

## Оглавление

1. Краткие сведения о геологическом строении месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» .....	5
1.1. Геологическое строение продуктивных нефтегазоносных горизонтов сургутского палеосвода .....	5
1.2. Продуктивные горизонты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» .....	17
2. Конструктивные особенности скважин в районе деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» .....	25
2.1. Классификация скважин по назначению .....	25
2.2. Проектные профили наклонно направленных скважин .....	25
2.3. Сетки разбуривания месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». Круги допуска по месторождениям .....	30
3. Буровые установки, применяемые для строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» .....	38
3.1. Буровые установки ВЗБТ .....	38
3.2. Буровые установки Уралмашзавода .....	49
3.3. Оборудование для очистки буровых растворов .....	60
3.4. Станция ГТИ «Разрез-2» .....	68
4. Породоразрушающий инструмент .....	72
4.1. Буровые долота .....	72
4.2. Кодирование износа шарошечных долот по методике ВНИИБТ (РД 39-2-51-78) .....	74
4.3. Кодирование износа шарошечных долот по системе кодов IADC .....	75
4.4. Типы и размеры трехшарошечных долот, выпускаемых ОАО «Волгабурмаш» .....	79
4.5. Типы и размеры трехшарошечных долот, выпускаемых ОАО «Уралбурмаш» .....	85
4.6. Типы и размеры долот, выпускаемых ООО НПП «Буринтех» .....	91
4.7. Классификатор долот по стандарту IADS .....	92
4.8. Калибраторы .....	94
5. Элементы бурильных колонн .....	95
5.1. Трубы бурильные ведущие .....	95
5.2. Трубы бурильные утяжеленные .....	95
5.3. Трубы бурильные стальные .....	99
5.4. Алюминиевые бурильные трубы сборной конструкции .....	108
5.5. Замковые резьбовые соединения .....	119
5.6. Переводники для бурильных труб .....	121
5.7. Центраторы .....	124
5.8. Технические средства для набора параметров кривизны .....	128
5.9. Компоновка низа бурильной колонны .....	132
5.10. Техническая оснастка бурильных колонн .....	141
6. Гидравлические забойные двигатели .....	145
7. Промывка скважин и промывочные жидкости .....	150
7.1. Типы промывочных жидкостей, условия их применения в ОАО «Сургутнефтегаз» .....	150
7.2. Приготовление промывочных жидкостей .....	150
7.3. Регулирование физико-химических свойств промывочных жидкостей .....	151

8. Технология бурения скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» .....	158
8.1. Особенности бурения наклонно направленных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» .....	158
8.2. Расчеты профиля .....	163
8.3. Особенности бурения горизонтальных скважин .....	167
8.4. Особенности бурения скважин в зонах возможных осложнений. Зоны возможных осложнений при строительстве скважин .....	171
8.5. Вскрытие продуктивных горизонтов .....	180
9. Геофизические исследования в процессе строительства скважин .....	182
9.1. Краткая характеристика основных методов геофизических исследований скважин ....	182
9.2. Телеметрические системы .....	185
9.3. Комплексы промыслово-геофизических исследований .....	192
9.4. Нестандартные методы геофизических исследований .....	195
10. Крепление скважин .....	196
10.1. Обсадные трубы .....	196
10.2. Технологическая оснастка обсадных колонн .....	207
10.3. Технология спуска обсадных колонн (РД 5753490-009-98) .....	228
10.4. Тампонажные материалы, применяемые для цементирования обсадных колонн .....	231
10.5. Цементирование обсадных колонн. Технология цементирования скважин .....	232
11. Оборудование устья скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» .....	241
11.1. Оборудование устья эксплуатационных скважин .....	241
11.2. Противовибросовое оборудование .....	249
12. Аварии в бурении. Предотвращение и ликвидация аварий в бурении .....	257
12.1. Классификация аварий в бурении по видам .....	257
12.2. Причины возникновения аварий .....	257
12.3. Инструмент, применяемый для устранения аварий .....	259
12.4. Типовые расчеты при устранении аварии в бурении .....	280
12.5. Порядок расследования аварий в бурении .....	282
12.6. Предупреждение аварий в бурении .....	283
13. Охрана труда, промышленная и противопожарная безопасность .....	285
13.1. Охрана труда и ее обеспечение .....	285
13.2. Гигиена труда и производственная санитария .....	287
13.3. Огневые и газоопасные работы .....	292
13.4. Пожарная безопасность .....	294
13.5. Основы электробезопасности .....	296
13.6. Расследование несчастных случаев на производстве .....	298
13.7. Первоочередные действия при возникновении ГНВП .....	302
13.8. Основные требования при одновременном производстве на кусте работ по бурению, освоению и эксплуатации скважин .....	304
14. Приложения .....	306
Список литературы .....	322

# 1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

## 1.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ СУРГУТСКОГО ПАЛЕОСВОДА

В юрских отложениях западного склона СПС выделяются тюменская свита ( $J_1 + J_{2 \text{ Тм}}$ ), в состав которой входят нижняя, средняя и верхняя подсвиты, абалакская ( $J_{2 \text{ Аб}}$ ), васюганская ( $J_{2 \text{ Vs}}$ ), георгиевская ( $J_{2+3 \text{ Gr}}$ ), баженовская свиты ( $J_{3 \text{ Bg}}$ ).

**Тюменская свита** ( $J_1 + J_{2 \text{ Тм}}$ ). Отложения свиты залегают на неровной поверхности доюрского фундамента и достигают мощности 180–560 м, а местами и больше. В низах свиты выделяется тогурская пачка, характеризующаяся преобладанием в разрезе аргиллитов и глинистых алевролитов.

**Абалакская свита** ( $J_{2+3 \text{ Аб}}$ ) с небольшим перерывом согласно залегает на породах Тюменской свиты. Отложения распространены только в западной части Сургутского палеосвода. Мощность свиты 30–35 м.

**Васюганская свита** ( $J_{2+3 \text{ Vs}}$ ) (келловей-оксфорд). По литологическому составу свита подразделяется на две пачки: нижнюю (глинистую), мощностью 20–30 м и верхнюю (глинисто-песчаную), мощностью 25–80 м.

**Георгиевская свита** ( $J_{2+3 \text{ Gr}}$ ) (киммеридж) представлена аргиллитами черными с прослоями битуминозных аргиллитов. Мощность свиты 2–3 м.

**Баженовская свита** ( $J_{3 \text{ Bg}}$ ) представлена черными битуминозными аргиллитами, мощностью 26–32 м. Стратиграфические образования мелового продуктивного комплекса (К–ПК) включают отложения нижнемелового нефтегазоносного подкомплекса ( $K_1$ –НГП), которые включают в себя породы сортымской ( $K_{1 \text{ Sr}}$ ), усть-балыкской ( $K_{1 \text{ Ub}}$ ), сангопайской ( $K_{1 \text{ Sp}}$ ), алымской ( $K_{1 \text{ Al}}$ ), нижнюю часть покурской ( $K_{1 \text{ Pk}}$ ) свит. Отложения верхнемелового нефтегазоносного подкомплекса ( $K_2$ –НГП) расположены в средней и верхней части покурской ( $K_{2 \text{ Pk}}$ ) свиты и полностью слагают кузнецовскую ( $K_{2 \text{ Kz}}$ ), березовскую ( $K_{2 \text{ Bz}}$ ), ганькинскую ( $K_{2 \text{ Gn}}$ ) свиты.

**Сортымская свита** ( $K_{1 \text{ Sr}}$ ) (валанжин) развита в пределах всего Сургутского палеосвода. По литологическому составу на большей части территории Сургутского свода сортымская свита (по данным региональной стратиграфической схемы, утвержденной МСК 30.01.1991 г.) подразделяется на три толщи (подачимовскую, ачимовскую, надачимовскую) и 4 пачки:

а) в основании разреза сортымской свиты залегает подачимовская толща, которая представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми с горизонтальной микрослоистостью. Мощность 10–25 м;

б) выше без следов видимого перерыва залегает ачимовская толща, в пределах которой выделяются три сложнопостроенных песчаных пласта (пластам присвоены индексы  $A_{r1}$ – $A_{r4}$ ). Толща представлена песчаниками серыми, часто известковистыми с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин. Мощность толщи достигает 180 м;

в) без следов видимого перерыва выше залегает надачимовская толща, представлена чередованием глин аргиллитоподобных, темно-серых, линзовидно-горизонтальных, внизу полосчатых, вверху с прослоями слюдистых глин со ступенчатым изломом, со следами сползания осадков. Мощность 90–250 м;

г) без следов видимого перерыва выше залегает пачка-1, где выделяются горизонты песчаников темно-серых и аргиллитоподобных глин. Условно песчаным структурам даны индексы  $B_{12}$ – $B_{15}$ . Мощность 50–170 м;

д) выше залегают отложения покачевско-савуйской пачки, которая состоит из глин аргиллитоподобных, серповидно-оскольчатых. Мощность 35–300 м;

е) выше залегает пачка-3, представленная песчаниками серыми, иногда S-образной косой слоистостью, с единичными прослоями аргиллитоподобных глин. В составе пачки выделяются нефтеносный сложнопостроенный песчаный баровый горизонт  $BC_{10}$ . Мощность до 20 м;

ж) в кровле сортымской свиты выделяется пачка-5 (чеускинская), которая сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми с линзовидно-горизонтальной слоистостью с единичными прослоями алевролитов и песчаников. Общая мощность сортымской свиты составляет 150–765 м.

**Усть-балыкская свита ( $K_{2ub}$ ).** Она состоит из песчаников, алевролитов, аргиллитов, характеризуется присутствием слоев и прослоев аргиллитов, алевролитов с зеленой и коричневой окраской. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю (мощность 30–55 м) и верхнюю (мощность 20–40 м), отличающихся друг от друга своими литолого-фациальными особенностями.

**Сангопайская свита ( $K_{1sp}$ )** в пределах Сургутского свода подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита состоит из двух пачек: пачка-1 представлена песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами аргиллитоподобными и комковатыми, серыми, зеленовато-серыми (мощность 80–100 м). Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, зеленовато-серыми, чередующимися с глинами серыми, комковатыми, с зеркалами скольжения; встречаются единичные прослои пестроцветов. Песчаные горизонты имеют индексы  $AC_4$ – $AC_6$ . Мощность подсвиты 30–70 м.

**Алымская свита ( $K_{1Al}$ )** подразделяется на две подсвиты, нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита состоит из двух пачек: пачка-1 представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых. Восточные песчаники соответствуют нефтяному горизонту  $AC_4$ ; пачка-2 представлена глинами аргиллитоподобными, серыми (продуктивные горизонты  $AC_1$ – $AC_3$ ). Верхняя подсвита состоит также из двух пачек: пачка-1 представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, иногда слабобитуминозными с редкими тонкими прослоями глинистых алевролитов и известняков (мощность 15–25 м); пачка-2 представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми и серыми с тонкими прослоями алевролитов, на севере и востоке с пластами песчаников (мощность 7–15 м).

**Покурская свита ( $K_{2pk}$ ).** В породах свиты продуктивных нефтегазовых горизонтов нет. Общая мощность свиты от 800 до 900 м.

**Кузнецовская свита ( $K_{2Kz}$ )** (турон) сложена морскими серыми однородными глинами с большим количеством отпечатков водорослей, встречаются мелкие линзы песка, в которых обнаружена примесь глауконита. Общая мощность 25–50 м.

**Березовская свита ( $K_{2Bz}$ )** (коньяк-сантон) согласно залегает на породах кузнецовской свиты и представлена опоками, местами переходящими в опокovidные глины. Мощность 60–70 м.

**Ганькинская свита ( $K_{2Gn}$ )** (маастрихт-датский) согласно залегает на породах славгородской свиты. Кровля ее, возможно, в ряде мест размыта. Мощность 50–70 м. Кайнозойские отложения относятся к талицкой ( $P_{Tl}$ ), люлинворской ( $P_{Ll}$ ), тавдинской ( $P_{Tv}$ ), атлымской ( $P_{At}$ ), новомихайловской ( $P_{Nv}$ ), туртасской ( $P_{Ts}$ ) свитам. Четвертичные отложения представлены озерно-аллювиальными и ледниковыми глинами, супесями, песками. Общая мощность кайнозойских отложений 395–600 м. Отложения, не содержащие продуктивных горизонтов, подробно нами не рассматриваются.

## ТЯНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Тянское нефтяное месторождение открыто в 1971 г., введено в разработку в 1995 г., расположено, в основном, в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области, и лишь северная часть Западно-Перевальной структуры находится в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа. Ближайшими населенными пунктами являются п.Лянторский (60 км), п.Кочевой (75 км), г.Сургут (220 км).

Нефтеносность Тянского месторождения связана со структурами третьего порядка: Мурьяунской, Турынской, Лукьявинской, Юкьяунской и Западно-Перевальной, относящихся к Тромъеганскому куполовидному поднятию. В разрезе выделено 20 продуктивных пласта:  $AC_4^0$ ,  $AC_4$ ,  $AC_7$ ,  $AC_9$ ,  $AC_{10}$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$ ,  $BC_1$ ,  $BC_4$ ,  $BC_6^1$ ,  $BC_7^1$ ,  $BC_8^1$ ,  $BC_8^2$ ,  $Aч_1$ ,  $Aч_2$ ,  $Aч_3$ ,  $Aч_4$ ,  $ЮC_0$ ,  $ЮC_1$ ,  $ЮC_2$ .

**Пласт  $AC_4$ .** Залежь в районе Мурьяунской и Турынской структур. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,9 м. Эффективная толщина изменяется от 3,4 до 8,4 м. Размеры залежи 29х7 км. Абсолютная отметка ВНК 2016,4 м.

Залежь в районе Лукьявинской, Юкьяунской и Западно-Перевальной структур. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,1 м. Эффективная толщина изменяется от 1,2 до 7,6 м. Размеры залежи 61х17 км. Абсолютная отметка ВНК 2124,9 м.

**Пласт  $AC_7$ .** Мурьяунская залежь пластово-сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина 4,5 м. Эффективная толщина изменяется от 4 до 8 м. Размеры залежи 6,5х5 км. Абсолютная отметка ВНК 2158,6 м. Мурьяунская залежь водоплавающая. Средняя нефтенасыщенная толщина 0,9 м. Разме-



ры залежи 4х3 км. Абсолютная отметка ВНК 2158,6 м. Турынская залежь пластово-сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина 3 м. Эффективная толщина изменяется от 3,0 до 6,4 м. Размеры залежи 8х3 км. Абсолютная отметка ВНК 2165,1 м.

**Пласт АС<sub>9</sub>.** Пласт нефтенасыщен на всех площадях Тянского месторождения. Залежи пластово-сводового типа. Мурьяунская залежь. Средняя нефтенасыщенная толщина 5,6 м. Эффективная толщина изменяется от 2,8 до 7,2 м. Размеры залежи 19,5х14,5 км. Абсолютная отметка ВНК 2200 м. Турынская залежь: эффективная толщина изменяется от 3,4 до 7,6 м. Размеры залежи 12х4 км. Абсолютная отметка ВНК 2193,7 м. Лукъявинская залежь: эффективная толщина изменяется от 0,8 до 14 м. Размеры залежи 26х8 км. Абсолютная отметка ВНК 2210,4 м. Залежь в районе Юкъяунской и Западно-Перевальной структур пластово-сводовая с элементами тектонического экранирования в восточной части. Эффективная толщина изменяется от 1,6 до 9,6 м. Размеры залежи 30х8 км. Абсолютная отметка ВНК 2225,3 м.

**Пласт АС<sub>10</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Турынской, Мурьяунской и Лукъявинской площадях. Залежи пластово-сводового типа. Мурьяунская залежь: наибольшая нефтенасыщенная толщина 19,8 м. Эффективная толщина изменяется от 6,4 до 19,8 м. Размеры залежи 14х8 км. Абсолютная отметка ВНК 2209,3 м. Турынская залежь водоплавающая. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,7 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина 11,4 м. Эффективная толщина изменяется от 21 до 23,2 м. Размеры залежи 9х3 км. Абсолютная отметка ВНК 2198,1 м.

**Пласт БС<sub>1</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Лукъявинской и Западно-Перевальной площадях. Лукъявинская залежь пластово-сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина 1,9 м. Размеры залежи 6,5х3 км. Абсолютная отметка ВНК 2347,1 м. Западно-Перевальная залежь пластово-сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина 4,6 м. Эффективная толщина изменяется от 1,4 до 8,8 м. Размеры залежи 15,5х5 км. Абсолютная отметка ВНК 2351 м.

**Пласт БС<sub>4</sub>.** Выявлена одна залежь нефти в районе Юкъяунской и Западно-Перевальной структур. Залежь литологически-экранированная. Эффективная толщина изменяется от 0,8 до 2,4 м. Размеры залежи 13,6х2,6 км. Абсолютная отметка ВНК 2396,6 м.

**Пласт Ач<sub>1</sub>.** Выявлена одна залежь нефти в районе Юкъяунской структуры. Залежь литологически-экранированная. Условные размеры залежи 3х3 км. Наибольшая нефтенасыщенная толщина 7,2 м. Эффективная толщина изменяется от 1,2 до 7,2 м. Абсолютная отметка ВНК 2815 м.

**Пласт Ач<sub>2</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Юкъяунской и Западно-Перевальной площадях. Юкъяунская основная залежь пластово-сводовая, тектонически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,6 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина 3 м. Эффективная толщина изменяется от 1,2 до 4,6 м. Размеры залежи 16,8х4,5 км. Абсолютная отметка ВНК 2781,9 м. Западно-Перевальная залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,3 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина 8,4 м. Эффективная толщина изменяется от 1,2 до 8,4 м. Размеры залежи 10,6х6,4 км. Абсолютная отметка ВНК 2802,8 м.

**Пласт Ач<sub>3</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Мурьяунской, Лукъявинской, Юкъяунской и Западно-Перевальной площадях. Мурьяунская основная залежь пластово-сводовая, литологически-экранированная. Размеры залежи 4,7х4 км. Абсолютная отметка ВНК 2742,8 м. Лукъявинская залежь пластово-сводовая. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,2 м. Размеры залежи 7х6 км. Абсолютная отметка ВНК 2762,6 м. Юкъяунская основная залежь пластово-сводовая. Наибольшая нефтенасыщенная толщина 4,2 м. Эффективная толщина изменяется от 4,2 до 9,6 м. Размеры залежи 7,7х3,3 км. Абсолютная отметка ВНК 2783,2 м.

**Пласт Ач<sub>4</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Мурьяунской, Лукъявинской и Юкъяунской площадях. Мурьяунская основная залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 8,5 м. Абсолютная отметка ВНК 2781,5 м. Залежь в районе Лукъявинской и Юкъяунской структур литологически и тектонически экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 14,8 м. Эффективная толщина изменяется от 12 до 44 м. Размеры залежи 23,6х8 км. Абсолютная отметка ВНК 2869,6 м. Юкъяунская залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 6,9 м. Эффективная толщина изменяется от 5 до 16,6 м. Размеры залежи 9,8х4 км. Абсолютная отметка ВНК 2900,2 м.

**Пласт Ю<sub>6</sub>.** Залежь литологически-экранированная. Эффективная толщина изменяется от 4 до 15 м. Размеры залежи 21х11 км. Абсолютная отметка ВНК 2956,9 м.

**Пласт Ю<sub>1</sub>.** Залежь литологически и тектонически экранированная. Эффективная толщина изменяется от 2,6 до 7,6 м. Размеры залежи 15,1х3 км. Абсолютная отметка ВНК 2971 м.

**Пласт Ю<sub>2</sub>.** Пласт нефтенасыщен на Мурьяунской, Турынской, Лукъявинской и Юкъяунской площадях. Мурьяунская залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 1,1 м. Размеры залежи 4,7х3,3 км. Абсолютная отметка ВНК 2957,8 м. Турынская залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,6 м. Размеры залежи 6,5х2 км. Абсолютная отметка ВНК 2913,4 м. Лукъявинская залежь литологически-экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,4 м. Размеры залежи 9,1х4,8 км. Абсолютная отметка ВНК 2957,7 м. Юкъяунская основная залежь литологически и тектонически экранированная. Средняя нефтенасыщенная толщина 4,2 м. Эффективная толщина изменяется от 3,6 до 16,8 м. Размеры залежи 15,2х4 км. Абсолютная отметка ВНК 2974,3 м.

## САВУЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Савуйское месторождение открыто в 1972 г., введено в разработку в 1977 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 75 км северо-восточнее г.Сургута.

Месторождение приурочено к восточному склону Сургутского свода. Промышленная нефтеносность связана с нижнемеловыми отложениями. На месторождении выделена залежь в пласте БС<sub>10</sub>.

**Пласт БС<sub>10</sub>** на Савуйском месторождении является основным продуктивным объектом. Залежь нефти по типу пластовая, сводовая, вытянута в северо-западном направлении. Размеры ее составляют 16х9,5 км, высота 58 м. Средняя глубина залегания пласта 2312 м. Принятое значение ВНК 2284 м. Эффективная толщина пласта БС<sub>10</sub> изменяется от 2,7 до 28,5 м (в среднем — 15,6 м), нефтенасыщенная — от 0 до 26 м (в среднем — 9,6 м). Характерной особенностью Савуйского месторождения является наличие широкой водонефтяной зоны, занимающей 65,2% общей площади нефтеносности залежи.

## ЯУНЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Яунлорское месторождение открыто в 1964 г., введено в разработку в 1981 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 30–35 км к северо-западу от г.Сургута.

Яунлорское месторождение охватывает три поднятия — Северо-Минчимкинское, Яунлорское, Вершинное. Названные поднятия являются структурами III порядка, приурочены к Минчимкинскому куполовидному поднятию II порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода.

Нефтегазоносность Яунлорского месторождения связана с отложениями нижнего мела — сангопайской и сортымской свитами. В разрезе сангопайской свиты нефтегазоносны пласты АС<sub>7,8</sub>, АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub>. В кровельной части сортымской свиты нефтеносность установлена в пласте БС<sub>10</sub>. В ачимовской пачке небольшая нефтяная залежь выделена в пласте БС<sub>18</sub> (Пильганская площадь).

**Пласт АС<sub>7-8</sub>.** Газонефтяная залежь пласта АС<sub>7-8</sub> приурочена к Северо-Минчимкинскому и Яунлорскому поднятиям, объединена единым контуром нефтеносности и имеет четыре газовые шапки. Разрез пласта представлен чередованием маломощных пропластков песчаноглинистых пород. В целом пласт АС<sub>7-8</sub> характеризуется низкими фильтрационными свойствами: средняя пористость 23%, средняя нефтенасыщенная толщина 6,6 м, средняя нефтенасыщенная толщина 0,55 м.

**Пласт АС<sub>9</sub>.** Залежи нефти пласта АС<sub>9</sub> приурочены к сводовым частям Яунлорского и Северо-Минчимкинского поднятий. В целом пласт АС<sub>9</sub> характеризуется большой изменчивостью коллекторских свойств по площади и разрезу, представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,2 м.

**Пласт АС<sub>10</sub>.** Песчаники и алевролиты пласта АС<sub>10</sub> распространены на всей площади месторождения, но нефтенасыщены только в повышенных частях Северо-Минчимкинского и Яунлорского поднятий, к которым соответственно приурочены две залежи. Обе залежи пластовые сводо-

вые. Как и другие объекты группы АС, пласт АС<sub>10</sub> характеризуется резкой литолого-физической изменчивостью по площади и разрезу. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 3,1 м.

**Пласт БС<sub>10</sub>.** Всего в пласте выделено четыре структурно-литологические залежи. По всем залежам отмечается ухудшение коллекторских свойств (заглинизированность) от кровли к подошве пласта. Относительно более выдержан пласт БС<sub>10</sub> в пределах залежи 4. Пласт характеризуется сложным геологическим строением, высокой литологической неоднородностью, средняя нефтенасыщенная толщина 3,1 м.

**Пласт БС<sub>18</sub>.** На Пильтанской площади в пласте БС<sub>18</sub> выделены две небольшие залежи. Обе залежи пластовые сводовые, водоплавающие. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 3,1 м.

## РОДНИКОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Родниковое нефтяное месторождение открыто в 1984 г., введено в разработку в 1986 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 62 км к северо-востоку от г.Сургута. На северо-западе месторождение непосредственно смыкается с Федоровским, с юга — с Восточно-Еловым и Восточно-Сургутским месторождениями.

В разрезе месторождения выделяется шесть промышленно-нефтеносных пластов — пласт ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> (тюменская свита), пласт ЮС<sub>1</sub> (васюганская свита), пласты БС<sub>12</sub><sup>1-3</sup>, БС<sub>11</sub><sup>3</sup>, БС<sub>10</sub><sup>1</sup> и БС<sub>10</sub><sup>0</sup> (мегионская свита).

**Пласт БС<sub>10</sub>.** Залежь пласта БС<sub>10</sub> пластово-сводового типа с обширной водонефтяной зоной, занимающей 69,6% площади. Размеры залежи 8,5х3 км, высота 12 м. Средний уровень ВНК принят на отметке 2215,0 ± 3 м. Средняя эффективная толщина 4,2 м, нефтенасыщенная — 3,1 м.

**Горизонт БС<sub>12</sub>.** Горизонт БС<sub>12</sub> является основным объектом эксплуатации на Родниковом месторождении. По данным гидродинамических исследований средняя проницаемость коллекторов Северной залежи 0,099 мкм<sup>2</sup>, Южной — 0,033 мкм<sup>2</sup>. Удельная продуктивность по скважинам Северной залежи составляет в среднем 0,43 т/сут.ат • м, Южной — 0,08 т/сут.ат • м.

**Горизонт ЮС<sub>1</sub>.** В разрезе горизонта выделяются два пласта: ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, разделенные глинистой перемычкой до 7,2 м. В пределах Родникового месторождения по пласту ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> выделены три залежи, приуроченные к небольшим локальным поднятиям с самостоятельными уровнями ВНК.

**Горизонт ЮС<sub>2</sub>.** Залежь горизонта ЮС<sub>2</sub> условно может быть отнесена к литологически экранированному типу.

**Горизонт ЮС<sub>2</sub>** делится на два пласта: ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>, из которых нефтеносным в пределах месторождения является только пласт ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

## РУССКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Русскинское месторождение открыто в 1981 г., введено в разработку в 1987 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 118 км севернее г.Сургута.

Промышленная нефтеносность в пределах месторождения связана с нижнемеловыми отложениями: сортымская свита (пласты БС<sub>11</sub><sup>1</sup>, БС<sub>16</sub><sup>0</sup>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>17</sub><sup>0</sup>, БС<sub>18</sub>, БС<sub>19</sub>, БС<sub>20</sub>, БС<sub>21</sub>) и отложениями юры: васюганская свита (пласты ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>) и тюменская свита (пласты ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>).

Установлено 32 залежи нефти пластово-сводового и литологически экранированного типа.

**Пласт БС<sub>11</sub><sup>1</sup>** в песчаных фациях имеет широкое развитие на территории. Нефтенасыщены коллекторы в пределах сводовой части Русскинского поднятия и в южной части месторождения. Залежи нефти, приуроченные к пластам верхней пачки, расположены на западном погружении Иминско-Русскинской структурной зоны; к пластам нижней пачки — в восточной и северо-восточной частях Русскинского поднятия.

**Горизонт ЮС<sub>1</sub>.** Выделяются два пласта: ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>. Залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> в плане расположены внутри контура нефтеносности основной залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>. Толщина глинистого раздела между пластами изменяется от 0 до 4,2 м. По площади глинистый раздел надежно не прослеживается, пласты гидродинамически связаны. Основная залежь пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> с ВНК на абсолютной отметке 2723 м.

**Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>** в песчаных фациях развит в пределах центральной части Русскинского поднятия, к северу, югу и юго-востоку от которого он представлен непроницаемыми разностями пород. Залежь пласта пластово-сводовая, частично экранирована, размеры — 3,8х3 км. Средняя отметка ВНК составила 2681,4 м. В целом для пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> толщина составляет: общая — 12,2 м, эффективная — 5,6 м, эффективная нефтенасыщенная — 4,5 м.

**Горизонт ЮС<sub>2</sub>**, приуроченный к кровле тюменской свиты. В составе горизонта выделяются два нефтенасыщенных пласта: ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>. Для пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> толщина составляет: общая — 11,2 м, эффективная — 3,5 м, эффективная нефтенасыщенная — 3,5 м. Для пласта ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> толщина составляет: общая — 9,2 м, эффективная — 2,9 м, эффективная нефтенасыщенная — 3,1 м.

## КОНИТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Конитлорское месторождение открыто в 1972 г., введено в разработку в 1995 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 120 км севернее г.Сургута.

Ближайшие разрабатываемые месторождения — Тевлинско-Русскинское и Когалымское — находятся восточнее, соответственно, в 18 и 35 км. Кроме того, на северо-западе находится Тяньское, на юго-востоке — Федоровское, на западе и юго-западе — Нижне-Сортымское и Лянторское месторождения.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к восточной части Венглинского вала, осложняющего северный склон Сургутского свода.

Промышленная нефтеносность связана с нижнемеловыми и юрскими отложениями: сортымская свита (пласты БС<sub>10</sub><sup>0(в)</sup> и БС<sub>10</sub><sup>0(н)</sup>), ачимовская толща (пласты Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>5</sub>) и отложениями юры: сангопайская свита (пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>) и тюменская свита (пласт ЮС<sub>2</sub>).

Всего на месторождении выделено восемь нефтяных залежей в пластах: ЮС<sub>2</sub> (1 залежь), ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> (2 залежи), Ач<sub>2</sub> (1 залежь), Ач<sub>1</sub> (2 залежи), БС<sub>10</sub><sup>0(н)</sup> (1 залежь) и БС<sub>10</sub><sup>0(в)</sup> (1 залежь). Все залежи являются литологически экранированными, тип коллектора — терригенный.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub><sup>0(в)</sup>**. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 12,2 м. ВНК установлен на абсолютной отметке 2428,9–2431 м. Размеры залежи равны 29х8 км, высота 63 м.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub><sup>0(н)</sup>**. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,2 до 12,4 м при средней величине 7,4 м. ВНК проведен условно на абсолютной отметке 2442 м. Тип залежи — литологически экранированная. Размеры залежи 28х4 км, высота 62 м.

**Пласт Ач<sub>1</sub>**, залегающий на глубинах 2659–2856 м, вскрыт практически всеми пробуренными на месторождении скважинами.

**Основная залежь** пласта Ач<sub>1</sub> контролируется литологическим экраном. ВНК по залежи наклонный и принимается на абсолютной отметке 2606–2635 м. Размеры залежи 32х10 км, высота 46–75 м.

**Восточная залежь** пласта Ач<sub>1</sub> контролируется литологическим экраном. Нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 8,6 до 20 м. ВНК установлен на абсолютной отметке 2660 м. Размеры залежи 10,5х4,5 км, высота 44 м. Эффективные толщины пласта изменяются от 1,8 до 15,2 м.

**Пласт Ач<sub>2</sub>** контролируется на востоке глинистым экраном. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1 до 8,6 м.

**Пласт Ач<sub>4</sub>** выявлен на глубине 2620–2625 м. ВНК по залежи проведен на абсолютной отметке 2624 м. Общая толщина пласта 7,4 м, нефтенасыщенная толщина в скважине №5001 3,2 м. Залежь пластово-сводовая. Размеры залежи 1,5х5 км.

**Пласт Ач<sub>5</sub>** выявлен на глубине 2637–2650 м. ВНК по залежи проведен на абсолютной отметке 2652 м. Общая толщина пласта 9,6 м, нефтенасыщенная толщина в скважине №5001 9,6 м. Залежь литологически экранированная. Размеры залежи 25х6,3 км.

**Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>**. Нефтенасыщенная толщина пласта в скважине составляет 1,2 м. ВНК принят на абсолютной отметке 2794 м. Размеры залежи составляют 9,2х2,2 км, высота 4 м.

**Пласт ЮС<sub>2</sub>**. Нефтенасыщенная толщина составила 5 м. ВНК проводится на абсолютной отметке 2723,9 м. Размеры залежи составляют 5х3,2 км, высота 68 м.

## ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

В административном отношении месторождение открыто в 1977 г., введено в разработку в 1985 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Частично месторождение расположено под городом Сургутом. Месторождение объединяет ряд площадей: собственно Восточно-Сургутскую, Широковскую, южный участок Федоровской площади.

На месторождении выявлены залежи нефти: в нижнемеловых отложениях — пласты  $BC_{10}^0$ ,  $BC_{21}$ ,  $BC_{22}$ , в верхнеюрских —  $ЮС_1^1$ , в среднеюрских —  $ЮС_2^1$ .

**Пласт  $ЮС_2^1$ .** По типу залежь является литолого-стратиграфической, в ней сосредоточены большие запасы нефти. Размеры залежи пласта  $ЮС_2^1$ , отнесенной к месторождению, 70x41 км, высота 267 м, пласт вскрыт на глубинах 2740–3140 м. Водонефтяной контакт не зафиксирован. Общая толщина пласта изменяется от 5,8 до 26,4 м, при среднем значении 14,8 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 5,9 м.

**Пласт  $ЮС_1^1$ .** Средняя нефтенасыщенная толщина 3 м. Отложения пласта вскрыты в интервале глубин 2688–2820 м. ВНК определяется на отметках 2749–2757 м, размеры залежи 2,5x4 км, высота залежи 56 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 1,66 м.

### ПЛАСТЫ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

**Пласт  $BC_{22}$ .** Тип залежей структурно-литологический. Средняя глубина залегания 2731 м, ВНК принят на отметке 2703 м. Общая толщина пласта  $BC_{22}$  изменяется от 9,6 до 20 м, средняя толщина 13 м, средняя нефтенасыщенная толщина 2,5 м.

**Пласт  $BC_{21}$ .** Общая толщина пласта  $BC_{21}$  изменяется от 6 до 38 м, среднее значение 17,2 м, средняя нефтенасыщенная толщина 3,1 м.

**Пласт  $BC_{10}^{0(6)}$ .** Горизонт  $BC_{10}^0$  приурочен к верхней части сортымской свиты и расчленен на три пласта:  $BC_{10}^{0(a)}$ ,  $BC_{10}^{0(b)}$  и  $BC_{10}^{0(6)}$ . На Восточно-Сургутском месторождении нефтенасыщенным является средний —  $BC_{10}^{0(6)}$ .

Средняя глубина залегания пласта 2300 м. Основная залежь по типу пластовая, литологически экранированная с запада, юга и юго-востока, сориентированная в субмеридианальном направлении. Размеры залежи 32,5x13,7 км. ВНК имеет наклонный характер: от 2258 м на севере до 2292 м на юго-востоке.

### ДУНАЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Дунаевское месторождение открыто в 1986 г., введено в разработку в 1987 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 35 км севернее г.Сургута.

В разрезе месторождения продуктивными являются пласты  $AC_4$ ,  $AC_{5-6}$ ,  $AC_{7-8}$ ,  $AC_9$ ,  $BC_{10}^1$ ,  $BC_{10}$ ,  $BC_{18}$  в отложениях меловой системы, а также пласты  $ЮС_1$  и  $ЮС_2$  в отложениях юрской системы.

**Пласт  $AC_4$ .** В приподнятых частях площади выделяются газовые залежи. В восточной части газовая залежь сливается с газовой залежью Федоровского месторождения. Размеры газовой залежи 5x1,75–2,5 км, высота 13–16 м. Уровень ВНК 1819 м. Размеры 5,5x4,7 км, высота 21 м. Толщина пласта: общая изменяется от 1,5 до 11 м, средняя — 5,7 м, эффективная нефтенасыщенная — от 1 до 3 м, средняя — 1,7 м, газонасыщенная — 1,8 м.

**Пласт  $AC_{5-6}$ .** Средняя глубина залегания пласта 1917,9 м. Общая толщина отложений пласта 29,8 м. Размеры залежи 3,5x1 км. Высота 5–6 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,8 м.

**Пласт  $AC_{7-8}$ .** Средняя глубина залегания пласта 1954,6 м. Залежь пластово-сводового типа, высота 50 м, уровень ВНК определен в южной части на отметке 1876 м, в северной — 1885 м. Залежь пласта  $AC_{7-8}$  сливается с залежью одноименного пласта Яунлорского месторождения на западе и Федоровского на востоке. Общая толщина пласта изменяется от 14,5 до 26,8 м, средняя — 20,2 м, эффективные толщины меняются в пределах 0,8–17,9 м, нефтенасыщенные — от 2,6 до 17,9 м, средняя — 7,7 м.

**Пласт АС<sub>9</sub>.** Средняя глубина залегания 1977,9 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 7,3 м, в среднем составляет 2,5 м.

**Пласт БС<sub>10</sub><sup>1</sup>.** Средняя глубина залегания 2294,9 м. В пласте выявлены три самостоятельные залежи, обособленные друг от друга неглубокими прогибами. Залежь-1: размеры — 1,5х1,4 км, высота 6–12 м, водоплавающая, уровень ВНК определен на отметке 2216 м. Залежь-2 пластово-сводовая, размеры 1х4,5 км, высота 16–18 м, ВНК 2206 м. Залежь-3 является юго-западной частью единой залежи, распространенной в пласте БС<sub>10</sub><sup>1</sup> на соседнем Федоровском месторождении. Размеры залежи 4х3,6 км, высота 23–25 м, уровень ВНК определен на отметке 2184 м. Общая толщина пласта изменяется от 10,7 до 27,6 м, средняя — 18,5 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 до 11,9 м, в среднем составляют 4,7 м.

**Пласт БС<sub>10</sub>.** Средняя глубина залегания 2360,9 м. Залежь водоплавающая, размеры 1,2х2 км, высота 25–27 м, уровень ВНК определен на отметке 2236 м.

Общая толщина пласта изменяется от 12,8 до 45,4 м, средняя — 34,8 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,3 до 10 м, в среднем составляют 3,5 м.

**Пласт БС<sub>18</sub>.** Общая толщина пласта изменяется от 11,4 до 30 м, средняя — 14,7 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по площади изменяются от 0,7 до 11,4 м, средняя величина — 6,7 м.

## ФЕДОРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Федоровское газонефтяное месторождение открыто в 1971 г. скважиной №62. Разбуривание началось в 1972 г., вступило в промышленную разработку в 1973 г. Месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 30–35 км к северо-западу от г.Сургута.

В тектоническом отношении Федоровское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, представляющему собой крупную брахиантиклинальную изометричную складку с сильно изрезанными в плане очертаниями. Структура осложнена куполовидными поднятиями третьего порядка и имеет размеры 18х15 км.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями сортымской свиты (пласты АС<sub>4-8</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>2</sub>), усть-балыкской свиты (пласты БС<sub>10</sub><sup>1</sup>, БС<sub>10</sub>) и ачимовской толщи (пласты БС<sub>16</sub>, БС<sub>17</sub>, БС<sub>18</sub>). Из тринадцати залежей восемь нефтяных (пласты БС<sub>1</sub>, БС<sub>2</sub>, БС<sub>10</sub><sup>1</sup>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>17</sub>, БС<sub>18</sub>) и пять нефтегазовых (пласты АС<sub>4-8</sub>, АС<sub>5-8</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub>). Общий этаж нефтеносности составляет около 1000 м.

## ПЛАСТЫ ГРУППЫ АС

В разрезе верхней подсвиты сортымской свиты выделяется ряд песчаных пластов, пять из которых являются нефтеносными: АС<sub>4-8</sub>, АС<sub>7-8</sub>, АС<sub>9</sub>.

**Пласт АС<sub>4-8</sub>** пластово-сводового типа, размеры ее 51,2х36,4 км, высота 65 м. Средняя отметка ВНК для Федоровской площади 1821,6 м, для Моховой — 1817 м, для Восточно-Моховой — 1820 м.

Общая толщина пласта изменяется от 0,7 до 42,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 0,4 до 21,6 м, в среднем — 4,1 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 до 11,1 м, в среднем — 4,3 м.

**Пласт АС<sub>7-8</sub>.** Залежи имеют общую толщину 15,8 м, пластово-сводовые, размеры первой 2,6х1,4 км, высота 25 м и второй — 18,8х3,4 км, высота 35 м. Нефтенасыщенные толщины достигают 15 м, в среднем составляют 6,3 м (Федоровская площадь) и 5,9 м (Моховая площадь), газонасыщенные — 16 м, в среднем 8,1 м.

**Пласт АС<sub>9</sub>** характеризуется литологической неоднородностью. Выделяются три отдельные залежи пласта АС<sub>9</sub>, кроме того, на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены две небольшие водоплавающие залежи. Размеры залежей изменяются от 1,75х1,1 км до 7,5х5 км. На юге Федоровской площади пласт более мощный по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев. Уровень ВНК по залежам изменяется от абсолютной отметки 1846 м до 1861 м. Газовую шапку имеет лишь одна залежь, ГНК отбивается на абсолютной отметке

1844–1845,8 м. Размеры газовой шапки небольшие, 1,75х1,4 км. Средняя общая толщина 18,7 м. Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 15,2 м, среднее значение 4,8 м. Газонасыщенная толщина 4,1 м.

**Пласты БС<sub>1-2</sub>.** Залежи пласта БС<sub>1</sub> выявлены на Федоровском, Моховом и Северо-Сургутском поднятиях. Пласт имеет сравнительно небольшую толщину, преимущественно 2,5–4 м. Наибольшие толщины вскрыты на Северо-Сургутской площади, до 8 м. Средняя общая толщина составляет 6,8 м, нефтенасыщенная — 3,7 м. Пласт БС<sub>2</sub> представлен несколькими различными по высоте и площади нефтяными залежами. Две из них приурочены к Федоровской площади, три — к Моховой. Средняя общая толщина составляет 16 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 14 м, среднее значение 4,9 м.

**Пласт БС<sub>10</sub><sup>1</sup>.** В толщине чеускинской пачки глин выделен нефтеносный пласт БС<sub>10</sub><sup>1</sup>. На Федоровском поднятии пласт БС<sub>10</sub><sup>1</sup> имеет сложное линзовидное строение и разделяется на три основные и несколько небольших залежей, изолированных друг от друга зонами неколлектора. Размеры залежей изменяются от 2,5х0,75 км до 16х9 км. Уровень ВНК изменяется по залежам от 2178 м до 2184 м. В пределах Восточно-Моховой площади в пласте БС<sub>10</sub><sup>1</sup> выделяется три залежи. Уровень ВНК принят на абсолютную отметку 2198 м. Общая толщина пласта изменяется от 1 до 33,6 м, в среднем равна 9,7 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 8,4 м. На Восточно-Моховой площади нефтенасыщенные толщины достигают 11 м, пласт БС<sub>10</sub><sup>1</sup> имеет монолитное строение, в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади, средняя нефтенасыщенная толщина 3,1 м.

**Пласт БС<sub>10</sub>.** Залежь пласта — пластово-сводовая, высота залежи 70 м, размеры 37,75х47,25 км. Наибольшие нефтенасыщенные толщины вскрыты на Моховой площади (общая толщина достигает 40 м) — 27,5 м, наименьшие на Восточно-Моховой (юг) площади. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19 м, средняя — 10,2 м.

### ЗАЛЕЖИ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

Из всех отложений ачимовской толщи признаки нефтеносности отмечены только в пласте БС<sub>16</sub> на собственно Федоровской площади. Залежь пластово-сводовая, высота залежи 55 м, размеры 5,5х4,2 км. ВНК по залежи принят по скважине 3822 на отметке 2453,8 м. Средняя общая толщина пласта 5 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м, в среднем — 1,7 м.

**Пласт ЮС<sub>2</sub>.** Эффективные нефтенасыщенные толщины по этим скважинам колеблются от 1,2 до 14 м. Ввиду сложного строения пласта, невыдержанности его по площади и по разрезу, удаленности скважин друг от друга, на данной стадии изученности этих отложений не представляется возможным выделить нефтяные залежи и обосновать ВНК.

### КАМЫНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение открыто в 1981 г., введено в разработку в 1989 г., расположено в 127 км к северо-западу от г. Сургута. Ближайшим населенным пунктом является п. Нижнесортимский (25 км к северо-востоку от месторождения). Камынское месторождение расположено в западной части Сургутского свода и приурочено к зоне сочленения структур второго порядка — Камынского структурного носа и Ай-Пимского вала.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в пластах АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>18</sub>, БС<sub>20-21</sub>, БС<sub>22</sub>, ЮС<sub>0</sub>, ЮС<sub>2</sub>.

**Пласт АС<sub>11</sub>.** Основная залежь приурочена к Камынской структуре. Залежь пластово-сводовая. Размеры залежи 9х6,5 км, высота 46 м. Средняя глубина залегания 2276 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2212 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 4,5 м. Залежь пластово-сводовая водоплавающая. Размеры залежи 5х4,6 км, высота 17,2 м. Пласт залегает на глубине 2284 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2223,5 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,5 м.

**Пласт АС<sub>12</sub>.** Фактически залежь относится к пласту АС<sub>12</sub> Алехинского месторождения. Территориально ее небольшая часть относится к Камынскому лицензионному участку.

**Пласт БС<sub>1</sub>.** Залежь пластово-сводовая. Размеры залежи 2,75х2,5 км, высота 7,7 м. Средняя глубина залегания 2400 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2343,2 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,3 м.

**Пласт БС<sub>6</sub>.** Залежь пластово-сводовая. Размеры залежи 0,75х0,5 км, высота 5 м. Средняя глубина залегания 2428 м, ВНК находится в интервале абсолютных отметок 2365,4—2368,1 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 2,4 м.

**Пласт БС<sub>18</sub>.** Залежь структурно-литологическая. Размеры залежи 8х3 км, высота свыше 20 м. Средняя глубина залегания 2730 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2669 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 6,2 м.

**Пласт БС<sub>20-21</sub>.** Залежь литологически-экранированная. Размеры залежи 11,8х11,8 км, высота 69 м. Средняя глубина залегания 2792 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2732 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3 до 8,4 м, при средней величине 6,6 м.

**Пласт БС<sub>22</sub>.** Залежь литологически-экранированная. Размеры залежи 11,5х5,5 км, высота 45,5 м. Глубина залегания 2820 м, ВНК принят на абсолютной отметке 2758,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 50. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 до 5,8 м, при средней величине 2,7 м.

**Пласт ЮС<sub>0</sub>.** Пласт залегает на глубинах от 2840 до 2870 м. Средняя общая толщина 30 м, эффективная нефтенасыщенная 6,6 м.

### МАСЛИХОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Маслиховское нефтяное месторождение разрабатывалось с 1987 г., расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 120 км к северо-западу от г.Сургута, в 15 км к западу от Лянторского месторождения.

Нефтеносность Маслиховского месторождения связана с отложениями пласта АС<sub>11</sub> вартовской свиты нижнего мела и пласта ЮС<sub>0</sub> баженовской свиты верхней юры.

**Залежь пласта АС<sub>11</sub>** в тектоническом отношении представлена антиклинальной складкой размером 6х3,7 км, высотой 36 м. Глубина залегания кровли пласта АС<sub>11</sub> составляет 2200—2230 м. Залежь пластовая сводовая, подстилается подошвенной водой. Общая толщина пласта изменяется от 10,8 до 45,2 м при среднем значении 22,2 м, эффективная — от 4,6 до 15,4 м, составляя в среднем 9,9 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины 5,5 м с интервалом изменения 0,8—15,4 м.

**Залежь пласта ЮС<sub>0</sub>** стратиграфически приурочена к баженовской свите. Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми трещиноватыми битуминозными аргиллитами. Глубина залегания кровли пласта 2815—2839 м.

### НИЖНЕ-СОРТЫМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение открыто в 1974 г., введено в разработку в 1986 г., расположено в 160 км к северо-западу от г.Сургута. Непосредственно на площади месторождения находится п. Нижнесортимский.

Залежи нефти выявлены в горизонте АС<sub>12</sub>, пластах БС<sub>18-20</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

**Горизонт АС<sub>12</sub>.** Нефтеносный горизонт АС<sub>12</sub> представлен двумя пластами: АС<sub>12</sub> и АС<sub>12</sub><sup>1</sup>. Размер залежи 16,8х28,8 км, высота от 20 до 80 м. Глубина залегания пласта 238—2420 м, ВНК принят на абсолютной отметке от 2331,4 до 2342 м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,1 м.

**Пласты БС<sub>18-20</sub>.** Продуктивные песчаные пласты БС<sub>18-20</sub> относятся к ачимовской толще сортымской свиты нижнего мела. Залежь литологически экранированная. Размеры залежи 10х13,5 км, высота 58 м. Пласт залегает на глубинах 2860—2880 м, ВНК условно принят на абсолютной отметке 2817 м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,9 м.

**Пласт ЮС<sub>2</sub>.** Залежь литологически экранированная. Размеры залежи 29х17 км, высота 101 м. Средняя глубина залегания 2970—2990 м, ВНК условно принят на абсолютной отметке 2937 м. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 3,7 м.



## ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Западно-Сургутское нефтяное месторождение открыто в 1962 г., введено в разработку в 1965 г., расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 20 км к северо-западу от г. Сургута.

Объектами разработки являются продуктивные пласты:  $AC_9$ ,  $BC_1$ ,  $BC_{2+3}$ ,  $BC_4$ ,  $BC_{10}$ ,  $BC_{11}$ ,  $ЮC_1$ ,  $ЮC_2$ .

Пласт  $BC_1$  делится на две части: верхнюю —  $BC_1^1$  и нижнюю —  $BC_1^2$ . Коллекторы верхней части пласта развиты и нефтенасыщены на всей площади поднятия. Размеры площади нефтеносности  $22 \times (6,7-7,5)$  км, продуктивные мощности пластов колеблются в пределах от 1 до 13,4 м, составляя в среднем 4,1 м. Обширная водонефтяная зона занимает 29% площади нефтеносности.

Коллекторы нижней части пласта развиты в центральной и северной частях месторождения. Площадь нефтеносности меньше, чем площадь верхней части продуктивного пласта  $BC_1^1$ , размеры ее  $14,2 \times 4,25$  км.

Пласт  $BC_4$  продуктивен на небольшой площади на северном куполе поднятия. Размеры площади нефтеносности  $2,2 \times 1,7$  км. Нефтенасыщенная мощность его изменяется в пределах от 1,7 до 8,0 м.

Пласт  $BC_{2+3}$  нефтенасыщен на двух участках. Основной по величине участок приурочен к северо-восточной части месторождения и имеет размеры  $12,5 \times 5$  км. Нефтенасыщенная мощность пласта составляет 9,2 м. Нефтенасыщенная часть полностью подстилается водой.

Пласт  $B_{10}$ . В пласте  $BC_{10}$  выявлены три залежи. На западном погружении ниже пласта  $B_{10}$  проявляются песчаные пачки а, б, в.

Поверхность ВНК проводится по абсолютной отметке 2277 м, высота залежи равна 83 м. Северная залежь  $BC_{10}$  имеет уровень ВНК на отметке 2255,9 м. Размеры залежи небольшие ( $4,75 \times 3,75$  км), 6% площади занимает водонефтяная зона. Средняя нефтенасыщенная мощность 1,8 м. Восточная залежь слабо изучена. Она имеет широтное простирание, литологически экранирована, размеры ее  $12,5 \times 24$  км. Нефтенасыщенные пласты по мощности незначительны, на большей части площади составляют 1,2–1,4 м, максимальная мощность 9,6 м, средняя 4,6 м.

## БЫСТРИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Быстринское месторождение введено в разработку в 1974 г., находится в окружении Яун-Лорского, Вачимского, Лянторского, Солкинского, Западно-Сургутского месторождений. Промышленные запасы нефти приурочены к продуктивным пластам  $AC_7$ ,  $AC_8$ ,  $AC_9$ ,  $BC_1$ ,  $BC_2$ ,  $BC_{16-17}$ ,  $BC_{18-20}$ ,  $ЮC_2$ ; запасы свободного газа сосредоточены в верхних точках пластов  $AC_7$ ,  $AC_8$ ,  $AC_9$ .

Пласт  $ЮC_2$  приурочен к отложениям тюменской свиты. В составе пласта находится 18 небольших пластоводовых залежей с индивидуальными уровнями ВНК.

Пласт  $BC_{18-20}$ . В составе пласта выделяют две залежи: северную и центральную. Размеры северной залежи  $9,6 \times (1,6-4,5)$  км, с отметкой ВНК в пределах 2453–2460 м. Размеры центральной залежи  $17,6 \times (1,3-4,8)$  км, отметки ВНК 2465–2508 м.

Пласт  $BC_{16-17}$  залегает в нижней части ачимовской толщи и отделен от пласта  $BC_{18-20}$  глинистым разделом мощностью 12–20 м. Нефтеносность пласта приурочена к пяти залежам, каждая с индивидуальным водонефтяным контактом. В среднем отметка ВНК колеблется от 2418,6 до 2452 м. Все залежи пластовые, в основном водоплавающие. В толще пласта, как правило, встречаются от 2 до 5 пропластков аргиллитов и плотных известковистых песчаников. Отметка ВНК 2045 м.

Пласт  $BC_1$  залегает на отметках 2004–2005 м. Залежь пласта  $BC_1$  распространена только на Быстринский и в сводовой части Вынгинской площади. Размеры залежи  $15 \times 6,5$  км, высота 4,2 м, ширина водонефтяной зоны не превышает 250 м. Пласт имеет сравнительно небольшую мощность (преимущественно 1,2–5 м).

Пласт  $AC_9$ . Нефтеносность пласта  $AC_9$  приурочена к двум залежам, расположенным в северной и центральной частях Быстринского месторождения. Уровни ВНК на северной залежи изменяются от 1907 до 1920 м (средний уровень принят на отметке 1911 м). Размеры залежи  $3 \times 12$  км, высота 14 м.

Пласт  $АС_8$  развит по всей площади. Залежь пласта  $АС_8$  газонефтяная. Размеры газонефтяной залежи 34x8 км. Высота газовой шапки около 30 м, нефтяной оторочки — 20 м. ГНК, единый для пластов  $АС_{7,9}$ , принят на отметке 1894 м.

Пласт  $АС_7$ . На большей части структур пласт газонасыщен, и лишь на крыльях отмечается нефтегазоносность. Размеры нефтегазовой залежи 40x11,8 км. Залежь пластовая сводовая, газовая с нефтяной оторочкой. Ширина нефтенасыщенной части залежи колеблется от 1,2 до 1,5 км. Приблизительно равные части составляют водонефтяная, нефтяная и газонефтяная зоны. Небольшая ширина нефтенасыщенной зоны залежи предъявляет повышенные требования к выбору местоположения эксплуатационных скважин. Уровень ГНК 1894 м, уровень ВНК 1905 м.

Основные геолого-физические параметры пластов и залежей, физико-химические свойства нефти и воды приведены в таблице 1.1.

# 1.2. ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений, разрабатываемых в ОАО «Сургутнефтегаз»

Таблица 1.1

Параметры	Лянторское м-е				Восточно-Еловое м-е	
	Пласты				Пласты	
	AC <sub>9</sub>	AC <sub>10</sub>	AC <sub>11</sub>	AC <sub>9+11</sub>	BC <sub>12</sub>	ЮС <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания, м	2093	2099	22101	2093	2373	2850
Тип залежи	пластовые сводовые с газовыми шапками				пластовая, сводовая	пластовая, сводовая с дизъюнктивными нарушениями
Тип коллектора	поровый				поровый	
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	1060535	675899	81653	1060535	22872	108214
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , м	6,59/4,42	7,29/7,40	5,84/5,72	6,82/5,89	3,0	4,3
Коэффициент пористости, %	24,3	24,8	24,5	24,5	26,5	27,6
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,299	0,399	0,266	0,347	0,036	0,028/0,048*
Коэффициент расценненности, доли ед.	4,048	5,193	11,147	2,0	4,2	3,5
Начальная пластовая температура, °С	61,5	61,5	61,5	61,5	75	93
Начальное пластовое давление, МПа	21,0	21,0	21,0	21,0	24,2	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,53	4,26	4,26	4,26	1,75	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	795	796	796	796	772	770
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	891	905	916	897	859	849
Абсолютная отметка ВНК, м	-2047 - 2053				-2419	-2797 - 2810
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,17	1,17	1,15	1,17	1,173	1,189
Содержание серы в нефти, %	1,0	1,22	1,22	1,22	1,61	1,48
Содержание парафина в нефти, %	2,33	1,98	1,98	1,98	2,41	1,66
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,0	19,4	19,4	19,4	12,7	10,0
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	84	89	78	87	62	72
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,96	1,03		1,01	0,41	0,53

Параметры	Федоровское м-е					
	Пласты					
	AC <sub>5+8</sub>	AC <sub>9</sub>	BC <sub>1</sub>	BC <sub>2</sub>	BC <sub>10</sub> <sup>1</sup>	BC <sub>10</sub>
Средняя глубина залегания, м	1 880	1 940	2 020	2 058	2 244	2 293
Тип залежи	пластово-сводовые пластово-с газовыми шапками		водо-сводовая	лит.-экр. плавающая	пластово-	сводовая
Тип коллектора			поровый			
Площадь нефтеносности кат. В+C <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	893231	38013	202624	36124	175312	867001
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , м	5,6	4,8	3,7	4,9	3,1	10,2
Коэффициент пористости, %	26	26	26	27	24	24
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,532	0,309	0,248	0,363	0,219	0,265
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,7-9,5	4,1-4,6	1,6-2,7	4,0-4,3	2,0-2,4	5,0-9,7
Начальная пластовая температура, °С	58	58	62	59	67	66
Начальное пластовое давление, МПа	18,8	19,0	20,5	20,5	22,9	23,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	7,53	5,54	5,59	9,45	3,04	1,40
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	858	835	842	872	817	751
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	913	900	893	887	881	845
Абсолютная отметка ВНК	-1818 -1822	-1861	-1962 -1996	-1956 -1970	-2176 -2198	-2242 -2253
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,11	1,118	1,093	1,036	1,12	1,206
Содержание серы в нефти, %	1,07	1,10	1,92	1,92	1,77	1,07
Содержание парафина в нефти, %	2,3	2,8	3,8	3,1	3,5	3,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,8	13,6	12,3	6,2	10,5	15,3
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	51	59	47	25	51	91
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	2,09	2,19	1,18	1,18	1,08	8,41

Параметры	Западно-Сургутское м-е					
	Пласты					
	БС <sub>1</sub>	БС <sub>2+3</sub>	БС <sub>4</sub>	БС <sub>10+11</sub>	ЮС <sub>1</sub>	ЮС <sub>2</sub>
Средняя глубина залегания, м	1990	1995	2005	2265-2300	2665	2675
Тип залежи	пластовая, сводовая					
Тип коллектор	поровый					
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	146107	51981	3639	262715	2137	52484
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , м	4,6	8,7	3,1	7,7	2,8	2,8
Коэффициент пористости, %	26,5	27,6	27,7	23,0	19,0	17,9
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,239	0,177	0,125	0,063	0,003	0,013
Коэффициент расценненности, доли ед.	2,295	2,2	1,7	6,0	3,0	2,9
Начальная пластовая температура, °С	60	62	62	67	74	74
Начальное пластовое давление, МПа	21,0	21,0	21,0	23,2	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,46	7,68	7,68	3,89	2,68	2,68
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	834	849	849	828	808	808
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	883	890	890	883	873	873
Абсолютная отметка ВНК	-2014	-2014	-2014	-2275	-2266	отсутств.
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,095	1,079	1,079	1,108	1,134	1,134
Содержание серы в нефти, %	1,74	1,80	1,94	2,06	1,54	1,54
Содержание парафина в нефти, %	3,51	3,96	4,11	3,48	2,64	2,64
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,1	8,8	8,8	9,8	8,5	8,5
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	38	34	34	44	52	52
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	1,93	1,86	1,37		0,05	0,15

Продолжение таблицы 1.1

Параметры	Тянское м-е		Яун-Лорское м-е			
	Пласты		Пласты			
	АС <sub>9</sub>	АС <sub>10</sub>	АС <sub>7+8</sub>	АС <sub>9</sub>	АС <sub>10</sub>	БС <sub>10</sub>
Средняя глубина залегания, м	2303	2310	1890	1900	1905	2270
Тип залежи	пластово-сводовые		пластово-сводовая с газовой шапкой		пластовая, сводовая	структур.-литолог.
Тип коллектора	поровый			поровый		
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	636340	313390	200201	79269	18407	58385
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , м	4,68	7	6,47	4,26	3,08	3,1
Коэффициент пористости, %	21,7	21,5	23,3	25,0	25,0	22,0
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,087	0,25	0,044	0,1	0,064	0,051
Коэффициент расценности, доли ед.	3,6	6,8	5,8	3,4	3	4,7
Начальная пластовая температура, °С	72	77	57	56	56	69
Начальное пластовое давление, МПа	22,0	22,0	19,5	19,7	19,7	23,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,63	1,78	5,15	5,54	5,73	3,02
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	787	794	846	837	856	799
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	860	870	856	867	860	854
Абсолютная отметка ВНК, м	-2191 -2225	-2198 -2235	-1897+11	-1900+20	-1896+6	-2248+49
Объемный коэффициент нефти, доли ед	1,123	1,099	1,34	1,074	1,028	1,072
Содержание серы в нефти, %	0,6	0,8	1,54	1,28	1,32	1,86
Содержание парафина в нефти, %	2,14	2,0	2,73	3,23	3,34	3,01
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,1	9,8	7,3	11,3	7,5	10,2
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	47	42	28,4	48,7	30,4	49,2
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,70	0,27	0,38	0,43	0,36	

Продолжение таблицы 1.1

Параметры	Вачимское м-е		Быстринское м-е			
	Пласты		Пласты			
	АС <sub>7,8+9</sub>	ЮС <sub>2</sub>	АС <sub>7,8+9</sub>	БС <sub>1,2</sub>	БС <sub>16-20</sub>	ЮС <sub>2</sub>
Средняя глубина залегания, м	2020-2040	2760	1950-1990	2050	2450-2530	2700
Тип залежи	пластово-свод. и лит.-экр. с газ. шапками	литолог.-экранир.	пластово-свод. с газ. шапками	пластово-сводовая	пластово-сводовая	литологическая
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности кат. В+C <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	222353	182023	319000	144000	71000	38000
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , м	4,5-7,6	4,7	2,8	8,5	5,7-8,3	5,7
Коэффициент пористости, %	27	16	26,0	26,0	20,0	16,0
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,058	0,006	0,073	0,385-0,571	0,018-0,024	0,009
Коэффициент расценненности, доли ед.	4,3-2,8	1,743	9,5	4,5	8,0-10,5	3,97
Начальная пластовая температура, °С	60-64	74	56	60	67	70
Начальное пластовое давление, МПа	20,7-21,4	27,2	18,8-19,0	20,7	25,0	26,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,67	2,38	3,7-4,7	4,87-6,13	4,58-4,97	2,49
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	844	815	799-855	820-830	847-854	798
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	900	878	870-906	883-891	882	858
Абсолютная отметка ВНК, м	-1919,0-1946,0 -1928,0-1981,0	-2657,0-2715,4 -2623,9-2697,5	-1907; -1920	-2045	-2426-2489	не опр.
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,099	1,124	1,096-1,126	1,099-1,115	1,076	1,127
Содержание серы в нефти, %	1,32	1,37	1,1-1,3	1,7	2,7	1,5
Содержание парафина в нефти, %	1,80	2,98	2,5-3,84	4,0	3,1-3,6	3,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,1	8,3	8,5-12,7	9,9-10,8	6,4-7,7	10,2
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	51	54	51-70	46	21-42	67
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,346	0,048	0,35-0,82	25,4	25,3	25,7

Продолжение таблицы 1.1

Параметры	Русское м-е				Восточно-Сургутское м-е			
	Пласты				Пласты			
	БС <sub>11</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>11</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>21</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>21</sub> <sup>1</sup>	БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	ЮС <sub>11</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>21</sub> <sup>1</sup>	ЮС <sub>21</sub> <sup>1</sup>
Средняя глубина залегания, м	2380; 2470	2760; 2830	2810; 2950	2810; 2950	2300	2688-2820	2877	2877
Тип залежи	пластово-сводовая поровый	пластово-сводовая поровый	литологически экранир. поровый	литологически экранир. поровый	пластово-сводовая поровый	пластово-сводовая поровый	литологический поровый	литологический поровый
Тип коллектора	44590	202288	564064	564064	292771	134262	147403	147403
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	3,8	3,8	2,8	2,8	3	3	5,9	5,9
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+С <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , м	0,21	0,18	0,16	0,16	24	16	16	16
Коэффициент пористости, %	0,243	0,027	0,0092	0,0092	0,175	0,009	0,008	0,008
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	2	3,2	2	2	2,1	2,3	3,6	3,6
Коэффициент расценности, доли ед.	71	83	89	89	67	79	79	79
Начальная пластовая температура, °С	24	26	27,9	27,9	23,3	29,5	30,1	30,1
Начальное пластовое давление, МПа	2,35	1,07	4,29	4,29	3,06	2,27	2,27	2,27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	791	733	834	834	0,82	0,77	0,79	0,79
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	859	836	877	877	0,878	0,842	0,861	0,861
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	-2310-2315	-2690; -2718; -2721	отсутств.	отсутств.	-2238-2308	-2705-2757	отсутств.	отсутств.
Абсолютная отметка ВНК, м	1,143	1,258	1,074	1,074	1,111	1,176	1,149	1,149
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,4	1	1,7	1,7	1,668	1,23	1,4	1,4
Содержание серы в нефти, %	2,38	2,57	2,72	2,72	2,94	2	2	2
Содержание парафина в нефти, %	10,2	10,9	6,1	6,1	8,3	10	11,5	11,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	54	98	18	18	42	70	60	60
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	0,661	0,473	0,129	0,129	0,541	0,188	0,127	0,127
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)								



Продолжение таблицы 1.1

Параметры	Родниковое м-е				
	Пласты				
	БС <sup>0</sup> <sub>10</sub>	БС <sup>1-3</sup> <sub>12</sub>			ЮС <sub>1</sub>
		север	юг	залежь 3	
Средняя глубина залегания, м	2210	2440-2480			2830
Тип залежи		пластово-сводовые			
Тип коллектора		поровый			
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	31776	138215	97159	29309	68688
Средняя нефтенасыщенная толщина кат В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , м	3,2	4,9	4,8	2,4	4
Коэффициент пористости, %	23	22	22	22	17
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,1	0,099	0,03	0,03	0,03
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,3	6,7	5,8	5,8	3
Начальная пластовая температура, °С	73	75	75	75	87
Начальное пластовое давление, МПа	22,3	24,4	24,4	24,4	27,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,77	2,16	2,16	2,16	1,78
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	817	772	772	772	788
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	887	859	859	859	860
Абсолютная отметка ВНК, м	-2215	-2408-2415	-2410-2419	-2414-2424	-2727-2744
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,112	1,161	1,161	1,161	1,151
Содержание серы в нефти, %	1,96	1,61	1,61	1,61	1,67
Содержание парафина в нефти, %	3,27	2,41	2,41	2,41	2,85
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,0	12,7	12,7	12,7	10,3
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	39	62	62	62	56
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,1	1,81	0,35	0,35	0,2

Параметры	Конитлорское м-е		
	Пласты		
	БС <sub>10</sub> <sup>0(В)</sup>	БС <sub>10</sub> <sup>0(Н)</sup>	Ач <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания, м	2461	2493	2671; 2716
Тип залежи	литологически экранированная		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтеносности кат. В+С <sub>1</sub> , тыс. м <sup>2</sup>	189070	110100	318390
Средняя нефтенасыщенная толщина кат. В+С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , м	6,46	4,82	7,4
Коэффициент пористости, %	20	18	19
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> (Дарси)	0,041	0,009	0,012
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,7	3,4	7,4
Начальная пластовая температура, °С	78	78	75
Начальное пластовое давление, МПа	25,4	25,4	26,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,18	1,18	1,64
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	774	774	813
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	853	853	862
Абсолютная отметка ВНК, м	-2430	-2442	-2606 -2635 -2660
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,163	1,163	1,106
Содержание серы в нефти, %	1,24	1,24	1,48
Содержание парафина в нефти, %	1,72	1,72	2,54
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,5	10,5	10
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	61	61	51
Коэффициент средней продуктивности, x10м <sup>3</sup> /(сут·МПа)		0,539	0,229

## **2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ СКВАЖИН В РАЙОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

### **2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН ПО НАЗНАЧЕНИЮ**

Скважины, проводимые на нефть и газ, можно систематизировать следующим образом:

1. *Структурно-поисковые скважины.* Предназначены для установления, уточнения тектоники, стратиграфии, литологии, оценки продуктивности горизонтов (без дополнительного строительства скважин).

2. *Разведочные скважины.* Предназначены для выявления продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов.

3. *Добывающие (эксплуатационные) скважины.* Предназначены для добычи нефти и газа из земных недр.

4. *Нагнетательные скважины.* Предназначены для закачки в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны. Эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи.

