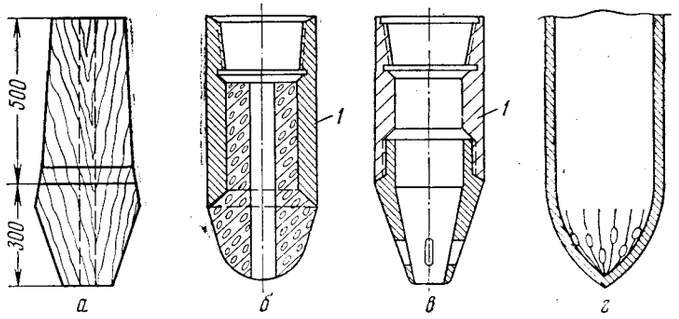


Рис. XI.10. Направляющие пробки.
а — деревянная; *б* — бетонная; *в* — чугунная; *г* — стальная «пауком»; *1* — башмак

Направляющие пробки (рис. XI.10) изготавливаются из чугуна или цемента. Применять деревянные пробки не рекомендуется, так как они непрочны, легко разрушаются при ударах об уступы в скважине и могут закупорить нижнюю часть колонны.

В некоторых случаях при спуске эксплуатационных колонн или хвостовиков в виде фильтров вместо башмака с направляющей пробкой обсадная колонна заканчивается «пауком» (рис. XI.10, *г*).

Торцы чугунных направляющих пробок могут быть гладкими или ребристыми. При спуске хвостовиков небольшой длины или веса для облегчения процесса отвинчивания бурильных труб от обсадных применяются направляющие пробки с ребристым торцом.

Обратные клапаны. Для создания движения промывочной жидкости в кольцевом пространстве и предупреждения ее перелива через внутреннюю полость обсадных труб в процессе спуска, а также для устранения возможного перетока цементного раствора из затрубного пространства внутрь колонны после окончания цементирования и снятия избыточного внутреннего давления на расстоянии от 2 до 12 м от башмака устанавливается обратный клапан. При спуске обсадных колонн значительной длины или хвостовиков (первых секций при секционном спуске) устанавливаются два обратных клапана на расстоянии 8—12 м друг от друга. В настоящее время обычно применяются обратные клапаны тарельчатой конструкции (рис. XI.11 и XI.12). Возможно использование и шарового обратного клапана (см. рис. XI.12).

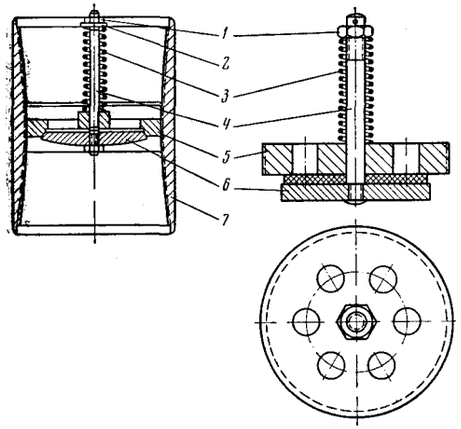


Рис. XI.11. Обратный клапан тарельчатого типа.
1 — гайка; *2* — шайба; *3* — пружина; *4* — шток; *5* — седло; *6* — тарелка; *7* — корпус.

Упорное кольцо. Для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном (в 6—12 м) устанавливается упорное кольцо. При спуске колонн на муфтовых соединениях упорное кольцо устанавливается в специальной удлиненной муфте, а при применении контактной или дуговой сварки — ввинчивается вручную в резьбу, нарезанную внутри обсадной трубы на расстоянии 30—40 мм от ее торца.

Упорное кольцо изготавливается из чугуна в виде шайбы толщиной 12—15 мм; диаметр отверстия делается на 60—75 мм меньше наружного. В некоторых случаях упорное кольцо имеет не одно отверстие, а три или четыре (рис. XI.13).

В тех случаях, когда резкая посадка верхней разделительной пробки может сопровождаться значительным повышением давления внутри колонны и когда нет возможности быстро остановить подачу продавочной жидкости (при цементировании буровыми насосами), желательно применять устройство, содержащее упорное кольцо, снабженное патрубком с промывочными каналами, суммарное проходное сечение которых изменяется вдоль него от максимума внизу до минимума вверху. Схема этого устройства показана на рис. XI.14.

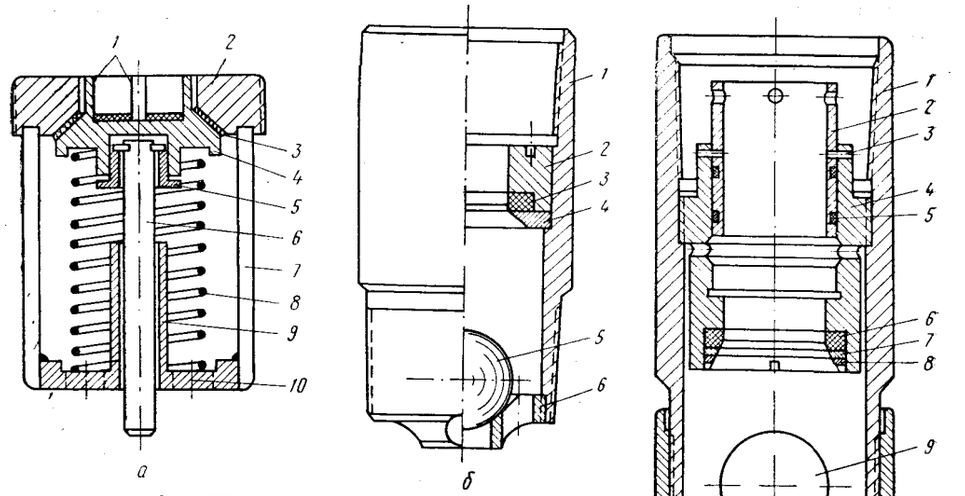


Рис. XI.12. Обратные клапаны.
а — конструкции Титкова и Дона: *1* — направляющие стержни; *2* — корпус клапана; *3* — упругий материал; *4* — тарелка клапана; *5* — втулка; *6* — направляющий шток; *7* — нижние стойки; *8* — пружина; *9* — втулка; *10* — ограничитель планки.
б — шаровой обратный клапан: *1* — стальной корпус; *2* — седло; *3* — уплотнительное кольцо; *4* — шайба; *5* — шар из карболита; *6* — ограничительное кольцо
в — шаровой обратный клапан ВНИИКРнефть. *1* — корпус; *2* — втулка; *3* — штифты; *4* — седло; *5* — уплотнительные кольца; *6* — уплотнительная манжета; *7* — шайба; *8* — гайка; *9* — шар из карболита; *10* — ограничительный диск.

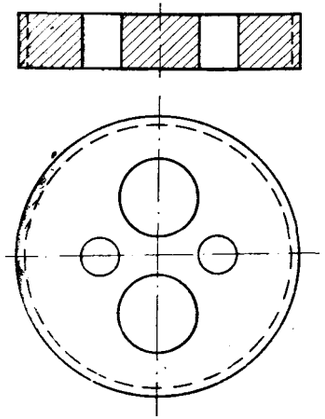


Рис. XI.13. Упорное кольцо.

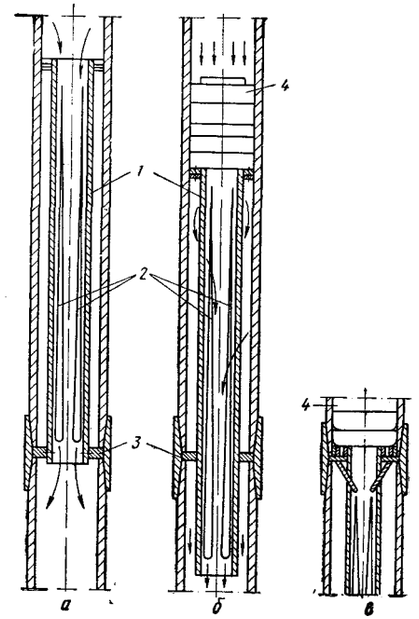


Рис. XI.14. Устройство для ограничения движения цементировочной пробки.
а — положение устройства при проходке жидкости; *б* — положение устройства при начальном моменте посадки пробки; *в* — положение устройства после окончания цементирования.
1 — перфорированный патрубок; *2* — продольные пазы для циркуляции; *3* — кольцо-«стоп»; *4* — разделительная пробка.

Центрирующие фонари. Для центрирования обсадной колонны в стволе скважины и обеспечения лучшего замещения промывочной жидкости тампонажной смесью на наружной поверхности обсадных труб устанавливаются центрирующие фонари. Наиболее широкое распространение получили центрирующие фонари конструкции ГрозНИИ (рис. XI.15).

Расстояние между фонарями зависит от искривления ствола скважины и характера продуктивной толщи. Желательно центрирующие фонари устанавливать над и под продуктивными пластами, а также выше продуктивной толщи на 200—250 м через каждые 10—15 м длины колонны.

Для более точного определения места установки фонаря можно пользоваться графиком, представленным на рис. XI.16, где приведены полуволны колонны при отклонении ее от стенки скважины фонарем. По графику легко подобрать необходимое количество и интервалы установок пружинных фонарей при цементировании обсадных колонн в скважине.

Значительный интерес при цементировании скважин представляет определение усилий, действующих на пружинный фонарь, установленный на этой колонне. На рис. XI.17 приведен график определения фактических усилий, действующих на пружинный фонарь на определенном участке обсадной колонны в зависимости от угла искривления скважины α. Удельный вес бурового раствора в обоих случаях 1,24 гс/см³.

При наличии в нижней части обсадной колонны труб, изготовленных из стали групп прочности К, Е, Л, М, фиксирование и крепление среднего кольца центрирующего фонаря производится не сваркой, а на муфте или с помощью шурупов, работающих на распор.

Скребки. Скребки могут быть различной конструкции, одна из которых приведена на рис. XI.18. Для повышения эффективности действия скребков обсадную колонну в процессе цементирования рекомендуется расхаживать на высоту 8—10 м или проворачивать, если это возможно, с одновременным расхаживанием. Во ВНИИБТ разработаны проволочно-пружинные скребки корончатого типа. Глинистая корка разрушается ими при расхаживании обсадной колонны во время цементирования.

В комплект поставки входит скребок (рис. XI.19), стопорное кольцо (рис. XI.20) и два спиральных штыря (рис. XI.21). Основные размеры скребков (см. рис. XI.19) для различных обсадных колонн и стволов скважин приведены в табл. XI.1.

Для ограничения перемещения скребка вдоль обсадной колонны служат стопорные кольца, имеющие внутреннюю кольцевую фасонную проточку и окно, через которое заделываются квадратные спиральные штыри, заклинивающие кольцо на обсадной колонне.

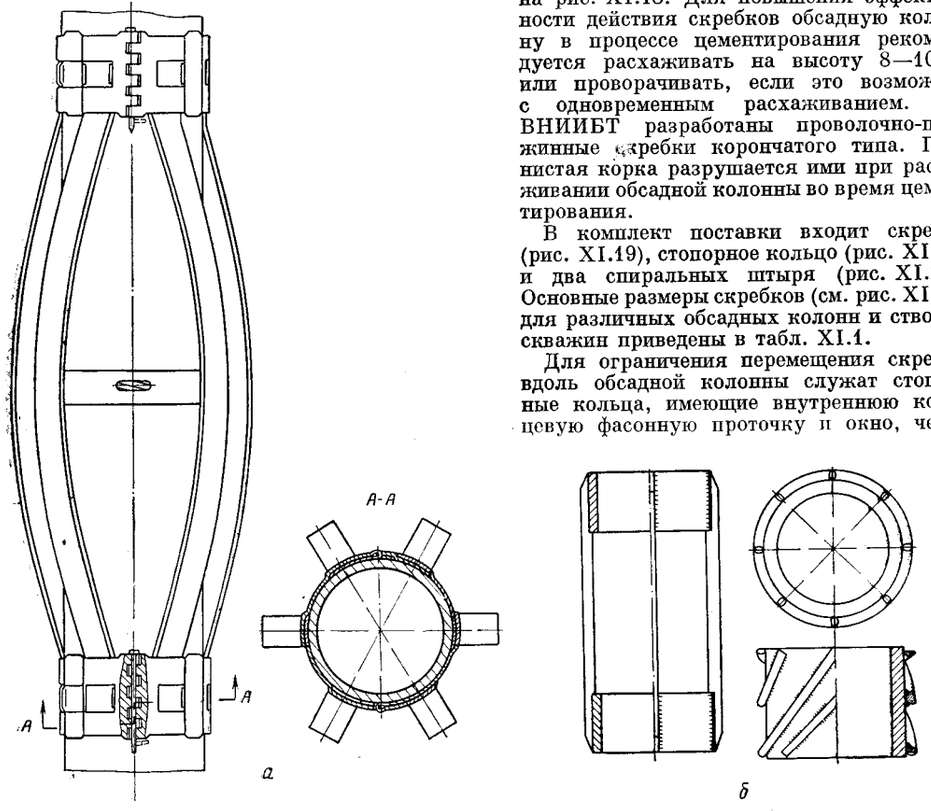


Рис. XI.15. Цементирующие фонари.
а — пружинные; *б* — жесткие.



Рис. XI.16. Значения длин полуволн обсадных колонн при установке единичного фонаря в зависимости от веса труб ниже фонаря и кривизны скважины.
1 — δ = 8 *мм*; *2* — δ = 10 *мм*; *3* — δ = 12 мм.

Таблица XI.1

Основные размеры скребков

Диаметр обсадной колонны, мм	Номинальный диаметр ствола скважины, мм	d_1, мм	d_2, мм	d_3 дополнительное отклонение ±5 мм, мм	h_1, дополнительное отклонение ±10 мм, мм
127	161—190	129	146	230	180
140	190—214	141,7	160	250	185
146	190—214	148	166	250	190
168	214—245	170	188	320	230
290	269—295	222	245	370	260
245	295—325	248	270	400	280

Расстояние между скребками выбирается исходя из величины, на которую предусматривается расхаживать обсадную колонну в процессе цементирования. Расстояние между скребками должно составлять примерно 0,7—0,8 расстояния расхаживания.

Кольца жесткости. Для усиления нижней части обсадной колонны и повышения прочности соединения на нижние 4—5 труб одеваются короткие (100—200 мм) патрубки и закрепляются под соединительными муфтами и над ними электросваркой. Сварной шов накладывается между муфтой и кольцом жесткости, а между обсадной трубой и этим кольцом секторами. Длина сектора 100—150 мм, разрыв между сварными швами 75—100 мм. Кольца жесткости рекомендуется устанавливать на кондукторы и промежуточные колонны. Изготавливаются они, обычно, из обсадных труб последующего за данной обсадной колонной размера (например, из 299-мм труб для 273-мм колонны) или из предохранительных колец для ниппелей обсадных труб.

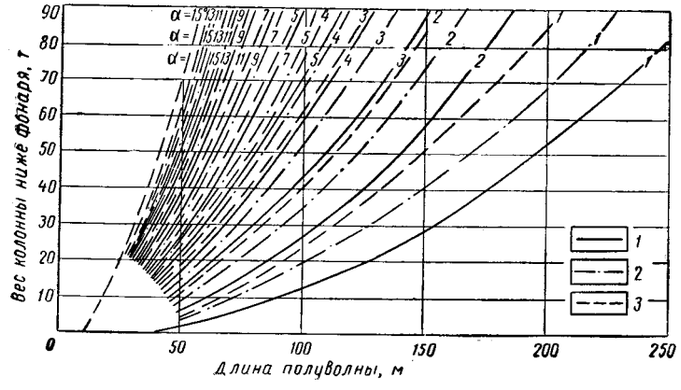
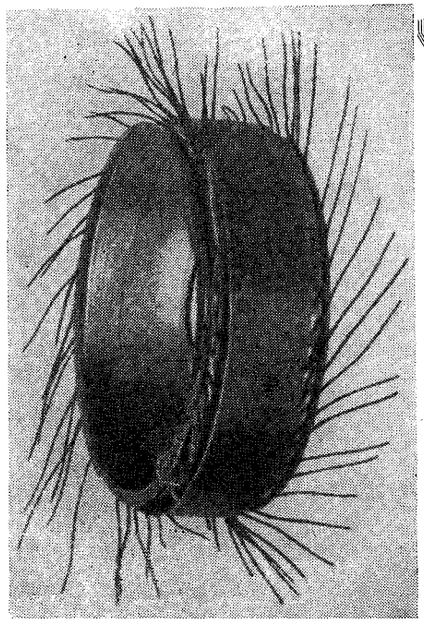


Рис. XI.17. Нагрузка на фонарь, создаваемая колонной ниже места его установки, в зависимости от кривизны скважины.
1 — δ = 8 мм; *2* — δ = 10 мм; *3* — δ = 12 мм.



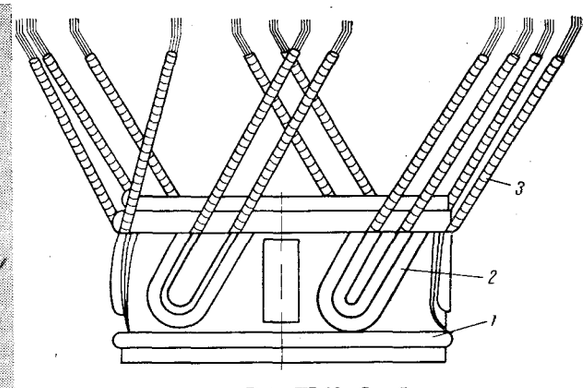


Рис. XI.19. Скребок.
1 — ребро; *2* — накладка; *3* — усы

Рис. XI.18. Проволочные скребки.

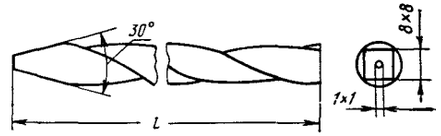
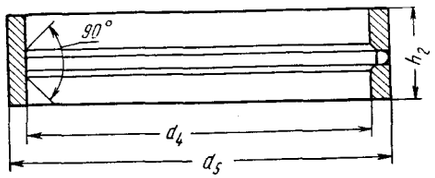


Рис. XI.21. Спиральный штырь.



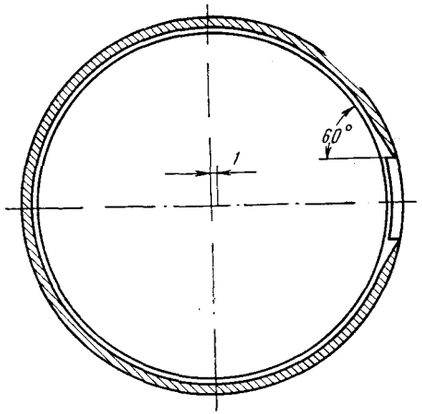
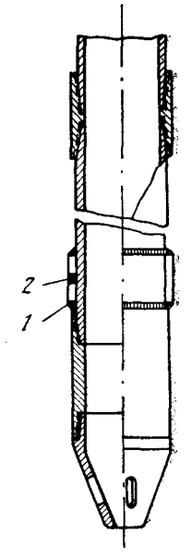


Рис. XI.20. Стопорное кольцо.

Рис. XI.22. Схема установки колец жесткости.
1 — кольцо жесткости; *2* — электрозаклепки



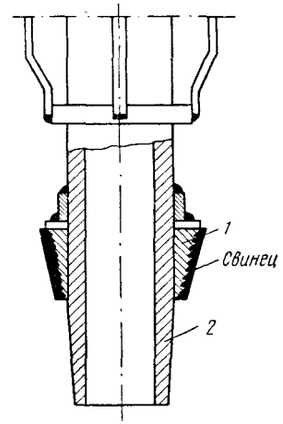


Рис. XI.23. Схема оборудования низа второй и последующих секций при секционном спуске обсадных колонн.
1 — конусная муфта со свинцовым покрытием; *2* — конусный патрубок.

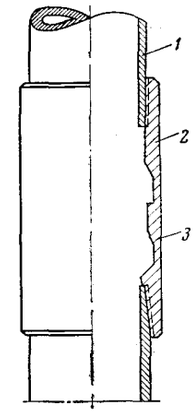


Рис. XI.24. Схема установки специальной муфты для подвески хвостовика.
1 — обсадная труба; *2* — специальная муфта; *3* — пазы.

Схема установки кольца жесткости показана на рис. XI.22.

Особенности оборудования низа второй и последующих секций обсадных колонн при секционном спуске. В целях повышения герметичности соединения секций и надежного их сочленения нижняя часть второй и последующих секций оборудуется направляющей чугунной пробкой, центрирующим патрубком с боковыми отверстиями и уплотнительной конусной муфтой. В некоторых случаях эта секция заканчивается коротким патрубком с конусной наружной поверхностью и дополнительной конусной муфтой, покрытой свинцом, т. е. свинцовым пакером (рис. XI.23), чем и достигается повышение герметичности соединений.

Специальная муфта для подвески хвостовиков или нижних секций обсадных колонн. Во многих случаях конструкцией скважины предусматривается несколько обсадных колонн, которые спускаются секциями или в виде хвостовиков. Во избежание разгрузки хвостовиков на забой и оставления их в растянутом состоянии используются различные устройства. Некоторые из таких устройств предусматривают предварительную установку специальной муфты в нижней части предыдущей обсадной колонны, в специальных пазах которой при спуске последующей колонны фиксируются ее запорные и удерживающие сухари. На рис. XI.24 показана сборка такой муфты с 219-мм обсадной колонной. Специальная муфта устанавливается на расстоянии 50—150 м от башмака колонны. Внутренний диаметр муфты не превышает диаметра спускаемой обсадной колонны, а наружный — больше соединительной муфты обсадной трубы на 6—10 мм.

Оборудование верхней части обсадной колонны

В зависимости от способа спуска обсадных колонн в скважину верхняя часть колонны оканчивается различными устройствами или приспособлениями.

При односекционном спуске обсадных колонн в некоторых случаях ее верхняя часть оканчивается допускным патрубком требуемой длины. Допускной патрубок изготавливается из бурильных или утяжеленных труб, а также из обсадных труб соответствующего размера.

Промежуточные колонны, в которых предполагается длительная работа бурильных труб, должны заканчиваться в верхней части толстостенными трубами с толщиной стенки не менее 18—20 мм. Рекомендуется устанавливать эти трубы на длину 18—20 м (не менее длины ведущей трубы).

Устройство для спуска колонн секциями или хвостовиков. При секционном спуске промежуточных и эксплуатационных колонн можно применять различные устройства, обеспечивающие требуемую герметичность сочленения секций. Наибольшее распространение получили два вида таких устройств. На рис. XI.25 показано устройство, которое применяется в большинстве нефтедобывающих районов страны, а на рис. XI.26 — в западных областях Украины.

Общим принципом обоих конструкций является наличие конусных муфт, при соединении которых происходит уплотне-

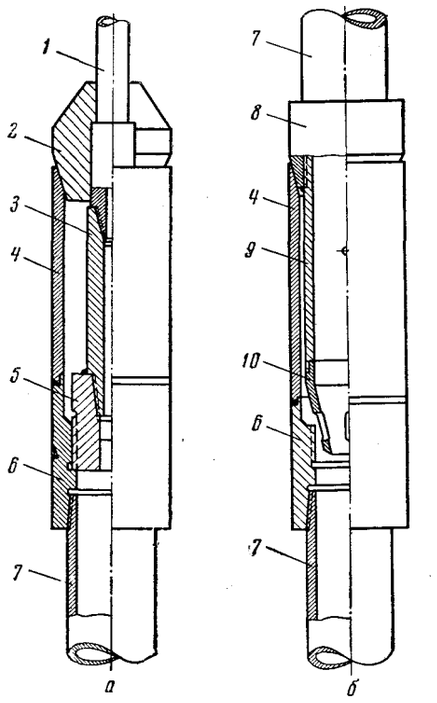


Рис. XI.25. Устройство для спуска колонн секциями.

а — соединение паровой секции с бурильными трубами; *б* — соединение двух секций; *1* — бурильная труба; *2* — предохранительная втулка; *3* — переводник на бурильные трубы; *4* — верхняя часть специальной муфты; *5* — переводник с левой резьбой; *6* — специальная муфта; *7* — обсадная труба; *8* — уплотнительная муфта; *9* — башмачный патрубок; *10* — направляющая пробка.

ние контактирующих поверхностей и создание требуемой герметичности.

Для повышения герметичности соединения секций эксплуатационных колонн контактирующая поверхность одной из муфт покрывается слоем мягкого металла, например свинца, алюминия, меди и др.

В некоторых случаях конусная часть специальной муфты, устанавливаемой на верхней трубе первой секции, имеет две кольцевые проточки, в которые заливается свинец с выступом на 3—4 мм от поверхности.

Устройство Кошелева Н. Н., Старикова В. Ф. и Лоцманова А. В. (см. рис. XI.25) предусматривает возможность применения как винтовых (муфтовых) обсадных труб, так и со сварными соединительными элементами.

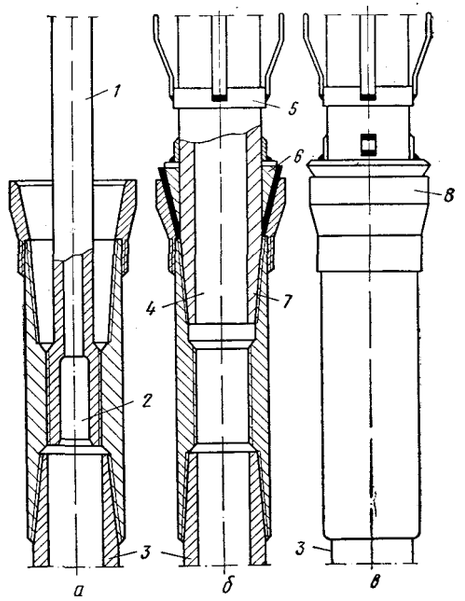


Рис. XI.26. Устройство для спуска эксплуатационных колонн секциями.

а — нижняя секция обсадной колонны. *1* — колонная бурильных труб; *2* — левый переводник; *3* — обсадная колонна. *б* — верхняя секция обсадной колонны. *4* — обсадная колонна; *5* — центрирующий фонарь; *6* — свинцовый пакер для газовых скважин; *7* — алюминиевый слой, нанесенный способом металлизации; *8* — направляющая воронка.

Общая длина специальной муфты, устанавливаемой на верхнюю трубу предыдущей секции не должна превышать 1100 мм, так как она лимитируется длиной стандартных подъемных штропов. Наружный диаметр специальной муфты при применении резьбовых соединений обсадных труб на 25—26 мм больше диаметра колонны, например, для 273-мм колонны — 299 мм; для сварных колонн — на 16—18 мм. Присоединительная резьба к бурильным трубам стандартная левая с трапецеидальным профилем (ГОСТ 2409—67). Основные размеры этого устройства даны в табл. XI.2.

Устройства для подвески секций или хвостовиков

Во избежание деформации от собственного веса секций обсадных колонн или хвостовиков после их разгрузки на забой, напряжений кручения при отвороте колонны бурильных труб и создания необходимой устойчивости колонны ее следует

подвешивать либо на цементный камень, либо на нижнюю часть предыдущей колонны или воронку предыдущего хвостовика. Для выполнения этих задач используются различные устройства, устанавливаемые в верхней части опускаемой колонны.

Устройство для подвески секции на воронке предыдущего хвостовика. При наличии в конструкции скважины хвостовика подвеска нижней секции эксплуатационной колонны осуществляется на его воронке. Для этого используется существующая специальная муфта (см. рис. XI.25) с дополнительным включением трех клиньев, закрепляемых под углом 120° друг к другу в нижней части специальной муфты. Размеры этих клиньев на 10—12 мм больше диаметра уплотнительной муфты, необходимой для возможного соединения предыдущего хвостовика с верхней его частью.

Конусность клиньев соответствует конусности верхней части воронки специальной муфты хвостовика. На рис. XI.27 показано крепление этих клиньев к нижней части специальной муфты эксплуатационной колонны, схема подвески ее на воронке хвостовика.

Подвеска может осуществляться перед цементированием секции и после цементирования. Наличие трех каналов между воронкой хвостовика и нижней частью специальной муфты эксплуатационной колонны позволяет вести промывку скважины и процесс цементирования в подвешенном состоянии нижней секции эксплуатационной колонны.

Устройство для подвески секции на цементном камне. При отсутствии хвостовика в конструкции скважины или необходимости оставления головы секции в открытой части ствола секцию можно подвешивать на цементном камне. С этой целью после цементирования секции колонну бурильных труб не отсоединяют от нее, т. е. не разгружают на забой, а на весь срок ОЗЦ оставляют в растянутом состоянии. После затвердения цементного раствора секцию обсадной колонны (хвостовик) плавно разгружают на цементный камень и затем разъединяют от колонны бурильных труб.

Для очистки кольцевого пространства от части тампонажного раствора, оказавшегося выше головы секции или хвостовика, и избежания прихвата затвердевающим цементным раствором нижней части бурильных труб используется специальное устройство.

На рис. XI.28 показано такое устройство конструкции В.И. Авилова, Г. М. Едигарова и Г. А. Иванова, которое состоит из специальной муфты, закрепляемой на верхней обсадной трубе хвостовика (секции) и специального переводника на бурильные

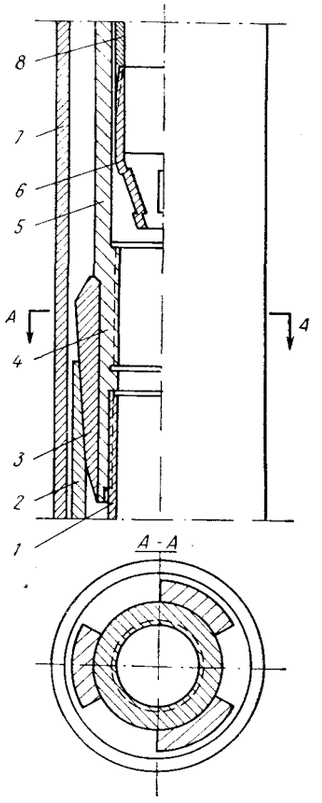


Рис. XI.27. Схема подвески секции колонн на воронке хвостовика.

1 — эксплуатационная колонна; *2* — верхняя часть специальной муфты хвостовика; *3* — клинья; *4* — нижняя часть специальной муфты эксплуатационной колонны; *5* — верхняя часть специальной муфты; *6* — направляющая пробка; *7* — промежуточная колонна; *8* — соединительный патрубок верхней секции.

трубы, имеющего боковые отверстия, закрытые подвижной втулкой.

После окончания цементирования и проверки надежности работы обратных клапанов в колонну бурильных труб сбрасывается стальной шар диаметром 75 мм. Через 5—10 мин (время движения шара до седла подвижной втулки) одним цементировочным агрегатом в бурильных трубах создается давление порядка 40—60 кгс/см². В результате этого срезаются шпильки, удерживающие подвижную втулку, и она опускается в нижнее положение до упорного кольца. Давление в трубах при этом резко снижается. Затем через открывшиеся боковые отверстия производится интенсив-

Основные размеры элементов специального устройства для резьбовых колонн (размеры в мм)

Таблица XI.2

Диаметр колонны, мм	Башмачный патрубок					Верхняя часть устройства					Специальная муфта					Направляющая пробка				Уплотнительная муфта		
	наружный диаметр	внутренний диаметр	длина	диаметр отверстий	резьба под направляющую пробку	наружный диаметр	внутренний диаметр	длина	высота конусной части	толщина торца (верх)	наружный диаметр	внутренний диаметр	тип левой трапецеидальной резьбы	длина трапецеидальной резьбы	общая длина	наружный диаметр	резьба для соединения	длина резьбы	общая длина	длина	наружный диаметр	наружный диаметр по вершине конуса
114	114	96	500	25	2М100×3	139	119	615	25	2	139	119	110×5	120	305	114	2М100	65	260	191	133	119
146	146	126	500	25	2М135×3	171	151	615	25	2,5	171	151	145×6	120	305	146	2М135	65	260	191	166	151
168	168	148	500	25	2М155×3	193	173	615	25	2,5	193	173	160×8	120	305	168	2М155	70	280	191	188	173
194	194	172	600	37	2М175×3	219	200	700	25	3,0	219	200	185×10	120	305	194	2М175	75	360	203	216	199
219	219	200	600	37	2М205×3	245	226	700	25	3,0	245	224	210×10	120	305	219	2М205	75	360	203	243	228
245	245	226	600	37	2М230×3	273	252	700	25	3,0	273	250	245×12	120	305	245	2М230	75	380	203	269	254
273	273	252	600	37	2М260×3	299	279	700	25	3,0	299	276	265×12	120	315	273	2М260×3	80	380	203	298	281
299	299	277	600	37	2М285×3	325	305	700	25	3,0	325	303	290×12	120	315	299	2М285×3	80	380	203	325	307
325	325	305	600	37	2М310×3	351	331	700	25	3,0	351	330	320×12	120	320	325	2М310×3	80	380	203	351	333
377	377	353	600	37	2М360×3	402	380	700	25	3,0	402	379	370×12	120	320	377	2М360×3	80	450	203	402	383

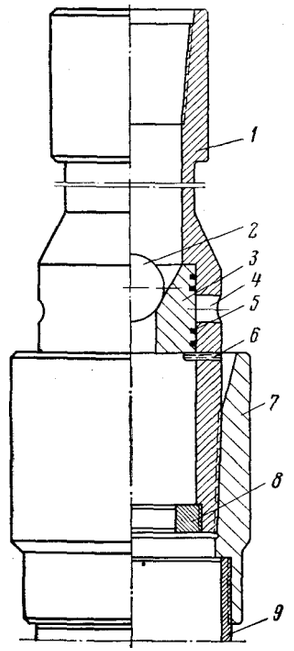


Рис. XI.28. Специальный переводник для подвески обсадной колонны (хвостовика) на цементном камне.

1 — корпус переводника; *2* — шар; *3* — седло; *4* — промывочное отверстие; *5* — резиновое уплотнение; *6* — шпилька; *7* — специальная муфта; *8* — седло; *9* — обсадная труба.

ная промывка скважины с помощью цементировочных агрегатов, а затем буровыми насосами. Применение такого устройства позволяет успешно подвешивать хвостовики или секции на цементный камень, но в некоторых случаях может вызвать прихват бурильных труб. Поэтому в некоторых районах (объединение «Грознефть») применяются устройства, позволяющие цементировать хвостовики после разгрузки их на забой и отворота колонны бурильных труб. На рис. XI.29 показана схема такого устройства.

Устройства для подвески секций обсадных колонн или хвостовиков на нижней части предыдущей колонны. При наличии предыдущей обсадной колонны и возможности установки головы секции выше ее башмака подвеску этой секции или хвостовика можно осуществить на нижнюю часть обсадной колонны. Для этой цели используются два типа специальных устройств, первый из которых включает специальную муфту, предварительно установленную в нижней части предыдущей колонны, второй — пружинно-шлипсовую систему. Каждый из этих двух типов имеет свои преимущества и недостатки.

Выбор типа устройства зависит от конкретного геолого-технического состояния скважины. При необходимости подвески секции или хвостовика весом более 50—60 т и наличии благоприятных условий допуска до требуемой глубины желательно применять первый тип устройства. Если имеется опасность недохождения хвостовика до проектной глубины или при незначительном его весе, предпочтительнее второй тип устройства.

На рис. XI.30 приведена конструкция устройства первого типа, предложенная А. Д. Красюком, А. В. Мнацакановым, Д. М. Зинченко и Г. А. Ивановым.

На *рис. XI.31, а и б* приведено два варианта второго типа устройств для под-

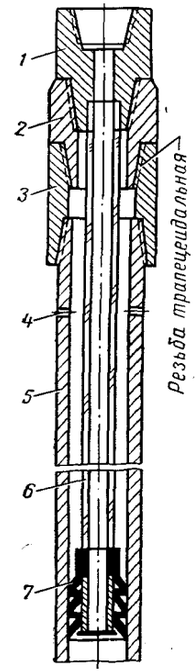


Рис XI.29 Устройство для цементирования хвостовиков с предварительным отвинчиванием бурильной колонны

1 — специальный переводник для подвески насосно - компрессорных труб; 2 — специальная муфта; 3 — муфта обсадной трубы; 4 — отверстия для выхода циркуляции; 5 — обсадная труба; 6 — насосно-компрессорная труба; 7 — пакер.

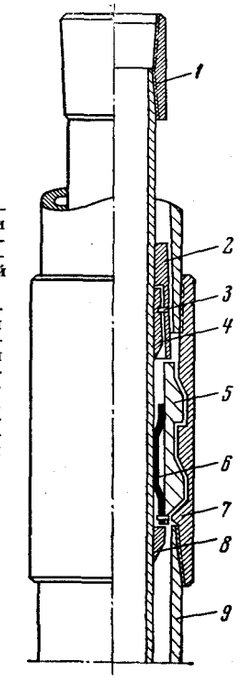


Рис. XI.30. Устройство для подвески нижней секции (хвостовика) на предыдущей обсадной колонне.

1 — муфта хвостовика; *2* — упорная втулка; *3* — шпилька; *4* — распорная втулка; *5* — запорные сухари; *6* — пружина листовая; *7* — специальная муфта; *8* — упорное кольцо; *9* — предыдущая обсадная колонна.

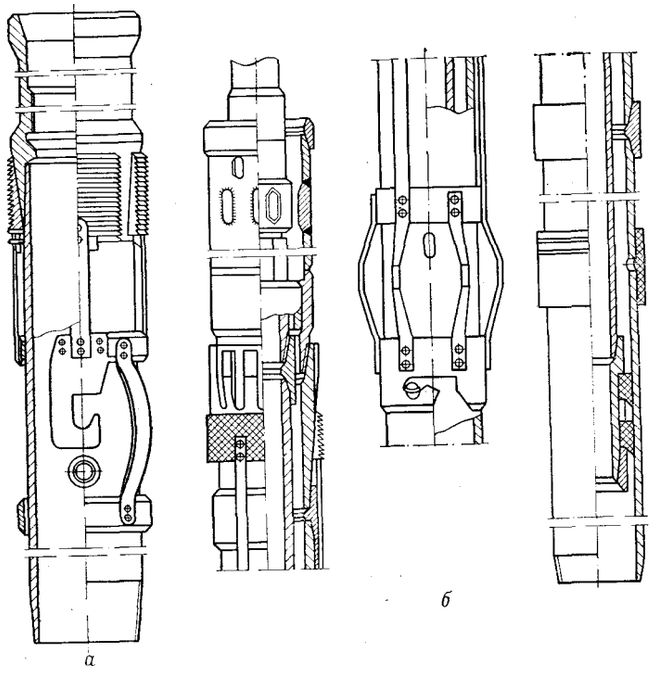


Рис. XI.31. Приспособления для подвески секций обсадных колонн или хвостовиков.

а — клиновая подвеска с пружинным фонарем; *б* — одинарная клиновая подвеска конструкции ВолгоградНИИНГ.

вески секций или хвостовиков. Оба устройства основаны на принципе движения клиновых плашек за счет торможения системы при спуске хвостовика центрирующим фонарем, с которым жестко или подвижно соединены тяги плашечных клиньев. Во избежание преждевременного расклинивания хвостовика или секции центрирующие фонари снабжены фиксирующим устройством, которое освобождается после допуска хвостовика до заданной глубины. В некоторых конструкциях таких устройств для подвески вместо центрирующих фонарей используются пружины, фиксированные в сжатом состоянии, которые после освобождения приводят в движение систему тяг и плашечных клиньев. Конструкция такого устройства приведена на рис. XI.32 (авторы Н. Н. Кошелев, В. А. Шишов и С. Ф. Цифиров).

После окончания цементирования хвостовик или секция полностью разгружается на забой и колонна бурильных труб проворачивается вправо на 180°. При этом

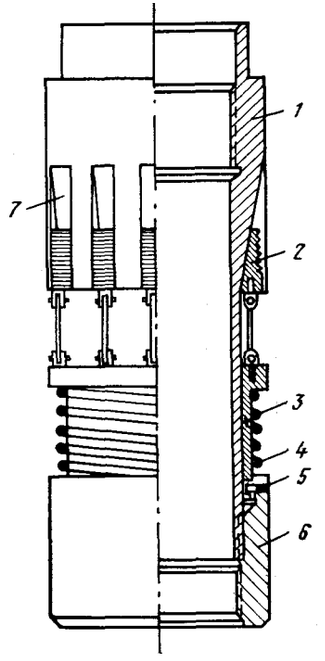


Рис. XI.32. Устройство для подвески хвостовика.

1 — нижняя часть специальной муфты; *2* — конусные плашки; *3* — стопорная втулка; *4* — пружина; *5* — фиксатор; *6* — муфта обсадной трубы; *7* — конусные пазы.

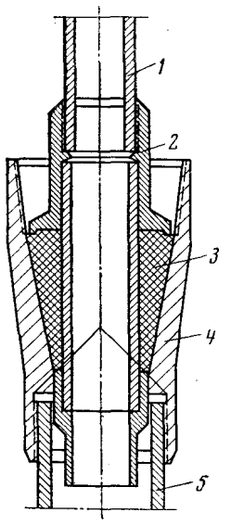


Рис. XI.33. Схема оборудования верхней части колонны при частичном креплении скважины.

1 — насосно - компрессорная труба; *2* — корпус пакера; *3* — эластичный элемент; *4* — воронка хвостовика; *5* — обсадная труба.

происходит совмещение фиксаторов с продольными пазами стопорной втулки. Под действием упругих сил сжатой пружины плашки перемещаются по конусным пазам в крайнее верхнее положение. После этого выбирается полный вес колонны (до ранее отмеченной величины по индикатору веса), а затем плавной посадкой (разгрузкой) производится расклинивание плашек и подвеска хвостовика или секции.

Так как плашки двигаются в конусных пазах, а внедрение их зубьев в стенки предыдущей колонны происходит лишь при движении колонны вниз, имеется возможность до отсоединения колонны бурильных труб поднять всю компоновку до нужной глубины.

Устройство для частичного крепления скважин. При наличии геологического разреза, представленного в основном твердыми породами, возможно частичное крепление ствола скважины эксплуатационной колонной — хвостовиком. В этом случае перекрываются обсадными трубами только неустойчивые породы и продуктивная толща, а остальная часть разреза до башмака кондуктора остается незакрепленной. Для спуска хвостовика и последующей изоляции кольцевого пространства между стволом скважины и насосно-компрессорными трубами на верхнюю обсадную трубу навинчивается специальный переводник, показанный на рис. XI.33.

Конструкция специального переводника позволяет провести цементирование хвостовика, последующее разъединение его от бурильных труб, а перед вызовом притока из продуктивного пласта с помощью пакера надежно загерметизировать затрубное пространство и исключить попадание нефти в незакрепленную часть ствола скважины. Такой способ крепления был разработан сотрудниками ИГиРГИ АН СССР (Н.И. Титков и др.) и успешно применяется в восточных районах страны.

Конструкции разделительных пробок

Цементировать обсадные колонны и кондукторы необходимо, как правило, с разделительными пробками. Разделительные пробки бывают нижние и верхние. Нижние пробки имеют центральное отверстие, которое перекрыто легкоразрушаемой диафрагмой, верхняя — глухая. Наибольшее распространение в настоящее время получили верхние самоуплотняющиеся резиновые пробки с алюминиевым или чугунным цилиндрическим остовом, а также полностью резиновые.

На рис. XI.34 показаны различные типы разделительных пробок, применяемых при цементировании обсадных колонн, спускаемых в один прием. За последнее время для таких колонн (обычно эксплуатационных) разработаны и опробованы в промысловых условиях пластмассовые разделительные пробки конструкции ВНИИБТ (рис. XI.35). Высокая прочность, наличие пружинных манжет и специального фиксирующего якоря обеспечивают надежность таких пробок, четкость фиксации окончания процесса цементирования и удержание пробки от всплытия выше упорного кольца при негерметичности обратных клапанов. В табл. XI.3 дана основная их характеристика.

Применение фиксирующихся в упорном кольце разделительных пробок исключает возможность применения нижних пробок без изменения их конструкций.

Основные размеры пробок различных конструкций для секций и хвостовиков

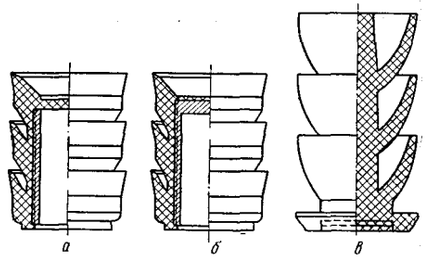


Рис. XI.34. Разделительные пробки.

а — нижняя самоуплотняющаяся с металлическим остовом; *б* — верхняя; *в* — самоуплотняющаяся резиновая.

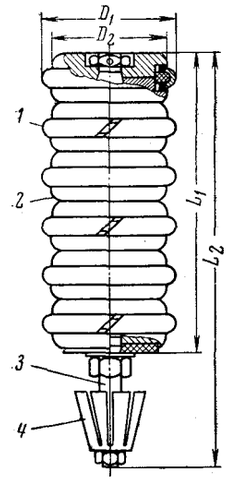


Рис. XI.35. Пластмассовая разделительная пробка
1 — манжета; *2* — обойма; *3* — стержень; *4* — якорь.

(рис. XI.36 и XI.37) и специального патрубка даны в табл. XI.4, XI.5, XI.6 и XI.7.

При двухступенчатом цементировании используются специальные разделительные пробки. В зависимости от конструкции устройств применяются одна или две разделительные пробки, которые должны не только разделять тампонажный раствор от продавочной жидкости, но и создавать условия для открытия и закрытия боковых отверстий в специальной муфте. Поэтому

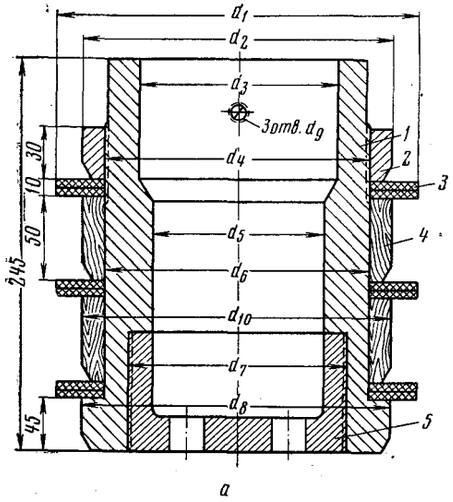
Таблица XI.3

Техническая характеристика разделительных пластмассовых пробок

(размеры в мм)

Диаметр обсадной трубы	Толщина стенки	D_1	D_2	Z_1	Z_2
146	7 8 9 10	135	115	305	420
	11 12	127	107		

такие пробки более удлинены по сравнению с обычными, имеют нижний направляющий деревянный патрубок, закрепленный в чугунной или алюминиевой обойме. Эта обойма имеет конусность, соответствующую конусности седла подвижного цилиндра в специальной муфте с резиновыми кольцами, предохраняющими пробку от разрушения и уплотняющих ее при посадке в гнездо седла. В верхней части такая пробка имеет резиновые манжеты для уплотнения со стенками колонны. При применении двух разделительных пробок (см. рис. XI.4) нижняя имеет меньший диаметр конусной обоймы и большую длину, чем верхняя.



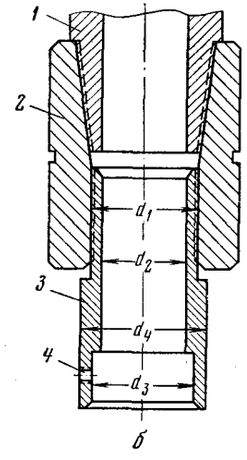


Рис. XI.36. Нижняя часть составной разделительной пробки и приспособление для ее подвески
а — пробка: *1* — чугунный корпус; *2* — зажимная втулка; *3* — резиновая манжета; *4* — деревянная втулка; *5* — упорное кольцо; *б* — схема крепления патрубка для подвески пробки; *1* — бурильная труба; *2* — левый переводник; *3* — патрубок для подвески пробки; *4* — отверстия под шпильки.

Таблица XI.4

Размеры нижней части пробки (мм)

Диаметр колонны	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}
168	150	130	96	2М100×3	70	100	2М95×3	130	6,5	130
194	175	155	125	2М130×3	100	130	2М105×3	155	8,5	160
219	200	185	125	2М130×3	100	130	2М105×3	185	8,5	185
245	225	185	125	2М130×3	100	130	2М105×3	185	9,0	205
273	252	185	125	2М130×3	100	130	2М105×2	200	9,5	230
299	280	185	125	2М130×3	100	130	2М105×3	230	10,5	260
325	305	185	125	2М130×3	100	130	2М105×3	255	11,0	285
377	355	185	125	2М130×3	100	130	2М105×3	305	11,5	335

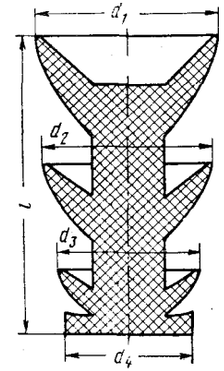


Рис. XI.37. Верхняя часть составной разделительной пробки.

Таблица XI.5

Размеры верхней части пробки (мм)

Диаметр бурильных труб	d_1	d_2	d_3	d_4	l
114,3	120	80	80	70	270
141,3	130	120	120	110	285

Таблица XI.6

Размеры шпильки (мм)

Показатели	Диаметр колонны							
	168	194	219	245	273	299	325	377
d_1	М10	М10	М12	М12	М12	М12	М14	М14
d_2	6	8	8	8,5	9	10	10,5	11
Материал	Сталь 5							

Таблица XI.7

Размеры специального патрубка (мм)

Показатели	Диаметр колонны							
	168	194	219	245	273	299	325	377
d_1	2М110×3	2М140×3	2М140×3	2М140×3	2М140×3	2М140×3	2М140×3	2М140×3
d_2	70	100	100	100	100	100	100	100
d_3	96,5	125,5	125,5	125 5	125,5	125,5	125,5	125,5
d_4	135	160	160	160	160	160	160	160

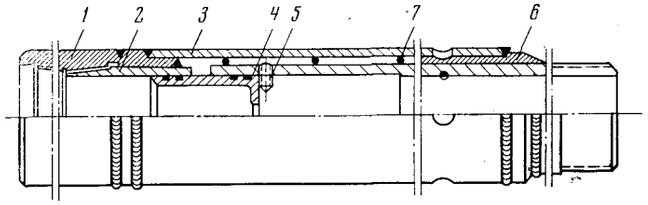


Рис. XI.38. Муфта для двухступенчатого цементирования колонн треста «Ставропольнефтегазразведка».

1 — соединительная муфта; *2* — корпус; *3* — кожух; *4* — втулка; *5* — штифт; *6* — центрирующий стакан; *7* — спираль завихрения.

Муфта для двухступенчатого цементирования колонн

В случае необходимости цементирования колонн двумя ступенями при ее спуске на определенной длине устанавливается специальная муфта для двухступенчатого цементирования. Конструкции таких муфт различны.

Конструкция муфты объединений «Краснодарнефтегаз» (авторы А. Л. Волик, А. М. Анисимов и др.) и положение деталей до момента цементирования, а также после окончания процесса продавки второй порции цемента за колонну показано на рис. XI.4. Муфты для двухступенчатого цементирования рекомендуется устанавливать против пачек непроницаемых пород.

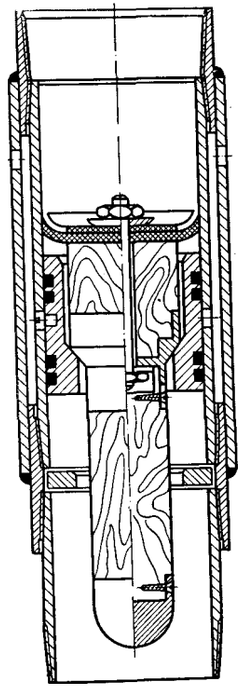


Рис. XI.39. Муфта для двухступенчатого цементирования колонн с одной разделительной пробкой.

Для двухступенчатого цементирования можно использовать и муфты конструкции треста «Ставропольнефтегазразведка», состоящие из корпуса, кожуха, чугунной втулки, двух центрирующих стаканов, спирали завихрения и двух упорных штифтов (рис. XI.38). Возможно применение и специального устройства аналогичного типа, но с одной разделительной пробкой (рис. XI.39), с помощью которой сдвигается внутренний цилиндр и открываются отверстия.

ПОДГОТОВКА ОБСАДНЫХ ТРУБ К СПУСКУ В СКВАЖИНУ

Обсадные трубы, предназначенные к спуску в скважину, должны быть доставлены на буровую и разложены на стеллажах в порядке, соответствующем прочностным расчетам обсадной колонны и порядку спуска их в скважину. В процессе подготовки труб к спуску в скважину необходим тщательный осмотр наружной поверхности каждой трубы.

Трубы, имеющие изъяны проката в виде плен, закатов, шлаковых включений, расслоений металла, вмятин, трещин, песочин, а также кривизну, превышающую 1,3 мм на 1 м на концевых участках, равных $^1/_3$ длины трубы, испорченную резьбу на концах или в муфтах, бракуются и заменяются.

После наружного осмотра все трубы, признанные пригодными к спуску в скважину, шаблонируются жесткими двойными шаблонами. Размеры шаблонов должны соответствовать данным, приведенным в табл. XI.8.

После шаблонирования обсадные трубы, предназначенные для комплектации промежуточных и эксплуатационных колонн, должны опрессовываться водой. Величина давления опрессовки определяется для каждого конкретного случая отдельно. При расчете давления опрессовки обсадных труб на поверхности для газовых (газоконденсатных) скважин учитываются радиальные давления, действующие на обсадную колонну в момент ее испытания на герметичность. При этом принимается следующее:

Таблица XI.8

Размеры шаблонов для обсадных труб $Д_1$

Толщина стенок обсадных труб, мм	Диаметр обсадных труб, мм										
	114	127	141	146	168	194	219	245	273	299	325
7	97	110	124	129	151	—	202	226	—	—	—
8	95	108	122	127	149	175	200	224	—	—	—
9	93	106	120	125	147	173	—	—	250	276	302
9,5	—	—	—	—	—	—	197	221	—	—	—
10	91	—	118	123	145	171	—	—	—	274	300
10,5	—	—	—	—	—	—	—	—	247	—	—
11	—	—	116	121	143	169	194	218	—	272	298
12	—	—	114	119	141	167	—	—	244	270	296
12,5	—	—	—	—	—	—	191	215	—	—	—
Длина шаблона, мм				150				300			

а) изменение давления за обсадной колонной соответствует давлению гидростатического столба промывочной жидкости удельного веса, равного удельному весу раствора, применяемого перед цементированием;

б) давление на устье при испытании колонны на герметичность равно пластовому;

в) обсадные трубы на поверхности опрессовываются на давление на 15—20% больше, чем действующие внутренние давления в колонне при испытании ее на герметичность;

г) изменение давлений по глубине следует линейному закону.

Методика при этом используется следующая.

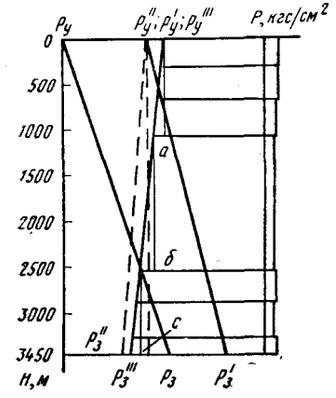


Рис. XI.40. График для расчета давлений опрессовки обсадных труб на поверхности.

1. В прямоугольных координатах (глубина в м, давление в кгс/см²) строятся кривые (рис. XI.40):

а) изменения гидростатического давления столба промывочной жидкости за обсадной колонной по точкам: $p_у = 0$ (т. е. давление на устье) и $p_з = \frac{H\gamma_р}{10}$ (давление на забое), где H — глубина спуска обсадной колонны в м; $\gamma_р$ — удельный вес промывочной жидкости в гс/см³;

б) изменения давления в колонне при испытании ее на герметичность также по двум точкам: $p_у' = p_{пл}$, где $p_{пл}$ — пластовое давление в кгс/см² и $p_з' = \frac{H\gamma}{10} + p_{пл}$, где γ — удельный вес жидкости в обсадной колонне в гс/см³;

в) изменения суммарного давления, действующего на обсадную колонну по тем же двум точкам, т. е. $p_у'' = p_у' - p_у = p_{пл}$ и $p_з'' = p_з' - p_з = p_{пл} + \frac{H}{10}(\gamma - \gamma_р)$;

г) давления опрессовки обсадных труб на поверхности по глубине их спуска в скважину, которая также строится по этим двум точкам, т. е. $p_у''' = (1{,}15—1{,}2) \times p_{пл}$ и $p_з''' = (1{,}15—1{,}2) \times [p_{пл} + \frac{H}{10}(\gamma - \gamma_р)]$.

2. Кривая давлений опрессовки разбивается по глубине в соответствии с конструкцией эксплуатационной колонны и графически определяется максимальное давление для каждой ее секции.

3. Производится подбор числа полных секций обсадной колонны, которые подлежат опрессовке на одинаковое давление.