5. *Опережающие добывающие скважины.* Предназначены для добычи нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивности пласта.

6. *Оценочные скважины.* Предназначены для определения начальной и остаточной водонефтенасыщенности.

7. *Контрольные и наблюдательные скважины.* Предназначены для наблюдения за объектом разработки, исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта.

8. *Опорные скважины.* Предназначены для изучения геологического строения крупных регионов для установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа.

### **2.2. ПРОЕКТНЫЕ ПРОФИЛИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Большое значение в наклонно направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Профиль скважины необходимо выбирать такой, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести ее до проектной глубины без каких-либо осложнений, обеспечив надлежащее качество ее для длительной и безаварийной эксплуатации. Рациональный профиль позволяет сократить до минимума работу с отклонителем, обеспечить необходимое смещение забоя и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновки низа бурильной колонны. Профиль должен позволять эксплуатировать скважину глубинными насосами, в том числе и штанговыми насосами, причем должно исключаться протирание обсадных труб штангами и обрыв последних.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения скважин, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез месторождений, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин. Профиль скважины должен обеспечивать минимальное значение нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны (или внутрискважинного оборудования). В настоящее время можно выделить пять групп типов профилей, которые широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин:

1. Профиль обычной наклонно направленной скважины,
2. Профиль пологой скважины,
3. Профиль радиальной скважины,
4. Профиль горизонтальной скважины,
5. Профиль многозабойной скважины.

**Обычные (стандартные) наклонно направленные скважины** вскрывают продуктивный пласт с небольшим зенитным углом (до  $24^\circ$ ). Они наиболее освоены буровыми предприятиями, имеют сравнительно небольшой отход от вертикали и дают лучшее попадание в круг допуска при использовании отечественной буровой техники. Профили таких скважин имеют различный вид, но можно выделить четыре основных (рис. 2.1).

**Трехинтервальный.** Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации (рис. 2.1а) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис. 2.1б). Рекомендуется для скважин на месторождениях, где геолого-технические условия позволяют осуществлять бурение до кровли продуктивного пласта с применением полноразмерных центрирующих элементов в КНБК, и где такая технология бурения отработана (рис. 2.1а), для скважин на новых месторождениях (рис. 2.1б).

**Трехинтервальный (рис. 2.1в).** Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны, стабилизации зенитного угла до кровли продуктивного пласта. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали 300 м и менее.

**Четырехинтервальный (рис. 2.1г).** Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали более 300 м, а также для месторождений, где по геолого-техническим условиям безаварийное бурение ниже интервала работы насосного оборудования компоновками с центраторами для стабилизации параметров кривизны затруднено. Максимальная интенсивность искривления на участках набора или падения параметров кривизны у таких скважин не должна превышать  $1,5^\circ/10$  м. Максимальный зенитный угол на интервалах набора и стабилизации для обычных типов профилей скважин не должен превышать  $24^\circ$ , т.к. при больших зенитных углах возникают проблемы с эксплуатацией погружного нефтедобывающего оборудования. Отклонение забоев от вертикали (отход) у скважин такого типа, в зависимости от глубины пласта, может достигать 800 м.

Для проектирования и строительства скважин, связанных с конкретными условиями разработки месторождения и геологическими характеристиками продуктивного пласта, применяются специальные типы профилей (пологие и горизонтальные). К специальным можно отнести также профили *а, б, в, г* (рис. 2.1), если зенитный угол в скважине превышает  $24^\circ$ , или необходимо набрать отход более 800 м.

Пологими и горизонтальными скважинами называют скважины, которые имеют большой зенитный угол при вскрытии продуктивного пласта. Такие скважины бурятся с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проходки в залежи участка ствола большой протяженности.

**Пологие скважины (J-образный профиль)** вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $25^\circ$  до  $60^\circ$ . Вскрытие пласта такими скважинами с зенитным углом более  $60^\circ$  нецелесообразно, т.к. возникают проблемы при проведении промыслово-геофизических работ (непрохождение приборов). Профиль пологой скважины составляется таким образом, чтобы создать наиболее благоприятные условия для работы погружного нефтедобывающего оборудования и достичь наибольший отход от вертикали. Так, например, до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования скважина имеет зенитный угол не более  $20^\circ$ , а затем производят добор зенитного угла до необходимой величины, чтобы набрать запланированный отход, но не более  $55^\circ$ .

Профили пологих скважин имеют различный вид, но можно выделить четыре основных (рис. 2.2). Профиль типа *а* и *б* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис. 2.2а) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис. 2.2б). Профиль типа *в* и *г* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $24^\circ$ ) в интервале бурения под кондуктор, стабилизации набранных параметров кривизны до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования, добора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис. 2.2в) или малоинтенсивного (рис. 2.2г) уменьшения зенитного угла.

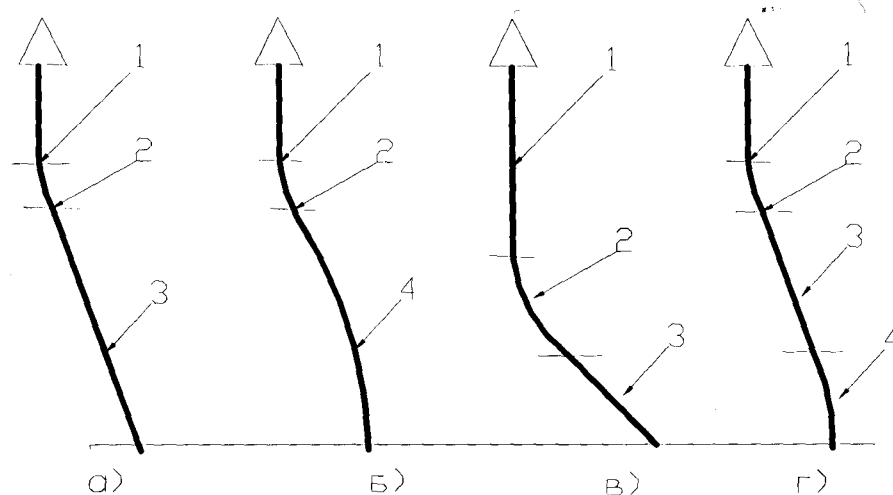


Рис. 2.1. Профили обычных наклонно направленных скважин

а — трехинтервальный с участком стабилизации; б — трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; в — трехинтервальный с участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны и участком стабилизации; г — четырехинтервальный; 1 — вертикальный участок; 2 — участок набора параметров кривизны; 3 — участок стабилизации; 4 — участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

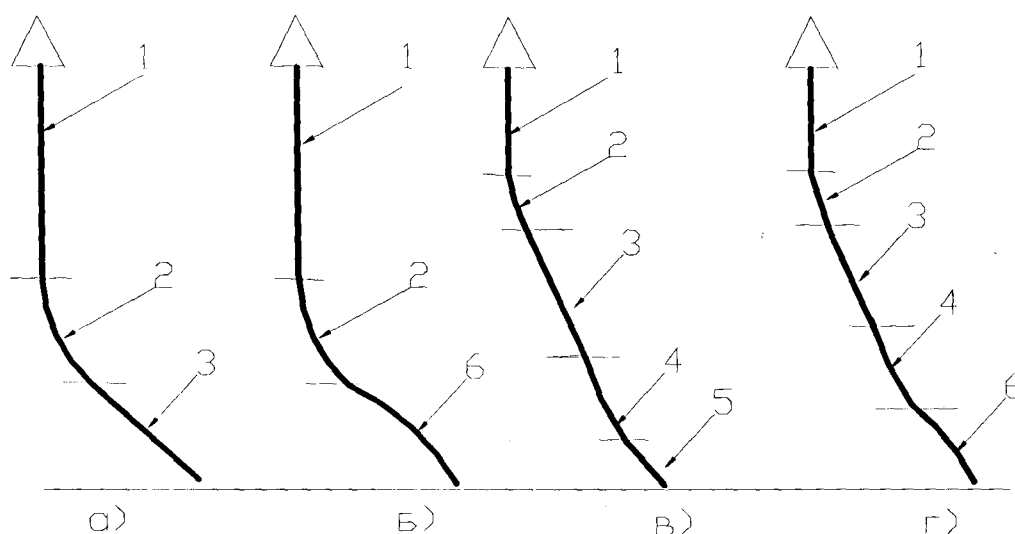


Рис.2.2. Профили пологих скважин

а — с участком стабилизации; б — с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; в — с участком добора параметров кривизны и их стабилизации; г — с участком добора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения; 1 — вертикальный участок; 2 — участок набора параметров кривизны; 3 — участок стабилизации; 4 — участок добора параметров кривизны; 5 — участок стабилизации зенитного угла; 6 — участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

**Радиальные скважины** — это скважины, которые бурятся по большому радиусу кривизны, вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом до  $55^\circ$  и имеют следующие участки: вертикальный, участок набора параметров кривизны (до  $1,5^\circ/10$  м) и участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла (до  $3^\circ/100$  м).

Профили радиальных скважин представлены на рис. 2.3. Профиль типа *а* (рис. 2.3а) имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $10^\circ-15^\circ$ ), малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^\circ$ . Профиль типа *б* (рис. 2.3б) имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $10^\circ-15^\circ$ ) при бурении под кондуктор, малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^\circ$ . Набор параметров кривизны до  $10^\circ-15^\circ$  объясняется тем, что это минимальные значения зенитного угла, при которых более или менее стабилизируется азимутальное направление.

Радиальные скважины являются переходными между пологими и горизонтальными скважинами и не требуют для бурения специальных технических средств. Профиль радиальной скважины обеспечивает минимальные значения нагрузки на крюке при подъеме буровой колонны или погружного нефтедобывающего оборудования, т.е. силы сопротивления при движении какой-либо колонны в стволе скважины, а также крутящий момент в процессе бурения (или добычи) сводятся к минимуму. Технология бурения таких скважин не отработана, в основном, из-за отсутствия надежных КНБК, обеспечивающих не только малоинтенсивный рост зенитного угла, но и стабилизацию по магнитному азимуту.

**Горизонтальные скважины** — это скважины, которые вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $80^\circ$  до  $100^\circ$ . Горизонтальные скважины редко имеют угол  $90^\circ$ , т.к. продуктивные пласты, на которые они закладываются, обычно имеют какой-то угол падения. Длина горизонтального участка может колебаться от 100 до 2500 метров в зависимости от назначения скважины.

Профили горизонтальных скважин (рис. 2.4) также имеют различный вид, но можно выделить три основных. Профиль типа *а* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны до пласта (до  $60^\circ-75^\circ$ ) и в пласте (до  $80^\circ-100^\circ$ ), горизонтального участка (рис. 2.4а). Профиль типа *б* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны в интервале бурения под кондуктор (до  $35^\circ$ ), стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^\circ-75^\circ$ ) и в пласте (до  $80^\circ-100^\circ$ ), горизонтального участка (рис. 2.4б). Профиль типа *в* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $35^\circ$ ), стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^\circ-75^\circ$ ) и в пласте (до  $80^\circ-100^\circ$ ), горизонтального участка (рис. 2.4в).

**Многозабойные скважины (МЗС)** — это скважины, которые имеют в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания определяются геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозабойных скважин (см. рис. 2.5) имеют различный вид, но можно выделить основные:

- а) МЗС с горизонтальными и пологими стволами;
- б) МЗС с волнообразными дополнительными стволами;
- в) МЗС многоярусные;
- г) МЗС радиально-горизонтальные.

Кроме того, все пять групп типов профилей на участках набора параметров кривизны или их падения характеризуются радиусом кривизны или интенсивностью искривления, которые являются основными параметрами, характеризующими качество проводки наклонно-направленной скважины. На практике обычно эти участки делятся на четыре типа:

1. С большим радиусом кривизны ( $>190$  м),
2. Со средним радиусом кривизны ( $60-190$  м),
3. С малым радиусом кривизны ( $11,5-60$  м),
4. С коротким радиусом кривизны ( $5,73-10$  м).

Участки набора или падения параметров кривизны с большим радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $0,1^\circ-3^\circ/10$  м, которая дает радиус искривления более 190 м.

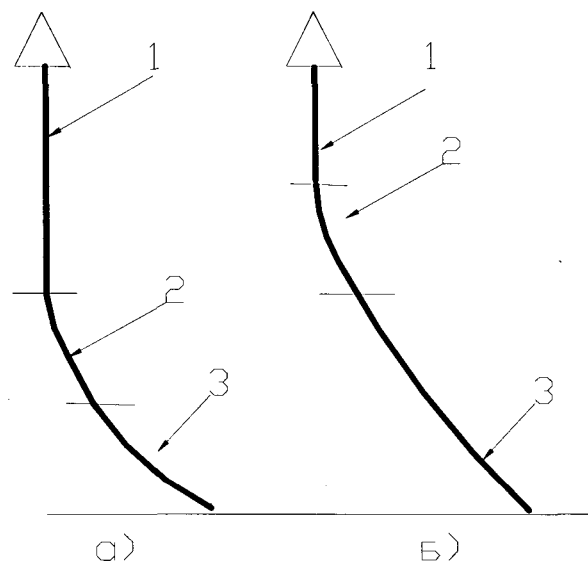


Рис. 2.3. Профили радиальных скважин

а — с участком набора параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; б — с участком набора параметров кривизны в кондукторе;

1 — вертикальный участок; 2 — участок набора параметров кривизны; 3 — участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

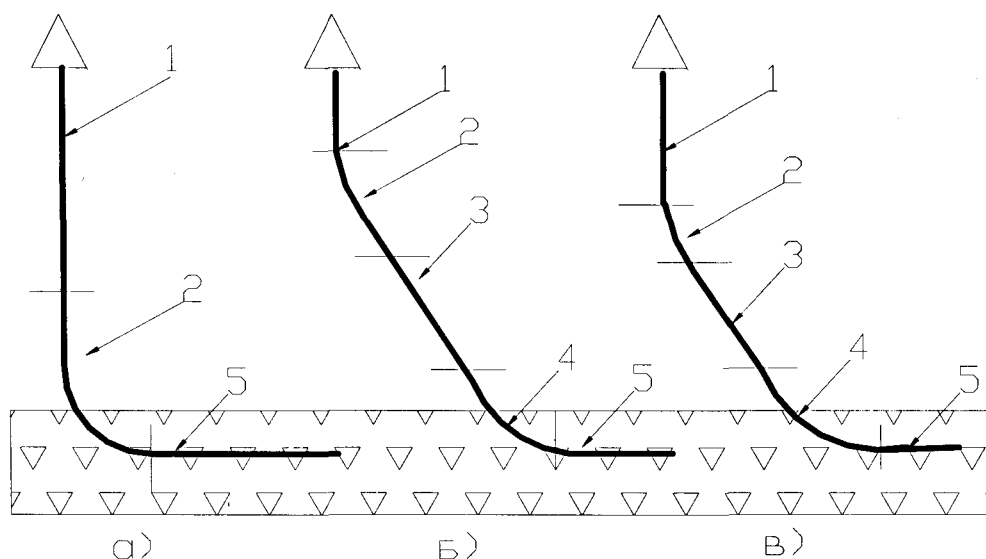


Рис. 2.4. Профили горизонтальных скважин

а — с участком набора до горизонтального участка; б — с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; в — с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования;

1 — вертикальный участок; 2 — участок набора параметров кривизны; 3 — участок стабилизации; 4 — участок добора параметров кривизны; 5 — горизонтальный участок.

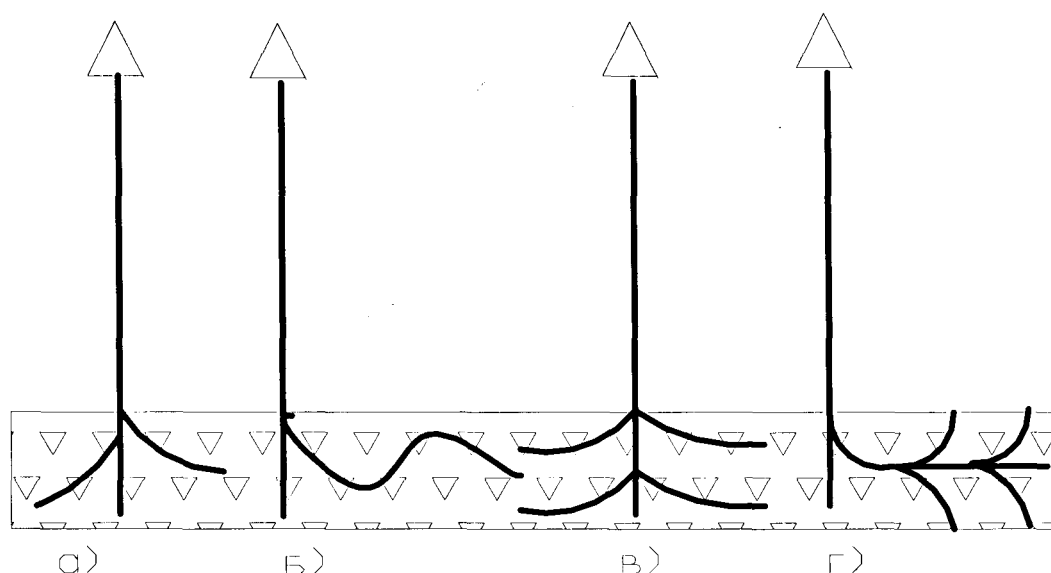


Рис. 2.5. Профили многозабойных скважин

*a* — МЗС с горизонтальными и пологими стволами; *б* — МЗС с волнообразными дополнительными стволами; *в* — МЗС многоярусные; *г* — МЗС радиально-горизонтальные.

Бурение таких участков ведется с помощью инструмента для обычного и многозабойного направленного бурения.

Участки набора или падения параметров кривизны со средним радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $3,1^{\circ} - 9,6^{\circ}/10$  м, которая дает радиус искривления 60–190 м. Бурение таких участков ведется с помощью специальных гидравлических забойных двигателей и обычных элементов буровых колонн. Участки набора или падения параметров кривизны считаются участками со средним радиусом кривизны, если КНБК нельзя вращать после их проходки. Максимальная интенсивность набора в этом случае ограничена пределами на изгиб и кручение для буровых труб.

Участки набора или падения параметров кривизны с малым радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $9,7^{\circ} - 19,1^{\circ}/10$  м, которая дает радиус кривизны 30–60 м. Участки набора или падения параметров кривизны с коротким радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $5,7^{\circ} - 10^{\circ}/1$  м, которая дает радиус кривизны менее 10 м. Бурение таких участков (с малым и коротким радиусом кривизны) ведется с помощью специального бурового инструмента и по специальной технологии и обычно применяется при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин. Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления приведено в таблице 2.1.

### 2.3. СЕТКИ РАЗБУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ». КРУГИ ДОПУСКА ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Для разработки одного и того же месторождения можно предложить несколько вариантов, отличающихся различным числом скважин, очередностью введения их в эксплуатацию, режимами работы и т.д., но необходимо стремиться к тому, чтобы система разработки была рациональной.

Одним из критериев выбора рациональной системы разработки является обеспечение наименьшей степени взаимодействия между скважинами. Из законов подземной гидравлики следует, что при увеличении расстояния между скважинами степень взаимодействия их уменьшается и при сохранении одинаковых забойных давлений дебит каждой скважины увеличивается. При этом затраты на бурение и обустройство каждой данной скважины окупаются в кратчайший срок. Однако с увеличением расстояния между скважинами общее число их на месторождении и суммарный



дебит уменьшаются, а срок разработки увеличивается. Кроме того, в условиях неоднородного пласта увеличение расстояния между скважинами может привести к тому, что часть нефтенасыщенных линз, полулинз или пропластков не будет охвачена скважинами, и они не будут приобщены к разработке.

При выборе расстояния между рядами и скважинами в рядах руководствуются геолого-техническими и экономическими соображениями.

Бурить скважины рекомендуется вначале по разряженной сетке, чтобы была возможность доразведать залежь и уточнить расстояние между проектными скважинами. При проектировании следует предусмотреть резервный фонд скважин. Эти скважины должны быть пробурены на последних этапах разработки для извлечения оставшихся запасов нефти на участках, где она осталась вследствие фациальных особенностей пласта.

В зависимости от размеров залежи, ее геологической характеристики, свойств коллектора и насыщающих флюидов в ОАО «Сургутнефтегаз» применяются, в основном, следующие сетки разбуривания: 400х400, 500х500, 600х600, 700х700 при плотности размещения скважин соответственно 16, 25, 36, 49 га.

От того, насколько точно будет выдержана сетка разбуривания, в конечном итоге зависят эффективность разработки месторождения и конечный коэффициент нефтеотдачи. Поэтому для скважин, в зависимости от сетки разбуривания пласта, устанавливаются так называемые круги допуска.

Данные по допустимым кругам допуска для ряда пластов приведены в таблице 2.2.

# Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления

Таблица 2.1

Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м
<b>С большим радиусом кривизны</b>							
0,1	5730	0,9	637	1,7	337	2,5	229
0,2	2865	1	573	1,8	318	2,6	220
0,3	1910	1,1	521	1,9	302	2,7	212
0,4	1432	1,2	478	2	286	2,8	205
0,5	1146	1,3	441	2,1	273	2,9	198
0,6	955	1,4	409	2,2	260	3	191
0,7	819	1,5	382	2,3	249		
0,8	716	1,6	358	2,4	239		
<b>Со средним радиусом кривизны</b>							
3,1	185	4,8	119	6,5	88	8,2	69,8
3,2	179	4,9	117	6,6	87	8,3	69
3,3	174	5	115	6,7	85	8,4	68,2
3,4	169	5,1	112	6,8	84	8,5	67,4
3,5	164	5,2	110	6,9	83	8,6	66,6
3,6	159	5,3	108	7	82	8,7	65,8
3,7	155	5,4	106	7,1	81	8,8	65,1
3,8	151	5,5	104	7,2	79	8,9	64,3
3,9	147	5,6	102	7,3	78	9	63,6
4	143	5,7	100	7,4	77	9,1	62,9
4,1	140	5,8	99	7,5	76	9,2	62,2
4,2	136	5,9	97	7,6	75	9,3	61,6
4,3	133	6	95	7,7	74	9,4	60,9
4,4	130	6,1	94	7,8	73	9,5	60,3
4,5	127	6,2	92	7,9	72	9,6	59,6
4,6	124	6,3	91	8	71,6		
4,7	122	6,4	89	8,1	70,7		
<b>С малым радиусом кривизны</b>							
9,7	59	12,1	47,3	14,5	39,5	16,9	33,9
9,8	58,4	12,2	46,9	14,6	39,2	17	33,7
9,9	57,8	12,3	46,5	14,7	38,9	17,1	33,5

Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10 м	Радиус кривизны, м
10	57,3	12,4	46,2	14,8	38,7	17,2	33,3
10,1	56,7	12,5	45,8	14,9	38,4	17,3	33,1
10,2	56,1	12,6	45,4	15	38,2	17,4	32,9
10,3	55,6	12,7	45,1	15,1	37,9	17,5	32,7
10,4	55	12,8	44,7	15,2	37,6	17,6	32,5
10,5	54,5	12,9	44,4	15,3	37,4	17,8	32,1
10,6	54	13	44	15,4	37,2	17,9	32
10,7	53,5	13,1	43,7	15,5	36,9	18	31,8
10,8	53	13,2	43,4	15,6	36,7	18,1	31,6
10,9	52,5	13,3	43	15,7	36,4	18,2	31,4
11	52	13,4	42,7	15,8	36,2	18,3	31,3
11,1	51,6	13,5	42,4	15,9	36	18,4	31,1
11,2	51,1	13,6	42,1	16	35,8	18,5	30,9
11,3	50,7	13,7	41,8	16,1	35,5	18,6	30,8
11,4	50,2	13,8	41,5	16,2	35,3	18,7	30,6
11,5	49,8	13,9	41,2	16,3	35,1	18,8	30,4
11,6	49,3	14	40,9	16,4	34,9	18,9	30,3
11,7	48,9	14,1	40,6	16,5	34,7	19	30,1
11,8	48,5	14,2	40,3	16,6	34,5	19,1	30
11,9	48,1	14,3	40	16,7	34,3		
12	47,7	14,4	39,7	16,8	34,1		
С коротким радиусом кривизны (5,7°-10°/1 м)							
5,7	10	6,8	8,4	7,9	7,2	9	6,36
5,8	9,9	6,9	8,3	8	7,16	9,1	6,29
5,9	9,7	7	8,2	8,1	7,07	9,2	6,22
6	9,5	7,1	8,1	8,2	6,98	9,3	6,16
6,1	9,4	7,2	7,9	8,3	6,9	9,4	6,09
6,2	9,2	7,3	7,8	8,4	6,82	9,5	6,03
6,3	9,1	7,4	7,7	8,5	6,74	9,6	5,96
6,4	8,9	7,5	7,6	8,6	6,66	9,7	5,9
6,5	8,8	7,6	7,5	8,7	6,58	9,8	5,84
6,6	8,7	7,7	7,4	8,8	6,51	9,9	5,78
6,7	8,5	7,8	7,3	8,9	6,43	10	5,73

Значение интенсивности дано в градусах и долях градуса.

**Интерполированные значения допустимых величин круга допуска  
в зависимости от глубины по стволу скважин и шага сетки разбуривания месторождения  
(согласно действующему РД 5753490-026–2001)**

Таблица 2.2

Длина по стволу, м	Максимально допустимый радиус круга допуска, м; 5% от длины по стволу	Радиус круга допуска при интерполяции граничных условий, м										
		Минимальное расстояние между забоями, м (S)										
		250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
100	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
200	10	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
300	15	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
400	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
500	25	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
600	30	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
700	35	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
800	40	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
900	45	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
1000	50	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
1100	55	25,5	30,6	35,7	40,8	45,9	51	56,1	61,2	66,3	71,4	76,5
1200	60	26	31,2	36,4	41,6	46,8	52	57,2	62,4	67,6	72,8	78
1300	65	26,5	31,8	37,1	42,4	47,7	53	58,3	63,6	68,9	74,2	79,5
1400	70	27	32,4	37,8	43,2	48,6	54	59,4	64,8	70,2	75,6	81
1500	75	27,5	33	38,5	44	49,5	55	60,5	66	71,5	77	82,5
1600	80	28,0	33,6	39,2	44,8	50,4	56	61,6	67,2	72,8	78,4	84
1700	85	28,5	34,2	39,9	45,6	51,3	57	62,7	68,4	74,1	79,8	85,5
1800	90	29	34,8	40,6	46,4	52,2	58	63,8	69,6	75,4	81,2	87
1900	95	29,5	35,4	41,3	47,2	53,1	59	64,9	70,8	76,7	82,6	88,5
2000	100	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90
2010	100,5	30,05	36,06	42,07	48,08	54,09	60,1	66,11	72,12	78,13	84,14	90,15
2020	101	30,1	36,12	42,14	48,16	54,18	60,2	66,22	72,24	78,26	84,28	90,3
2030	101,5	30,15	36,18	42,21	48,24	54,27	60,3	66,33	72,36	78,39	84,42	90,45

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2040	102	30,2	36,24	42,28	48,32	54,36	60,4	66,44	72,48	78,52	84,56	90,6
2050	102,5	30,75	36,9	43,05	49,2	55,35	61,5	67,65	73,8	79,95	86,1	92,25
2060	103	30,9	37,08	43,26	49,44	55,62	61,8	67,98	74,16	80,34	86,52	92,7
2070	103,5	31,05	37,26	43,47	49,68	55,89	62,1	68,31	74,52	80,73	86,94	93,15
2080	104	31,2	37,44	43,68	49,92	56,16	62,4	68,64	74,88	81,12	87,36	93,6
2090	104,5	31,35	37,62	43,89	50,16	56,43	62,7	68,97	75,24	81,51	87,78	94,05
2100	105	31,5	37,8	44,1	50,4	56,7	63	69,3	75,6	81,9	88,2	94,5
2110	105,5	31,65	37,98	44,31	50,64	56,97	63,3	69,63	75,95	82,29	88,62	94,95
2120	106	31,8	38,16	44,52	50,88	57,24	63,6	69,96	76,32	82,68	89,04	95,4
2130	106,5	31,95	38,34	44,73	51,12	57,51	63,9	70,29	76,68	83,07	89,46	95,85
2140	107	32,1	38,52	44,94	51,36	57,78	64,2	70,62	77,04	83,46	89,88	96,3
2150	107,5	32,25	38,7	45,15	51,6	58,05	64,5	70,95	77,4	83,85	90,3	96,75
2160	108	32,4	38,88	45,36	51,84	58,32	64,8	71,28	77,76	84,24	90,72	97,2
2170	108,5	32,55	39,06	45,57	52,08	58,59	65,1	71,61	78,12	84,63	91,14	97,65
2180	109	32,7	39,24	45,78	52,32	59,86	65,4	71,94	78,48	85,02	91,56	98,1
2190	109,5	32,85	39,42	45,99	52,56	59,13	65,7	72,27	78,84	85,41	91,98	98,55
2200	110	33	39,6	46,2	52,8	59,4	66	72,6	79,2	85,8	92,4	99
2210	110,5	33,15	39,78	46,41	53,04	59,67	66,3	72,93	75,56	86,19	92,82	99,45
2220	111	33,3	39,96	46,62	53,28	59,94	66,6	73,26	79,92	86,58	93,24	99,9
2230	111,5	33,45	40,14	46,83	53,52	60,21	66,9	73,59	80,28	86,97	93,66	100,35
2240	112	33,6	40,32	47,04	53,76	60,48	67,2	73,92	80,64	87,36	94,08	100,8
2250	112,5	33,75	40,5	47,25	54	60,75	67,5	74,25	81	87,75	94,5	101,25
2260	113	33,9	40,68	47,46	54,24	61,02	67,8	74,58	81,36	88,14	94,92	101,7
2270	113,5	34,05	40,86	47,67	54,48	61,29	68,1	74,91	81,72	88,53	95,34	102,15
2280	114	34,2	41,04	47,88	54,72	61,56	68,4	75,24	82,08	88,92	95,76	102,6
2290	114,5	34,35	41,22	48,09	54,96	61,83	68,7	75,57	82,44	89,31	96,18	103,05
2300	115	34,5	41,4	48,3	55,2	62,1	69	75,9	82,8	89,7	96,6	103,5
2310	115,5	34,65	41,58	48,51	55,44	62,37	69,3	76,23	83,16	90,09	97,02	103,95
2320	116	34,8	41,76	48,72	55,68	62,64	69,6	76,56	83,52	90,48	97,44	104,4
2330	116,5	34,95	41,94	48,93	55,92	62,91	69,9	76,89	83,88	90,87	97,86	104,85
2340	117	35,1	42,12	49,14	56,16	63,18	70,2	77,22	84,24	91,26	98,28	105,3
2350	117,5	35,25	42,3	49,35	56,4	63,45	70,5	77,55	84,6	91,65	98,7	105,75
2360	118	35,4	42,48	49,56	56,64	63,72	70,8	77,88	84,96	92,04	99,12	106,2
2370	118,5	35,55	42,66	49,77	56,88	63,99	71,1	78,21	85,32	92,43	99,54	106,65

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2380	119	35,7	42,84	49,98	57,12	64,26	71,4	78,54	85,68	92,82	99,96	107,1
2390	119,5	35,85	42,02	50,19	57,36	64,53	71,7	78,87	86,04	93,21	100,38	107,55
2400	120	36	43,2	50,4	57,6	64,8	72	79,2	86,4	93,6	100,8	108
2410	120,5	36,15	43,38	50,61	57,84	65,07	72,3	79,53	86,76	93,99	101,22	108,45
2420	121	36,3	43,56	50,82	58,08	65,34	72,6	79,86	87,12	94,38	101,64	108,9
2330	116,5	34,95	41,94	48,93	55,92	62,91	69,9	76,89	83,88	90,87	97,86	104,85
2440	122	36,6	43,92	51,24	58,56	65,88	73,2	80,52	87,84	95,16	102,48	109,8
2450	122,5	36,75	44,1	51,45	58,8	66,15	73,5	80,85	88,2	95,55	102,9	110,25
2460	123	36,9	44,28	51,66	59,04	66,42	73,8	81,18	88,56	95,94	103,32	110,7
2470	123,5	37,05	44,46	51,87	59,28	66,69	74,1	81,51	88,92	96,33	103,74	111,15
2480	124	37,2	44,64	52,08	59,52	66,96	74,4	81,84	89,28	96,72	104,16	111,6
2490	124,5	37,35	44,82	52,29	59,76	67,23	74,7	82,17	89,64	97,11	104,58	112,05
2500	125	37,5	45	52,5	60	67,5	75	82,5	90	97,5	105	112,5
2510	125,5	37,75	45,3	52,85	60,4	67,95	75,5	83,05	90,6	98,15	105,7	113,25
2520	126	38	45,6	53,2	60,8	68,4	76	83,6	91,2	98,8	106,4	114
2530	126,5	38,25	45,9	53,55	61,2	68,85	76,5	84,15	91,8	99,45	107,1	114,75
2540	127	38,5	46,2	53,9	61,6	69,3	77	84,7	92,4	100,1	107,8	115,5
2550	128	38,75	46,5	54,25	62	69,75	77,5	85,25	93	100,75	108,5	116,25
2560	128	39	46,8	54,6	62,4	70,2	78	85,8	93,6	101,4	109,2	117
2570	128,5	39,25	47,1	54,95	62,8	70,65	78,5	86,35	94,2	102,05	109,9	117,75
2580	129	39,5	47,4	55,3	63,2	71,1	79	86,9	94,8	102,7	110,6	118,5
2590	129,5	39,75	47,7	55,65	63,6	71,55	79,5	87,5	95,4	103,35	111,3	119,25
2600	130	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120
2610	130,5	40,25	48,3	56,35	64,4	72,45	80,5	88,55	96,6	104,65	112,7	120,75
2620	131	40,5	48,6	56,7	64,8	72,9	81	89,1	97,2	105,3	113,4	121,5
2630	131,5	40,75	48,9	57,05	65,2	73,35	81,5	89,65	97,6	105,95	114,1	122,25
2640	132	41	49,2	57,4	65,6	73,8	82	90,2	98,4	106,6	114,8	123
2650	132,5	41,25	49,5	57,75	66	74,25	82,5	90,75	99	107,25	115,5	123,75
2660	133	41,5	49,8	58,1	66,4	74,7	83	91,3	99,6	107,9	116,2	124,5
2670	133,5	41,75	50,1	58,45	66,8	75,15	83,5	91,85	100,2	108,55	116,9	125,25
2680	134	42	50,4	58,8	67,2	75,6	84	92,4	100,8	109,2	117,6	126
2690	134,5	42,25	50,7	59,15	67,6	76,05	84,5	92,95	101,4	109,85	118,3	126,75
2700	135	42,5	51	59,5	68	76,5	85	93,5	102	110,5	119	127,5
2710	135,5	42,75	51,3	59,85	68,4	76,95	85,5	94,05	102,6	111,15	119,7	128,25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2720	136	43	51,6	60,2	68,8	77,4	86	94,6	103,2	111,8	120,4	129
2730	136,5	43,25	51,9	60,55	69,2	77,85	86,5	95,15	103,8	112,45	121,1	129,75
2740	137	43,5	52,2	60,9	69,6	78,3	87	95,7	104,4	113,1	121,8	130,5
2750	137,5	43,75	52,5	61,25	70	78,75	87,5	96,25	105	113,75	122,5	131,25
2760	138	44	52,8	61,5	70,4	79,2	88	96,8	105,6	114,4	123,2	132
2770	138,5	44,25	53,1	61,95	70,8	79,65	88,5	97,35	106,2	115,05	123,9	132,75
2780	139	44,5	53,4	62,3	71,2	80,1	89	97,9	106,8	115,7	124,6	133,5
2790	139,5	44,75	53,7	62,65	71,6	80,55	89,5	98,45	107,4	116,35	125,3	134,25
2800	140	45	54	63,0	72	81	90	99	108	117	126	135
2810	140,5	45,25	54,3	63,35	72,4	81,45	90,5	99,55	108,6	117,65	126,7	135,75
2820	141	45,5	54,6	63,7	72,8	81,9	91	100,1	109,2	118,3	127,4	136,5
2830	141,5	45,75	54,9	64,05	73,2	82,35	91,5	100,65	109,8	118,95	128,1	137,25
2840	142	46	55,2	64,4	73,6	82,8	92	101,2	110,4	119,6	128,8	138
2850	142,5	46,25	55,5	64,75	74	83,25	92,5	101,75	111	120,25	129,5	138,75
2860	143	46,5	55,8	65,1	74,4	83,7	93	102,3	111,6	120,9	130,2	139,5
2870	143,5	46,75	56,1	65,45	74,8	84,15	93,5	102,85	112,2	121,55	130,9	140,25
2880	144	47	56,4	65,8	75,2	84,6	94	103,4	112,8	122,2	131,6	141
2890	144,5	47,25	56,7	66,15	75,6	85,05	94,5	103,95	113,4	122,85	132,3	141,75
2900	145	47,5	57	66,5	76	85,5	95	104,5	114	123,5	133	142,5
2910	145,5	47,75	57,3	66,85	76,4	85,95	95,5	105,05	114,6	124,15	133,7	143,25
2920	146	48	57,6	67,2	76,8	86,4	96	105,8	115,2	124,8	134,4	144
2930	146,5	48,25	57,9	67,55	77,2	86,85	96,5	106,15	115,8	125,45	135,1	144,75
2940	147	49	58,2	67,9	77,6	87,3	97	106,7	116,4	126,1	135,8	145,5
2950	147,5	48,75	58,5	68,25	78	87,75	97,5	107,25	117	126,75	136,5	146,25
2960	148	49	58,8	68,5	78,4	88,2	98	107,8	117,6	127,4	137,2	147
2970	148,5	49,25	59,1	68,95	78,8	88,65	98,5	108,35	118,2	128,05	137,9	147,75
2980	149	49,5	59,4	69,3	79,2	89,1	99	108,9	118,8	128,7	138,6	148,5
2990	149,5	49,75	59,7	69,65	79,6	89,55	99,5	109,45	119,4	129,35	139,3	149,25
3000	150	50	60,0	70	80	90	100	110	120	130	140	150

### 3. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

#### 3.1. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ВЗБТ

##### УСТАНОВКА БУРОВАЯ БУ 2900/175 ДЭП И ЕЕ МОДИФИКАЦИЯ

Буровая установка — это комплекс специализированных единиц, предназначенных для строительства скважин и расположенных на специальных основаниях.

#### Технические характеристики

Таблица 3.1

1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750
2. Условная глубина бурения, м	2900
3. Расчетная глубина бурения, м при массе погонного метра бурильной колонны 25 кг	3500 4200
4. Наибольшая оснастка талевого системы	4x5
5. Диаметр талевого каната, мм	28
6. Тип привода основных механизмов (лебедки, ротора, буровых насосов)	тиристорный электропривод постоянного тока, индивидуальный
7. Регулирование привода основных механизмов	Плавное
8. Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт	550
9. Наибольшая нагрузка от массы бурильной колонны, кН (тс)	1050 (150)
10. Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, кН (тс)	$0,2_{-0,10}^{+0,05}$
11. Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	$1,54 \pm 0,04$
12. Скорость подачи инструмента, обеспечиваемая тормозом ТЭП-45, м/с	0...2,0
13. Привод лебедки	одноводвигательный
14. Число основных буровых насосов, шт.	2
14.1. Мощность бурового насоса, кВт, не менее	600
14.2. Предельное давление насоса (наибольшее), МПа, не менее	25
14.3. Диапазон регулирования производительности бурового насоса, дм <sup>3</sup> /с	0...45,27



15. Ротор со встроенным клиновым захватом	
15.1. Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее	560
15.2. Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	180
15.3. Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	1750
15.4. Статический крутящий момент на столе ротора, кНм, не более	35
15.5. Диапазон регулирования частоты вращения стола ротора, с <sup>-1</sup> (об/мин)	0,166...3,33 (10...200)
16. Вертлюг	
16.1. Статическая грузоподъемность, кН	1750
16.2. Максимальное число оборотов, с <sup>-1</sup> (об/мин.)	3,33 (200)
17. Вышка	А-образная, секционная, оборудованная механизмом подъема верхнего рабочего или маршевыми лестницами
17.1. Полезная высота вышки, м	40,8
17.2. Номинальная длина свечи, м	25 или 27
17.3. Механизм подъема вышки	встроенный
18. Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее	6,1
19. Площадь подсвечников, м <sup>2</sup>	4,8
20. Высота расположения лебедки с приводом на основании вышечно-лебедочного блока от уровня земли, м, не более	2,1
21. Полезный суммарный объем емкостей циркуляционной системы, м <sup>3</sup>	90
22. Суммарная номинальная установленная мощность электростанций при $\cos \varphi = 0,8$ , кВт	2200
том числе:	
2 шт. мощностью, кВт	1000
1 шт. мощностью, кВт	200
23. Конструкция укрытия блоков	панельная, с мягким утепленным покрытием
24. Обогрев рабочих мест и оборудования	паровой и электрический
25. Средства механизации	автоматический буровой ключ, пневмораскрепитель, вспомогательная лебедка грузоподъемностью 30 кН, пневмоклинья в роторе, консольно-поворотные краны грузоподъемностью 20 и 5 кН, тали грузоподъемностью 10 кН, регулятор подачи долота (функции регулятора подачи долота выполняет тормоз ТЭП-45); люлька подъема верхнего рабочего

26. Способ монтажа и транспортирования	грузоподъемностью 1,2 кН; приспособление для выброса труб с буровой площадки на мосты, механизм открывания ворот, кран
26.1. Крупными блоками	грузоподъемностью 5 кН в насосном блоке
26.1.1. Вышечного блока с одной площадки на новую площадку	на тяжеловозах ТГ-60
26.1.2. Вышечный блок сдвигается с устья пробуренной скважины для ее испытания	с поднятой вышкой на трех тяжеловозах по колее 10,7 м; со снятой вышкой на трех тяжеловозах по колее 3,25 м; при поставке по особому заказу исполнительной сб. ед. Балка перевозочная для двух тяжеловозов – на четырех тяжеловозах в сторону мостов приемных по колее 10,7 м с поднятой вышкой на специальных встроенных в основание колесных тележках по дополнительным приставным опорам с рельсовыми направляющими, с помощью гидротолкателей
26.1.3. Насосный блок	на трех тяжеловозах по колее 3,6 м
26.2. Мелкими блоками	на передвижных платформах
26.3. Агрегатами	на универсальном транспорте
26.4. Блоками-модулями полной заводской готовности и повышенной монтажеспособности	на специальном универсальном транспорте грузоподъемностью до 40 т
27. Вертолетом	на внешней подвеске, с разбивкой модулей на узлы массой 18–20 т

### УСТАНОВКИ БУРОВЫЕ БУ 2900/175 ЭПБМ И БУ 2900/200 ЭПК-БМ

Комплектные буровые установки БУ 2900/175 ЭПБМ и БУ 2900/200 ЭПК-БМ с тиристорным электроприводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении предназначены для одиночного бурения БУ 2900/175 ЭПБМ и для кустового бурения БУ 2900/200 ЭПК-БМ. Блочное-модульное исполнение предусматривает повышение монтажеспособности и улучшенный обзор модулей.

#### Технические характеристики

Таблица 3.2

Технические данные	БУ 2900/175 ЭПБМ	БУ 2900/200 ЭПК-БМ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750	2000
Условная глубина бурения	2900	
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,10–0,25	0,1–0,14
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с	1,66	
Наибольшая оснастка талевой системы	4x5	
Диаметр талевого каната, мм	28	32
Наибольшая нагрузка от массы бурильной колонны, кН	1050	

Тип привода основных механизмов (лебедки, ротора и буровых насосов)	тиристорный, электрический, постоянного тока, индивидуальный	
Метод бурения скважин	одиночный	кустовой
Конструктивная особенность буровой установки	модульное исполнение	
Тип бурового насоса	трехцилиндровый, простого действия (триплекс) НБТ-600-1, НБТ-600-2	
Мощность, кВт	600	
Наибольшее давление на выходе, МПа	25	
Диапазон бесступенчатого регулирования производительности, $\text{дм}^3/\text{с}$	0—45,0	
Номинальная мощность электродвигателя привода насоса, кВт	560	
Число буровых насосов	2	
Подъемный агрегат	550	560
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу, кВт		
Номинальная мощность электродвигателя вспомогательного привода, кВт	37	
Скорость подъема крюка от вспомогательного привода, м/с:		
на первой передаче	0,016	
на второй передаче	0,031	
Скорость спуска инструмента, обеспечиваемая тормозом ТЭП—45, м/с	0-2	
Ротор	Р-560	
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	
Расчетная мощность привода, кВт	170	
Допускаемая статическая нагрузка на ствол ротора, кН	2000	
Диапазон регулирования частоты вращения стола ротора, $\text{с}^{-1}$ (об/мин)	0—3,33 (0—200)	
Статический крутящий момент на стволе ротора кратковременный (до 15 с), кНм, не более	35	
Вертлюг		
Статическая грузоподъемность, кН	1750	2000
Максимальная скорость вращения ствола, $\text{с}^{-1}$ (об/мин)	3,33 (200)	
Максимальное давление прокачиваемой жидкости, МПа	25	
Вышка	А-образная, секционная, свободно стоящая, без оттяжек, с маршевыми лестницами и встроенным механизмом подъема	

Номинальная длина свечи, м	25+0,5 или 27+0,5	
Полезная высота, м	41,6	
Допускаемая скорость ветра, м/с (ветровые районы СНиП 2,01,07–85 Приложение 4):		
в рабочем состоянии	20	
в нерабочем состоянии (с установленной на подсвечниках бурильной колонной)	25	
Расстояние от уровня земли до низа подроторных балок, м	4,64	6,64
Система приготовления очистки и обработки		
Объем, м³, не менее	120	140
Количество ступеней очистки	3	
Система обогрева рабочих мест	смешанная (электро- и паробогрев)	
Средства механизации: автоматический ключ буровой АКБ-3М2; вспомогательная лебедка грузоподъемностью 30 кН; консольно-поворотный кран грузоподъемностью 32 кН (3,2 тс); регулятор подачи долота (используется вспомогательный тормоз ТЭП-45); приспособления для выброса труб на мостки; таль электрическая грузоподъемностью 20 кН; тали ручные грузоподъемностью 10 кН; приспособление для подвески блока превенторов; пневмораскрепители; приспособление для аварийной эвакуации верхового рабочего; механизм для подачи труб на приемный мост; пневмоклинья, встроенные в ротор; механизм открывания ворот; приспособление для установки квадрата с вертлюгом в шурф и др.		
Общее количество модулей с оборудованием и сооружений модульного типа	33	35

# **ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ВЗБТ**

## **Технические характеристики основания вышечного блока**

Таблица 3.3

Конструкция основания	Модульная
Наибольшая нагрузка на основание вышечного блока, передаваемая через опоры вышки, кН (тс)	280 (284)
Нагрузка на основание, передаваемая через каждый из подсвечников, кН (тс)	2х525 (52,5)
Нагрузка на подроторные балки оснований, кН (тс)	2000 (200)
Количество подсвечников, шт.	2
Расстояние между опорами под А-образную вышку, м	6,5
Отметка от уровня земли, м	
Пола буровой площадки	8,0
Низа рамы ротора	6,64
Опор вышки	4,8

## **Техническая характеристика лебедки для буровых установок БУ 2900/175 ЭПБМ 1**

Таблица 3.4

Расчетная мощность на барабане лебедки (максимальная), кВт	
Максимальное натяжение ходовой ветви канала, кН (тс)	240 (24)
Диаметр талевого каната, мм	28 или 32
Число скоростей вращения барабанного вала от вспомогательного и главного приводов	2
Размеры барабана, мм	
диаметр	550
длина	1060
Тормоз вспомогательный	Электро-магнитный порошковый ТЭП-45
Масса, кг	35800

## **Технические характеристики буровых вышек**

Таблица 3.5

Наименование показателей	Параметры буровых вышек		
	Б11.01.00.000	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-1
	БУ 2900/175 ДЭП	БУ 2900/175 ЭПБМ 1	БУ 2900/200 ЭПК
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750	1750	2000
Нагрузка на крюке при испытании, кН	2100	2100	2400
Рабочая высота (расстояние от стола ротора до подкронблочной рамы) Н, м	40,8	41,6	41,6
Вышка предназначена для работы со свечами длиной, м	25 и 27	25 и 27	25 и 27
Сечение ноги вышки	3-гранное	4-гранное	4-гранное
Число секций	6+общий наголовник	6+общий наголовник	6+общий наголовник
Диаметр и толщина основной трубы, мм	140х12	140х12	140х12

Наименование показателей	Параметры буровых вышек		
	Б11.01.00.000	Б12.01.00.000	Б12.01.00.000-1
	БУ 2900/175 ДЭП	БУ 2900/175 ЭПБМ I	БУ 2900/200 ЭПК
Соединение секций между собой	Секций — фланцевое, наголовник — на осях		
Габариты сечения ноги, мм	1640x1640x1620	1628x2183	1682x2183
Наличие маршевых лестниц	возможно	имеются	имеются
Размеры, мм			
Н	40800	41640	41640
H <sub>1</sub>	5800	6000	8000
H <sub>2</sub>	3300	2800	4800
H <sub>3</sub>	3370	4823	4823
H <sub>4</sub>	15800	13900	15900
H <sub>5</sub>	3030	9055	11055
A	7500	6500	6500
B	5800	3300	3300
Масса, кг:			
- секции наибольшая	1980	4527	4527
- вышки (без механизма подъема)	18500...18700	31520	31520
- вышки (с механизмом подъема)	26300...26600	33872	33881
Полезная площадь магазинов, м <sup>2</sup>	4,28	4,66	4,66
Система подъема вышки	Встроенным механизмом, талевой системой, вспомогательным приводом или трактором		

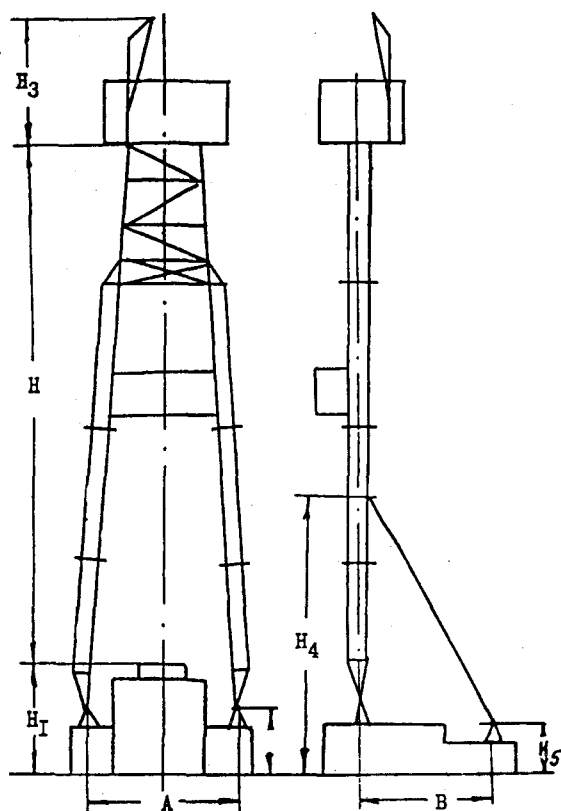


Рис. 3.1. Размеры вышки

# Технические характеристики люльки

Таблица 3.6

Грузоподъемность, кг	120
Статическая испытательная нагрузка, кг	180
Динамическая испытательная нагрузка, (пробный подъем и опускание кабины), кг	132
Высота подъема, м	23,3; 26 (в зависимости от положения балкона)
Скорость подъема, м/мин	11,5
Тип лебедки	барабанно-фрикционная ПЭФ-500
Типовое усилие, кН	5
Тормоз	электромагнитный, колодочный
Запас торможения	2
Электродвигатель	
тип	4 А80 А2СУ1
мощность, кВт	1,5
частота вращения, с <sup>-1</sup> (об/мин)	47,7 (2860)
напряжение, В	380
Канаты	
грузовой,	8,8-ГЛ-В-С-0-11-200
предохранительный,	ГОСТ 3077-80
направляющий,	
верхнего фиксатора	19,5-Г-1-Н (-17С)
разгрузочный	ГОСТ 2688-80
Ловитель тип	центробежный
Общая масса люльки, кг	1451

# Технические характеристики кранблоков

Таблица 3.7

	Тип кранблока	
	БУ 2900/175 ДЭП БУ 2900/175 ЭПБМ	БУ 2900/200 ЭПК-БМ
Максимальная грузоподъемность (с учетом натяжения ходового и неподвижного концов талевого каната и веса подвижных частей талевой системы), кН (тс)	2188 (218,8)	2540 (254)
Максимально допустимое натяжение ходового конца талевого каната, кН (тс)	219 (21,9)	280 (28)
Число канатных шкивов	5+1	5+1
Канавки обработаны под канат диаметром, мм	28	32
Наружный диаметр шкива, мм	1000	1000
Диаметр шкива по дну канавки	900	900
Диаметр оси шкива, мм	170	170
Габаритные размеры, мм		Для секций
длина	2120	816
ширина	910	1000
высота	1080	1080
Масса, кг	1470	2263

# **Технические характеристики крюкоблоков**

Таблица 3.8

Технические данные	БУ 2900/175 ДЭП 2900/175 ЭПБМ	БУ 2900/200БУ ЭПК-БМ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750	2000
Число канатных шкивов	4	
Канавки обработаны под канат диаметром, мм	28	32
Число осей для установки шкивов	1	
Наружный диаметр шкива, мм	1000	
Диаметр шкива по дну канавки, мм	900	
Диаметр оси шкива, мм	170	
Исполнение крюка	литой	
Ход пружины крюка, мм	140	
Габаритные размеры, мм		
длина	3264	
ширина	660	
высота	1050	
Масса, кг	3790	
Подшипники	42234 (ГОСТ 8328-75)	
шкивов	170x310x52 опорный 8380 40x75x26	
крюка	опорный 889736 180x300x95	

## **Технические характеристики механизма крепления неподвижного конца каната**

Таблица 3.9

Максимальное натяжение неподвижного конца каната, кН (тс)	
при работе талевой системы	200 (20)
при подъеме вышки	80 (8)
Диаметр барабана, мм	450
Длина барабана, мм	156
Диаметр талевого каната, мм	28-32
Количество витков каната на барабане	3-4
Максимальное усилие на шток первичного преобразователя усилий, кН (тс)	80 (8)
Масса, кг	278

## **Технические характеристики механизма подачи труб**

Таблица 3.10

Рабочее давление воздуха, МПа	0,6; 0,85
Внутренний диаметр цилиндра, мм	400
Ход поршня, мм	380
Количество рабочих цилиндров, шт.	4



**Технические характеристики  
автоматического ключа бурового АКБ-3М2-Э2**

Таблица 3.11

Условный диаметр свинчиваемых и развинчиваемых труб, мм	
бурильных	108-216
обсадных	114-194
Частота вращения трубозажимного устройства, с <sup>-1</sup> (об/мин)	
на первой скорости	0,6 (36)
на второй скорости	1,2 (72)
Крутящий момент при свинчивании и развинчивании, кНм (кг/см)	
на первой скорости	1,0 (1000)
на второй скорости	2,5 (2500)
Привод вращателя ключа	Асинхронный короткозамкнутый электродвигатель во взрывозащищенном исполнении
Мощность привода вращателя, кВт	15
Масса полного комплекта, кг	3450

**Технические характеристики  
вспомогательной лебедки**

Таблица 3.12

Управление привода	электротехническое дистанционное с пульта бурильщика
Тяговый барабан	
Максимальное тяговое усилие, кН	15
Скорость навивки каната, м/с	0,26; 0,53
Диаметр барабана, мм	335
Грузовой барабан	
Максимальное тяговое усилие, кН	30
Скорость навивки каната, м/с	0,2; 0,39
Диаметр барабана, мм	245
Диаметр рабочего каната, мм	13,5
Передаточное отношение редуктора	51,8
Двигатель двухскоростной	
Число оборотов, об/мин	750; 1500
Тип тормоза	ТГ200
Тормозной момент, Нм	200

**Технические характеристики  
ротора Р-560**

Таблица 3.13

Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора, кН	2500
Статический крутящий момент на столе ротора, кНм, не более	35
Частота вращения стола ротора, об/мин, не более	250
Передаточное число	3,05
Зубчатая передача коническая	
число зубьев колеса	58
число зубьев шестерни	19
Габаритные размеры, мм	
длина	2209
ширина	1350
высота	745
Масса без комплекта принадлежностей, кг	4075

**Технические характеристики  
подвесного бурового ключа ПБК-4**

Таблица 3.14

Наибольший крутящий момент, Нм (кгсм)	
при развинчивании	
бурильных труб	1200 (120)
обсадных труб	1400 (140)
при свинчивании	12000 (1200)
Диаметр захватываемых труб, мм	
бурильных	73-168
обсадных	140-219
Частота вращения труб, с <sup>-1</sup> (об/мин)	
для труб диаметром 73 мм	2,66 (160)
для труб диаметром 219 мм	0,83 (50)
Диаметр ведущих роликов, мм	200
Мощность двигателя, кВт	5,5
Номинальное давление сжатого воздуха, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,4 (4)
Управление ключом	дистанционное
Масса ключа, кг	870

### 3.2. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ УРАЛМАШЗАВОДА

**Буровая установка БУ 3900/225 ЭК-БМ.** На УЗТМ был разработан проект и начато производство новой БУ, не уступающей по параметрам существующим в мире аналогам. Новая БУ приходит на смену устаревшим установкам БУ 3000 ЭУК и БУ 3200/200 ЭУК и предназначена для кустового бурения скважин как вертикальных, так и наклонно-направленных (в частности, горизонтальных). Она сконструирована в блочно-модульном исполнении, что позволяет сократить сроки первичного монтажа с 30–40 до 10–15 суток, вторичного — до 5–7 суток. Основой компоновки оборудования БУ является эшелонное расположение блоков. Оборудование размещено по функциональному назначению в следующих основных блоках: приемный мост, вышечно-лебедочный блок, блок циркуляционной системы, насосный блок, компрессорный блок, блок электрооборудования, энергоблок, котельная, блок дополнительных емкостей, блок водонефтяной емкости, блок секционных внешних трубопроводов.

Блоки, в свою очередь, состоят из модулей высокой заводской готовности, включающих рамы с установленным на них оборудованием и коммуникациями (кабельные системы, воздухопроводы, паропроводы, водопроводы, трубопроводы гидравлической системы). Межмодульные соединения выполнены быстроразъемными, без сварки и подгонки. Блоки, образующие эшелон, соединены между собой винтовыми тягами и осями. Основные блоки установлены на ходовые колеса, ролики и в процессе бурения скважин в кусте передвигаются по направляющим балкам. Вышечно-лебедочный блок передвигается с одной точки на другую с комплектом бурильных труб, установленных на подсвечниках. Транспортирование модулей БУ с куста на куст может осуществляться на полуприцепах типа КЗКТ-9101 и седельными тягачами типа МАЗ-537 или КЗКТ-7428. Блок-модули имеют массу 30–40 т, длину не более 12 м и вписываются в железнодорожные габариты. Одним из серьезных преимуществ установки является расширенный до  $-45^{\circ}\text{C}$  температурный режим эксплуатации (американские стандарты предусматривают в качестве нижнего предела  $-20^{\circ}\text{C}$ ). При этом все помещения буровой утеплены — укрытия блоков выполнены из трехслойных панелей с наполнителями из пенополиуретана, наружная часть полов теплоизолирована, применяется система паро-воздушного обогрева с замкнутой системой циркуляции, что дает возможность сохранить на рабочих местах плюсовую температуру. Бурильщику предоставлена возможность работать сидя. Все это создает комфортные условия работы.

Привод основных механизмов осуществляется от электродвигателей постоянного тока, питаемых через тиристорные преобразователи от промышленной сети напряжением 6,3 кВ. Тиристорный контейнер проходит испытания в режиме реальной нагрузки, за счет этого повышается монтажная и наладочная готовность электрооборудования, сокращаются сроки пуска БУ. Оптимизация режимов бурения осуществляется за счет 100% регулируемого привода, который позволяет задавать различные сочетания частоты оборотов ротора, подачи бурового раствора и осевой нагрузки на долото.

В конструкцию новой установки были заложены положительные основные решения, проверенные многолетним опытом эксплуатации буровых установок для кустового бурения типа БУ 3200/200 ЭУК на месторождениях Западной Сибири, среди которых можно отметить следующие:

- бурение может проводиться на грунтах с низкой несущей способностью, при этом не требуется укладка и нивелирование бетонных плит;
- сроки разбуривания куста сокращаются за счет исключения монтажных работ при перемещении со скважины на скважину всего эшелона, включая вышечно-лебедочный блок с комплектом бурильных труб, установленных на подсвечниках;
- центрирование и выравнивание вышечного блока осуществляется в процессе бурения;
- полезная высота вышки позволяет применение при бурении удлиненных квадратов и наращивание бурильной колонны свечами;
- привод ротора имеет тормозное устройство для бесступенчатой фиксации ствола ротора, что упрощает проводку наклонно направленных и горизонтальных скважин;
- на установке применен новый тип лебедки, в которой основной электродвигатель работает в режиме электродинамического торможения при спуске бурильных и обсадных колонн.

Вместо цепной трансмиссии используется двухскоростная зубчатая коробка передач. Обеспечивается подъем инструмента при аварийном отключении электроэнергии от дизельной электростанции мощностью 200 кВт.

Уменьшение вредного воздействия установки на окружающую среду достигается за счет возможности разбуривания большой площади с одной кустовой площадки методами наклонно-направленного бурения с отходом от вертикали до 2000 м; исключения крупноблочного монтажа и транспортировки на тяжеловозах; экологически чистого бурения за счет исключения амбаров, протечек бурового раствора и жидкостей под буровую установку (стыки между модулями герметизированы). Сбор жидкости со всего эшелона организован в специальные сборники в рамах модулей с последующей откачкой насосами в специальные емкости для утилизации. Таким образом, впервые решен вопрос сбора жидкости и бурового раствора со всей буровой площадки. Для повышения качества приготовления и очистки бурового раствора разработаны экологически чистые четырехступенчатые циркуляционные системы в блочно-модульном исполнении с удалением шлама в контейнеры шнековыми транспортерами.

### Оборудование буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ

Таблица 3.15

Позиция	Оборудование БУ 3900/225 ЭК-БМ	Кол-во	Масса, кг
1	Вышечно-лебедочный блок:		
1.1	Кронблок УКБ-6-270	1	4700
1.2	Крюкоблок УТБК-5-225	1	5400
1.3	Вертлюг УВ-250МА	1	2180
1.4	Талевый канат 28 с металлическим сердечником	1	3600
1.5	Подвеска машинных ключей	1	776
1.6	Устройство для эвакуации верхового рабочего	1	1378
1.7	Механизм открывания ворот	2	284
1.8	Модуль ротора с приводом	1	28700
1.9	Модуль управления	1	5700
1.10	Модуль вспомогательной лебедки	1	7500
1.11	Модуль подсвечников	1	2500
1.12	Поддон с воронкой	1	1450
1.13	Модуль лебедки	1	32000/38500
1.14	Модуль левого лонжерона	1	16500
1.15	Кран консольный поворотный 3,2-8-3К-У1	1	5190
1.16	Модуль правого лонжерона	1	17000
1.17	Балка для подвески тали грузоподъемностью 5 т	1	770
1.18	Устройство обогрева устьевого пространства	1	1460
1.19	Доливная емкость	1	4500
1.20	Площадка пульта превентора	1	1145
1.21	Металлоконструкции ВЛБ	1	12500
1.22	Вышка УМ41/225Р	1	40500
1.23	Устройство для подъема вышки	1	21000
2	Приемный мост	1	19100
3	Устройство для отклонения штропов элеватора	1	523
4	Блоки механизмов перемещения и выравнивания №1 и №2 с направляющей и деталями общей сборки	1	198500
5	Таль электрическая во взрывозащищенном исполнении	2	830
6	Укрытия вышечно-лебедочного блока	1	28885

7	Блок электрооборудования	1	59632
7.1	Модуль тиристорный	1	25040
7.2	Модуль распределительного устройства	1	30440
7.3	Площадка	1	4152
8	Компрессорный блок	1	17900/19410
9	Насосный блок	1	
9.1	Модуль насоса УНБТ-950 №1 (левое исполнение)	1	39900
9.2	Модуль насоса УНБТ-950 №2 (правое исполнение)	1	39800
9.3	Модуль пневмокомпенсаторов буровых насосов	1	17000
9.4	Модуль площадки для обслуживания насоса	1	3055
9.5	Модуль подпорных насосов с электрошкафами ЦС	1	11250
9.6	Укрытие насосного блока	1	30000
10	Блок циркуляционной системы	1	230000
11	Укрытие циркуляционного блока	1	76000
11.1	Укрытие модуля очистки ЦС	1	51000
11.2	Укрытие емкостей ЦС	1	25000
12	Укрытие низа эшелона циркуляционного и насосного блоков	1	3760
13	Желоба с электрокабелями	1	10196
14	Устройство обогрева	1	
15	Электроблок с ДЭАС-200Н1 или ЭД-200Р	1	10060
16	Система громкоговорящей связи	1	
17	Контрольно-измерительные приборы	1	500
18	ЗИП на гарантийный срок эксплуатации	1	12000
19	Котельная установка в водоподготовкой	1	68000
20	Блок дополнительных емкостей	1	60000
21	Коммуникации от буровой установки до котельной	1	40000

# Техническая характеристика БУ 3900/225 ЭК-БМ

Таблица 3.16

1	Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)	2250 (225)
2	Условная глубина бурения, м	3900
3	Скорость подъема крюка при рассаживании колонн, м/с	0,1 ... 0,25
4	Скорость подъема крюка без нагрузки	0,0 ... 1,6
5	Наибольшая нагрузка от массы колонны бурильных труб, кН	1350
6	Наибольшая оснастка талевого системы	5x6
7	Диаметр талевого контакта с металлическим сердечником, мм	28
8	Высота основания (отметка пола буровой) не менее, м	8,5
9	Просвет для установки сборки превенторов, не менее, м	6,5
10	Привод ротора, лебедки, насосов	Индивидуальный от электродвигателя пост. тока
11	Ротор Р-700	
11.1	Диаметр отверстия в стволе ротора, мм	700
11.2	Расчетная мощность привода ротора, кВт, не менее	630
11.3	Максимальная статическая нагрузка на ствол ротора, кН	5000
11.4	Частота вращения ствола ротора, обеспечиваемая приводом, с <sup>-1</sup> (об/мин)	0...3,33 (0...200)
11.5	Статический крутящий момент на стволе ротора, кН м	57...65
11.6	Клиньевый захват	ПКТ БО-700
12	Буровой насос	
12.1	Тип бурового насоса	УНБТ-950
12.2	Мощность бурового насоса, кВт	950
12.3	Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа	32
12.4	Наибольшая предельная объемная подача насоса, л/с	50
12.5	Степень регулирования подачи, %	100
13	Буровая лебедка	
13.1	Расчетная мощность на входе в лебедку, кВт	750
13.2	Диаметр талевого с металлическим сердечником, мм	28
13.3	Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, кН	250
13.4	Тип трансмиссии	зубчатая двухскоростная
13.5	Основной тормоз	ленточный
13.6	Дополнительный тормоз (при спуске бурильных и обсадных колонн)	приводной
13.7	Число основных электродвигателей	электродвигатель в режиме динамического торможения
13.8	Привод РПДЭ	1 электродвигатель постоянного тока мощностью 90 кВт
14	Компрессорный блок	
14.1	Тип	АВШ 6/10
14.2	Количество компрессоров	2

14.3	Максимальная производительность, м <sup>3</sup> /мин	2х6=12
14.4	Рабочие давление, МПа	0,9
14.5	Объем ресиверов, м <sup>3</sup>	6
14.6	Масса, т	17,9
15	Буровой вертлюг УВ-250МАТ	
15.1	Статическая грузоподъемность вертлюга, т	250
15.2	Диаметр проходного отверстия вертлюга, мм	75
15.3	Максимальное рабочее давление, МПа	32
16	Высота отметки пола модулей ЦС и насосов, м	2,1...2,5
17	Полезная высота вышки, м	41
18	Расстояние между осями ног вышки, м	10,3
19	Длина ведущей трубы (квадрата), м	27+1
20	Нормальная длина свечей, м	24-25
21	Минимальная длина свечей, м	23,8
22	Диаметр бурильных труб, мм	114, 127, 140, 146, 147
23	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	63, 73
24	Диаметр утяжеленных бурильных труб, мм	178, 203
25	Диаметр обсадных труб, мм	139,7, 146, 168, 245, 324, 426
26	Диаметр замковых соединений бурильных труб, мм	178
27	Высота укрытия бурильной площадки, м	8
28	Грузоподъемность вспомогательной лебедки, т	5
29	Манифольд	
29.1	Диаметр стояка манифольда, мм	140х14
29.2	Давление, МПа	32
30	Циркуляционная система	
30.1	Полезный объем емкостей бурового раствора, м <sup>3</sup>	160
30.2	Количество ступеней очистки	4
30.3	Объем водяной емкости в эшелоне, м <sup>3</sup>	50
30.4	Полезный объем емкостей для воды вне эшелона, м <sup>3</sup>	100
30.5	Объем емкостей для раствора вне эшелона, м <sup>3</sup>	100
30.6	Объем емкостей для топлива, м <sup>3</sup>	12
31	Расстояние от оси скважины до края амбара, м	18
32	Длина шнекового транспортера	28
33	Мощность вспом. дизельной электростанции, кВт	200
34	Удельное давление направляющих на грунт, кг/см <sup>2</sup>	1,0
35	Максимальная высота выравнивания домкратами, м	0,5
36	Ход винтовых опор, м	0,8
37	Котельная установка	
37.1	Производительность, тонн пара в час	3
37.2	Рабочее давление пара, МПа	0,8
37.3	Температура пара, нормальная, градусов Цельсия	174

**Роторы** предназначены для вращения бурильного инструмента и поддержания колонны бурильных труб при бурении скважин.

Конструктивные особенности:

- Надежное лабиринтное уплотнение масляной ванны защищает ее от попадания глинистого раствора, при этом повышается срок службы зубчатой пары и основной опоры стола.
- Стопорное устройство фиксирует стол, позволяя уменьшать износ зубчатой пары, увеличивать срок службы опор.
- Конические зубчатые колеса имеют тангенциальный зуб с углом спирали  $30^\circ$ , за счет чего повышается точность и плавность зацепления, обеспечивается бесшумная работа.
- Литая станина приспособлена для установки и крепления пневматического клинового захвата. Это позволяет механизировать захват и освобождать колонны бурильных и обсадных труб при выполнении спускоподъемных операций.