Данные по обсадной колонне

Порядковый номер трубы	Группа прочности стали	Толщина стенки, мм	Длина трубы, м	Нарастающая длина труб, м	Заводской номер трубы	Номер плавки	Дата выпуска	Завод-изготовитель
1	Л	12	12,25	12,25	2567	326	2/III 1971	Южный трубный

Рекомендуется осуществлять переход на другую величину давления через каждые 40—50 кгс/см² (по ломаной линии $p_з'''$, *а*, *б*, *с*).

Определив таким методом величину давления опрессовки, трубы опрессовывают и замеряют стальной рулеткой. Результаты замеров вносят в специальную контрольную ведомость по следующей форме:

Кроме этого, должен составляться акт на гидравлическую опрессовку обсадных труб с указанием давления, на которое испытывалась каждая труба, и результаты проверки. После выполнения указанного комплекса работ и подготовки резьб (очистка от загрязнения) дается разрешение на спуск колонны в скважину.

При подготовке обсадных труб со сварными соединительными элементами осуществляется подготовка концов под сварку.

С помощью 10%-ного раствора кальцинированной соды с обработанных концов удаляется ржавчина, масла и другие жиры, после чего они протираются ветошью насухо. Если колонны спускаются с применением специальных хомутов, необходимо проверить величину проточек под хомут предельными скобами, и трубы, имеющие больший диаметр проточки, чем предельная скоба, должны быть отбракованы. Отбраковываются также трубы, имеющие на концах прослабленные проточки под центрирующие кольца.

ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Комплекс работ по подготовке ствола скважины к креплению обсадными колоннами должен обеспечить не только успешный их допуск до намеченной глубины, но и нормальный процесс цементирования с качественным замещением бурового раствора в кольцевом пространстве цементным раствором. Последовательность работ по подготовке ствола скважины следующая. В процессе последнего долбления перед электрометрическими работами в буровой раствор вводятся различные добавки, способствующие увеличению его качества и уменьшению опасности прихвата колонны бурильных и обсадных труб. Такими добавками могут быть нефть, графит, поверхностно-активные вещества, пеногасители и др.

По данным электрометрических работ, проводившихся как в процессе бурения, так и при достижении требуемой глубины, выявляются интервалы сужений, номинального диаметра каверн и желобных выработок по стволу скважины, а также интервалы со значительными изменениями зенитного и азимутального углов искривления. При этом за основу берутся данные стандартного каротажа, кавернограммы, профилеграммы и инклинограммы.

Используя комплекс этих данных, намечается план подготовки ствола скважины. Проработка его является непременным условием успешного выполнения комплекса работ по креплению, так как она восстанавливает номинальный диаметр в зонах сужений и ликвидирует возможные уступы, образовавшиеся при бурении.

За последнее время все шире внедряются проработка и шаблонирование ствола колонной бурильных труб с повышенной жесткостью нижней части. Шаблонируют скважины обычно после проработки и это является заключительной операцией по подготовке ствола под спуск колонны. Проработку рекомендуется проводить роторным способом, так как при этом гарантируется постоянное вращение долота, а вращающая колонна бурильных труб улучшает условия выноса шлама из скважины. Прорабатывать следует трехшарошечными долотами при следующих механических скоростях проработки: места сужений 35—40 м/ч, во всех остальных случаях 20—25 м/ч.

Компоновка нижней части бурильной колонны при проработке скважины остается той же, что и в процессе бурения нижнего интервала.

При проработке должен соблюдаться следующий режим.

1. Параметры бурового раствора, подаваемого в скважину на протяжении всего процесса, должны соответствовать значениям, предусмотренным геолого-техническим нарядом (ГТН).

2. Промывка скважины должна осуществляться с тем же расходом и скоростью восходящего потока бурового раствора, с которой разбуривался последний интервал (во избежание гидроразрыва пластов и поглощения).

3. Скорость вращения стола ротора должна быть не меньше, чем при бурении прорабатываемых интервалов.

4. Подачу долота осуществлять непрерывно с нагрузкой на долото до 2—4 тс, не допуская длительной работы на одном месте, так как при этом возможно произвольное забуривание нового ствола, особенно при наличии кривизны более 6—8°.

5. Не допускать резких гидродинамических колебаний давления в скважине при спуске колонны бурильных труб в промежуточных интервалах между прорабатываемыми зонами или при быстром спуске на длину ведущей трубы с вращением бурильной колонны и наличием циркуляции. Необходимо спуск колонны бурильных труб осуществлять на таком же режиме, который применялся в данной скважине в процессе бурения.

При достижении забоя скважина интенсивно промывается в течение 1,5—2 циклов с доведением параметров бурового раствора до величин, указанных в плане работ на спуск обсадной колонны или в ГТН.

В случае необходимости и особенно при спуске промежуточных колонн на большие глубины ствол скважины шаблонируется. Шаблонирование может быть одно- или двухкратным с постепенным увеличением жесткости нижней части колонны бурильных труб.

Компоновка нижней части колонны бурильных труб может быть следующего типа:

а) долото, 10—12 м УБТ (утяжеленные бурильные трубы), расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

б) долото, 10—12 м УБТ, расширитель (центратор), 10—12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

в) долото, 24—27 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

г) долото, расширитель (центратор), 10—12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

д) долото, 0,5—0,7 м УБТ, расширитель (центратор), 5—6 м УБТ, расширитель (центратор), 10—12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы.

При шаблонировании ствола скважины, не имеющего значительных осложнений, обычно используется компоновка типа а или в. В случае спуска жесткой обсадной колонны на значительную глубину при наличии стесненных кольцевых зазоров или значительных изменений азимута и угла искривления скважины после применения компоновки типа а или в ствол шаблонируется повторно компоновкой типа г или д.

После допуска бурильной колонны с жесткой компоновкой до забоя скважину интенсивно промывают и поднимают бурильные трубы на поверхность, не допуская появления затяжек.

Учитывая повышенную (против применявшейся в процессе бурения) жесткость нижней части бурильной колонны необходимо ограничивать скорости спуска и подъема. В противном случае может возникнуть гидроразрыв пород с поглощением бурового раствора или внезапное расклинивание жесткой части колонны.

ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНУ

Общие положения. Спуск обсадных колонн является наиболее ответственным этапом в цикле работ по креплению скважин. Поэтому подготовка к проведению этой работы и ее выполнение должны отличаться четкостью и точностью действий, а также согласованностью между всеми участниками выполнения данной операции.

В соответствии с конкретным планом работ собирается нижняя часть колонны: башмак с направляющей пробкой и обратные клапаны заблаговременно устанавливаются на обсадных трубах. Перед спуском их в скважину повторно проверяется качество их крепления и работоспособность. Перед соединением обсадной трубы с вторым обратным клапаном с предыдущей (нижней трубой) на обсадную трубу надевается кольцо жесткости, а нижняя труба заполняется буровым раствором (во избежание образования воздушной пробки). После соединения двух обсадных труб и их крепления к зоне соединения подводится кольцо жесткости, которое обваривается с двух концов прерывистым швом и дополнительно крепится электрозаклепками. Затем таким же способом соединяется обсадная труба, имеющая с верхнего конца удлиненную муфту с кольцом стоп. Места установки центрирующих фонарей и скребков определяются в плане работ. Поэтому в специальной ведомости должны делаться отметки о точном положении этих элементов.

Обсадные трубы к спуску в скважину подготавливаются на стеллажах. Снимаются предохранительные ниппели и раскрепляются кольца, очищается от смазки резьба и труба подается на буровую. В процессе спуска колонны буровой мастер проводит повторный замер каждой трубы

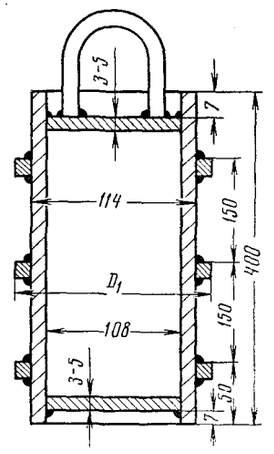


Рис. XI.41. Шаблон плавающий.

стальной рулеткой и на основании этих замеров ведет меру фактически спускаемой обсадной колонны. Во избежание ошибок в подсчете меры запись и учет дублируется представителем производственно-технического или геологического отдела конторы бурения.

При подаче в буровую каждая обсадная труба шаблонируется повторно. Для предотвращения падения шаблона внутрь спущенной в скважину части обсадной колонны необходимо для повторного шаблонирования применять шаблоны плавающего типа. Конструкция одного из таких шаблонов приведена на рис. XI.41, а наружный их диаметр см. в табл. XI.8.

Резьба обсадных труб при спуске промежуточных колонн или кондукторов смазывается консистентной графитовой смазкой. При опасности значительных газонефтепроявлений в процессе дальнейшего бурения верхняя часть промежуточной колонны может собираться с применением смазки Р-2 или Р-3 (на силиконовой основе) а также уплотнительного состава типа УС-1 (на базе эпоксидных смол) или равнозначного. Длина обсадной колонны, собираемая на уплотнительных составах, определяется из условия ожидаемых давлений на устье и противодавления в затрубном пространстве.

Соединение резьб спускаемых труб производится либо с помощью ключа типа ПБК с последующим докреплением машинным ключом, либо специального кругового ключа также с последующим докреплением. Нормальным соединением труб считается такое положение ниппеля и муфты, при котором ниппель ввернут на всю длину резьбы ±1 нитка. Такое же требование относится и к заводской навертке муфты на трубу. При отклонении от этих условий наворот следует прекратить и обсадную трубу заменить.

Не допускаются всевозможные обварки муфт, с целью усиления резьбового соединения при ненормальном навороте трубы, так как обычно резьба в таком соединении нарушена и даже смята.

Во избежание смятия труб при докреплении резьбового соединения необходимо следить за тем, чтобы плашки (сухари) машинного ключа выступали из пазов не больше, чем на высоту насечки плашек (на 2—3 мм).

Для ускорения процесса свинчивания обсадных труб и лучшей их центровки на высоте 8—10 м от пола буровой укрепляется площадка для верхового рабочего. Конструкции площадок различны. Но наиболее совершенной можно считать конструкцию, приведенную на рис. XI.42, *а, б*. Площадка крепится к одной из ног буровой и может перемещаться от центра вышки к боковой ее стороне, что важно с точки зрения безопасного ведения работ.

Колонна должна плавно сниматься с ротора и также плавно спускаться в скважину, не допуская разгрузки более 5—8 тс ниже полного веса колонны, фиксируемого индикатором веса в процессе спуска. Однако при наличии в скважине значительных колебаний зенитного и азимутального углов искривления скважин, а также малых кольцевых зазоров (11—18 мм) при большой жесткости обсадных колонн разгрузка может допускаться до 15—20 тс.

Посадка колонны на ротор на спайдере также должна производиться плавно без резкого торможения и удара.

При значительном весе обсадной колонны ее спуск следует производить с постоянным торможением силовым приводом лебедки. Электродвигатели при этом будут работать в рекуперативном режиме, а двигатели внутреннего сгорания — в рекомпрессорном.

В процессе спуска обсадных колонн следует непрерывно следить за изменением веса обсадной колонны. В процессе спуска колонны в зависимости от ее диаметра и прочности обратного клапана производится периодическое (через каждые 150—400 м спущенных труб) заполнение колонны буровым раствором, имеющим те же параметры, что и жидкость в скважине, с обязательным контролем количества использованного раствора по замерам в приемных емкостях.

Во избежание перелива бурового раствора и создания воздушных пробок в колонне, ее заполняют либо через специальную головку с отводом воздуха из колонны, либо с небольшой подачей жидкости и периодической остановкой насосов. При

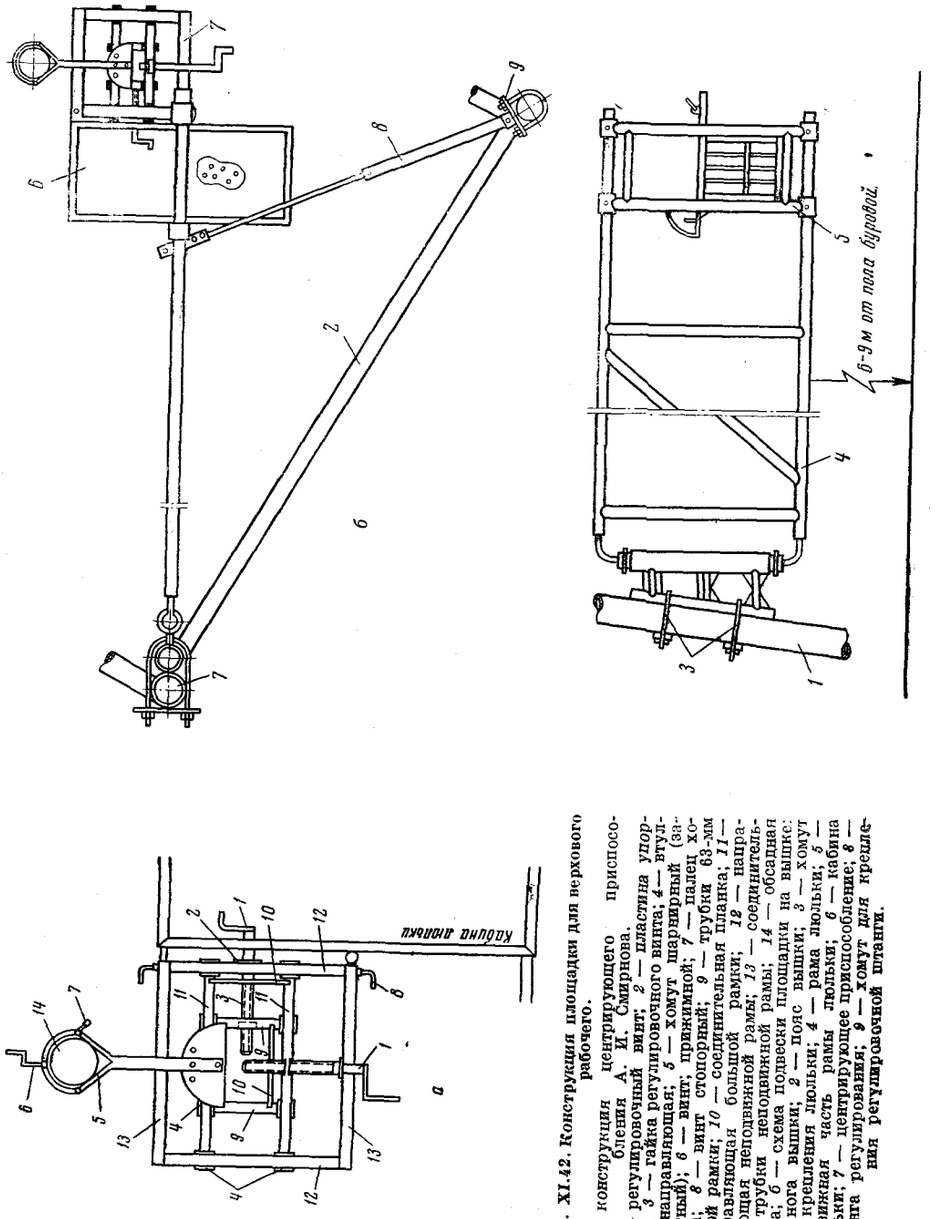


Рис. XI.42. Конструкция площадки для верхового рабочего.

а — конструкция приспособления А. И. Смирнова. 1 — регулировочный винт; 2 — пластина упорная; 3 — гайка регулировочного винта; 4 — втулка направляющая; 5 — хомут шарнирный (зажимной); 6 — винт, прижимной; 7 — палец хомута; 8 — винт стопорный; 9 — трубки 63-мм малой рамки; 10 — соединительная планка; 11 — направляющая неподвижная большой рамки; 12 — направляющая неподвижная рамы; 13 — соединительные трубки неподвижной рамы; 14 — обсадная труба; б — схема подвески площадки на вышке: 1 — нога вышки; 2 — пояс вышки; 3 — хомут для крепления люльки; 4 — рама люльки; 5 — выдвижная часть рамы люльки; 6 — кабина люльки; 7 — центрирующее приспособление; 8 — штанга регулирования; 9 — хомут для крепления регулировочной штанги.

заполнении колонны буровым раствором обязательно расхаживание спущенной ее части через каждые 3—5 мин на высоту 4—5 м.

Чтобы исключить прихваты обсадной колонны, необходимо избегать длительного (более 3—7 мин) оставления ее без движения. В случае возникновения каких-либо задержек в процессе спуска необходимо оставлять колонну подвешенной на талевой системе и периодически спускать ее, не допуская зависания и прилипания к стенкам скважины.

С целью уменьшения продавочных давлений и периодического разрушения структуры раствора, а также для предотвращения гидроразрыва пластов при восстановлении циркуляции бурового раствора необходимо осуществлять промежуточные промывки.

Дополнительные или неплановые промывки производятся при появлении посадок колонны более установленной величины разгрузки, а также при уменьшении количества бурового раствора, вытесняемого колонной из кольцевого пространства.

Восстановление циркуляции пород промывками производится с плавным увеличением давления при работе одного насоса, а на глубинах свыше 2500—3000 м цементировочного агрегата. Второй грязевой насос при необходимости включать только при установлении нормальной циркуляции бурового раствора, но не ранее чем через 10 мин после начала промывки.

Время промежуточных промывок определяется конкретными условиями скважины, но не менее периода, необходимого для выравнивания давления на стояке, т. е. когда в течение 10—15 мин оно будет сохраняться постоянным.

После допуска обсадной колонны до забоя (обычно последнюю трубу или две допускают с промывкой) проверяется точность подсчитанной ее длины как методом сопоставления двух результатов, так и по количеству использованных труб.

Примечание. Перед началом спуска обсадной колонны буровой мастер точно устанавливает количество труб, доставленных на буровую.

Затем разгрузкой на 5—10 тс определяется положение забоя и колонна оставляется в растянутом положении, подвешенной на талевой системе. После выравнивания параметров бурового раствора по всему стволу скважину цементируют. При этом колонну желательно расхаживать на возможную высоту.

Особенности спуска колонн больших диаметров. Значительная жесткость обсадных колонн большого диаметра (273 мм и более) осложняет условия их спуска в скважину. С целью уменьшения времени на сборку труб необходимо устанавливать специальные центрирующие устройства, позволяющие быстро и качественно центрировать трубу по отношению к колонне, надежно и без задержек сочленять ее с колонной. Тормозное устройство лебедки должно быть отрегулировано так, чтобы не затруднять работу бурильщика и одновременно обеспечивать плавность спуска колонны. При спуске колонны в скважину около бурильщика должен находиться еще один член вахты, готовый оказать немедленную помощь в случае экстренного торможения колонны. Контроль за заполнением колонны буровым раствором также должен быть тщательным. При подаче большого количества жидкости в колонну образуются значительные по объему воздушные пробки, создается видимость полного заполнения колонны жидкостью, а в некоторых случаях воздушными подушками может быть выброшена часть бурового раствора, что создаст опасность возникновения проявлений и смятия колонны.

В процессе спуска обсадной колонны может допускаться повышенная (против принятой на практике) величина разгрузки колонны, особенно в зонах изменения азимута или зенитного угла искривления скважины. В некоторых случаях эта величина может составлять 15—20 тс и более. Установка башмака обсадной колонны должна быть произведена в устойчивых, не склонных к кавернообразованию породах. Особое внимание уделяется и креплению обсадных труб, образующих нижнюю часть колонны, так как разрыв и смещение вниз хотя бы одной-двух труб при дальнейшем бурении создают серьезные затруднения в проводке скважины до проектной глубины.

Особенности спуска обсадных колонн секциями и хвостовиков. Перед спуском обсадной колонны секциями или хвостовика необходимо прошаблонировать бурильные трубы, которые будут использованы для спуска колонны до забоя. Для этой цели используется чугунный шар диаметром на 10 мм меньше проходного сечения бурильного замка и имеющий сквозные отверстия, просверленные по диаметру (в различных направлениях). Затем трубы замеряются стальной рулеткой и устанавливаются отдельно. После сборки секции (хвостовика) колонна заполняется буровым раствором, восстанавливается циркуляция и после выравнивания давления фиксируется ее вес на индикаторной диаграмме. Записывается в журнал и количество оборотов, сделанных при навинчивании левого переводника в специальное устройство (специальную муфту). Особое внимание обращается на качество смазки резьбового соединения левого переводника. Смазка должна быть только консистентная графитовая. Не допускается докрепление этого соединения машинными ключами, а только усилием одного — двух рабочих на цепной ключ № 14 или 16 при длине рукоятки 100—130 см.

При спуске секции на бурильных трубах для предотвращения произвольного разъединения левого переводника от специальной муфты не допускается проворот и крепление бурильных труб с помощью ротора. Долив колонны жидкостью осуществляется в процессе подъема элеватора за очередной свечой либо с помощью цементировочного агрегата, либо насосом, однако первый метод более надежен, четок и точен. Допуск секции или хвостовика до забоя желательно осуществлять с промывкой.

После нащупывания забоя башмак хвостовика (секции) приподнимается на 0,5—1,0 м.

В случае оставления головы секции в открытом стволе скважины необходимо обеспечить удаление части цементного раствора, поднятого выше специальной муфты. Для этого после отсоединения бурильных труб от обсадных непосредственно над головой секции осуществляется промывка скважины или прокачка 4—7 м³ продавочной жидкости.

Место соединения секций между собой должно располагаться в устойчивых породах, не склонных к кавернообразованию, и определяться по данным нескольких последовательно проведенных кавернометров. После допуска второй секции до головы первой, перед соединением их между собой следует скважину подготовить к цементированию, а затем уже соединять их. При этом промывку следует производить одним — двумя цементировочным агрегатом. В процессе соединения секций наблюдается разгрузка по индикатору веса и резкое повышение гидравлического давления на 20—30 кгс/см². После соединения секций производится цементирование с обязательным расхаживанием верхней секции колонны на длину 40—50 см. В противном случае она может оказаться прихваченной и видимая по индикатору веса созданная разгрузка на нижнюю секцию с целью уплотнения соединения окажется нереальной. Соединение может оказаться не герметичным. Расхаживание на большую высоту опасно из-за возможного разъединения секций.

Особенности спуска эксплуатационных колонн в газовые и газоконденсатные скважины. Учитывая особенности свойств газа, при спуске эксплуатационных колонн особое внимание уделяется качеству нанесения смазки на резьбу и надежности крепления. Применение уплотнительных составов для смазки резьб на базе эпоксидных смол позволяет повысить герметичность соединения труб. Однако при этом должны соблюдаться все требования по подготовке уплотнительного состава к применению, а также резьб к нанесению на них смазки. Если соединительные муфты обсадных труб в заводских условиях собраны с трубами на уплотнительном составе, колонну следует спускать на элеваторах, так как использование спайдера может привести к нарушению целостности затвердевшего уплотнительного состава. Во избежание открытого газового фонтанирования в процессе спуска колонны необходимо следить за параметрами выходящего из кольцевого пространства бурового раствора, уровнем в скважине и в случае обнаружения признаков разгазирования немедленно начать выдавливание раствора, создавая при этом противодавление на устье скважины. При появлении поглощения бурового раствора следует также принять меры к заполнению кольцевого пространства раствором и недопущению возможного интенсивного газопроявления. Если пластовое давление в продуктивной толще ниже гидростатического, необходимо ограничить скорость спуска колонны до минимально возможной.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИН И УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ К ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

1. После спуска обсадной колонны скважина промывается для чего параметры бурового раствора проверяются и в случае необходимости доводятся до требуемых.

Восстановление циркуляции вначале производится одним насосом, затем в работу включается второй насос. Скорость восходящего потока бурового раствора должна быть не меньше планируемой скорости восходящего потока цементного раствора.

Для удовлетворительной промывки скважины следует сделать 1—2 цикла.

Увеличение времени промывки скважины, а также времени между окончанием спуска колонны и закачиванием цементного раствора способствуют возникновению осложнений в скважине.

2. Цементирование скважин является кратковременным процессом, длительность которого определяется 0,5—3,0 ч. Поэтому обеспечение организации на высоком уровне является главной задачей подготовительных работ: расстановка и обвязка агрегатов, обеспечение подачи воды и бурового раствора, вопросы связи руководителя процесса с агрегатами.

При цементировании глубоких скважин необходимо использование устьевой арматуры АУ-5. Обвязка агрегатов с устьем должна быть мягкой, т. е. расположение

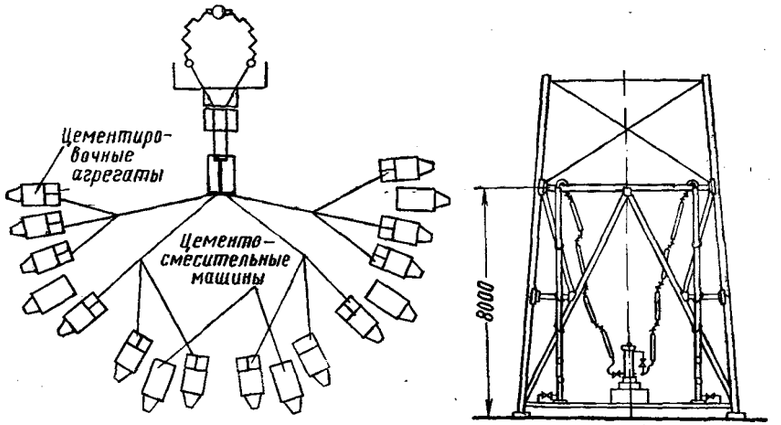


Рис. XI.43. Схема расположения оборудования при цементировании скважины с расхаживанием колонны.

гибких колен должно обеспечивать амортизацию гидравлических толчков в линии при работе насосов.

В любой группе цементировочные агрегаты располагают так, чтобы при необходимости они могли отбирать цементный раствор от любой из двух смесительных машин, стоящих с их стороны, в случае выхода из строя одного из агрегатов.

Руководить процессом цементирования должно только одно ответственное лицо. Перед началом операции руководитель работ должен довести до сведения всех работников детали и особенности процесса цементирования.

3. Существенным фактором, влияющим на качество цементирования скважин, является расхаживание колонны, оборудованной скребками и центрирующими устройствами.

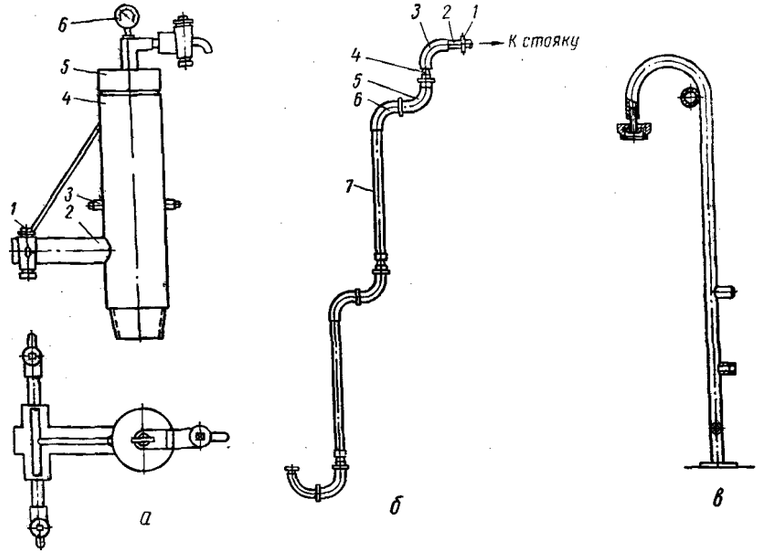


Рис. XI.44. Элементы обвязки для цементирования скважины с расхаживанием колонны.

а — цементировочная головка: *1* — кран высокого давления; *2* — подводной патрубок; *3* — стопор; *4* — корпус; *5* —крышка; *6* — манометр; *б* — гибкий металлический шланг: *1* — быстросворачиваемое соединение; *2* — 63-мм патрубок; *3* — угольник; *4* — шарнир прямой с муфтой; *5* — колено с обоймой; *6* — колено с муфтой; *7* — труба 63-мм длиной 2,5 м с двухсторонней резьбой; *в* —дополнительный стояк в буровой.

На рис. XI.43 представлена схема расположения оборудования и отдельные основные элементы, обеспечивающие проведение процесса цементирования скважины с расхаживанием колонн (применяются на Кубани).

В этом случае на буровой монтируются два стояка (рис. XI.44), изготовленные из 76-мм труб.

РАСЧЕТЫ РАСХОДА МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

(Гидравлический расчет цементирования глубоких скважин изложен в гл. XII)

В эти расчеты входит:

а) определение необходимого количества цементного раствора, цемента, наполнителей, реагентов для получения необходимых свойств раствора;

б) определение необходимого количества бурового раствора для продавки тампонажного раствора в затрубное пространство.

Учет объема каверн и желобных выработок

Для расчета количества тампонажного цемента и объема раствора для обеспечения подъема его на заданную высоту необходимо знать истинный объем скважины.

Увеличение объема скважины за счет уширения (каверны, осыпи и т. д.) учитывается коэффициентом, значения которого изменяются от 1,2 до 2,5.

Для каждой скважины этот коэффициент находится путем деления фактического объема скважины, определенного по кавернограмме, на объем, вычисляемый исходя из номинального диаметра долота.

Для определения фактического объема скважины можно принять упрощенную методику, предложенную А. П. Аншилоговым. Методика предусматривает определение объема каверн по кавернограмме с помощью планиметра.

При использовании среднего арифметического значения диаметра можно записать.

$$V = \pi \frac{nS}{k}\left(\frac{nS}{kH} + d_0\right),$$

где V — объем каверн в м³; S — площадь, ограниченная кривой каверномера с вертикальной линией номинального диаметра скважины в см² (определяется планиметром); H — разность глубины рассматриваемого интервала кавернограмм в м; d_0 — номинальный диаметр скважины в м; n — масштаб кавернограммы на 1 см (число сантиметров кавернограммы на 1 см регистраторной бумаги); k = 20 000 Мн (Мн — дробное число, соответствующее масштабу глубин кавернограммы, например для Мн = 1 : 500 $k = 20\,000 \frac{1}{500} = 40$).

Приведенная методика довольно точна. Однако в случае наличия в разрезе сильно размывающихся пород формула дает заниженные значения (на 5—10%). Поэтому значение коэффициента уширения скважин против номинального корректируется на основании данных опыта цементирования скважин по конкретной площади.

Расчет количества и состава тампонажной смеси и тампонажного раствора

Все расчеты объема различных тампонажных растворов сводятся к определению количества тампонажной смеси (сухой) для приготовления 1 м³ раствора. Затем по фактическому объему скважины в зоне подъема тампонажного раствора подсчитывается количество сухого тампонажного цемента.

1. Объем цементного раствора $V_р$ из 1 т цемента при водо-цементном отношении 0,5, составит

$$V_р = V_ц + V_в.$$

Для приготовления 1 м³ цементного раствора цемента потребуется q = 1,22 т.

Количество цемента, необходимое для приготовления 1 м³ цементного раствора для расчетного объема, будет

$$G_{общ} = V_{общ} q,$$

где $G_{общ}$ — вес сухого цемента; $V_{общ}$ — расчетный объем.

Количество воды для затворения цемента составит

$$V_в = G_{общ} A,$$

где A — водо-цементное отношение.

Удельный вес цементного раствора можно подсчитать по формуле

$$\gamma_{ц.р} = \frac{G_р}{V_р},$$

где $G_р$ — вес 1 м³ цементного раствора.

2. Расчет объема цементно-песчаной смеси.

Вес P раствора цементно-песчаной смеси можно определить по формуле

$$P = Ц\,(A + Б + 1).$$

Объем V раствора цементно-песчаной смеси определяется по формуле

$$V = Ц\left(\frac{1}{\gamma_ц} + A + \frac{Б}{\gamma_п}\right).$$

Удельный вес раствора подсчитывается по формуле

$$\gamma_{ц.\,п} = \frac{A + Б + 1}{\frac{1}{\gamma_ц} + A + \frac{Б}{\gamma_п}},$$

$$Б = \frac{П}{Ц},$$

где $Ц$ — вес цемента; $П$ — вес песка; $\gamma_ц$, $\gamma_п$ — удельный вес соответственно цемента и песка; A — водо-цементное отношение; $Б$ — отношение веса песка к весу цемента.

Объем V_1 раствора из 1 т цементно-песчаной смеси при В : Ц = А и при П : Ц = = Б можно вычислить по формуле

$$V_1 = \frac{1 - БЦ}{\gamma_ц} + \frac{БЦ}{\gamma_п} + A\,(1 - БЦ),$$

а объем V_2 цементно-песчаного раствора из 1 т цемента — по формуле

$$V_2 = \frac{1}{\gamma_ц} + \frac{Б}{\gamma_п} + A.$$

При использовании цементно-песчаных смесей в соотношениях, больших чем 2 : 1, необходимо увеличить A до 0,6 или вводить ПАВ. Для соотношения 1 : 1 A принимается 0,6.

По приведенным формулам можно подсчитать объемы и удельные веса утяжеленных и шлако-песчаных растворов. Для этого необходимо в первом случае поставить значения удельного веса утяжелителя (с соблюдением вводимого количества воды), во втором — шлака вместо портланд-цемента.

Расчет объема облегченного (цементно-бентонитового) раствора

Расчет можно вести различными методами.

1. Зная выход раствора из 1 т смеси обусловленного состава (на основании лабораторных опытов), можно определить весовое количество компонентов.

Например, из 1 т смеси соотношения 3 : 1 образуется 1,27 м³ раствора. Для проведения цементировочных работ требуется 50 м³ раствора. Тогда всего потребуется 40 т смеси, т. е. 30 т цемента и 10 т глины (соотношение 3 : 1).

Данные о составе смесей приведены в табл. XI.9.

Подобранные из приведенных данных составы растворов требуют уточнения, так как количество воды в растворе определяется главным образом свойствами глинопорошка.

2. По методике М. О. Ашрафьяна (составленной на основе приведенных в табл. XI.9 данных) потребность материалов может быть выявлена из следующей системы уравнений

$$1\gamma = (1 - V_ц - V_н)\,\gamma_в + \gamma_ц V_ц + \gamma_н V_н,$$

$$\gamma_ц V_ц = k\gamma_н V_н,$$

$$(1 - V_ц - V_н)\,\gamma_в = P_в;\quad \gamma_ц = P_ц;\quad \gamma_н V_н = P_н;$$

где $P_в$, $P_ц$, $P_н$ — соответственно вес воды, цемента (шлака) и наполнителя (глины, опоки, песка и др.) в 1 м³ раствора в т; 1γ — P — вес 1 м³ раствора в т; k — весовое соотношение компонентов смеси в частях; $V_ц$, $V_н$ — объем цемента (шлака) и наполнителя в 1 м³ раствора в м³; $\gamma_в$, $\gamma_ц$, $\gamma_н$ — соответственно удельный вес воды, цемента (шлака), наполнителя в тс/м³.

После решения уравнений относительно P ($\gamma_в = 1$) получим

$$P_ц = \frac{\gamma - 1}{1 - \frac{1}{\gamma_ц} + \frac{1}{k}\left(1 - \frac{1}{\gamma_н}\right)}.$$

Значения $P_н$ и $P_в$ можно определить

$$P_н = \frac{P_ц}{k},$$

$$P_в = \gamma - (P_ц - P_н).$$

$P_ц$, $P_н$, $P_в$ — графически можно выразить в виде прямых, пересекающихся на оси абсцисс в точке $\gamma = 1$ тс/м³, что справедливо, так как при $P_ц = 0$ $P_н = 0$, $\gamma = \gamma_в$.

Таблица XI.9

Основные показатели смесей и растворов при различном соотношении портланд-цемента и баритового порошка

Состав смеси, кг		Соотношение цемент : глина (по весу)	Соотношение вода : смесь (по весу)	Удельный вес, тс/см³	Растекаемость, см	Примерный объем 1 т сухой смеси, м³	Примерный объем раствора из 1 т смеси, м³	Эквивалентное количество смеси взамен 1 т цемента для погружения одинакового объема раствора
цемент	глина							
1000	0,00	1 : 0	0,50	1,85	22	0,32	0,82	1,00
800	200	4 : 1	0,84	1,58	18	0,33	1,17	0,70
750	250	3 : 1	0,93	1,50	18	0,34	1,27	0,65
670	330	2 : 1	1,05	1,46	18	0,34	1,39	0,59
600	400	3 : 2	1,05	1,45	17	0,35	1,40	0,59
500	500	1 : 1	1,30	1,38	18	0,35	1,65	0,50

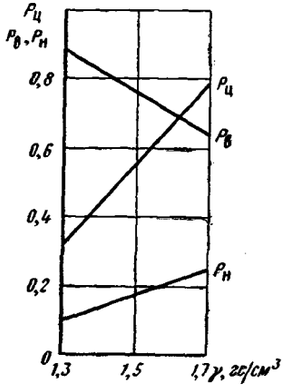


Рис. XI.45. Зависимость $P_ц$, $P_в$ и $P_н$ от γ при $k = 3:1$.

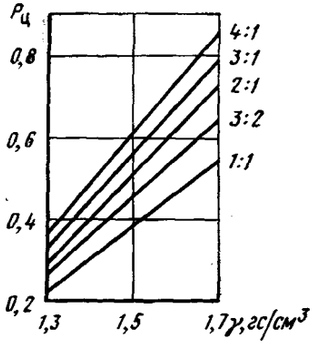


Рис. XI.46. Зависимость содержания цемента от удельного веса цементно-бентонитовых растворов различного состава при k от 1 : 1 до 4 : 1.

Пользуясь этими зависимостями, можно для каждого состава раствора построить графики $P_ц$, $P_н$ и $P_в$ от γ (рис. XI.45).

В связи с тем что $P_н$ и $P_в$ легко определить из приведенных формул, достаточно на одном графике построить семейство прямых $P_ц = f(\gamma)$ при различном k.

На рис. XI.46 приведены данные, характеризующие содержание $P_ц$ в цементно-бентонитовых растворах различного состава и удельного веса (в зависимости от количества, тонкости помола глины и т. д.) при соотношении цемента к глине 3 : 1, однако рецептуру растворов следует уточнять.

Определение необходимого количества раствора для продавки тампонажного раствора в затрубное пространство

В практике цементирования скважин объем продавочной жидкости рассчитывается по формуле

$$V_{пр} = \Delta\left(\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\pi d_i^2}{4}\, l_i - \frac{\pi d^2}{4}\, h\right), \text{ м}^3,$$

где n — количество секций обсадных труб, различающихся по внутреннему диаметру; d_i — соответствующие каждой секции труб их внутренние диаметры в м; l_i — длины

секций обсадных труб в м (причем $\sum_{i=1}^{i=n} l_i = L$); L — глубина спуска колонны в м; h — расстояние от упорного кольца до башмака колонны в м; Δ — коэффициент, учитывающий сжатие глинистого раствора за счет наличия газа и других факторов.

Наиболее сложным является определение Δ, что можно осуществить следующим образом.

1. Определением удельного веса или объема раствора с газом под значительным давлением по методикам УкрНИИгаз или Кф ВНИИ.

2. Установлением количества газа, находящегося в жидкости (растворе) в нормальных условиях.

Использование среднего значения Δ, равного 1,03—1,05, во многих случаях приводит к уменьшению объемов жидкости на 8—10% против фактических в связи с неточным замером и подсчетом объема закачиваемого в скважину глинистого раствора при продавке и более высокой сжимаемости глинистого раствора за счет насыщения воздухом или природным газом.

Первая из указанных причин устраняется улучшением организации процессов цементирования. Вторая требует введения обоснованных поправок.

Для уточнения объема продавочной жидкости при цементировании необходимо определить количество газа (воздуха) в буровом растворе. Это можно достигнуть большим (например, в 2—3 раза) разбавлением бурового раствора водой. При резком снижении вязкости и СНС газ свободно выделяется из бурового раствора, и за короткое время раствор практически полностью дегазируется.

При разбавлении одного объема (1 л) бурового раствора двумя объемами воды (2 л) количество газа X можно определить из следующей зависимости

$$X = 3 - \frac{\gamma_ф + 2}{\gamma_р},$$

где $\gamma_ф$ — удельный вес бурового раствора, насыщенного газом; $\gamma_р$ — удельный вес разбавленного бурового раствора.

Тогда объем жидкости (бурового раствора) V для продавки тампонажного раствора составит

$$V = V_{цр} + aV_{пр} = V_{пр}(1 + a).$$

Следовательно, рассматриваемый коэффициент $\Delta = 1 + a$.

Расхаживание обсадной колонны при цементировании

Как показывают практика и теоретическое рассмотрение схемы вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины, качество цементировочных работ улучшается при возвратно-поступательном движении колонны в скважине в процессе подъема цементного раствора. В это время происходит наиболее интенсивное замещение бурового раствора цементным. Буровой раствор перемешивается структура его нарушается, он увлекается движущейся вверх колонной и вытесняется потоком цементного раствора к устью скважины. При этом наблюдается очищение стенок от глинистой корки под влиянием срезывающего действия муфт колонны.

Массовое осуществление процессов расхаживания обсадных колонн начато в скважинах Ставрополья и Кубани.

При использовании талевой системы УЗТМ и стандартных штропов диаметром 80 мм верхняя секция цементировочной головки устанавливается свободно. Следует предусмотреть, чтобы стопора на цементировочной головке располагались между штропами; два отвода под ними заглушались, а на оставшихся отводах (расположенных под углом 90° к штропам) устанавливались краны высокого давления для присоединения нагнетательных линий.

Связывать возможности расхаживания обсадной колонны с определенной глубиной скважины пока нет оснований, поскольку колонны в процессе цементирования расхаживались при выходе ниже закрепленной части ствола более 3000 м, однако во всех случаях необходимо учитывать геологические условия и состояние ствола скважины.

Значительное улучшение разобщения пластов немыслимо без механического удаления глинистой корки в интервалах продуктивных пластов. Возможность установки механических устройств различных типов и их правильное использование может быть осуществлено только при наличии отработанной технологии расхаживания обсадных колонн в процессе их цементирования.

Скребки известны двух типов: радиальные и продольные. Первые применяются в случае расхаживания обсадных колонн, вторые — при их вращении. Расхаживание обсадных колонн производится до момента закачивания продавочной жидкости в колонну в объеме 80—90% от расчетной. На высоту 8—12 м можно рекомендовать следующий режим расхаживания: подъем колонны и ее спуск должен осуществляться около 1 мин. Интервалы установки скребков выбираются с учетом высоты расхаживания. Желательно, чтобы высота расхаживания обсадной колонны и интервалы установки скребков назначались из условия перекрытия зон очистки. В случае применения скребков особое внимание следует уделять понижению водоотдачи тампонажных растворов.

Буферная жидкость

Использование буферной жидкости способствует предотвращению смешения бурового и цементного растворов, очищению стенок скважины и более полному вытеснению бурового раствора цементным.

При этом большое значение приобретает качество буферных жидкостей и время контакта ее с глинистой коркой. Чем больше время контакта, тем выше вероятность более полного удаления бурового раствора. Время контакта можно увеличить или снижением скорости прокачки жидкости в затрубном пространстве, или увеличением ее объема.

Целесообразно увеличивать объем буферной жидкости, если расчеты показывают, что противодавление на пласты будет больше пластового давления.

В настоящее время можно выделить два типа буферных жидкостей: жидкости, содержащие абразивные материалы, и жидкости с поверхностно-активными веществами. К первым можно отнести жидкости с добавками опоки, перлита или измельченного песка; используют также цементные растворы с высоким водо-цементным отношением. Ко вторым относятся жидкости, обработанные главным образом реагентами-понизителями вязкости.

Промысловые данные показывают, что удовлетворительные результаты получаются и в случае использования в качестве буферной жидкости нефти, дизельного топлива и т. д. В ряде случаев закачивание технической воды также приводило к повышению качества цементирования скважин.

Объем буферной жидкости должен быть не менее 100 м по длине затрубного пространства. Использование буферных жидкостей уменьшает, а в некоторых случаях предотвращает смешивание буровых и цементных растворов. Это является положительным фактором, так как перемешивание химически обработанных бурового и цементного растворов вызывает образование смесей с очень высокими реологическими характеристиками.

ПОДГОТОВКА ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ К ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ И ПРОЦЕСС ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В связи с ростом глубин скважин возросли забойные температуры и давления.

Цементные растворы, получаемые затворением тампонажных цементов для «холодных» и «горячих» скважин, требуют предварительной химической обработки с целью ускорения или замедления сроков загустевания и схватывания, снижения водоотдачи, улучшения реологических свойств, а также введения различных добавок и наполнителей для изменения прочих физико-механических характеристик раствора и камня.

Поэтому перед использованием тампонажные растворы требуют обязательной специальной подготовки.

Тампонажный портланд-цемент, шлак, белито-кремнеземистый цемент, глина, бентонитовый порошок, утяжелитель и другие необходимые материалы доставляются в соответствующую лабораторию за несколько дней до цементирования.

При этом сообщается: глубина скважины; забойная статическая и устьевая температуры; проектная высота подъема тампонажного раствора; номер партии и тип цемента; удельный вес промывочной жидкости и т. д.

Отмечается необходимое для цементирования время (согласно расчету) и указываются имеющиеся в наличии химические реагенты для обработки тампонажного раствора.

В лаборатории подбираются рецептура тампонажного раствора, соответствующая скважинным условиям. Составляется смесь сухих материалов (цемент : наполнитель) или подбирается соответствующий состав тампонажного цемента (цементно-бентонитовый, шлако-песчаный и т. д.). В воду затворения вводятся соответствующие химические реагенты ($CaCl_2$, КМЦ, гипан, хроматы и т. д.).

Смесь проверяется на равномерность перемешивания. Результаты анализов передаются заказчику за 2—3 сут.

После полного растворения химических реагентов тампонажная смесь (или цемент) затворяются и транспортируются в скважину.

Перед затворением тампонажных цементов проверяют исправность водоподводящих трубопроводов, подают воду на смесительное устройство и опробовают поршневые насосы агрегатов.

Нагнетательные линии опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое в конце операции, но не ниже

100 кгс/см² и не выше указанного в паспорте цементировочного агрегата. Давление выдерживается в течение 3 мин. После обнаружения и ликвидации пропусков опрессовку линий следует повторить.

При подборе рецептуры цементных растворов в автоклавах следует помнить, что в случае применения цементно- и шлакобентонитовых растворов расход замедлителя повышается вследствие адсорбции его поверхностью частиц, которые имеют повышенную удельную поверхность.

Перед загрузкой цементо-смесительных машин шлаковыми тампонажными цементами бункеры их следует тщательно вычистить, так как остатки вяжущих могут резко ускорить сроки схватывания растворов (особенно на базе шлака).

Не следует допускать применения порошкообразной глины с повышенной влажностью для приготовления облегченных растворов вследствие зависания смеси в бункерах цементо-смесительных машин.

Перед затворением тампонажного цемента следует обращать внимание на полную растворимость реагентов в воде затворения, находящуюся в емкостях. Это относится прежде всего к КМЦ. В случае ее неполного растворения при затворении тампонажных цементов (особенно с добавкой глины) выходят пачки раствора резко различной вязкости.

В начале затворяется тампонажная смесь, которая должна располагаться в верхней части всей высоты подъема, т. е. не у башмака колонны.

В некоторых нефтегазоносных районах принято укреплять башмак колонны чистым цементным раствором в случае применения облегченных тампонажных растворов. Эта порция чистого цемента затворяется последней.

Без предварительного лабораторного опыта не рекомендуется затворять одновременно тампонажные цементы на базе шлака и портланд-цемента, чтобы избежать преждевременного схватывания шлакового раствора.

В процессе затворения тампонажных цементов необходимо вести систематический контроль за качеством тампонажного раствора, что осуществляется проверкой удельного веса. Допускаются колебания в показаниях не более 5% от удельного веса раствора, рецептура которого подобрана в лаборатории.

Перед началом цементирования машинисты, мотористы и операторы инструктируются и получают конкретное задание. Инструктирование проводит руководитель работ по цементированию.

Каждому машинисту сообщается объем жидкости, который должен перекачать обслуживаемый им агрегат. Мотористы обязаны следить за давлением, при котором следует прекращать продавку продавочной жидкости.

Сообщается последовательность затворенных смесей, порядок пополнения баков агрегатов продавочной жидкостью. Наблюдение за работой цементо-смесительной машины поручается машинисту агрегата, находящемуся около него.

Со всеми особенностями процесса цементирования скважин руководитель работ должен познакомить всех исполнителей.

После закачивания тампонажного раствора в скважину, продавки пробки и промывки линий приступают к продавке раствора.

Скорость наполнения мерных баков цементировочных агрегатов продавочной жидкостью должна превышать скорость закачки ее в скважину, чтобы избежать простаивания агрегатов в ожидании наполнения мерных емкостей.

Как правило, фактическое количество продавочной жидкости превышает расчетное, в связи с чем приходится перекачивать от 3 до 10% жидкости сверх расчетного.

Доведение цементировочной пробки до стоп-кольца следует производить одним-двумя цементировочными агрегатами. Для предотвращения продавливания пробки ниже стоп-кольца или во избежание его повреждения от мотористов требуется особое внимание. Давление «стоп» не должно превышать конечное давление продавки более чем на 25—30 кгс/см².

После проверки работоспособности обратного клапана колонны избыточное давление (на головке) следует снять и процесс ОЗЦ осуществлять «без давления» в колонне.

СОСТОЯНИЕ КОЛОННЫ ПРИ ЗАТВЕРДЕВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Подвеска колонны в процессе цементирования и ОЗЦ

Обычно при цементировании скважин обсадные колонны полностью разгружаются на ротор и цементируются на весу. Опыт показывает, что колонны при этом прихвачены, качество цементировочных работ снижается, а в скважинах со значительными забойными температурами такой способ подвески колонн может привести к дегерметизации резьбовых соединений и в отдельных случаях к разрыву колонны.

Причиной возникновения существенных растягивающих напряжений является защемление колонны с обоих концов и уменьшение температуры раствора в верхней части скважины.

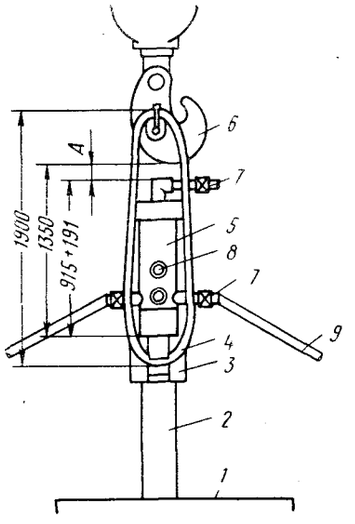


Рис. XI.47. Схема подвески обсадной колонны на талевой системе после цементирования.

1 — ротор; *2* — обсадная труба; *3* — элеватор; *4* — штропа; *5* — цементировочная головка; *6* — подъемный крюк; *7* — краны высокого давления; *8* — стопор цементировочной головки; *9—63*-мм манифольдные линии; *А* — зазор между угольником цементировочной головки и крюком (*А* ≈ 240 мм)

Поэтому рекомендуется цементирование колонн с подвеской и удержание их с помощью талевой системы на весу. В случае обнаружения увеличения нагрузки по индикатору веса как при цементировании, так и при ОЗЦ можно несколько разгрузить колонну. На рис. XI.47 показан один из возможных вариантов размещения элементов при подвеске колонны на крюке.

Сроки ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ)

Обоснованием для назначения сроков ОЗЦ служит время, в течение которого твердеющий тампонажный раствор приобретает определенные свойства.

Время приобретения определенных свойств у тампонажных растворов в основном определяется температурами в скважинах, составом и природой применяемого тампонажного материала.

Общий срок твердения цементного раствора для эксплуатационных колонн должен составлять 24 ч, для промежуточных колонн и кондукторов 10 ч.

В настоящее время глубины скважин возросли, условия изменились, количество типов тампонажных растворов увеличилось, изменились сроки их затвердевания.

1. В случае использования цементного раствора при цементировании эксплуатационных колонн можно рекомендовать срок ОЗЦ при забойных температурах до 75° — 1 сут.; при более высоких температурах (и особенно при высоте подъема раствора не более чем на половину глубины скважины) срок ОЗЦ может быть сокращен до 12 ч.

2. Для цементно-бентонитовых растворов состава 4 : 1 — 3 : 1 сроки ОЗЦ можно принять те же.

3. При использовании тампонажных растворов на базе доменных шлаков при забойных температурах до 120° С сроки ОЗЦ целесообразно удлинить до 36—48 ч. При более высоких температурах срок ОЗЦ можно сократить до 24 ч. Если разность забойной температуры и температуры у верхней части поднятого цементного раствора высока и превышает 50—75° С, срок ОЗЦ следует назначать исходя из специальных лабораторных исследований.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Методы оценки качества цементировочных работ и их надежность приобретают все большее значение в связи с ростом глубин и удорожанием их стоимости.

Качество работ зависит от большого количества факторов.

Все существующие методы контроля цементирования обсадных колонн можно разбить на две группы.

1. Методы контроля, характеризующие качество цементирования эксплуатационных колонн до возбуждения скважин (также после повторных цементирований).

2. Методы контроля, характеризующие качество цементирования колонн во время освоения и эксплуатации скважин.

К первой группе относятся термометрический, радиоактивный методы и метод ГГК, испытание герметичности обсадной колонны внутренним давлением или испытанием на приток (указанные методы применяются при оценке качества исправительных работ).

Методы, относящиеся ко второй группе, позволяют определить в основном пути движения посторонних вод: радиоактивный каротаж, методы термометра, резистивиметра и др.

Результат опробования продуктивного горизонта при сдаче законченной буре-

нием скважины в эксплуатацию является основным критерием качества цементировочных работ.

Термометрический метод

Термометрический метод оценки качества цементировочных работ практически дает возможность оценить только высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

Термометрические исследования изменения температуры твердеющего цементного раствора показали, что максимальные температуры при различных условиях твердения развиваются приблизительно через 2—4 ч после конца схватывания цементного раствора.

Термометрический метод имеет много ограничений. Он полностью неприменим при: исследовании глубоких высокотемпературных скважин, исследований скважин спустя 2—3 сут. после цементирования; закачивании малых количеств цементного раствора; цементировании скважин шлако-песчаной или облегченной смесью, выделяющих небольшое количество тепла при твердении и т. д.

Метод радиоактивных изотопов

Этот метод состоит в том, что цементирование скважин производится цементным раствором, активированным радиоактивным веществом. Для указанной цели растворяют соль активного изотопа в воде, которой затем затворяют цемент, добиваясь равномерного распределения изотопа по всему объему цементного раствора. После ОЗЦ в скважину спускают цементомер с индикатором гамма-излучения, окруженным цилиндрическим экраном с продольной щелью. Гамма-излучение, проходящее через щель в индикатор, не испытывает ослабления и зависит от толщины слоя, лежащего против цементного камня в затрубном пространстве. В результате измерения записывается кривая интенсивности гамма-излучения в функции угла поворота, что и характеризует изменение толщины цементного камня вокруг обсадной колонны.

Общий вид трехжильного цементомера представлен на рис. XI.48, а конструктивная схема на рис. XI.49.

Если цементный камень расположен вокруг колонны неравномерно, кривая распределения цементного камня будет иметь явно выраженные максимум и минимум. При равномерном распределении цементного камня кривая превращается в прямую, параллельную оси абсцисс. Чем больше

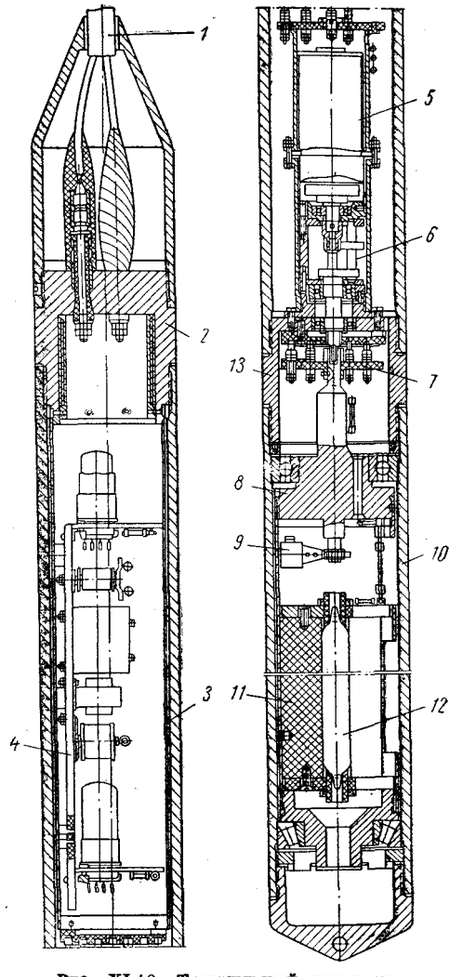


Рис. XI.48. Трехжильный цементомер.

1 — кабель; *2* — свечной мост; *3* — верхний патрубок; *4* — шасси; *5* — электродвигатель; *6* — редуктор; *7* — система щеток; *8* — основание; *9* — отвес; *10* — нижний патрубок; *11* — экран со счетчиком; *12* — разрядный счетчик; *13* — промежуточный мост.

разница в значениях максимума и минимума на кривой распределения цементного раствора, полученной цементомером, тем больше неравномерность слоя цементного камня вокруг колонны.

Точечные измерения сильно уменьшают производительность исследований и не позволяют получить полные сведения о распределении цементного раствора в затрубном пространстве вдоль оси скважины,

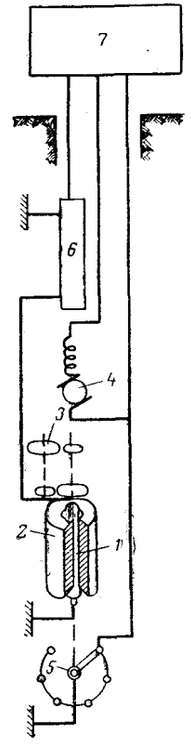


Рис. XI.49. Конструктивная схема цементомера.

1 — разрядный счетчик; *2* — свинцовый экран с продольной щелью; *3*, *4* — электродвигатель МУ-50 с редуктором; *5* — контактная система для отметок на кривой распределения цемента; *6* — узел электронной схемы в приборе; *7* — наземная панель управления.

что является большим недостатком метода. К недостаткам относятся также необходимость активации цементного раствора, вследствие чего в скважине долгое время нельзя проводить радиоактивный каротаж.

Гамма-гамма каротаж (ГГК)

Весьма эффективен метод гамма-гамма каротажа для установления высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Применение метода ГГК основано на измерении разности удельных весов (плотностей) цементного камня и бурового раствора. Поэтому чем выше разница удельных весов цементного и бурового растворов, тем более четко отбивается их граница. При разнице удельных весов материалов меньше 0,2 гс/см³, граница не отбивается. Местоположение границы цементного камня и бурового раствора отмечается снижением интенсивности рассеянных гамма-излучений (минимум на кривой ГГК). Резкая дифференцированность кривой ГГК объясняется неоднородностью цементного кольца, изменением диаметра скважины, эксцентричностью расположения колонны и т. д. До температур 70—80° в скважинах используют цементомер ВУФ-1. Для температур до 120—130° изготовлен макет цементомера ВУФ-2, принципиально не отличающийся от первого.

В КФ ВНИИГеофизика был сконструирован и внедрен многоканальный цементомер на одножильном кабеле. Четырехканальный цементомер СКЦ-4 на одножильном кабеле предназначен для исследования распределения цементного камня после цементирования в скважинах с диаметром колонны 146 и 171 мм.

Первичная обработка цементограмм не отличается от обработки результатов электрического и радиоактивного каротажа, но при монтаже диаграмм все кривые цементомера вычерчиваются тушью различного цвета и имеют общий нуль.

Следует отметить, что в случае одностороннего распределения цементного камня или эксцентриситета колонны кривые цементомера могут не воспроизводиться, что объясняется вращением прибора в скважине, поэтому на кривых обычно выделяют несколько характерных линий, например, линии цементопоказания прибора в призабойной части, где результаты цементирования считают обычно удовлетворительными; линия раствора — максимальные показания прибора на участке отсутствия цементного камня и т. д.

Акустический метод

В практике бурения применяется акустический метод определения качества цементирования скважин. Этот метод основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим методом отличается колебаниями значительно больших амплитуд в сравнении с участком той же колонны, но качественно зацементированной. Установлено, что звуковой сигнал, проходящий через обсадную трубу, зависит от плотности прилегания цементного камня к трубе. Амплитуда сигнала, проходящего через пласт, зависит от наличия контакта между цементным камнем и пластом. Сигнал, проходящий через трубу, плотно прилегающую к цементному камню, имеет очень маленькую амплитуду колебаний. Если цементный камень не плотно прилегает к пласту, амплитуда колебаний растет.

Метод контроля качества разобщения пластов подвижным радиоактивным репером

Метод позволяет осуществлять контроль за качеством разобщения пластов при наличии перетока жидкости между

изолируемыми пластами или в период освоения скважины.

Установка подвижного репера осуществляется с помощью устройства, состоящего из вваріваемого в колонну корпуса, зажимной втулки, предохранителя и ампулы с радиоактивным изотопом. От избыточного давления жидкости, которое создается в момент получения давления «стоп», диафрагма устройства прорывается, и поршень разбивает ампулу с радиоактивной жидкостью. Происходит впрыскивание изотопов в затрубное пространство и на стенку скважины. При некачественном цементировании затрубного пространства во время освоения скважины или ее эксплуатации поток воды будет продвигаться к зоне фильтра вместе с радиоактивными изотопами.

Опрессовка и опорожнение колонн

Широко распространенными и обязательными методами оценки результатов цементирования обсадных колонн являются два вида испытания обсадных колонн: 1) нагнетанием и 2) снижением уровня. В основном применяется первый метод. В сомнительных случаях применяют второй метод как контрольный.

При испытании нагнетателем колонна считается герметичной, если в течение 30 мин давление не снижается более чем на 5 кгс/см². В случае неудовлетворительного испытания (негерметичная колонна) последующим нагнетанием жидкости определяют количество поглощаемой в единицу времени жидкости, а также соответствующее этому поглощению давление. При использовании метода снижения уровня колонна считается герметичной, если уровень жидкости не поднимается более, чем на 1 м за 8 ч. Уровень обычно замеряется в течение 2—4 ч с помощью аппарата Яковлева с последующим пересчетом результатов на 8 ч.

Для скважин, бурящихся с использованием буровых растворов удельного веса более 1,4 гс/см³, опрессовку рекомендуется производить тем же утяжеленным раствором. В этих скважинах испытание герметичности обсадной колонны снижением уровня жидкости можно заменить промывкой ствола скважины и замещением раствора чистой водой. Если после этой операции в течение 1 ч не будет наблюдаться перелива или выделения газа, колонна обсадных труб считается герметичной.

В глубоких скважинах, где при замене утяжеленного раствора водой может произойти смятие колонны наружным давлением, герметичность колонны можно проверить лишь до глубины, при которой допустима замена раствора водой.

В некоторых районах после обвязки устья газовой скважины колонну опрессовывают воздухом, причем межколонное пространство опрессовывают на давление 60—80 кгс/см² (учитывая прочность труб кондуктора).

ЦЕМЕНТЫ

В широком понимании тампонажным цементом следует называть продукт, состоящий из вяжущих веществ (портландцемента, шлака, извести и т. д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака и др.) или органических (хлопковых, очесов, отходов целлюлозного производства и пр.) добавок, дающих после затворения водой раствор, а затем камень обусловленного качества.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные материалы делятся на а) тампонажные цементы на основе портланд-цемента; б) тампонажные цементы на основе доменных шлаков; в) известково-песчаные смеси; г) прочие тампонажные цементы (белитовый и др.).

От рода добавок и условий применения тампонажные цементы и растворы можно разделить на песчаные, волокнистые, гельцементы, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные и утяжеленные растворы, растворы с низкой водоотдачей, водоэмульсионные, нефте-цементные растворы и др.

В настоящее время установлена следующая номенклатура тампонажных материалов (на базе портланд-цементов и шлака).

1. Облегченные цементы для получения растворов удельного веса 1,40—1,60 гс/см³, на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин по ГОСТ 1581—63, а также на основе шлако-песчаной смеси (для температур 90—140° С).

В качестве облегчающего компонента допускается использовать глины (глинопорошки) или активные гидравлические добавки (пемза, диатомит, трепел, опока и др.).

2. Утяжеленные цементы для получения растворов удельного веса не менее 2,15 гс/см³ на базе тампонажного цемента по ГОСТ 1581—63 для «холодных» и «горячих» скважин, а также на основе шлако-песчаной смеси (для температур 90—140° С)

В качестве утяжеляющих добавок можно использовать барит, магнетит и другие утяжелители.

3. Термостойкие шлако-песчаные цементы для скважин с температурами 90—140° С.

4. Термостойкие шлако-песчаные цементы для цементирования скважин с температурой 140—180° С (на базе ферромарганцевых шлаков).

5. Низкогигроскопичные.

Технические условия. Тампонажные цементы при отгрузке их с цементных заводов должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Через сито № 008 (4900 отв/см²) должно проходить не менее 85% (по весу) взятой пробы.

2. Растекаемость цементного раствора состава с В : Ц 0,5 характеризуется расплавом массы диаметром не менее 18 см.

3. Начало схватывания тампонажного портланд-цементного раствора указанной растекаемости, определяемой при температуре 22 ± 2° С и 75 ± 3° С *, должно быть не менее 2 ч и 1 ч 45 мин соответственно, конец схватывания после затворения не позднее 10 ч и 4 ч 30 мин соответственно.

4. Нормы предела прочности при изгибе для образцов балочек размером 4 × 4 × × 16 см, стандартно изготовленных из цементного раствора с 50% воды по отношению к весу цемента, после двухсуточного твердения при температуре 22 ± 2° С и 75 ± 3° С устанавливаются соответственно не менее 27 и 62 кгс/см².

Камень из тампонажного цемента должен иметь низкую проницаемость (желательно не более 2—5 мд **).

Состав и свойства тампонажного портланд-цемента. Тампонажный портландцемент является гидравлическим вяжущим.

Примерный химический состав портланд-цемента, %

Окись кальция CaO	60—67
Кремнезем SiO_2	17—25
Глинозем Al_2O_3	3—8
Окись железа Fe_2O_3	0,3—0,6
Окись магния MgO	0,1—4,5
Сернистый ангидрит SO_3	0,3—1,0
Фосфорный ангидрит P_2O_5	0,1—0,3
Окись K и Na (K_2O+Na_2O)	0,5—1,3
Двуокись титана TiO_2	0,2—0,5

Свободная окись кальция должна быть химически связанной, иначе она вызывает неравномерное изменение объема твердеющего цементного раствора и приводит к образованию трещин. Окись кальция способствует получению высокоосновных силикатов, алюминатов и ферритов, которые являются наиболее гидравлически активными составляющими цемента.

Кремнезем способствует повышению сульфатостойкости цементного камня, придает цементу гидравлические свойства, повышает его температуростойкость.

Глинозем входит в состав алюминатных фаз портландцемента. Повышенные его количества способствуют ускорению сроков схватывания и понижению стойкости камня в минерализованных водах.

Считают, что MgO, K_2O, Na_2O, SO_3 и P_2O_5 являются нежелательными составляющими и содержание их нормируется. Присутствие TiO_2 в количествах, близких к 4%, несколько повышает прочность.

Определяющее влияние на сроки схватывания цементного раствора, прочность и проницаемость камня оказывают скорость и характер процессов гидратации, которые для одного и того же цемента определяются температурой, давлением, водо-цементным отношением и др. При увеличении удельной поверхности цемента, температуры и давления среды, уменьшении водо-цементного отношения процессы схватывания и твердения раствора и камня ускоряются. Свойства раствора и камня зависят от срока и условий хранения цемента.

Испытание цемента

Поступившую в лабораторию пробу цемента хранят до испытания в доставленной таре в сухом помещении. При испытании каждой пробы ее просеивают, определяют тонкость помола цемента, нормальную густоту, равномерность изменения объема, растекаемость цементного раствора, сроки схватывания, предел прочности при изгибе, проницаемость цементного камня (стандартом пока не предусматривается).

Определение растекаемости цементного раствора. Важным свойством цементного

* Согласно ГОСТ 1581—63 на тампонажный цемент.

** Норма проницаемости в ГОСТ 1581—63 не предусмотрена, требует уточнения.

Таблица XI.10

Состояние раствора	Растекаемость по конусу, см, время замера, ч — мин, через					
	0—03	0—10	0—30	1—00	2—30	5—00
Непрерывное перемешивание	24,0	22,0	19,5	16,5	12,5	8,5
Без перемешивания	24,0	20,0	14,5	12,0	10,0	8,0

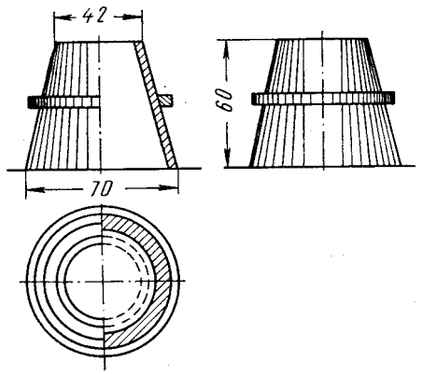


Рис. XI.50. Конус АзНИИ для определения растекаемости цементного раствора.

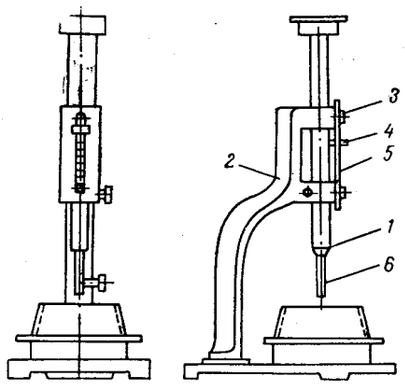


Рис. XI.51. Прибор Вика для определения сроков схватывания цементных растворов.

раствора является его подвижность, которая в начальный момент после затворения устанавливается при помощи усеченного конуса (АзНИИ ДН) объемом 120 см³ с верхним диаметром 36 ± 0,5 мм в свету, нижним 64 ± 0,5 мм и высотой 60 ± 0,5 мм. Вес конуса должен быть не менее 300 г (рис. XI.50). Он изготавливается из нержавеющей стали, внутренняя поверхность полируется.

При определении нормальной растекаемости цементного раствора конус помещают на горизонтально установленное стекло, под которым начерчены концентрические круги через 5 мм один от другого. Диаметр наименьшего круга 100 мм, наибольшего 200 мм. Цементным раствором наполняют до краев конус, избыток срезается ножом, затем конус плавно поднимают. Величина растекаемости определяется отсчетом диаметра расплывшегося раствора в двух направлениях (наибольшее и наименьшее), берется среднее.

С течением времени растекаемость раствора из тампонажного портландцемента заметно снижается, тем более если раствор находится в покое (табл. XI.10).

Определение сроков схватывания цементного раствора. Определение сроков схватывания цементного раствора производится на приборе Вика (рис. XI.51). Прибор состоит из цилиндрического металлического стержня *1*, свободно перемещающегося в обойме станины *2*. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит зажимной винт *3*. Стержень снабжен указателем *4* для отсчета перемещения его относительно разделенной на миллиметры шкалы *5* станины. Игла *6* имеет диаметр 1,1 мм и длину 50 мм. Вес перемещающейся части прибора должен быть 300 г. Внутренние диаметры кольца: верхний 65, нижний 75 и высота 40 мм.

При определении сроков схватывания игла доводится до соприкосновения с поверхностью раствора в кольце, стержень закрепляется винтом, после чего, отвинчивая его, дают стержню свободно падать. За начало схватывания раствора принимается время от момента затворения до того момента, когда игла не доходит до дна кольца на 0,5—1,0 мм. За конец схватывания принимается время от затворения до момента, когда игла погружается в тесто на 1 мм. Таким образом, определяются сроки схватывания растворов при температуре 22° С.

При более высоких температурах (но без давления) кольцо с испытуемым цементным раствором погружается в баню с необходимой температурой. Периодически кольцо извлекается из бани и устанавливается под прибор Вика, игла сбрасывается. Сроки схватывания раствора отсчитываются от момента затворения раствора.

Определение сроков схватывания тампонажных растворов при высоких температурах и давлениях. Для определения сроков схватывания тампонажных растворов при высоких температурах А. И. Булатовым и Е. К. Мачинским предложен специальный автоклав (рис. XI.52), рассчитанный на рабочее давление до 1000 кгс/см². Внутри автоклава устанавливается стойка с набором 5—6 игл Вика весом 300 г каждая. Иглы укрепляются в пробках *5*, скрепленных с трубкой *4*, имеющей на конце верхнюю пробку *3*. С помощью шляпки верхней пробки игла фиксируется в верхнем положении на тарелке *2*, имеющей прорезь под шляпку верхней пробки. При вращении штока *1* прорезь тарелки подходит под шляпку пробки, и стержень с иглой

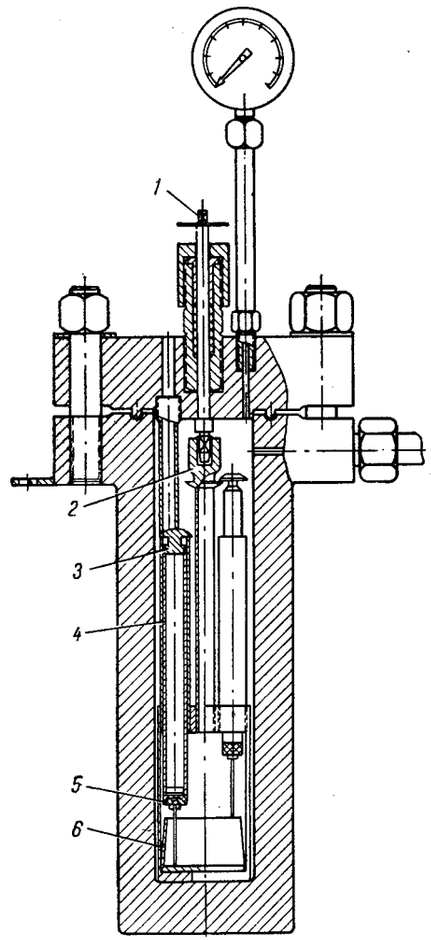


Рис. XI.52. Автоклав для испытания цементов при высоких температурах и давлениях.

падает, погружаясь в кольцо-стаканчик *6*, наполненный испытуемым цементным раствором и установленный под взведенными иглами.

Для определения загустеваемости тампонажных растворов применяется консистометр (рис. XI.53). Прибор рассчитан на максимальное рабочее давление 1000 кгс/см² и температуру 200° С.

Принцип действия прибора основан на дистанционном измерении момента на лопастном устройстве, создаваемого цементным раствором при загустевании его в стакане, вращающемся с заданной скоростью. Лопастное устройство заторможено измерительной пружиной, угол закручивания которой с помощью торцового кулачка преобразуется в линейное перемещение плунжера внутри катушек дифференциально-трансформаторного датчика и регистрируется дифференциально-трансформаторным самопишущим устройством. Корпус датчика выполнен из немагнитного материала.

Нагрев цементного раствора в стакане производится через подогрев масла в автоклаве с помощью трубчатого электронагревателя типа ТЭН, помещенного внутри измерительной камеры.

Скорость нагрева автоклава регулируется с помощью ЛАТР. Давление создается прессом.

Вращение стакана осуществляется электродвигателем через коробку передач. Конструкция предусматривает охлаждение.

Определение механической прочности цементных образцов. Для установки механической прочности цементного камня изготавливаются образцы-призмы (балочки). Формы выполняются из стали. Размеры форм с допускаемыми для них отклонениями указаны в табл. XI.11.

Необходимо проверять плоскостность форм. Неразъемные надставки к формам изготавливаются из того же материала, что и формы. Высота надставки 5 мм (±0,1 мм), ширина и длина окон и перегородок соответствует тем же элементам форм.

Смазанную машинным маслом форму заполняют перемешанным в течение 3 мин цементным раствором с необходимым водоцементным отношением. Формы заполняются последовательно в два приема: вначале до половины, затем вровень с надставкой. По истечении 1 ч после затворения надставку снимают и поверхность раствора срезают ножом.

Образцы, твердеющие при температуре 22 ± 2° С, первые сутки хранят в формах в ящике с относительной влажностью 80—90%. Через 24 ± 2 ч после затворения образцы освобождают от форм, нумеруют

Таблица XI.11

Размеры форм	Номинальный размер, мм	Предельные значения размеров, допускаемых при изготовлении, мм		Предельные значения размеров, допускаемых после износа, мм
		верхнее	нижнее	
Ширина	40,0	40,1	39,9	40,5
Высота	40,0	40,1	39,9	40,5
Длина	160,0	160,5	159,5	161,0

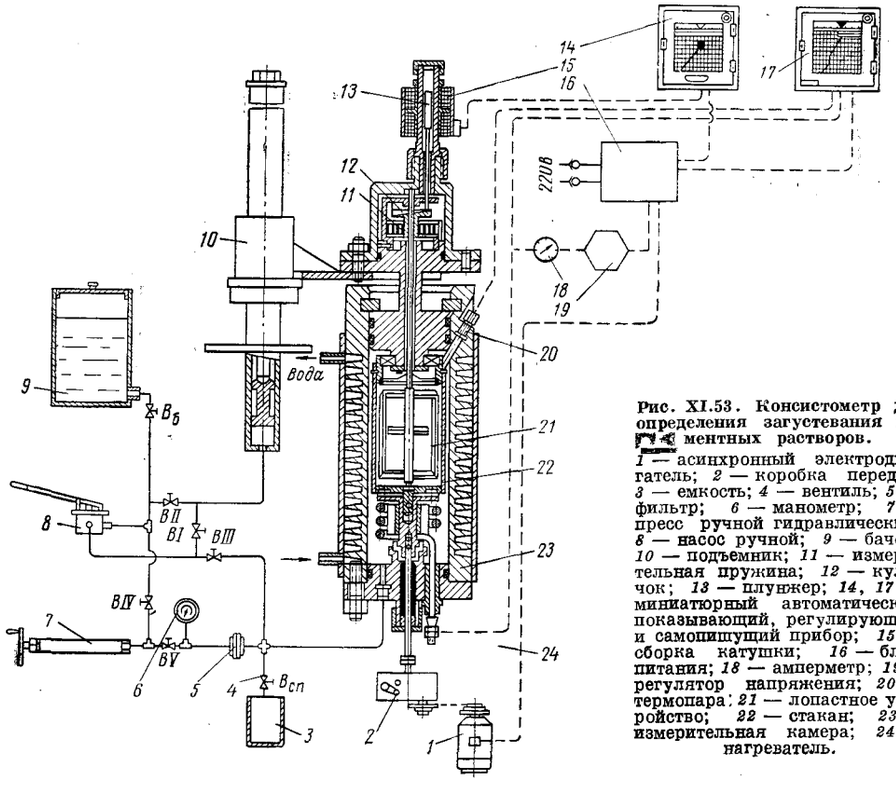


Рис. XI.53. Консистометр для определения загустевания цементных растворов.
1 — асинхронный электродвигатель; *2* — коробка передач; *3* — емкость; *4* — вентиль; *5* — фильтр; *6* — манометр; *7* — пресс ручной гидравлический; *8* — насос ручной; *9* — бачок; *10* — подъемник; *11* — измерительная пружина; *12* — кулачок; *13* — плунжер; *14*, *17* — миниатюрный автоматический показывающий, регулирующий и самопишущий прибор; *15* — сборка катушки; *16* — блок питания; *18* — амперметр; *19* — регулятор напряжения; *20* — термопара; *21* — лопастное устройство; *22* — стакан; *23* — измерительная камера; *24* — нагреватель.

и хранят в воде с температурой 22 ± 2° С до момента испытания.

Образцы, твердеющие при температуре 75 ± 3° С, после удаления избытка раствора из форм накрывают стеклянной или стальной пластиной и помещают в термостат с водой указанной температуры. Через 24 ± 2 ч образцы извлекают из форм, нумеруют и помещают в тот же термостат для последующего хранения.

Образцы, твердевшие при температуре 22° С, испытываются сразу же после извлечения из ванны и обтирания. Образцы, твердевшие при 75° С, предварительно охлаждаются при температуре 22° С в течение 2,5 ч. Стандартный срок твердения образцов принят 48 ч.



Рис. XI.54. Формы для изготовления образцов цемента при высоких температурах и давлениях.

Изготовление образцов при высоких температурах и давлениях. В автоклав (см. рис. XI.54) помещают смазанные машинным маслом разборные формы размером 4 × 4 × 17 см (рис. XI.54) с налитым в них цементным раствором. Автоклав наполняют водой, герметизируют и создают нужную температуру и давление. После 46 ч твердения в течение 1—1,5 ч автоклав охлаждается. Извлеченные из автоклава и освобожденные от форм образцы охлаждают при комнатной температуре, согласно Временной инструкции по цементированию скважин с высокой забойной температурой, в течение 2 ч 30 мин, после чего подвергают испытанию.

Испытание образцов на изгиб. Испытание производится в комнатных условиях на рычажном приборе с соотношением плеч 1 : 50 (рис. XI.55). После уравновешивания рычагов прибора (обычно без ведерка) на верхний рычаг вешают рейтер (груз около 50 г), устанавливают балочку на опоры,

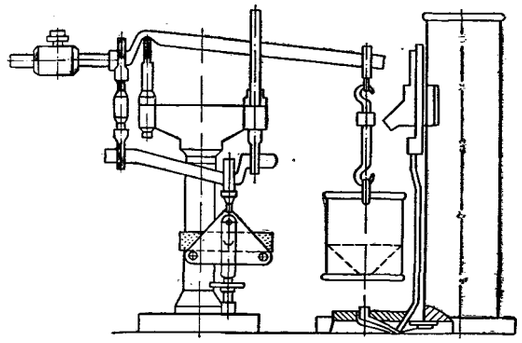


Рис. XI.55. Прибор для испытания образцов цемента на изгиб.

центрируют ее, рычаг поднимают до соответствующей риски. Затем вешают ведерко, снимают рейтер и нагружают ведерко дробью. Скорость истечения дроби должна быть примерно 100 г/с. Когда вес дроби станет равен разрушающей нагрузке, образец разрушится. Предел прочности при изгибе определяют по формуле

$$\sigma_{из} = \frac{3\kappa pl}{2bh^2} \text{ [кгс/см}^2\text{]},$$

где p — вес ведерка (если уравновешивание рычагов производилось без него) с дробью, определенный с точностью до 10 г., в кг; k — коэффициент прибора; $k = 50$; l — расстояние между опорами прибора; в настоящее время l принято 10 см ГОСТ 1581—63; b и h — ширина и высота призмы, равные по 4 см.

Среднее значение вычисляется как среднеарифметическое из трех наиболее близких результатов при твердении образцов при температуре 22 и 75° С.

Определение проницаемости цементного камня из тампонажного цемента. Проницаемость цементного камня следует определять по методике, принятой для кернов. Определение проницаемости образцов целесообразно производить на приборе ГК-5 по известной методике сразу же после высушивания, так как цементный камень (в зависимости от условий и срока твердения) может изменять свои свойства. Испытания цементных образцов, твердевших при различных температурах и давлениях, показывают, что они имеют приемлемую плотность при проницаемости примерно 2—4 мд.

Влияние температуры и других факторов на свойства цементного раствора и камня. Наиболее существенное влияние на сроки схватывания, механическую прочность, проницаемость и другие параметры оказывают температура, давление и минерализованные пластовые воды.

В процессе цементирования скважин следует различать температуру при циркуляции раствора, имеющую основное значение при цементировании скважин, и температуру установившегося теплового режима. На распределение температур в скважине оказывает влияние циркулирующий раствор (скорость потока и др.), конструкция скважины и т. д.

Б. И. Есьман предложил определять температуру t_h при циркуляции раствора в скважине на различной глубине h по формуле

$$t_h = ah + bH + t_0,$$

где H — глубина скважины; t_0 — среднегодовая температура воздуха; a и b — коэффициенты, определяемые по данным устьевых и забойных температур для данного района для скважин одинаковой конструкции, при промывке которых прокачивалось одинаковое количество буровой жидкости со сходными параметрами.

И. А. Карманов для определения забойной температуры при циркуляции раствора предложил формулу

$$t_з = t_{ст} + t_{у_0} - t_у,$$

где $t_{ст}$ — статическая температура в скважине после остановки циркуляции спустя 15—20 ч; $t_{у_0}$ — температура раствора на глубине 40—50 м, которая отмечается на устье спустя 2—4 мин после восстановления циркуляции; $t_у$ — температура раствора на устье скважины после 1—1,5 циклов циркуляции раствора.

Давление следует различать статическое и динамическое. При статическом[1] давлении

[1] Статическое давление изменяется как во время ОЗЦ, так и при эксплуатации.

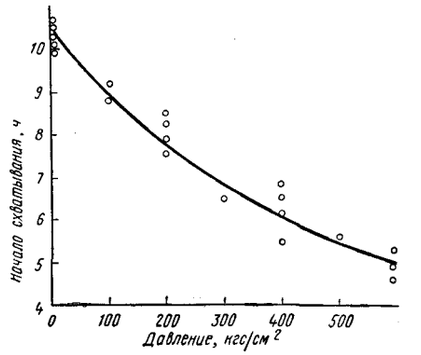


Рис. XI.56. Изменение начала схватывания цементного раствора при различных температурах и давлении 50 кгс/см².

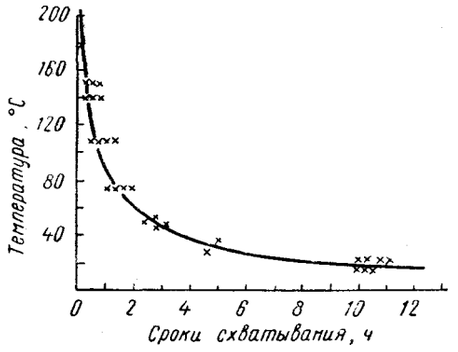


Рис. XI.57 Изменение начала схватывания цементного раствора при температуре 22° С и различном давлении.

в основном происходит твердение цементного камня, при динамическом закачивается цементный раствор.

Минерализованные пластовые воды обычно являются агрессивной средой, способствующей разрушению цементного камня, особенно если агрессивная вода через него фильтруется, т. е. когда камень проницаем. При этом наблюдается объемная коррозия. Поэтому повышение стойкости цементного камня в агрессивных средах связано в первую очередь с обеспечением плотности цементного камня.

Влияние температуры и давления на сроки схватывания цементных растворов. Температура является основным фактором, ускоряющим сроки схватывания цементных растворов. Давление оказывает менее

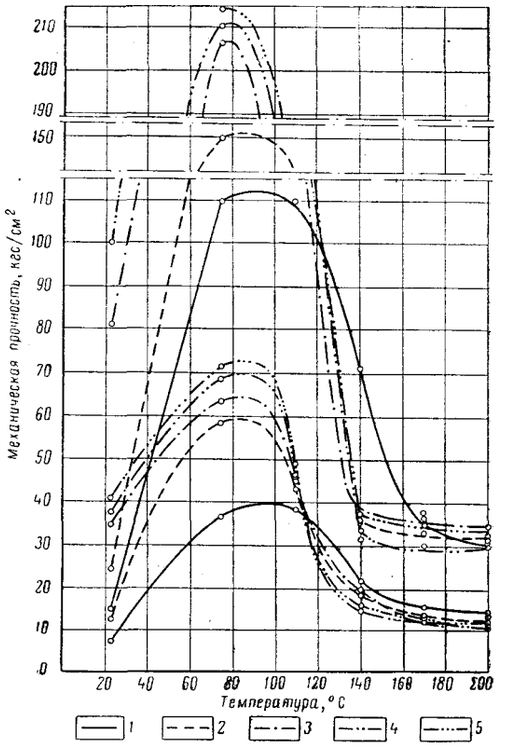


Рис. XI.58. Изменение механической прочности цементных образцов при давлении 400 кгс/см² и различных температурах.

Образцы твердели: *1* — 12 ч; *2* — 24 ч; *3* — 48 ч; *4* — 96 ч; *5*—168 ч.

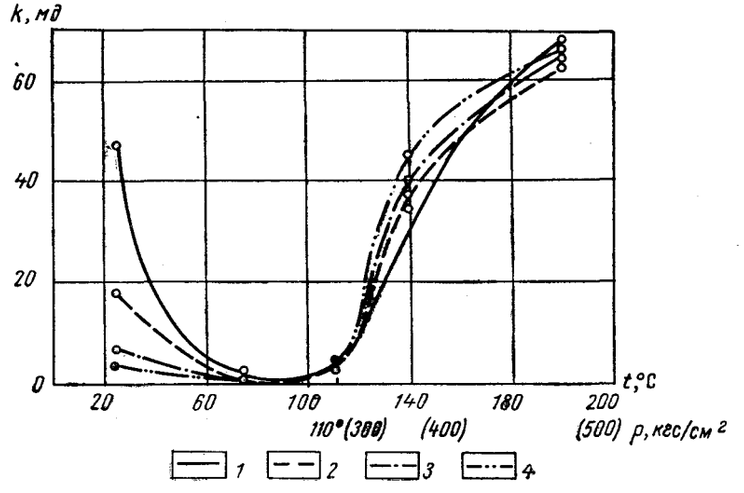


Рис. XI.59. Изменение проницаемости цементных образцов при различных температурах и давлениях.

Образцы твердели: *1* — 12 ч; *2* — 24 ч; *3* — 48 ч; *4* — 96 ч.

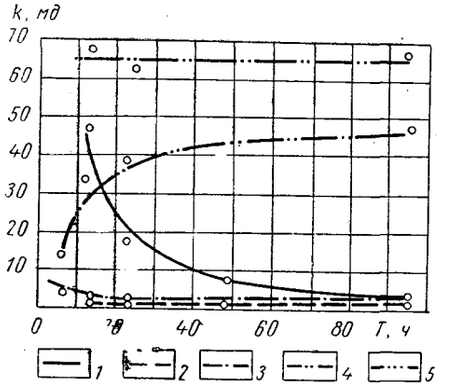


Рис. XI.60. Изменение проницаемости цементных образцов при различных сроках твердения.

Образцы твердели: *1*—22° С; *2*—75° С; *3*—110° С и 300 кгс/см²; *4*—140° С и 400 кгс/см²; *5*—200° С и 500 кгс/см².

существенное влияние. На рис. XI.56 показано изменение начала схватывания раствора из тампонажного портланд-цемента от температуры. Уже при температурах, близких к 100° С, начало схватывания цементного раствора меньше 30 мин.

Изменение начала схватывания растворов из тампонажных портландцементов от давления показано на рис. XI.57. Повышение давления до 600 кгс/см² способствовало ускорению начала схватывания раствора почти вдвое.

С повышением температуры относительное влияние давления на сроки схватывания снижается.

При вылеживании цементов сроки схватывания растворов, приготовленных из них, замедляются, раствор становится более вязким.

Увеличение водо-цементного отношения способствует замедлению сроков схватывания растворов, однако если температуры выше 90—100° С эффект замедления мал.

Влияние температуры и давления на механическую прочность и проницаемость цементного камня. Повышение температуры и давления при температурах примерно до 100° С и стандартных сроках твердения способствует повышению прочности и уменьшению проницаемости цементного камня. С ростом температуры выше 100—120° С прочность портланд-цементного камня падает, проницаемость увеличивается. На рис. XI.58 показано изменение прочности цементного камня в зависимости от температуры. Наибольшая прочность и наименьшая проницаемость камня из портландцемента (рис. XI.59 и XI.60) соответствуют температурам 60—100° С.

Повышение водо-цементного отношения интенсивно снижает прочность и повышает проницаемость камня. Увеличение тонкости помола портландцемента способствует получению более прочного и плотного камня.

УЛУЧШЕНИЕ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Ускорители и замедлители сроков схватывания цементных растворов. В некоторых случаях требуется сократить сроки схватывания цементных растворов. Наиболее эффективно действующим ускорителем является хлористый кальций. С понижением температуры его влияние возрастает, с повышением — ослабевает. Добавка 1—2% $CaCl_2$ к цементу ускоряет при температуре 22° С сроки схватывания раствора в 1,5—2,5 раза. Прочность возрастает.

Эффективным ускорителем сроков схватывания является такое жидкое стекло, однако прочность камня несколько снижается.

В качестве ускорителя сроков схватывания используется и добавка поваренной соли в количестве до 2—3%.

В связи с ускорением сроков схватывания цементных растворов при высоких температурах и давлениях для их замедления применяют замедлители: дубовый экстракт, борную кислоту, сернокислое железо, буру, гипан, сульфит-спиртовую барду (ССБ), натриевую соль карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), технический винный камень (ТВК), виннокаменную кислоту (ВК) и др. Чаще других применяются ССБ, КМЦ, реже ТВК, ВК и некоторые другие реагенты вследствие их высокой стоимости или дефицитности.

Сульфит-спиртовая барда должна отвечать техническим условиям на изготовление и приниматься со свойствами продукта, применяемого в литейном производстве. При 50%-ной концентрации ССБ должна иметь удельный вес 1,26—1,28 гс/см³. ССБ разжижает цементные растворы, но добавки ее более 0,5% вызывают пенообразование, в связи с чем необходимо вводить пеногасители (например НЧК — нейтрализованный черный контакт). ССБ замедляет сроки схватывания цементных растворов, если температура не превышает 100—110° С. Однако на некоторые цементы она действует как ускоритель.

КМЦ — активный замедлитель до температур примерно 130—140° С и высоких давлениях. Она не вспенивает растворы, стабильна, эффективна, но дозировки КМЦ более 0,5% способствуют загустеванию цементных (особенно цементно-бентонитовых) растворов, что требует введения дополнительного количества воды или 0,1—0,2%

в ССБ качестве разжижителя. Рабочие дозировки КМЦ 0,3—0,6% и до 1,0%. КМЦ эффективно действует на лежалые цементы — можно получить растворы с началом схватывания 2,0—2,5 ч при температуре 140° С и давлении 600 кгс/см². Применяемый 10%-ный раствор КМЦ приготовляется при перемешивании ее в воде с температурой 60—80° С.

При более высоких температурах сроки схватывания цементных растворов эффективно замедляются ВК и ТВК. При температурах 150° С и давлении 500 кгс/см² 0,5% ВК увеличивают начало схватывания цементных растворов до 1,0—1,5 ч, а при температуре 170° С и давлении 700 кгс/см² добавка 1,25% — до 1,5—2 ч. Еще больший замедляющий эффект дает смесь винокаменной (1,25%) и борной (0,25—0,50%) кислот.

ТВК — надежный замедлитель сроков схватывания цементных и цементно-песчаных растворов в скважинах с температурой до 200° С. Однако большое количество ТВК плохо растворимо. Прочность цементного камня, обработанного ВК или ТВК, превышает прочность чистого камня, твердеющего в тех же условиях.

Количество ускорителя или замедлителя должно определяться отдельно для каждого конкретного случая, так как их действие зависит от химико-минералогического состава цемента, качества воды и реагента, условий окружающей среды и т. д. Поэтому нельзя дать универсальных рецептов химической обработки растворов и применять их без проверки в каждом случае.

Влияние добавок песка на физико-механические свойства портландцементного камня. При высоких температурах и давлениях низкую прочность и плотность камня из портландцемента можно повысить путем введения в него кварцевого песка и некоторых других кремнеземистых добавок.

На свойства цементно-песчаных смесей наибольшее влияние оказывают минералогический состав песка, размер и форма зерен, его предварительная обработка и т. д. При выборе кварцевых песков следует отдавать предпочтение тем, которые содержат: слюды — более 0,5%; серных и сернокислых соединений в пересчете на SO_3 — не более 1%. Желательно применять песок с высоким содержанием SiO_2, однако при отсутствии чистого высококачественного кварцевого песка следует использовать имеющийся. Введение в портландцементы кварцевого песка при высоких температурах резко улучшает физико-механические свойства портландцементного камня, повышает сопротивляемость его агрессивным водам. Добавление кварцевого песка желательно, а при высоких температурах необходимо.

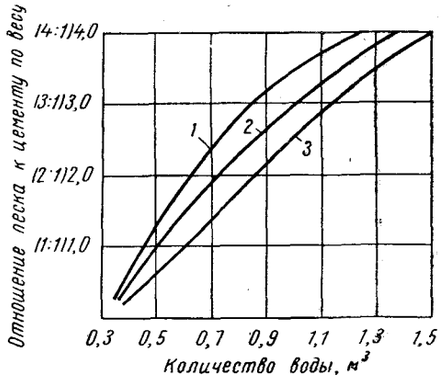


Рис. XI.61. График определения необходимого количества воды для цементно-песчаных смесей

В качестве добавки можно применять кварцевый песок любого гранулометрического состава, но менее желателен мелкий с большим количеством пылеватых фракций, требующих введения повышенного количества воды. При наличии нескольких кварцевых песков целесообразно выбирать тот, у которого фракция, прошедшая через сито со стороной ячейки 0,15 мм, составляла не более 30%. Помол песка осуществлять нецелесообразно. Для кварцевого песка удельного веса приблизительно 2,6 гс/см³ желательно, чтобы песок был не крупнее 0,6—0,7 мм; при удельном веса 3,0 гс/см³ (кварцево-железистые пески) с максимальной величиной зерен 3—4 мм. В противном случае в процессе приготовления цементно-песчаного раствора на скважине песок выпадает в емкости.

Приготовление цементно-песчаных смесей. Однородную смесь можно получить при перемешивании цемента и песка в момент загрузки бункера. Равномерность смеси повышается, если ее пропустить через промежуточный бункер. При наличии тарельчатых дозаторов цемент и песок смешиваются лучше. Для обеспечения растекаемости 16—19 см по конусу АзНИИ цементного раствора 1 : 0 требуется 38—45% воды от веса цемента. Для определения необходимого количества воды составлен график (рис. XI.61). Вследствие непостоянства гранулометрического состава песков количество воды необходимо подбирать с учетом размера зерен: 1,15—0,6 мм (кривая *1*); 0,6—0,3 мм (кривая *2*); мельче 0,3 мм (кривая *3*), примерно 60% песка этой фракции имела размер 0,2—0,07 мм. На рис. XI.61 по оси ординат нанесены числа, показывающие весовое отношение песка к цементу; на оси абсцисс — количество воды в кубических метрах, необходимое для получения цементно-песчаного раствора при растекаемости 16—19 см. Выпускаемые тампонажные портландцементы, давая растворы при водо-цементном отношении 0,5 с растекаемостью до 25 см, допускают введение песка до 20—25%, чем следует ограничиться при температурах до 20—50° С; при этом масса имеет удовлетворительную растекаемость. При температуре 75—110° С количество песка можно увеличить до 30—35% от веса цемента. При более высоких температурах количество кварцевого песка можно увеличить до соотношения цемента и песка 2 : 1—1 : 1; при большем количестве песка целесообразно вводить поверхностно-активные вещества. При высоких температурах и давлениях проницаемость цементно-песчаного камня близка к нулю.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ СОРТА ЦЕМЕНТОВ

Шлако-песчаные цементы. Для цементирования скважин с забойными температурами 120—200° С и давлениями до 1000 кгс/см² Е. К. Мачинским, А. И. Булатовым и А. Н. Стафикопуло был разработан тампонажный цемент, роль вяжущего в котором выполняет доменный шлак, роль регулятора сроков схватывания — кварцевый или кварцево-магнетитовый песок. Более активны гранулированные основные шлаки, менее активны — кислые, комовые, на базе которых созданы растворы для температур порядка 300° С. Для подобных условий А. И. Булатовым и Д. Ф. Новохатским разработан цемент на базе ферромарганцевого шлака.

При температурах 20—30° С шлако-песчаные растворы состава 2 : 1—1 : 1 из выдержанных после помола более 20 дней шлаков сроки схватывания могут превышать 2—3 мес. При температурах, близких к 100—120° С, сроки схватывания шлако-песчаных растворов достигают 2—10 ч и более (в зависимости от химико-минералогического состава шлака, степени его грануляции, срока и условий хранений после помола).

Анализ показывает, что шлако-песчаные растворы с успехом могут применяться и при температурах 200° С и давлении 700 кгс/см². На основе кислых комовых шлаков (и лежалых гранулированных) получены растворы, которые можно применять при температуре до 300° С и давлении 1000 кгс/см² и выше. С повышением температуры прочность шлако-песчаного камня увеличивается. На рис. XI.62 показано изменение прочности шлако-песчаного камня в зависимости от содержания песка.

Существенное влияние на сроки схватывания шлако-песчаного раствора оказывает

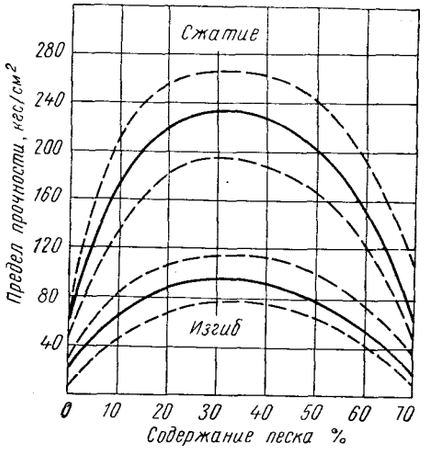


Рис XI.62. Влияние количества песка на механическую прочность шлако-песчаных образцов при температуре 150° С и давлении 500 кгс/см².

срок хранения шлака после помола. На рис. XI.63 показано изменение сроков схватывания шлакового раствора при температуре 140° С и давлении 400 кгс/см² в зависимости от срока хранения ждановского шлака после его помола. Работы по цементированию с шлако-песчаными растворами показали, что эти цементы могут широко применяться для всех видов работ в глубоких скважинах всех категорий. В каждом конкретном случае необходимо подбирать рецептуру раствора в соответствии с условиями скважины.

Облегченные тампонажные растворы. Подъем цементного раствора удельного веса 1,85—1,90 гс/см³ при нормальном буровом

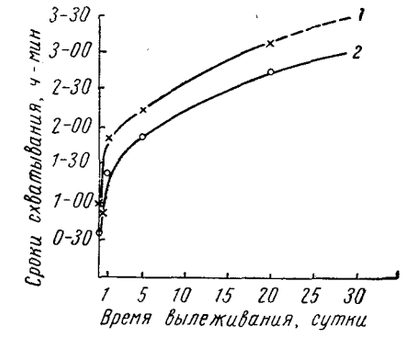


Рис. XI.63. Изменение сроков схватывания шлакового раствора при вылеживании при температуре 140° С и давлении 400 кгс/см².

1 — время конца схватывания; *2* — время начала схватывания.

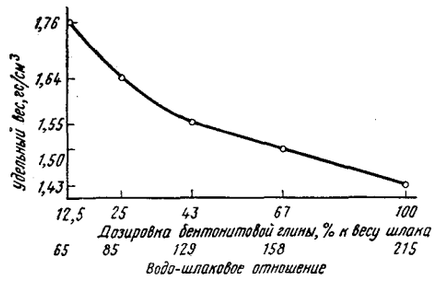


Рис. XI.64. Удельный вес шлако-бентонитовых растворов.

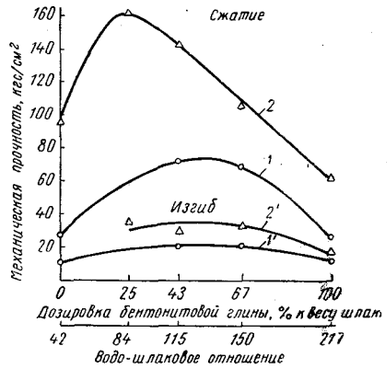


Рис. XI.65. Механическая прочность шлако-бентонитовых образцов.

1, 2 — испытание на сжатие; *1', 2'* — испытание на изгиб; *1, 1'* — двухсуточная прочность при $t = 130°$ С; $p = 400$ кгс/см²; *2, 2'* — 2-х суточная прочность при $t = 170°$С; $p = 400$ кгс/см².

растворе затруднен вследствие возникновения больших давлений из-за высокой разницы удельных весов растворов. Необходимо применение облегченных тампонажных растворов, особенно при наличии в разрезе слабых трещиноватых пород, когда применение обычных цементных растворов способствует возникновению гидроразрывов пластов с последующими осложнениями.

Наиболее просты в приготовлении и применении цементно- и шлако-бентонитовые буровые растворы. Могут быть изготовлены и растворы, содержащие опоку, трепел, диатомит и другие активные добавки и вяжущее. Однако удельный вес их нельзя понизить столь значительно, как у первых.

Облегченные цементные (шлаковые) растворы изготавливают смешением цемента (шлака) с бентонитовым порошком с последующим затворением водой или затворением цемента (шлака) буровым раствором. Облегченные тампонажные растворы получили широкое применение на практике.

Введение больших количеств бентонитовой глины в цементы (шлаки) при увеличении водо-цементного отношения вызывает уменьшение удельного веса раствора (рис. XI.64). Наиболее часто применяемые соотношения цемента (шлака) и бентонитового порошка 4 : 1—2 : 1. Обработка реагентами облегченных растворов аналогична обработке чистых растворов. Расход реагента повышен вследствие адсорбции части его бентонитом. Введение бентонитовой глины замедляет сроки схватывания цементно-бентонитовых растворов, если температура не превышает примерно 80° С, после чего эффект замедления незначителен. Из-за снижения прочности и повышения проницаемости камня цементно-бентонитовые растворы применять не следует, если температура превышает 100° С.

Введение бентонитовой глины (примерно до 50%) в шлаки (рис. XI.65) способствует повышению прочности камня по сравнению с чистыми. Облегченные цементно- и шлако-бентонитовые растворы рекомендуется применять и в геологически неосложненных условиях.

Волокнистый цемент, предложенный Н. А. Луценко, применяется для уменьшения глубины проникновения раствора в крупнопористые и трещиноватые пласты с невысоким пластовым давлением вследствие образования сетки из волокон. Он приготавливается смешением в сухом виде тампонажного цемента с различными наполнителями органического и неорганического происхождения: асбестовые и кожаные волокна, фибровая стружка, шелуха, чешуйки целлофана и т. д. Волокна имеют длину от 1 до 8 мм. Согласно техническим условиям раствор из волокнистого цемента должен иметь сроки схватывания при температурах 22; 75 и 120° С соответственно 3—8 ч и 1 ч 45 мин, 3 ч 45 мин и 1 ч 15 мин. Предел прочности камня на разрыв через 48 ч должен быть не менее: 8 кгс/см² при температуре 22° С и 18 кгс/см² при 75 и 120° С.

Утяжеленные цементы. Для более полного замещения бурового раствора утяжелять цементный раствор необходимо в том случае, когда удельный вес бурового раствора близок к удельному весу цементного или выше. Получение утяжеленных цементов достигается смешением цемента (шлака) с утяжелителями — магнетитом, баритом, гематитом, железистыми песками (типа грузинского), кварцевым песком (крупнозернистым, без мелких фракций) и т. д. Для снижения количества воды с целью повышения удельного веса исходного раствора целесообразно вводить в них ССБ. Удельный вес утяжеленного цементного раствора зависит от удельного веса утяжелителя, его гранулометрического состава, чистоты и влагоемкости утяжелителя. Приготовление утяжеленных цементов осуществляется аналогично цементно-песчаным. Предварительно очищенный кварцевый песок (лучше крупнозернистый) дает возможность повысить удельный вес раствора до 2,10—2,15 гс/см³. На практике были получены растворы (цементно- и шлако-магнетитовые), удельный вес которых составлял 2,37 гс/см³.

ДРУГИЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ И РАСТВОРЫ

1. Удовлетворительные тампонажные свойства для изоляции пластов в скважине имеет белитово-кварцевый цемент (БКЦ), предложенный С. М. Рояком и А. М. Дмитриевым и внедренный в высокотемпературных скважинах Ставрополья. БКЦ изготавливается из нефелина (отход при получении глинозема, соды и поташа из нефелиновых руд) путем совместного помола с кварцевым песком в соотношении 1 : 1. При высоких температурах и давлениях дает медленно схватывающийся раствор, а при температурах выше 130° С — непроницаемый камень достаточной прочности.

2. Шлако-портландцементные растворы, внедренные в объединении «Краснодарнефть», приготавливаются путем затворения водой смеси шлака и портландцемента. Они пригодны к применению в скважинах с температурой забоя до 80—90° С. При более высокой температуре требуют введения замедлителей сроков схватывания. Непроницаемый камень имеет достаточную прочность. При высоких температурах он более устойчив, чем камень из чистого цемента.

3. Расширяющиеся цементы приготавливаются на основе портландцементов с введением в них расширяющегося компонента.

4. Известково-песчаные растворы — затворенная водой смесь извести и молотого кварцевого песка, дающая прочный непроницаемый камень при высоких температурах и давлениях, могут применяться для цементирования глубоких скважин.

5. ВНИИКрнефть получены известково-глинистые растворы при оптимальном соотношении сухих компонентов 1 : 5—1 : 3. При обработке их ССБ в условиях действия высоких температур и давлений могут быть изготовлены растворы, камень из которых имеет прочность 10—15 кгс/см².

6. Особое место среди тампонажных цементов занимают нефте-цементные растворы. Основные свойства их — несхватываемость при отсутствии воды и высокая прочность камня вследствие взаимодействия с незначительным количеством воды (20—25%).

Для снижения вязкости и повышения концентрации твердой фазы нефте-цементных растворов в них вводятся поверхностно-активные вещества. В качестве высокодействующих ПАВ применяют кубовый остаток этилового эфира ортокремневой кислоты и крезол. Кроме них можно использовать асидол, нафтенат кальция, фенолы. Для обеспечения растекаемости раствора 18—20 см достаточно брать 35—45% дизельного топлива и 0,5—0,8% ПАВ от веса цемента Карадагского завода и 40—50% дизельного топлива для цемента Новороссийского завода. При частичном замещении топлива водой камни интенсивно разрушаются 10—20%-ным водным раствором серной кислоты.

Глава XII

ГИДРОДИНАМИКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ИХ ИЗМЕРЕНИЕ

О законах трения

Течение вязких (ньютоновских) жидкостей, к которым относятся вода, многие нефти, малоконцентрированные взвеси дисперсных твердых частиц в этих жидкостях, часто применяемые для промывки скважин, характеризуется законом трения Ньютона

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dn}, \qquad \text{(XII.1)}$$

где τ — напряжение сдвига, действующее между смежными слоями текущей жидкости, в дин/см²; μ — коэффициент динамической вязкости в пз (г/см·с); $\frac{dv}{dn}$ — градиент скорости сдвига в направлении, перпендикулярном направлению течения в 1/с.

Однако для большинства глинистых растворов, а также для тампонажных смесей, жидкостей для гидроразрыва и других систем, содержащих большое количество взвешенных твердых частиц, а часто растворенные высокомолекулярные и полимерные вещества, зависимость напряжений и градиента скорости сдвига значительно сложней.

Более общим выражением закона трения является степенной закон

$$\tau = k\left(\frac{dv}{dn}\right)^n, \qquad \text{(XII.2)}$$

где k — мера консистенции суспензии; n — показатель, характеризующий степень отклонений данной системы от закона Ньютона.

Несколькими зарубежными авторами разработана полная методика гидравлических расчетов на основе этого закона [43, 53], а также методика определения показателей k и n с помощью вискозиметров различных типов [53, 54]. Однако в отечественной практике эти методы и формулы не получили распространения и здесь не рассматриваются.

Для концентрированных суспензий твердых частиц, к которым относится большинство глинистых растворов и тампонажных смесей, характерно наличие двух основных видов напряжений сдвига при установившемся струйном (ламинарном) течении их:

1) пропорциональные градиенту скорости сдвига, обусловленные вязкостным трением;

2) не зависящие от скорости сдвига, обусловленные взаимодействием твердых частиц в потоке (напряжения пластической деформации).

Для подобных систем удовлетворительное соответствие с данными опытных измерений дает закон трения Бингама — Шведова

$$\tau = -\eta \frac{dv}{dn} + \tau_0, \qquad \text{(XII.3)}$$

где η — коэффициент пластической вязкости в пз; τ_0 — динамическое предельное напряжение сдвига в потоке, в дин/см². Оно согласно установившейся терминологии называется динамическим напряжением сдвига.

Методы гидравлических расчетов, основанные на законе трения Бингама — Шведова, нашли широкое применение в Советском Союзе.

Измерение реологических свойств

Измерение реологических свойств глинистых и цементных растворов производится обычно с помощью многоскоростных ротационных вискозиметров с цилиндрическими или коническими рабочими сосудами или капиллярных (трубчатых) вискозиметров.

Для исследования реологических свойств буровых и тампонажных растворов, предназначенных для глубоких скважин, применяются герметизированные приборы, рассчитанные на температуры до 200—250° С и давления до 1000 кгс/см².

Ротационные вискозиметры

Наибольшее распространение получили ротационные вискозиметры.

Их преимуществами являются:

1. Компактность, малый расход исследуемой жидкости.

2. Возможность создания в рабочем объеме почти равномерного градиента скорости сдвига, что облегчает расчеты реологических параметров по измеряемым во время опытов величинам и повышает точность и воспроизводимость измерений.

3. Возможность легко осуществлять предварительное перемешивание образца жидкости при определенном градиенте скорости сдвига и в течение сколь угодно продолжительного времени.

4. Легкость осуществления контроля температуры исследуемой жидкости во время измерений.

5. Возможность одновременного определения, кроме η и τ_0 (или k и n) еще ряда реологических параметров (статическое предельное напряжение сдвига, упругие и релаксационные свойства неразрушенной структуры и т. п.).

Основным недостатком ротационных вискозиметров является то, что с их помощью стабильные и воспроизводимые результаты измерения можно получать только после тщательной подготовки образцов жидкости. Они мало пригодны для исследования грубодисперсных суспензий, какими являются утяжеленные глинистые и тампонажные растворы.

Из большого разнообразия типов ротационных вискозиметров для измерения реологических свойств промывочных и тампонажных жидкостей наиболее удобными являются коаксиально-цилиндрические приборы (рис. XII.1)

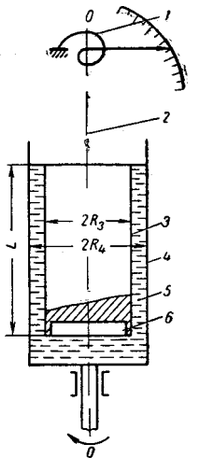


Рис. XII.1. Схема коаксиально-цилиндрического ротационного вискозиметра.