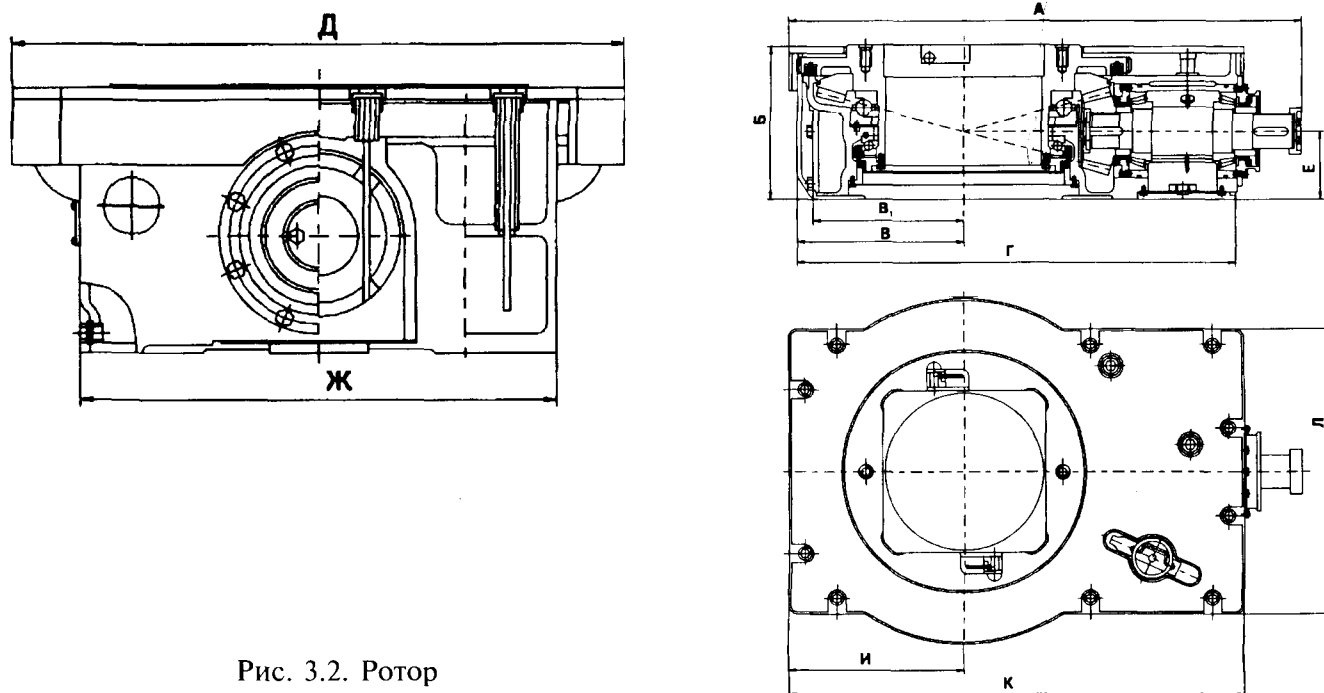


Рис. 3.2. Ротор

**Крюкоблоки** предназначены для ведения спускоподъемных операций, поддержания на весу колонны бурильных и обсадных труб и бурового инструмента в процессе бурения.

Небольшие габариты по радиусу вращения и литой крюк удобны при ручной расстановке труб. Встроенная удлиненная литая зашелка обеспечивает автоматический захват штропов вертлюга. Гидроамортизатор и ориентатор делают работу удобной и безопасной.

**Мост приемный механизированный** МПМ-3 обеспечивает:

- транспортировку бурильных, утяжеленных и обсадных труб по горизонтальному и наклонному желобу;
- удержание трубы в наклонном желобе;
- управляемый «выброс» бурильных и утяжеленных труб после окончания бурения;
- снижение травматизма персонала при работе на мостках;
- сокращение времени на подачу и «выброс» труб;
- при этом отпадает необходимость в использовании вспомогательной лебедки.

**Устройство для эвакуации верхового рабочего** позволяет эвакуировать верхового рабочего с платформы за пределы внутри вышечного пространства в случае пожара или открытого фонтанирования скважины.

Сборочные единицы устройства размещаются на вышке, платформе верхового рабочего и за пределами буровой на расстоянии не менее 60 м от скважины. Между вышкой и натяжным уст-



# Техническая характеристика роторов

Таблица 3.17

Основные параметры	Тип ротора		
	P-700	P-950	P-1260
Допускаемая статическая нагрузка на ствол ротора, кН	5000	6300	8000
Статический крутящий момент на стволе ротора, Кн • м	80	120	180
Частота вращения ствола ротора, с (об/мин), не более	5,83 (350)	5,83 (350)	5,83 (350)
Передающее число от приводного вала до ствола ротора	3,61	3,81	3,96
Расстояние от оси ротора до оси первого ряда зубьев звездочки, мм	1353	1353	1651
Масса (без вкладыша), кг	4790	7000	9460
Размеры, мм (рис. 3.2):	А	2270	2425
	Б	680	750
	В	740	875
	Г	1945	2065
	Д	1545	1850
	Е	305	330
	Ж	1200	1550
	И	775	925
	К	2010	2165
	Л	1270	-
	В1	665	765
			1000

# Техническая характеристика крюкоблоков

Таблица 3.18

Основные параметры	Крюкоблоки				
	УТБК-4-160	УТБК-5-270	УТБК-6-320	УТБК-5-320	УТБК-6-450
Грузоподъемность, т	160	270	320	320	450
Количество шкивов, шт.	4	5	6	5	6
Наружный диаметр шкива, мм	760	1120	1120	1400	1400
Диаметр каната, мм	28	32	32	35	35
Масса, кг	4280	5236	7082	7970	8260

ройством находится несущий канат, на котором располагается каретка с подвешенной к ней кабиной. Кабина с кареткой подведены к платформе верхового рабочего и в этом положении удерживаются эксцентриковым нормально-замкнутым тормозом.

При возникновении аварийной ситуации верховой рабочий входит в кабину, садится на сидение. Отклоняет рукоятку эксцентрикового тормоза «на себя». Каретка и подвешенная к ней кабина начинают двигаться. Ограничение скорости движения кабины осуществляется гидродинамическим, а при необходимости — и ручным тормозом.

**Техническая характеристика  
моста приемного механизированного МПМ-3**

Таблица 3.19

Основные параметры	Параметр
Длина подаваемой трубы, м	6...12,5
Масса подаваемой трубы, не более, кг	2500
Привод перемещения тележки по горизонтальному мосту и каретки по наклонному желобу:	
- мощность двигателя, кВт	15
- частота вращения, об/мин	955
Скорость перемещения тележки и каретки, м/сек	0,51
Тяговый орган перемещения тележки	цепь круглозвенная высокопрочная 18х64-СТУ 12.01.73856.010-88
Управление	дистанционное с пульта
Масса, кг	15600

**Техническая характеристика  
устройства для эвакуации верхового рабочего**

Таблица 3.20

Основные параметры	Параметр
Грузоподъемность кабины, Н	1200
Средний уклон несущего каната	30°
Диаметр несущего каната, мм	16,5
Скорость спуска кабины, м/с	4
Ограничение скорости спуска	тормоз гидродинамический
Дальность эвакуации, не менее, м	60
Масса, кг	1600

**Буровые насосы трехцилиндровые УНБТ-600, УНБТ-950А и УНБТ-1180А1** входят в состав всех комплектных буровых установок, выпускаемых ОАО «Уралмаш».

Конструктивные особенности:

- Мощность и давление насоса на каждом диаметре поршня позволяют осуществлять технологию проводки скважины с применением форсированного режима бурения.
- Трехцилиндровые насосы одностороннего действия обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и наименьший расход клапанов и штоков поршня в сравнении с двухцилиндровыми насосами двухстороннего действия.
- Применение кованных гидрокоробок из высокопрочной легированной стали и ионное азотирование зубчатой передачи гарантируют назначенный ресурс насоса.
- Гидрозатворное устройство цилиндропоршневой группы исключает процесс подсасывания воздуха с тыльной стороны поршня и процесс газонасыщения бурового раствора. Помимо этого, устройство обеспечивает смазку и охлаждение пара трения поршня и цилиндра.
- Двухкамерное уплотнение штока ползуна устраняет потери масла из картера, его загрязнение буровым раствором.
- Смазка редукторной части состоит из двух систем: принудительной и самоотечной из накопительных лотков. Принудительная система смазки выполнена с автоматическим поддержанием постоянного давления масла в маслопроводах.
- Наличие в конструкции предохранительного клапана блокирующего устройства отключает привод буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе с одновременным сбросом избыточного давления.
- Конструкция насоса позволяет использовать трансмиссию привода с любой стороны насоса или с обеих сторон.
- Присоединение трубопроводов с обеих сторон обеспечивается всасывающим и нагнетательным коллекторами.

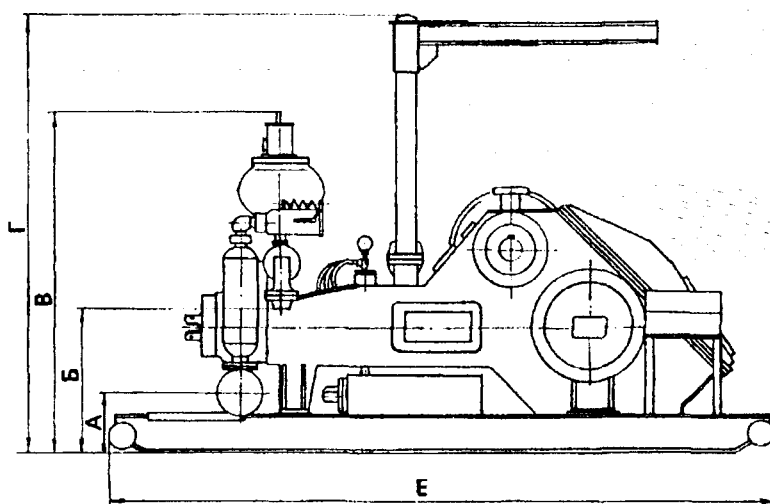
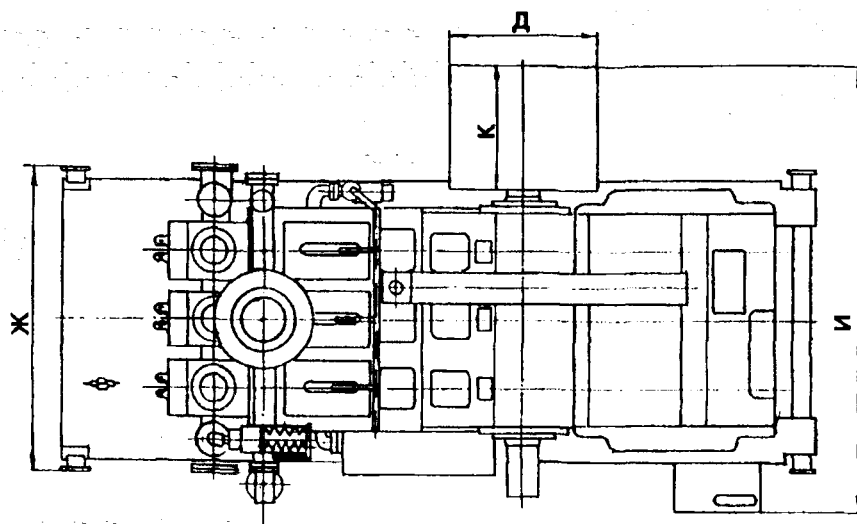


Рис. 3.3. Буровые насосы

# Технические характеристики буровых насосов

Таблица 3.21

Тип насоса		Основные параметры		
		УНБТ-600	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1
Мощность, кВт		600	950	1180
Наибольший диаметр поршня, мм		190	180	180
Ход поршня, мм		225	290	290
Максимальная расчетная частота ходов поршня в минуту		160	125	125
Максимальная частота вращения входного вала, об/мин		500	556	556
Передаточное отношение зубчатой передачи		3,13	4,448	4,448
Присоединительные размеры клапанной группы по стандарту API		№7	№7	№7
Степень неравномерности давления на выходе из насоса, %, не более		5	5	5
Величина гидростатического испытания находящихся под давлением деталей, МПа		52,5	48	48
Идеальная подача жидкости (л/сек) и предельное давление насоса (МПа) в зависимости от диаметра поршня при максимальной расчетной частоте ходов поршня	190	57,25*/9,6 50,9/10,8	- -	- -
	180	45,8/1,0	46,0/19,0	46,0/23,0
	170	40,8/13,5	41,0/21,0	41,0/27,0
	160	36,2/15,2	36,0/24,0	36,0/30,0
	150	31,8/17,3	32,0/27,0	32,0/32,0
	140	27,7/19,8	28,0/32,0	28,0/32,0
	130	23,9/23,0	-	-
	120	20,3/27,0	-	-
	100	14,1/35,0	-	-
Масса со шкивом и краном, кг		15450	24480	24510
Масса со шкивом и краном без рамы, кг		14775	22970	23000
Габаритные и присоединительные размеры, мм (рис. 3.3)	А	526	496	496
	Б	1140	1286	1286
	В	2578	2860	2860
	Г	3705	3619	3619
		1010	710	710
	Д	1020	800	800
		-	1000	1000
	Е	4410	5390	5390
	Ж	1430	2186	2186
	И	2478	3359	3359
	К	592	904	904

# **БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ БУ 3000**

## **Техническая характеристика БУ 3000**

Таблица 3.22

Основные данные		БУ 3000/170 БД	БУ 3000/170 БЭ	БУ 3000/170 ЭУК
1	Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)		1700 (170)	
2	Условная глубина бурения, м		3000	
3	Скорость подъема крюка при рассаживании колонн, м/с		0,2	
4	Скорость подъема крюка без нагрузки		1,7	
5	Наибольшая оснастка талевого системы		5x6	
6	Диаметр талевого каната с металлическим сердечником, мм		28, 32	
7	Высота основания (отметка пола буровой) не менее, м		6,0	
8	Просвет для установки сборки превенторов не менее, м		5,7	
9	Ротор Р-560:			
9.1	Диаметр отверстия в стволе ротора, мм		560	
9.2	Расчетная мощность привода ротора, кВт, не менее		160	
9.3	Максимальная статическая нагрузка на ствол ротора, кН		250	
9.4	Частота вращения ствола ротора, обеспечиваемая приводом, с <sup>-1</sup> (об/мин)		216	
9.5	Клиновой захват		ПКР -560	
10	Буровой насос:			
10.1	Тип бурового насоса		УНБТ-750	
10.2	Мощность бурового насоса, кВт		750	
10.3	Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа		32	
10.4	Наибольшая предельная объемная подача насоса, л/с		46	
11	Буровая лебедка:		ЛБУ-1200К	
11.1	Расчетная мощность на входе в лебедку, кВт	675	680	690
11.2	Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, кН		225	
11.3	Тип трансмиссии			
11.4	Основной тормоз		Ленточный	
12	Компрессорный блок:		КСЭ-5М	
12.1	Тип			
12.2	Количество компрессоров		2	
12.3	Рабочее давление, МПа		0,9	

13	Буровой вертлюг УВ-250МАТ			
13.1	Статическая грузоподъемность вертлюга, т	250		
13.2	Диаметр проходного отверстия вертлюга, мм	75		
13.3	Максимальное рабочее давление, МПа	32		
14	Нормальная длина свечей, м	27		
15	Диаметр бурильных труб, мм	114, 127, 140, 146, 147		
16	Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	63, 73		
17	Диаметр утяжеленных бурильных труб, мм	178, 203		
18	Диаметр обсадных труб, мм	139,7, 146, 168, 245, 324, 426		
19	Диаметр замковых соединений бурильных труб, мм	178		
20	Давление, МПа	32		
21	Циркуляционная система:			
21.1	Полезный объем емкостей бурового раствора, м <sup>3</sup>	120	150	150
21.2	Количество ступеней очистки	3		

### 3.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Во время бурения ствола скважины происходит интенсивное разрушение горной породы, которая, в свою очередь, загрязняет призабойную зону. Для промывки забоя и выноса шлама на поверхность применяют промывочные жидкости, способные удерживать кусочки породы во взвешенном состоянии.

С углублением ствола скважины происходит постоянное насыщение бурового раствора выбуренной породой, что ведет к ухудшению его физико-механических свойств, снижает выносную способность раствора.

Постоянное накопление шлама в растворе ведет к увеличению плотности и высокому содержанию твердой фазы. Абразивные частицы, находясь в растворе при циркуляции, ведут к разрушению оборудования. Высокое содержание твердой фазы уменьшает механическую скорость бурения, а высокая плотность приводит к интенсивным поглощениям бурового раствора, что может привести к аварии.

Для регулирования содержания твердой фазы и уменьшения плотности бурового раствора можно использовать следующие способы:

- разбавление раствора водой;
- замещение части бурового раствора более легким;
- осаждение частиц шлама в отстойниках;
- очистка с помощью механических средств.

На практике обычно используют комбинацию из нескольких способов. Наиболее эффективным является способ очистки буровых растворов с помощью механических средств. Он позволяет снизить влияние выбуренной породы на свойства раствора и как следствие сохранить его качество. Для этого применяют ряд механических средств, позволяющих сократить время взаимодействия и количество частиц в буровом растворе. Эти установки условно можно разделить по глубине очистки раствора от выбуренной породы, т.е. по размеру частиц удаляемых на конкретной установке.

Средства грубой очистки представлены в основном механическими вибрационными установками (виброситами), способными удалять крупный шлам размером свыше 100 мкм без особого нарушения скорости прокачки бурового раствора.

Средства тонкой очистки представлены более широким спектром механических средств:

- сито-гидроциклонные сепараторы;
- песко- и илоотделители;
- деканторные центрифуги и т.п.

Деление гидроциклонных сепараторов производится условно по диаметру внутренней цилиндрической части гидроциклона и по способности отделения частиц на пескоотделители и илоотделители.

Центрифуги делятся на прямоточные и противоточные (характер движения жидкости внутри барабана), по отношению диаметра барабана к его длине, по скорости вращения барабана (высокоскоростные и низкоскоростные).

Набор средств для очистки бурового раствора подбирается исходя из условий бурения и поставленных задач. Порядок прохождения раствора по установкам определяет схему циркуляции раствора и ступенчатость системы.

**Пескоотделители** являются гидроциклонными сепараторами твердых частиц, удаляющими частицы размером более 74 мкм, т.е. песок (абразивные частицы). Название «пескоотделитель» говорит само за себя: этот тип оборудования удаляет твердые частицы «песчаного» размера из буровых растворов. Для того чтобы производить более эффективное удаление твердых абразивных частиц, после вибросита обязательно устанавливают пескоотделитель.

**Илоотделители** являются гидроциклонными сепараторами твердых частиц и удаляющими ил из бурового раствора. В зависимости от диаметра циклона находится и тонкость очистки бурового раствора.

**Декантирующая центрифуга** имеет цилиндрический конусообразный барабан 1 (рис. 3.4) с относительно большим соотношением длины и диаметра. Особенностью конструкции является встроенный внутри барабана шнековый конвейер 2, предназначенный для постоянной выгрузки отсепарированной твердой фазы. Скорость вращения барабана колеблется в пределах от 1000 до 4000 оборотов в минуту, что позволяет развивать силу «д» от 500 до 4000.

Технологическая жидкость 3 подается в цилиндрическую секцию, где она образует слой вокруг стенок. Толщина этого слоя зависит от расположенных в концевой части порогов, через которые осветленная жидкость сливается под действием центробежной силы. Твердые частицы, как более тяжелые, собираются у стенки барабана и оттуда они непрерывно выводятся с помощью шнекового конвейера и поднимаются вверх по конической части — намыву (пляжу) — и далее наружу через выгрузные отверстия 5, расположенные в суженной части конуса барабана.

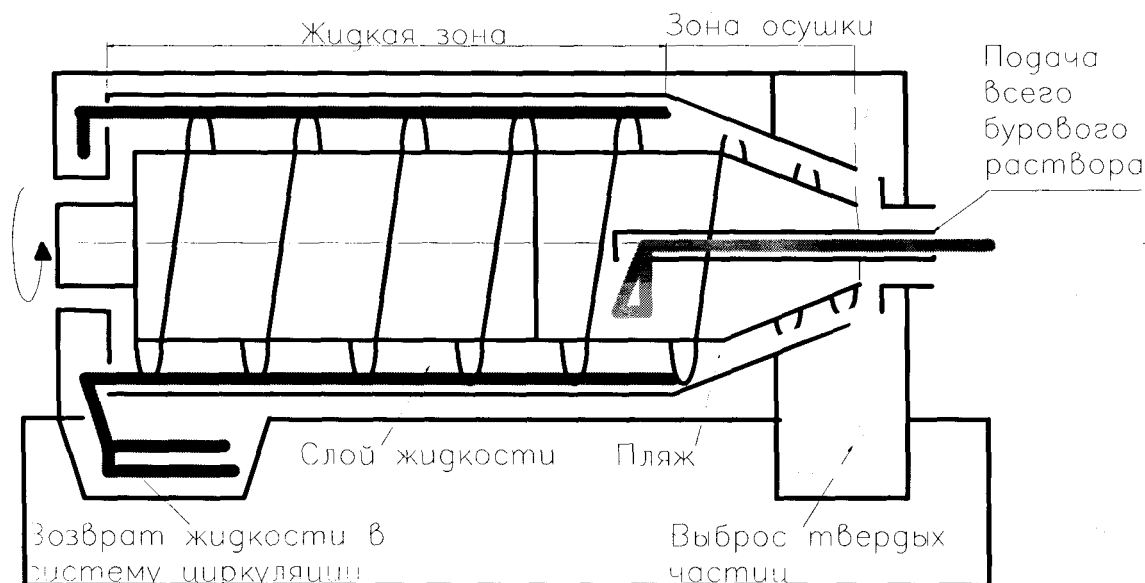


Рис. 3.4. Схема работы центрифуги

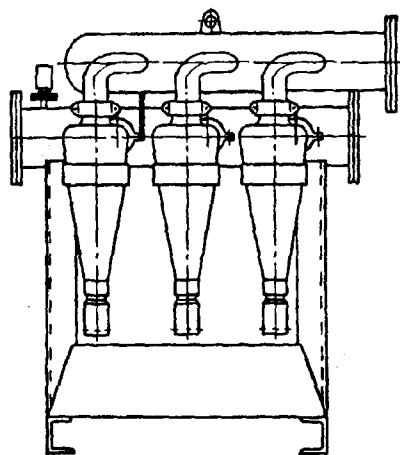


Рис. 3.5. Илоотделитель гидроциклонный ИГ45М-2

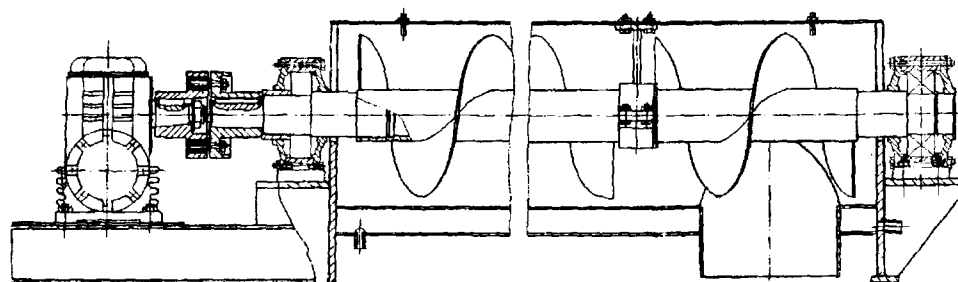


Рис. 3.6. Шнековый конвейер КШ 40/12

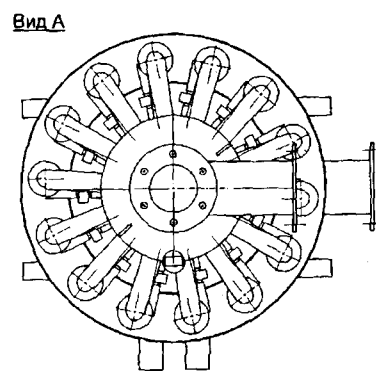
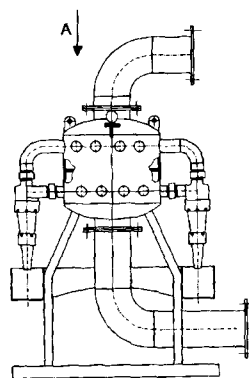


Рис. 3.7. Илоотделитель тонкой очистки ИГ40/75-К

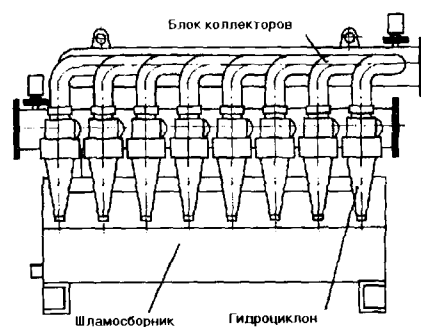


Рис. 3.8. ИГ 45/75



**ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ  
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

**Вибросита**

Таблица 3.23

Тип вибросита, модель	Произво- дитель- ность по воде, л/с	Кол-во сеток/ ярусов	Площадь ситовых кассет, м <sup>2</sup>	Угол наклона рамы, град	Характер движения	Амплитуда колебаний, мм	Частота колеба- ний, с <sup>-1</sup>	Мощность привода, кВт	Габариты, мм			Вес, кг
									длина	ширина	высота	
ВС-1	38	2/1	2,52	-	эллипс	3,0-3,9	17,3	3	3000	1850	1640	1900
СВ1Л	45	2/1	2,52	+3-5	линейный	1-2	22,5	3	3000	1756	1360	2000
СВ1Л-01	30	2/1	2,00	+3-5	линейный	1-2	22,5	3	3000	1546	1360	1900
СВ1Л-02	36	2/1	2,10	+3-5	линейный	1-2	22,5	3	2400	1756	1200	1500
Омский завод «Полет»	56	3/1	2,91	+5-15	линейный	1-2	25	3	3300	2400	2200	2500
ОСВ-1	40	2/1	2,5	+5-2	линейный	1-5	21,7-25	1,5	2550	1950	1600	2200
ALS-II СП ЗАО «ИСОТ» (компания SWACO)	56,7	2/1	2,97	+3-3	линейный	1-3	25	2,46	3188	1600	1549	1587

**Ситогидроциклонные сепараторы**

Таблица 3.24

Тип ситогидроциклонного сепаратора, модель	Производи- тельность, л/с	Площадь ситовых кассет, м <sup>2</sup>	Наимень- ший размер удаляемых частиц, мм	Диаметр гидроцик- лона, мм	Кол-во гидро- циклонов	Рабочее давление, МПа	Мощность, кВт	Габариты, мм			Вес, кг
								длина	ширина	высота	
СГС - 60/300	65	1,5	0,09	300	2	0,3	55	1855	1310	2050	1055
СГС-45/150	45	1,5	0,06	150	6	0,3	40	1855	1310	1515	930

# Гидроциклонные установки

Таблица 3.25

Тип гидроциклонной установки, модель	Производительность, л/с	Наименьший размер удаляемых частиц, мм	Диаметр циклона, мм	Количество циклонов	Рабочее давление, МПа	Габариты, мм			Вес, кг
						длина	ширина	высота	
ПГ-400	39	0,1	400	1	0,3	600	750	1260	300
ГЦК-360М	39	0,02	360	1	0,35	700	750	900	350
ПГ-60/300	60	0,074	300	2	0,28	1730	1200	1170	405
ПГ-45-У2	45	0,074	150	4	0,3	1200	535	1150	120
ИГ-45М	45	0,06	150	6	0,3	1730	520	1200	200
ИГ-45/75	45	0,03	75	16	0,3	1660	630	1200	369
ГУР-2	3-16	0,06	150	2	0,4	1290	750	1160	112

# Дегазаторы

Таблица 3.26

Тип дегазатора, модель	Производительность по жидкости, л/с	Давление разряжения, кПа	Габариты, мм			Вес, кг
			длина	ширина	высота	
Д-55	60	52,32	2350	2050	3400	1720
ДВС-II	40	79,98	2360	2220	2020	2850
ДВС-III	45	79,98	3000	2600	2500	2800
ДВМ-2	40	53,32	2210	1100	1445	1390
Каскад-40	40	79,98	2040	2000	2000	2380
Каскад-40-01	40	79,98	3300	2480	2980	3366
Сепаратор бурового раствора СБР-1	56	-	Диаметр сосуда: 1020 мм			2700

**Центрифуги («Техномехсервис»)**

Таблица 3.27

Тип центрифуги	Макс. частота вращения, об/мин	Фактор разделения	Отношение длины ротора к внутреннему диаметру	Исполнение центрифуги	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
						длина	ширина	высота	
ОГШ-501К-II,	3000	2515	1,86	Осадительная	30	2505	1965	1020	2800
ОГШ-501V-01	3000	2515	1,86	Осадительная	30	2505	1965	1020	2800
ОГШ-502К-12	2800	2515	1,86	Осадительная	30	2505	1965	1020	2800
НХ.01.01. ПО «ПОЛЕТ»	3000				37	2990	2110	1865	3450

**Центрифуги (АО «Сумское машиностроительное НПО им. М.В.Фрунзе»)**

Таблица 3.28

Тип центрифуги	Максимальная частота вращения, об/мин	Фактор разделения	Исполнение центрифуги	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
					длина	ширина	высота	
ОГШ-202К-03,	6000	4000	Осадительная	5,5	1490	860	590	440
ОГШ-207К-04,	5800	3760	Осадительная	7,5	1710	1170	708	730
ОГШК-352К-01	4250	3533	Осадительная	7,5	1745	1180	725	773
ОГШ-501У-01	3000	2515	Осадительная	30	2505	1965	1020	2360
1/2ФГП-401К-04	1600	570	Фильтрующая	11	2100	1860	2630	1760
1/4ФГП-631У-03	850	523	Фильтрующая	30	3224	1813	1994	5500
ФГН-903Т-01	1730	1505	Фильтрующая	30	2400	2920	2700	2275
ОГН-903К-02	1730	1505	Осадительная	30	2400	2920	2700	2830
ФПИ-1321К-01	1760	2283	Фильтрующая	75	3000	2500	4000	6000
ОТР-102К-01	16500	16000	Осветляющая трубчатая	3	930	470	1830	370
РТР-102К-01	16500	16000	Сепарирующая трубчатая	3	930	470	1830	370
HS 6400 «DREXEL»	4000		Осадительная	30	2500	1750	1455	2270

# ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ИМПОРТНОГО ПРОИЗВОДСТВА

## Вибросита

Таблица 3.29

Тип вибросита, модель	Производительность, л/с, по воде	Количество сеток/ярусов	Площадь ситовых кассет, м²	Угол наклона рамы, град.	Характер движения	Амплитуда колебаний, мм	Частота колебаний, с⁻¹	Мощность привода, кВт	Габариты, мм			Вес, кг
									длина	ширина	высота	
Derrick corporation (Oil Tools Europe LTD)												
HI «G» FLC Plus (Модель M48-96-3P)	25,6	3/1	2,19(3,29)	+5-15	линейный	2-3	25	5	3448	1626	2134	
FLC Plus Model 58		3/1	3,11 (4,36)	+5-15	линейный	2-3	25	3	3448	2318	2134	
FLC 2000 W/Weir Feeder		4/1	2,92	+5-15	линейный	2-3	25	5	2702	1912	1372	1537
FLC 2000 W/Top Feeder		4/1	2,92	+5-15	линейный	2-3	25	5	2407	1912	1610	1947
HI «G» Dryer		4/1	2,92	+5	линейный	4-5	25	5	3963	1689	2413	3810
Flo-Line Scalper (сито-конвейер)		1/1	-	-	вращение по кругу	-	-	0,75	3464	994	1270	908
Derrick Cascade System		6/2	5,57 (8,36)	+5	линейный	2-3	25	5	3280	1626	2310	3629
M-I Swaco												
ALS-II	56,7	2/1	2,97	+3-3	линейный	1-3	25	2,46	3188	1600	1549	1587
Super Screen	38	2/1	2,52	-	эллипс	3,0-3,9	17,3		3000	1850	1640	1900
Mini-shaker		2/1	1,67	-	эллипс	1-3	25		2380	1120	980	730
Model No ST		2/2	1,85	-	эллипс	1-3	25	2,46	2320	1630	1090	1130
Model No DT		4/2	3,7	-	эллипс	1-3	25	2,46x2	2540	3810	1090	2540
Model No TT		6/2	5,55	-	эллипс	1-3	25	2,46x3	2540	5080	1090	4082
Alfa Laval												
Двухрежимное		5/2	3,38	+6	линейный	2-3	25	3,4	2010	2070	1736	3112

# Техническая характеристика вертикальных шламовых насосов типа ВШН

Таблица 3.30

Техническая характеристика	ВШН-150	ВШНУ-150	ВШН-170
Производительность, м³/час	150	150	170
Напор, м	30	30	35
Диаметр рабочего колеса, мм	360	360	-
Диаметр всасывающего патрубка, мм	125	125	130
Диаметр напорного патрубка, мм	125	125	130
Габаритные размеры с электродвигателем, мм длина/высота/ширина	610x1700x1030	1200x3500x1000	1000x614x1940
Мощность электродвигателя, кВт	30	30	37
Число оборотов электродвигателя, об/мин	1500	1500	-
Масса, кг	560	1000	660

## Техническая характеристика шламовых насосов 6Ш8 и 6Ш8-2

Таблица 3.31

Техническая характеристика	6Ш8	6Ш8-2
Подача, м³/час	250	150
Напор, м	54	33
Частота вращения, об/мин	1500	1500
Мощность, кВт	90; 100	30
Габаритные размеры: длина x ширина x высота, мм	2110x707x890	1885x597x730
Диаметр всасывающего патрубка, мм	150	150
Диаметр нагнетательного патрубка, мм	125	100
КПД насоса, %	64	64
Высота всасывания, м	5	5
Масса, кг: насоса x насоса с рамой	400x484	380x434

### 3.4. СТАНЦИЯ ГТИ «РАЗРЕЗ-2»

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

ГТИ в бурящихся нефтяных и газовых скважинах проводятся в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» и с учетом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Типовых инструкций по безопасности геофизических работ», «Правил эксплуатации электроустановок» и других действующих нормативных документов.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

Компьютеризированная станция ГТИ «Разрез-2» представляет собой информационно-измерительную аналитическую систему, предназначенную для непрерывного получения геолого-технологической информации на всех этапах строительства скважин.