1 — измерительное устройство; *2* — подвеска внутреннего цилиндра; *3* — внутренний цилиндр; *4* — наружный цилиндр; *5* — исследуемая жидкость; *6* — специальная полость.

При определении реологических параметров, характеризующих гидродинамические свойства материала, измеряют две величины:

$$M = k\,\Delta\varphi,$$

где M — момент, создаваемый силами трения на измерительной поверхности, в дин·см; k — упругость динамометра в дин·см на единицу угла поворота в град. или рад; $\Delta\varphi$ — угол закручивания внутреннего цилиндра в град. или рад.

$$\omega = \frac{\pi n}{30},$$

где ω — угловая скорость вращения подвижного цилиндра в рад/с; n — число оборотов цилиндра в мин.

С помощью этих величин рассчитывают сдвигающие напряжения τ и градиенты скорости сдвига $D = \frac{dv}{dr}$ у поверхности внутреннего цилиндра.

При этом из полного выражения градиента скорости сдвига при вращательном движении

$$\frac{dv}{dr} = \frac{d(\omega_r r)}{dr} = r\frac{d\omega_r}{dr} + \omega_r,$$

где ω_r — угловая скорость вращения слоя жидкости в зазоре на расстоянии r от оси, рассматривается только член $D = r\frac{d\omega_r}{dr}$, который связан с относительным сдвигом слоев жидкости.

Распределение напряжений и градиентов скорости сдвига в рабочем зазоре

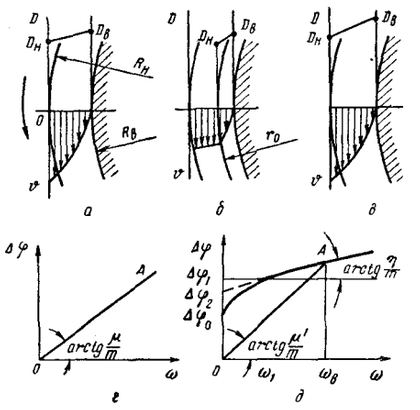


Рис. XII.2. Распределение напряжений и градиента скорости сдвига в зазоре коаксиально-цилиндрического вискозиметра.

а — эпюра скоростей и градиента скорости сдвига для ньютоновской жидкости; *б* — то же, для вязко-пластичной жидкости при $\omega < \omega_1$; *в* — то же, при $\omega > \omega_1$; *г* — график $\Delta\varphi = f(\omega)$ для ньютоновской жидкости; *д* — то же, для вязко-пластичной жидкости.

вискозиметра бесконечной длины показано на рис. XII.2.

На рис. XII.2, *а* изображена эпюра скоростей v и градиентов скоростей сдвига $D = r\frac{d\omega_r}{dr}$, для случая вязкой (ньютоновской) жидкости, а на рис. XII.2, *г* — получаемая при этом зависимость между величинами $\Delta\varphi$ и ω.

Величина динамической вязкости μ при этом определяется по формуле

$$\mu = \frac{k\,\Delta\varphi}{\omega}\,\frac{R_н - R_в}{4\pi L R_н^2 R_в^2} = m\,\frac{\Delta\varphi}{\omega}, \qquad (XII.4)$$

где $R_н$, $R_в$ и L — (см. рис. XII.1) в см;

$$m = k\,\frac{R_н^2 - R_в^2}{4\pi L R_н^2 R_в^2} — \qquad (XII.5)$$

— константа вискозиметра в дин/см² на 1°.

Формулой (XII.4) можно пользоваться для экспериментального определения константы вискозиметра m путем тарировки его с помощью эталонных жидкостей с известной вязкостью.

На рис. XII.2, *г* величина $\frac{\mu}{m}$ изображается тангенсом угла наклона кривой OA к оси абсцисс.

На рис. XII.2, *б* и *в* показаны эпюры v и D для вязко-пластичной жидкости, а на рис. 2, *д* — график $\Delta\varphi = f(\omega)$ (реологическая кривая) для идеальной вязко-пластичной жидкости. Относительное смещение слоев жидкости начинается у внутреннего цилиндра, где градиент скорости и напряжения сдвига имеют наибольшее значение, при угле поворота внутреннего цилиндра

$$\Delta\varphi \geqslant \frac{\pi L R_в^2 \tau_0}{k} = \Delta\varphi_0 \qquad (XII.6)$$

и распространяется по направлению к наружному цилиндру. Затем устанавливается равновесие, причем возможны два случая.

1. Сдвиг происходит лишь в части рабочего зазора вискозиметра, ограниченной радиусом r_0 ($R_в < r_0 < R_н$), а остальная часть жидкости вращается, не деформируясь, как твердое тело (см. рис. XII.2, *б*).

При этом угол закручивания внутреннего цилиндра выражается величиной

$$\Delta\varphi = \frac{4\pi L r_0^2 R_в^2}{k\,(r_0^2 - R_в^2)}\,\eta\left(\omega + \frac{\tau_0}{\eta}\ln\frac{r_0}{R_в}\right).$$

2. При скорости вращения

$$\omega = \omega_1 = \frac{\tau_0}{2\eta}\left[\frac{R_н^2}{R_в^2} - \ln\frac{R_н^2}{R_в^2} - 1\right]$$

и угле закручивания динамометра

$$\Delta\varphi_1 = \Delta\varphi_0\,\frac{R_н^2}{R_в^2}$$

сдвиг распространяется по всему зазору (см. рис. XII.2, *в*).

При дальнейшем увеличении скорости вращения угол закручивания возрастает пропорционально ω

$$\Delta\varphi = \frac{4\pi L R_н^2 R_в^2}{k\,(R_н^2 - R_в^2)}\,\eta\left(\omega + \frac{\tau_0}{\eta}\ln\frac{R_н}{R_в}\right) =$$

$$= \eta\frac{10}{m} + \frac{\tau_0}{m}\ln\frac{R_н}{R_в}. \qquad (XII.7)$$

График $\Delta\varphi = f(\omega)$ показан на рис. XII.2, *д*. Прямолинейная часть графика при ее продолжении влево отсекает на оси τ отрезок длиной

$$\Delta\varphi_2 = \frac{\tau_0}{m}\ln\frac{R_н}{R_в},$$

по которому можно определить величину τ_0

$$\tau_0 = \frac{\Delta\varphi_2 m}{\ln\frac{R_н}{R_в}}. \qquad (XII.8)$$

Величина η определяется как тангенс угла наклона прямолинейной части кривой $\Delta\varphi = f(\omega)$.

Расчет ее производится по формуле

$$\eta = m\,\frac{\Delta\varphi'' - \Delta\varphi'}{\omega'' - \omega'}, \qquad (XII.9)$$

где $\omega'' > \omega' > \omega_1$; $\Delta\varphi''$ и $\Delta\varphi'$ — соответствующие им углы закручивания динамометра прибора.

Иногда для сравнительной оценки реологических свойств вязко-пластичных жидкостей используют кажущуюся вязкость μ', которая представляет собой отношение напряжения сдвига к градиенту скорости сдвига при некотором постоянном значении D', характеризуемом величиной $\omega_в$.

На рис. XII.2, *д* кажущаяся вязкость изображается тангенсом угла наклона, образованного лучом OA с осью абсцисс.

Величина μ' для данной вязко-пластичной жидкости зависит от значения градиента скорости сдвига D' при котором, производится измерение.

Поведение реальных глинистых и цементных растворов при измерениях может существенно отличаться от закона трения идеального вязко-пластичного тела, что осложняет измерения и снижает их точность вследствие следующих факторов.

1. Тиксотропность. Глинистые растворы, приготовленные из высококоллоидальных глин и отличающиеся большой скоростью роста статического напряжения сдвига в покое, при перемешивании достигают равновесного состояния в течение длительного времени. Реологическая кривая, построенная по точкам, полученным при последовательном быстром увеличении ω, для таких растворов не имеет прямолинейного участка и представляет собой кривую, обращенную выпуклостью вверх (рис. XII.3, кривая *1*).

Если сразу после достижения наивысшего значения скорости вращения ω_{max} последовательно снижать ω, то опытные точки ложатся на кривую *2*, имеющую прямолинейную часть, образуя петлю гистерезиса. Однако если после достижения ω_{max} выдерживать раствор при этой скорости вращения и прочих неизменных условиях, то угол $\Delta\varphi$ уменьшается в течение некоторого времени (отрезок AC). Можно получить семейство кривых *2*, *3*, *4* и т. д., начиная быстро уменьшать ω после различной продолжительности выдержки до полной стабилизации $\Delta\varphi$.

Для суспензий малоколлоидальных глин полная стабилизация наступает практически мгновенно; для суспензий высококоллоидальных бентонитов угол $\Delta\varphi$ иногда продолжает уменьшаться в течение нескольких часов.

Стабильную реологическую кривую DC для большинства глинистых растворов можно получить или быстрым уменьшением ω после достижения стабильного угла закручивания при ω_{max}, или длительным выдерживанием раствора при каждом значении ω при его увеличении. Ее можно считать инвариантной для данного раствора.

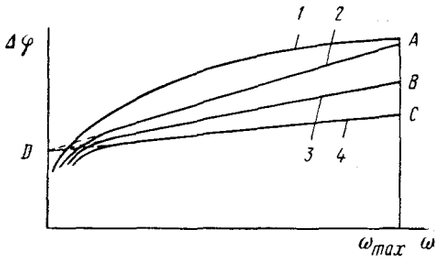


Рис. XII.3. Реологические кривые для тиксотропной вязко-пластичной жидкости.

1 — кривая, получаемая при быстром увеличении скорости вращения ω наружного цилиндра; *2*, *3*, *4* — кривые, получаемые при быстром уменьшении ω

2. Диспергирование твердой фазы во время измерений. В случае неполного диспергирования глины в растворе, заливаемом в вискозиметр, может происходить длительное необратимое увеличение $\Delta\varphi$ при $\omega = \text{const}$ вследствие продолжающегося диспергирования частиц в рабочем зазоре. Поэтому все растворы перед измерениями должны подвергаться тщательной стабилизации путем выдерживания в покое в течение нескольких суток, длительного перемешивания в мешалках и отделения наиболее грубодисперсных частиц.

3. Седиментация твердых частиц и изменение их концентрации в радиальном направлении под влиянием центробежных сил.

Уменьшение $\Delta\varphi$ вследствие разрушения тиксотропной структуры не следует смешивать с его изменениями вследствие оседания твердой фазы, а также повышения ее концентрации у наружного цилиндра в грубодисперсных суспензиях, в особенности цементных и утяжеленных глинистых растворах [27].

Эти явления имеют следствием уменьшение концентрации твердой фазы в верхней и увеличение ее в нижней части зазора вискозиметра и образование плотной, трудно удаляемой корки на стенках вращающегося наружного цилиндра. Радиальное расслоение значительно уменьшается, если вращается внутренний цилиндр при неподвижном наружном [27]. Для уменьшения изменений концентрации твердой фазы в осевом направлении в некоторых вискозиметрах осуществляется циркуляция жидкости с помощью отверстий в наружном цилиндре вискозиметра [59].

4. Влияние толщины зазора $\delta = R_н - R_в$ между внутрен-

ним и наружным цилиндрами вискозиметра.

Обычно при обработке данных для одного и того же раствора, полученного при различных величинах δ (путем смены цилиндров вискозиметра) с использованием величин константы m, полученных расчетом по формуле (XII.5), опытные точки для каждой величины зазора располагаются на различных кривых. Вследствие этого величина η, получаемая по формуле (XII.8), увеличивается с увеличением зазора, а τ_0 по формуле (XII.7) — уменьшается, причем разница может достигать 15% при изменении δ от 0,5 до 1,5 мм.

Причиной этого обычно считают пристенное скольжение ($П$-эффект) — образование у измерительной поверхности слоя жидкости с реологическими свойствами, отличными от объемных [4], эффект, влияние которого возрастает с уменьшением δ. Для уменьшения влияния $П$-эффекта на поверхности внутреннего цилиндра делают продольные риски и за расчетную величину $R_в$ принимают радиус по гребням между рисками. Однако опыты, проведенные в МИНХ и ГП [12], показали, что эта мера лишь ухудшает положение и обусловливает влияние величины δ даже на результаты измерения вязкости ньютоновских жидкостей. При этих опытах удалось добиться инвариантности измеряемых величин η и τ_0 от величины δ для нескольких глинистых растворов с помощью применения внутренних цилиндров с полированной поверхностью. Однако применимость этих выводов для широкого разнообразия глинистых и цементных растворов должна быть проверена дополнительно.

Кроме того, воспроизводимость измерений может ухудшаться вследствие изменений температуры образца во время опыта. При перемешивании жидкости в зазоре вискозиметра выделяется теплота, и температура жидкости при отсутствии термостатирования повышается, что приводит к существенному изменению величин η и τ_0.

Конструкции ротационных вискозиметров

Наиболее распространенным лабораторным прибором для определения реологических свойств глинистых растворов при атмосферном давлении и температуре является ротационный вискозиметр Фэнн V-9 (рис. XII.4)

Прибор состоит из плиты со стойкой, на которой установлена измерительная головка с динамометром.

К головке подвешен внутренний неподвижный цилиндро-конический стакан,

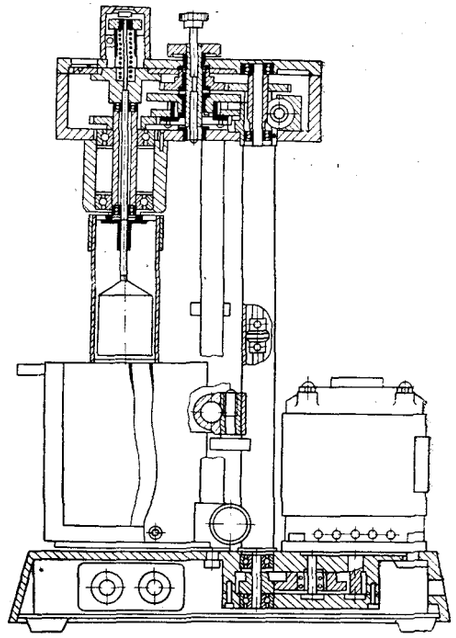


Рис. XII.4. Ротационный вискозиметр Фэнн V-9 серии 35.

соединенный с пружинным динамометром и лимбом, градуированным на 300°. С помощью специального зажима можно изменять рабочую длину пружины динамометра и тем самым константу прибора. Угол поворота лимба наблюдают через окошко в головке прибора. Наружный цилиндр, представляющий собой втулку с открытыми торцами, вставляется в ведущую обойму привода с помощью байонетного затвора. Во втулке имеются отверстия, обеспечивающие осевую циркуляцию жидкости для уменьшения седиментации твердых частиц. Привод состоит из двухскоростного синхронного электродвигателя, трансмиссии, передающей вращение на головку прибора и зубчатой коробки передач.

Образец жидкости заливают в стакан, ставят на подставку и поднимают таким образом, чтобы цилиндры вискозиметра погрузились в измеряемую жидкость. После этого включают высшую скорость вращения наружного цилиндра с помощью переключателя и выдерживают ее до тех пор, пока угол закручивания лимба $\Delta\varphi$ не стабилизируется. Затем включают низшие скорости вращения и выдерживают их до стабилизации $\Delta\varphi$.

Расчет величин η и τ_0 производят по формулам (XII.7) и (XII.8).

Основные технические данные вискозиметра Фэнн V-9 серии 35

Диаметр внутреннего цилиндра $R_в$, см	1,725
Диаметр наружного цилиндра $R_н$, см	1,842
Длина цилиндрической части внутреннего цилиндра $L_ц$, см	3,80
Длина конической части внутреннего цилиндра $L_к$, см	0,7
Толщина зазора $\delta = R_н - R_в$, см	0,12
Скорости вращения наружного цилиндра, n, об/мин	3; 6; 100; 200; 300; 600
Диапазон изменения градиента скорости сдвига, 1/с	$5—1{,}022 \cdot 10^3$
Упругость пружины динамометра, дин·см на 1°	387
Диапазон изменения напряжений сдвига, дин/см²	$1{,}02—1{,}53 \times 10^4$
Диапазон измерения кажущейся вязкости, пз	$10^{-3}—10^3$

Ввиду наличия значительных концевых эффектов, обусловленных плоским днищем и конической верхней частью внутреннего цилиндра, константу этого вискозиметра приходится определять экспериментально по формуле (XII.4) с помощью эталонных жидкостей с известной температурной кривой вязкости. Если выточить в нижнем торце внутреннего цилиндра полость для воздушной подушки (см. рис. XII.1) и устанавливать во время опыта уровень жидкости строго по верхней границе цилиндрической части внутреннего стакана, то можно делать расчеты по теоретическому значению m, определяемому по формуле (XII.5),

$$m = k\frac{R_н^2 - R_в^2}{4\pi L R_н^2 R_в^2} =$$

$$= 387\frac{1{,}842^2 - 1{,}725^2}{4\pi \cdot 3{,}8 \cdot 1{,}842^2 \cdot 1{,}725^2} =$$

$$= 0{,}35 \text{ дин/см}^2 \text{ на } 1°.$$

Недостатком этих вискозиметров является отсутствие контроля температуры. Термостат к прибору поставляется по особому заказу, но средства для измерения температуры в рабочем зазоре не предусмотрены.

В моделях А-37 и А-38 диапазон изменения скорости вращения расширен до 1000 об/мин и предусмотрена автоматическая запись данных измерений при непрерывном изменении градиента скорости сдвига по предварительно намеченной программе [61].

Наиболее совершенными ротационными приборами для измерений при атмосферных условиях являются эластовискозиметры А. А. Трапезникова [4, 37].

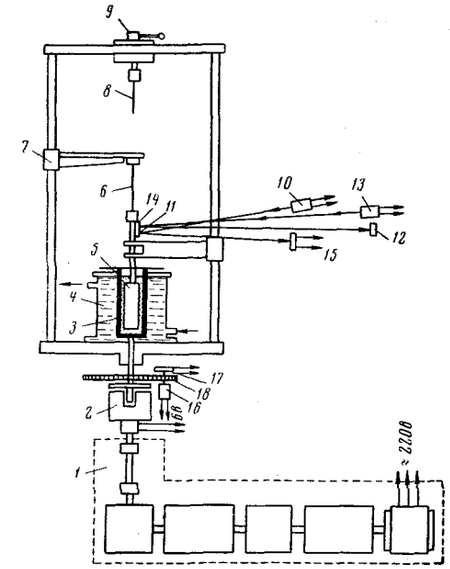


Рис. XII.5. Схема эластовискозиметра-3 конструкции А. А. Трапезникова.

1 — привод; *2* — электромагнитная муфта; *3* — наружный цилиндр; *4* — термостат; *5* — внутренний цилиндр; *6* — короткий торсион; *7* — кронштейн; *8* — длинный торсион; *9* — крутильная головка; *10*, *13*, *16* — осветитель; *11*, *14* — зеркало; *12* — шкала; *15*, *17* — фотоэлемент; *18* — диск с прорезями.

Схема эластовискозиметра-3 показана на рис. XII.5. Вращение наружного цилиндра *3* осуществляется с помощью привода *1*, состоящего из электродвигателя, трех коробок передач, карданного вала и электромагнитной муфты *2*, служащей для мгновенного включения или выключения вращения цилиндра. С помощью этого привода можно изменять градиент скорости сдвига в зазоре вискозиметра от $5 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^3$ 1/с. Наружный цилиндр установлен в ультратермостате *4*, позволяющем поддерживать температуру образца с точностью до 0,2° С. Для измерения напряжения сдвига служат торсионные упругие нити *6* и *8*, которые закрепляются в кронштейне *7* или головке *9*. Диапазон изменения напряжений сдвига от 10^{-2} до 10^8 дин/см². Отсчет углов закручивания торсиона $\Delta\varphi$ производится с помощью устройства, состоящего из осветителя *10*, зеркала *11*, установленного на торсионе, фотоэлемента *15* для измерения малых углов отклонения и дуговой шкалы *12* для измерения больших углов. Для измерения скорости вращения ω луч света от осветителя *16* направляется через прорези

диска *18*, вращающегося вместе с цилиндром *3*, и освещает фотоэлемент *17*, который подает импульсы тока на шлейф регистрирующего осциллографа.

На этом приборе можно применять сменные рабочие цилиндры различных размеров и измерять реологические, структурные и релаксационные свойства коллоидных систем, растворов полимеров и т. д.

На рис. XII.6 показана кинематическая схема пластометра ВСН-2 конструкции КФ ВНИИКАНефтегаз, предназначенного для измерения реологических свойств глинистых растворов в забойных условиях.

Технические данные прибора

Максимальная рабочая температура, °С	200
Точность регулирования температуры, %	±5
Максимальное рабочее давление, кгс/см²	200
Диапазон измерения напряжений сдвига, дин/см²	
при динамических измерениях	0 −1100 −1400
при статических измерениях	0 −240 −270
Основная приведенная погрешность измерения, %	
при динамических измерениях	6
при статических измерениях	4
Потребляемая мощность, Вт	700
Напряжение питания, в	200
Габаритные размеры, мм	750×580×500
Вес, кг	89

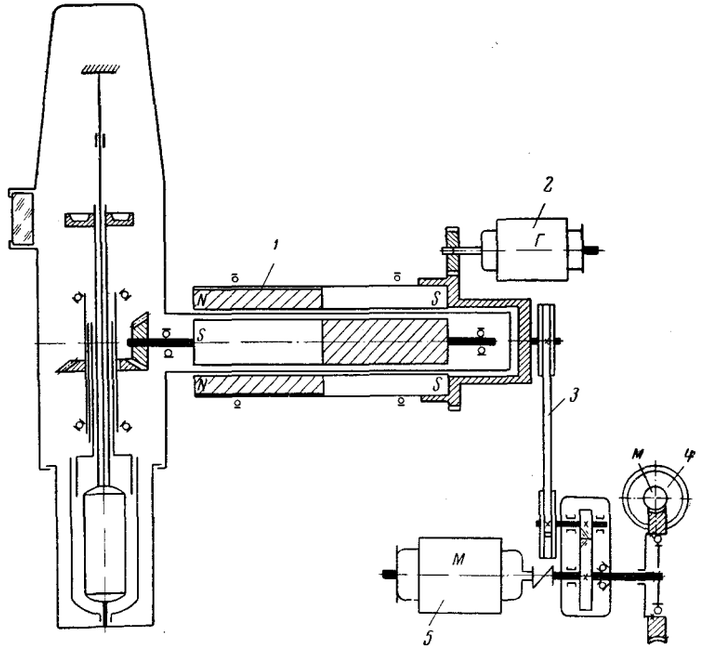


Рис. XII.6. Пластометр ВСН 2.

1 — магнитная муфта; *2* — тахогенератор; *3* — ременная передача; *4* — двигатель СЛ-84 для измерения СНС; *5* — двигатель СЛ-621 для измерения τ_0 и η.

Прибор аналогичного назначения, разработанный в АзНИИБурнефть, описан в работе [4].

В УфНИИ были разработаны ротационные вискозиметры РВЦ-1 и РПЦ-1 для измерения реологических свойств цементных растворов при атмосферном давлении [27, 28].

Схема вискозиметра РПЦ-1 показана на рис. XII.7

Технические данные прибора

Диаметр внутреннего цилиндра, мм	40
Длина внутреннего цилиндра, мм	115
Пределы изменения скорости вращения внутреннего цилиндра, об/мин	0,01−1000
Пределы измерения напряжения сдвига, дин/см²	400−2000

Капиллярные (трубчатые) вискозиметры

Преимуществами капиллярных вискозиметров являются:

простота измерительного узла;

меньшие, чем при ротационных вискозиметрах, требования к дисперсности и стабильности образцов.

Основные недостатки их:

1) громоздкость, большой расход исследуемой жидкости;

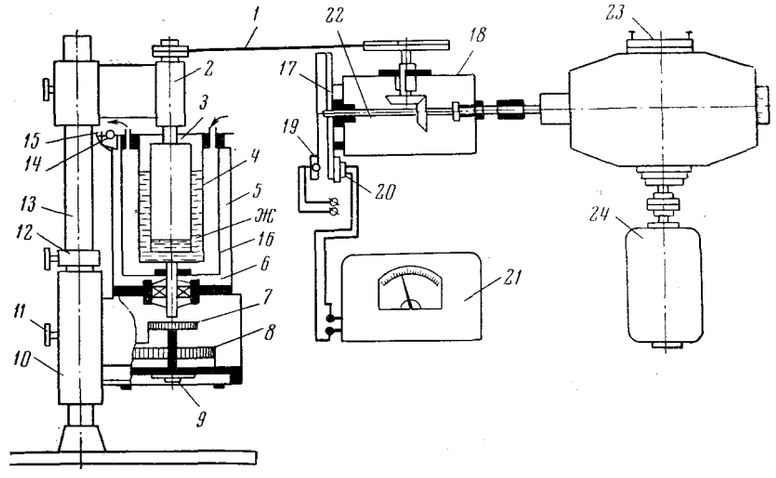


Рис. XII.7. Пластовискозиметр РПЦ-1 УфНИИ для цементного раствора.

1 — ремень; *2* — опора внутреннего цилиндра; *3* — внутренний цилиндр; *4* — наружный цилиндр *5* — кожух; *6* — верхняя опора термостата; *7*, *8* — спиральные пружины; *9* — нижняя опора термостата; *10* — направляющая втулка; *11* — стопорный винт; *12* — фиксатор; *13* — стойка; *14* — лимб; *15* — указатель угла поворота; *16* — рубашка термостата; *17* — датчик счетчика оборотов; *18* — угловой редуктор; *19* — лампочка; *20* — фотоэлемент; *21* — счетчик оборотов; *22* — валик; *23* — вариатор.

2) больший, чем при ротационных вискозиметрах разброс экспериментальных данных вследствие трудности или невозможности полной стабилизации свойств образца и различных погрешностей, присущих приборам этого типа;

3) сложность термостатирования.

В капиллярных вискозиметрах измеряемыми величинами являются: расход жидкости Q см³/с и перепад давления Δp дин/см² на некотором участке трубы длиной L см.

При исследовании вязко-пластичных жидкостей изменяют в определенном диапазоне одну из этих величин и получают соответствующие значения другой. По этим данным рассчитывают величины напряжения сдвига у стенок трубы

$$\tau_R = \frac{R\,\Delta p}{2L}$$

и градиента скорости сдвига у стенок

$$D_R = \frac{4}{\pi}\frac{Q}{R^3}.$$

Зависимость между расходом и давлением при течении идеальной вязко-пластичной жикости в трубе до наступления турбулентного режима течения выражается уравнением Букингема

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta L} \times$$

$$\times\left[1 - \frac{4}{3}\frac{\Delta p_0}{\Delta p} + \frac{1}{3}\left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p}\right)^4\right],$$

где $\Delta p_0 = \frac{2L\tau_0}{R}$ — давление, при котором напряжения у стенок трубы равны τ_0.

Это уравнение характеризует структурный режим течения, при котором относительный сдвиг слоев жидкости начинается у стенок трубы лишь при конечном значении разности давлений $\Delta p = \Delta p_0$ и по мере увеличения Δp распространяется к оси трубы, причем для каждого значения Δp часть потока, ограниченная радиусом

$$r_0 = \frac{2\tau_0 L}{\Delta p}.$$

движется, не деформируясь, как твердое тело (ядро потока).

Это ядро исчезает только при переходе к турбулентному режиму течения, происходящему при критической средней скорости течения $v_{кр}$. Минимальный относительный размер ядра потока $\beta = \frac{r_0}{R}$ перед турбулизацией последнего зависит от диаметра трубы и свойств вязко-пластичной жидкости.

При обработке данных измерений в капиллярных вискозиметрах на практике используется зависимость

$$\tau_R = D\eta + \frac{4}{3}\tau_0.$$

Для вычисления τ_0 и η строят график этой зависимости в координатах D и τ_R (XII.8, *а*) и определяют эти величины по формулам:

$$\left.\begin{aligned} \tau_0 &= \frac{3}{4}\tau_{R1},\ \text{дин/см}^2; \\ \eta &= \frac{\tau''_R - \tau'_R}{D'' - D'}, \end{aligned}\right\}$$

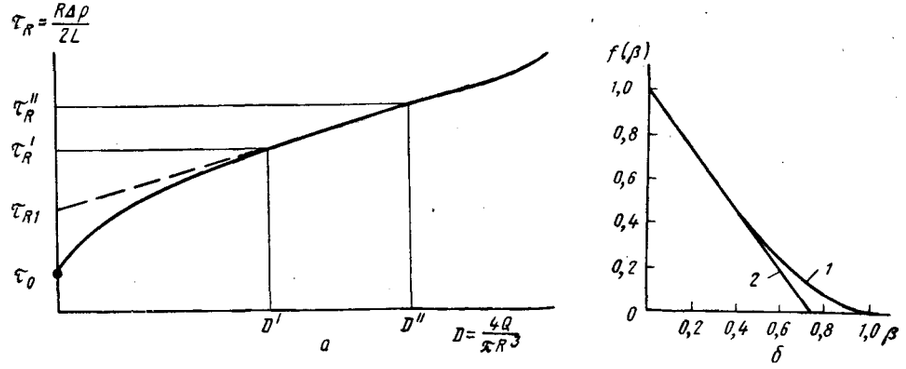


Рис. XII.8. График для вычисления τ_0 и η.
а — график обработки данных измерений на капиллярном вискозиметре; *б* — графики функций: *1* — $f(\beta)$; *2* — $f'(\beta)$

где τ_R — значение τ_R, соответствующее отрезку на оси ординат, отсеченному асимптотой, проведенной к экспериментальной кривой $\tau_R = f(D)$; D' и D'' — два значения градиента скорости сдвига ($D'' > D'$) в пределах прямолинейной части кривой; τ_R' и τ_R'' — соответствующие D' и D'' значения напряжения у стенок трубы.

Ввиду того что при получении зависимости τ_R полное уравнение Букингема было упрощено, ею можно пользоваться только при определенных условиях, когда это упрощение не приводит к серьезным погрешностям.

Чтобы оценить эти условия, заметим, что

$$\beta = \frac{r_0}{R} = \frac{\Delta p_0}{\Delta p},$$

и обозначим

$$f(\beta) = 1 - \frac{4}{3}\beta + \frac{1}{3}\beta^4.$$

$$f'(\beta) = 1 - \frac{4}{3}\beta.$$

На рис. XII.8, *б* сопоставлены значения $f(\beta)$ и $f'(\beta)$ при различных β.

Как видно из рис. XII.8, *б*, пользование упрощенной зависимостью τ_R правомерно только при $\beta < 0{,}5$. На графике рис. XII.8, *а* это отражается таким образом, что у начала координат реологическая кривая $\tau_R = f(D)$ отклоняется от прямолинейной зависимости.

Таким образом, условия возможности применения описанной методики обработки опытных данных следующие.

1. Диаметр трубки вискозиметра должен быть таким, чтобы для исследуемых жидкостей можно было получить участок реологической кривой при $\beta < 0{,}5$. Этому условию для большинства глинистых растворов удовлетворяют трубки с внутренним диаметром $d < 10$ мм.

2. При измерениях необходимо создавать такие перепады давления и скорости истечения, чтобы получить указанный выше участок реологической кривой. Для этого лучше всего последовательно увеличивать перепады давления до получения характерного резкого изгиба кривой $\tau_R = f(D)$ вверх, свидетельствующего о наступлении турбулентного режима и проводить асимптоту через участок реологической кривой при наибольших значениях D до изгиба. Обычно при этом участке опытная зависимость $\tau_R = f(D)$ близка к прямолинейной.

При измерениях на капиллярных вискозиметрах существует ряд источников погрешностей. Основные из них таковы:

затраты давления на создание кинетической энергии потока жидкости;
концевые эффекты;
пристенное скольжение;
тиксотропность жидкости;
турбулизация потока.

Характер влияния различных эффектов на зависимость $\tau_R = f(D)$ для вязкой жидкости качественно показан на рис. XII.9.

Погрешность, связанная с кинетической энергией, возникает только в том случае, когда измеряется избыточное давление в начальном участке трубки вискозиметра при свободном истечении жидкости в атмосферу из ее выходного конца. Эту погрешность можно учесть путем введения поправки на кинетическую энергию по формуле

$$\Delta p = \Delta p_{\text{набл}} - \frac{\rho Q^2}{\alpha \pi^2 R^4},$$

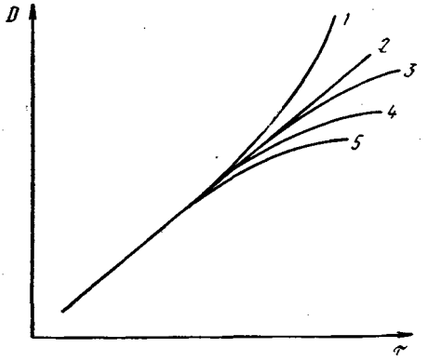


Рис. XII.9. Характер влияния различных факторов на результаты измерения капиллярными вискозиметрами.
1 — пристенное скольжение; *2* — истинная реологическая кривая; *3* — турбулизация потока; *4* — концевые эффекты; *5* — потери на кинетическую энергию

где $\Delta p_{\text{набл}}$ — измеренная величина давления в начальном участке в дин/см²; ρ — плотность жидкости в г/см²; Q — расход жидкости в см³/с; R — радиус трубки в см; $\alpha = 2 - \frac{\tau_0}{\tau_R}$ — коэффициент, учитывающий распределение скоростей в потоке.

Концевые эффекты возникают вследствие отклонений профиля скоростей во входном участке трубки от установившегося профиля в бесконечно длинной трубе. Для устранения этой погрешности следует располагать датчик прибора, измеряющего давление, на достаточном расстоянии $l_н$ от места входа жидкости в трубку. В отношении этого расстояния нет единого мнения; во всяком случае, желательно принимать $l_н > 100R$.

Кроме того, эту погрешность можно значительно уменьшить следующим образом. Измерения, проведенные при трубках длиной L_1, повторяют при трубках такого же диаметра длиной L_2; затем для каждой величины Q определяют $\Delta p' = \Delta p_2 - \Delta p_1$, соответствующие $L_2 - L_1$, и эти величины применяют для дальнейших расчетов.

Пристенное скольжение обусловлено возникновением у стенок трубки слоя жидкости со свойствами, отличающимися от объемных (пониженные η и τ_0). Вследствие этого результаты измерений η и τ_0 в трубках различного диаметра не совпадают. Величина погрешности в определении D при данном значении τ_R обратно пропорциональна R. Поэтому разница в значениях τ_0 и η особенно велика при изменениях R от долей миллиметра до нескольких миллиметров и сильно уменьшается при больших значениях R.

Расчет соответствующих поправок сложен [35, 54] и требует большого количества измерений для получения реологических кривых при трубках различного диаметра, поэтому целесообразнее уменьшать эту погрешность до минимума, пользуясь трубками максимально возможного диаметра (8—10 мм).

Вследствие тиксотропности наблюдаемые значения τ_R при данном значении D получаются тем больше, чем больше диаметр трубки и чем меньше ее длина. Инвариантные значения η и τ_0 для тиксотропных жидкостей можно получить только при длине начального участка трубки, на котором происходит стабилизация свойств жидкости порядка $3 \cdot 10^3$—10^4 R, что практически трудно выполнить. Поэтому целесообразнее перемешивать измеряемую жидкость перед поступлением ее в трубки с помощью мешалок.

Конструкции капиллярных вискозиметров

Капиллярные вискозиметры для исследования глинистых и цементных растворов в настоящее время в СССР серийно не изготовляются.

М. Р. Мавлютовым описана простая конструкция капиллярного вискозиметра для исследования глинистых растворов при атмосферном давлении и температуре непосредственно в производственных условиях [22]. Схема прибора показана на рис. XII.10, *а*. К трубопроводу, по которому течет глинистый раствор, присоединяют патрубок с запорным вентилем, к которому через тройник *3* присоединяют сменные вискозиметрические трубки *1*, снабженные пьезометрическими кольцами. Кольца через вентили и разделительные сосуды *4* соединены с дифференциальным манометром *5*. К тройнику *3* и разделительным сосудам *4* подведены линии от водопровода для промывки. Измерение расхода жидкости производится с помощью мерного сосуда и секундомера.

Схема капиллярного вискозиметра для измерения реологических свойств тампонажных растворов при температурах до 250° С и давлениях до 1000 кгс/см², разрабатываемого Краснодарским филиалом ВНИИКАНефтегаза, показана на рис. XII.10, *б*.

Исследуемую жидкость заливают в мешалку *5*, где она перемешивается в течение 15 мин, затем ее вытесняют сжатым газом в полости *А*, *Б* и *В* рабочих цилиндров *1* и *2*.

Во время измерений жидкость продавливается через два капилляра различной длины из полостей *А* и *Б* в *В* и обратно

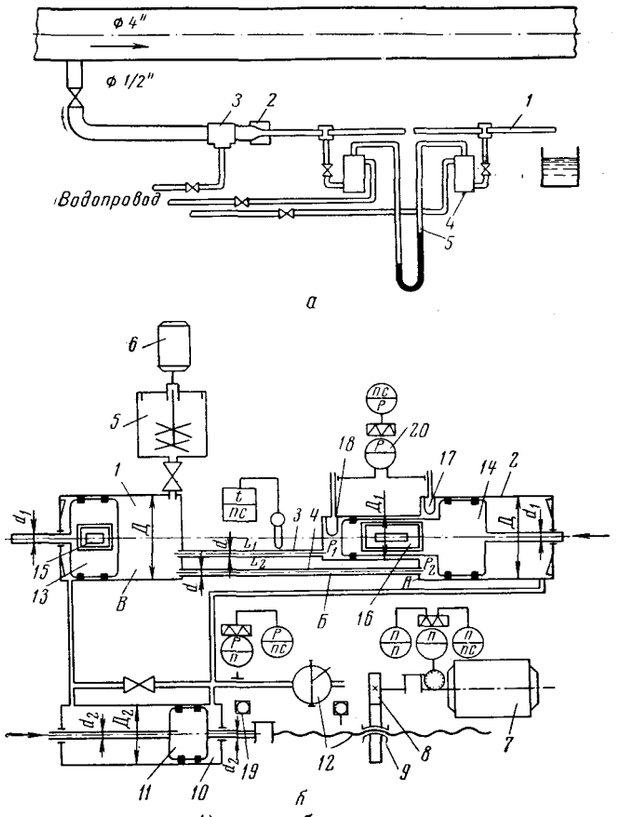


Рис. XII.10. Капиллярные вискозиметры.

а — конструкции М. Р. Мавлютова: *1* — измерительная трубка; *2* — накидная гайка для крепления трубки; *3* — тройник; *4* — разделительные сосуды; *5* — дифференциальный манометр; *б* — конструкции КФ ВНИИКАНефтегаз: *1, 2* — рабочие цилиндры высокого давления; *3, 4* — измерительные трубки; *5* — мешалка; *6* — привод мешалки; *7* — электродвигатель привода масляного насоса высокого давления с переменной скоростью вращения вала; *8* — редуктор; *9* — ходовой винт; *10* — цилиндр масляного насоса высокого давления; *11* — поршень масляного насоса; *12* — пресс-насос; *13, 14* — поршни рабочих цилиндров; *15, 16* — электродвигатели; *17, 18* — разделители для устранения попадания исследуемой жидкости в манометр; *19* — концевые выключатели, ограничивающие перемещение поршня *11*; *20* — дифференциальный манометр

поршнями *13* и *14*, которые перемещаются под давлением масла, нагнетаемого поршнем *11*. Регулирование расхода жидкости осуществляется изменением скорости вращения вала электродвигателя *7*, которая служит также для отсчета расхода. Общее давление в системе создается и поддерживается пресс-насосом *12*. Температура поддерживается с помощью нагревателей *15, 16* и контролируется термопарой, установленной на трубке *3*.

Вискозиметры для измерения свойств цементных растворов при атмосферном давлении описаны В. Г. Литвишко [15], И. А. Кармановым и А. И. Булатовым [11] и др.

Реологические свойства буровых и тампонажных растворов при атмосферном давлении и температуре

Буровые и тампонажные растворы по их реологическим свойствам можно разделить на четыре основных типа:

1) — приближающиеся к истинно вязким (ньютоновским);

2) — малотиксотропные вязко-пластичные;

3) — сильнотиксотропные вязко-пластичные;

4) — не ньютоновские жидкости.

К первому типу относятся: техническая вода, многие буровые растворы на нефтяной основе, некоторые глинистые растворы с малым содержанием твердой фазы и безглинистые растворы (карбонатные, сульфатные и т. д.). Для этих жидкостей динамическое напряжение сдвига равно 0 или не превышает 10—20 дин/см²; вязкость для растворов на нефтяной основе может достигать 0,2—0,3 пз.

Ко второму типу относятся суспензии с значительным объемным содержанием твердой фазы: глинистые растворы из малоколлоидальных глин, ингибированные поливалентными катионами (например, кальциевые), утяжеленные глинистые растворы, а также некоторые тампонажные растворы. Величины τ_0 для большинства из этих растворов изменяются в пределах от 20—30 до 400—500 дин/см², а η — от 3—5 до 60—70 спз, причем значения их мало зависят от времени предварительного перемешивания и легко определяются с помощью вискозиметров. При циркуляции этих жидкостей в скважине начальные давления на насосах мало отличаются от установившихся.

Характерным представителем жидкостей третьего типа являются растворы из высококоллоидных глин типа натриевых бентонитов, содержащие небольшие концентрации электролитов и имеющие высокое статическое напряжение сдвига. К этому типу относятся также многие тампонажные растворы. Для таких растворов при вискозиметрических измерениях трудно получить определенные, не зависящие от времени перемешивания, значения η и τ_0; давление на буровых насосах при восстановлении циркуляции значительно превышает установившееся.

К четвертому типу относятся малоглинистые и безглинистые промывочные растворы, содержащие большие концентрации высокомолекулярных и полимерных веществ. Реологические свойства этих жидкостей более точно описываются степенным законом трения.

Основным фактором, определяющим реологические свойства жидкостей второго и третьего типов, является содержание твердой фазы, характеризуемое их плотностью.

Для необработанных суспензий глин, особенно бентонитовых, зависимости η и τ_0 от концентрации глины исследованы достаточно полно. Полученные в лабораторных условиях величины τ_0 и η для суспензий различных глин значительно зависят от коллоидных свойств этих глин и состава солей, растворенных в жидкой фазе суспензии. Применяемые для обработки глинистых растворов реагенты существенно изменяют реологические свойства растворов при постоянной плотности. При исследованиях растворов, приготовляемых в лаборатории, не удается установить однозначную зависимость реологических параметров от плотности растворов, так как она получается индивидуальной для каждого вида химической обработки.

Однако широкие промысловые исследования проб растворов, отбираемых непосредственно из циркуляционной системы бурящихся скважин, показали, что изменения η и τ_0 при одной и той же плотности ограничены определенными пределами, что позволяет установить приближенные рекомендации для практических расчетов.

На рис. XII.11 и XII.12 показаны обобщенные Э. К. Латыповым данные исследований, проведенных в СССР, а также

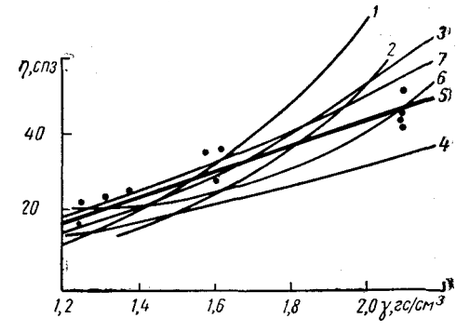


Рис. XII.11. Зависимость пластической вязкости глинистого раствора (образцы отобраны из бурящихся скважин) от плотности раствора.

1 — по данным Ю. В. Садыхова [31], обработка раствора УЩР; *2* — по данным Ю. В. Садыхова для известковых глинистых растворов; *3* — по данным фирмы «Милуэйт»; *4* — по данным Х. Д. Заргарлы; *5* — рекомендуемая зависимость; *6* — по данным фирмы «Макгобар»; *7* — по рекомендациям Американского нефтяного института.

Точками показаны данные измерений Э. К. Латыпова по образцам растворов со скв. Наваган 10, Наваган 20, Бул 2 (Индия).

рекомендации ряда фирм США и Американского нефтяного института.

Линиями *5* на этих графиках показаны усредненные зависимости $\eta = f(\gamma)$ и $\tau_0 = f(\gamma)$, рекомендуемые для определения этих величин при гидравлических расчетах. Для этой же цели могут быть использованы эмпирические формулы

$$\eta = 0{,}33\gamma - 0{,}22;$$

$$\tau_0 = 85\gamma - 70,$$

где γ — в гс/см³; η — в пз; τ_0 — в дин/см².

На рис. XII.13 показана зависимость η и τ_0 для исходного раствора из бинагадинской глины на пресной воде, обработанного УЩР от весовой концентрации различных железистых утяжелителей [42]. Вязкость при этом после ввода утяжелителей дополнительной химической обработки не снижали. Измерения делали на ротационном вискозиметре.

Следует иметь в виду, что связь между реологическими свойствами и плотностью проявляется лишь как статистическая закономерность; не меньшее значение имеют также свойства глин, характер химической обработки, величина pH и другие факторы.

Например, на рис. XII.14 показано изменение величин η и τ_0 от значения pH для утяжеленных глинистых растворов из зыхской глины, обработанных УЩР [8].

В цементных растворах непрерывно протекают различные коллоиднохимические процессы — диспергирование, гидратация

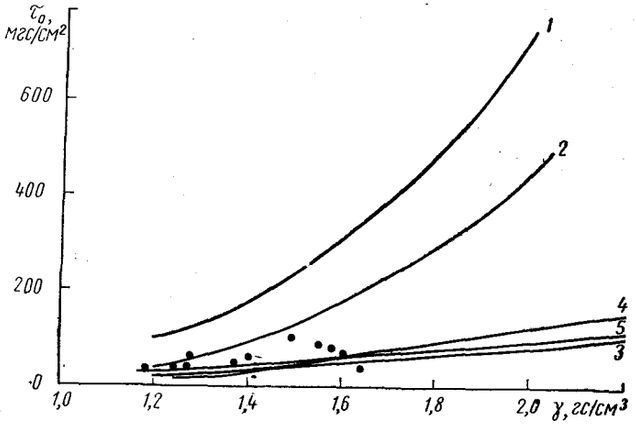


Рис. XII.12. Зависимость динамического напряжения сдвига глинистого раствора (образцы отобраны из бурящихся скважин) от плотности раствора. Обозначения те же, что на рис. XII.8.

и химические реакции — реологические показатели раствора непрерывно изменяются и в каждый данный момент времени зависят от условий, в которых он находился ранее (в основном от температуры и интенсивности перемешивания).

Но в каждый данный момент времени до начала схватывания реологические кривые цементных растворов удовлетворительно описываются законом трения Бингама.

На рис. XII.15 показаны результаты измерения реологических свойств растворов из стерлитамакского цемента различной концентрации на приборе РПЦ-1 УфНИИ (см. рис. XII.7) после 20 мин перемешивания в вискозиметре при $D = 350$ с$^{-1}$ [29].

Величины η и τ_0 для большинства цементных растворов в течение некоторого времени после их затворения (обычно 10—20 мин) снижаются, затем начинают повышаться. Темп этого повышения различен для растворов разного состава и значительно зависит от температуры. В течение некоторого времени τ_0 и η изменяются незначительно; для некоторых растворов наблюдается даже их стабилизация; однако при приближении времени начала схватывания цементного раствора темп роста τ_0 и η резко увеличивается.

На рис. XII.16 показана зависимость кажущейся вязкости различных цементных растворов от времени выдержки с момента затворения при непрерывном перемешивании в мешалке или в зазоре вискозиметра. Измерения производились на ротационном вискозиметре РВЦ-1 УфНИИ [28] при зазоре между цилиндрами 8 мм и скорости вращения внутреннего цилиндра 1000—1200 об/мин. Зависимость τ_0 и η от плотности растворов из тампонажного цемента завода «Октябрь» [15] показана на рис. XII.17. Измерения производили на капиллярном вискозиметре с трубкой диаметром 21,1 мм через 15—20 мин после затворения при температуре 30—35° С.

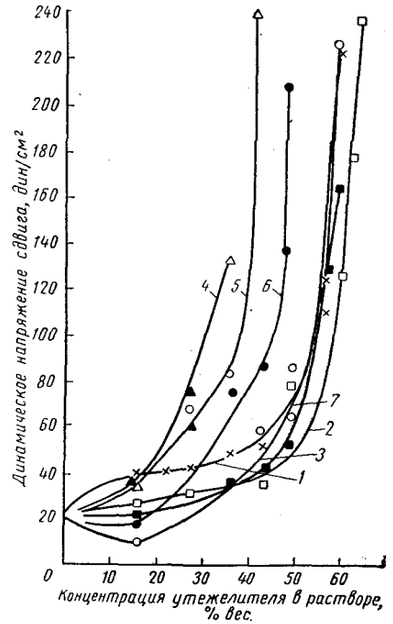


Рис. XII.13. Влияние концентрации утяжелителей на реологические свойства глинистого раствора.
1 — мартито-магнетитовая руда; *2* — гидрогематито-мартитовая руда; *3* — гематито-мартитовая руда; *4* — гидрогематитовая руда; *5* — лебединская гематитовая руда; *6* — магнетитовый концентрат НГОК; *7* — магнетитовый концентрат КМА

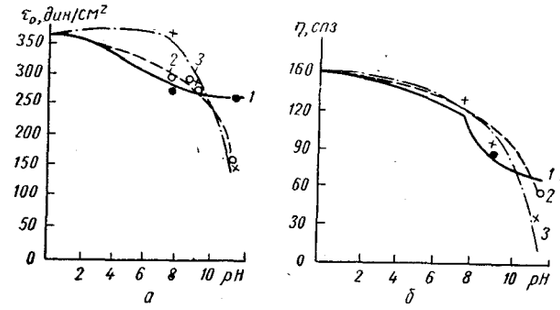


Рис. XII.14. Зависимость η и τ_0 от величины водородного показателя
1—концентрация гуматов 0,5%; *2*—то же, 1,0%; *3*—то же, 2%.

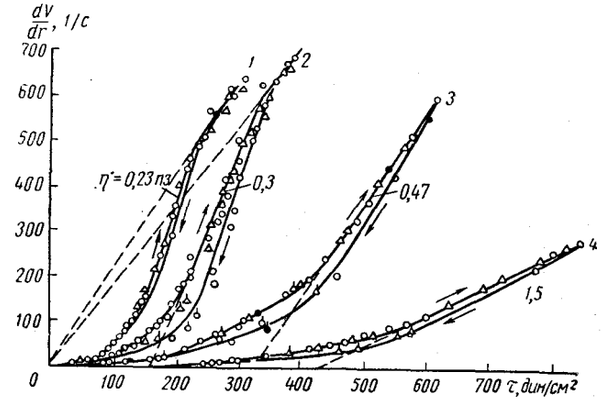


Рис. XII.15. Реологические кривые цементных растворов при различных значениях водо-цементного фактора $\left(\frac{В}{Ц}\right)$.

1 — $\frac{В}{Ц} = 0{,}55$; *2* — $\frac{В}{Ц} = 0{,}5$; *3* — $\frac{В}{Ц} = 0{,}45$; *4* — $\frac{В}{Ц} = 0{,}4$.

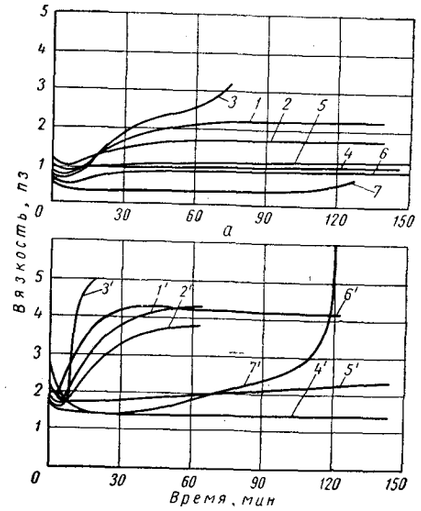


Рис. XII.16. Зависимость кажущейся вязкости различных цементных растворов от времени их затворения.
а — растекаемость 250 мм; *б* — растекаемость 180 мм

Кривая	Состав цемента	Растекаемость, мм	Водо-цементный фактор
1	СТЦ-1 *	250	0,5
		180	0,42
2	СТЦ-2	250	0,5
		180	0,42
3	СТЦ-2+15% Куганакского глинопорошка	250	0,65
		180	0,55
4	Тампонажный цемент завода «Комсомолец»	250	0,6
		180	0,51
5	СТЦ-1+30% гранулированного доменного шлака	250	0,55
		180	0,45
6	СТЦ-2+30% горелой породы	250	0,63
		180	0,43
7	Глиноземистый цемент	250	0,70
		180	0,52

* Стерлитамакский тампонажный цемент.

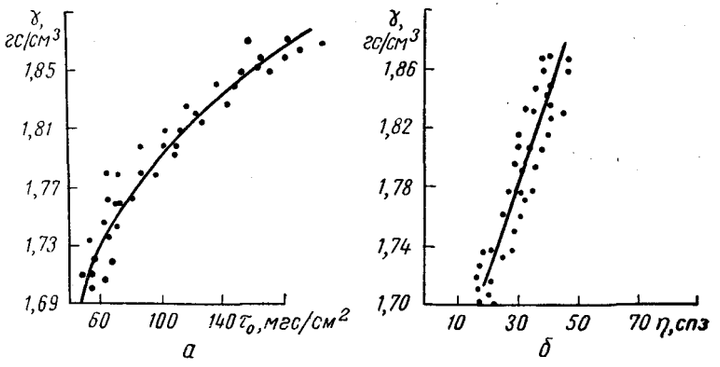


Рис. XII.17. Зависимость реологических свойств тампонажных растворов из цемента завода «Октябрь» от удельного веса раствора

а — динамическое напряжение сдвига; *б* — пластическая вязкость.

Реологические свойства цементных растворов и давления, возникающие при цементированиях, можно значительно снизить с помощью обработки этих растворов различными поверхностно-активными и высокомолекулярными реагентами, применяемыми также для снижения водоотдачи.

В табл. XII.1 приведены реологические параметры некоторых необработанных тампонажных растворов и обработанных КМЦ и ССБ, измеренные на капиллярном вискозиметре Кф ВНИИНефть [11] в период относительной стабилизации их свойств.

В табл. XII.2 показано влияние добавок различных пластифицирующих реагентов на свойства растворов из тампонажного цемента завода «Комсомолец» в период их относительной стабилизации (через 30 мин после затворения) при температуре 25—30° С, а также экспериментально определенные величины критической скорости $v_{кр}$, при которой возникает турбулентный режим течения [15].

Опыты вели на капиллярном вискозиметре ВНИИНГП с диаметром трубок 21,1 мм.

Наибольшее разжижение раствора наблюдается при добавлении КССБ в концентрации 0,4% при повышении концентрации до 0,6% первоначальное разжижение сменяется более интенсивным, чем у исходного раствора, ростом τ_0 и η через 40 мин после затворения.

Таблица XII.1

Реологические параметры тампонажных растворов

Вяжущее	Состав, % от веса вяжущего				Условия измерения		Результаты измерения	
	вода	глина	ССБ	КМЦ	время от затворения ч-мин	температура, °С	η*, спз	τ_0, дин/см²
Цемент для горячих скважин Новороссийского завода	50	0	0	0	0—40	80	47—83	95
	45	0	0	0	1—00	80	69—80	110
	50	0	0,6	0	1,00	80	15—16	11
	50	0	0	0,6	1,00	40	31—34	365
	50	0	0,4	0,4	1,00	60	123—140	120
	77	50	0	0	1,00	40	145—214	81
	70	30	0,6	0	1,00	60	162—208	127
	77	50	1,0	0	1,00	60—80	145—148	191
Шлак	50	0	0,2	0	1,00	80	65—99	64

* Указаны минимальные и максимальные значения, полученные при измерениях.

Таблица XII.2

Влияние добавок на свойства цементных растворов

Тип реагента	Концентрация, % от веса цемента	Водо-цементное отношение	Параметры цементного раствора			$v_{кр}$, м/с
			γ, гс/см³	τ_0, дин/см²	η, пз	
Исходный раствор	—	0,5	1,84	275	0,31	3,13
Хлористый натрий	25*	0,5	1,88	56	0,50	—
КССБ	0,2	0,5	1,84	110	0,29	2,10
КССБ	0,4	0,5	1,84	120	0,23	2,02
КССБ	0,6	0,5	1,84	115	0,30	2,13
КССБ + КМЦ	0,9+0,4	0,5	1,84	220	0,17	2,43
Исходный раствор	—	0,55	1,80	200	0,25	2,61
КМЦ	0,5	0,55	1,80	200	0,28	2,68
КМЦ	1,0	0,55	1,80	205	0,25	2,53
КМЦ+КССБ	1,0+0,4	0,55	1,80	280	0,22	2,94

* В процентах от веса воды.