Станция ГТИ «Разрез-2» должна обеспечивать в процессе работы:

- Автоматическое измерение технологических параметров процесса бурения установленными на буровом оборудовании датчиками.
- Автоматическую регистрацию результатов измерений и обработки информации с помощью компьютера.
- Визуализацию получаемой информации на мониторе компьютера станции ГТИ, на пульте бурильщика, на компьютерах бурового мастера и станции инженерно-телеметрической службы УБР.
- Интерпретацию полученной технологической информации.
- Предоставление информации на бумаге, в электронной форме и на различных типах носителей.

Технические мощности станции рассчитаны на измерение 19 параметров, включая дополнительную аппаратуру и оборудование для газового анализа бурового раствора. К измерению и определению обязательных параметров относятся:

- Глубина скважины.
- Положение долота относительно забоя.
- Положение талевого блока.
- Скорость перемещения инструмента.
- Теоретический вес инструмента.
- «Кажущаяся» нагрузка на долото.
- Объем раствора в емкостях.
- Скорость бурения по времени.
- Скорость или продолжительность бурения по глубине.
- Расход бурового раствора по числу ходов насоса.
- Время «отставания» параметров бурового раствора.
- Баланс долива/вытеснения при СПО.
- Обнаружение и оценка газосодержания в буровом растворе.

Технологические задачи, решаемые при использовании станции геолого-технологических исследований и контроля «Разрез-2», включают в себя:

- Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.
- Оптимизацию процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.
- Распознавание и определение продолжительности технологических операций.
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.
- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.
- Оптимизацию спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).
- Контроль гидродинамических давлений в скважине.
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД.
- Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.
- Диагностику предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.
- Диагностику работы бурового оборудования.

3

**Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин**

Технологические задачи	Измерение и определение технологических параметров	Дополнительные исследования и измерения
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении</li> <li>• Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач</li> <li>• Распознавание и определение продолжительности технологических операций</li> <li>• Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот</li> <li>• Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов)</li> <li>• Контроль гидродинамических давлений в скважине</li> <li>• Раннее обнаружение проявлений и поглощений при СПО; управление доливом</li> <li>• Определение пластового и порового давления (прогнозирование зон АВПД и АВПоД)</li> <li>• Контроль спуска и цементирования обсадной колонны</li> <li>• Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> <li>• Диагностика работы бурового оборудования</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Глубина скважины и механическая скорость проходки</li> <li>• Вес на крюке и нагрузка на долото</li> <li>• Давление бурового раствора на стояке манифольда</li> <li>• Давление бурового раствора в затрубье</li> <li>• Число ходов насоса или расход на входе в скважину</li> <li>• Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока)</li> <li>• Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости</li> <li>• Скорость спуска и подъема бурильного инструмента</li> <li>• Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины</li> <li>• Скорость вращения ротора (при роторном бурении)</li> <li>• Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)</li> <li>• Температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе</li> <li>• Виброакустические характеристики работы бурового инструмента</li> </ul>

### Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин

Технологические задачи	Измерение и определение технологических параметров
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении</li> <li>• Распознавание и определение продолжительности технологических операций</li> <li>• Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот</li> <li>• Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов)</li> <li>• Контроль гидродинамических давлений в скважине</li> <li>• Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом</li> <li>• Контроль спуска и цементирования обсадной колонны</li> <li>• Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> <li>• Диагностика работы бурового оборудования</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Глубина скважины и механическая скорость проходки</li> <li>• Вес на крюке и нагрузка на долото</li> <li>• Давление бурового раствора на стояке манифольда</li> <li>• Давление бурового раствора в затрубе</li> <li>• Число ходов насоса</li> <li>• Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока)</li> <li>• Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости</li> <li>• Скорость спуска и подъема бурильного инструмента</li> <li>• Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины</li> <li>• Скорость вращения ротора (при роторном бурении)</li> <li>• Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)</li> <li>• Температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>

### Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин

Технологические задачи	Измерение и определение технологических параметров	Дополнительные исследования и измерения
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении</li> <li>• Распознавание и определение продолжительности технологических операций</li> <li>• Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот</li> <li>• Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов)</li> <li>• Контроль гидродинамических давлений в скважине</li> <li>• Раннее обнаружение проявлений и поглощений при СПО, управление доливом</li> <li>• Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени</li> <li>• Диагностика работы бурового оборудования</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Глубина скважины и механическая скорость проходки</li> <li>• Вес на крюке и нагрузка на долото</li> <li>• Давление бурового раствора на стояке манифольда</li> <li>• Давление бурового раствора в затрубе</li> <li>• Число ходов насоса</li> <li>• Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока)</li> <li>• Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости</li> <li>• Скорость спуска и подъема бурильного инструмента</li> <li>• Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины</li> <li>• Скорость вращения ротора (при роторном бурении)</li> <li>• Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)</li> <li>• Температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе</li> <li>• Виброакустические характеристики работы бурового инструмента</li> </ul>





# ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Контроль процесса бурения

Интервал исследований: 03.09.00 19:24 — 03.09.00. 19:50

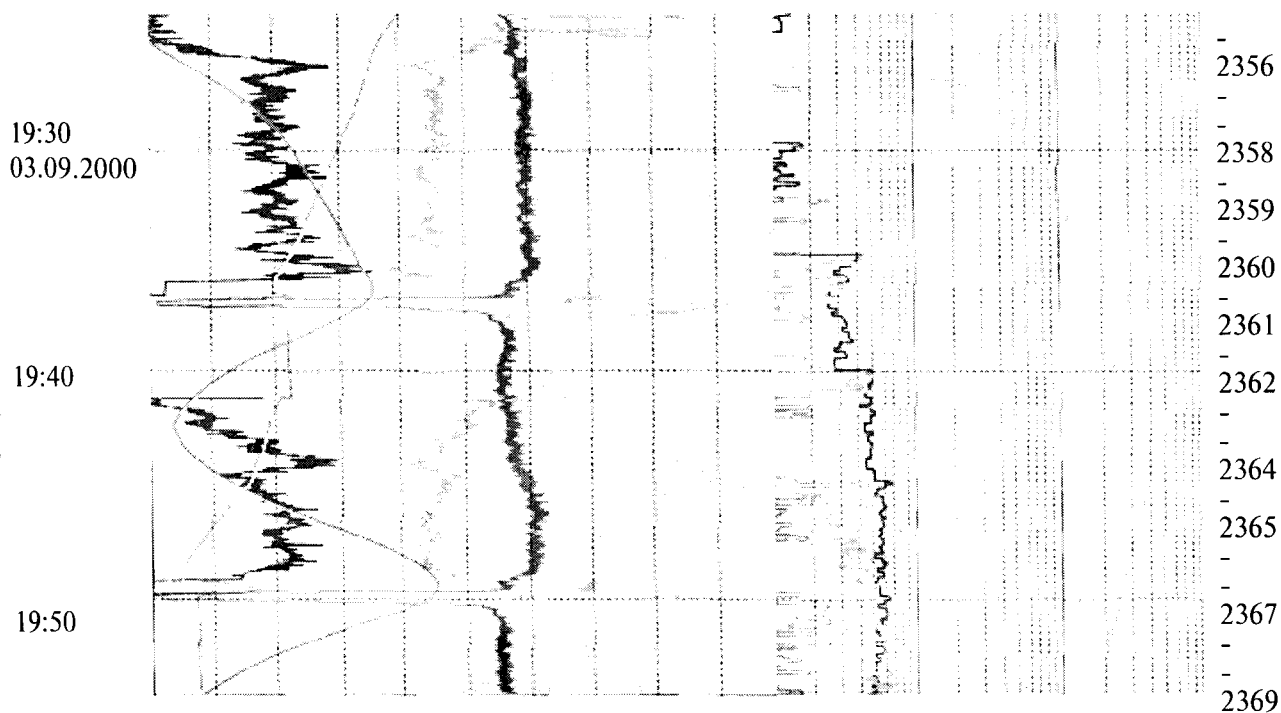
Страна	Россия
Площадь	Федоровская
Скважина	5470
Куст	620

Заказчик	ОАО «СНГ»
УБР	СУБР-1
Исполнитель	СНГФ
Экспедиция	СУТР

Цель бурения	Эксплуатационная
Тип скважины	Горизонтальная
Проектная глубина	2870
Операторы:	Ильин Д.Г.

Партия №	1
Начальник партии	Живаев В.П.
Тип станции ГТИ	Разрез 2
Форма: Диаграмма с привязкой	по времени

В	Положение тальблока (м)				МС метан (%)		Г
р	0	Вес на крюке (т)	40	0.01	МС этан (%)	10	л
е	0	Давление на манифольде (атм)	100	0.01	МС пропан (%)	10	у
м	0	Нагрузка на долото (т)	200	0.01	МС бутан (%)	10	б
я	0	Скорость бурения по времени (м/ч)	50	0.01		10	и
1:180	0		120				н
							а



#### 4. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

##### 4.1. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Основным породоразрушающим инструментом при бурении являются буровые долота. Долота делятся:

- а) по назначению
  - для сплошного бурения;
  - для бурения с отбором керна;
- б) по исполнению
  - пикообразные;
  - лопастные;
  - торцовые (фрезерные);
  - шарошечные;
- в) по воздействию на породу
  - режуще-скалывающего типа (лопастные);
  - дробяще-скалывающие типа (шарошечные);
  - режуще-истирающего типа (ИСМ, алмазные).

Основной объем бурения в России производится шарошечными долотами. Типы шарошечных долот в соответствии с ГОСТ 20692–75 приведены в таблице 4.1.

Рациональное сочетание типа шарошечного долота и разбуриваемой породы приведено в таблице 4.2.

Таблица 4.1

Тип	Геологические условия проходки	Исполнение шарошки
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями*
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Со вставными твердосплавными зубками**
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МС З	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными твердосплавными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями с пропластками твердых пород
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение абразивных твердых пород	Со вставными твердосплавными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
ТК З	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Со вставными твердосплавными зубками
К	Бурение крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками
ОК	Бурение очень крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками

\* фрезерованные зубья — выполнены за одно целое с телом шарошки,

\*\* вставные твердосплавные зубки — обычно карбидвольфрамовые вставки.

Таблица 4.2

Тип долота	Литологическая характеристика разбуриваемой породы
М	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчаников и алевролитов, глинистых слюдистых мергелей и известняков. Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла. Известняки и ракушечники.
МЗ	Переслаивание плотных глин, алевролитов, глинистых или карбонатных песчаников и мергелистых известняков. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, алевролитов, песчаников разнозернистых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев. Известняки органогенные с прослоями разнозернистых песчаников, слюдистых глин и алевролитов.
МС	Глины песчанистые, аргиллитоподобные, опоковидные. Аргиллиты с прослоями разнозернистых песчаников, глинистых алевролитов, известняков и конгломератов, сцементированных известково-глинистым цементом.
МСЗ	Глины пестроцветные и алевролиты с прослоями известняков. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых с алевролитами и песчаниками разнозернистыми, известковистыми, кварцевыми, слабослюдистыми. Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные, с прослоями песчаников и глин. Известняки органогенные, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов. Переслаивание песчаников разнозернистых, кварцевых, глинистых, плотных аргиллитов, иногда известковистых, местами переходящих в мергель; аргиллитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых.
С	Известняки и доломиты пелитоморфные мелкокристаллические, местами брекчиевидные, слабодломитизированные; известняки-ракушечники; мел писчий. Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевроитистые, известковистые, слюдистые, иногда загипсованные. Аргиллиты слоистые, известковистые; мергели песчанистые. Песчаники различной плотности, разнозернистые, часто известковистые и глинистые; алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.
СТ	Известняки и доломиты разнозернистые, иногда брекчиевидные, неравномерно глинистые, участками окремнелые. Переслаивание глин алевроитистых, алевролитов, песчаников слабосцементированных, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.
СЗ	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитизированные, с прослоями аргиллитов. Переслаивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, загипсованных с песчаниками разнозернистыми, кварцевыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремнелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковистыми.
Т	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые. Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные. Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых и песчаников разнозернистых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых. Встречаются конгломераты и гравеллиты.
ТЗ ТКЗ	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, доломитизированные. Доломиты мелко- и тонкозернистые, участками окремнелые, с включениями гипса. Аргиллиты иногда окремнелые. Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые. Роговики, андезиты, андезито-базальты.
К	Известняки и доломиты окремнелые.
ОК	Алевролиты тонкослоистые. Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные. Песчаники кварцевые, кварцитовидные. Андезиты, андезито-базальты.

По конструкции шарошечные долота делятся:

1. По количеству шарошек:

одношарошечные;  
двухшарошечные;  
трехшарошечные.

2. По расположению и конструкции промывочных или продувочных отверстий:

Ц — долото с центральной промывкой;  
Г — долото с боковой промывкой;  
П — долото с центральной продувкой;  
ПГ — долото с боковой продувкой.

3. По конструкции опор шарошек:

В — на подшипниках качения;  
Н — на одном подшипнике скольжения (остальные — подшипники качения);  
У — герметизация опоры с маслonaполнением;  
А — на двух или более подшипниках скольжения.

Литерами А маркируются долота для низкооборотного бурения (до 150 об/мин), Н — для среднеоборотного бурения (от 150 до 400 об/мин), В — для высокооборотного бурения (более 400 об/мин).

Пример маркировки:

**III 215.9 МЗГВ** — долото трехшарошечное, диаметром 215,9 мм, для бурения мягких абразивных пород, с боковой промывкой, для высокооборотного бурения.

**III 295.3 МСГАУ** — долото трехшарошечное, диаметром 295,3 мм, для бурения мягких пород с прослойками средних, с боковой промывкой, для низкооборотного бурения (А — все подшипники скольжения), с герметизированными маслonaполненными опорами.

**К 139.7/52 ТКЗ** — долото для отбора керна диаметром 139,7 мм, диаметр выносимого керна 52 мм, для бурения твердых абразивных пород с пропластками крепких.

В обозначении бурильных головок перед диаметром:

**К** — для керноприемных устройств без съемного керноприемника, тип резьбы — муфта.

**КС** — для керноприемных устройств со съемным керноприемником, тип резьбы — ниппель.

Условия применения шарошечных долот

Таблица 4.3

Группа пород	Категория пород по буримости	Тип долот	Группа пород	Категория пород по буримости	Тип долот
Мягкие	II	М	Крепкие	VII	ТК, ТЗ
Средние	III	М, МС	Очень крепкие	VIII	ТКЗ
Твердые	IV	С, СТ, МСЗ		IX	К, ТКЗ
	V	СТ, Т, МСЗ		X	К, ОК
	VI	Т, ТК, СЗ, ТЗ		XI	ОК
				XII	-

4.2. КОДИРОВАНИЕ ИЗНОСА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ  
ПО МЕТОДИКЕ ВНИИБТ (РД 39-2-51-78)

**В** — износ вооружения (хотя бы одного венца)

**В1** — уменьшение высоты зубьев на 0,25

**В2** — то же на 0,5

**В3** — то же на 0,7

**В4** — то же на 1 (полностью)

**С** — наличие скола зубьев, выпадения или скола твердосплавных зубков. Их число в % записывается в скобках

**П** — износ опоры (хотя бы одной шарошки)

**П1** — радиальный люфт шарошки относительно оси цапфы для долот диаметром менее 216 мм — 0-2 мм, более 216 мм — 0-4 мм

**П2** — то же, для долот диаметром менее 216 мм — 0-5 мм, более 216 мм — 4-8 мм

**П3** — то же, для долот диаметром менее 216 мм — более 5 мм, более 216 мм — более 8 мм, заедание шарошки при вращении

**П4** — разрушение опоры

**К** — заклинивание шарошек. Их число указывается в скобках

**А** — аварийный износ

**АВ** — поломка и оставление вершины шарошки

**АШ** — поломка и оставление шарошки

**АС** — поломка и оставление лапы долота

Число оставленных вершин, шарошек и лап указывается в скобках.

**Д** — уменьшение диаметра долота (указывается в мм)

Пример: Для долота III 215.9 СГН - В2, С (10), П2, К (1) — Вооружение сработано на 0,5 (по высоте зубьев), 10% зубьев имеют сколы, люфт шарошек до 5 мм, одна шарошка заклинена.

### 4.3. КОДИРОВАНИЕ ИЗНОСА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПО СИСТЕМЕ КОДОВ IADC

Кодирование износа шарошечных долот по системе кодов IADC отличается от методики ВНИИБТ более подробным описанием элементов долота и включает 8 позиций (по методике ВНИИБТ — 6), хотя по объему информативности они стоят почти на одном уровне. Кроме того, в системе предусмотрено описание износа по типам долот. Все данные должны записываться в карточку (таблица 4.4) согласно приведенной ниже расшифровке кодов.

Таблица 4.4

Вооружение				Опора (подшипник уплотнение)	Внешний диаметр	Второстепенный износ	Причина подъема
1	О	D	L	B	G	D	R
1	2	3	4	5	6	7	8

**I (1)** — внутренние элементы вооружения (все внутренние ряды)

**О (2)** — внешние элементы вооружения (все внешние ряды)

В колонках 1 и 2 для описания состояния вооружения используется линейная шкала от 0 до 8 в соответствии со следующим:

фрезерованное вооружение:

0 — отсутствие потери высоты зуба

8 — полная потеря высоты зуба

со вставными твердосплавными зубками:

0 — отсутствие износа вооружения

8 — полная потеря вооружения

с фиксированными резцами (алмазные и т. д.):

0 — отсутствие износа вооружения

8 — полная потеря вооружения

**D (3)** — описание износа вооружения (используются только коды, относящиеся к вооружению)

**Коды описания износа вооружения**

BC\* — Слом шарошки

LC\* — Потеря шарошки

BF — Слом алмазной пластины по шву

LT — Потеря зубков или резцов

BT — Слом зубьев или резцов

OC — Эксцентричный износ

BU — Салникообразование на долоте

PB — Повреждение при СПО (сжатое долото)

CC\* — Трещина в шарошке

PN — Закупорка насадки

CD* — Истирание шарошки, потеря вращения шарошки	RG — Износ по внешнему диаметру, скругление внешних резцов
CI — Перекрытие шарошек (задевание одной шарошки за другую)	RO — Кольцевой износ
CR — Кернение долота или разрушение центра шарошки	SD — Повреждение козырька лапы долота
CT — Скол зубков	SS — Износ самозатачивающихся зубков
ER — Эрозия	TR — Образование гребней на забое
FC — Стачивание вершушек зубьев	WO — Промыв инструмента, размытое долото
HC — Термическое растрескивание	WT — Износ зубков или резцов
JD — Износ от посторонних предметов на забое	NO — Отсутствие износа

\* показать номер шарошки или номер в разделе 4

**L (4) — местонахождение**

Для шарошки	Номер шарошки	Для долота
N — Носовой ряд	1	C — Шарошка
M — Средний ряд	2	N — Вершина
G — Внешний ряд	3	T — Конус
A — Все ряды		S — Заплечник
		G — Шаблон
		A — Все зоны

**B (5) — уплотнение подшипника**

C открытой опорой (не герметизированные)

C закрытой опорой (герметизированные)

E — уплотнения эффективны

F — уплотнения вышли из строя

N — невозможно определить

X — для долот без уплотнений (алмазных)

Для описания использованного ресурса применяется линейная шкала от 0 до 8 (0 — ресурс не использован, 8 — ресурс использован полностью)

**G (6) — внешний диаметр**

I — износа по диаметру нет

1/16 — износ по диаметру 1/16 дюйма

1/8 — износ по диаметру 1/8 дюйма

1/4 — износ по диаметру 1/4 дюйма

**D (7) — второстепенный износ (использовать коды из колонки №3)**

**R(8) — причина подъема или прекращения работы**

**Коды причин подъема долота**

BNA — Смена КНБК	HR — Подъем по времени
CM — Обработка бурового раствора	LIN — Потеря инструмента на забое
CP — Отбор керна	LOG — ГИС
DMF — Отказ турбобура	PP — Рост или падение давления на стояке
DP — Разбуривание цемента	PR — Падение скорости бурения
DSF — Авария с бур. колонной	RIG — Ремонт оборудования
DST — Пластовые испытания	TD — Проектный забой
DTF — Отказ забойного инструмента	TQ — Рост крутящего момента
FM — Смена геологической обстановки	TW — Отворот инструмента
HP — Авария	WC — Погодные условия

**Категория твердости пород по шкале МООСА**

Таблица 4.5

Горная порода	Пористость, %	Категория твердости породы	Горная порода	Пористость, %	Категория твердости породы
<b>Карбонатные породы</b>					
Известняки (примеси до 10%)	0-3	VI	Доломиты известковистые (примеси 10-20%)	0-3	VII-VI
	4-10	V		4-10	VI-V
	11-20	IV		11-20	V-IV
	> 20	III		> 20	III-IV
Известняки песчанистые и алевритистые (примеси до 30%)	0-3	VI	Доломиты известковистые (примеси 25-40%)	0-3	VII
	4-10	V		4-10	VII
	11-20	IV		11-20	VII
	20	III		> 20	V-VI
Известняки глинистые (примеси 10-30%)	0-3	VI	Доломиты окремненные	0-3	X
	4-10	V		4-10	IX-VIII
	11-20	IV		11-20	VIII
	> 20	III		20	VII-VIII
Известняки доломитизированные (примеси 10-25%)	0-3	VII-VI	Мергели известковистые (массивные и слоистые)	0-10	VI-V
	4-10	VI-V		11-20	IV
	11-20	V-IV		> 20	III
	> 20	III-IV	Мергели известковистые окремненные	0-3	VII
Известняки доломитизированные (примеси 25-45%)	0-3	VII		4-10	VI
	4-10	VII-VI		> 10	V-VI
	11-20	VI-V	Мергели глинистые (массивные и слоистые)	> 10	IV
	> 20	IV-V		11-20	III
Известняки окремненные (примеси 12-20%)	0-3	VII		21-25	II
	4-10	VII-VI	Мергели глинистые алевритистые	> 25	V
	11-20	VI-V		0-10	I
	> 20	IV-V		11-20	IV
Известняки окремненные (примеси 20-30%)	0-3	VIII	Мергели глинистые оже-лезненные	> 20	III
				0-10	VI-V
				11-20	IV
			Мергели доломитовые	4-10	V
Известняки сульфатизированные (примеси до 20%)	0-3	VI		10	IV
	4-10	V			
	11-20	V			
	> 20	III-IV			
<b>Глинистые породы</b>					
Глины	20-25	II	Аргиллиты	4-10	V
	> 20	I		11-20	IV-III
Глины уплотненные тонко- и микрослоистые	0-3	II	Сланцы: глинистые	4-10	IV
				> 10	II
Глины алевритистые	11-20	IV	глинистые известковистые	4-10	V
	21-25	III	глинистые опаловые	4-10	VI-V
	> 25	II		> 10	IV
			глинисто-углистые	< 10	II-III

Горная порода	Пористость, %	Категория твердости породы	Горная порода	Пористость, %	Категория твердости породы
<b>Обломочные породы</b>			<b>Сульфатно-галоидные породы</b>		
Песчаники и алевролиты:			Ангидриты кристаллические	0-3	V
с регенерационным цементом	0-3	X-IX	Гипсы кристаллические	0-3	III
	4-10	VIII-VII	Каменная соль	0-3	I
с контактным кварцевым цементом	11-20	VII-V	<b>Кремнистые породы</b>		
с карбонатным цементом	> 20	IV-V	Кремни (примеси 10-15%)	0-3	II
	0-3	VII	Кремни глинисто-карбонатные (примеси до 40%)	0-3	IX-VIII
	4-10	VI-V			
	11-20	IV			
	> 20	III			
с доломитовым цементом	0-3	VIII			
	4-10	VII			
	11-20	VII			
	> 20	VI			
с карбонатно-глинистым цементом	0-3	VI			
	4-10	V-IV			
	11-20	IV-III			
	>20	III			
с глинистым цементом	0-3	V			
	4-10	IV			
	11-20	III-II			
с гипсовым порово-базальтовым цементом	0-10	IV			

Некоторые причины износа долот

Таблица 4.6

Состояние долота	Возможные причины износа
Большое число сломанных и потерянных зубков	Неправильный выбор долота Неправильная приработка долота Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка Работа по металлу Чрезмерно большая интенсивность промывки Слишком продолжительное время механического бурения
Значительный износ по диаметру	Чрезмерно высокая частота вращения Слишком продолжительное время механического бурения Спуск и работа долота в стволе уменьшенного диаметра
Эрозия тела шарошки	Чрезмерно большая интенсивность промывки Большое содержание твердой фазы в буровом растворе Чрезмерно большая нагрузка Долото предназначено для менее твердых пород
Чрезмерный износ опор долота	Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка Слишком продолжительное время механического бурения Большое содержание твердой фазы в буровом растворе



# 4.4. ТИПЫ И РАЗМЕРЫ ТРЕХШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ, ВЫПУСКАЕМЫХ ОАО «ВОЛГАБУРМАШ»

Таблица 4.7

№ п/п	Обозначение долот	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Тип опоры			Разбуриваемые породы	Способ бурения		Присоединительная резьба		Масса, кг
				негермети- зированная	герметизи- рованная роликовая	герметизи- рованная скользящая		низко- оборот- ный	высоко- оборот- ный	по ГОСТ России	по API в дюймах	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Долота с фрезерованным вооружением												
1	158.7 М-ГАУ—R-169	6 1/4	126S			*	мягкие	*		3 - 88	3 1/2 REG	17
2	161.0 М-ГАУ—R-98	6 11/32	126S			*	мягкие	*		3 - 88	3 1/2 REG	17
3	190.5 М-ГН—R-22	7 1/2	121S	*			мягкие	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	28
4	190.5 М-ГАУ—R-65	7 1/2	126S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	28
5	190.5 МС-ГН—R-64	7 1/2	131S	*			мягко-средние	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	28
6	190.5 МС-ГАУ-R-92	7 1/2	136S			*	мягко-средние	*		3 - 117	4 1/2 REG	28
7	190.5 С-ГНУ—R-55	7 1/2	214S		*		средние	*		3 - 117	4 1/2 REG	28
8	190.5 СТ-ГН—R-21	7 1/2	231S	*			средне-твердые	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	28
9	190.5 Т-ГНУ—R-25	7 1/2	314S		*		твердые	*		3 - 117	4 1/2 REG	28
10	200.0 М-ГАУ—R-133	7 7/8	116S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	31
11	200.0 М-ГАУ—R-97	7 7/8	126S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	31
12	III215.9 М-ГВ-2 **	8 1/2	121S	*			мягкие	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	38
13	215.9 М-ГН—R-156	8 1/2	121S	*			мягкие	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	35
14	III215.9 М-ПГВ*	8 1/2	122S	*			мягкие	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	35
15	215.9 М-ГНУ—R-101	8 1/2	114S		*		мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
16	215.9 М-ГНУ—R-183	8 1/2	115S		*		мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
17	215.9 М-ГАУ—R-176	8 1/2	117S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
18	215.9М-ГАУ—R-54М	8 1/2	116S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
19	215.9 М-ГАУ—R-54	8 1/2	126S			*	мягкие	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
20	215.9 МС-ГН—R-44	8 1/2	131S			*	мягко-средние	*	*	3 - 117	4 1/2 REG	35
21	215.9 МС-ГНУ—R-45	8 1/2	134S	*			мягко-средние	*		3 - 117	4 1/2 REG	35
22	215.9 МС-ГНУ—R-184	8 1/2	135S		*		мягко-средние	*		3 - 117	4 1/2 REG	35

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
23	215.9 MC-ГAY—R-56	8 1/2	136S			*	мякко-средние	*		3 - 117	4 1/2REG	35
24	III215.9 C-ГВ-2 **	8 1/2	211S	*			средние	*	*	3 - 117	4 1/2REG	35
25	215.9 C-ГН— R-163	8 1/2	211S	*			средние	*	*	3 - 117	4 1/2REG	35
26	215.9 C-ГНУ—R-106	8 1/2	215S		*		средние	*		3 - 117	4 1/2REG	35
27	215.9 CT-ГН—R-13	8 1/2	231S	*			средне-твердые	*	*	3 - 117	4 1/2REG	35
28	215.9 CT-ГAY—R-109	8 1/2	236S			*	средне-твердые	*		3 - 117	4 1/2REG	35
29	III215.9 T-ПВ-2 *	8 1/2	312S	*			твердые	*	*	3 - 117	4 1/2REG	28
30	215.9 T-ПВ—R-170 *	8 1/2	312S	*			твердые	*	*	3 - 117	4 1/2REG	35
31	222.3 M-ГНУ—R-138	8 3/4	114S		*		мягкие	*		3 - 117	4 1/2REG	37
32	244.5 T-ПГВ—R-119 *	9 5/8	312S	*			твердые	*		3 - 152	6 5/8REG	54
33	250.8 M-ГНУ—R-135	9 7/8	114S		*		мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	55
34	250.8 M-ГAY—R-137	9 7/8	116S			*	мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	55
35	250.8 M-ГAY—R-143	9 7/8	126S			*	мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	55
36	250.8 MC-ГНУ—R-142	9 7/8	134S	*	*		мякко-средние	*		3 - 152	6 5/8REG	55
37	269.9 M-ГН—R-03	10 5/8	121S				мягкие	*	*	3 - 152	6 5/8REG	67
38	269.9 M-ГAY—R-63	10 5/8	126S			*	мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	67
39	269.9 C-ГН— R-103	10 5/8	211S	*			средние	*	*	3 - 152	6 5/8REG	67
40	269.9 CT-ГН—R-07	10 5/8	231S	*			средне-твердые	*	*	3 - 152	6 5/8REG	67
41	295.3 M-ГН—R-105	11 5/8	121S	*			мягкие	*	*	3 - 152	6 5/8REG	82
42	295.3 M-ГНУ—R-85	11 5/8	124S		*		мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	82
43	295.3 MC-ГAY—R-116	11 5/8	136S	*		*	мякко-средние	*		3 - 152	6 5/8REG	82
44	295.3 C-ГВ—R-166	11 5/8	211S				средние	*	*	3 - 152	6 5/8REG	82
45	295.3 C-ГНУ—R-58	11 5/8	214S		*		средние	*		3 - 152	6 5/8REG	82
46	311.1 M-ГAY—R-136	12 1/4	116S			*	мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	88
47	311.1 M-ГНУ—R-125	12 1/4	124S		*		мягкие	*		3 - 152	6 5/8REG	88
48	311.1 MC-ГAY-R-117	12 1/4	136S			*	мякко-средние	*		3 - 152	6 5/8REG	88
49	311.1 T-ГНУ—R-126	12 1/4	314S		*		твердые	*		3 - 152	6 5/8REG	88
50	349.2 M-ГВУ—R-181	13 3/4	115S		*		мягкие	*	*	3 - 152	6 5/8REG	120

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
51	393.7 С-ГВУ—R-167	15 1/2	215S		*		средние	*	*	3 - 177	7 5/8REG	180
52	444.5 М-ГВУ—R-146	17 1/2	115S		*		мягкие	*	*	3 - 177	7 5/8REG	260
53	444.5 М-ГВ—R-130	17 1/2	111S	*			мягкие	*	*	3 - 177	7 5/8REG	260
Дюгата с твердосплавным вооружением												
1	120.6 С3-ЦАУ—R-173	4 3/4	547X			*	средние	*		3-76	2 7/8REG	10
2	155.6 М3-ГАУ—R-157	6 1/8	517X			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	17
3	155.6 М3-ГАУ—R-158	6 1/8	527Y			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	17
4	155.6 МС3-ГАУ—R-159	6 1/8	537X			*	мягко-средние	*		3-88	3 1/2REG	17
5	158.7 М3-ГАУ—R-145	6 1/4	517X			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	17
6	158.7 МС3-ГАУ—R-147	6 1/4	537X			*	мягко-средние	*		3-88	3 1/2REG	17
7	161.0 М3-ГАУ—R-94	6 11/32	517X			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	17
8	165.1 М3-ГАУ—R-111	6 1/2	517X			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	20
9	165.1 МС3-ГАУ—R-144	6 1/2	537X			*	мягко-средние	*		3-88	3 1/2REG	20
10	165.1 ОК-ГАУ—R-148	6 1/2	817Y			*	очень крепкие	*		3-88	3 1/2REG	20
11	171.4 М3-ГАУ—R-151	6 3/4	517X			*	мягкие	*		3-88	3 1/2REG	23
12	171.4 МС3-ГАУ—R-152	6 3/4	537X			*	мягко-средние	*		3-88	3 1/2REG	23
13	190.5 М3-ГНУ—R-28	7 1/2	515X		*		мягкие	*		3-117	4 1/2REG	30
14	190.5 М3-ГАУ—R-61	7 1/2	517X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	30
15	190.5 МС3-ГНУ—R-31	7 1/2	535X		*		мягко-средние	*		3-117	4 1/2REG	30
16	190.5 МС3-ГАУ—R-24	7 1/2	537X			*	мягко-средние	*		3-117	4 1/2REG	30
17	190.5 С3-ГНУ—R-46	7 1/2	545X		*		средние	*		3-117	4 1/2REG	30
18	190.5 С3-ГАУ—R-27	7 1/2	547X			*	средние	*		3-117	4 1/2REG	30
19	1 190.5 С3-АУ	7 1/2	547			*	средние	*		3-177	4 1/2REG	37
20	190.5 Т3-ГНУ—R-29	7 1/2	525X		*		твердые	*		3-117	4 1/2REG	30
21	190.5 Т3-ГАУ—R-60	7 1/2	627X			*	твердые	*		3-117	4 1/2REG	30
22	190.5 К-ГНУ—R-30	7 1/2	745Y		*		крепкие	*		3-117	4 1/2REG	30
23	190.5 К-ГАУ—R-33	7 1/2	747Y			*	крепкие	*		3-117	4 1/2REG	30
24	190.5 ОК-ГНУ—R-32	7 1/2	835Y		*		очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	30