Влияние температуры и давления на реологические свойства буровых и тампонажных растворов

Температура оказывает большое влияние на свойства промывочных и тампонажных растворов. При этом различают обратимые и необратимые воздействия. Главные факторы, действующие при повышении температуры, следующие.

1. Уменьшение вязкости жидкой фазы, вызывающее обратимое снижение пластической вязкости растворов.

2. Дегидратация твердых частиц в суспензии, обусловливающая увеличение тиксотропного структурообразования и динамического напряжения сдвига, вплоть до коагуляции системы. Эффект действия этого фактора в основном обратимый; однако для глинистых суспензий при высоких температурах, при которых на термограммах данной глины имеются участки, свидетельствующие об изменениях строения связанной воды в кристаллической структуре глины, наблюдаются и необратимые изменения.

3. Термическая пептизация вследствие ослабления внутриагрегатных связей, приводящая к необратимому загущению суспензий.

4. Изменения свойств реагентов, имеющихся в растворе и снижение их стабилизирующего действия, что вызывает необратимые изменения свойств раствора (обычно его загущение).

Давление также оказывает влияние на

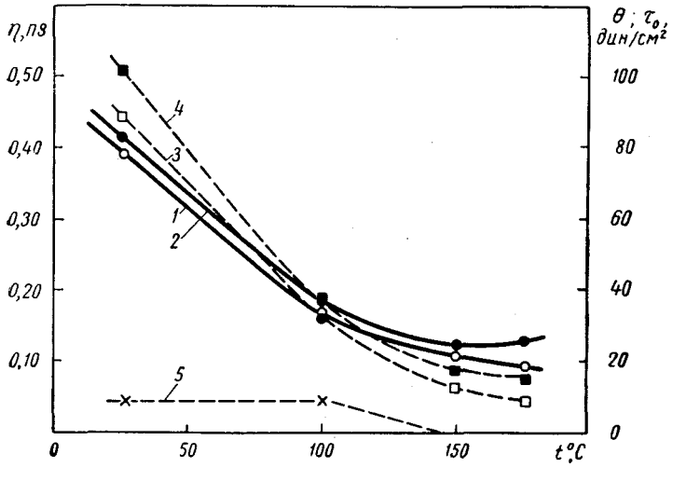


Рис. XII.18. Влияние температуры и давления на пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига 4%-ной суспензии натриевого бентонита в воде с избыточной концентрацией едкого натра (5 мэкв/л).

1 — η, давление атмосферное; *2* — η, давление 350 кгс/см², *3* — τ_0, давление атмосферное; *4* — τ_0 давление 350 кгс/см², *5* — Θ_1, давление атмосферное

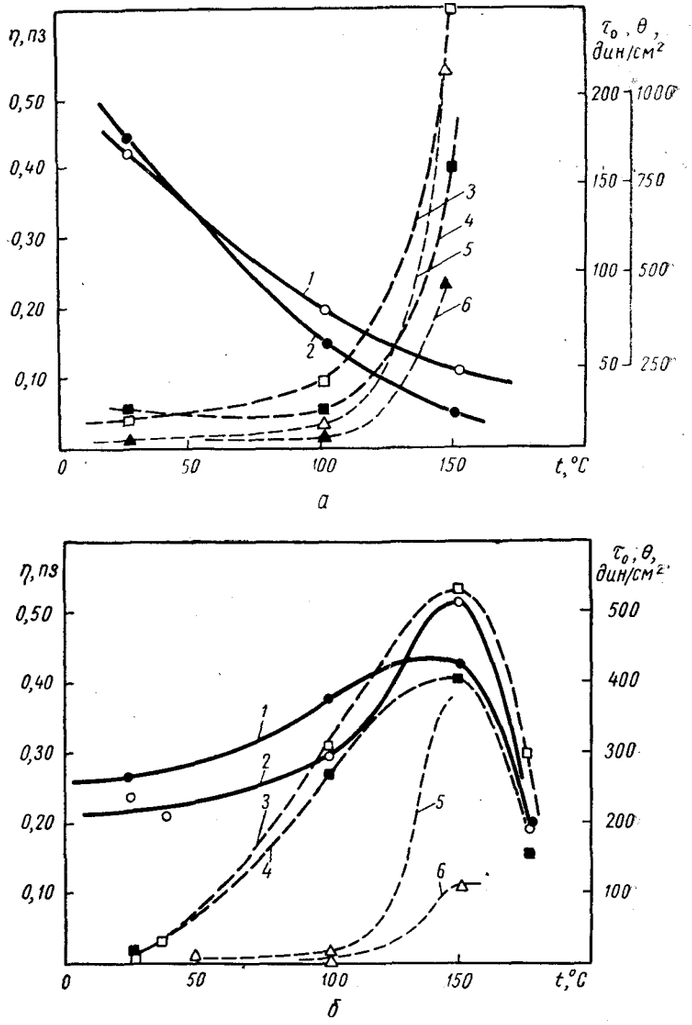


Рис. XII.19. Влияние температуры и давление на пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига.

а — 4%-ная суспензия натриевого бентонита в воде с избыточной концентрацией едкого натра 50 мэкв /л (pH 12,5); *б* — 13%-ная суспензия кальциевого монтмориллонита; *1* — η, давление атмосферное; *2* — η, давление 350 кгс/см²; *3* — τ_0, давление атмосферное; *4* — τ_0, давление 350 кгс/см²; *5* — Θ_1, давление атмосферное; *6* — Θ_1 давление 350 кгс/см²

реологические свойства некоторых буровых жидкостей, но в значительно меньшей степени, чем температура. По данным Шищенко и Аванесовой [41], повышение давления до 400 кгс/см² не влияет на реологические свойства химически обработанных глинистых растворов; пластическая вязкость необработанных растворов повышается незначительно.

Изучение температурных воздействий на реологические свойства производят двумя способами.

1. Измерением свойств буровых и тампонажных растворов при нормальных температуре и давлении до и после их прогрева в автоклавах. Эти исследования представляют интерес главным образом при оценке термостойкости различных химических реагентов и выборе рецептуры для химической обработки.

2. Измерением реологических свойств непосредственно при температуре и давлении, соответствующих забойным условиям.

В результате суммарного действия указанных факторов величины η и τ_0 могут как увеличиваться, так и уменьшаться при изменении температуры и давления в различных диапазонах.

Хиллер [49] различает два основных типа глинистых суспензий по характеру действия на них температуры и давления.

1. Хорошо диспергированные и стабилизированные суспензии с низким СНС. Характер изменения реологических свойств для этих суспензий показан на рис. XII.18. В большом диапазоне изменения температур η и τ_0 снижаются, а влияние давления на эти свойства незначительно. К этому типу, по данным Аванесовой и Гаджиева [1], относятся глинистые растворы, обработанные большим количеством УЩР.

2. Флоккулированные, тиксотропные суспензии, имеющие высокие значения СНС. В этих суспензиях при повышении температуры одновременно возрастают τ_0 и СНС, достигая максимума при некоторой температуре, а затем снижаются.

Вязкость может изменяться различным образом; чаще всего она уменьшается при повышении температуры, но эта зависимость может быть более сложной. Характерные примеры изменения τ_0 и η в зависимости от температуры для суспензий второго типа показаны на рис. XII.19 [49].

В работе [1] указано, что как η, так и τ_0 глинистых растворов, обработанных ССБ, КССБ и КМЦ, снижаются при повышении температуры до 100—150° С и, пройдя через минимальные значения, вновь повышаются в диапазоне изменения температур 100—200° С.

Большое влияние на температурные изменения τ_0 и η оказывает концентрация глины в буровом растворе. При увеличении концентрации глины загустевание суспензий при высоких температурах усиливается.

Влияние температуры и давления на свойства тампонажных растворов изучено мало.

РАСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Расчет промывки при роторном бурении и бурении с помощью электробуров

Общие положения

1. Первоначально принимают для расчета параметры комплекта насосов, входящих в состав выбранной буровой установки. В зависимости от предварительных результатов расчета насосная группа может быть заменена, и в этих случаях окончательный расчет должен быть сделан с учетом параметров подобранной группы насосов. Необходимо стремиться к более полному использованию мощности установленных насосов.

2. Так как при выборе диаметра бурильных труб только из соображений получения минимума потерь давления в скважине не учитываются многие важные факторы (например, нежелательность создания высоких давлений в кольцевом пространстве и их изменений в широких пределах при спуско-подъемных операциях, необходимость уменьшения времени спуско-подъемных операций и грузоподъемности лебедки и др.), то диаметр бурильных труб следует выбирать исходя из установленных практикой соотношений, в той или иной мере учитывающих все эти факторы.

Рекомендуются следующие соотношения диаметра долота D и наружных диаметров бурильных труб:

D, мм	$d_н$, мм
298 и более	168
243—269	140
214	127—114
190	114
161—151	89
145	73

Рекомендации по выбору диаметра и длины утяжеленных бурильных труб изложены в гл. VIII. При роторном бурении во всех случаях, когда долота выбранного типа имеются и в гидромониторном исполнении, следует выбирать гидромониторные долота.

Расчет при долотах с обычной системой промывки

Цель расчета. Определить производительность насосов на различных интервалах ствола скважины и проверить соответствие давления на устье скважины техническим данным насосов.

Порядок расчета. 1. Для каждого интервала, разбуриваемого долотами диаметром D определяют подачу жидкости, минимально необходимую для подъема частиц шлама в кольцевом пространстве по формуле

$$Q = 0{,}0785\,(D^2 - d_п^2)\,v_{кп}, \quad \text{(XII.10)}$$

где Q — производительность насосов в *л/с*; D и $d_п$ — диаметр долота и наружный диаметр бурильных труб в см; $v_{кп}$ — средняя скорость течения жидкости в кольцевом пространстве в м/с.

Величину $v_{кп}$ принимают исходя из опыта бурения в данном районе минимально необходимой для транспортировки шлама в кольцевом пространстве. В большинстве случаев ее следует выбирать в пределах 0,4—0,6 м/с, учитывая удельный вес бурового раствора и механическую скорость проходки. При этом ее выбирают ближе к нижнему пределу при применении утяжеленных глинистых растворов с повышенными структурно-механическими свойствами и небольшой механической скорости бурения $v_м$ и ближе к верхнему пределу — при бурении с промывкой водой или маловязкими суспензиями и с большой $v_м$. Однако при бурении в глинистых разрезах иногда приходится повышать $v_{кп}$ до 1,2 м/с для устранения налипания шлама на стенки скважины и связанных с этим затяжек и прихватов инструмента.

В отдельных случаях при проектировании скважин со сложной конструкцией допускается уменьшение величины $v_{кп}$ на небольших интервалах (бурение под направление, кондуктор и т. п.) до 0,2—0,3 м/с.

2. Составляют таблицу производительности и давления насосной группы при установке цилиндровых втулок различных диаметров, исходя из следующих значений коэффициента наполнения m насосов:

Условия всасывания	m
С подпором на всасывании	1,0
С всасыванием из емкостей в грунте при промывке водой	0,9
То же, при промывке глинистыми растворами	0,8

Допустимые давления для насосов принимают в соответствии с их паспортными данными. Следует иметь в виду, что во многих справочниках производительность насосов указывается неточно. Необходимо проверять эти данные, определяя теоретическую производительность (при $m = 1$) по формуле

$$Q = \frac{\pi (2D^2 - d^2)\, Sn}{120}, \quad [л/с]$$

где D и d — диаметры цилиндра и штока в дм; S — длина хода в дм; n — число двойных ходов в мин.

С помощью табличных значений m уточняют найденные в п. 1 величины расхода жидкости, округляя их до ближайшего большего значения из таблицы данных насосов.

3. Определяют потери давления в конце бурения каждого интервала как сумму потерь в отдельных элементах циркуляционной системы и сопоставляют с допустимыми давлениями для насосов.

Потери давления в соплах долота $p_д$ (кгс/см²) определяют по формуле

$$p_д = \frac{0{,}51}{\mu^2 f^2}\gamma Q^2 = a\gamma v_{ист}^2, \quad (XII.11)$$

где f — суммарная площадь сечений промывочных отверстий в см²; γ — плотность жидкости в г/см³; μ — коэффициент расхода, величину которого принимают по данным табл. XII.3;

$$a = \frac{0{,}0051}{\mu^2};$$

$v_{ист} = \frac{10Q}{f}$ — скорость истечения струй из отверстий долота в м/с.

Перепад давления на алмазных долотах при отсутствии более точных данных для его определения принимают 20 кгс/см², на фрезерных 3—5 кгс/см².

Потери давления в поверхностной части напорной циркуляционной системы определяют по формуле

$$p_{обв} = a_{обв}\gamma Q^2, \quad (XII.12)$$

где $a_{обв}$ — коэффициент, имеющий значения от $1{,}37 \cdot 10^{-3}$ до $4{,}3 \cdot 10^{-3}$ [24]. Размерности такие же, как в формуле (XII.11).

Таблица XII.3

Коэффициент расхода

Форма насадок	μ	a
Цилиндрические сверления с остроугольными кромками .	0,64—0,66	0,0120—0,0125
Сверления с коническим входом	0,8—0,9	0,0080—0,0063
Y-образная щель	0,7—0,75	0,0105—0,0090
Насадки с округленным входом и конусностью (для гидромониторных долот, насадки УфНИИ и т. д.)	0,9—0,95	0,0063—0,0057

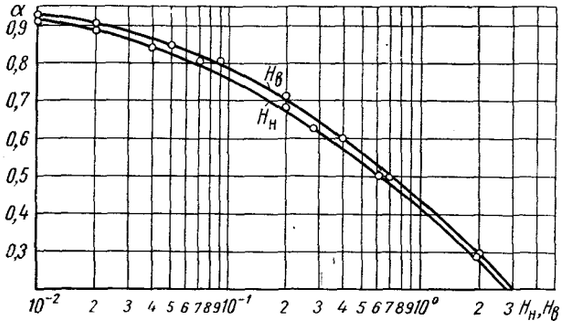


Рис. XII.20. Номограмма для расчета потерь давления при структурном течении вязко-пластичных жидкостей в трубах круглого и кольцевого сечения

Потери давления в бурильных трубах $p_т$ и УБТ $p_{тУ}$ определяют при роторном бурении по формуле

$$p_т = 82{,}6\lambda\gamma\frac{Q^2 l}{d^5}, \text{ кгс/см}^2 \quad (XII.13)$$

где d — внутренний диаметр труб в см; l — длина в м; λ — коэффициент сопротивления.

Коэффициент сопротивления при промывке водой для стальных труб определяют по формуле

$$\lambda = \frac{0{,}0121}{d^{0{,}226}}, \quad (XII.14)$$

где d — внутренний диаметр труб в м.

Для приближенных расчетов для бурильных и утяжеленных труб всех размеров можно принимать $\lambda = 0{,}02 - 0{,}025$.

Для труб из сплава Д16Т $\lambda_а$ определяют по формуле

$$\lambda_а = 0{,}8\lambda.$$

Для определения коэффициента сопротивления при течении глинистых растворов предварительно вычисляют по приближенной формуле значение критической скорости течения для данного раствора

$$v_{кр} = 0{,}25\sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma}}, \quad (XII.15)$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига глинистого раствора в дин/см²; γ — плотность глинистого раствора, численно равная удельному весу, в г/см³.

Затем определяют фактическую скорость течения раствора в трубах $v_т$

$$v_т = \frac{Q}{0{,}0785\, d^2}, \text{ м/с.}$$

где размерность Q в м/с, d в см.

Сравнивая $v_{кр}$ и $v_т$, определяют режим потока в трубах: при $v_т < v_{кр}$ режим структурный, при $v_т > v_{кр}$ — турбулентный.

При наличии структурного режима течения расчет потерь давления может быть сделан двумя способами.

1. По неупрощенной формуле Букингама.

При этом вычисляют безразмерную величину

$$H_т = \frac{12\eta v_т}{d\tau_0}, \quad (XII.16)$$

где η, $v_т$, d и τ_0 выражены в любой единой системе единиц.

С помощью номограммы рис. XII.20 по найденному значению $H_т$ определяют значение вспомогательной величины α и затем по формуле

$$p_т = 4{,}08 \cdot 10^{-6}\frac{l\tau_0}{\alpha d}, \text{ кгс/см}^2 \quad (XII.17)$$

где l и d — выражены в м; τ_0 — в дин/см² определяют потери давления в трубах.

2. Приближенный способ по упрощенной формуле Букингама.

Подсчитывают обобщенный критерий Рейнольдса $Re_т^*$ по формуле

$$Re_т^* = \frac{1}{\frac{\eta}{v\, d\gamma} + \frac{1}{6}\frac{\tau_0}{\gamma v_т^2}}, \quad (XII.18)$$

где все величины выражены в единой системе единиц.

Затем определяют коэффициент гидравлических сопротивлений по формуле

$$\lambda_т = \frac{64}{Re_т^*} \quad (XII.19)$$

и по формуле (XII.13) подсчитывают $p_т$.

При наличии турбулентного режима $\lambda_т$ приближенно можно определять также по формуле (XII.14). Однако эта формула универсально применима для всех растворов лишь в области $Re_т^* > 50000$.

При необходимости более точного расчета в диапазоне $2000 < Re_т^* < 50000$ следует воспользоваться данными табл. XII.4, в которой приведены зависи-

Таблица XII.4

Характеристика глинистых растворов

№ раствора	Раствор	η, пз	τ_0, дин/см²	$\lambda_т = f(\mathrm{Re}_т^*)$
1	Неутяжеленный, $T<50$ сек	0,05—0,20	<100	$0{,}1\,(\mathrm{Re}_т^*)^{-0{,}15}$
2	Утяжеленный, $\gamma=1{,}4+1{,}75$ гс/см³ . . .	0,10—0,30	50—200	0,02
3	Утяжеленный, $\gamma>1{,}8$ гс/см³	0,15—0,45	90—400	$0{,}0025\,(\mathrm{Re}_т^*)^{0{,}2}$

мости $\lambda_т = f(\mathrm{Re}_т^*)$ для глинистых растворов с различными реологическими свойствами.

Более детальные данные по этому вопросу можно найти в работе [14].

Во всех случаях, когда это возможно, для улучшения показателей работы долот следует применять воду или глинистые растворы с малым содержанием твердой фазы и небольшими значениями τ_0 и η.

Потери давления в кольцевом пространстве определяют по формуле

$$p_{к.\,п} = 82{,}6\lambda_{кп}\gamma\,\frac{Q^2 l}{(D^2-d_н^2)^3\,(D^2+d_н^2)^2}, \qquad \text{(XII.20)}$$

где $d_н$ — наружный диаметр бурильных труб или УБТ, в см, а размерности те же, что и в формуле XII.13.

Коэффициент сопротивления при течении воды выбирают в пределах

$$\lambda_{кп} = 0{,}024-0{,}025. \qquad \text{(XII.21)}$$

При течении глинистых растворов приближенно критическую скорость течения $v_{кп}$ определяют по формуле XII.15.

При $v_{кп} > v_{кр}$ определяют $\lambda_{кп}$ по формуле XII.21. При $v_{кп} < v_{кр}$ дальнейшие расчеты производят с использованием номограммы рис. XII.20. В этом случае определяют величину $H_{кп}$ по формуле

$$H_{к.\,п} = \frac{12\eta v_{кп}}{(D-d_н)\,\tau_0}, \qquad \text{(XII.22)}$$

а величину $p_{кп}$ по формуле

$$p_{кп} = 4{,}08\cdot 10^{-6}\,\frac{l\tau_0}{\alpha\,(D-d_н)}. \qquad \text{(XII.23)}$$

Для УБТ квадратного сечения $p_{кпу}$ определяют по формуле

$$p_{кпу} = 82{,}6\lambda_{к.\,п}\,\frac{\gamma Q^2 l_у}{\left(\frac{\pi}{4}D^2-a^2\right)d_э}, \qquad \text{(XII.24)}$$

где a — сторона сечения УБТ в см; $l_у$ — длина УБТ в м:

$$d_э = \frac{\pi D^2-4a^2}{\pi D-4a} \qquad \text{(XII.25)}$$

— учетверенный гидравлический радиус затрубного пространства в см.

Формулами (XII.20—XII.24) следует также пользоваться при определении потерь давления в бурильных трубах с кабелем при бурении с помощью электробуров.

Более детальные сведения о значениях $\lambda_{кп}$ для канала в бурильных трубах с подвешенным в них кабелем можно найти в работе [32].

Описанный расчет потерь давления в кольцевом пространстве $p_{кп}$ в отличие от расчета $p_д$, p_m, $p_з$ и др. дает лишь приближенные результаты. Основные причины отклонений расчетных давлений от фактических следующие:

1. В расчете принято концентрическое расположение труб в сечении скважины, тогда как обычно они располагаются эксцентрично. Снижение потерь давления во втором случае по сравнению с первым при прочих равных условиях может доходить до 60%.

2. При расчете обычно неизвестны истинные размеры сечения некрепленного ствола скважины. Чаще имеет место расширение ствола против номинального диаметра долота, в результате чего снижаются фактические потери по сравнению с расчетными.

3. Не учтены дополнительные потери давления в сужениях кольцевого пространства против бурильных замков. Их несложно учесть, но обычно это не делают вследствие незначительной величины. Таким образом, фактические потери давления в кольцевом пространстве часто могут быть значительно меньше расчетных.

При расчетах потерь давления в бурильных трубах и кольцевом пространстве обычно принимают значения η и τ_0, измеренные при комнатной температуре, и не учитывают изменение этих величин вследствие повышения температуры в скважине. Это в известной мере оправдывается тем, что при повышении температуры для большинства глинистых растворов η уменьшается, а τ_0 — растет, и суммарное влияние их изменений на величину перепада давления незначительно.

Однако в специальных случаях влияние температуры можно учесть (при большой глубине скважин, высокой забойной температуре, применении буровых жидкостей, подобных растворам на нефтяной основе, у которых с повышением температуры одновременно снижаются и η и τ_0).

При этом для расчетов по формулам XII.15—XII.19 и XII.22—XII.24 следует принимать средневзвешенные значения η и τ_0, для диапазона температур от минимальной температуры циркулирующего раствора на устье τ_{min} до максимальной τ_{max} — на некотором расстоянии над забоем.

Для расчета величин t_{min} и t_{max} следует пользоваться зависимостями, указанными в работе [3].

Потери давления в замковых соединениях можно определять двумя способами.

1. По формуле

$$p_з = 0{,}833\xi\gamma\,\frac{Q^2 l}{d^4 l_т}, \qquad \text{(XII.26)}$$

где $\xi = 2\left[\left(\frac{d}{d_0}\right)^2-1\right]^2$; d_0 — диаметр наименьшего проходного сечения в соединении (в ниппеле замка или в высаженной части трубы); $l_т$ — длина одной трубы. Все размерности такие же, как и в формуле (XII.11).

2. При турбулентном режиме течения в трубах можно рассчитывать $p_з$ по методу эквивалентных длин.

При этом длину бурильных труб при расчете по формуле (XII.13) увеличивают на фиктивную длину некоторого участка $l_{э.\,з}$, потери давления в котором равны потерям в соединениях. Эту длину определяют следующим образом

$$l_{эз} = \frac{\xi}{\lambda}\,d\,\frac{l}{l_т},$$

где d — выражено в м; $\frac{l}{l_т}$ — число соединений.

После расчета потерь давления во всех элементах циркуляционной системы их суммируют для каждого интервала ствола скважины

$$p = p_{обв}+p_д+p_{ут}+p_{к.\,п}+p_т+p_з+p_{кпу}$$

и сопоставляют с допустимым давлением для насосов $p_н$. В случае необходимости ($p > p_н$) изменяют размеры поршней и втулок в насосах и делают необходимые пересчеты.

В результате составляют таблицу режима работы насосной группы по интервалам.

Определение минимально необходимой производительности насосов

1. При бурении под промежуточную колонну

$$Q = 0{,}0785\,(D^2-d_н^2)\,v_{к.\,п} =$$
$$= 0{,}0785\,(26{,}9^2-14^2)\cdot 0{,}6 \approx 25 \text{ л/с}.$$

Буровая установка «Уралмаш 125БД» с двумя насосами У8-4, имеющими следующую характеристику:

Диаметр втулок, мм	Максимальное давление, кгс/см²	Производительность, л/с	
		$m=1{,}0$	$m=0{,}8$
170	95	40,8	32,6
160	110	35,8	28,7
150	125	31,2	25,0
130	172	22,6	18,1
120	200	18,8	13,0

Пример расчета 1.
Условия расчета

Интервал, м	Долото		Параметры глинистого раствора			Диаметры бурильных труб, мм		Замок		УБТ	
	тип	число и размеры отверстий, мм	γ, гс/см³	η, пз	τ_0, дин/см²	$d_н$	d	тип	$d_з$, мм	длина, м	внутренний и наружный диаметр, мм
0—200	ЭЛ-269	3×30	1,2	0,08	50	140	119	ЗШ178	101	—	—
200—2500	Б269С	3×30	1,6	0,12	160	140	119	ЗШ178	101	150	100×203
2500—3500	ФР-190	—	1,8	0,20	250	114	94,3	ЗШ146	80	150	74×146

Такую производительность (28,7 л/с при $m = 0{,}8$) развивает один насос У8-4 при цилиндровых втулках диаметром 160 мм.

Так как ввиду малой длины кондуктора заменять втулки насоса после его спуска нецелесообразно, то эту же производительность примем и для бурения под кондуктор. При этом $v_{к.п.}$ будет

$$v_{к.\,п} = \frac{Q}{0{,}0785\,(D^2 - d_н^2)} = \frac{28{,}7}{0{,}0785\,(39{,}4^2 - 14^2)} = 0{,}27 \text{ м/с},$$

что допустимо.

2. При бурении под эксплуатационную колонну

$$Q = 0{,}0785\,(19^2 - 11{,}4^2)\cdot 0{,}6 = 11 \text{ л/с}.$$

Принимаем производительность насоса $Q = 13{,}0$ л/с при втулках диаметром 120 мм и $m = 0{,}8$.

Максимальное давление рассчитаем только для бурения под промежуточную и эксплуатационную колонны.

Расчет давления при бурении под промежуточную колонну

1. Потери давления в долоте.

Примем коэффициент $a = 0{,}012$.

$$v_{ист} = \frac{Q}{f} = \frac{28{,}7}{3\cdot 0{,}0785\cdot 3^2} = 13{,}6 \text{ м/с};$$

$$p_д = a\gamma v_{ист}^2 = 0{,}012\cdot 1{,}6\cdot 13{,}6^2 = 3{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

2. Потери давления в поверхностной обвязке.

Коэффициент $a_{обв}$ примем по пятому варианту [24] $a_{обв} = 3{,}4\cdot 10^{-3}$

$$p_{обв} = a_{обс}\gamma Q^2 = 3{,}4\cdot 10^{-3}\cdot 1{,}6\cdot 28{,}7^2 = 4{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

3. Потери давления в бурильных трубах.

Определим критическую скорость

$$v_{кр} = 0{,}25\sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma}} = 0{,}25\sqrt{\frac{160}{1{,}6}} = 2{,}5 \text{ м/с}.$$

Фактическая скорость течения $v_т$

$$v_т = \frac{Q}{0{,}0785 d^2} = \frac{28{,}7}{0{,}0785\cdot 11{,}9^2} = 2{,}58 \text{ м/с}.$$

Так как $v_т < v_{кр}$, то будет турбулентный режим течения. Для определения $\lambda_т$ подсчитывать значение $Re^*_т$ нет необходимости, так как глинистый раствор в данном случае имеет свойства, близкие к раствору 2 табл. XII.4, для которого $\lambda_т$ во всем диапазоне $Re^*_т$ в турбулентной области равен 0,02.

Так как режим течения в трубах турбулентный, то можно одновременно подсчитать и потери давления в замках $p_з$ по методу эквивалентных длин.

Коэффициент сопротивления для замков

$$\xi = 2\left[\left(\frac{d^2}{d_0} - 1\right)\right]^2 = 2\left[\left(\frac{11{,}9}{10{,}1}\right)^2 - 1\right]^2 = 0{,}32.$$

Число замков

$$N = \frac{H_{скв} - l_у}{l_т} = \frac{2500 - 150}{12{,}5} = 188.$$

Эквивалентная длина для замков

$$l_{эз} = \frac{\xi}{\lambda} dN = \frac{0{,}32}{0{,}02}\cdot 0{,}119\cdot 188 = 360 \text{ м}.$$

Для облегчения расчетов аналогично можно определить эквивалентную длину для УБТ. В этом случае эквивалентная длина определяется по формуле

$$d_{эу} = l_у \frac{d^5}{d_у^5} = 150\,\frac{11{,}9^5}{10^5} = 355 \text{ м}.$$

Потери давления в бурильных и утяжеленных трубах и замках будут

$$p_т + p_з + p_у = 82{,}6\lambda\gamma\,\frac{Q^2\,(l + l_{э.\,з} + l_{э.\,у})}{d^5} =$$

$$= 82{,}6\cdot 1{,}6\cdot 0{,}02\,\frac{28{,}7^2\,(2350 + 360 + 355)}{11{,}9^5} =$$

$$= 28{,}3 \text{ кгс/см}^2.$$

Определим потери давления в кольцевом пространстве.

Скорость течения

$$v_{к.\,п} = \frac{28{,}7}{0{,}0785\,(26{,}9^2 - 14^2)} = 0{,}7 \text{ м/с},$$

Так как $v_{кп} < v_{кр}$, то в кольцевом пространстве структурный режим течения.

Ввиду малого значения $p_{к.п.}$ в общем балансе пренебрежем разницей в потерях в кольцевом пространстве против бурильных и утяжеленных труб

$$H_{к.\,п} = \frac{12\eta v_{к.\,п}}{(D - d_н)\,\tau_0} = \frac{12\cdot 0{,}12\cdot 70}{(26{,}9 - 14)\cdot 160} = 0{,}049.$$

По номограмме рис. XII.21 $\alpha = 0{,}825$

$$p_{к.\,п} = 4{,}08\cdot 10^{-6}\,\frac{l\tau_0}{\alpha\,(D - d_н)} = 4{,}08\cdot 10^{-6}\,\frac{2500\cdot 160}{0{,}825\cdot 0{,}128} = 15{,}4 \text{ кгс/см}^2.$$

Общие потери давления в циркуляционной системе

$$p = p_д + p_{обв} + p_т + p_з + p_{ут} + p_{к.\,п} = 3{,}5 + 4{,}5 + 28{,}3 + 15{,}4 = 51{,}7 \text{ кгс/см}^2.$$

Очевидно, насос будет значительно недогружен. Если стенки скважины достаточно устойчивы и опасности поглощения вследствие гидроразрыва пластов нет, то для улучшения очистки забоя можно осуществлять промывку одним насосом с втулками диаметром 170 мм при производительности 32,6 л/с.

Однако следует иметь в виду, что максимальный эффект от повышения гидравлической мощности насосов можно получить только при применении гидромониторных долот; в противном случае основная часть избыточной гидравлической энергии будет затрачиваться бесполезно.

Так как почти во всей циркуляционной системе режим течения турбулентный (за исключением кольцевого пространства), то можно с незначительной погрешностью определить потери в скважине при этом расходе, приняв, что они пропорциональны Q^2,

$$p_{170} = p_{160}\,\frac{Q_{170}^2}{Q_{160}^2} = 45{,}4\cdot\frac{32{,}6^2}{28{,}7^2} = 59 \text{ кгс/см}^2.$$

При этом $v_{к.п.}$ будет

$$v_{к.\,п} = \frac{32{,}6}{0{,}0785\,(26{,}9^2 - 14^2)} = 0{,}8 \text{ м/с}.$$

Расчет давления при бурении под эксплуатационную колонну

Потери давления в долоте фрезерного типа принимаем 5 кгс/см².

Потери давления в поверхностной обвязке

$$p_{обв} = 3{,}4\cdot 10^{-3}\cdot 1{,}8\cdot 13^2 \approx 1 \text{ кгс/см}^2.$$

Потери давления в бурильных трубах. Определяем критическую скорость $v_{кр}$

$$v_{кр} = 0{,}25\sqrt{\frac{250}{1{,}80}} = 2{,}96 \text{ м/с};$$

затем фактическую скорость v

$$v_т = \frac{13}{0{,}0785\cdot 9{,}43^2} = 1{,}87 \text{ м/с}.$$

Сравнивая, определяем, что режим течения структурный.

Расчет по первому способу.

$$H_т = \frac{12\cdot 0{,}2\cdot 87}{9{,}43\cdot 250} = 0{,}19.$$

Значение α определяем по рис. XII.17 ($\alpha = 0{,}71$)

$$p_т = 4{,}08\cdot 10^{-6}\,\frac{3350\cdot 250}{0{,}71\cdot 0{,}0943} = 51 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчет по второму способу.

Критерий Рейнольдса.

$$Re^*_т = \frac{1}{\dfrac{0{,}2}{9{,}43\cdot 1{,}8\cdot 187} + \dfrac{1}{6}\cdot\dfrac{250}{1{,}8\cdot 187^2}} = 1390.$$

Коэффициент сопротивления

$$\lambda_т = \frac{64}{Re^*_т} = \frac{64}{1390} = 0{,}046.$$

Определим потери в бурильных и утяжеленных трубах и замках отдельно, так как способом эквивалентных длин в данном случае пользоваться нельзя.

$$p_т = 82{,}6\cdot 1{,}8\cdot 0{,}046\,\frac{13^2\cdot 3350}{9{,}43^5} = 52 \text{ кгс/см}^2.$$

Определим потери в УБТ.

Скорость течения в УБТ.

$$v_у = \frac{13}{0{,}0785\cdot 7{,}4^2} = 3{,}0 \text{ м/сек}\quad v_у > v_{кр}.$$

Режим течения турбулентный. Для данного раствора λ зависит от Re^*

$$Re^*_у = \frac{1}{\dfrac{0{,}2}{7{,}4\cdot 1{,}8\cdot 300} + \dfrac{1}{6}\cdot\dfrac{250}{1{,}8\cdot 300^2}} = 3240.$$

Коэффициент сопротивления

$$\lambda_у = 0{,}025\,(Re^*_у)^{0{,}2} = 0{,}0025\cdot 3240^{0{,}2} = 0{,}016.$$

Потери давления в УБТ

$$p_у = 82{,}6\cdot 1{,}8\cdot 0{,}016\,\frac{13^2\cdot 150}{7{,}4^5} = 3{,}0 \text{ кгс/см}^2.$$

Определим скорость в кольцевом пространстве

$$v_{к.\,п} = \frac{13}{0{,}0785\,(19^2 - 11{,}4^2)} = 0{,}79 \text{ м/с}.$$

Режим течения структурный.

Определим потери давления

$$H_{к.\,п} = \frac{12\cdot 0{,}20\cdot 79}{(19 - 11{,}4)\cdot 250} = 0{,}091;\ \alpha = 0{,}77;$$

$$p_{к.\,п} = 4{,}08\cdot 10^{-6}\,\frac{3500\cdot 250}{0.77\cdot 0{,}076} = 60 \text{ кг/см}^2.$$

Определим потери давления в замках.

Коэффициент сопротивления

$$\xi = 2\left[\left(\frac{9{,}43}{7{,}0}\right)^2 - 1\right]^2 = 1{,}28;$$

$$p_з = 0{,}833\cdot\xi\gamma\frac{Q^2}{d^4}\,\frac{l}{l_т} = 0{,}833\cdot 1{,}28\cdot 1{,}8\,\frac{13^2}{9{,}43^4}\times\frac{3350}{12{,}5} = 11{,}1 \text{ кгс/см}^2.$$

Общие потери давления

$$p = 5 + 1 + 52 + 3 + 60 + 11 = 132 \text{ кгс/см}^2.$$

Составляем таблицу режима работы насоса по интервалам:

Интервал глубины, м	Производительность, л/с	Число насосов и диаметр втулок, мм	Число ходов в минуту	Наибольшее давление в конце интервала, кгс/см²
0–200	32,6	1×170	65	–
200–2500	32,6	1×170	65	66,5
2500–3500	13,0	1×120	65	132

Расчет при использовании гидромониторных долот

Цель расчета. Обеспечение наилучших условий очистки забоя от частиц породы при наиболее эффективном использовании установленных на буровой насосов и их привода.

Для этого необходимо рассчитать размеры сечения насадок в гидромониторных долотах и производительность насосов на различных интервалах ствола скважины.

Критерии эффективности очистки забоя. В настоящее время не установлено единого критерия, позволяющего оценивать эффективность очистки забоя при бурении различными долотами в различных породах.

Применяют один из трех следующих критериев.

Скорость истечения струй из насадок долота $v_{ист}$.

Сила удара струй, вытекающих из насадок,

$$I = k_1 Q v_{ист}. \qquad \text{(XII.27)}$$

Гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте,

$$N_д = k_2 Q v_{ист}^2. \qquad \text{(XII.28)}$$

Здесь k_1 и k_2 — коэффициенты пропорциональности, учитывающие размерности.

Наибольшее распространение получили критерии I и $N_д$.

Критерием I рекомендуется пользоваться при разбуривании мягких, слабо сцементированных и средних по твердости пород, а критерием $N_д$ — при разбуривании более твердых и крепких пород.

Особенностью эксплуатации буровых насосов при использовании любого критерия является их постоянная работа при высоком давлении и сравнительно небольшой производительности.

Максимальные значения критериев будут при следующих условиях [52].

1. Давление на насосах постоянно и равно $p_н$, гидравлическая мощность насоса $N_н$ переменна

Критерий	Условия максимума
$v_{ист}$	$Q=0$
I	$p_д=0{,}5p_н$
$N_д$	$p_д=0{,}65p_н$

2. Гидравлическая мощность насосов $N_н$ постоянна, давление $p_н$ — переменно

Критерий	Условия максимума
$v_{ист}$	$Q=0$
I	$p_д=0{,}75p_н$
$N_д$	$Q=0$

Практически условие максимума при $Q = 0$ означает, что данный критерий имеет наибольшее возможное значение при минимально допустимом расходе жидкости.

Порядок расчета. Ввиду большой громоздкости расчетов по подбору комбинаций насадок долот и втулок насосов, при которых те или иные критерии имеют максимальные значения, при расчетах широко применяют специальные номограммы.

При этом принимается, что режим течения во всех элементах циркуляционной системы — турбулентный. Если это не соответствует действительности, то ошибки могут быть значительные.

Рассмотрим расчет по методу фирмы Юз [51].

Построение номограммы. Номограмма (см. рис. XII.21) строится в координатах $Q - H$ в полуквадратической шкале. По оси абсцисс откладывают величины, пропорциональные квадратам расхода жидкости Q в л/с, а по левой оси ординат — пропорциональные величинам напора

$$H = \frac{10p}{\gamma},$$

выраженного в метрах столба перекачиваемой жидкости.

Лучи, расходящиеся из начала координат, показывают потери напора в насадках долот с различной площадью сечения, вычисляемые по формуле:

$$H_д = \frac{10 \cdot 0{,}51}{\mu^2} \frac{Q^2}{f^2}. \qquad \text{(XII.29)}$$

Принимая $\mu = 0{,}95$, получаем расчетную формулу

$$H = 5{,}7 \left(\frac{Q}{f}\right)^2, \qquad \text{(XII.30)}$$

где Q — в л/с, f — в см².

Ввиду сильных изменений цены деления шкалы абсцисс в диапазоне возможных изменений расхода жидкости в ряде случаев приходится пользоваться номограммами с различными масштабами по оси абсцисс, например, рис. XII.21, *а* — для диапазона 0—30 л/с, рис. XII.21, *б* — 0—80 л/с.

На правой оси ординат также обозначают величины напора и продолжают

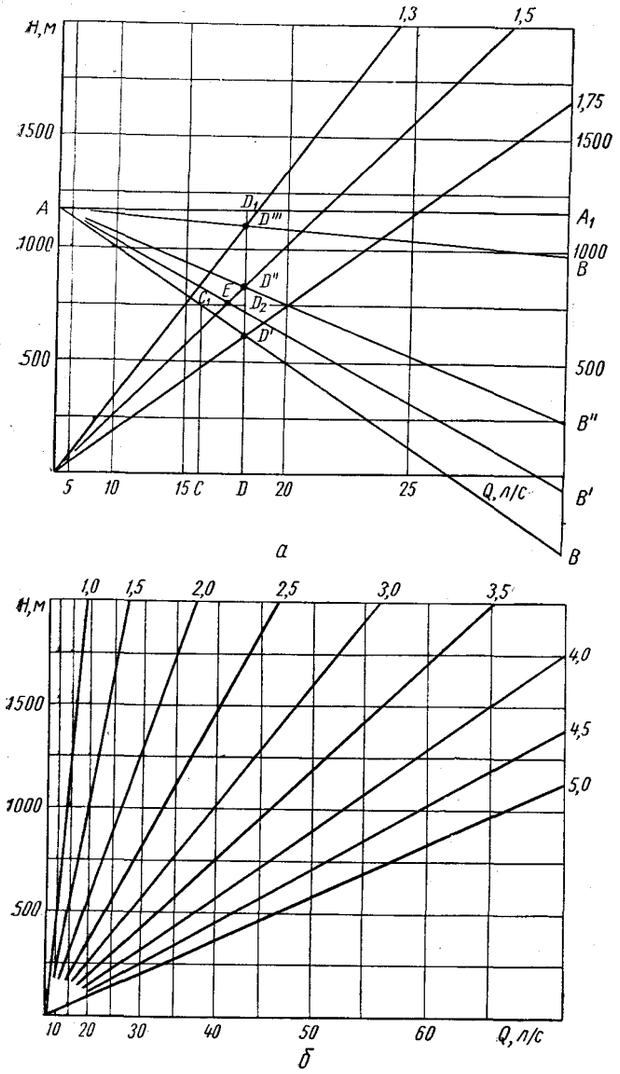


Рис. XII.21. Номограмма для подбора сечения насадок в гидромониторных долотах.
а — для расхода жидкости 0—30 л/сек; *б* — для расхода жидкости 0—80 л/сек.

ее вниз в область отрицательных значений H.

Расчеты по номограмме. Порядок расчетов рассмотрим на примере.

Пример расчета 2. Произвести подбор насадок гидромониторных долот при условии наибольшей гидравлической мощности на долоте $N_д$ и при постоянном напоре на насосах $H_н$ при следующих условиях.

Интервал глубины, мм	750—4200
Диаметр долота D, мм	214
Бурильные трубы	114×10 с замками ЗШ146
УБТ	178×90—150 м 146×75—100 м
Давление на стояке $p_н$, кгс/см²	140
Производительность насоса при этом давлении $Q_т$, л/с	18
Удельный вес глинистого раствора γ, гс/см³	1,2
Коэффициент сопротивления обвязки $Q_{обв}$	$7 \cdot 10^{-3}$

Используем номограмму для расходов от 0 до 30 л/с (см. рис. XII.21, *а*).

1. Определим полный напор $H_н$ и часть его $H_д$, реализуемую на долоте при максимальном значении критерия $N_д$

$$H_н = \frac{10p_н}{\gamma} = \frac{10 \cdot 140}{1{,}2} = 1170 \text{ м},$$

$$H_д = 0{,}65H_н = 0{,}65 \cdot 1170 = 760 \text{ м}.$$

2. Определим потери напора в циркуляционной системе, не зависящие от глубины, при $Q = 30$ л/с (при турбулентном режиме течения)

$$H_{нг} = H_{обв} + H_у + H_{кпу},$$

где потери в обвязке

$$H_{обв} = \frac{10p_{обв}}{8} = 10a_{обв}Q^2 = 10 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \times$$

$$\times 30^2 = 60 \text{ м};$$

потери в УБТ

$$H_у = 826\lambda Q^2 \left(\frac{l_{1у}}{d_{1у}^5} + \frac{l_{2у}}{d_{2у}^5}\right) =$$

$$= 826 \cdot 0{,}02 \cdot 30^2 \left(\frac{150}{9{,}0^5} + \frac{100}{7{,}5^5}\right) = 100 \text{ м}.$$

Потери в кольцевом пространстве против УБТ для упрощения подсчитаем для 178-мм УБТ на общей длине 250 м

$$H_{кпу} = 826\lambda \frac{Q^2 l_у}{(D - d_{ну})^3 (D + d_{нц})^2} =$$

$$= 826 \cdot 0{,}025 \frac{30^2 \cdot 250}{(21{,}4 - 17{,}8)^2 (21{,}4 + 17{,}8)} = 65 \text{ м},$$

$$H_{нг} = 60 + 100 + 65 = 225 \text{ м}.$$

При турбинном бурении в величину $H_{нг}$ входят также потери в турбобуре.

3. Определим потери напора, зависящие от глубины.

$$H_{зг} = H_т + H_э + H_{кп}.$$

Эквивалентная длина бурильных замков

$$l_{эз} = \frac{\xi}{\lambda} d \frac{l}{l_т} = \frac{1{,}28}{0{,}02} 0{,}094 \frac{3950}{12{,}5} = 1900 \text{ м}.$$

Коэффициент сопротивления $\xi = 1{,}28$ был подсчитан ранее (см. пример расчета 1).

Потери в бурильных трубах и замках

$$H_т + H_э = 826\lambda \frac{Q^2 (l_т + l_{эз})}{d^5} =$$

$$= 826 \cdot 0{,}02 \frac{30^2 (3950 + 1900)}{9{,}4^5} = 1200 \text{ м}.$$

Потери в кольцевом пространстве

$$H_{кп} = 826\lambda \frac{Q^2 l}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2} =$$

$$= 826 \cdot 0{,}025 \frac{30^2 \cdot 3950}{(21{,}4 - 11{,}4)^3 (21{,}4 + 11{,}4)^2} =$$

$$= 68 \text{ м},$$

$$H_{зг} = 1200 + 68 \approx 1270 \text{ м}.$$

Сумма потерь напора

$$\sum H = H_{нг} + H_{зг} = 1270 + 225 \approx 1500 \text{ м}.$$

4. Отложим величину ΣH в масштабе вниз от точки A_1 на правой оси ординат.

Конец отрезка B, соответствующий значению

$$H_1 = H_н - \sum H = 1170 - 1500 = -330 \text{ м}$$

соединим линией AB с точкой A ($H = H_н$) на левой оси ординат.

С помощью этой линии можно для конечной глубины скважины определить при каждом значении расхода потери напора в циркуляционной системе (отрезки от линии AA_1 до линии AB) и напор, который можно реализовать на долоте (отрезки от оси абсцисс до линии AB).

5. Определим наименьший расход промывочной жидкости, обеспечивающий транспортировку шлама, Q_0 по формуле (10). $v_{кп}$ примем равной 0,71 м/с

$$Q_0 = 0{,}0785 (D^2 - d_н^2) v_{кп} = 0{,}0785 (21{,}4^2 -$$

$$- 11{,}4^2) 0{,}71 = 15{,}8 \text{ л/с}.$$

В точке C ($Q = Q_0$) на оси абсцисс восстановим перпендикуляр CC_1, длина которого в масштабе равна $H_д$.

6. Из точки D ($Q = Q_т$) восстановим перпендикуляр DD_1 длиной в масштабе $H_н$ и из точки C_1 проведем горизонталь C_1D_2.

7. Через точки пересечения линий, характеризующих потери в насадках, с линией DD_1 или линией C_1D_2, расположенные выше линии AB, проводим из точки A прямые линии до пересечения с правой осью ординат. Эти линии также могут пересекаться с этой осью в области отрицательных значений H.

8. Переходим к определению предельных глубин, до которых могут быть использованы те или иные насадки, для которых линии потери напора пересекаются с верхней частью линии DD_1 или C_1D_2. Для этого составляется расчетная таблица.

1	Площадь сечения насадок, см²	1,75	1,5	1,5	1,3
2	Длина отрезка A_1B', A_1, B'' и т. д. в масштабе	1500	1220	920	190
3	$H_{нп}$ м	225	225	225	225
4	$H_2 = H_1 - H_{нг}$, м . .	1275	995	695	–
5	$\frac{H_2}{H_{зп}} l_{бт}$, м	3950	3100	2160	–
6	Длина УБТ, м . . .	250	250	250	–
7	Глубина, до которой можно использовать насадки, м	4200	3350	2410	–

Рассматриваются только те насадки, для которых линии потерь напора пересекаются с линиями DD_1 и C_1D_2 выше линии AB.

Во второй драфе для каждой точки B', B'' и т. д. записывают велисину напора h_1, выраженную соответствующим отрезком A_1B', A_1B'' и т. д. (отсчет по правой оси ординат). В четвертой графе из этих величин вычитают потери, не зависящие от глубины, а в пятой — рассчитывают длину инструмента, при которой гидравлические потери, зависящие от глубины, составляют разницу между давлением насоса и суммой потерь напора, независящих от глубины и потерь в долоте.

Очевидно, что до глубины 2410 м следует применять насадки с площадью сечения 1,5 м² и работать с производительностью 18 л/с; при этом давление на насосе будет возрастать с увеличением глубины до $p_н = \frac{\gamma H_н}{10}$; с глубины 2410 м и до глубины 3350 м при той же насадке следует уменьшать производительность с 18 до 17 л/с, и при этом гидравлическая мощность на долоте будет максимальна для данных условий. При глубине 3350 м следует заменить насадки с площадью сечения 1,5 см² на насадки 1,75 см².

Подобные построения делаются для каждой смены цилиндровых втулок насосов.

Расчет промывки при турбинном бурении долотами с обычной системой промывки

Цель расчета. Определить режим работы насосов на различных интервалах, при котором их мощность используется наиболее рационально.

Общие положения

1. Тип турбобура выбирают исходя из технологических соображений, учитывая тип долота, соотношение момента и скорости вращения вала, необходимость отбора керна и т. д.

Рекомендуется, как правило, применять трехсекционные и тихоходные турбобуры. Диаметр турбобура выбирают в зависимости от диаметра скважины согласно табл. XII.5.

2. Рекомендуется применять шарошечные долота со сменными центральными насадками УфНИИ, сечение которых подбирают таким образом, чтобы скорость истечения $v_{ист}$ была равна 30 + 40 м/с.

Таблица XII.5

Диаметр скважины, мм	Диаметр турбобура	
	дюймы	мм
295 и более*	9, 10	235, 250
269	8, 9	215, 235
243	$7^1/_2$, 8	190, 215
214	$7^1/_2$	190
190	$6^5/_8$	168

* При диаметре скважины 340 мм и более рекомендуется применять комплекты реактивно-турбинного бурения (РТБ).

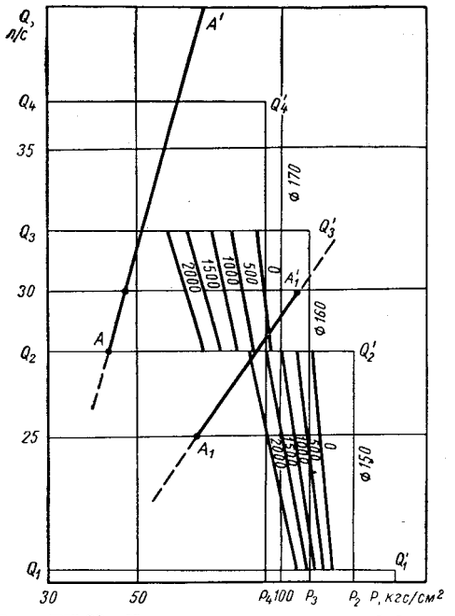


Рис. XII.22. Номограмма «насос — турбобур — скважина».

Порядок расчета

Расчет заключается в построении номограммы «насос — турбобур — скважина» (рис. XII.22).

По оси абсцисс откладывают расход в л/с, а по оси ординат—давление в кгс/см².

1. Составляют таблицу производительности и давления насосов, которыми оснащена буровая установка, при различных втулках (см. пример расчета 1) и наносят на номограмму линии Q_1 Q_1', Q_2, Q_2' p_1, p_2Q_2' и т. д., показывающие изменения производительности и давления насосов при установке различных втулок.

2. Выбирают типы турбобуров для различных участков. По характеристике турбобура определяют потери давления в турбине турбобура $p_{тур}$ при различных расходах. Затем определяют общие потери в турбобуре по формуле

$$p_{тб} = p_{тур} + p_{ву} + p_{соед}, \quad \text{(XII.31)}$$

где $p_{ву}$ и $p_{соед}$ — потери в верхнем узле и в соединениях секций (для секционных турбобуров). Эти потери определяют по табл. XI.5 [24].

Все потери давления определяют при удельном весе жидкости, выбранной для

бурения данного интервала. В случае необходимости делают пересчет данных, указанных в справочниках для одного значения удельного веса p_{γ_1}, на потери давления для любого удельного веса p_{γ_2} по формуле

$$p_{\gamma_2} = p_{\gamma_1} \frac{\gamma_2}{\gamma_1}. \qquad \text{(XII.32)}$$

Если удельный вес жидкости изменяется в пределах интервала, то делают расчеты потерь давления для каждого удельного веса.

По данным расчета строят линии AA'_1, A_1A_1' и т. д., откладывая величины давления слева направо от оси ординат.

3. Рассчитывают по формулам, указанным в разделе 1, потери давления, не зависящие от глубины, включая в них потери в долоте $p_д$

$$p_{нг} = p_{обв} + p_д + p_у. \qquad \text{(XII.33)}$$

Потерями в кольцевом пространстве против УБТ $p_{кпу}$ обычно пренебрегают ввиду их малости.

Затем рассчитывают потери, зависящие от глубины для интервала длиной 500—1000 м.

Расчеты делают с учетом изменений удельного веса промывочной жидкости, как указано в п. 2.

По данным расчетов составляют таблицу (см. пример расчета 3).

Величины потерь давления из таблицы откладывают на линиях $Q_1Q'_1$, $Q_2Q'_2$ и т. д. слева от линии p_1 Q_1', p_2Q_2' и т. д. и соединяют эти точки линиями, характеризующими потери в циркуляционной системе для каждого размера втулок. Вдоль этих линий обозначают интервалы глубины.

С помощью этого графика определяют глубины, при которых следует заменить цилиндровые втулки для каждого типа турбобура и составляют таблицу режима совместной работы насосов и турбобуров.

Пример расчета 3. Построить номограмму насос — турбобур — скважина для следующих данных.

На буровой установлен один насос У8-4 (см. пример расчета 1), работающий при $m = 0{,}9$.

Промывочная жидкость	вода
Интервал, м	200—2000
Диаметр долота, мм (долото оснащено насадкой УФНИИ с отверстиями, обеспечивающими скорость истечения струи 30 м/с).	214
Бурильные трубы	127×10 ТБП
Коэффициент сопротивления обвязки $a_{обв}$	$3 \cdot 10^{-2}$

Глубина, м	Удельный вес γ, гс/см³	Потери давления, кгс/см² при расходе л/с: $Q_{130}=20{,}4$	$Q_{150}=25{,}0$	$Q_{160}=32{,}2$	$Q_{170}=36{,}7$
0	1,0	7,5	14,1	18,7	24,2
500	1,0	10,5	19,5	26,3	33,8
1000	1,0	13,5	25,4	33,8	43,5
1500	1,0	16,5	31,0	41,2	53,2
2000	1,0	19,5	36,6	48,7	63,0

Турбобуры ТС5Б7¹/₂″ с 270 турбинами типа 21/20,5 применяются до глубины 1500 м, а турбодолота КТДЗМ-7¹/₂″ с 117 турбинами типа 30/14,5 — на интервале 1500—2000 м.

Пользуясь формулами XII.11, XII.12, XII.13, XII.20, XII.26 или справочником [24], составляем таблицу.

Данные таблицы наносим на график рис. XII.22. По графику составляем таблицу режимов работы насоса и турбобуров.

Интервал глубины, м	Число насосов и диаметр втулок, мм	Q, л/с	Тип турбобура	Давление в конце интервала кгс/см²
200—1500	1×150	28,0	ТС5Б7¹/₂″	120
1500—2000	1×160	32,2	КТДЗМ-7¹/₂″	100

ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПРИ СПУСКЕ И ПОДЪЕМЕ КОЛОНН ТРУБ, ПУСКЕ И ОСТАНОВКЕ НАСОСОВ

Общие положения

Давление промывочной жидкости на стенки скважины, а также давление внутри колонны претерпевает значительные изменения, вызывающие опасность обвалов горных пород, газонефтеводопроявления, поглощения промывочной жидкости, а также смятия обсадных колонн, при следующих динамических процессах.

I. Спуск и подъем колонн бурильных и обсадных труб. При спуске происходит повышение, а при подъеме — понижение давления в скважине по сравнению с гидростатическим давлением.

Различают следующие случаи:

а) спуск или подъем труб с закрытым нижним концом (наличие обратного клапана, забитые отверстия в долоте и т. п.);

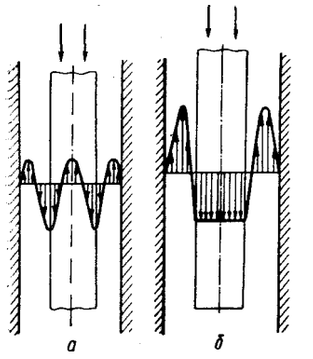


Рис. XII.23. Профили скоростей жидкости в скважине спуске колонны труб.
а — с бесконечно тонкими стенками; *б* — с закрытым нижним концом

б) спуск или подъем труб с открытым нижним концом, при котором возможен вход жидкости из скважины в колонну и выход из колонны;

в) спуск или подъем труб при наличии циркуляции жидкости в скважине (расхаживание с промывкой);

г) спуск или подъем труб при наличии расширения на их нижнем конце, диаметр которого близок к диаметру скважины (сальник из частиц породы, пакер).

II. Быстрое увеличение или уменьшение расхода циркулирующей жидкости (пуск или остановка насосов).

В первом случае изменения давления в кольцевом пространстве обусловлены тремя основными причинами.

1. Гидравлическими сопротивлениями при движении жидкости, увлекаемой трением о поверхность движущейся колонны. При этом слои жидкости вблизи стенок колонны движутся в том же направлении, что и колонна, со скоростью, убывающей до нуля с увеличением расстояния от стенок колонны, а у стенок скважины (при открытом нижнем конце и внутри колонны) возникают компенсирующие потоки в противоположном направлении. Профиль скоростей для идеального случая спуска в скважину колонны с бесконечно тонкими стенками показан на рис. XII.23, *а*.

2. Гидравлическими сопротивлениями потока, возникающего вследствие вытеснения жидкости колонной при ее погружении или заполнении объема, освобождаемого колонной при извлечении.

Расход этого потока и возникающие давления зависят от толщины стенок колонны и возможности ее заполнения или опорожнения (наличие обратного клапана, размер сечения отверстий в долоте).

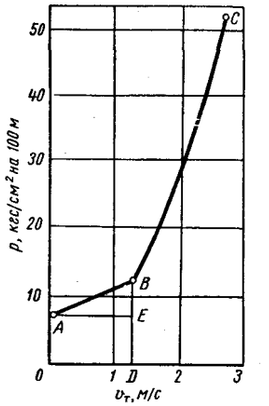


Рис. XII.24. Зависимость давлений, обусловленных гидравлическими сопротивлениями при спуске обсадной колонны в скважину, от мгновенной скорости движения труб

Суммарный профиль скоростей для спуска закрытой снизу колонны показан на рис. XII.23, *б*.

Возникающее в результате сложения этих двух потоков дополнительное гидродинамическое давление в кольцевом пространстве определяется градиентом скорости сдвига у стенок скважины. Поэтому при расчете величины этого давления вводят в рассмотрение эквивалентную среднюю скорость потока $v_{эк.п}$ в кольцевом пространстве, при которой градиент скорости сдвига у стенок скважины при неподвижной колонне равен фактическому градиенту, возникающему при движении колонны.

Давление, обусловленное гидравлическими сопротивлениями, зависит от размеров сечений скважины и колонны на различных участках, длин этих участков, скорости движения колонны и реологических свойств буровой жидкости.

На рис. XII.24 показана зависимость давления $\Delta p_г$, обусловленного гидравлическими сопротивлениями в кольцевом пространстве, заполненном глинистым раствором, от скорости $v_т$ движения колонны с закрытым нижним концом.

При малых значениях $v_т$ (участок AB) наблюдается структурный режим течения, при котором величина $\Delta p_г$ складывается из части, не зависящей от скорости (OA) и части, пропорциональной скорости. При больших скоростях наступает турбулент-

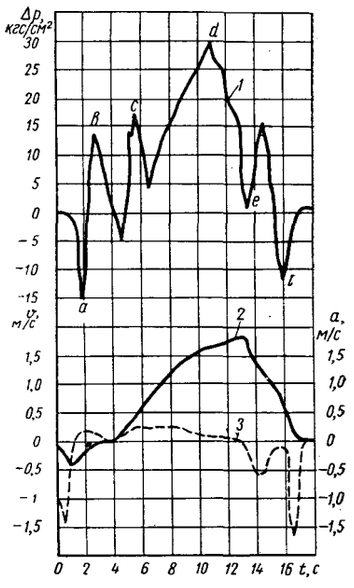


Рис. XII.25. Характер изменения скорости v, ускорения a колонны и давления Δp в кольцевом пространстве у конца колонны обсадных труб диаметром 177 мм длиной 530 м с дифференциальным обратным клапаном при спуске трубы длиной 12,6 м за 18 сек в обсаженную скважину диаметром 224 мм, заполненную глинистым раствором удельным весом $\gamma = 1{,}42$ гс/см³, пластической вязкостью $\eta = 0{,}13$ пз и предельным динамическим напряжением сдвига $\tau_c = 160$ дин/см².

1 — изменения давления по отношению к гидростатическому (среднее из показаний 4 забойных манометров); *2* — скорость колонны; *3* — ускорение колонны

ный режим течения (участок BC), при котором Δp_Γ пропорциональна квадрату $v_т$.

3. Давлениями, возникающими вследствие инерции массы жидкости при ускорениях и замедлениях ее движения. Инерционные давления зависят от размеров сечений скважины и колонны, плотности и сжимаемости жидкости, но практически не зависят от реологических свойств.

Все возмущения как в стенках колонны, так и в жидкости в кольцевом пространстве против труб и в стволе скважины ниже колонны распространяются в виде волн напряжений, давлений или разрежений. Эти волны отражаются от концов колонны и забоя скважины. Наложение прямых и отраженных волн создает сложное распределение результирующих давлений по глубине и во времени.

Эта сложность обусловлена также большим количеством факторов, влияющих на величину изменений давления и разнообразием возможных вариантов постановки задач.

В связи с этим строго теоретическое рассмотрение отдельных вопросов, относящихся к данной проблеме, весьма затруднительно и мало эффективно.

На рис. XII.25 показан характер изменения избыточного давления при спуске обсадной колонны, измеренного глубинными манометрами, установленными в нижней части колонны и на забое скважины [46]. За O на оси ординат принято гидростатическое давление.

На графике отражаются следующие отдельные элементы процесса спуска.

1. Подъем колонны при снятии ее с клиньев. Момент ускорения при подъеме (на графике оно отрицательно) характеризуется отрицательным (точка *а*), а момент замедления при остановке колонны — положительным пиком давления (точка *в*), обусловленными в основном инерцией жидкости.

2. Спуск колонны при изменяющихся величинах скорости и ускорения. С увеличением скорости спуска колонны давление возрастает и достигает максимума при наибольшей скорости спуска (точка *d*). Резкому ускорению в момент начала спуска соответствует пик давления (точка *с*).

3. Торможение колонны. В период торможения получаются один или несколько (в данном случае два) отрицательных пика давления (точка *е*).

Из рассмотрения этого типичного примера можно сделать следующие основные выводы.

Начальные значения максимумов и минимумов давления, обусловленных гидравлическими сопротивлениями и инерцией жидкости наблюдаются в различные моменты спуска и подъема колонн: наиболее значительные инерционные пики давления приурочены к периодам ускорения и торможения колонны, когда ее скорость сравнительно невелика, а максимум гидравлических сопротивлений — к моменту, когда скорость колонны проходит через максимум, а ускорение близко к нулю.

Наибольшую абсолютную величину имеет давление (разрежение), обусловленное гидравлическими сопротивлениями в кольцевом пространстве в момент достижения максимальной скорости.

Анализ имеющихся данных измерений давления в скважинах показал, что эти выводы имеют общее значение и применимы в большинстве случаев, встречаемых на практике. При подъеме колонны наблюдаются качественно те же явления, что и при спуске, но знаки возникающих давлений изменяются на обратные.

При расхаживании инструмента с одновременной промывкой абсолютное давление в кольцевом пространстве складывается из гидростатического давления, потерь давления при циркуляции промывочной жидкости и давления, вызванного движением колонны (с учетом его знака).

Расчет изменений давления

Цель расчета. Определить максимальные и минимальные давления, возникающие в скважине и в колонне труб при различных динамических процессах и оценить возможность гидравлических разрывов пласта, газо- нефте- и водопроявлений и смятия обсадных колонн по этой причине.

Ниже изложена методика расчета максимальных пиковых значений давления у нижнего конца колонны. В настоящее время разработаны также методы расчета изменений давления в скважинах с учетом волновых процессов [34].

Расчет инерционных давлений. Инерционные давления в кольцевом пространстве можно определять по следующим формулам [48].

Для потока жидкости, увлекаемой боковой поверхностью труб, $\Delta p_{п1}$ [кгс/см².

$$\Delta p_{п1} = 1{,}02 \cdot 10^{-2} L\gamma a \left| \frac{1}{2\ln \frac{D}{d_н}} - \frac{d_н^2}{D^2 - d_н^2} \right|. \quad \text{(XII.35)}$$

Для потока жидкости, вытесняемой трубами с закрытым нижним концом $\Delta p_{п2}$:

$$\Delta p_{п2} = 1{,}02 \cdot 10^{-2} L\gamma a \frac{d_н^2}{D^2 - d_н^2}. \quad \text{(XII.36)}$$

Общее инерционное изменение давления при спуске или подъеме колонн с закрытым нижним концом $\Delta p_п$ будет

$$\Delta p_п = \Delta p_{п1} + \Delta p_{п2} = 1{,}02 \cdot 10^{-2} \frac{L\gamma a}{2\ln \frac{D}{d_н}}. \quad \text{(XII.37)}$$

Давление, возникающее вследствие инерции жидкости в трубах с закрытым нижним концом, определяется по формуле

$$\Delta p_{п.т} = 1{,}02 \cdot 10^{-2} L\gamma a, \quad \text{(XII.38)}$$

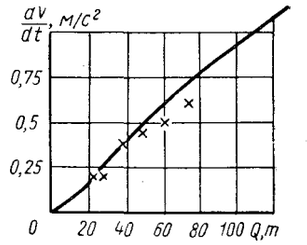


Рис. XII.26. Зависимость максимального ускорения в период разгона при спуске колонн от их веса

где: D и $d_н$ — диаметр скважины и наружный диаметр труб в любых единицах измерения; L — длина колонны в м; γ — плотность жидкости в гс/см³; a — ускорение колонны в м/с².

Знак при a следует выбирать; плюс при ускорении и минус при замедлении движения колонны для кольцевого пространства и плюс при замедлении и минус при ускорении для внутренней полости труб.

Это обстоятельство создает повышенную опасность смятия обсадных колонн с обратным клапаном при резких ускорениях при спуске, когда давление снаружи труб возрастает, а внутри уменьшается.

Максимально возможную величину ускорения в период разгона при спуске инструмента (без учета сил сопротивления в скважине) можно определить по графику рис. XII.26 [33].

Эта зависимость может быть также приближенно выражена формулой

$$a = 10^{-2} G, \quad \text{(XII.39)}$$

где G — вес колонны в жидкости в т.

Эту величину можно принимать при расчете максимально возможных изменений давления, связанных с инерцией жидкости при спуске колонн.

Для значений a в периоды торможения при спуске нельзя указать подобных ограничений. Их величина в значительной степени определяется случайными факторами (например, квалификация бурильщика и его внимательность). Для обоснования расчетных величин необходимо собрать и статистически обработать обширный промысловый материал.

Инерционные усилия при подъеме инструмента имеют меньшую величину, чем при его спуске. Ускорение в период разгона определяется динамическими характеристиками привода лебедки [38].

$$a = 375 \frac{(M_{пуск} - M_т)\, v_{max}}{I_{пр} n}, \quad \text{(XII.40)}$$

где $M_{пуск}$ и $M_т$ — пусковой момент силовой установки лебедки и приведенный момент статических сопротивлений в кгс·м;
$v_{max} = \lambda\, v_{ср}$ — максимальная скорость подъема в м/с; $v_{ср}$ — средняя скорость подъема, определяемая делением длины свечи на машинное время подъема, в м/с;
λ — коэффициент неполноты тахограммы, определяемый по эмпирическим формулам; [13]

для бурильных колонн

$$\lambda = 2 - \frac{2}{u_{ср}^2 + 2}, \qquad (XII.41)$$

для обсадных колонн

$$\lambda = 2 - \frac{1}{u_{ср}^2 + 1}; \qquad (XII.42)$$

$I_{пр}$ — приведенный к валам двигателей маховой момент всех вращающихся и движущихся поступательно масс в кгс/м²:
n — скорость вращения валов двигателей в об/мин.

Замедление в период остановки при режиме свободного выбега можно приближенно принимать по формуле (XII.38).

Инерционные давления в кольцевом пространстве при пуске насосов определяются по формуле (XII.38), в которую в качестве ускорения a подставляют величину

$$a = \frac{v_{к.п}}{t_п}, \ [м/с^2],$$

где $v_{к.п}$ — средняя скорость жидкости в кольцевом пространстве в м/с; $t_п$ — продолжительность запуска насоса в с.

В формулах (XII.35) — (XII.38) не учитывается сжимаемость жидкости, которая способствует некоторому снижению фактических данных по сравнению с расчетными.

Пример расчета 4.

Определить максимальные инерционные давления при спуске колонны обсадных труб с открытым и закрытым концом, а в последнем случае разность давлений снаружи и внутри колонны.

Условия расчета

Глубина скважины L, м	3000
Диаметр скважины D, мм	243
Наружный диаметр обсадной колонны $d_н$, мм	219
Вес колонны в воздухе G, т	120
Плотность глинистого раствора $\gamma_{г.р}$, г/см³	1,5

Максимальная величина ускорения

$$a = 10^{-2} G \left(1 - \frac{\gamma_{г.р}}{\gamma_{ст}}\right) =$$

$$= 10^{-2} \cdot 120 \left(1 - \frac{1,5}{7,8}\right) = 0,965 \text{ м/с}^2.$$

Инерционные давления в кольцевом пространстве при спуске колонны с открытым концом определим по формуле (XII.35), пренебрегая инерцией потока жидкости, вытесняемой стенками труб

$$p_{п1} = 1,02 \cdot 10^{-2} L\gamma a \left[\frac{1}{2\ln\frac{D}{d_н}} - \frac{d_н^2}{D^2 - d_н^2}\right] =$$

$$= 1,02 \cdot 10^{-2} \cdot 3000 \cdot 1,5 \cdot 0,965 \times$$

$$\times \left[\frac{1}{2\ln\frac{24,3}{21,9}} - \frac{21,9}{24,3^2 - 21,9^2}\right] =$$

$$= 21,2 \text{ кгс/см}^2.$$

Инерционное давление в кольцевом пространстве при спуске колонны с закрытым торцом

$$p_и = 1,02 \cdot 10^{-2} \frac{a\gamma_{г.р} L}{2\ln\frac{D}{d_н}} =$$

$$= 1,02 \cdot 10^{-2} \frac{3000 \cdot 1,5 \cdot 0,965}{2\ln\frac{24,3}{21,9}} = 214 \text{ кгс/см}^2.$$

Снижение давления внутри труб вследствие инерции жидкости

$$p_{и.т} = -1,02 \cdot 10^{-2} L\gamma a =$$

$$= -1,02 \cdot 10^{-2} \cdot 3000 \cdot 1,5 \cdot 0,965 =$$

$$= -44 \text{ кгс/см}^2.$$

Разность давлений снаружи и внутри труб

$$\Delta p = p_и - p_{и.т} = 214 + 44 = 258 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчет давлений, возникающих вследствие гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве

Колонна с закрытым нижним концом

В этом случае пики давлений получаются наибольшими.

Расчет можно произвести двумя различными методами, которые дают почти одинаковые результаты.

I. С применением общих формул гидравлики вязко-пластичных жидкостей.

При этом методе необходимо определить максимальную эквивалентную среднюю скорость течения жидкости в кольцевом пространстве $v_{эк.п}$ для каждого участка, где поперечные размеры сечения меняются

$$v_{эк.п} = v_{т.max}\left[\frac{d_н^2}{D^2 - d_н^2} + k\right], \qquad (XII.43)$$

где $v_{т.max}$ — максимальная скорость движения колонны определяемая непосредственным измерением или по формулам (XII.41 — XII.42) в зависимости от средней скорости;

k — коэффициент, учитывающий влияние увлечения жидкости стенками колонны на профиль скоростей в кольцевом пространстве. Для ориентировочных расчетов можно принимать $k = 0,5$. Более точно можно определить k в зависимости от отношения $\frac{d_н}{D}$ и режима течения по графику рис. XII.27 [25, 46].

Режим течения определяют, вычисляя величину критической скорости $v_{кр}$ для данной буровой жидкости по формуле (XII.15), и сравнивая ее с $v_{эк.п}$.

Потери давления в кольцевом пространстве при турбулентном режиме определяют по формуле

$$\Delta p_г = 0,56\lambda\gamma \frac{L}{D - d_н} v_{к.п}^2, \ [кгс/см^2], \qquad (XII.44)$$

где размерности γ, L, D, $d_н$ и $v_{эк.п}$ — такие же, как в формуле (XII.43).

Величину λ определяют по формуле (XII.21).

При структурном режиме течения рекомендуется пользоваться номограммой рис. XII.17 и формулами (XII.22) и (XII.23).

II. С применением специальных эмпирических формул и номограмм, предложенных Буркхардом [46].

При этом не требуется предварительного расчета $v_{эк.п}$, так как в формулы входит непосредственно величина $v_{т.max}$.

При структурном режиме течения величину $\Delta p_г$ определяют по формуле

$$\Delta p_г = 4,53 \cdot 10^{-2} A\eta L v_{т.max} + 0,41 \cdot 10^{-3} \frac{\tau_0 L}{D - d_н}, \qquad (XII.45)$$

где A — коэффициент, учитывающий размеры сечения скважины и колонны, определяемый по номограмме рис. XII.28, $а$;
L — длина участка скважины с неизменным сечением кольцевого пространства в м; η и τ_0 — пластическая вязкость в $пз$ и предельное динамическое напряжение сдвига бурового раствора в дин/см²;
$v_{т.max}$ — максимальная скорость движения колонны в м/с; D и $d_н$ — выражены в см.

При турбулентном режиме течения применяется формула

$$\Delta p_г = 4,43 \cdot 10^{-3} B L \eta^{0,21} \gamma^{0,806} v_{т.max}^{1,8}, \ [кгс/см^2] \qquad (XII.46)$$

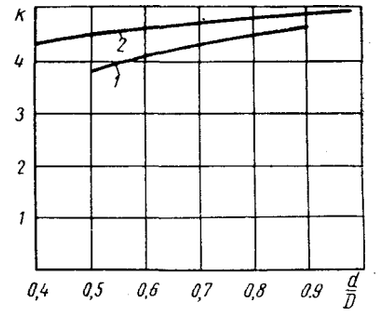
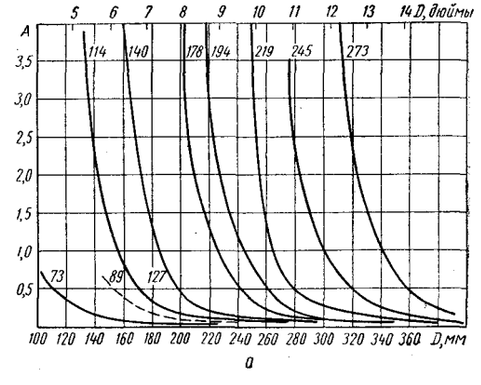
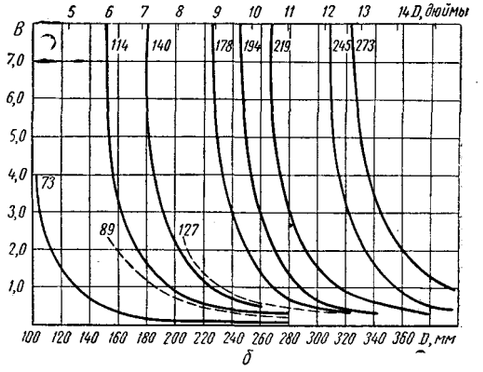


Рис. XII.27. График для определения коэффициентов, учитывающих влияние осевых движений колонны на профиль скоростей в кольцевом пространстве.

1 — при структурном режиме; *2* — при турбулентном режиме.



а



б

Рис. XII.28. Номограммы для определения коэффициентов A и B, учитывающих размеры поперечного сечения кольцевого пространства.

а — при структурном режиме; *б* — при турбулентном режиме. Сплошными линиями показаны кривые для обсадных, а пунктирными — для бурильных труб.

где B — коэффициент, аналогичный коэффициенту A в формуле (XII.45) и определяемый по номограмме рис. XII.25, *б*; γ — плотность промывочной жидкости в г/см³. Другие обозначения те же, что в формуле (XII.45).

Так как непосредственно определить режим течения жидкости в кольцевом пространстве при этом методе расчета невозможно, то в сомнительных случаях делают расчеты по обеим формулам (XII.45) — (XII.46) и принимают в качестве окончательного наибольший результат.

Колонна с открытым нижним концом

В этом случае величина пиков давления бывает значительно ниже, чем в первом случае. Кроме того, решение получается менее точным вследствие неопределенностей, связанных с распределением расхода жидкости в трубах и кольцевом пространстве, наличием в них различных режимов течения и т. д.

Расчет потерь давления в кольцевом пространстве при этом можно производить по формулам Буркхарда [46].

При структурном режиме по формуле

$$\Delta p_{\text{г}} = 4{,}53 \cdot 10^{-2} \alpha A L \eta v_{\text{т. max}} +$$

$$+ 1{,}47 \cdot 10^{-3} \frac{\tau_0 L}{D - d_{\text{н}}}, \text{ [кгс/см}^2\text{]}, \quad \text{(XII.47)}$$

где α — коэффициент, учитывающий поступление части жидкости в полость колонны труб. Его рекомендуется определять по номограмме рис. XII.29, *а*.

При турбулентном режиме по формуле

$$\Delta p_{\text{г}} =$$

$$= 4{,}43 \cdot 10^{-3} \beta B L \eta^{0{,}21} \gamma^{0{,}806} v_{\text{т. max}}^{1{,}8}, \text{ [кгс/см}^2\text{]}, \quad \textbf{(XII.48)}$$

где β — коэффициент, аналогичный α, определяемый по номограмме рис. XII.29, *б*. При составлении номограммы рис. XII.29 приняты следующие условия входа жидкости в колонны: для обсадных колонн всех размеров — одно отверстие диаметром 37 мм в башмаке колонны; для бурильных труб — сопла в гидромониторных долотах диаметром 9,5—11 мм.

Так как режим течения в кольцевом пространстве неизвестен, то необходимо произвести расчет по формулам (XII.47) и (XII.48) и принять в качестве окончательного наибольший результат.

В следующих примерах расчета взяты случаи, для которых в литературе указаны значения изменений давления, непосредственно измеренные в скважинах.

Пример расчета 5

Определить $\Delta p_{\text{г}}$ при спуске обсадной колонны с обратным клапаном.

Условия расчета [46]

$D = 22{,}4$ см;
$d_{\text{н}} = 17{,}7$ см;
$L = 550$ м
$\tau_0 = 167$ дин/см²;
$\eta = 0{,}13$ пз;
$\gamma = 1{,}42$ гс/см³
$v_{\text{т. max}} = 1{,}80$ м/с;
$\Delta p_{\text{г}} = 30$ кгс/см² (фактически измеренное)

Критическая скорость по формуле (XII.15)

$$v_{\text{кр}} = 0{,}25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\eta}} = 0{,}25 \sqrt{\frac{167}{1{,}42}} = 2{,}70 \text{ м/с}.$$

Величины k по номограмме рис. XII.24 при $\frac{d_{\text{н}}}{D} = \frac{17{,}7}{22{,}4} = 0{,}79$ равны: 0,45 для структурного и 0,49 для турбулентного режимов.

Определяем $v_{\text{эк.п}}$ ориентировочно приняв $k = 0{,}49$,

$$v_{\text{эк. п}} = \left(\frac{d_{\text{н}}^2}{D^2 - D_{\text{н}}^2} + k\right) v_{\text{т. max}} =$$

$$= \left(\frac{17{,}7^2}{22{,}4^2 - 17{,}7^2} + 0{,}49\right) 1{,}80 = 3{,}85 \text{ м/с}.$$

Режим течения турбулентный.

Подсчитаем $\Delta p_{\text{г}}$ по формуле (XII.44), приняв $\lambda_{\text{к. п}} = 0{,}025$,

$$\Delta p_{\text{г}} = 0{,}56 \lambda \gamma \frac{L}{D - d_{\text{н}}} v_{\text{кп.э}}^2 =$$

$$= 0{,}56 \cdot 0{,}025 \cdot 1{,}42 \frac{550}{4{,}7} \cdot 3{,}85^2 = 34{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

Подсчитаем $\Delta p_{\text{г}}$ для тех же условий по формуле (XII.46).

Из рис. XII.25, *б* коэффициент B при $D = 22{,}4$ см и $d_{\text{н}} = 17{,}7$ см равен 6. Тогда

$$\Delta p_{\text{г}} = 4{,}43 \cdot 10^{-3} B L \eta^{0{,}21} \gamma^{0{,}806} v^{1{,}8} =$$

$$= 4{,}43 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}60 \cdot 550 \cdot 0{,}13^{0{,}21} \cdot 1{,}42^{0{,}806} \times$$

$$\times 1{,}81^{1{,}8} = 33{,}2 \text{ кгс/см}^2.$$

Результаты расчета соответствуют данным измерений.

Пример расчета 6.

Определить $\Delta p_{\text{г}}$ при спуске колонны бурильных труб с открытым нижним концом в скв. 490 Калужская [36].

Условия расчета

$D = 22{,}4$ см
$d_{\text{н}} = 14{,}1$ см
$L = 1217$ м
$\tau_0 = 63$ мг/см²;
$\eta = 0{,}37$ пз;
$\gamma = 1{,}71$ гс/см³;
$v_{\text{т. max}} = 4{,}83$ м/с;
$\Delta p_{\text{г}} = 33{,}5$ кгс/см²;

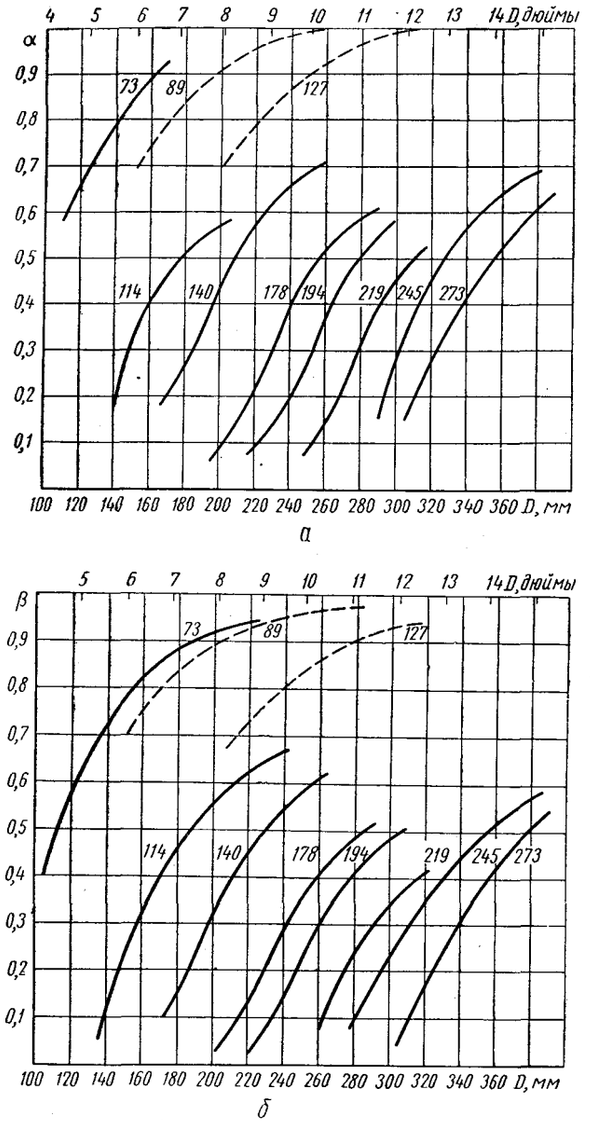


Рис. XII.29. Номограммы для определения коэффициентов, учитывающих степень заполнения или опорожнения колонн при ее движении в скважине.

а — при структурном; *б* — при турбулентном режиме течения. Сплошными линиями показаны кривые для обсадных, а пунктирными для бурильных труб.

Определяем расчетные коэффициенты по соответствующим графикам: $A = 0{,}15$ (см. рис. XII.25, *а*); $\alpha = 0{,}60$ (см. рис. XII.26, *а*) $B = 0{,}70$ (см. рис. XII.25, *б*) и $\beta = 0{,}50$ (см. рис. XII. 26, *б*).

Сделаем расчет, предполагая наличие в кольцевом пространстве структурного режима течения, по формуле (XII. 47).

$$\Delta p_{\text{г}} = 4{,}53 \cdot 10^{-2} \cdot \alpha A L \eta v_{\text{т. max}} +$$

$$+ 1{,}47 \cdot 10^{-3} \frac{\tau_0 L}{D - d_{\text{н}}} = 4{,}53 \cdot 10^{-2} \cdot 0{,}60 \cdot 0{,}15 \times$$

$$\times 1217 \cdot 0\,37 \cdot 4{,}83 + 1{,}47 \cdot 10^{-3} \frac{63 \cdot 1217}{22{,}4 - 14{,}1} =$$

$$= 22{,}6 \text{ кгс/см}^2.$$

Далее сделаем расчет по формуле (XII.48) в предположении, что режим течения — турбулентный.

$$\Delta p_{\text{г}} = 4{,}43 \cdot 10^{-3} \cdot \beta B L \eta^{0{,}21} \gamma^{0{,}806} v_{\text{т. max}}^{1{,}8} =$$

$$= 4{,}43 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}7 \cdot 121\,7 \cdot 0{,}37^{0{,}21} \times$$

$$\times 1{,}71^{0{,}806} \cdot 4{,}83^{1{,}8} = 39{,}7 \text{ кгс/см}^2.$$

Наиболее вероятно наличие в кольцевом пространстве турбулентного режима, так как наибольший результат был получен при расчете по формуле (XII.48).

Отклонение расчетной величины $\Delta p_г$ от фактической на 18% можно объяснить условностью определения коэффициентов α и β и неточностями при измерениях исходных данных на скважине.

Измерение динамических изменений давления в скважине

Измерить давление в скважине при спуске и подъеме труб и других динамических процессах можно малоинерционными регистрирующими или дистанционными глубинными манометрами, установленными в колонне на соответствующих глубинах с помощью специальных переводников.

Серийно выпускаемые глубинные манометры с местным отсчетом типов МГГ, МГП и другие обладают малой инерционностью, как показали специальные исследования, проведенные в КфВНИИ, но имеют малую скорость перемещения диаграммы (не более 1 мм/мин). На диаграммах, записанных с помощью этих приборов, все изменения давления, происходящие при спуске или подъеме одной трубы, обычно изображаются одной линией, что не позволяет выделить пики давления, обусловленные инерцией жидкости и гидродинамическими сопротивлениями.

В 1964 г. группой авторов [23] был предложен метод определения гидравлического давления на стенки скважины при спуско-подъемных операциях без применения глубинных манометров.

Метод заключается в следующем.

Спущенную в скважину колонну с открытым нижним концом подвешивают на ведущей трубе, включают буровой насос и регистрируют с помощью записывающего манометра, установленного на стояке буровой установки, давление, обусловленное циркуляцией жидкости в скважине, при неподвижной колонне. Затем расхаживают колонну и отмечают изменения давления. Далее изменяют производительность насоса и повторяют те же измерения.

Если при этом разность показаний манометра при неподвижной колонне и при ее расхаживании не зависит от расхода жидкости, то считается, что эта разность представляет собой изменения давления на стенки скважины, происходящие при спуске и подъеме колонны.

Однако этот метод имеет много ограничений. Во-первых, он не позволяет определять инерционные пики давления в скважине, так как изменения давления вследствие инерции жидкости в скважине и в колонне имеют различную величину и противоположные знаки. Во-вторых, он не применим ни при турбулентном, ни при структурном режиме течения бурового раствора в скважине. В первом случае это обусловлено тем, что измеряемая разность давлений зависит от производительности насоса. Во втором — путем вычитания из давления, измеренного при движении колонны и циркуляции жидкости давления, измеренного при циркуляции жидкости и неподвижной колонне, можно определить только ту часть давления, возникающего при движении колонны и отсутствии циркуляции в скважине, которая зависит от скорости (отрезок BC на рис. XII.21); та же часть этого давления, которая не зависит от скорости (отрезок CD), не рассматривается.

Кроме того, с помощью этого метода нельзя измерить величину изменений давления в наиболее опасном случае — при движении колонн с закрытым нижним концом.

Таким образом, с помощью этого метода можно оценивать гидродинамические изменения давления в скважине только при ламинарном режиме течения жидкостей, имеющих незначительное τ_0 и приближающихся по свойствам к ньютоновским жидкостям, при спуске и подъеме колонн с открытым нижним концом.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Здесь рассмотрен современный метод гидравлического расчета цементирования глубоких скважин, позволяющий не столько подобрать оборудование и определить время цементирования, но и обосновать выбор способа цементирования и важнейших технологических параметров его (оптимальную плотность цементного раствора, скорость жидкости в затрубном пространстве и др.) с учетом пластовых давлений и прочности пород в интервале цементирования.

Объемные расчеты и расчеты расхода материалов при цементировании изложены в гл. XI.

Вопрос о толщине пограничного слоя и его влиянии на замещение глинистого раствора цементным был теоретически проанализирован Т. Е. Еременко и Д. Ю. Мочернюком [9], которые установили, что наилучшее замещение происходит при весьма малых скоростях течения, когда недеформирующееся ядро занимает почти все сечение потока и пограничный пристеночный слой почти отсутствует. При увеличении средней скорости потока в области структурного режима течения, когда появляется развитая зона относительных сдвигов слоев, замещение глинистого раствора цементным ухудшается; оно вновь улучшается при турбулентном режиме течения. Аналогичные данные о высокой степени замещения при весьма малых скоростях течения сообщает Росс [58], а при турбулентном режиме течения — Говард и Кларк [50], Гуд и Коппингер [47], Слегл [56] и другие авторы.

Так как цементирование при весьма малых скоростях течения допустимо лишь в исключительных случаях вследствие опасности преждевременного схватывания цементного раствора в обсадных трубах, в большинстве случаев при цементировании необходимо поддерживать турбулентный режим течения цементного раствора в кольцевом пространстве.

Имеются веские основания считать, что на полноту замещения глинистого раствора цементным существенно влияет продолжительность воздействия турбулентного потока цементного раствора на пристенные слои глинистого раствора. Поэтому для улучшения качества цементирования важно, во-первых, обеспечить турбулентный режим течения цементного раствора в кольцевом пространстве и, во-вторых, обеспечить возможно более длительное воздействие этого потока на слои глинистого раствора и глинистой корки у стенок скважины.

Критическая скорость течения, при которой происходит смена структурного режима течения большинства глинистых и цементных растворов турбулентным, определяется по формуле (XII.15). Величина отношения τ_0/γ для цементных растворов, как правило, больше, чем для глинистых. Поэтому при турбулентном течении цементного раствора режим течения глинистого раствора обычно также является турбулентным.

Для обеспечения турбулизации потока цементного раствора объемная производительность одновременно работающих цементировочных насосов должна быть

$$Q_{кр} = 0{,}0785\,(D^2 - d_н^2)\,v_{кр},\ [\text{л/с}], \quad \text{(XII.49)}$$

где D — фактический диаметр скважины, методика определения которого изложена в работе [29].

Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений определяются по формулам (XII.13) для обсадной колонны и (XII.20) для затрубного пространства.

Так как для улучшения степени замещения глинистого раствора цементным необходимо обеспечить возможно более продолжительное воздействие турбулентного потока цементного раствора, увеличивать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве значительно выше критической не следует. При небольшом же отличии скорости турбулентного потока от критической коэффициент гидравлических сопротивлений остается практически неизменным. Поэтому для приближенного расчета потерь давления при цементировании рекомендуется до проведения специальных исследований принимать значения коэффициентов гидравлических сопротивлений труб и кольцевого пространства при турбулентном течении одинаковыми и равными $\lambda_т = \lambda_{кп} = 0{,}025$. В случае же структурного течения зна-

Для лучшего разрушения структуры глинистого раствора и возможно более полного удаления частиц шлама из скважины промывку перед цементированием следует вести при турбулентном режиме течения в кольцевом пространстве.

Одноступенчатое цементирование

Расчет цементирования скважины сводится к определению количеств цементного раствора и продавочной жидкости, необходимых для создания герметичного цементного кольца в заданном интервале скважины, количеств сухого цемента, воды, добавок и реагентов, необходимых для приготовления цементного раствора, объема буферной жидкости, числа и типа цементировочных агрегатов и смесительных машин и режима их работы, максимальных давлений, возникающих в разные периоды цементирования, а также тех свойств, которыми должны обладать цементный и буровой растворы.

Чтобы улучшить замещение глинистого раствора цементным и обеспечить возможность контроля высоты подъема цементного раствора, рекомендуется плотность цементного раствора поддерживать не менее, чем на 0,1—0,2 г/см³ выше плотности глинистого раствора, которым скважина заполнена перед цементированием. Не следует, однако, чрезмерно утяжелять цементный раствор, так как это может вызвать его поглощение вследствие разрыва пород. В зависимости от литологического состава пород, степени их нарушенности, глубины залегания и других факторов давление разрыва может составлять от 40 до 90% горного давления.

Во избежание поглощения цементного раствора противодавление, создаваемое на

стенки скважины составным столбом цементного и бурового растворов, должно быть всегда меньше давления гидроразрыва (или давления раскрытия трещин в горных породах). При зазорах между обсадной колонной и стенками скважины более 3 см гидравлические потери в кольцевом пространстве невелики и ими можно пренебречь при расчете величины противодавления. При зазорах менее 3 см на сторону потери давления при турбулентном режиме течения могут быть значительными и поэтому должны быть учтены при расчете противодавления. Следовательно, при выборе величины плотности цементного раствора должны соблюдаться следующие условия для горизонта пород в интервале цементирования, характеризующегося наименьшим значением градиента давления гидроразрыва $\Delta p_р$.

1. При зазорах более 3 см

$$\gamma_{ц.\,р} \geqslant \gamma_1 + (0{,}1 \div 0{,}2) \qquad \text{(XII.50)}$$

$$p_{ц.\,р} + p_{пр} \leqslant \frac{p_р}{k_б}.$$

2. При зазорах менее 3 см на сторону

$$\gamma_{ц.\,р} \geqslant \gamma_1 + (0{,}1 \div 0{,}2). \qquad \text{(XII.51)}$$

$$p_{ц.\,р} + p_{пр} + p_{г.\,д} \leqslant \frac{p_р}{k_б},$$

где γ_1 — плотность промывочной жидкости в г/см³; $\gamma_{ц.\,р}$ — плотность цементного раствора в г/см³; $p_р = \Delta p_р\, z$ — давление гидроразрыва пород рассматриваемого горизонта в кгс/см²; $p_{ц.\,р}$ — давление столба цементного раствора на подошву рассматриваемого горизонта в кгс/см²; $p_{пр}$ — давление столба бурового раствора, расположенного над цементным раствором в кгс/см²; $p_{г.\,д}$ — гидродинамическое давление, т. е. потери давления в кольцевом пространстве на участке от подошвы рассматриваемого горизонта до устья скважины в кгс/см²; $\Delta p_р$ — градиент давления гидроразрыва в ат/м; z — расстояние от устья скважины до подошвы рассматриваемого горизонта в м; $k_б$ — коэффициент безопасности; величина его зависит от достоверности данных о величине градиента давления гидроразрыва пород.

Необходимый объем цементного раствора определяется по геометрическим размерам интервала цементирования

$$V_{ц.\,р} = 0{,}785 \cdot 10^{-4} k_1 [(D^2 - d_н^2) l_ц + d^2 h_0], \text{ [м³]} \qquad \text{(XII.52)}$$

где $l_ц$ — длина интервала цементирования в м; h_0 — высота цементного стакана, оставляемого в обсадной колонне в конце цементирования в м; k_1 — коэффициент, учитывающий расширение ствола скважины, а также сжимаемость цементного раствора вследствие попадания в него воздуха при затворении. Величину коэффициента выбирают по данным анализа кавернограмм и уточняют путем сравнения расчетной и фактической высот подъема цементного раствора в ранее законченных скважинах.

Необходимый объем продавочной жидкости (при атмосферном давлении)

$$V_{пр} = 0{,}785 \cdot 10^{-4} k_2 k_3 d^2 (L - h_0), \qquad \text{(XII.53)}$$

где k_2 — коэффициент, учитывающий сжимаемость продавочной жидкости вследствие газирования ее. Величина этого коэффициента может колебаться в широких пределах; ее следует определять опытным путем с помощью, например, прибора Дегтева и Зинкевича [5]; k_3 — коэффициент, учитывающий упругие деформации обсадных труб и продавочной жидкости; $k_3 = 1{,}01 - 1{,}03$.

Объем буферной жидкости рекомендуется брать с таким расчетом, чтобы высота столба ее была не менее 100—150 м.

Возможно несколько вариантов одноступенчатого цементирования.

Вариант А. Объем подлежащего закачке цементного раствора примерно равен внутреннему объему обсадной колонны или превышает его.

В этом случае

$$V_{ц.\,р} > V_{пр} \qquad \text{(XII.54)}$$

и вытеснение цементного раствора в кольцевое пространство может начаться еще до того, как будет завершена закачка его в обсадную колонну.

Регулировать производительность смесительных машин во время закачки цементного раствора нежелательно. При изменении производительности смесителя качество раствора существенно изменяется, и для получения раствора с заданными свойствами требуется некоторое время; в скважину во время такой регулировки закачивается некондиционный раствор. Во избежание этого рекомендуется в период закачки цементного раствора в колонну поддерживать в кольцевом пространстве скорость восходящего потока не ниже критической для цементного раствора. Тогда суммарная производительность одновременно работающих смесительных машин и цементировочных насосов определится по формуле (XII.49), а давление $p_н$ в цементировочной головке в начальный момент закачки цементного раствора в колонну (при небольшом объеме буферной жидкости) по формуле

$$p_н = 2\gamma_1 Q_{кр}^2 L (A + B), \text{ [кгс/см²]}, \qquad \text{(XII.55)}$$

где

$$A = \frac{1}{d^5}; \qquad B = \frac{1}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2};$$

L — длина цементируемой колонны в м.

Так как плотность цементного раствора больше плотности глинистого, заполнявшего скважину перед цементированием, давление в цементировочной головке по мере заполнения колонны цементным раствором уменьшается. Оно достигает минимума в тот момент, когда вся колонна оказывается заполненной цементным раствором, который не вышел еще в кольцевое пространство. Это минимальное давление в цементировочной головке определяем по формуле

$$p_м = 2Q_{кр}^2 L (\gamma_{ц.\,р} A + \gamma_1 B) - 0{,}1 L (\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1). \qquad \text{(XII.56)}$$

Если объем цементного раствора, подлежащий закачке, больше объема обсадной колонны, после выхода цементного раствора в кольцевое пространство давление в цементировочной головке начнет возрастать еще во время закачки. В последний момент закачки цементного раствора давление в цементировочной головке достигнет величины

$$p_з = 2Q_{кр}^2 \{A L \gamma_{ц.\,р} + B [l_1 \gamma_{ц.\,р} + (L - l_1)\gamma_1]\} - 0{,}1 (L - l_1)(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1), \qquad \text{(XII.57)}$$

где l_1 — высота столба цементного раствора в кольцевом пространстве в момент окончания закачки в м;

$$l_1 = l_ц - \frac{d^2}{D^2 - d_н^2} L. \qquad \text{(XII.58)}$$

Формулу (XII.57) можно упростить так как в большинстве случаев

$$l_1 \gamma_{ц.\,р} + (L - l_1)\gamma_1 \approx L\gamma_1.$$

Тогда

$$p_з = 2Q_{к.\,р}^2 L (A\gamma_{ц.\,р} + B\gamma_1) - 0{,}1 (L - l_1)(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1). \qquad \text{(XII.59)}$$

По мере продавки цементного раствора в кольцевое пространство давление в цементировочной головке возрастает. Продавка всегда заканчивается при небольшой скорости восходящего потока, и режим течения в этот период можно считать структурным. Пусть при турбулентном режиме нужно вытеснить в кольцевое пространство $\alpha \cdot 100\%$ объема цементного раствора. Тогда давление в цементировочной головке к концу продавки при турбулентном режиме достигнет величины

$$p_0 = 2Q_{к.\,р}^2 \{A[(L - l_2)\gamma_2 + l_2 \gamma_{ц.\,р}] + B[\alpha l_ц \gamma_{ц.\,р} + (L - \alpha l_ц)\gamma_1]\} + 0{,}1[(\alpha l_ц - l_2)(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_2) + (L - \alpha l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2)], \qquad \text{(XII.60)}$$

где γ_2 — плотность продавочной жидкости в г/см³; l_2 — высота оставшегося в колонне столба цементного раствора в м

$$l_2 = (1 - \alpha) \frac{D^2 - d_н^2}{d^2} l_ц. \qquad \text{(XII.61)}$$

Так как при $\alpha = 0{,}8—0{,}9$ высота столба l_2 обычно невелика, формулу (66) можно упростить, считая что

$$(L - l_2)\gamma_2 + l_2 \gamma_{ц.\,р} \approx L\gamma_2.$$

Тогда

$$p_0 = 2Q_{кр}^2 \{A\gamma_2 L + B[\gamma_1 L + \alpha l_ц (\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1)]\} + 0{,}1[(\alpha l_ц - l_2) \times (\gamma_{ц.\,р} - \gamma_2) + (L - \alpha l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2)]. \qquad \text{(XII.62)}$$

В тех случаях, когда плотности бурового и продавочного растворов одинаковы, формула (XII.15) принимает вид

$$p_0 = 2Q_{кр}^2 L \left\{A\gamma_1 + B\left[\gamma_1 + \frac{\alpha l_ц}{L}(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1)\right]\right\} + 0{,}1(\alpha l_ц - l_2)(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1). \qquad \text{(XII.63)}$$

Давление в цементировочной головке в конце цементирования можно определить по формуле

$$p_к = 82{,}6 Q^2 L \left\{A\gamma_2 \lambda_т + B\left[(\lambda_{к.\,ц}\gamma_{ц.\,р} - \lambda_{к.\,п}\gamma_1)\frac{l_ц}{L} + \gamma_1 \lambda_{к.\,п}\right]\right\} + 0{,}1[l_ц(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_2) + (L - l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2)], \qquad \text{(XII.64)}$$

где Q — производительность цементировочного насоса в конце продавки в л/с; $\lambda_т$ — коэффициент гидравлических сопротивлений в обсадной колонне, определяемый по формуле (XII.19); $\lambda_{к.р}$, $\lambda_{к.ц}$ — коэффициенты гидравлических сопротивлений кольцевого пространства при

течении промывочного и цементного растворов.

Очевидно, при $\gamma_1 = \gamma_2$ второе слагаемое во второй квадратной скобке обращается в нуль и формула (XII.19) несколько упрощается.

Необходимое число цементировочных агрегатов и смесительных машин можно определить следующим образом. Так как производительность смесительных машин и, следовательно, спаренных с ними цементировочных насосов в период закачки цементного раствора должна оставаться постоянной, давление в начальный и любой последующий момент закачки не должно превышать предельно допустимого значения $p_{доп}$ для данного насоса при выбранной производительности (с учетом возможного кратковременного форсирования режима работы насоса и двигателя). Поскольку максимальным является давление в начальный момент закачки, то

$$p_н < p_{доп}. \qquad \text{(XII.65)}$$

Таким образом, сопоставив максимальное давление во время закачки цементного раствора с допустимыми давлениями при разных значениях производительности цементировочных насосов, находим производительность $q_н$ насоса, при которой выполняется условие (XII.65). Тогда число цементировочных насосов, необходимых для закачки цементного раствора будет

$$n_э = \frac{Q_{кр}}{q_н}. \qquad \text{(XII.66)}$$

Округление следует производить в большую сторону. Если фактическая производительность цементировочных насосов $n_э q_н$ будет больше $Q_{кр}$, все значения давлений, рассчитанные по формулам (XII.55) — (XII.62), должны быть уточнены путем умножения на величину $\left[\frac{n_э q_н}{Q_{кр}}\right]^2$.

Число смесительных машин

$$n_{см} = \frac{n_э q_н}{q_{см}}, \qquad \text{(XII.67)}$$

где $q_{см}$ — производительность одной смесительной машины. Число смесительных машин должно быть равно или кратно числу цементировочных насосов, участвующих в закачке.

Производительность смесительной машины при приготовлении раствора из чистого цемента определяется по формуле

$$q_{см} = \frac{\gamma_в + m\gamma_ц}{m\gamma_ц} q_в, \text{ [л. с]} \qquad \text{(XII.68)}$$

а из смеси цемента с наполнителями — по той же формуле при условии подстановки вместо плотности цемента $\gamma_ц$ плотности сухой твердой фазы $\gamma_{см}$, либо по формуле

$$q_{см} = \frac{\gamma_в(\gamma_н + m_н\gamma_ц) + m(1 - m_н)\gamma_ц\gamma_н}{m(1 + m_н)\gamma_ц\gamma_н}, \qquad \text{(XII.69)}$$

где $q_в$ — количество подаваемой в смеситель воды в л/с; m — водосодержание, т. е. отношение веса воды к весу сухой твердой фазы (цемент плюс наполнитель) в 1 м³ цементного раствора; $m_н$ — отношение веса сухого наполнителя к весу сухого цементного порошка в 1 м³ цементного раствора; $\gamma_в$ — плотность воды в г/см³; $\gamma_ц$ — плотность сухого цементного порошка в г/см³; $\gamma_н$ — плотность сухого наполнителя в г/см³.

Число цементировочных насосов, необходимых для продавки цементного раствора при турбулентном режиме, будет

$$n_н = \frac{Q_{кр}}{q_ж}, \qquad \text{(XII.70)}$$

где $q_ж$ — производительность цементировочного насоса, при которой предельно допустимое давление несколько превышает величину давления p_0 в конце продавки при турбулентном режиме, определенного по формулам (XII.60), (XII.62) или (XII.63), в л/с.

Конкретизируем условия (XII.50) и (XII.51), регламентирующие выбор величины плотности цементного раствора, когда объем буферной жидкости невелик (высота столба буферной жидкости в кольцевом пространстве не превышает 100—150 м). Для этого подставим вместо $p_{ц.р}$, $p_{пр}$, $p_р$ и $p_{гд}$ их значения.

1. При зазоре более 3 см на сторону

$$\gamma_1 + (0{,}1 \div 0{,}2) \leqslant \gamma_{ц.р} \leqslant \frac{10\Delta p_р z_р - k_б(L - l_ц)\gamma_1}{k_б[l_ц - (L - z_р)]}.$$

2. При зазоре менее 3 см на сторону

$$\gamma_1 + (0{,}1 \div 0{,}2) \leqslant \gamma_{ц.р} < \frac{\Delta p_р z_р}{k_б[l_ц - (L - z)](0{,}1 + 2Bn_н q_н)} - \gamma_1 \frac{L - l_ц}{l_ц - (L - z_р)}.$$

При несоблюдении этих условий может произойти гидроразрыв пластов (или раскрытие трещин) и начнется поглощение цементного раствора.

Если позволяет состояние стенок скважины, в случае необходимости давление на опасные в отношении гидроразрыва пласты можно снизить путем замены части бурового раствора буферной жидкостью меньшей плотности. В этом случае высота столба буферной жидкости, при которой устраняется опасность гидроразрыва слабых пластов и не возникает опасности проявления высоконапорных горизонтов, можно рассчитать по формуле

$$\frac{z_р\gamma_{ц.р} - (L - l_ц)(\gamma_{ц.р} - \gamma_1) - \frac{10\Delta p_р z_р}{k_б}}{\gamma_1 - \gamma_б} \leqslant l_б \leqslant \frac{z_{пл}(\gamma_1 - 10\Delta p_{пл}k_б)}{\gamma_1 - \gamma_б}, \qquad \text{(XII.71)}$$

где $\Delta p_р$ — минимальное значение градиента гидроразрыва пластов, залегающих в интервале цементирования, в ат/м; $\Delta p_{пл}$ — градиент пластового давления (для газовых горизонтов — градиент давления в кровле) в ат/м; $\gamma_б$ — плотность буферной жидкости в г/см³ $z_р$ — расстояние от устья скважины до подошвы горизонта с минимальным градиентом $\Delta p_р$ в зоне цементирования в м; $z_{пл}$ — расстояние от устья до кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления в зоне цементирования в м; $l_б$ — высота столба буферной жидкости в м; L — глубина скважины в м; $l_ц$ — общая длина интервала цементирования в м; $k_б$ — коэффициент безопасности.

При большой высоте столба буферной жидкости в кольцевом пространстве формулы (XII.55) — (XII.57), (XII.59), (XII.60), (XII.61) — (XII.64) должны быть уточнены в связи с тем, что давление столба буферной жидкости меньше давления равного по высоте столба бурового раствора. Это значит, что в правую часть перечисленных выше формул нужно ввести дополнительно слагаемое $0{,}1\, l_б(\gamma_б - \gamma_1)$. Изменением потерь на трение при этом можно пренебречь, так как разница незначительна по величине и отрицательна по знаку, т. е. повышает надежность расчета. После такого уточнения формулы примут следующий вид

$$p_н = 2\gamma_1 Q_{кр}^2 L(A + B) + 0{,}1(\gamma_1 - \gamma_б) l_б; \qquad \text{(XII. 55a)}$$

$$p_з = 2Q_{кр}^2\{A\gamma_{ц.р}L + B[l_1\gamma_{ц.р} + (L - l_1)\gamma_1]\} - 0{,}1[(L - l_1 - l_б)(\gamma_{ц.р} - \gamma_1) + l_б(\gamma_{ц.р} - \gamma_б)]; \qquad \text{(XII.57a)}$$

$$p_0 = 2Q_{кр}^2\{A[(L - l_2)\gamma_2 + l_2\gamma_{ц.р}] + B[\alpha l_ц\gamma_{цр} + (L - \alpha l_ц)\gamma_1]\} + 0{,}1[(\alpha l_ц - l_2)(\gamma_{ц.р} - \gamma_2) + (L - \alpha l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2) - l_б(\gamma_1 - \gamma_б)]; \qquad \text{(XII.60a)}$$

$$p_0 = 2Q_{кр}^2 L\left\{A\gamma_2 + B\left[\gamma_1 + \frac{\alpha l_ц}{L}(\gamma_{ц.р} - \gamma_1)\right]\right\} + 0{,}1[(\alpha l_ц - l_2)(\gamma_{ц.р} - \gamma_2) + (L - \alpha l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2) - l_б(\gamma_1 - \gamma_б)]; \qquad \text{(XII.62a)}$$

$$p_0 = 2Q_{кр}^2 L\left\{A\gamma_1 + B\left[\gamma_1 + \frac{\alpha l_ц}{L}(\gamma_{ц.р} - \gamma_1)\right]\right\} + 0{,}1[(\alpha l_ц - l_2)(\gamma_{ур} - \gamma_1) - l_б(\gamma_1 - \gamma_б)]; \qquad \text{(XII.63a)}$$

$$p_к = 82{,}6Q^2 L\left\{A\gamma_2\lambda_т + B\left[(\lambda_{к.ц}\gamma_{ц.р} - \lambda_{к.н}\gamma_1)\frac{l_ц}{L} + \gamma_1\lambda_{кп}\right]\right\} + 0{,}1[l_ц(\gamma_{ц.р} - \gamma_2) + (L - l_ц)(\gamma_1 - \gamma_2) - l_б(\gamma_1 - \gamma_б)]. \qquad \text{(XII.64a)}$$

Продолжительность цементирования

$$T = 0{,}017\left[\frac{V_{ц.р}}{n_э q_н} + \frac{V_{пр} - (1 - \alpha)V_{ц.р}}{n_н q_ж} + \frac{(1 - \alpha)V_{ц.р}}{q_ж}\right] + T_д, \qquad \text{(XII.72)}$$

где $T_д$ — время на промывку обвязки после закачки цементного раствора в мин.

Рецептура цементного раствора должна быть подобрана так, чтобы время начала схватывания $T_{схв}$ удовлетворяло следующему условию

$$1{,}2T < T_{схв} < 2T. \qquad \text{(XII.73)}$$

Вариант Б. Объем подлежащего закачке цементного раствора меньше внутреннего объема обсадной колонны

В этом случае

$$V_{ц.р} < V_{пр}$$

и, следовательно, поступление цементного раствора в кольцевое пространство (если наземная обвязка герметична) начнется уже после того, как закончится закачка его в обсадную колонну.

Число смесительных машин в данном случае рекомендуется определять в за-

висимости от общего веса сухой твердой фазы и вместимости бункера смесителя

$$n_{см} = \frac{G}{G_б}, \qquad \text{(XII.74)}$$

где G — суммарный вес цемента и наполнителя в т; $G_б$ — вместимость бункера смесителя (по насыпному весу смеси) в т.