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
25	190.5 ОК-ГАУ—R-123	7 1/2	837Y			*	очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	30
26	200.0 M3-ГАУ—R-128	7 7/8	417X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	33
27	200.0 M3-ГАУ—R-84	7 7/8	437X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	33
28	200.0 M3-ГАУ—R-127	7 7/8	517X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	33
29	200.0 M3-ГАУ—R-141	7 7/8	527Y			*	мягко-средние	*		3-117	4 1/2REG	33
30	200.0 MC3-ГАУ—R-90	7 7/8	537X			*	очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	33
31	200.0 ОК-ГАУ—R-149	7 7/8	817Y			*	очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	33
32	215.9 M3-ГАУ—R-160	8 1/2	417X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	37
33	215.9 M3-ГАУ—R-86	8 1/2	437X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	37
34	215.9 M3-ГВ-R155M	8 1/2	513X	*			мягкие	*	*	3-117	4 1/2REG	37
35	215.9 M3-ГНУ—R-04M	8 1/2	515X		*		мягкие	*		3-117	4 1/2REG	37
36	215.9 M3-ГАУ—R-02M	8 1/2	517X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	37
37	215.9 M3-ГАУ—R-233	8 1/2	437X			*	мягкие абразивные	*	*	3-117	4 1/2REG	37
38	215.9 MC3-ГНУ—R-71	8 1/2	535X		*		мягко-средние	*		3-117	4 1/2REG	37
39	215.9 C-ГВ—R-192	8 1/2	211S	*			средние	*		3-117	4 1/2REG	35
40	215.9 C-ГВУ—R-190	8 1/2	114S		*		средние	*		3-117	4 1/2REG	37
41	215.9 M3-ГВУ—R-206	8 1/2	515Z		*		мягкие	*		3-117	4 1/2REG	37
42	215.9 C3-ГВ—R-162	8 1/2	533X	*			средние	*	*	3-117	4 1/2REG	37
43	215.9 C3-AУ	8 1/2	547				средние	*	*	3-117	4 1/2REG	45
44	215.9 T3-ГН—R-15	8 1/2	623X	*		*	твердые	*	*	3-117	4 1/2REG	37
45	215.9 T3-ГНУ—R-05	8 1/2	625X		*		твердые	*		3-117	4 1/2REG	37
46	215.9 T3-ГАУ—R-40M	8 1/2	627X			*	твердые	*		3-117	4 1/2REG	37
47	III 215.9 T3-ПВ*	8 1/2	612X	*			твердые	*	*	3-117	4 1/2REG	27
48	215.9 K-ГНУ—R-08	8 1/2	745Y		*		крепкие	*		3-117	4 1/2REG	37
49	215.9 K-ГАУ—R-10	8 1/2	747Y			*	крепкие	*		3-117	4 1/2REG	37
50	215.9 K-ПВ—R-179*	8 1/2	732Y	*			крепкие	*	*	3-117	4 1/2REG	27
51	215.9 ОК-ГНУ—R-09	8 1/2	835Y		*		очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	37

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
52	215.9 ОК-ГАУ—R-104	8 1/2	837Y			*	очень крепкие	*		3-117	4 1/2REG	37
53	215.9 ОК-ПВ—R-177*	8 1/2	832Y	*			очень крепкие	*	*	3-117	4 1/2REG	27
54	222.3 МЗ-ГАУ—R-70	8 3/4	437X			*	мягкие	*		3-117	4 1/2REG	40
55	244.5 МСЗ-ГНУ—R-12	9 5/8	535X		*		мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	58
56	244.5 МСЗ-ГАУ—R-113	9 5/8	537X			*	мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	58
57	244.5 СЗ-ГНУ—R-17	9 5/8	545X		*		средние	*		3-152	6 5/8REG	58
58	244.5 СЗ-ПГН—R-182	9 5/8	542X		*		средние	*	*	3-152	6 5/8REG	58
59	244.5 ТЗ-ПГН—R-120*	9 5/8	622X	*			твердые	*	*	3-152	6 5/8REG	58
60	244.5 К-ПГВ—R-118*	9 5/8	742Y	*			крепкие	*	*	3-152	6 5/8REG	58
61	244.5 К-ПГН—R-121*	9 5/8	742Y	*			крепкие	*	*	3-152	6 5/8REG	58
62	244.5 ОК-ПГВ—R-115*	9 5/8	832Y	*			очень крепкие	*	*	3-152	6 5/8REG	58
63	244.5 ОК-ПГН—R-89M*	9 5/8	832Y	*			очень крепкие	*	*	3-152	6 5/8REG	58
64	250.8 МЗ-ГАУ—R-132	9 7/8	517X			*	мягкие	*		3-152	6 5/8REG	58
65	250.8 МСЗ-ГАУ—R-131	9 7/8	537X			*	мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	58
66	250.8 ТЗ-ГАУ—R-154	9 7/8	617A			*	твердые	*		3-152	6 5/8REG	58
67	250.8 ТКЗ-ГАУ—R-156	9 7/8	637Y			*	твердо-крепкие	*		3-152	6 5/8REG	58
68	250.8 К-ГАУ—R-150	9 7/8	737Y			*	крепкие	*		3-152	6 5/8REG	58
69	269.9 МЗ-ГАУ—R-78	10 5/8	437X			*	мягкие	*		3-152	6 5/8REG	76
70	269.9 МСЗ-ГНУ—R-79	10 5/8	535X		*		мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	76
71	269.9 МСЗ-ГАУ—R-35	10 5/8	537X			*	мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	76
72	269.9 СЗ-ГНУ—R-06M	10 5/8	545X		*		средние	*		3-152	6 5/8REG	76
Долота с твердосплавным вооружением												
73	269.9 СЗ-ГАУ—R-81	10 5/8	547X			*	средние	*		3-152	6 5/8REG	76
74	269.9 ТЗ-ГН—R-20M	10 5/8	623X	*			твердые	*	*	3-152	6 5/8REG	76
75	269.9 ТЗ-ГАУ—R-100	10 5/8	627X			*	твердые	*		3-152	6 5/8REG	76
76	269.9 СЗ-ПГВ—R-171*	10 5/8	542X	*			средние	*	*	3-152	6 5/8REG	76
77	269.9 К-ГНУ—R-26	10 5/8	745Y		*		крепкие	*		3-152	6 5/8REG	76
78	269.9 ОК-ПГВ—R-172*	10 5/8	832Y	*			очень крепкие	*	*	3-152	6 5/8REG	76

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
79	279.4 СЗ-ГАУ—R-161	11	547X			*	средние	*		3-152	6 5/8REG	79
80	279.4 ТЗ-ГАУ—R-164	11	617A			*	твердые	*		3-152	6 5/8REG	79
81	295.3 МЗ-ГН—R-108	11 5/8	433X	*			мягкие	*	*	3-152	6 5/8REG	90
82	295.3 МЗ-ГНУ—R-77	11 5/8	435X		*		мягкие	*	*	3-152	6 5/8REG	90
83	295.3 МЗ-ГАУ—R-114	11 5/8	437X			*	мягкие	*		3-152	6 5/8REG	90
84	295.3 МСЗ-ГН—R-95	11 5/8	533X	*			мягко-средние	*	*	3-152	6 5/8REG	90
85	295.3 МСЗГНУ—R-37M	11 5/8	535X		*		мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	90
86	295.3 СЗ-ГН—R-96	11 5/8	543X	*			средние	*	*	3-152	6 5/8REG	90
87	295.3 СЗ-ГНУ—R-23M	11 5/8	545X		*		средние	*		3-152	6 5/8REG	90
88	295.3 МСЗ-ГНУ—R-37	11 5/8	535X		*		мягко-средние	*	*	3-152	6 5/8REG	90
89	295.3 ТЗ-ГН—R-62	11 5/8	623X	*			твердые	*	*	3-152	6 5/8REG	90
90	295.3 ТЗ-ГНУ—R-57	11 5/8	625X		*		твердые	*		3-152	6 5/8REG	90
91	295.3 С-ГНУ—R-58	11 5/8	214S		*		средние	*	*	3-152	6 5/8REG	82
92	311.1 МЗ-ГАУ—R-107	12 1/4	437X			*	мягкие	*		3-152	6 5/8REG	93
93	311.1 МСЗ-ГН—R-124	12 1/4	533X	*			мягко-средние	*	*	3-152	6 5/8REG	93
94	311.1 МСЗ-ГАУ—R-122	12 1/4	537X			*	мягко-средние	*		3-152	6 5/8REG	93
95	311.1 ТЗ-ГАУ—R-139	12 1/4	617X			*	твердые	*		3-152	6 5/8REG	93
96	320.0 ТЗ-ПГВ—R-178*	12 5/8	622X	*			твердые	*	*	3-152	6 5/8REG	100
97	393.7 СЗ-ГВУ—R-174	15 1/2	545X		*		средние	*	*	3-177	7 5/8REG	200
98	444.5 МСЗ-ГВУ—R-168	17 1/2	535X		*		мягко-средние	*	*	3-177	7 5/8REG	270

\* Пробушка забоя воздухом

\*\* Долота изготовлены по ГОСТ 20692-75

4.5. ТИПЫ И РАЗМЕРЫ ТРЕХШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ, ВЫПУСКАЕМЫХ АО «УРАЛБУРМАШ»

Таблица 4.8

№	Код IADC	Обозначение долот	Диаметр долота, дюйм	Высота, мм	Разбуриваемые породы	Способ бурения		Допускаемая осевая нагрузка, кН	Присоединительная резьба		Масса, кг
						низко-оборотный	высоко-оборотный		По ГОСТ России	По API в дюймах	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Долота с фрезерованным вооружением											
1	321	76 Т-ЦА	3	120	твердые	*		36	N-ROD 3-42	N-ROD	1,6
2	221	II 93 С-ЦВ	3 21/32	162	средние	*		40	3-50	-	2,3
3	321	93 Т-ЦВ-3	3 21/32	153	твердые	*		40	3-50	-	2,8
4	221	98.4 С-ЦА	3 7/8	150	средние	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
5	321	98.4 С-ЦА	3 7/8	150	твердые	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
6	221	101.6 С-ЦА	4	150	средние	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
7	321	101.6 Т-ЦА	4	150	твердые	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
8	221	104.8 С-ЦА	4 1/8	150	средние	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
9	321	104.8 Т-ЦА	4 1/8	150	твердые	*		50	3-66	2 3/8R	3,9
10	111	II 112 М-ЦВ	4 13/32	173	мягкие	*		50	3-66,5	-	5,4
11	221	II 112 С-ЦВ	4 13/32	173	средние	*		50	3-63,5	-	4,6
12	321	112 Т-ЦВ	4 13/32	156	твердые	*		50	3-63,5	-	4,6
13	221	114.3 С-ЦВ	4 1/2	173	средние	*		50	3-76	2 7/8R	4,6
14	321	114.3 Т-ЦВ	4 1/2	156	твердые	*		50	3-76	2 7/8R	4,6
15	221	120.6 С-ЦА	4 3/4	192	средние	*		60	3-76	2 7/8R	6,6
16	231	120.6 СТ-ЦА	4 3/4	192	средние твердые	*		60	3-76	2 7/8R	6,6
17	321	120.6 Т-ЦА	4 3/4	192	твердые	*		60	3-76	2 7/8R	6,6
18	221	123.8 С-ЦА	4 7/8	192	средние	*		60	3-76	2 7/8R	6,6
19	321	123.8 Т-ЦА	4 7/8	192	твердые	*		60	3-76	2 7/8R	6,6
20	111	II 132 М-ЦВ	5 3/16	190	мягкие	*		65	3-63,5	-	6,3
21	221	132 С-ЦВ-2	5 3/16	185	средние	*		65	3-63,5	-	6,7
22	321	132 Т-ЦВ	5 3/16	187	твердые	*		65	3-63,5	-	6,7

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
23	221	139.7 С-ЦВ	5 1/2	228	средние	*		120	3-88	3 1/2R	11
24	231	139.7 СТ-ЦВ	5 1/2	228	средние твердые	*		120	3-88	3 1/2R	11
25	321	139.7 Т-ЦВ	5 1/2	228	твердые	*		120	3-88	3 1/2R	11
26	221	146 С-ЦВ	5 3/4	200	средние	*		150	3-88	3 1/2R	10
27	321	146 Т-ЦВ	5 3/4	200	твердые	*		150	3-88	3 1/2R	10
28	322	146 Т-ПВ	5 3/4	200	твердые	*		150	3-88	3 1/2R	10
29	221	149.2 С-ЦВ	5 7/8	200	средние	*		150	3-88	3 1/2R0	10
30	222	149.2 С-ПВ	5 7/8	200	средние	*		150	3-88	3 1/2R	10
31	321	149.2 Т-ЦВ	5 7/8	200	твердые	*		150	3-88	3 1/2R	10
32	322	149.2 Т-ПВ	5 7/8	200	твердые	*		150	3-88	3 1/2R	10
33	221	151 С-ЦВ	5 15/16	228	средние	*		155	3-88	3 1/2R	11,5
34	321	151 Т-ЦВ	5 15/16	228	твердые	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
35	221	152.4 С-ЦВ	6	228	средние	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
36	321	152.4 Т-ЦВ	6	228	твердые	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
37	111	155.6 М-ЦВ	6 1/8	230	мягкие	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
38	221	155.6 С-ЦВ	6 1/8	230	средние	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
39	321	155.6 Т-ЦВ	6 1/8	230	твердые	*		160	3-88	3 1/2R	11,5
40	221	158.7 С-ЦВ	6 1/4	240	средние	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
41	321	158.7 Т-ЦВ	6 1/4	240	твердые	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
42	221	161 С-ЦВ	6 11/32	240	средние	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
43	321	161 Т-ЦВ	6 11/32	240	твердые	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
44	322	161 Т-ПВ	6 11/32	240	твердые	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
45	221	165.1 С-ЦВ	6 1/2	240	средние	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
46	321	165.1 Т-ЦВ	6 1/2	240	твердые	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
47	322	165.1 Т-ПВ	6 1/2	240	твердые	*		170	3-88	3 1/2R	12,5
48	221	171.4 С-ГВ	6 3/4	285	средние	*		180	3-88	3 1/2R	20,3
49	222	171.4 С-ПВ	6 3/4	285	средние	*		180	3-88	3 1/2R	20,3
50	121	190.5 М-ГВ-1	7 1/2	315	мягкие	*	*	200	3-117	4 1/2R	26,1



Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
51	221	190.5 С-ЦВ-1	7 1/2	315	средние	*	*	200	3-117	4 1/2R	22,1
52	221	190.5 С-ГВ-1	7 1/2	283	средние	*	*	200	3-117	4 1/2R	26
53	321	190.5 Т-ЦВ-1	7 1/2	283	твердые	*	*	200	3-117	4 1/2R	22,6
54	121	215.9 М-ГВ	8 1/2	340	мягкие	*	*	250	3-117	4 1/2R	32
55	122	215.9 М-ПГВ	8 1/2	340	мягкие	*	*	250	3-117	4 1/2R	32
56	221	215.9 С-ГВ	8 1/2	340	средние	*	*	250	3-117	4 1/2R	32
57	222	215.9 С-ПВ	8 1/2	340	средние	*	*	250	3-117	4 1/2R	32
58	321	215.9 Т-ЦВ	8 1/2	273	твердые	*	*	250	3-117	4 1/2R	27,2
59	322	215.9 Т-ПВ	8 1/2	273	твердые	*	*	250	3-117	4 1/2R	27,2
60	221	244.5 С-ЦВ	9 5/8	334	средние	*	*	320	3-121	4 1/2R	39,2
61	222	244.5 С-ПВ	9 5/8	334	средние	*	*	320	3-121	4 1/2R	39,2
62	321	244.5 Т-ЦВ	9 5/8	285	твердые	*	*	320	3-121	4 1/2R	37,2
63	322	244.5 Т-ПВ	9 5/8	285	твердые	*	*	320	3-121	4 1/2R	37,2
Долота с твердосплавным вооружением											
1	541	76 СЗ-ЦВ	3	120	средние абразивные	*	*	36	N-ROD 3-42	N-ROD	1,8
2	741	76 К-ЦВ	3	120	крепкие	*	*	36	N-ROD 3-42	N-ROD	1,8
3	741	93 К-ЦА	3 21/32	155	крепкие	*	*	40	3-50	-	3,2
4	621	98.4 ТЗ-ЦА	3 7/8	168	твердые абразивные	*	*	50	3-66	2 3/8R	4
5	831	98.4 ОК-ЦА	3 7/8	168	очень крепкие	*	*	50	3-66	2 3/8R	4,2
6	621	101.6 ТЗ-ЦА	4	168	твердые абразивные	*	*	50	3-66	2 3/8R	4
7	831	101.6 ОК-ЦА	4	168	очень крепкие	*	*	50	3-66	2 3/8R	4,2
8	621	104.8 ТЗ-ЦА	4 1/8	168	твердые абразивные	*	*	50	3-66	2 3/8R	4
9	831	104.8 ОК-ЦА	4 1/8	168	очень крепкие	*	*	50	3-66	2 3/8R	4,2
10	621	112 ТЗ-ЦА	4 13/32	152	твердые абразивные	*	*	50	3-63.5	-	5
11	831	112 К-ЦВ	4 13/32	152	крепкие	*	*	50	3-63.5	-	5
12	541	114.3 СЗ-ЦВ	4 1/2	152	средние абразивные	*	*	50	3-76	2 7/8R	5
13	621	114.3 ТЗ-ЦВ	4 1/2	152	твердые абразивные	*	*	50	3-76	2 7/8R	5
14	831	114.3 К-ЦВ	4 1/2	152	крепкие	*	*	50	3-76	2 7/8R	5

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15	621	120.6 ТЗ-ЦА	4 3/8	190	твердые абразивные	*		60	3-76	2 7/8R	6,5
16	831	120.6 ОК-ЦА	4 3/8	190	очень крепкие	*		60	3-76	2 7/8R	6,9
17	541	123.8 СЗ-ЦА	4 7/8	192	средние абразивные	*		60	3-76	2 7/8R	6,5
18	621	123.8 ТЗ-ЦА	4 7/8	192	твердые абразивные	*		60	3-76	2 7/8R	6,5
19	831	123.8 ОК-ЦА	4 7/8	192	очень крепкие	*		60	3-76	2 7/8R	6,9
20	741	132 К-ЦВ	5 3/16	182	крепкие	*		65	3-63,5	-	7,4
21	541	133.4 СЗ-ЦВ	5 1/4	184	средние абразивные	*		65	3-76	2 7/8R	8,5
22	543	1 139.7 СЗ-АУ	5 1/2	280	средние абразивные	*		160	3-88	3 1/2R	14,2
23	541	146 СЗ-ЦА	5 3/8	200	средние абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	11
24	542	146 СЗ-ПВ	5 3/4	200	средние абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	11
25	621	146 ТЗ-ЦВ	5 3/4	200	твердые абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	11
26	622	146 ТЗ-ПВ	5 3/4	200	твердые абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	11
27	741	146 К-ЦВ	5 3/4	200	крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	11
28	742	146 К-ПВ	5 3/4	200	крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	11
29	831	146 ОК-ЦВ	5 3/4	200	очень крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	11
30	832	146 ОК-ПВ	5 3/4	200	очень крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	11
31	541	149.2 СЗ-ЦВ	5 7/8	200	средние абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
32	542	149.2 СЗ-ПВ	5 7/8	200	средние абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
33	621	149.2 ТЗ-ЦВ	5 7/8	200	твердые абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
34	622	149.2 ТЗ-ПВ	5 7/8	200	твердые абразивные	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
35	741	149.2 К-ЦВ	5 7/8	200	крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
36	742	149.2 К-ПВ	5 7/8	200	крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
37	831	149.2 ОК-ЦВ	5 7/8	200	очень крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
38	832	149.2 ОК-ПВ	5 7/8	200	очень крепкие	*		150	3-88	3 1/2R	10,5
39	741	151 К-ЦВ	5 15/16	230	крепкие	*		160	3-88	3 1/2R	11,8
40	741	152.4 К-ЦВ	6	230	крепкие	*		160	3-88	3 1/2R	11,8
41	741	155.6 К-ЦВ	6 1/8	230	крепкие	*		160	3-88	3 1/2R	11,8
42	543	1 161 СЗ-Н	6 11/32	305	средние абразивные	*		250	3-88	3 1/2R	15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
43	741	161 К-ЦВ	6 11/32	238	крепкие	*		170	3-88	3 1/2R	13,5
44	742	161 К-ПВ	6 11/32	238	крепкие	*		170	3-88	3 1/2R	13,5
45	543	1 165.1 С3-Н	6 1/2	305	средние абразивные	*		250	3-88	3 1/2R	15
46	741	165.1 К-ЦВ	6 1/2	238	крепкие	*		170	3-88	3 1/2R	13,5
47	742	165.1 К-ПВ	6 1/2	238	крепкие	*		170	3-88	3 1/2R	13,5
48	541	171.4 С3-ГВ	6 3/4	285	средние абразивные	*		180	3-88	3 1/2R	20,3
49	542	171.4 С3-ПВ	6 3/4	285	средние абразивные	*		180	3-88	3 1/2R	20,3
50	431	190.5 М3-ГВ	7 1/2	315	мягкие абразивные	*	*	200	3-117	4 1/2R	27,4
51	541	190.5 С3-ГВ 1	7 1/2	315	средние абразивные	*	*	200	3-117	4 1/2R	33
52	641	190.5 ТК3-ЦВ	7 1/2	285	твердые абразивные пропластки крепких	*	*	200	3-117	4 1/2R	23,2
53	642	190.5 ТК3-ПВ	7 1/2	283	твердые абразивные пропластки крепких	*		200	3-117	4 1/2R	23,2
54	742	190.5 К-ЦВ	7 1/2	283	крепкие	*	*	200	3-117	4 1/2R	23,2
55	742	190.5 К-ПВ	7 1/2	283	крепкие	*		200	3-117	4 1/2R	23,2
56	431	215.9 М3-ГВ 7	8 1/2	340	мягкие абразивные	*	*	250	3-117	4 1/2R	33
57	432	215.9 М3-ПГВ 7	8 1/2	340	мягкие абразивные	*		250	3-117	4 1/2R	33
58	541	215.9 С3-ГВ	8 1/2	340	средние абразивные	*	*	250	3-117	4 1/2R	33
59	542	215.9 С3-ПГВ	8 1/2	340	средние абразивные	*		250	3-117	4 1/2R	33
60	622	215.9 Т3-ПВ	8 1/2	273	твердые абразивные	*		250	3-117	4 1/2R	29,3
61	621	215.9 Т3-ЦВ	8 1/2	273	твердые абразивные	*	*	250	3-117	4 1/2R	29,3
62	742	215.9 К-ПВ	8 1/2	273	крепкие	*		250	3-117	4 1/2R	29,3
63	832	215.9 ОК-ПВ	8 1/2	273	очень крепкие	*		250	3-117	4 1/2R	30
64	541	244.5 С3-ГВ	8 1/2	285	средние абразивные	*	*	320	3-117	4 1/2F	30,6
65	542	244.5 С3-ПВ	8 1/2	285	средние абразивные	*		320	3-121	4 1/2F	38,6
66	621	244.5 Т3-ЦВ-2	9 5/8	285	твердые абразивные	*	*	320	3-121	4 1/2F	38,6
67	622	244.5 Т3-ПВ-2	9 5/8	285	твердые абразивные	*		320	3-121	4 1/2F	38,6
68	622	244.5 ТК3-ПВ	9 5/8	285	твердые абразивные пропластки крепких	*		320	3-121	4 1/2F	38,6

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
69	742	244.5 К-ПВ-1	9 5/8	285	крепкие	*		320	3-121	4 1/2F	39
70	832	244.5 ОК-ПВ-1	9 7/8	285	очень крепкие	*		320	3-121	4 1/2F	39
71	432	250.8 МЗ-ПГВ	9 7/8	290	мягкие абразивные	*	*	320	3-152	6 5/8R	48,3
72	111	250.8 МЗ-ГВ	9 7/8	290	мягкие абразивные	*	*	320	3-152	6 5/8R	48,3
73	541	250.8 СЗ-ГВ	9 7/8	290	средние абразивные	*	*	320	3-152	6 5/8R	48,3
74	742	250.8 К-ПВ	9 7/8	290	крепкие	*		320	3-152	6 5/8R	50
75	832	250.8 ОК-ПВ	9 7/8	290	очень крепкие	*		320	3-152	6 5/8R	50
76	622	269.9 ТКЗ-ПВ	10 5/8	325	твердые абразивные пропластки крепких	*		350	3-152	6 5/8R	54,2
77	742	269.9 К-ПВ	10 5/8	325	крепкие	*		350	3-152	6 5/8R	54,2
78	832	269.9 ОК-ПВ	10 5/8	325	очень крепкие	*		350	3-152	6 5/8R	54,2
Головки шарошечные бурильные											
1	621	К 139.7/52 ТЗ	5 1/2	248	твердые абразивные	*		50	3-110	-	15,25
2	541	К 139.7/52 СЗ	5 1/2	250	средние абразивные	*		60	3-110	-	16,35
3	631	К 139.7/52 ТКЗ	5 1/2	234	твердые абразивные пропластки крепких	*		70	3-110	-	16,7
4	541	К 158.7/67 СЗ	6 1/4	250	средние абразивные	*		100	3-133	NC-50	13,4
5	631	К 158.7/67 ТКЗ-1	6 1/4	236	твердые абразивные пропластки крепких	*		80	3-133	NC-50	13,4
6	631	КС 187.3/40 ТКЗ	7 3/8	244	твердые абразивные пропластки крепких	*	*	120	3-147	5 1/2F	31,3
7	541	К 187.3/40 СЗ	7 3/8	288	средние абразивные	*		120	3-150	-	21,1
8	231	К 187.3/40 СТ	7 3/8	265	средние и твердые	*		110	3-150	-	18,4
9	541	К 212.7/80 СЗ	8 3/8	305	средние абразивные	*		160	3-150	-	18,4
10	631	К 212.7/80 ТКЗ-1	8 3/8	254	твердые абразивные пропластки крепких	*		140	3-150	-	26
11	231	К 212.7/80 СТ-1	8 3/8	254	средние и твердые	*		130	3-150	-	29,6
12	631	К 212.7/60 ТКЗ	8 3/8	254	твердые абразивные пропластки крепких	*	*	140	3-161	-	31,6

# 4.6. ТИПЫ И РАЗМЕРЫ ДОЛОТ, ВЫПУСКАЕМЫХ ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Таблица 4.9

№	Обозначение долот	Диаметр долота, мм	Расход промыв. жидкости, л/сек	Разбуhrиваемые породы	Диаметр керна, мм	Тип вращателя, ротор, двигатель забойный	Частота вращения, об/мин	Допускаемая осевая нагрузка, кН	Присоединительная резьба	
									по ГОСТ 21210-75	по API в дюймах
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Бурильные головки, армированные алмазно-твердосплавными пластинами</b>										
1	БИТ-138.1/52МС	138,1	10-12	Мягко-средние	52	*	60-120	20-30	3-110	-
2	БИТ-138.1/67 МС	138,1	10-12	Мягко-средние	67	*	60-120	20-30	3-110	-
3	БИТ-140/67 МС	140	10-12	Мягко-средние	67	*	60-120	20-30	3-110	-
4	БИТ-159.4/67 МС	159,4	10-12	Мягко-средние	67	*	60-120	20-30	3-133	NC-50
5	БИТ-188.9/80 МС	188,9	10-12	Мягко-средние	80	*	60-120	20-30	3-150	-
6	БИТ-188.9/100 МС	188,9	10-12	Мягко-средние	100	*	60-120	20-30	3-161	-
7	БИТ-212/80 МС	212	10-12	Мягко-средние	80	*	60-120	20-30	3-150	-
8	БИТ-212/100 МС	212	10-12	Мягко-средние	100	*	60-120	20-30	3-161	-
9	БИТ-138.1/67 С	138,1	18-25	Средние	67	*	60-120	20-50	3-110	-
10	БИТ-140/67 С	140	18-25	Средние	67	*	60-120	20-50	3-110	-
11	БИТ-188.9/80 С	188,9	18-25	Средние	80	*	60-120	20-50	3-150	-
12	БИТ-188.9/100 С	188,9	18-25	Средние	100	*	60-120	20-50	3-161	-
13	БИТ-195/80С	195	18-25	Средние	80	*	60-120	20-50	3-150	-
14	БИТ-212/80 С	212	18-25	Средние	80	*	60-120	20-50	3-150	-
15	БИТ-212/100 С	212	18-25	Средние	100	*	60-120	20-50	3-161	-
16	БИТ-138.1/52 С2	138,1	18-25	Среднетвердые	52	*	60-120	20-50	3-110	-
17	БИТ-138.1/67 С2	138,1	18-25	Среднетвердые	67	*	60-120	20-50	3-110	-
18	БИТ-140/67 С2	140	18-25	Среднетвердые	67	*	60-120	20-50	3-110	-
19	БИТ-188.9/80 С2	188,9	18-25	Среднетвердые	80	*	60-120	20-50	3-150	-
20	БИТ-188.9/100 С2	188,9	18-25	Среднетвердые	100	*	60-120	20-50	3-161	-
21	БИТ-195/80 С2	195	18-25	Среднетвердые	80	*	60-120	20-50	3-150	-
22	БИТ-212/80 С2	212	18-25	Среднетвердые	80	*	60-120	20-50	3-150	-
23	БИТ-212/100 С2	212	18-25	Среднетвердые	100	*	60-120	20-70	3-161	-
<b>Буровые долота, армированные алмазно-твердосплавными пластинами с дополнительными вставками с ипретгированными алмазами</b>										
24	БИТ-140 С2	140	10-15	Среднетвердые		*	до 400	5-50	3-88	3 1/2 REG
25	БИТ-188.9 С2	188,9		Среднетвердые		*			3-117	4 1/2 REG
26	БИТ-195 С2	195	30-36	Среднетвердые		*	60-200	40-80	3-117	4 1/2 REG
27	БИТ-214.3 С2	214,3		Среднетвердые		*			3-117	4 1/2 REG

4.7. КЛАССИФИКАТОР ДОЛОТ ПО СТАНДАРТУ IADS  
По материалам фирм Hughes Christensen, Security DBS, REED