Так как процесс закачки цементного раствора не продолжителен, к каждой смесительной машине можно подсоединять один или два цементировочных насоса, суммарная производительность которых должна быть равна производительности смесителя по раствору.

Максимальное давление в начальный момент закачки цементного раствора можно определить по формуле

$$p_н = 82{,}6\gamma_1 Q_1^2 L\,(A\lambda_т + B\lambda_{к.\,п}), \qquad \text{(XII.75)}$$

где $Q_1 = n_{см} q_{см}$ — суммарная производительность смесительных машин в л/с.

Минимальное давление в конце закачки

$$p_{min} = 82{,}6Q_1^2\{A[l_A\gamma_{ц.\,р}\lambda_{т.\,ц} + (L - l_A)\,\gamma_1\lambda_{т.\,п}] + BL\gamma_1\lambda_{к.\,п}\} - 0{,}1\,(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1)\,l_A, \qquad \text{(XII.76)}$$

где $\lambda_{т.ц}$ — коэффициент сопротивления при течении цементного раствора в обсадных трубах; l_A — высота столба цементного раствора в обсадной колонне в м;

$$l_A = \frac{D^2 - d_н^2}{d^2} l_ц. \qquad \text{(XII.77)}$$

Сопоставляя значение $p_н$ с предельно допустимыми давлениями цементировочного насоса при разных скоростях включения коробки перемены передач, окончательно уточняют производительность и число насосов, необходимых для закачки цементного раствора; при этом должно соблюдаться условие (XII.65).

Продавку цементного раствора нужно осуществлять при турбулентном режиме его течения в кольцевом пространстве, т. е. при $Q \geqslant Q_{кр}$. Давление в цементировочной головке в конце продавки при турбулентном режиме определяется по формуле (XII.60), а число цементировочных насосов, необходимых для продавки, — по формуле (XII.70). Давление в цементировочной головке перед схождением пробок можно рассчитать по формуле (XII.64), время цементирования — по формуле (XII.72).

Двухступенчатое цементирование

Ступенчатое цементирование применяется в следующих случаях.

1. Когда величина противодавления на стенки скважины, создаваемого при одноступенчатом цементировании, достигает или даже превосходит давление гидроразрыва слабых пластов и возникает опасность поглощения цементного раствора.

2. Когда существует опасность затрубных газопроявлений в период схватывания и твердения цементного раствора в кольцевом пространстве скважины.

При ступенчатом цементировании необходимо определить место размещения цементировочной муфты. Рассмотрим возможные решения этого вопроса.

I. *Необходимость двухступенчатого цементирования обусловлена опасностью разрыва слабых пластов и поглощения цементного раствора.* Если при одноступенчатом цементировании нельзя выполнить условия (XII.50) — (XII.51), целесообразно работу провести в два приема с разрывом во времени. Место установки цементировочной муфты в этом случае должно выбираться с таким расчетом, чтобы во время цементирования противодавление на слабые пласты, характеризующиеся минимальными градиентами давления гидроразрыва, было бы всегда меньше того давления, при котором возможно поглощение цементного раствора

$$\frac{\Delta p_р z}{k_б} \geqslant 0{,}1\,[(z - l_у)\,\gamma_{ц.\,р} + l_у\gamma_1] + 2BQ_{кр}^2\,[\gamma_{ц.\,р}\,(z - l_у) + \gamma_1 l_у],$$

где $l_у$ — расстояние от устья скважины до места размещения цементировочной муфты в м; z — глубина залегания пласта с минимальным градиентом давления гидроразрыва $\Delta p_р$ $\left[\frac{кг}{см^2 \cdot м}\right]$ в м.

Отсюда

$$l_у = \frac{M\gamma_{ц.\,р} - \frac{\Delta p_р}{k_б}}{M\,(\gamma_{ц.\,р} - \gamma_1)}\,z, \qquad \text{(XII.92)}$$

где $M = 2BQ^2 + 0{,}1$.

Место установки цементировочной муфты следует выбирать в зависимости от глубины z залегания пласта (в пределах интервала цементирования), характеризующегося наименьшим градиентом давления гидроразрыва. Цементирование второй ступени в этом случае должно производиться только после схватывания первой порции цементного раствора в кольцевом пространстве и превращения его в камень с минимально необходимой прочностью.

II. *Необходимость ступенчатого цементирования обусловлена опасностью газопроявлений в период схватывания и твердения цементного раствора.* После прекращения продавки активное противодавление, создаваемое столбом цементного раствора, быстро снижается до гидростатического давления столба воды. Вследствие этого из горизонтов (прежде всего газовых) с относительно повышенным пластовым давлением может начаться приток пластового флюида (газа). Если этот приток достаточно интенсивен, возникают газопроявления. Чем больше высота столба цементного раствора в скважине, тем больше снижение активного противодавления на пласт, тем вероятнее опасность затрубного газопроявления.

Для предотвращения подобных затрубных газопроявлений можно рекомендовать метод ступенчатого цементирования с разрывом во времени. В этом случае в течение всего периода загустевания, схватывания и начального твердения нижней порции цементного раствора, предназначенной для изоляции газового пласта, через цементировочную муфту ведется циркуляция бурового раствора.

Место установки цементировочной муфты должно быть выбрано с таким расчетом, чтобы противодавление на газовый пласт во время схватывания и твердения нижней порции цементного раствора превышало пластовое давление и таким образом возможность затрубного газопроявления была устранена.

Условие равновесия активного противодавления на газовый горизонт в период схватывания и твердения нижней порции цементного раствора и пластового давления в этом горизонте будет

$$p_{пл}k_б \leqslant 0{,}1\,[\gamma_в\,(h_к - l_у) + \gamma l_у] + 82{,}6\lambda_{к.\,п}B\gamma Q_1^2 l_у + p_{пр},$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление у кровли газового горизонта в кгс/см²; $p_{пр}$ — противодавление на устье, создаваемое после продавки цементного раствора, в период схватывания; $h_к$ — глубина залегания кровли газового горизонта в м; $\gamma_в$ — плотность воды, на которой затворен цементный раствор в г/см³; γ — плотность бурового раствора, используемого для циркуляции через муфту в период схватывания нижней порции цементного раствора в г/см³; Q_1 — объемный расход буровой жидкости при циркуляции через муфту в л/сек; $l_у$ — глубина установки муфты в колонне в м; $k_б$ — коэффициент безопасности. До проведения специальных исследований можно принимать $k_б = 1{,}2$—$1{,}3$, в зависимости от степени достоверности данных о величине пластового давления.

Отсюда

$$l_у \geqslant \frac{p_{пл}k_б - 0{,}1\gamma_в h_к - p_{пр}}{0{,}1\,(\gamma - \gamma_в) + 82{,}6\lambda_{к.\,п}\gamma BQ_1^2}. \qquad \text{(XII.93)}$$

При турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве формула (XII.93) несколько упрощается, так как $82{,}6\lambda_{к.п} \approx 2$. Когда зазор между обсадной колонной и стенками скважины достаточно велик и потери давления в кольцевом пространстве малы, вторым слагаемым в знаменателе можно пренебречь, и формула упрощается

$$l_у = \frac{p_{пл}k_б - 0{,}1\gamma_в h_к - p_{пр}}{0{,}1\,(\gamma - \gamma_в)}. \qquad \text{(XII.94)}$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Аванесова А. М., Гаджиев С. А.** Влияние температуры на структурную вязкость и динамическое напряжение сдвига глинистых растворов, обработанных химическими реагентами. Тр. АзНИИБурнефть, вып. 5. М., «Недра», 1965.
2. **Айриянц А. С. и др.** О дроблении шлама между корпусом шарошечного долота и стенками скважины. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1965, № 2.
3. **Афанасьев А. А.** Исследование распределения температуры вдоль ствола бурящейся скважины. Тр. МИНХ и ГП, вып. 5. М., «Недра», 1965.
4. **Белкин И. М. и др.** Ротационные приборы. Измерение вязкости и физико-механических характеристик материалов. Сб. «Машиностроение», 1968.
5. **Бережной А. И., Дегтев Н. И.** Дегазация промывочных растворов в бурении. Гостоптехиздат, 1963.
7. **Гаджиев С. А., Аванесова А. М.** Вискозиметр для определения структурно-механических показателей глинистых растворов при высокой температуре. «Бурение», 1964, № 5.
8. **Гараев Ш. М., Дедусенко Г. Я.** К вопросу регулирования структурно-механических свойств утяжеленных суспензий. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1965, № 9.
9. **Еременко Т. Е., Мочернюк и др.** Вытеснение глинистого раствора цементным при цементировании скважин. В сб. «Крепление скважин и разобщение пластов». М., «Недра», 1964.
10. **Жигач К. Ф., Касьянов Н. М., Мухин Л. К.** Реология новых промывочных жидкостей. В сб. «Промывочные растворы для бурения скважин». Тр. Межреспубликанского совещания в г. Баку. Гостоптехиздат, 1962.
11. **Карманов И. А., Булатов А. И.** Оценка реологических свойств цементных растворов. — «Нефтяное хозяйство», 1964, № 1.
12. **Касьянов Н. М. и др.** К вопросу о влиянии величины зазора на показания ротационного вискозиметра. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1966, № 12.
13. **Козодой А. К., Зубарев А. В., Федоров В. С.** Промывка скважин при бурении. Гостоптехиздат, 1963.
14. **Латыпов Э. К., Филатов Б. С.** Уточнение расчета потерь давления при течении вязкопластичных жидкостей в трубах. — «Нефтяное хозяйство», 1962, № 3.
15. **Литвишко В. Г.** К вопросу исследования реологических свойств цементных растворов. Тр. ВНИИНГП, вып. 11, Волгоград, 1967.
16. **Литвишко В. Г.** Уменьшение гидравлических сопротивлений при цементировании скважин. — «Бурение», 1968, № 5.

17. **Лопатин Ю. С.** Исследование шлама при бурении шарошечными долотами с промывкой забоя воздухом и промывкой водой. Тр. ВНИИБТ, вып. 14, М., «Недра», 1965.

18. **Лопатин Ю. С.** Исследование формы частиц шлама при бурении скважин шарошечными долотами с продувкой воздухом. В сб. «Бурение скважин и вскрытие продуктивных горизонтов с использованием газообразных агентов». ВНИИТЭНефтегаз, 1965.

19. **Лопатин Ю. С. и др.** Исследование влияния конструкции долот на эффективность очистки от шлама призабойной зоны при бурении с продувкой воздухом. — «Нефтяное хозяйство», 1966, № 9.

20. **Лопатин Ю. С., Филатов Б. С.** Об образовании шлама при бурении шарошечными долотами. — «Нефтяное хозяйство», 1968, № 7.

21. **Лященко П. В.** Гравитационные методы обогащения. Гостоптехиздат, 1940.

22. **Мавлютов М. Р.** Определение реологических свойств глинистых суспензий. Изв. вузов. «Нефть и газ», 1958, № 4.

23. **Мирзаджанзаде А. Х. и др.** Метод определения гидродинамического давления на стенки скважины при спуско-подъемных операциях. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1964, № 8.

24. **Миттельман Б. И.** Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Гостоптехиздат, 1963.

25. **Мовсумов А. А.** Гидродинамические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин., Баку, Азернешр, 1966.

26. **Муратов М. У.** Увеличение производительности шарошечных долот при применении центральных сменных промывочных насадок УФНИИ. — «Бурение», 1964, № 12.

27. **Рахимкулов Р. Ш., Белоусов А. П.** Прибор для исследования реологических свойств цементных растворов. Тр. УфНИИ, вып. 16, Уфа, Башкнигиздат, 1965.

28. **Рахимкулов Р. Ш.** Некоторые вопросы реологии цементных растворов. В сб. ВНИИБТ «Цементные растворы для крепления глубоких скважин», вып. 2, М., «Недра», 1965.

29. **Рахимкулов Р. Ш.** Расчет скоростей восходящего потока цементного раствора при цементировании нефтяных и газовых скважин. Тр. УфНИИ, вып. 16, Уфа, Башкнигоиздат, 1965.

30. **Розенберг Г. Д.** Об определении бингамовских констант по методу наименьших квадратов из уравнения Букингама. тр. ВНИИБТ, вып. 15, 1965.

31. **Садыков Ю. В.** Исследование реологических свойств промывочных жидкостей в промысловых условиях. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1960, № 5.

32. **Саламов М. Ю., Есьман Б. И.** Сравнительные гидравлические потери в трубах с кабелем при электробурении. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1963, № 12.

33. **Саляк И. И., Моцохейн Б. И.** О результатах испытаний электродинамического тормоза опытной буровой установки «Уралмаш-9Д». «Машины и нефтяное оборудование», 1964, № 11.

34. **Сидоров Н. А. и др.** О гидравлическом ударе в процессе спуска обсадных колонн. «Нефтяное хозяйство» № 11, 1968.

35. **Синицын В. В.** Вязкостные свойства пластичных дисперсных систем и эффект пристенного скольжения. Тр. III Всесоюзной конференции по коллоидной химии. Изд-во АН СССР, 1956.

36. **Сукуренко Е. И., Бондарев Б. И.** Определение величины гидродинамического давления при спуско-подъемных операциях с помощью глубинных манометров. Тр. КФ ВНИИнефть, вып. 18, М., «Недра», 1967.

37. **Трапезников А. А.** Эластореласксометр для измерения высокоэластичной деформации, прочности и релаксации коллоидных систем. «Приборы и техника экспериментов», 1958, № 3.

38. **Федоров В. С., Никаноров М. М.** Теоретические основы подъема бурового инструмента. Гостоптехиздат, 1952.

39. **Шадрин Л. Н., Соловьев Е. М.** К вопросу об определении объема затрубного пространства в интервале цементирования скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1964, № 11.

40. **Шахмалиев Г. М.** Методика торможения и рациональный режим спуска бурильного инструмента. Баку, Азернешр, 1960.

41. **Шищенко Р. И., Аванесова А. М.** Влияние давления на структурную вязкость глинистых растворов. ДАН СССР, т. 88, вып. 1, 1953.

43. **Alves G. E.** Pipe line design for non — Newtonians. Chem. Eng. Progr., 1962, vol. 48.

44. **Bumgardner B. M.** Engineered drilling programs reduced California drilling costs. World Oil, 1961, N 37, 1961, vol. 59.

45. **Bumgardner B. M.** Lower annular velocity and jet — bit hydraulics speed drilling. Oil and Gas J., 1961, X, N 5, vol. 153.

46. **Burkhardt J. A.** Wellbore pressure surges produced by pipe movement. J. Petrol. Technol., 1961, VI, N 6, vol. 13.

47. **Goode I. M., Coppinger J. E.** Improved primary cementing practice through hydraulic well bore analysis. Drill. and Prod. Pract. API, 1963.

48. **Guodde K. H.** Rheologie kolloidaler suspensionen, insbesondere der Bohrspulungen. Erdöl und Kohle, Bd. 13, 1960, N 1, 2.

49. **Hiller K. H.** Rheological measurements on clay suspensions and drilling fluids at high temperatures and pressures. J. Petrol. Technol., 1963, VII, N 7, vol. 15.

50. **Howard G. C., Clark J. B.** Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing. Drill. and Prod. Pract. API, 1948.

51. **Kelly I. L.** New chart — worksheet simplifies drilling hydraulics. Oil and Gas J., 1962, 2.VII, N 27, vol. 60.

52. **Kendall H. A., Goins W. C.** Design and operation of jetbit programs. J. Petrol. Technol., 1960, X, N 16, vol. 12.

53. **Metzner A. B.,** Pipe — line design for non — Neutonian fluids. Chem. Eng. Progr., 1954, vol. 50, N 1.

54. **Mooney M.** Explicit formulae for sleep and fluidity. Journ. Rheol., 1930, vol. 2.

55. **Moore P. L.,** Solids — lifting capacity of drilling fluids. Oil and Gas Journ., 1965, 22XI, N 47, vol. 63.

56. **Ormsby G. S.** Calculation and control of mud pressure in drilling and completion operations. Drill. and Prod. Pract. API, 1954.

57. **Reiner M., Riwlin R.** Die Theorie der Strömung einer elastischen Flussigkeit in Couette — Apparat. Coll. Zeitscher., 1927, IX, Bd. 29, N 1.

58. **Ross W. M.** Low rate displacement solves tough cementing jobs. Petr. Eng., 1965, XI, vol. 37, N 12.

59. **Sawins J. G., Roper W. F.** A direct — indicating viscometer for drilling fluids. Drill. Prod. Pract. API, 1954.

60. **Slagle R. A.** Rheological disign of cementing operations. Journ. Petr. Techn., 1962, III, vol. 14, N 3.

61. **Van Wazer a. oth.** Viscosity and flow measurement. Interscience Publishers, NY, London, 1963.

62. **Williams C. E., Bruce J. H.** Carrying capacity ot drilling muds. Trans. AIME, 1951, vol. 192.

Глава XIII

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

Открытие и освоение значительных запасов нефти и газа на больших глубинах выдвинуло перед нефтяной наукой ряд принципиально новых и весьма сложных проблем.

Применение сложных многоколонных конструкций нефтяных и газовых скважин, бурение с применением газообразных агентов, решение вопросов бурения при равновесном состоянии системы «скважина — пласт» и опыт проводки скважин в сложных условиях привели к необходимости существенно пересмотреть требования, предъявляемые к оборудованию устья на этапе строительства скважины.

Устьевое оборудование является неотъемлемой частью конструкции скважины при ее строительстве и эксплуатации. Оно предназначено для: обвязки всех спущенных в скважину обсадных колонн с целью организации контроля за состоянием межтрубного пространства и, при необходимости, воздействия на возникающие в нем проявления; управления скважиной при возникновении осложнений и бурении с продувкой забоя воздухом, газом или использованием аэрированной жидкости; эксплуатации скважины фонтанным или механизированным способом.

Опыт показывает, что оборудование устья бурящейся скважины (рис. XIII.1) должно состоять из колонной головки, количество секций которой должно соответствовать числу спущенных в скважину обсадных колонн, превенторной установки, превенторной катушки с быстроразъемным желобом.

Для бурения с продувкой забоя воздухом или газом, а также бурения аэрированной жидкостью в комплект устьевого оборудования включается вращающийся превентор или герметизирующее устройство.

В связи с тем что оборудование устья скважины монтируется и обслуживается в процессе строительства скважины под полом вышечного блока буровой установки, оно, помимо своего прямого назначения, должно отвечать следующим требованиям:

— колонные головки, превенторы и другие элементы должны иметь минимальную высоту;

— присоединительные размеры фланцев колонных головок и превенторов должны быть согласованы с учетом последовательной установки на устье секций колонных головок и противовыбросового оборудования на более высокое рабочее давление, чем при бурении предыдущего интервала;

— проходные отверстия фланцев должны обеспечивать подвешивание спущенной обсадной колонны на клиновой захват без демонтажа противовыбросового оборудования;

— должны быть согласованы также прочностные характеристики устьевого оборудования и обсадных труб, на которые оно устанавливается.

Высота и конструкция вышечных оснований, а также схема расположения оборудования буровой установки должны разрабатываться с учетом размещения, обвязки, обслуживания комплекта устьевого оборудования и удобства выполнения технологических операций по ликвидации нефте-газо-водопроявлений. К сожалению,

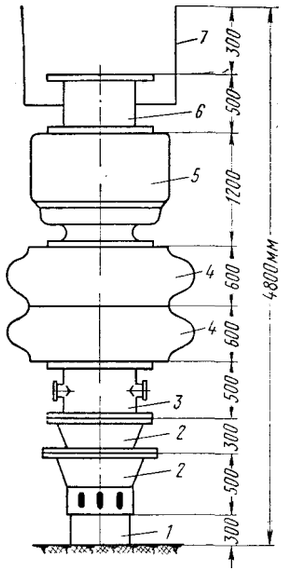


Рис. XIII.1. Оборудование устья бурящейся скважины.

1 — труба первой обсадной колонны. Муфта ее должна быть выше уровня земли на 300—350 мм для реализации возможности контирования скважины при разрушении устьевого оборудования; *2* — секции колонной головки; *3* — крестовина превентора; *4* — превентор плашечный; *5* — превентор универсальный; *6* — превенторная катушка; *7* — желоб разъемный.

имеются серьезные затруднения при размещении устьевого оборудования под полом вышечного блока буровой установки.

Если учитывать, что между подроторными балками обычно размещается каретка клинового захвата ПКР-У7 или ПКР-Ш8, то для размещения устьевого оборудования остается только «полезная» высота вышечного основания (расстояние от низа подроторных балок до уровня земли (табл. XIII.1). Подсчеты показывают, что для размещения полного комплекта устьевого оборудования при бурении для наиболее распространенных двух- и трех колонных конструкций скважин требуется «полезной» высоты вышечного основания 4,5—5 м (табл. XIII.2).

В то же время из табл. XIII.1 видно, что применяемые в настоящее время буровые установки (за исключением БУ-125БрД) имеют «полезную» высоту вышечных оснований не более 3100 мм, что совершенно недостаточно для размещения полного комплекта устьевого оборудования.

Таблица XIII.1

Основные размеры вышечных оснований

Шифр вышечного блока	Основные размеры, мм		
	высота пола буровой	полезная высота основания	ширина пролета
ОРЗД	2500	1750	2525
ОР5Д (6Э)	2540	1640	2700
ОА4Э (ОАЗД)	3700	3000	2000
ОАЗДМ	3700	2800	2950
ОА4ЭУ	3900	3100	2200
ОБ53	3700	2700	4700
ОА53А	3700	2600	3000
Блок Скрипника	3800	3000	3200
БУ-80	3700	3000	2800
БУ-125БрД	4500	3800	2800
БУ-125БД(БЭ)	3700	3000	4000

Примечание. Полезной высотой считается расстояние от низа подроторных балок до уровня земли.

КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ

Колонная головка предназначена для подвешивания и обвязки между собой всех спускаемых в скважину обсадных колонн с целью обеспечения контроля за состоянием кольцевого пространства, а при необходимости и управления межтрубными проявлениями, возникающими в процессе строительства и эксплуатации скважины. Кроме того, колонная головка служит основанием для установки противовыбросового оборудования при бурении и арматуры для фонтанной или механизированной эксплуатации скважины.

Секции колонной головки устанавливаются на устье скважины последовательно, по мере спуска и цементирования обсадных колонн. При этом каждая секция колонной головки должна подбираться с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины. На нее устанавливается противовыбросовое оборудование, рассчитанное на такое же рабочее давление. После спуска и подвешивания очередной обсадной колонны цикл повторяется.

Обвязка всех входящих в конструкцию скважины обсадных колонн секциями колонной головки возможна только по мере их спуска и цементирования. Монтаж

Таблица XIII.2

Высота комплекта противовыбросового оборудования по утвержденным схемам в зависимости от количества обсадных колонн в конструкции скважины

Количество колонн в конструкции скважины	Схема № 1		Схема № 2		Схема № 3	
	без универсального превентора	с универсальным превентором	без универсального превентора	с универсальным превентором	без универсального превентора	с универсальным превентором
2	2700	3900	3300	4500	3800	5000
3	3000	4200	3600	4800	4100	5300
4	3300	4500	3900	5100	4400	5600
5	3600	4800	4200	5400	4700	6100

многосекционной колонной головки на устье законченной бурением скважины практически невозможен.

Отечественная промышленность серийно выпускает колонные головки только муфтового типа (ГКМ), рассчитанные на рабочее давление 125, 200, 320 и 500 кгс/см². Указанными колонными головками предусмотрена обвязка наиболее распространенных еще 10—15 лет назад конструкций скважин из двух обсадных колонн (10 типоразмеров), из трех колонн (13 типоразмеров) и четырех колонн (2 типоразмера).

Колонная головка муфтового типа (рис. XIII.2) состоит из корпуса *1*, муфты *2*, специального фланца *3* и нажимной втулки *4*. Уплотнение межтрубного пространства осуществляется за счет двух медных колец, вставленных в проточки муфты, и самоуплотняющейся резиновой манжеты.

Конструкция колонной головки ГКМ для обвязки трех, четырех и более колонн отличается от приведенной на рис. XIII.2 количеством секций. Колонные головки ГКМ имеют ряд недостатков, ограничивающих их широкое применение:

— для посадки муфты колонной головки в корпусе необходимо разгрузить колонну на забой и демонтировать противовыбросовое оборудование (иногда разгрузка колонны на забой недопустима);

— установка муфты в корпус колонной головки без разгрузки обсадной колонны на забой сопряжена с выполнением комплекса сложных мероприятий, требующих от исполнителей большого практического опыта;

— исключают возможность регламентированного натяжения незацементированной части обсадной колонны с целью компенсации температурных напряжений, возникающих в обсадной колонне при эксплуатации скважины.

Наиболее полно отвечают современным техническим требованиям колонные головки клинового типа (ГКК), которые получили широкое распространение за рубежом. В нашей стране колонные головки ГКК проходят промышленные испытания.

Опытные образцы колонных головок типа ГКК также не свободны от недостатков, обусловленных тем, что не решен окончательно вопрос последовательного использования секций колонной головки при строительстве скважин для монтажа противовыбросового оборудования. На рис. XIII.3 изображена колонная головка 5ГКК 500 — 168 × 273 × 426. Это по существу две колонные головки, соединенные между собой патрубком, тогда как

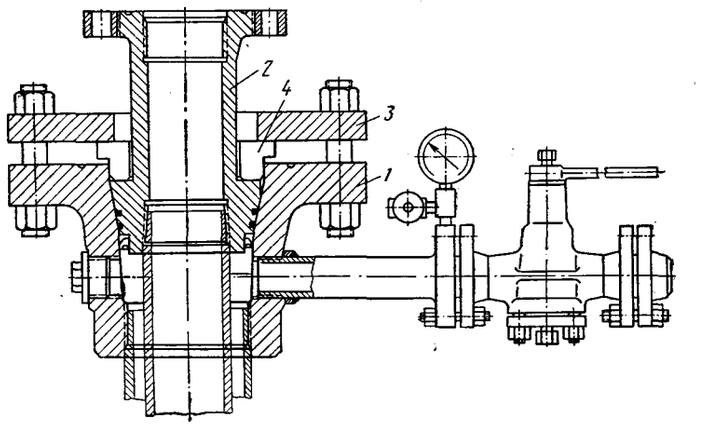


Рис. XIII.2. Колонная головка муфтового типа.

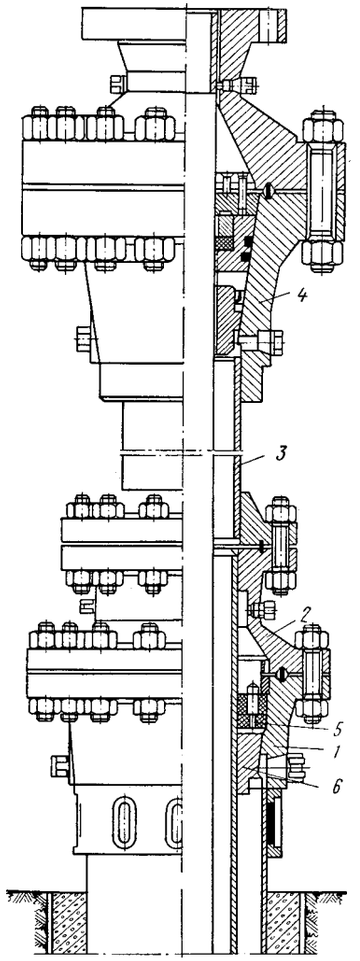


Рис. XIII.3. Колонная головка клинового типа 5ГКК — 500 — 168 × 273 × × 426.

условия размещения на секциях колонной головки противовыбросового оборудования требуют исключения из конструкции патрубка *3* и переводной катушки *2*. Секция *4* должна быть посредством фланцевого соединения установлена на секцию *1*. При этом необходимо обеспечить условие подвешивания обсадных колонн диаметром 273 и 168 мм с помощью клиновых захватов без разборки противовыбросового оборудования, т. е. клиновой захват должен свободно проходить через превенторы до секции колонной головки. Устранение указанных недостатков по-

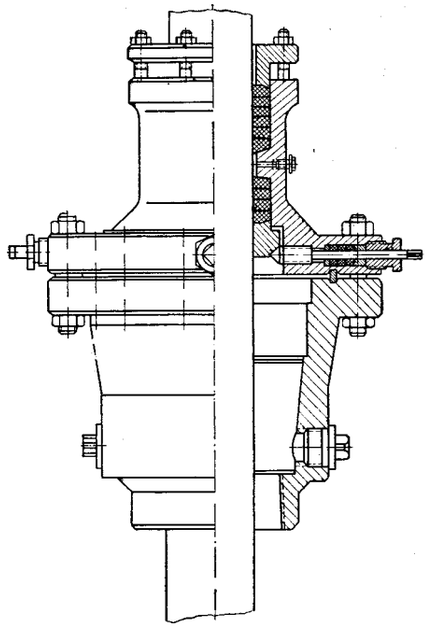


Рис. XIII.4. Колонная головка типа КГС.

зволит получить конструкцию колонной головки универсального типа.

Уплотнение межколонного пространства достигается за счет пакера *5*, устанавливаемого над клиновым захватом *6*.

Развитие термических методов воздействия на нефтяные пласты послужило основой для разработки колонных головок сальникового типа (КГС), предназначенных для скважин, на которых осуществляется закачка горячей воды или пара в продуктивный пласт.

Головка КГС (рис. XIII.4) отличается от колонных головок ГКМ и ГКК наличием сальникового устройства, позволяющего эксплуатационной колонне перемещаться вверх или вниз при колебаниях температуры рабочего агента или остановках скважины на текущий (капитальный) ремонт.

Присоединительные размеры фланцев колонных головок (и превенторов) должны соответствовать отраслевой нормали ОН 26—02—89—68, разработанной АзИНМАШ и введенной в действие с 1 августа 1968 г. (табл. XIII.3).

Условные проходы фланцев колонных головок и превенторов, присоединительные размеры и принятый ряд давлений по нормали ОН 26—02—89—68 унифицированы с наиболее распространенными

Таблица XIII.3

Размеры в мм

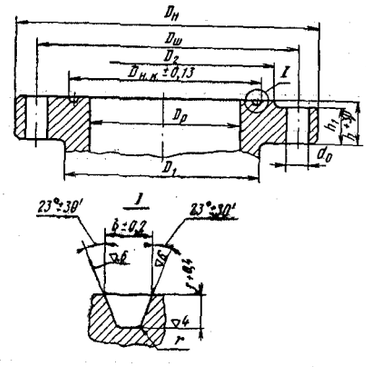
Условный размер (условный проход), D_y	Фланцы												Шпильки			№ прокладки типов R и RX
	Максимальный диаметр расточки, D_p	Наружный диаметр, D_a	Полная высота торцов, h	Наименьшая высота торцов, h_1	Болтовой диаметр центров, D_1	Диаметр цельной окружности центров отверстий под шпильки, D_m	Диаметр и количество отверстий под шпильки, $d_0 \times z$	Диаметр проточки на привалочном торце (не менее), D_2	Наружный диаметр канавки под прокладку, $D_{a.k}$	Ширина канавки, b,	Глубина канавки, f	Радиус скругления канавки r,	Количество	Диаметр резьбы по ГОСТ 8724—58 метрической с крупным шагом	Диаметр резьбы по ГОСТ 8724—58 метрической с мелким шагом	Длина
p_p 140 кгс/см²																
(40)	47	155	29	23	70	114	22×4	90	77,0	9,0	6,5	0,8	4	M20	—	115	20
50	59	165	34	26	84	127	18×8	110	94,5	12,0	8,0	0,8	8	M16	—	120	23
65	72	190	37	29	100	149	22×8	130	113,5	12,0	8,0	0,8	8	M20	—	135	26
80	88	210	40	32	118	168	22×8	145	135,5	12,0	8,0	0,8	8	M20	—	140	31
100	113	275	46	38	153	216	27×8	175	161,0	12,0	8,0	0,8	8	M24	—	160	37
(140)	138	330	53	45	189	267	30×8	210	193,0	12,0	8,0	0,8	8	M27	—	180	41
180	180	355	56	48	223	292	30×12	245	223,0	12,0	8,0	0,8	12	M27	—	185	45
230	230	420	64	56	273	349	33×12	305	281,5	12,0	8,0	0,8	12	M30	—	210	49
280	280	510	72	64	343	432	36×16	355	335,5	12,0	8,0	0,8	16	—	M33×2	230	53
350	350	560	75	67	400	489	36×20	415	393,0	12,0	8,0	0,8	20	—	M33×2	235	57
425	425	685	85	76	496	603	42×20	510	481,5	12,0	8,0	0,8	20	—	M39×3	270	65
520	520	815	99	89	610	724	45×24	635	597,5	13,5	9,5	1,6	24	—	M42×3	305	73
p_p 210 кгс/см²																
(40)	47	180	38	32	70	124	30×4	95	77,0	9,0	6,5	0,8	4	M27	—	150	20
50	59	215	46	38	105	165	27×8	125	107,0	12,0	8,0	0,8	8	M24	—	180	24
65	72	245	50	42	124	191	30×8	135	120,0	12,0	8,0	0,8	8	M27	—	175	27
80	88	245	46	42	127	191	27×8	155	135,5	12,0	8,0	0,8	8	M24	—	160	31
100	113	295	53	45	159	235	33×8	181	161,0	12,0	8,0	0,8	8	M30	—	185	37
(140)	138	350	59	51	191	280	36×8	215	193,0	12,0	8,0	0,8	8	—	M33×2	205	41
180	180	380	64	56	235	318	33×12	245	223,0	12,0	8,0	0,8	12	M30	—	210	45
230	230	470	72	64	299	394	39×12	310	281,5	12,0	8,0	0,8	12	—	M36×3	235	49
280	280	545	78	70	369	470	39×16	365	335,5	12,0	8,0	0,8	16	—	M36×3	250	53
350	350	610	88	80	419	533	39×20	420	393,0	12,0	8,0	0,8	20	—	M36×3	270	57
425	425	705	100	89	508	616	45×20	525	486,5	16,5	11,0	1,6	20	—	M42×3	305	66
p_p 350 кгс/см²																
(40)	47	180	38	32	70	124	30×4	95	77,0	9,0	6,5	0,8	4	M27	—	150	20
50	59	215	46	38	105	165	27×8	125	107,0	12,0	8,0	0,8	8	M24	—	160	24
65	72	245	50	42	124	191	30×8	135	120,0	12,0	8,0	0,8	8	M27	—	175	27
80	88	265	56	48	134	203	33×8	170	148,5	12,0	8,0	0,8	8	M30	—	195	35

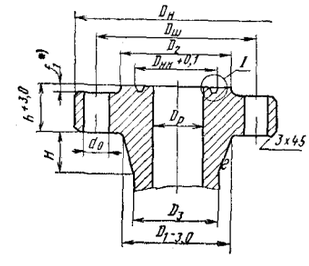
Таблица XIII.3

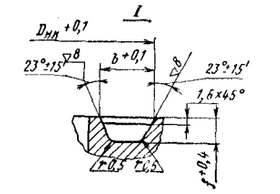
Размеры в мм

Условный размер фланца (условный проход D_y)	Фланцы: Максимальный диаметр расточки $D_р$	Наружный диаметр $D_н$	Полная высота тарелки h	Высота конусной части шейки H	Большой диаметр шейки D_1	Малый диаметр шейки (не менее) $D_з$	Диаметр длительной окружности центров отверстий под шпильки $D_ш$	Диаметр и количество отверстий под шпильки $d_0 \times z$	Диаметр проточки на привалочном торце $D_з$	Наружный диаметр канавки под прокладки $D_{н.к}$	Ширина канавки b	Глубина канавки f	Шпильки: Количество	Диаметр резьбы по ГОСТ 8724—58: метрической с крупным шагом	метрической с мелким шагом	Длина	Обозначение прокладки
							$p_р$ 350 кгс/см²										
350	350	675	113	115	480	425	590,5	45×16	460	408,0	20,0	14,3	16	—	M42×3	325	ВХ—160
425	425	770	128	125	565	505	679,5	48×16	555	497,9	23,6	17,1	16	—	M45×3	365	ВХ—161
							$p_р$ 700 кгс/см²										
40	43	185	42	50	85	62	141,0	22×8	102	73,5	11,4	5,6	8	M20	—	140	ВХ—150
45	46	190	42	50	90	65	146,0	22×8	105	77,8	11,8	5,6	8	M20	—	140	ВХ—151
50	52	200	44	50	100	75	158,5	22×8	10	86,2	12,6	6,0	8	M20	—	140	ВХ—152
65	65	230	51	60	121	92	184,0	25×8	140	102,8	14,1	6,7	8	M22	—	160	ВХ—153
80	80	270	58	65	142	111	216,0	27×8	155	119,0	15,4	7,5	8	M24	—	180	ВХ—154
100	103	315	70	75	183	146	258,5	30×8	185	150,6	17,7	8,3	8	M27	—	210	ВХ—155
180	180	480	103	95	300	254	403,0	42×12	300	241,8	23,4	11,1	12	—	M39×3	300	ВХ—156
230	230	550	124	95	375	330	476,0	42×16	360	299,1	26,4	12,7	16	—	M39×3	340	ВХ—157
280	280	655	141	105	450	400	565,0	48×16	480	357,2	29,2	14,8	16	—	M45×3	390	ВХ—158
350	350	765	168	115	550	495	673,0	52×20	520	432,6	32,5	15,9	20	—	M48×3	450	ВХ—159
							$p_р$ 1000 кгс/см²										
40	43	195	45	50	95	69	152,5	22×8	100	73,5	11,4	5,6	8	M20	—	140	ВХ—150
45	46	210	45	50	98	72	160,5	25×8	105	77,8	11,8	5,6	8	M22	—	145	ВХ—151
50	52	225	51	55	111	83	174,5	25×8	115	86,2	12,6	6,0	8	M22	—	160	ВХ—152
65	65	255	57	60	129	100	200,0	27×8	135	102,8	14,1	6,7	8	M24	—	180	ВХ—153
80	80	290	65	65	154	123	230,0	30×8	155	119,0	15,4	7,5	8	M27	—	200	ВХ—154
100	113	310	62	54	162	241	36×8	195	173,5	12 0	8,0	0,8	16	—	M39×2	340	ВХ—156
(140)	138	375	81	73	197	292	42×8	230	205,5	12,0	8,0	0,8	8	—	M33×2	210	39
180	180	395	92	83	229	318	39×12	250	224,5	13,5	9,5	1,6	12	—	M39×3	260	44
230	230	485	103	92	292	394	45×12	320	286,5	16,5	11,0	1,6	12	—	M36×3	280	46
280	280	585	119	108	369	483	52×12	375	340,5	16,5	11,0	1,6	12	—	M42×3	310	50
															M48×3	355	54

Примечания. 1. Привалочный торец фланца должен быть гладким (рис. А). Фланец с подрезанным привалочным торцом (рис. Б) должен изготовляться по требованию заказчика, оговоренному в договоре.







2. Конструкция и размеры сопряжения тарелки фланца с шейкой и прочие неуказанные размеры устанавливаются при проектировании.

3. На тыльной стороне всех фланцев параллельно поверхности привалочного торца должна подрезаться вся поверхность или обрабатываться только места под гайки. Высота фланца после подрезки должна быть не менее размера h, приведенного в таблице.

4. Диаметр проходного отверстия фланцев устанавливается в соответствии с диаметром проходного отверстия устьевого оборудования.

5. Предельные отклонения размера $D_ш$ по ГОСТ 1234—54.

6. Предельные отклонения свободных размеров обрабатываемых поверхностей — A_7 — B_7 по ОСТ 1010 и ГОСТ 2689-54.

7. Размеры, заключенные в скобки, по возможности не применять.

8. Длины шпилек подсчитаны для соединения с прокладками типа «*RX*». Для прокладок типа *R* длина шпилек устанавливается заводом-изготовителем.

Прокладки по ОН 26-02-90-68

Шпильки по ОН 26-02-91-68

Гайки по ОН 26-02-92-68

Таблица XIII.5

Тип оборудования	Противовыбросовое оборудование					Узлы оборудования					
	Обозначение типоразмеров	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, кгс/см²	Наибольший диаметр труб, пропускаемых с подвеской через оборудование, мм	Диаметр колонн, внутри которых рекомендуется бурить через оборудование, мм	Превенторы		Манифольд		Установка гидравлического управления превенторами и манифольдом	
						диаметр проходного отверстия, мм	рабочее давление, кгс/см²	условный проход, мм	рабочее давление, кгс/см²	рабочее давление кгс/см² (не менее)	число точек управления, не менее
1	ОП1—180×210	180	210	127	114; 127; 141; 146; 168; 178	180	350	80	350	100	5
	ОП1—230×210	230		146	194; 219	230					
	ОП1—280×210	280		194	245; 273;	280					
	(ОП1—307×200)	307	200	219	245; 273; 299	307	200	100	140		
	ОП1—350×210	350	210	273	299; 324; 340	350	210				
	(ОП1—406×125)*	406	125	324	351; 377; 407	406	125				
	ОП1—425×140	425	140	340	351; 377; 407; 426	425	140				
	ОП1—425×210		210				210		350		
	ОП1—520×140	520	140	426	508	520	140		140		
	(ОП2—156×320)	156	320	102	114; 127; 141; 146	156	320	80	350		
	(ОП2—180×350)	180	350	127	114; 127; 141; 146; 168; 178	180	350				
			700				700		700		
	ОП2—230×350	230	350	146	194; 219	230	350		350		
	(ОП2—230×500)*	230	500	146	194; 219	230	500	80	700		
	ОП2—230×700		700				700				
	ОП2—280×350	280	350	194	245; 273	280	350		350		
	ОП2—280×700		700				700		700		
2	(ОП2—307×200)*	307	200	219	245; 273; 299	307	200	100	350	100	6
	(ОП2—307×320)*		320				320				
	ОП2—350×210	350	210	273	299; 324; 340	350	210				
	ОП2—350×350		350				350				
	ОП2—425×210	425	210	340	351; 377; 407; 426	425	210				
	ОП2—425×350		350				350				
	ОП3—180×350	180	700	127	114; 127; 141; 146; 168; 178	180	700	80	700		
	ОП3—180×700										
	ОП3—180×1000	230	100	146	194; 219	230	1000		1000		
	ОП3—230×350		350				350		350		
	(ОП3—230×500)	230	500	146	194; 219	230	500		700		
	ОП3—230×700		700				700				
	ОП3—230×1000	280	1000	194	245; 273	280	1000	80	1000	100	8
	ОП3—280×350		350				350		350		
	ОП3—280×700		700				700		700		
3	(ОП3—307×200)	307	200	219	245; 273; 299	307	200	100	350		
	(ОП3—307×320)		320				320				
	ОП3—350×350	350	350	273	299; 324; 340	350	350				
	ОП3—350×700		700				700		700		
	ОП3—425×350	425	350	340	351; 377; 406; 426	425	350		350		

Примечания. 1. Типоразмеры, заключенные в скобки, для нового проектирования не применять.
2. Объем аккумулятора гидравлического управления превенторами и манифольдом должен быть принят из расчета обеспечения не менее одного цикла «открытие — закрытие» всех узлов оборудования с гидравлическим приводом.

зарубежными стандартами. Это позволяет собирать получаемое по импорту устьевое оборудование без применения переводных катушек.

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование предназначено для управления скважиной при водо-нефте-газопроявлениях и выполнения технологически необходимых операций по их ликвидации; нормального осуществления процесса бурения скважины с применением газообразных агентов; герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн; осуществления обратной циркуляции, обратного цементирования и других операций.

Противовыбросовое оборудование должно соединяться с циркуляционной системой буровой установки с помощью катушки и укрепленного на ней быстроразъемного желоба. Конструкция катушки и быстроразъемного желоба должна обеспечивать: направление выходящей из скважины промывочной жидкости в циркуляционную систему; быстрое удаление (при необходимости) желоба с устья скважины без применения газо-электросварки; установку на превенторную катушку дополнительных герметизирующих устройств при появлении пропусков в уплотнении плашек превенторов. Кроме того, высота превенторной катушки должна регулировать постоянное положение разъемного

Таблица XIII.4

Рис. XIII.5, *а*, *б*, *в*	Узел	Количество узлов для типа оборудования		
		1	2	3
1	Универсальный превентор	1	1	1
2	Плашечный превентор	1	2	2
3	Запорное устройство с гидравлическим управлением	2	2	4
4	Крестовина	1	1	2
5	Запорное устройство с ручным управлением	6	7	10
6	Быстросменный штуцер	2	2	4
7	Регулируемый штуцер	1	2	2
8	Отбойная камера	1	1	1
9	Установка гидравлического управления превенторами и манифольдом	1	1	1

желоба относительно циркуляционной системы.

Типы и основные параметры противовыбросового оборудования, изготовляемого отечественными заводами, определены ГОСТ 13862—68 «Оборудование противовыбросовое. Типы и основные параметры». В соответствии с ГОСТ противовыбросовое оборудование изготовляется трех типов:

тип 1 — двухпревенторный с двумя выкидами (рис. XIII.5, *а*);

тип 2 — трехпревенторный с двумя выкидами (рис. XIII.5, *б*);

тип 3 — трехпревенторный с четырьмя выкидами (рис. XIII.5, *в*).

Количество узлов в оборудовании каждого типа приведено в табл. XIII.4.

Основные параметры противовыбросового оборудования указаны в табл. XIII.5. По состоянию на 1 января 1972 г. промышленность серийно изготовляет только часть указанных в таблице типоразмеров противовыбросового оборудования (отмечены звездочкой). Остальные типоразмеры находятся в стадии проектирования или промышленных испытаний. Для оборудования устья по схеме 3 требуется только дополнительная крестовина и некоторое изменение схемы манифольда по сравнению со схемой 2.

Превенторы универсальные (ПУГ)

Универсальные превенторы предназначены для герметизации устья бурящихся нефтяных и газовых скважин при бурении без вращения бурильных труб с целью предупреждения выбросов в процессе бурения, а также герметизации скважины на любом сечении бурильного инструмента при расхаживании проворачивании бурильной колонны. Отечественная промышленность серийно выпускает один тип универсальных превенторов с гидравлическим дистанционным управлением трех типоразмеров: ПУГ—156 × 320, ПУГ—230 × 320 и ПУГ—307 × 200.

Техническая характеристика универсальных превенторов приведена в табл. XIII.6.

Типовая конструкция универсального превентора показана на рис. XIII.6. Основными деталями универсального превентора являются стальной литой корпус *2*, стальная литая крышка *1*, плунжер *4*, распорный цилиндр *5* и резиновый уплотнитель *3*.

Корпус превентора *2* представляет собой стальную цилиндрическую отливку с фланцем, присоединительные размеры которого соответствуют отраслевой нормали ОН 26—02—89—68. В верхней

Таблица XIII.6

Параметры	Типоразмер универсального превентора		
	ПУГ-156 × 320	ПУГ-230 × 320	ПУГ-307 × 200
Диаметр проходного отверстия, мм	156	230	307
Рабочее давление, кгс/см²	320	320	200
Давление при испытании, кгс/см²	640	640	400
Управление	Гидравлическое дистанционное		
Габаритные размеры, мм			
высота	880	1050	1220
наружный диаметр корпуса	660	865	990
Вес, кг	1270	2640	3870

части корпуса имеется резьба для навинчивания крышки превентора и прямоугольный паз для установки самоуплотняющейся манжеты, предназначенной для герметизации резьбового соединения превентора. Четыре отверстия на торцевой поверхности корпуса предназначены для установки стопорных болтов.

Конический плунжер *4* при перемещении вверх обеспечивает уплотнение бурильной колонны на любом ее сечении или открытого пространства, если в скважине нет колонны бурильных труб. Внешняя поверхность конического плунжера и ступенчатая внутренняя поверхность корпуса превентора с тремя парами самоуплотняющихся резиновых манжет образуют две гидравлические камеры: нижнюю — запорную для закрытия превентора и верхнюю — распорную для его открытия. Нижняя манжета хвостовика конического плунжера служит для предотвращения попадания выбуренных частиц породы на движущуюся поверхность конического плунжера, а также для снятия давления на устье, создаваемого в запорной камере.

Манжета, расположенная в верхней части паза крышки корпуса, предназначена для предотвращения попадания шлама, а также циркулирующего промывочного агента на движущуюся поверхность конического плунжера в верхней его части. При наличии давления в корпусе превентора, если выше него установлено какое-либо герметизирующее приспособление, манжета предотвращает распространение давления на распорную камеру.

Манжета, создающая герметизацию в резьбовом соединении крышки превентора с корпусом, одновременно образует распорную камеру, которая позволяет проводить один из основных видов работ — спуско-подъемные операции бурильной колонны при наличии давления на устье скважины.

Для определения положения плунжера в корпусе, а также степени износа уплотнителя предусмотрен специальный указатель.

На крышке превентора *1* имеется 12 отверстий под шпильки с резьбой 1М36×3, а также канавка для установки уплотнительного кольца присоединительного фланца превентора.

Наличие шпилек и канавки под уплотнительное кольцо позволяет устанавливать выше универсального превентора катушку с разъемным желобом и при необходимости — другое герметизирующее устройство или приспособление.

Распорный цилиндр (втулка) *5* служит опорой для резинового элемента, а также предохраняет конический плунжер от ударов по нему бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, когда уплотняющий элемент находится в разжатом состоянии. Прорези в нижней части распорного цилиндра предназначены для удаления шлама и промывки элемента.

Уплотнитель *3* представляет собой массивное резиновое кольцо, в котором помещаются металлические вставки (арматура) — набор двутаврообразных секторов. Уплотнительный элемент конической частью устанавливается на коническую поверхность плунжера. При движении плунжера в крайнее верхнее положение металлические секторы перемещаются к центру скважины, увлекая за собой резину, которая, вытесняясь под давлением секторов, обжимает находящуюся в это время в превенторе бурильную колонну.

После установки уплотнительных манжет конический плунжер *4* вставляется

в корпус превентора *2* и с помощью крышки превентора *1* и фланца, превышающего диаметр плунжера, перемещается в крайнее нижнее положение. Затем крышку *1* отвинчивают, фланец выбрасывают, а в корпус превентора *2* устанавливают обильно смазанный густой смазкой УС-1 или Т-13 распорный цилиндр *5*. На коническую поверхность плунжера монтируют уплотнительный элемент *3*, после этого навинчивают крышку *1* и стопорят болтами.

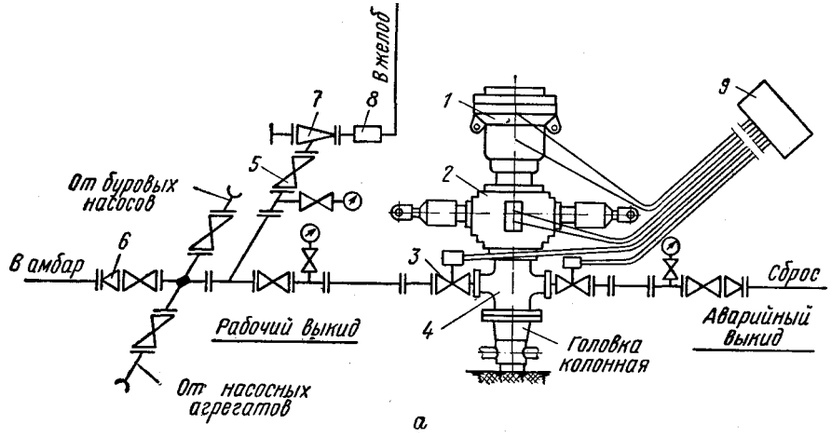
Самоуплотняющиеся манжеты перед установкой смазывают густой смазкой. После завинчивания крышки распорная и запорная камеры превентора проверяются на герметичность. Проверка должна производиться соляркой во избежание коррозии поверхности камер и преждевременной сработки манжет.

Превенторы плашечные

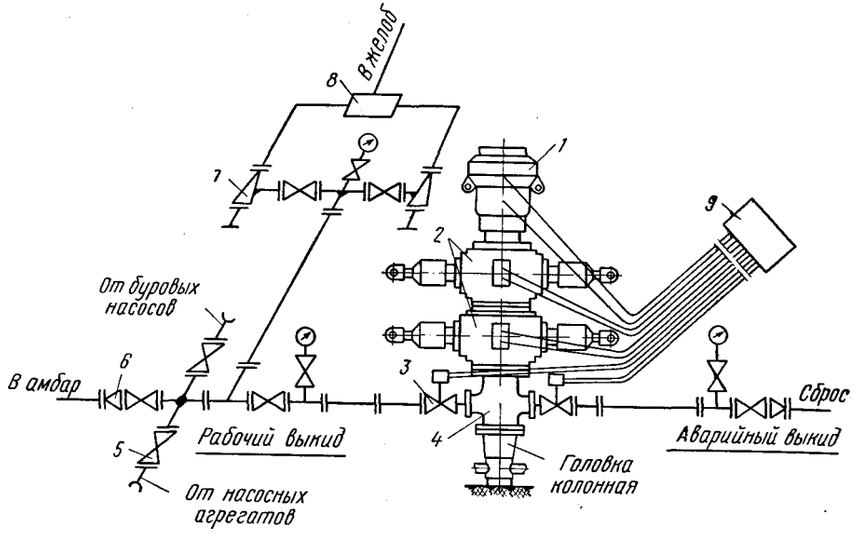
Отечественная промышленность выпускает в настоящее время различные типы плашечных превенторов. Конструкции их аналогичны. Техническая характеристика плашечных превенторов приведена в табл. XIII.7.

Превенторы ППГ-230 × 320Бр и ППГ-230 × 500Бр выпускаются в комплекте противовыбросового оборудования ОП—2Г. Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья бурящихся скважин с целью предупреждения выброса. После закрытия плашек превентора перемещение бурильной колонны невозможно или ограничено расхаживанием от муфты до муфты.

Устройство превентора ППГ-230 × × 320Бр показано на рис. XIII.7.



а

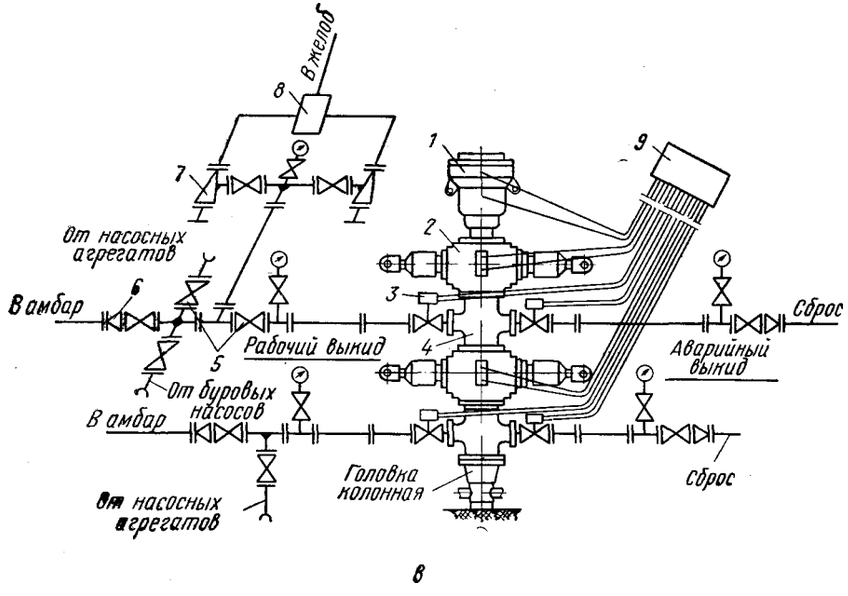


б

Рис. XIII.5. Установка и обвязка противовыбро
***а* — схема № 1 для эксплуатационного бурения нефтяных и газовых скважин при давлении**
ного бурения нефтяных и газовых скважин при давлении на устье до 500 кгс/см²; *в* — схема
среды и давлении на устье

Таблица XIII.7

Параметры	Типы превенторов				
	ППБ-307×200	ППБ-307×320	ППБ-406×125	ППГ-230×320БР	ППГ-230×500Бр
Диаметр проходного отверстия, мм	307	307	406	230	230
Рабочее давление, кгс/см²	200	320	125	320	500
Давление при испытании, кгс/см²	400	640	640	640	750
Управление	Дистанционное электрическое и ручное			Дистанционное гидравлическое и ручное	
Диаметр уплотняемой трубы, мм	114—168	114—168	114—273	60—168	60—168
Габаритные размеры, мм	1600×862××565	1600×778××580	1860×900××570	1820×715××310	1858×670××405
Вес, кг	1036	1320	1477	1187	709
Завод-изготовитель	Бакинский машиностроительный завод им л-та Шмидта			Волгоградский завод «Баррикады»	



в

сового оборудования нефтяных и газовых скважин.
на устье до 125 кгс/см²; *б* — схема № 2 для глубокого разведочного и эксплуатацион-
№ 3 для бурения нефтяных и газовых скважин при наличии абразивной и коррозионной
до 500 кгс/см².

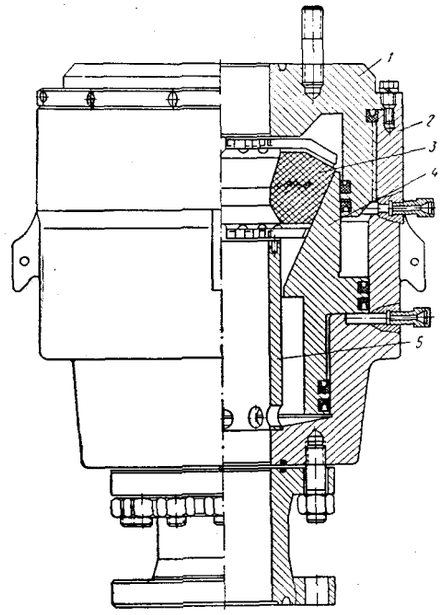


Рис. XIII.6. Превентор универсальный (ПУГ)

Превентор состоит из корпуса *2*, внутри которого перемещаются плашки, и крышек с гидроцилиндрами *1*, *6*. Плашки превентора разъемной конструкции состоят из корпуса *3*, сменного вкладыша *17* и резинового уплотнителя *16*. Плашки в собранном виде насаживаются на Г-образный паз (рис. XIII.7, *а*) штока и вставляются в корпус превентора. В комплект входят две плашки.

Полость корпуса превентора с обеих сторон закрывается откидными крышками *1* и *6*, шарнирно подвешенными на корпусе. Крепятся крышки *1* и *6* к корпусу *2* винтами *5*. Такая конструкция превентора позволяет быстро сменять плашки даже при наличии инструмента в скважине. Перемещение каждой плашки осуществляется поршнем *8* гидравлического цилиндра *7*.

Перемещение плашек вручную осуществляется вращением вилки *11*, которое через телескопическое винтовое соединение, состоящее из шлицевого валика *10* и промежуточной резьбовой втулки *12*, преобразуется в поступательное движение поршня *8* с плашкой. Открывать превентор вручную нельзя, так как телескопическое винтовое соединение имеет одностороннее действие. Чтобы открыть превентор, закрытый вручную, необходимо полностью отвинтить втулку *12*, вращая ее до упора, после чего открывают превентор с помощью гидропривода.

Полость плашек превенторов в зимнее время обогревается паром, подаваемым в паропроводы *15*. Поршень со штоком *8*, крышка *6* и гидроцилиндр *7* уплотняются при помощи резиновых колец *4*, *9*, *13*, *14*.

Плашечные превенторы на более высокое рабочее давление отличаются системой разгрузки, благодаря которым они легко закрываются при давлении на устье до 200 кгс/см^2.

Чтобы избежать выдавливания резины уплотнения плашек в зазор и обеспечить расхаживание инструмента, плашки снабжены стальными пластинами, завулканизированными в резину. Так как при работе изнашивается только верхний торец плашки, последняя выполнена симметрично и после нарушения верхнего торца может быть перевернута и вновь использована.

Для ликвидации утечек жидкости или газа через уплотнения штока привода плашек, если заменить их в данный момент нельзя, превентор снабжен устройством для подачи герметизирующей смазки. Вращением винта смазки подается через предохранительный клапан в зазор между штоком и отверстием крышки превентора и герметизирует его.

Манифольды превенторных установок

Манифольды превенторных установок позволяют осуществлять следующие технологические операции:

1) разрядку скважины путем выпуска жидкости и газа через два выкида (аварийный и рабочий);

2) циркуляцию раствора с регулируемым противодавлением на пласт;

3) закачку раствора в скважину (в межтрубное пространство) буровым насосом или цементировочными агрегатами.

Отечественная промышленность выпускает манифольды двух типов: МП2-80 × 320 и МП2-80 × 700, которыми комплектуются превенторные установки ОП2Г-230 × 320 и ОП2Г-230 × 500.

Техническая характеристика манифольдов приведена в табл. XIII.8.

Манифольды обоих типов состоят из задвижек с ручным управлением, задвижек с гидравлическим приводом — «главных», которые устанавливаются на крестовину превентора, регулируемых штуцеров, отбойных камер, кронштейнов выкидов. Манифольды могут собираться по ГОСТ 13862—68.

При расположении буровых установок в труднодоступных районах допускается (по согласованию с Госгортехнадзором)

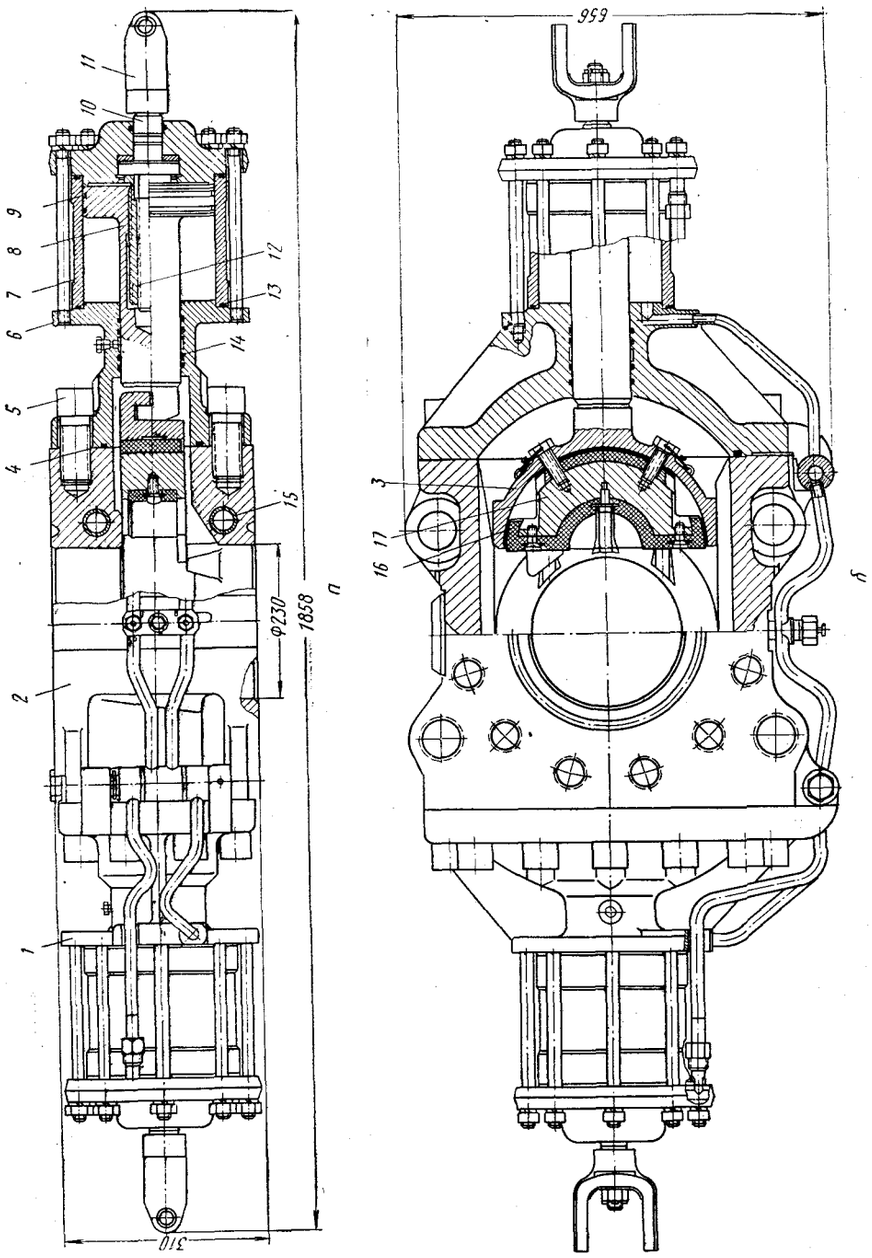


Рис. XIII.7. Превентор плашечный (ППГ).
а — вид сбоку; б — вид сверху.

Таблица XIII.8

Параметры	Модель манифольда	
	МП2-80 × 320	МП2-80 × 700
Диаметр условного прохода, мм	80	80
Рабочее давление, кгс/см²	320	700
Пробное давление, кгс/см²	640	1050
Внутренний диаметр гидроцилиндра, мм	130	130
Рабочее давление в гидроцилиндре, кгс/см²	100	100
Управление:		
главными задвижками	Дистанционное от гидропривода, ручное	
остальными задвижками и штуцерами	Ручное	
Наличие уравновешивающего штока задвижек	Отсутствует	Имеется
Уплотнение фланцев	Прокладки из мягкой стали	Стальные прокладки одностороннего касания
Вес с комплектом запасных частей, кг	2470	7100

рабочий и аварийный выкиды превенторов направлять в одну сторону. При этом необходимо особо надежное закрепление поворачиваемого выкида.

Основные конструктивные решения в манифольдах МП2-80 × 320 и МП2-80×700 аналогичны.

Задвижка с ручным управлением

Прямоточная задвижка с ручным управлением (рис. XIII.8) состоит из литого корпуса *15*, крышки корпуса *10* и крышки подшипника *7*. Наличие боковых фланцев на корпусе обеспечивает присоединение задвижки к магистрали. Главное запорное устройство задвижки — плоский шибер *11*. В корпусе предусмотрены концентрические расточки, в которые устанавливаются тарельчатая пружина *16* и седло. Пружина предназначена для создания постоянного контакта уплотняющей поверхности седла с шибером. Седло состоит из корпуса седла *13*, втулки седла *1* и двух резиновых колец *12* и *14*. Резиновое кольцо *14* предохраняет внутреннюю полость корпуса от попадания раствора и вместе с корпусом седла, при увеличении давления в системе создает уплотнение «седло — шибер». Второе резиновое кольцо *12* совместно с уплотняющими кромками корпуса и втулки седла создает второй элемент автоматического уплотнения затвора. С увеличением давления в системе кромки корпуса и втулки седла деформируются и создается удельное давление на поверхность шибера, необходимое для полной герметизации.

Задвижка выполнена с выдвижным шпинделем *8* на шариковых опорах *3*. Имеется указатель «открыто — закрыто» защищенного типа *4*. Возможна замена сальниковой манжеты *9* под давлением.

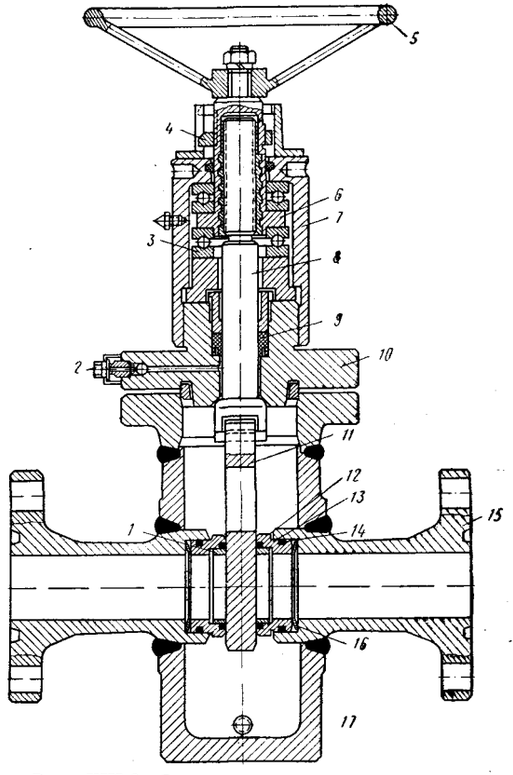


Рис. XIII.8. Задвижка с ручным управлением

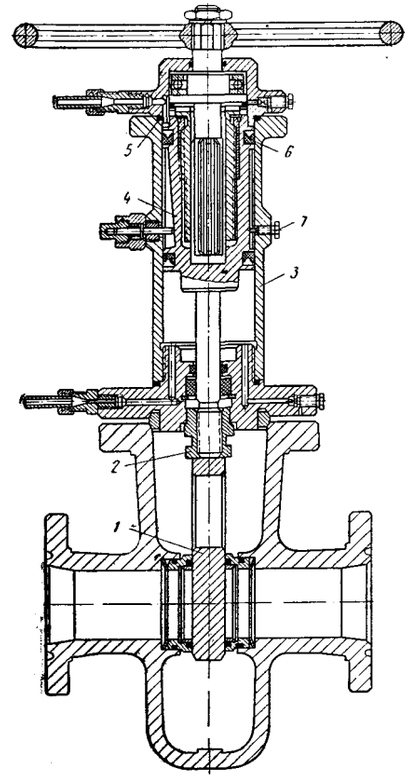


Рис. XII.9. Задвижка с гидравлическим управлением.

В задвижке предусмотрены пробки *17* для периодического промывания корпуса при закрытой задвижке. Отличительная особенность задвижки — изоляция резьбы винта и гайки от воздействия абразивной среды. Шпиндель совершает поступательное движение, а втулка подшипника *6* вращается на двух шариковых упорных подшипниках при помощи маховика *5*. Для снятия давления в крышке предусмотрен спускной клапан *2*.

Главная задвижка (рис. XIII.9) отличается от задвижки с ручным управлением наличием гидроцилиндра двойного действия *3*. В гидроцилиндре через штуцер создается противодавление. Управление гидроцилиндром — дистанционное от гидравлического управления превенторной установкой. Поршень *4* соединен с шибером *1*, втулкой *2*, имеющей Т-образный выступ.

Уплотнение поршня осуществляется V-образной резиновой манжетой *6*, уплотнение торцевых частей гидроцилиндра —

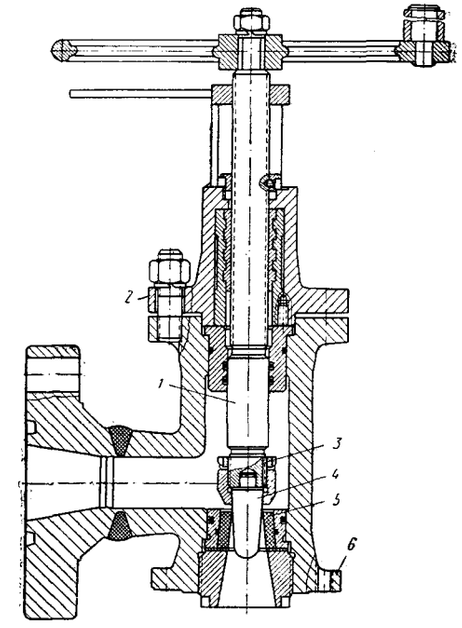


Рис. XIII.10. Регулируемый штуцер.

О-образными резиновыми кольцами *5*. Наличие указателя «открыто — закрыто» на боковой поверхности цилиндра позволяет уменьшить высоту задвижки. Гидроцилиндр снабжен устройством, позволяющим ослаблять удары в конце рабочего хода, и вентильными пробками для выпуска воздуха из системы.

На случай выхода из строя гидроуправления предусмотрено ручное открывание задвижки при помощи маховика. Для уменьшения трения при ручном открывании шлицевой валик установлен на упорном подшипнике. Вращением его достигается прижатие бурта втулки к бурту валика, после чего поршень начинает двигаться вниз. От поворачивания его удерживает стопор *7*.

Штуцер регулируемый (рис. XIII.10) предназначен для регулирования противодавления на забой скважины. Площадь сечения выходного отверстия изменяется вращением маховика вручную. К корпусу штуцера *6* подсоединяется крышка *2*, в которой размещается биметаллическая втулка с трапецоидальной резьбой. Шпиндель *1*, на конце которого с помощью круглой гайки *3* устанавливается твердосплавной наконечник *4*, вращаясь в трапецеидальной резьбе крышки, регулирует

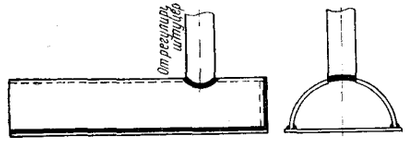


Рис. XIII.11. Отбойная камера.

степень открывания выходного отверстия в насадке *5*, изготовленной также из твердого сплава.

Отбойная камера представляет собой устройство для гашения реакции струи жидкости, выходящей из манифольда (рис. XIII.11). Отсутствие отбойной камеры в манифольде превентора приводит к отгибанию трубы манифольда и направлению промывочной жидкости мимо желоба, а при неравномерной работе скважины — к обрыву манифольда, пожару и потере управления скважиной. Приведенная на рис. XIII.11 конструкция отбойной камеры лишена недостатков, свойственных другим отбойным камерам. После окончания работы в ней не остается жидкость, обеспечен безопасный подход для отбора проб жидкости и газа, жидкость не разбрызгивается.

Гидравлическое управление превенторными установками предназначено для оперативного дистанционного управления превенторами и «главными» задвижками манифольда. Превенторные установки комплектуются гидравлическим управлением двух типов ГУП100 Бр-1 и ГУП100 Бр-2, отличающихся только емкостью гидроаккумуляторов (табл. XIII.9).

Оперативное дистанционное управление превенторами и «главными» задвижками манифольда осуществляется гидравлическим приводом с двух взаимносблокированных пультов: основного и вспомогательного (рис. XIII.12). Основной пульт предназначен для управления превенторной установкой с безопасного места вне буровой.

Плашечные превенторы и задвижки с основного пульта можно открывать и закрывать, универсальный превентор — только закрывать. Распределитель основного пульта, управляющий универсальным превентором, подает масло в блокировочный цилиндр соответствующей рукоятки распределителя и переводит ее в положение «закрыто» — превентор закрывается. Блокировочный цилиндр — односторонего действия, поэтому закрытый с основного пульта универсальный превентор открыть со вспомогательного пульта невозможно. Для управления универсальным превентором со вспомогательного пульта необходимо перевести рукоятку распределителя основного пульта в положение «открыто».

Таблица XIII.9

Основные показатели	Модель гидроуправления ГУП100 Бр-1	ГУП100 Бр-2
Рабочее давление в гидросистеме, кгс/см²	100	100
Рабочая жидкость в гидросистеме	Масло АМГ-10 ГОСТ 6794-53 (от +15° С до —40° С) Масло ДП-8 ГОСТ 5304-54 (от +15° С до +55°С)	
Емкость масляного бака, л	200	200
Применяемый в аккумуляторе газ	Азот	
Давление азота в аккумуляторе при заполнении, кгс/см²	60—65	60—65
Объем аккумулятора с установленной разделительной диафрагмой, л	168	390
Производительность механического насоса, см³	10	10
Тип ручного насоса	ГН-200м	ГН-200м
Количество масла в аккумуляторе, л	70	130
Максимальная подача масла, л/мин	140	140
Вес, кг	1060	1450

Основной пульт ГУП100 Бр-2 отличается от пульта ГУП100 Бр-1 конструкцией аккумулятора и наличием сигнализатора аварийной утечки масла, который состоит из реле уровня масла и звонка.

Гидроаккумулятор обеспечивает открытие — закрытие превенторов и задвижек в нормальных условиях и при аварийном отключении электроэнергии. Гидроаккумулятор ГУП100 Бр-1 состоит из двух полусферических обечаек, скрепленных шпильками и разделительной диафрагмой. При включении электродвигателя привода насоса масло по маслопроводу поступает в нижнюю полость аккумулятора, где создается давление в 100 кгс/см². При этом давление азота в верхней части аккумулятора также становится 100 кгс/см².

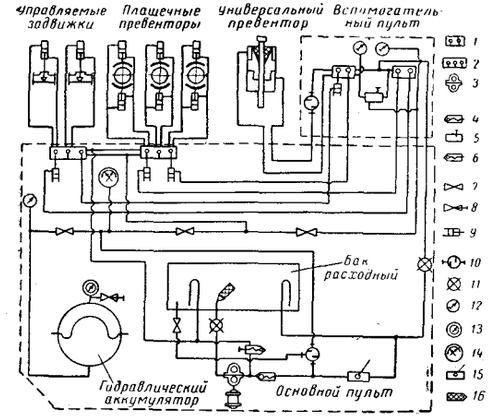


Рис. XIII.12. Схема гидроуправления ГУП100-Бр-1.
1 — распределитель Р75В2; *2* — распределитель *Р75В3*; *3* — *насос шестеренчатый НШ-10Д*; *4* — обратный клапан Г51-23; *5* — регулирующий клапан; *6* — предохранительный клапан БГ52-14; *7* — вентиль; *8* — вентиль кислородного баллона; *9* — блокировочный цилиндр; *10* — масляный фильтр; *11* — кран 25Б; *12* — манометр МГ-150М; *13* — манометр МВ-250М; *14* — электроконтактный манометр ЭКМ; *15* — ручной поршневой насос ГН-200М; *16* — маслозаборник.

Гидроаккумулятор ГУП100 Бр-2 состоит из двух сосудов. Первый сосуд представляет собой ранее описанный гидроаккумулятор ГУП100 Бр-1. Полости первого и второго сосудов соединены трубопроводом. При закачке масла в первый сосуд азот по трубопроводу переходит во второй сосуд и практически вся емкость первого сосуда заполняется маслом. В случае отключения электроэнергии или неполадок в гидронасосе зарядку аккумулятора можно производить ручным насосом.

Вспомогательный пульт предназначен для управления превенторной установкой непосредственно с рабочего места бурильщика.

Вспомогательный пульт ГУП100 Бр-1 и ГУП100 Бр-2 унифицирован и состоит из сварного корпуса, двух распределителей, регулирующего устройства, фильтра, манометров, блокировочного цилиндра и соединительных трубопроводов. Каждый из распределителей может управлять двумя исполнительными механизмами.

Масло от основного пульта поступает в нагнетательную линию регулирующего устройства и одного из распределителей. Распределители, управляющие плашечными превенторами и главными задвижками манифольда, подают масло в блокировочные цилиндры соответствующих распределителей на основном пульте, вследствие чего закрываются превенторы и открываются задвижки, а также открывается и закрывается универсальный превентор. Блокировочные цилиндры — одностороннего действия, поэтому открыть плашечные превенторы и закрыть «главные» задвижки со вспомогательного пульта невозможно. Для проведения этих операций необходимо перевести рукоятки распределителей на вспомогательном пульте у превенторов в положение «открыто», а у задвижек — в положение «закрыто» и работать далее рукоятками распределителей основного пульта.

Распределитель, управляющий универсальным превентором, питается через регулирующее устройство, подающее в камере превентора любое, в зависимости от настройки устройства, давление от нуля до 100 кгс/см².

В случае возрастания давления в запорной камере универсального превентора свыше отрегулированного на клапане при расхаживании или протаскивании инструмента, избыточное количество масла через фильтр попадает в распределитель, далее в регулирующее устройство, затем сбрасывается на слив. В процессе слива нагнетательная линия автоматически отсекается. При падении давления в запорной камере превентора ниже отрегулированного недостающее количество масла поступает через регулирующее устройство и распределитель. Для нормальной работы регулирующего устройства давление в нагнетательном трубопроводе должно быть 100 кгс/см². При создании давления свыше 100 кгс/см² в нагнетательной линии избыточное давление сбрасывается через регулирующее устройство на бак, что приводит к частному включению шестеренчатого насоса и быстрому выходу его из строя. При давлении ниже 100 кгс/см² в нагнетательной линии избыток масла не сбрасывается, что приводит к повышенному износу уплотнителя универсального превентора.

Регулирующее устройство (рис. XIII.13) необходимо при эксплуатации универсального превентора для установления в запорной камере универсального превентора давления, соответствующего размеру труб и давлению в скважине при постоянном давлении в гидросистеме; поддержания установленного давления путем автоматического сбрасывания возрастающего и поднятия сниженного давления в запорной камере, что необходимо в процессе протаскивания через уплотнитель универсального превентора замкового соединения бурильных труб, причем сброс давления

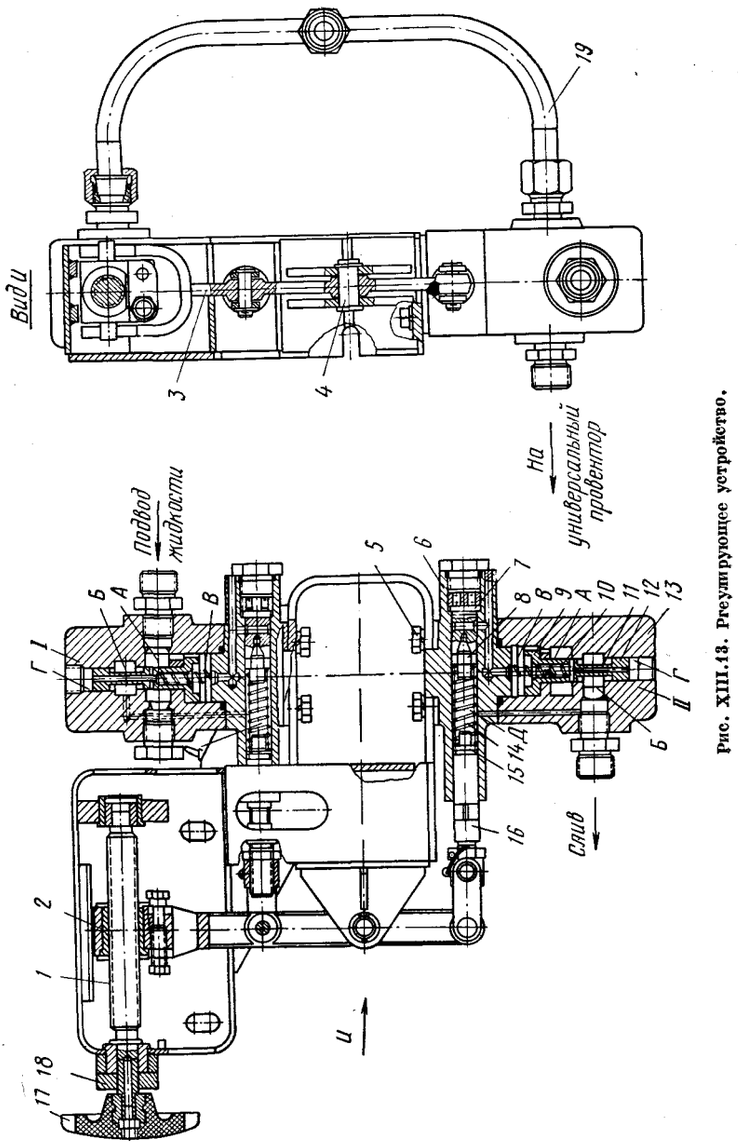


Рис. XIII.13. Регулирующее устройство.

происходит при отсеченной нагнетательной линии.

Устройство обеспечивает поддержание стабильного давления при работе с универсальным превентором с погрешностью не более 3 кгс/см², вследствие чего достигается хорошая работоспособность уплотнителя универсального превентора и резкое уменьшение пропусков промывочной жидкости в процессе протаскивания замкового соединения бурильных труб.

Регулирующее устройство состоит из клапанов *I* и *II* с сервоприводами, маховика *17*, винта *1*, который при помощи гайки *2* поворачивает рычаг *3* вокруг оси *4*, осуществляя при этом настройку сервомеханизмов клапанов *I* и *II* так, что при ослаблении на некоторую величину пружины *14* сервомеханизма клапана *I* соответствующая пружина клапана *II* получает дополнительную затяжку на ту же величину. Во избежание произвольного отворачивания винт *1* контрится специальной гайкой *18*. Каждый из клапанов *I* и *II* состоит из корпуса *13*, в котором перемещается распределительный золотник *12*. Золотник отжимается возвратной пружиной *10* в крайнее положение, при этом нагнетательная полость *А* разъединена со сливной полостью *Б*. Над золотником *12* находится полость *В*, соединенная с полостью *А* жиклером *9*. Под золотником расположена полость *Г*, которая соединена с полостью *А* каналом *11*, т. е. в статическом положении давление в полостях *А*, *В* и *Г* одинаково.

На корпусе *13* болтом *5* прикреплена головка *6*, в которой размещены детали сервопривода: клапан *8* с седлом *7*, пружина *14*, шток *16* с уплотнительным кольцом *15*.

Полость *Б* клапана *I* соединена трубопроводом *19* с полостью *А* клапана *II*. К полости *А* клапана *I* подводится масло под постоянным давлением от гидроаккумулятора. От полости *А* клапана *II* отводится жидкость под отрегулированным давлением на универсальный превентор. Через полость *Б* клапана *II* жидкость сбрасывается из универсального превентора. Полость *Б* соединена системой каналов с полостью *D* над клапаном *8* сервомеханизма.

Рассмотрим работу устройства, когда обе пружины *14* зажаты одинаково, т. е. клапаны *8* сервоприводов отрегулированы на одинаковое давление срабатывания *p*. Давление масла в системе (полость *А* клапана *I*) всегда *постоянно* и равно $2p$.

Масло под давлением $2p$ через жиклер *9* и канал *11* клапана *I* поступает в полости *В* и *Г* клапана *I*. При закрытом клапане *8* сервопривода клапана *I* золотник *12* клапана *I* гидравлически уравновешен и отжимается пружиной *10* до упора.

В связи с тем, что давление в полости *А* больше давления срабатывания клапана *8* сервопривода, этот клапан отрывается от седла и перепускает жидкость через систему каналов в полость *Б* клапана *I* и далее по трубопроводу *19* и полости *А* клапана *II* к универсальному превентору. Так как сопротивление жиклера *9* больше сопротивления проходного отверстия в седле *7*, утечка через клапан вызывает резкое падение давления в полости *В* клапана *I*, в результате чего золотник *12* клапана *I* под действием давления в полостях *А* и *Г* перемещается к сервомеханизму клапана *I*, соединяя напорную линию гидроуправления (полость *А*) с полостью *Б* первого клапана, через трубопровод с полостью *А* второго клапана и далее с универсальным превентором.

После заполнения камеры универсального превентора давление в полости *Б* клапана *I* начнет подниматься, в результате чего увеличивается давление в полости *Д* сервопривода клапана *I*. Как только давление достигает *p*, оно вместе с пружиной *14*, которая отрегулирована на это давление, сможет противостоять давлению $2p$ в системе гидроуправления, и клапан *8* сервопривода клапана *I* закроется. Давление в полости *В* поднимется до $2p$, и золотник *12* под действием пружины *10* переместится от сервомеханизма клапана *I*, разъединив полости *А* и *Б*, вследствие чего прекратится подача жидкости в универсальный превентор.

Благодаря сервоприводу за время подачи жидкости в универсальный превентор золотник *12* клапана *I* находится в поднятом положении, и масло течет через полное сечение клапана, обеспечивая максимально быстрое закрытие превентора.

При рассмотренном положении регулировки сервоприводов устройство дало возможность преобразовать подведенное в полость *А* клапана *I* давление $2p$, в два раза уменьшенное давление *p* в полости универсального превентора (полость *А* клапана *II*). По мере сжатия пружины *14* сервопривода клапана *I* и соответствующего ослабления пружины на клапане *II* путем вращения винта *1*, давление в полости универсального превентора будет падать до нуля, при обратном вращении — возрастать до $2p$, чем и обеспечивается необходимое для работы с универсальным превентором условие регулирования *давления от нуля до максимума*.

Рассмотрим работу регулирующего устройства при протаскивании замкового соединения бурильных труб через уплотнитель универсального превентора. При входе замка бурильной трубы в уплотнитель

давление в запорной камере универсального превентора возрастает, что вызывает увеличение давления в полости *А* клапана *II*. Давление из полости *А* клапана *II* по трубопроводу *19* и системе каналов попадает в полость *Д* клапана *I* и блокирует его открытие, чем и обеспечивается отсечка нагнетательной линии гидроуправления.

Одновременно увеличенное давление поступает через жиклер *9* клапана *II* в полость *В* клапана *II* и открывает клапан *8* сервомеханизма, в результате жидкость из полостей *В* и *Д* по системе каналов попадает в полость *Б* клапана *II* и далее на слив, вследствие чего давление в полости *В* падает, золотник *12* клапана *II* выходит из равновесия, и под действием давления в полостях *А* и *Г* перемещается к сервомеханизму клапана *II*, соединяя полость *А* с полостью *Б* и далее со сливом.

После сброса избыточной жидкости давление в полостях *А* и *В* клапана *II* выравнивается до первоначального значения. Золотник *12* клапана *II* под действием пружины *10* возвращается в исходное положение, переток жидкости прекращается.

В отличие от клапанов простого действия сброс жидкости происходит через полное сечение золотника и прекращается мгновенно после возврата золотника в исходное положение.

При выходе замка из уплотнителя давление в полости *А* клапана *II* резко падает. Одновременно падает давление в соединительном трубопроводе *19* и полостях *Б* и *Д* клапана *I*. Упавшее давление поддерживается при помощи клапана *I*.

В результате уменьшения давления в полости *Д* клапана *I* открывается клапан *8* сервопривода клапана *I* и давление из полости *В* сбрасывается в полость с пониженным давлением *Б*. Золотник *12* клапана *I* выходит из равновесия и под давлением в полостях *А* и *Г* перемещается к сервомеханизму клапана *I*, соединяя полость *А* с полостью *Б* и далее с полостью *А* клапана *II* и с запорной камерой универсального превентора. После подпитки недостающего количества масла давление в полости универсального превентора, а значит, и полости *А* клапана *II* и полостях *Б* и *Д* доходит до первоначального. Это давление закрывает клапан *8* сервопривода клапана *I*, после чего давление в полостях *А*, *В* и *Г* клапана *I* выравнивается, и золотник *12* клапана *I* под действием пружины *10* возвращается в исходное положение.

Как и в ранее разобранном случае, подпитка маслом происходила через полное сечение золотника и была прекращена после выравнивания давления практически мгновенно.

Оборудование устья скважин при бурении с применением газообразных агентов

Бурение скважин и вскрытие продуктивных пластов с использованием газообразных агентов отличается от известных методов тем, что вместо промывочной жидкости применяется газообразный агент или газообразный в смеси с жидким агент, идущий по тем же каналам.

Применение этого агента в соответствующих условиях в несколько раз улучшает технико-экономические показатели бурения. При вскрытии продуктивных (нефтегазоносных) пластов с малыми пластовыми давлениями дебит скважин увеличивается в несколько раз и резко возрастает коэффициент отдачи пласта. В зависимости от цели бурения и применяемого рабочего агента к оборудованию устья скважин предъявляются следующие основные требования.

1. При бурении скважин с применением воздуха, газа и аэрированной жидкости устьевое оборудование должно обеспечивать герметизацию затрубного пространства, чтобы предотвратить загрязнение территории буровой установки и рабочего места тонкодисперсной пылью, газом, и направить выходящий из скважины поток в шламоуловитель, на факел или деаэратор, если бурение ведется с использованием аэрированной жидкости.

2. Устьевое оборудование должно обеспечивать надежную герметизацию устья не только в процессе бурения, но и в период наращивания, спуско-подъемных операций, смены долота, а также при спуске обсадной колонны и креплении скважины.

В настоящее время известно около десяти конструкций герметизирующих устройств для бурения скважин с применением газообразных агентов, разработанных институтами и на предприятиях.

Все эти герметизирующие устройства не предназначены для бурения при большом избыточном давлении в скважине. При спуско-подъемных операциях их уплотняющие элементы удаляются от устья и скважина остается открытой. Поэтому область применения их ограничивается в основном бурением хорошо изученных интервалов до вскрытия продуктивных горизонтов с продувкой или с применением аэрированной воды. В случае возможных нефте-газопроявлений или наличия пластовых давлений в скважине устьевое оборудование значительно усложняется.

Оборудование устья скважины при вскрытии продуктивных пластов с применением газообразных агентов

При бурении глубоких скважин с применением газообразных агентов, когда в разрезе встречаются горизонты с большим пластовым давлением нефти и газа используется наиболее сложная схема оборудования устья с вращающимся превентором, рассчитанным на большое рабочее давление (рис. XIII.14).

Непосредственно под вращающимся превентором *1*, предназначенным для герметизации устья в процессе бурения, установлен универсальный превентор *2*, позволяющий герметизировать устье скважины при наращивании и спуско-подъемных операциях.

Превентор с универсальным уплотнением устанавливается на плашечный (ординарный или сдвоенный) превентор *3* с трубными плашками. Этот превентор является аварийным на случай, если работу вскрытого пласта необходимо прекратить в тот момент, когда инструмент находится в скважине. В этом случае закрывается превентор с трубными плашками, а через отвод закачивается утяжеленный глинистый раствор. Превентор *3* монтируется на крестовине *4*, один патрубок которой служит для отвода выходящей из скважины смеси, а второй — присоединяется к нагнетательному трубопроводу бурового насоса.

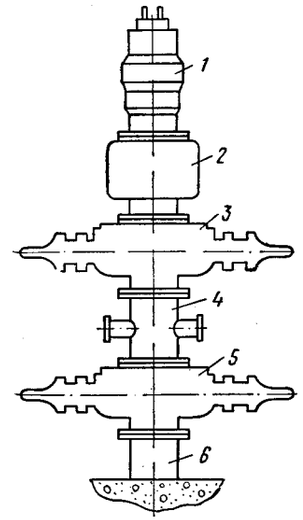


Рис. XIII.14. Оборудование устья скважин при вскрытии продуктивных пластов с применением газообразных агентов.

Под крестовиной *4* устанавливается превентор с глухими плашками *5*, либо задвижка высокого давления. Так как при вскрытии продуктивных горизонтов с продувкой воздухом или газом время на освоение практически отсутствует, то через герметизирующее устройство спускают перфорированный хвостовик, демонтируют герметизирующее оборудование до задвижки (или превентора с глухими плашками *5*), устанавливают фонтанную арматуру и начинают эксплуатацию скважины. По этим причинам лучшим вариантом следует считать установку на колонную головку в обсадной колонне задвижки высокого давления, так как последняя остается на скважине на все время эксплуатации. Когда вращающийся превентор имеет отводящий патрубок, выкидную линию дублируют.

Выбор комплекта устьевого оборудования при бурении разведочных скважин на нефть и газ обусловлен применением любой разновидности бурения скважин с применением газообразных агентов, а также из условий вскрытия промышленных запасов нефти и газа.

Приведенная на рис. XIII.14 схема оборудования устья позволяет бурить скважину любым методом и при вскрытии продуктивных пластов. Отличается от схем оборудования устья скважин по ГОСТ 13862—68 наличием вращающегося превентора и дополнительного плашечного превентора (задвижки высокого давления) между колонной головкой и крестовиной.

Отечественной промышленностью освоен выпуск вращающегося превентора типа ПВ—230 × 320 Бр-1 (рис. XIII.15), который поставляется отдельно от превенторных установок, в комплекте с собственной системой дистанционного пневматического управления. Превентор предназначен для герметизации устья скважины с обеспечением возможности вращения и расхаживания инструмента и может использоваться в сложных геологических условиях с обеспечением бурения, спуска и подъема инструмента при давлении на устье до 100 кгс/см². Техническая характеристика превентора приведена ниже:

Диаметр проходного отверстия, мм	230
Рабочее давление, кгс/см²	320
Давление при испытании, кгс/см²	640
Сменные уплотнители под трубы и квадратные штанги размером, мм	114,3; 89; 73
Типы уплотнений:	
корпуса патрона с корпусом превентора, уплотнителя со стволом	Резиновые V-образные манжеты

корпуса патрона со стволом	Асбографитные V-образные манжеты
Фланец корпуса превентора	Стальное кольцо
Максимальная скорость вращения патрона, об/мин	100
Максимальный диаметр патрона, мм	510
Управление пневмомуфтой и защелкой патрона	Воздухом под давлением не менее 8 кгс/см² или механическим приводом
Габаритные размеры, мм	
высота	1525
ширина	680
длина	875
Вес, кг	1304
Габаритные размеры пульта управления, мм	
высота	350
длина	335
ширина	130
вес, кг	8
Общий вес вращающегося превентора с комплектом уплотнителей, кг	1680

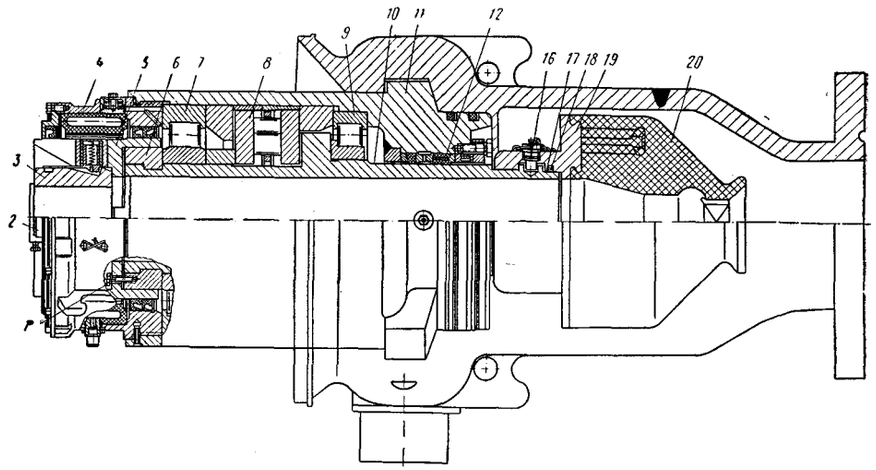
Вращающийся превентор состоит из четырех основных узлов: корпуса превентора с запорным устройством, патрона, уплотнителя, пульта управления. Корпус превентора с фланцем для крепления на универсальный превентор в верхней части имеет два секторных выступа и кольцевой паз, которые служат для установки патрона и фиксации его от осевых перемещений.

Для фиксации патрона от проворота в корпусе находятся упор *13* и пневмоцилиндр с запорным устройством. Свободный конец упора выходит в кольцевой паз. Пневмоцилиндр *14* с запорным устройством смонтирован на приливе корпуса. Пружина *15* постоянно выжимает шток в кольцевой паз внутри корпуса превентора. Управление запорным устройством осуществляется двумя способами: дистанционным пневматическим и ручным, при помощи маховика с тросиком, присоединенным к штоку пневмоцилиндра.

Ручное управление устанавливается вблизи пульта бурильщика, в удобном для работы месте. При вращении маховика усилие через трос передается на шток пневмоцилиндра, который, перемещаясь, выходит из кольцевого паза внутри корпуса превентора. Для дистанционного управления пневмоцилиндром необходимо рукоятку пневмоцилиндра на пульте управления поставить в положение «включено». При этом шток с поршнем под давлением воздуха отойдет внутрь и сожмет пружину.

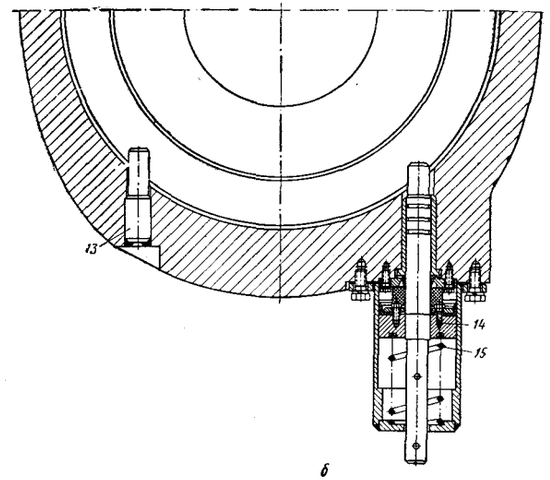
При перемещении рукоятки управления пневмоцилиндром в положение «выключено» рабочая полость цилиндра соединяется с атмосферой и пружина возвращает шток в первоначальное положение — внутрь кольцевого паза корпуса превентора.

Патрон вращающегося превентора состоит из корпуса патрона *11*, ствола *10*, шинноневматической муфты *4*. В верхней части ствола при помощи двух полуколец *6* и шпилек *1* крепится корпус *5* с квадратным гнездом под вкладыши *3*, передающие вращение от рабочей трубы в стволу. Два радиальных подшипника *7* и *9* и один



а

Рис. XIII.15. Вращающийся превентор ПВ 230×320 Бр-1.



б

а — патрон; *б* — корпус с запорным устройством.

упорный *8* смонтированы в патроне вместе с распорными втулками, обеспечивая вращение ствола. Корпус патрона имеет два выступа, при помощи которых патрон устанавливается и крепится в корпусе превентора. В нижней части корпуса патрона предусмотрены канавки под резиновые V-образные манжеты. В верхней части нарезана резьба для установки шинноневматической муфты. Последняя соединяет вращающиеся части патрона с его неподвижным корпусом, что необходимо при закреплении и раскреплении патрона в корпусе превентора, а также для правильной ориентации ведущей трубы в уплотнителе при замене уплотнителя и наращивании инструмента.

Уплотнение между вращающимся стволом и корпусом патрона состоит из набора асбографитовых манжет *12*.

Для смазки подшипников и трущихся деталей при вращении ствола в патроне используется масло индустриальное 30. Чтобы масло и буровой раствор не попадали на рабочую поверхность шинноневматической муфты, последняя уплотнена резиновыми армированными манжетами.

При отсутствии воздуха в системе буровой установки для закрепления или раскрепления патрона используются аварийные фиксаторы *2*.

Сменные уплотнители крепятся к стволу при помощи быстросменного байонетного соединения и фиксируются болтом *16*.

Герметизация ствола и уплотнителя производится V-образной манжетой *18*, установленной в проточке основания уплотнителя и зафиксированной от выпадения пружинным кольцом *17*.

Уплотнитель состоит из металлического основания *19* и резиновой части *20*. Основание в верхней части имеет зубцы для крепления к патрону, а в нижней — выполнено с пазами специальной формы, обеспечивающей возможность протаскивания замкового соединения при герметизированном устье.

Резиновая часть уплотнителя имеет две зоны уплотнения: круглую — для уплотнения бурильных труб и квадратную — для уплотнения ведущих труб. Уплотнитель такой конструкции обеспечивает надежное уплотнение как при малых (0,5 кгс/см²), так и больших (320 кгс/см²) давлениях и рекомендуются при работе с газообразными агентами. При использовании растворов целесообразен уплотнитель только с круглой уплотняющей частью, которая не требует ориентации ведущей трубы при замене уплотнителя и наращивании колонны. Уплотнители этой конструкции обеспечивают надежную герметизацию при давлениях выше 3—5 кгс/см².

Превентор вращающийся ПВ—230 × 320 Бр-1 выгодно отличается от превенторов ПВ—156 × 320 и ПВ—307 × 200 тем, что при необходимости поднять патрон превентора для смены долота и других операций освобождение его от корпуса осуществляется механически, что устраняет работу буровой бригады под полом буровой.

К существенному недостатку всех типоразмеров вращающихся превенторов относится сравнительно низкая стойкость резинового уплотнителя.

Инструмент, применяемый при бурении с использованием вращающегося превен-

тора, должен быть соответствующим образом подготовлен к работе. Фаски на замках бурильных труб должны иметь скос под углом 18°, ведущая труба — гладко обработана без задиров и царапин. При бурении ведущую трубу необходимо постоянно смазывать автолом, а при спуско-подъемных операциях через уплотнитель смазывать и бурильные трубы. Это увеличивает срок службы уплотнителя, создает доброкачественную герметизацию.

Оборудование устья при бурении мелких (геофизических и других) скважин с продувкой воздухом

Объем бурения мелких скважин исчисляется многими миллионами метров, особенно по геофизическим скважинам, которые бурят самоходными буровыми установками.

Трудности герметизации устья геофизических скважин состоят в том, что они не крепятся обсадной колонной. Вследствие этого отсутствует база для закрепления герметизирующих устройств.

Если учесть, что смесь воздуха и шлама в затрубном пространстве имеет довольно большие скорости (20—40 м/с), то возникает опасность быстрого разрушения устья. Кроме того, выносимые из скважины куски породы ударяются о нижнюю часть ротора, разбрасываются во все стороны, оборудование загрязняется, работа обслуживающего персонала становится невозможной.

С учетом широкого распространения самоходных буровых установок типа УРБ была разработана система герметизации устья геофизических скважин. Комплект состоит из рамы крепления устья, выполненной из труб диаметром 40 мм, на обоих концах которой имеются площадки из листовой стали толщиной 5 мм для установки на них ног вышки буровой установки. В средней части рамы, на продолжении от ведущей трубы, предусмотрен несущий фланец с укрепленными на нем четырьмя шпильками для герметизирующего устройства.

Во внутренней части несущего фланца прикреплена гайка, в которую ввинчивается съемное винтовое направление. Чтобы избежать просачивания воздуха из скважины, к нижней части рамы приварен блокирующий диск, нож которого под давлением ног вышки углубляется в грунт.

Шламоотводная труба герметизирующего устройства соединяется с выкидным трубопроводом быстросоединяющим приспособлением.

Порядок подготовки к работе устьевого оборудования СПБ-1 следующий. На месте, где предполагают бурить скважину, при необходимости планируют площадку и укладывают раму крепления. Проверив соосность рабочей трубы и гайки, устанавливают ноги вышки и укрепляют их на площадках. Затем шнековым забурником забуривают скважину на 700—800 мм и при помощи ключа-переводника завинчивают винтовое направление. После установки направления монтируют герметизирующее устройство. Рама крепления устья состоит из двух полурам, скрепленных между собой планками. На полураме приварены установочный фланец и гайка для завинчивания направления. Рама может быть как свободно устанавливаемой, так и прикрепленной к опорным дискам ног вышки. Если мелкие скважины крепятся обсадными трубами, герметизирующее устройство устанавливается на обсадные трубы при помощи фланцевого или муфтового соединения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Архангельский А. А. и др.** Новые буровые и превенторные установки завода «Баррикады». М., ВНИИОЭНГ, 1970.
2. **Булатов А. И., Сидоров Н. А.** Осложнения при креплении глубоких скважин. М., «Недра», 1966.
3. **Лактионов А. Т., Динер Л. Ю.** Оборудование устья скважин при бурении с применением газообразных агентов. М., ВНИИОЭНГ, 1970.
4. **Оборудование** противовыбросовое. **Типы** и основные параметры. ГОСТ 13862—68.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Часть I	
Основные сведения по поискам и разведке нефтяных и газовых скважин и геологическое обслуживание скважин	3
Глава I. Основные сведения по нефтепромысловой геологии (М.Г. Ованесов, Г. П. Ованесов)	3
Давления в нефтяных и газовых месторождениях	3
Геотермический режим нефтегазоносных пластов	5
О порядке начала и прекращения разведочного бурения на нефть и газ на новых площадях	5
Классификация глубоких скважин, бурящихся при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений	6
Геологическая документация материалов бурения и опробования скважин	7
Геологическая обработка материалов бурения	7
Задача рациональной разработки	10
Порядок ввода месторождений в промышленную разработку	10
Системы разработки	11
Современные представления о рациональной системе и режиме разработки с учетом природных условий	14
Охрана недр	16
Глава II. Геофизические методы исследования скважин (В. М. Добрынин)	23
Задачи исследований и основная аппаратура	23
Электрические методы	25
Радиоактивные методы	30
Акустический метод	33
Газометрия скважин (газовый каротаж)	34
Термические методы	34
Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважины	37
Методы изучения технического состояния скважин	43
Отбор проб пород, жидкости и газа в скважинах	50
Торпедирование	51
Перфорация	55
Разделительный тампонаж скважин стреляющими аппаратами	59
Список литературы	60
Глава III. Механические и абразивные свойства горных пород	61
Механические свойства горных пород (Л. А. Шрейнер, В. П. Якушев)	61
Механические свойства горных пород нефтяных месторождений СССР (Л. А. Шрейнер, А. Т. Кирсанова)	66
Механические свойства горных пород при динамическом вдавливании (Н. Н. Павлова)	72
Абразивные свойства горных пород (Л. А. Шрейнер, А. И. Спивак)	73
Выбор нагрузки и скорости вращения долота с учетом механических свойств горных пород (Н. Н. Павлова)	79
Энергоемкость процесса разрушения горных пород и ее зависимость от механических свойств горных пород (Н. Н. Павлова)	83
Список литературы	85
Глава IV. Глубокое бурение	86
Основные требования, предъявляемые к конструкциям глубоких скважин (С. А. Ширинзаде)	86
Выбор способа бурения нефтяных и газовых скважин по режимным параметрам и характеру износа долот (А. В. Орлов)	92
Определение оптимальных параметров режима бурения	103
Принципы выбора характеристики турбобура и режимов турбинного бурения (Г. С. Баршай)	111

Стр.

Бурение с отбором керна (Н. Ф. Кагарманов) 123
Методика проектирования режимов колонкового бурения 128
Контроль процесса бурения (О. П. Шишкин, В. П. Варламов, Ю. В. Грачев) 130
Приборы и устройства для контроля забойных параметров 135
Проводная линия связи и телеметрическая аппаратура для контроля режима бурения и направления скважины 137
Электрический беспроводный канал связи и аппаратура для контроля забойных параметров . . . 139
Гидравлический канал связи в скважинах и аппаратура для контроля забойных параметров 140
Автоматизация процесса бурения (А. А. Погарский, К. А. Чефранов) 142
Классификация буровых установок и выбор их параметров по условиям бурения (Г. Н. Бержец) 153
Список литературы 167

Глава V. Долота для бурения скважин (П. А. Палий) 169

Классификация породоразрушающих инструментов 169
Конструкции породоразрушающих инструментов для сплошного и колонкового бурения 174

Глава VI. Турбобуры (З. И. Шумова) 212

Принцип действия и устройство многоступенчатых турбобуров 212
Классификация основных типов турбобуров 216
Характеристика основных типов турбобуров 216
Эксплуатация турбобуров . . . 238

Глава VII. Элекробурение (Ф. Н. Фоменко) 257

Характеристики электробуров . . . 258
Подготовка и эксплуатация электробуров и токоподвода 261
Технология бурения электробуром 263

Глава VIII. Ведущие, бурильные, утяжеленные, обсадные трубы и их соединения (И. А. Сидоров, А. Е. Сароян, С. А. Ширинзаде М. Р. Шнейдеров, Г. М. Эрлих) 268

Трубы бурильные ведущие 268
Трубы бурильные 268
Замки для бурильных труб 276
Трубы бурильные утяжеленные . . 276
Трубы обсадные 281
Обсадные колонны со сварными соединительными элементами . . . 291
Список литературы 295

Глава IX. Расчет бурильных и обсадных колонн (Н. А. Сидоров, А. Е. Сароян, С. А. Ширинзаде) 296

Стр.

Расчет бурильных колонн 296
Расчет обсадных колонн 303
Список литературы 325

Глава X. Буровые растворы (промывочные жидкости) (Ю. С. Жуховицкий) 326

Функции буровых растворов . . . 326
Показатели качества (параметры) буровых растворов и методы их измерения 326
Свойства материалов, применяемых в буровых растворах с водной дисперсионной средой 331
Химические реагенты 334
Утяжелители буровых растворов 342
Рецептуры буровых растворов . . 344
Технология применения буровых растворов при бурении скважин в различных условиях 352
Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов (В. Н. Головко) 358
Оборудование для приготовления буровых растворов 359
Механические двухвальные мешалки 359
Гидромониторные смесители . . 361
Хранение порошкообразных материалов на буровых, выгрузка материалов 367
Перемешивающие устройства в емкостях 368
Оборудование для очистки буровых растворов от выбуренной породы 369
Установки для регенерации утяжелителя и регулирования содержания глинистой фазы в буровых растворах 375
Элементы циркуляционных систем 377
Запорная арматура, быстросборные соединения трубопроводов . . . 380
Блок для хранения жидких химических реагентов 384
Устройства для долива жидкости в скважину 384
Циркуляционные системы буровых растворов 386
Список литературы 394

Глава XI. Крепление нефтяных и газовых скважин (А. И. Булатов, Н. Н. Кошелев) 395

Способы крепления 395
Способы цементирования скважин 395
Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн . . 401
Подготовка обсадных труб к спуску в скважину 416
Подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн . . . 418
Технология спуска обсадных колонн в скважину 419
Подготовка скважин и устьевого оборудования к цементированию 423
Расчеты расхода материалов при цементировании скважин 425
Подготовка тампонажных смесей к цементированию и процесс цементирования 429
Состояние колонны при затвердевании цементного раствора . . . 430

Стр.

Определение качества цементирования скважин 431
Цементы 434
Улучшение свойств цементного раствора и камня 441
Специальные сорта цементов . . . 443
Другие тампонажные цементы и растворы 445

Глава XII. Гидродинамика буровых растворов и тампонажных смесей (Б. С. Филатов) 446

Реологические свойства и их измерение 446
Расчеты потерь давления в элементах циркуляционной системы . . . 463

Стр.

Изменения давления в скважинах при спуске и подъеме колонн труб, пуске и остановке насосов . . . 474
Гидравлический расчет цементирования скважин (Б. С. Филатов, Е. М. Соловьев) . . 482
Список литературы 489

Глава XIII. Оборудование устья скважин (А. С. Аверин) 491

Колонные головки 492
Противовыбросовое оборудование . 500
Список литературы 516

Приложения

СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА ПО БУРЕНИЮ

Том I

Редактор издательства *Г. П. Шульга*
Технический редактор *В. В. Соколова*
Корректор *Л. В. Сметанина*

Сдано в набор 7/VI 1972 г.
Подписано в печать 22/I 1973 г.
Т-01151. Формат 70 × 100¹/₁₆. Бумага № 2.
Печ. л. 35,0 с приложениями (1—3).
Усл. печ. л. 45,5. Уч.-изд. л. 51,0.
Тираж 19 000 экз. Заказ 1789/5—5.
Цена 2 р. 88 к. с прилож.

Издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская типография № 6
«Союзполиграфпрома»
при Государственном Комитете
Совета Министров СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
196006, г. Ленинград, Московский проспект, 91.