Таблица 4.10

		SECURITY DBS										HUGHES										REED										SVTHH																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
Фирма-владелец губ. для материала	1	S380 S381D S383D	S382 S383S S383S	S383 S384 S41GJ	S384 S44 S41GJ	S385 S386 S387	S388 S389 S390	S389 S390 S391	S392 S393 S394	S395 S396 S397	S398 S399 S400	S399 S400 S401	S402 S403 S404	S405 S406 S407	S408 S409 S410	S409 S410 S411	S412 S413 S414	S415 S416 S417	S418 S419 S420	S421 S422 S423	S424 S425 S426	S427 S428 S429	S430 S431 S432	S433 S434 S435	S436 S437 S438	S439 S440 S441	S442 S443 S444	S445 S446 S447	S448 S449 S450	S451 S452 S453	S454 S455 S456	S457 S458 S459	S460 S461 S462	S463 S464 S465	S466 S467 S468	S469 S470 S471	S472 S473 S474	S475 S476 S477	S478 S479 S480	S481 S482 S483	S484 S485 S486	S487 S488 S489	S490 S491 S492	S493 S494 S495	S496 S497 S498	S499 S500 S501	S502 S503 S504	S505 S506 S507	S508 S509 S510	S511 S512 S513	S514 S515 S516	S517 S518 S519	S520 S521 S522	S523 S524 S525	S526 S527 S528	S529 S530 S531	S532 S533 S534	S535 S536 S537	S538 S539 S540	S541 S542 S543	S544 S545 S546	S547 S548 S549	S550 S551 S552	S553 S554 S555	S556 S557 S558	S559 S560 S561	S562 S563 S564	S565 S566 S567	S568 S569 S570	S571 S572 S573	S574 S575 S576	S577 S578 S579	S580 S581 S582	S583 S584 S585	S586 S587 S588	S589 S590 S591	S592 S593 S594	S595 S596 S597	S598 S599 S600	S601 S602 S603	S604 S605 S606	S607 S608 S609	S610 S611 S612	S613 S614 S615	S616 S617 S618	S619 S620 S621	S622 S623 S624	S625 S626 S627	S628 S629 S630	S631 S632 S633	S634 S635 S636	S637 S638 S639	S640 S641 S642	S643 S644 S645	S646 S647 S648	S649 S650 S651	S652 S653 S654	S655 S656 S657	S658 S659 S660	S661 S662 S663	S664 S665 S666	S667 S668 S669	S670 S671 S672	S673 S674 S675	S676 S677 S678	S679 S680 S681	S682 S683 S684	S685 S686 S687	S688 S689 S690	S691 S692 S693	S694 S695 S696	S697 S698 S699	S700 S701 S702	S703 S704 S705	S706 S707 S708	S709 S710 S711	S712 S713 S714	S715 S716 S717	S718 S719 S720	S721 S722 S723	S724 S725 S726	S727 S728 S729	S730 S731 S732	S733 S734 S735	S736 S737 S738	S739 S740 S741	S742 S743 S744	S745 S746 S747	S748 S749 S750	S751 S752 S753	S754 S755 S756	S757 S758 S759	S760 S761 S762	S763 S764 S765	S766 S767 S768	S769 S770 S771	S772 S773 S774	S775 S776 S777	S778 S779 S780	S781 S782 S783	S784 S785 S786	S787 S788 S789	S790 S791 S792	S793 S794 S795	S796 S797 S798	S799 S800 S801	S802 S803 S804	S805 S806 S807	S808 S809 S810	S811 S812 S813	S814 S815 S816	S817 S818 S819	S820 S821 S822	S823 S824 S825	S826 S827 S828	S829 S830 S831	S832 S833 S834	S835 S836 S837	S838 S839 S840	S841 S842 S843	S844 S845 S846	S847 S848 S849	S850 S851 S852	S853 S854 S855	S856 S857 S858	S859 S860 S861	S862 S863 S864	S865 S866 S867	S868 S869 S870	S871 S872 S873	S874 S875 S876	S877 S878 S879	S880 S881 S882	S883 S884 S885	S886 S887 S888	S889 S890 S891	S892 S893 S894	S895 S896 S897	S898 S899 S900	S901 S902 S903	S904 S905 S906	S907 S908 S909	S910 S911 S912	S913 S914 S915	S916 S917 S918	S919 S920 S921	S922 S923 S924	S925 S926 S927	S928 S929 S930	S931 S932 S933	S934 S935 S936	S937 S938 S939	S940 S941 S942	S943 S944 S945	S946 S947 S948	S949 S950 S951	S952 S953 S954	S955 S956 S957	S958 S959 S960	S961 S962 S963	S964 S965 S966	S967 S968 S969	S970 S971 S972	S973 S974 S975	S976 S977 S978	S979 S980 S981	S982 S983 S984	S985 S986 S987	S988 S989 S990	S991 S992 S993	S994 S995 S996	S997 S998 S999	S1000 S1001 S1002	S1003 S1004 S1005	S1006 S1007 S1008	S1009 S1010 S1011	S1012 S1013 S1014	S1015 S1016 S1017	S1018 S1019 S1020	S1021 S1022 S1023	S1024 S1025 S1026	S1027 S1028 S1029	S1030 S1031 S1032	S1033 S1034 S1035	S1036 S1037 S1038	S1039 S1040 S1041	S1042 S1043 S1044	S1045 S1046 S1047	S1048 S1049 S1050	S1051 S1052 S1053	S1054 S1055 S1056	S1057 S1058 S1059	S1060 S1061 S1062	S1063 S1064 S1065	S1066 S1067 S1068	S1069 S1070 S1071	S1072 S1073 S1074	S1075 S1076 S1077	S1078 S1079 S1080	S1081 S1082 S1083	S1084 S1085 S1086	S1087 S1088 S1089	S1090 S1091 S1092	S1093 S1094 S1095	S1096 S1097 S1098	S1099 S1100 S1101	S1102 S1103 S1104	S1105 S1106 S1107	S1108 S1109 S1110	S1111 S1112 S1113	S1114 S1115 S1116	S1117 S1118 S1119	S1120 S1121 S1122	S1123 S1124 S1125	S1126 S1127 S1128	S1129 S1130 S1131	S1132 S1133 S1134	S1135 S1136 S1137	S1138 S1139 S1140	S1141 S1142 S1143	S1144 S1145 S1146	S1147 S1148 S1149	S1150 S1151 S1152	S1153 S1154 S1155	S1156 S1157 S1158	S1159 S1160 S1161	S1162 S1163 S1164	S1165 S1166 S1167	S1168 S1169 S1170	S1171 S1172 S1173	S1174 S1175 S1176	S1177 S1178 S1179	S1180 S1181 S1182	S1183 S1184 S1185	S1186 S1187 S1188	S1189 S1190 S1191	S1192 S1193 S1194	S1195 S1196 S1197	S1198 S1199 S1200	S1201 S1202 S1203	S1204 S1205 S1206	S1207 S1208 S1209	S1210 S1211 S1212	S1213 S1214 S1215	S1216 S1217 S1218	S1219 S1220 S1221	S1222 S1223 S1224	S1225 S1226 S1227	S1228 S1229 S1230	S1231 S1232 S1233	S1234 S1235 S1236	S1237 S1238 S1239	S1240 S1241 S1242	S1243 S1244 S1245	S1246 S1247 S1248	S1249 S1250 S1251	S1252 S1253 S1254	S1255 S1256 S1257	S1258 S1259 S1260	S1261 S1262 S1263	S1264 S1265 S1266	S1267 S1268 S1269	S1270 S1271 S1272	S1273 S1274 S1275	S1276 S1277 S1278	S1279 S1280 S1281	S1282 S1283 S1284	S1285 S1286 S1287	S1288 S1289 S1290	S1291 S1292 S1293	S1294 S1295 S1296	S1297 S1298 S1299	S1300 S1301 S1302	S1303 S1304 S1305	S1306 S1307 S1308	S1309 S1310 S1311	S1312 S1313 S1314	S1315 S1316 S1317	S1318 S1319 S1320	S1321 S1322 S1323	S1324 S1325 S1326	S1327 S1328 S1329	S1330 S1331 S1332	S1333 S1334 S1335	S1336 S1337 S1338	S1339 S1340 S1341	S1342 S1343 S1344	S1345 S1346 S1347	S1348 S1349 S1350	S1351 S1352 S1353	S1354 S1355 S1356	S1357 S1358 S1359	S1360 S1361 S1362	S1363 S1364 S1365	S1366 S1367 S1368	S1369 S1370 S1371	S1372 S1373 S1374	S1375 S1376 S1377	S1378 S1379 S1380	S1381 S1382 S1383	S1384 S1385 S1386	S1387 S1388 S1389	S1390 S1391 S1392	S1393 S1394 S1395	S1396 S1397 S1398	S1399 S1400 S1401	S1402 S1403 S1404	S1405 S1406 S1407	S1408 S1409 S1410	S1411 S1412 S1413	S1414 S1415 S1416	S1417 S1418 S1419	S1420 S1421 S1422	S1423 S1424 S1425	S1426 S1427 S1428	S1429 S1430 S1431	S1432 S1433 S1434	S1435 S1436 S1437	S1438 S1439 S1440	S1441 S1442 S1443	S1444 S1445 S1446	S1447 S1448 S1449	S1450 S1451 S1452	S1453 S1454 S1455	S1456 S1457 S1458	S1459 S1460 S1461	S1462 S1463 S1464	S1465 S1466 S1467	S1468 S1469 S1470	S1471 S1472 S1473	S1474 S1475 S1476	S1477 S1478 S1479	S1480 S1481 S1482	S1483 S1484 S1485	S1486 S1487 S1488	S1489 S1490 S1491	S1492 S1493 S1494	S1495 S1496 S1497	S1498 S1499 S1500	S1501 S1502 S1503	S1504 S1505 S1506	S1507 S1508 S1509	S1510 S1511 S1512	S1513 S1514 S1515	S1516 S1517 S1518	S1519 S1520 S1521	S1522 S1523 S1524	S1525 S1526 S1527	S1528 S1529 S1530	S1531 S1532 S1533	S1534 S1535 S1536	S1537 S1538 S1539	S1540 S1541 S1542	S1543 S1544 S1545	S1546 S1547 S1548	S1549 S1550 S1551	S1552 S1553 S1554	S1555 S1556 S1557	S1558 S1559 S1560	S1561 S1562 S1563	S1564 S1565 S1566	S1567 S1568 S1569	S1570 S1571 S1572	S1573 S1574 S1575	S1576 S1577 S1578	S1579 S1580 S1581	S1582 S1583 S1584	S1585 S1586 S1587	S1588 S1589 S1590	S1591 S1592 S1593	S1594 S1595 S1596	S1597 S1598 S1599	S1600 S1601 S1602	S1603 S1604 S1605	S1606 S1607 S1608	S1609 S1610 S1611	S1612 S1613 S1614	S1615 S1616 S1617	S1618 S1619 S1620	S1621 S1622 S1623	S1624 S1625 S1626	S1627 S1628 S1629	S1630 S1631 S1632	S1633 S1634 S1635	S1636 S1637 S1638	S1639 S1640 S1641	S1642 S1643 S1644	S1645 S1646 S1647	S1648 S1649 S1650	S1651 S1652 S1653	S1654 S1655 S1656	S1657 S1658 S1659	S1660 S1661 S1662	S1663 S1664 S1665	S1666 S1667 S1668	S1669 S1670 S1671	S1672 S1673 S1674	S1675 S1676 S1677	S1678 S1679 S1680	S1681 S1682 S1683	S1684 S1685 S1686	S1687 S1688 S1689	S1690 S1691 S1692	S1693 S1694 S1695	S1696 S1697 S1698	S1699 S1700 S1701	S1702 S1703 S1704	S1705 S1706 S1707	S1708 S1709 S1710	S1711 S1712 S1713	S1714 S1715 S1716	S1717 S1718 S1719	S1720 S1721 S1722	S1723 S1724 S1725	S1726 S1727 S1728	S1729 S1730 S1731	S1732 S1733 S1734	S1735 S1736 S1737	S1738 S1739 S1740	S1741 S1742 S1743	S1744 S1745 S1746	S1747 S1748 S1749	S1750 S1751 S1752	S1753 S1754 S1755	S1756 S1757 S1758	S1759 S1760 S1761	S1762 S1763 S1764	S1765 S1766 S1767	S1768 S1769 S1770	S1771 S1772 S1773	S1774 S1775 S1776	S1777 S1778 S1779	S1780 S1781 S1782	S1783 S1784 S1785	S1786 S1787 S1788	S1789 S1790 S1791	S1792 S1793 S1794	S1795 S1796 S1797	S1798 S1799 S1800	S1801 S1802 S1803	S1804 S1805 S1806	S1807 S1808 S1809	S1810 S1811 S1812	S1813 S1814 S1815	S1816 S18

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Базисной руб. для средних и твердых пород					M84	M84CF, M84FA M89F	M84CF, M84FA M89F			G44				AT144A AT144A			HP6AD, HP6A HP6I, HP6I HP6IA, HP6ID HP6IAD		40S	F4F4A F4H F4SA F4SH
Базисной руб. для очень твердых и крепких пород					M89I M89S	M89CF, M89TF M89F, M89FA	M89CF, M89TF M89F, M89FA							AT144C AT144CA			HP6CA, HP6C HP6C, HP6C HP6CAK, HP6C HP6CAD		50A 50A	F47 F47H F5
Базисной руб. для очень твердых и крепких пород						M89F	M89F			G55				AT155R AT155, AT155A AT166			HP63, HP63 HP63D HP64			F5, F5-A F57OD F6 F67OD
Базисной руб. для очень твердых и крепких пород														AT177			HP64 HP73, HP73 HP73D HP74			F7 F8 F8OD
Базисной руб. для очень твердых и крепких пород														AT199 AT199A			HP83, HP83D HP83, HP83D			F9
Опоры																				SMITH

По вертикали (конструкция опоры долота):

1. Стандартная опора качения (роликовый подшипник)
2. Негерметизированная опора качения (роликовый подшипник с продувкой забоя воздухом (роликовый подшипник)
3. Негерметизированная опора качения (роликовый подшипник с уплотнением)
4. Герметизированная опора качения (роликовый подшипник с уплотнением)
5. Герметизированная опора качения (роликовый подшипник с уплотнением)
6. Герметизированная опора скольжения (подшипник скольжения)
7. Герметизированная опора скольжения (подшипник скольжения) с армированными лапами (против износа по диаметру)

По горизонтали:

- 1, 2, 3, 4 - подразделение каждого типа породы на подклассы
- Например, для мягких пород: 1 - для самых мягких из мягких; 2 - для мягких из мягких; 3 - для средних из мягких; 4 - для крепких из мягких. То же самое для средних, крепких пород и т.д.

#### 4.8. КАЛИБРАТОРЫ

Предназначены для калибровки ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя, управления параметрами искривления ствола скважины.

Изготавливаются по ОСТ 39078–79, ТУ 26-02-839–79, ТУ 26-02-962–83, ТУ 26-02-963–83, ТУ 26-16-109–80.

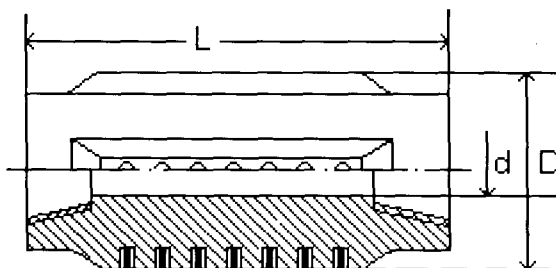


Рис. 4.1. Калибратор с прямыми лопастями

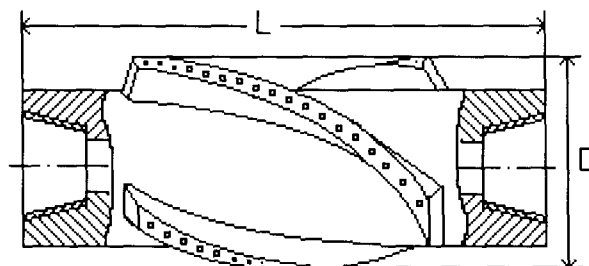


Рис. 4.2. Калибратор лопастной спиральный

Таблица 4.11

Тип калибратора	Диаметр калибратора		Присоединительная резьба		Общая длина, мм	Масса, кг
	мм	дюйм	ГОСТ России	по API		
5КС 187.3 СТ	187,3	7 3/8	3-117	4 1/2REG	450	61
10КСИ187.3 СТК	187,3	7 3/8	3-117	4 1/2REG	480	54
5КС 188.9 СТ	188,9	7 7/16	3-117	4 1/2REG	450	61
10КСИ188.9 СТК	188,9	7 7/16	3-117	4 1/2REG	480	55
5КС 190.5 СТ	190,5	7 1/2	3-117	4 1/2REG	450	61
10КСИ190.5 СТК	190,5	7 1/2	3-117	4 1/2REG	480	56
10КСИ212.7 СТК	212,7	8 3/8	3-117	4 1/2REG	480	60
12КСИ212.7 СТК	212,7	8 3/8	3-117	4 1/2REG	480	70
10КСИ214.3 СТК	214,3	8 7/16	3-117	4 1/2REG	480	60
12КСИ214.3 СТК	214,3	8 7/16	3-117	4 1/2REG	480	70
1К 215.9 МС	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	390	60
1КС215.9 СТ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	460	62
9К215,9 МС	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	400	61
10КСИ215.9 СТК	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	480	60,5
12КСИ215.9 СТК	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	480	71
КСИ269.9 СТК	269,9	10 5/8	3-152	6 5/8REG	600	160
8К 292.9 МС	292,9	11 1/2	3-152	6 5/8REG	873	287
8КС 292.1 СТ	292,1	11 1/2	3-152	6 5/8REG	873	275
2КС295.3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	870	280
8К 295.3 МС	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	873	290
КС 295.3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	880	210
8КС 295.3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	873	280
8К393.7 МС	393,7	15 1/2	3-177	7 5/8REG	1270	450
8КС393.7 СТ	393,7	15 1/2	3-177	7 5/8REG	1270	400

Калибраторы типа К имеют прямые лопасти, тип МС; КС, КСИ — спиральные лопасти.

Калибраторы типа 8К, 8КС, 2КС имеют сменные муфты.

Калибраторы используются как центраторы, если устанавливаются над забойным двигателем.



## 5. ЭЛЕМЕНТЫ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

### 5.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

В верхней части бурильной колонны находится ведущая бурильная труба (ВБТ), предназначенная для передачи вращения от привода бурового станка через ротор бурильной колонны. В отличие от бурильных труб сечение тела ведущей трубы, как правило, имеет форму квадрата.

В практике бурения применяют ведущие трубы как сборной конструкции, состоящей из собственно трубы, верхнего (ПШВ) и нижнего (ПШН) переводников, так и цельной конструкции.

#### Ведущие трубы сборной конструкции

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в таблице 5.3. На концах ведущей трубы нарезают трубную коническую резьбу (ГОСТ 631–75): правую — на нижнем и левую — на верхнем. На концы трубы навинчивают (горячим способом на прессовой посадке) переводник ПШН (таблица 5.2) на нижний конец и переводник ПШВ (таблица 5.1) — на верхний. Для защиты замковой резьбы переводника ПШН от износа на него навинчивают переводник типа ПП или ППВШ.

Ведущие трубы сборной конструкции (горячекатаные) изготавливают из сталей групп прочности Д и К, переводники ПШН и ПШВ — из стали 40ХН (ГОСТ 4543–71).

Размеры и масса верхних переводников ПШВ

Таблица 5.1

Условный размер ВБТ, мм	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286–75	Наружный диаметр переводника, мм $D \pm 0,5$	Длина переводника, мм $L_{-10}^{+20}$	Диаметр проходного отверстия, мм $d \pm 0,6$	Масса, кг, не более
65	3-76Л	95	260	38	10,0
80	3-88Л	108	275	45	12,5
112	3-121Л	146	330	80	22,9
112	3-152Л	197	350	89	60,0
112	3-171Л	203	375	101	48,0
140	3-147Л	178	350	101	35,8
140	3-152Л	197	350	89	55,0
155	3-152Л	197	375	89	54,0

### 5.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

Главное назначение утяжеленных бурильных труб (УБТ) — создание осевой нагрузки на долото, для чего их необходимое количество используется в нижней части бурильной колонны. Применяются в основном гладкие трубы круглого сечения.

В нефтегазовой промышленности используются следующие типы УБТ:

- сбалансированные трубы УБТС-2, изготавливаемые по ТУ 51-744–77;
- горячекатаные трубы, изготавливаемые по ТУ 14-3-385–79;
- трубы, изготавливаемые по ТУ 26-12-775–90 и 6325.000.00.00.00.ТУ на Сумском машиностроительном НПО им. М.В. Фрунзе;
- импортные трубы, изготавливаемые по стандарту 7API и стандарту СЭВ 1385–78 «Трубы бурильные утяжеленные кованые».

Размеры и масса нижних переводников ПШН

Таблица 5.2

Условный размер ВБТ, мм	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286-75	Наружный диаметр переводника, мм $D \pm 0.5$	Длина переводника, мм $L_{10}^{+20}$	Диаметр проходного отверстия, мм $d \pm 0.6$	Диаметр цилиндрической выточки, мм $d_0 \pm 0.6$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_1$ , мм	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем, $l_1$ , мм	Длина конуса под резьбу, $l_2 + B$ , мм	Масса, кг, не более
65	3-76	95	260	32	65,3	59,9	90	95	9,0
80	3-88	108	275	38	77,3	71,9	100	105	12,0
	3-117	140	305	58					18,3
112	3-121	146	330	80	112,3	106,9	120	125	22,0
	3-133	155	335	95					24,0
	3-140	172	340	70					30,0
140	3-147	178	350	101	137,3	131,9	130	140	35,0
	3-152	197	375	89					50,0
155	3-171	203	375	127	152,3	146,9	145	155	39,0

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Таблица 5.3

Условный размер ВБТ, мм	Сторона квадрата, а, мм	Диагональ квадрата, мм, не более	Радиус при вершине квадрата, мм, R не более	Диаметр канала, d, мм	Диаметр проточки под элеватор D <sub>1</sub> , мм	Диаметр цилиндри- ческой проточки D <sub>2</sub> , мм	Длина резьбы G, (включая сбег), мм	Длина трубы, м			Замковая резьба переводников ГОСТ 5286-75		Масса 1 м трубы без пере- водника, кг
								рабочей части L <sub>p</sub> , не менее	общая	не менее	верхнего	нижнего	
ТУ 14-3-126-73													
112	112 <sup>+5</sup> <sub>-1</sub>		20±3	74±4	114	110±0.5	95		13 <sub>-2,5</sub>				65,5
140	140±2		20±3	85±5	141	135±0.5	105		14 <sup>+2,5</sup>				106,6
155	155 <sup>+5</sup> <sub>-3</sub>		20±3	100±5	168	150±0.5	120		14 <sup>+2,5</sup>				124,3
ТУ 14-3-755-78													
65	65	87	8	32	73	63	65	9,3	10,0	12,5	3-76Л	3-76	27
80	80	105	8	40	89	75	65	9,3	10,0	12,5	3-88Л	3-88	138

### Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные

Утяжеленные сбалансированные бурильные трубы (УБТС-2) изготавливают из хромоникель-молибденовых сталей и подвергают термообработке по концам длиной от 0,8 до 1,2 м. Канал в трубе получают сверлением. Механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку. Длина труб — 6 м. Конструкция и размеры УБТС-2 приведены в таблице 5.9.

Муфтовый и ниппельный концы трубы выполняются с правой замковой резьбой по ГОСТ 5286–75 (таблица 5.10). Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачивают зарезьбовые разгружающие канавки (ЗРК). Радиусы галтелей на ЗРК ниппеля — не менее 6 мм, у муфты — 8 мм. УБТС-2 изготавливают из легированных сталей со следующими механическими свойствами после термообработки:

#### Механические свойства УБТС-2 после термообработки

Таблица 5.4

Материал трубы	Предел текучести $\sigma_t$ , МПа, не менее	Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее	Ударная вязкость KCV, кДж/м <sup>2</sup> , не менее	Твердость НВ, не менее
38ХНЗМФА по ГОСТ 4543–71	735	10	588	285–341
40ХН2МА	637	10	490	255

### Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные

Горячекатаные УБТ изготавливают из стали групп прочности Д диаметром 146, 178, 203 мм — по ТУ 14-3-835–79, диаметром 89 мм — по ТУ 41-011-154–88. Горячекатаные УБТ изготавливают гладкими по всей длине. Размеры, их отклонения, масса приведены в таблице 5.9. Механические свойства материала труб после нормализации приведены в таблице 5.5.

#### Механические свойства материала труб после нормализации

Таблица 5.5

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву $\sigma_b$ , МПа	Предел текучести $\sigma_t$ , МПа	Относительное удлинение $\delta$ , %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость KCV, кДж/м <sup>2</sup>
Д	637	373	16	40	392

Допуск по толщине стенки для труб диаметром 146, 178, 203 мм — минус 12,5%. Внутренний диаметр канала трубы ( $d_{\text{кан}}$ ) контролируется шаблоном с наружным диаметром, равным диаметру канала минус 10 мм. Допускаются обусловленные производством дефекты, глубина залегания которых не должна превышать 12,5% толщины стенки.

На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается запиловка дефектных мест. Горячекатаные УБТ рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в не-сложных геологических условиях.

#### Механические свойства хромоникельмолибденовой стали

Таблица 5.6

Номинальный диаметр, мм	Временное сопротивление $\sigma_b$ , МПа, не менее	Предел текучести $\sigma_t$ , МПа, не менее	Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее	Ударная вязкость KCV, кДж/м <sup>2</sup> , не менее	Твердость, НВ
До 171	1000	760	13	800	285–341
Свыше	950	690	13	700	285–341

### Утяжеленные бурильные трубы (6325.000.00.00.00.ТУ)

В 1988 году в Сумском НПО освоен в соответствии со стандартом 7API выпуск УБТ, термообработанных по всей длине. Сортамент УБТ, выпускаемых по ТУ 26-12-775-90 и 6325.000.00.00.00.ТУ, указан в таблицах 5.12-5.14.

УБТ изготавливают следующих типов:

- А — гладкие без проточек;
- Б — с проточками под элеватор и клиновой захват;
- Б/1 — с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердого сплава;
- Л — с проточкой под элеватор;
- Л/1 — с проточкой под элеватор с наплавкой твердого сплава;
- Д — квадратного сечения;
- Д/1 — квадратного сечения с наплавкой твердого сплава;
- Е — со спиральными канавками;
- ЕН — со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват;
- ЕН/1 — со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердого сплава;
- ЕЛ — со спиральными канавками и проточкой под элеватор;
- ЕЛ/1 — со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердого сплава.

Допускаемые отклонения размеров труб, формы и расположения поверхностей приведены в таблице 5.11.

Разностенность тела трубы не должна превышать 2 мм. Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм. УБТ должны быть изготовлены из хромоникельмолибденовой стали, имеющей после термообработки механические свойства, приведенные ниже:

Длина поставляемых УБТ должна составлять 8300 мм. По требованию заказчика допускается поставка УБТ длиной 9450 мм и других длин в диапазоне от 8300 до 9450 мм.

### УБТ импортные

В зарубежной практике бурения находят применение различные типоразмеры УБТ диаметром от 76,2 до 285,8 мм, изготовленные по стандарту 7 API. Отдельные виды таких УБТ поступают к нам и могут быть изготовлены в Сумском НПО.

Стандартом 7 API для изготовления УБТ предусмотрены легированные, обычно хромомолибденовые, стали (AE140, 4142, 4145 и др.). Термическая обработка производится по всей длине.

Стандарт 7 API предусматривает поставку УБТ диаметром 127 мм и менее, длиной 9,14 м, а диаметром 152 мм и более — длиной 9,14 и 9,45 м. На концах труб нарезают как обычную замковую резьбу, так и специальную номерную, указанную в таблице 5.8.

При опасности прихвата в скважине стандартом 7 API предусмотрено применение УБТ со спиральными лысками. При снижении массы до 4% контактная поверхность по наружному диаметру трубы уменьшается на 40%. Длина свободного от лысок конца УБТ со стороны муфты составляет 460-610 мм, со стороны ниппеля — от 300 до 460 мм.

Механические свойства металла импортных УБТ

Таблица 5.7

Наружный диаметр УБТ, мм	Наименьший предел текучести $\sigma_{\text{тmin}}$ , МПа	Наименьший предел прочности при растяжении $\sigma_{\text{вmin}}$ , МПа	Наименьшее удлинение $\delta_5$ , %
79,4-174,6	758	965	13
177,8-254,0	689	931	13

Типоразмер соединения	Обозначение профиля резьбы	Конусность	Средний диаметр в основной плоскости, мм	Диаметр большого основания конуса ниппеля, мм	Диаметр конической выточки муфты, мм	Длина конуса ниппеля, мм
NC-23	V-0,038R	1:6	59,817	65,10	66,7	76,2
NC-35	V-0,038R	1:6	89,687	94,97	96,8	95,2
NC-44	V-0,038R	1:6	112,192	117,48	119,1	114,3
NC-56	V-0,038R	1:4	142,646	149,25	150,8	127,0
NC-61	V-0,038R	1:4	156,921	163,53	165,1	139,1
NC-70	V-0,038R	1:4	179,146	185,75	187,3	152,4
NC-77	V-0,038R	1:4	196,621	203,20	204,8	165,1
5 1/2"Reg	V-0,050	1:4	132,944	140,21	141,7	120,6
6 5/8"Reg	V-0,050	1:6	146,248	152,20	154,0	127,0
7 5/8"Reg	V-0,050	1:4	170,549	177,70	180,2	133,4
8 5/8"Reg	V-0,050	1:4	194,731	201,96	204,4	136,5

### 5.3. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ

#### Трубы бурильные стальные с приваренными замками

Данные трубы изготавливают с 1985 года по ТУ 14-3-1571-88 и ГОСТ Р 50278-92. Выпускаемые трубы удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым стандартом 5D API к современным бурильным трубам. К 1999 году отечественная промышленность практически полностью перешла на выпуск бурильных труб данного типа, как наиболее отвечающих основным требованиям, предъявляемым потребителями, а также параметрам, принятым во всем мире. Другие типы бурильных труб с высаженными концами и приваренными к ним замками, такие как ТБПВТ, ТБПВ, изготавливаемые ранее по ТУ 14-3-1293-84 или ТУ 14-3-1187-83, в настоящее время не производятся.

ГОСТ Р 50278-92 и ТУ 14-3-1571-88 распространяются на стальные бесшовные трубы, изготовленные методом проката, имеющие высаженные концы, к которым приварены методом трения ниппель и муфта замка.

Заготовки для труб (тело трубы с высаженными концами) изготавливают по ГОСТ 27834-88 и ТУ 26-0604-01-88.

Замки в составе трубы относятся к ремонтируемым изделиям. Длина муфт и ниппелей замка допускает трехкратную перенарезку замковых резьб. Замковая резьба изготавливается по ГОСТ 5286-75.

Трубы бурильные с приваренными замками изготавливают следующих типов:

- 1 — с внутренней высадкой концов ПВ;
- 2 — с наружной высадкой концов ПН;
- 3 — с комбинированной высадкой концов ПК.

В соответствии с заказом потребителя, муфты замков труб могут иметь прямоугольный или конический (18°) опорный уступ (заплечик) под элеватор. Ниппели замков всех типов труб имеют переход цилиндрической части тела к хвостовику, выполненный в форме 35° скоса. Трубы должны изготавливаться с правой и левой замковыми резьбами.

Характеристики готовых труб представлены в таблице 5.15.

Техническая характеристика УБТ

Таблица 5.9

Шифр	Диаметр наружный D, мм		Диаметр внутренний d, мм		Длина L, мм	Диаметр проточки под элеватор D <sub>т</sub> , мм	Разностенность	Биеение, В	Кривизна, Б	Масса 1м трубы, кг	Резьба по ГОСТ 5286-75	Группа прочности или марка стали
	номинальный	допуск	номинальный	допуск								
УБТ-Р-73	73	-	35	-	4 625	73	-	-	1/2000	24,9	3-60,5	Д
УБТ-Р-89	89	-	45	-	4 625	89	-	-	1/2000	36,1	3-68	
УБТ-Р-108	108	-	56	-	4 500	108	5,3	-	1/2000	51,1	3-92	
УБТ-146	146	±3	74	±4	8000±500	128	5,4	-	2/1000	97,6	3-121	
УБТ-178	178	±3	90	±4	12000±500	164	7,3	-	2/1000	145,4	3-147	
УБТ-203	203	±3	100	±4	12000±500	194	7,7	-	2/1000	193	3-171	
УБТС2-178	178	±1	80	-1	6000	168	3,5	4	3	156	3-147	
УБТС2-203	203	±1	80	-1	6000	190	3,5	2	2	214,6	3-161	
УБТС2-229	229	±1	90	-1	6000	195	3,5	2	2	273,4	3-171	
УБТС2-254	254	±1	100	-1	6000	220	3,5	2	2	336,1	3-201	
УБТС2-273	273	±1	100	-1	6000	220	3,5	2	2	397,9	3-201	40ХН2МА 38ХН3МФА
УБТС2-299	299	±1	100	-1	6000	245	3,5	2	2	489,5	3-201	

Примечание.

УБТ — утяжеленные бурильные трубы горячекатаные.

УБТС — утяжеленные бурильные трубы сбалансированные.

УБТ-Р — утяжеленные бурильные трубы с приварными замками или высаженными концами.

\* Резьба с укороченным профилем.

Размеры резьбы концов УБТС-2, мм

Таблица 5.10

Наруж- ный диаметр УБТ	Замковая резьба	Число нитек на длине резьбы 25,4 мм	Конус- ность 2tgj	Ниппельный и муфтовый концы труб		Ниппельный конец трубы					Муфтовый конец трубы					Диаметр заре- бовой канавки муфты d <sub>6</sub>
				средний диаметр резьбы в основной плоско- сти d <sub>ср</sub>	наруж- ный диаметр диаметр в упорной поверх- ности d <sup>+0,4</sup> <sub>-0,4</sub>	диаметр большого основа- ния конуса d <sup>+0,2</sup> <sub>-0,2</sub>	диаметр меньшего основа- ния конуса (справоч- ный) d <sub>2</sub>	диаметр цилиндри- ческого пояска зарежьбой канавки d <sub>3</sub>	длина конуса l <sup>-2</sup> <sub>2</sub>	внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d <sub>3</sub> <sup>+0,2</sup> <sub>-0,2</sub>	диаметр кониче- ской вы- точки в плоскости торца d <sub>4</sub> <sup>-0,4</sup>	l <sup>+3</sup> <sub>3</sub>	длина конуса l <sup>-3</sup> <sub>2</sub>	l <sup>-2</sup> <sub>3</sub>		
178	3-133	4	1:6	128,059	156	133,339	114,339	118	114	128,071	135	120	132	107	125	
	3-140	4	1:4	132,944	166	140,195	110,195	120	120	133,629	142,5	126	138	112	127	
	3-147	4	1:6	142,011	172	147,949	126,782	132	127	141,363	150,5	133	145	118	137	
203	3-152	4	1:6	146,248	186	152,186	131,019	134	127	145,600	154,5	133	145	118	142	
	3-161	4	1:6	155,981	190	161,920	140,753	144	127	155,334	154,5	133	145	118	140	
	3-171	4	1:6	165,598	196	171,536	150,369	144	127	164,950	174	133	145	118	152	
229	3-171	4	1:6	165,598	196	171,536	150,369	154	133	171,235	180,5	142	150	123	164	

Примечание.

1. Угол уклона конической выточки с диаметром должен быть равен углу уклона резьбы.
2. В таблице указаны все замковые резьбы, которые могут быть нарезаны для данных размеров УБТ.

Размеры ниппеля и муфты УБТ (мм) аналогично стандарту 7 API

Таблица 5.11

Номер резьбы	Профиль	Шаг	Конусность	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{cp}$	Ниппель				Муфта			
					$d_5$	$d_6$	$d_{зк}$	$L_3$	$d_8$	$d_1$	$d_{нк}$	$L_4$
3-65(NC23)	V-0,038R	6,35	1:6	59,817	65,100	52,400	61,9	76,2	59,82	66,68	44,48	92,1
3-73(NC 26)	V-0,038R	6,35	1:6	67,767	73,050	60,350	69,9	76,2	67,77	74,61	52,44	92,1
3-86(NC 31)	V-0,038R	6,35	1:6	80,848	86,131	71,323	73,4	88,9	80,86	87,71	67,69	79
3-94(NC 35)	V-0,038R	6,35	1:6	89,687	94,971	79,096	82,1	95,25	89,69	96,84	75,53	85
3-102(NC 38)	V-0,038R	6,35	1:6	96,723	102,006	85,065	89,3	101,6	96,72	103,58	81,4	92
3-108(NC 40)	V-0,038R	6,35	1:6	103,429	108,712	89,662	96,0	114,3	103,43	110,33	86,1	104
3-118(NC 44)	V-0,038R	6,35	1:6	112,192	117,475	98,425	106,3	114,3	112,2	119,06	94,87	104
3-122(NC 46)	V-0,038R	6,35	1:6	117,500	122,784	103,734	109,9	114,3	117,51	124,62	100,17	104
3-133(NC 50)	V-0,038R	6,35	1:6	128,059	133,350	114,300	120,6	114,3	128,07	134,94	110,73	104
3-149(NC 56)	V-0,038R	6,35	1:4	142,646	149,250	117,500	134,5	127,0	143,98	150,81	114,73	117
3-163(NC 61)	V-0,038R	6,35	1:4	156,921	163,525	128,600	148,8	139,7	158,26	165,10	125,76	130
3-185(NC 70)	V-0,038R	6,35	1:4	179,146	185,750	147,650	171,0	152,4	180,49	187,32	144,98	142
3-203(NC 77)	V-0,038R	6,35	1:4	196,621	203,200	161,950	188,5	165,1	197,96	204,79	159,21	155
3-177 (7 5/8"Reg)	V-0,050 R	6,35	1:4	170,549	177,813	144,475	162,7	133,35	171,23	178,72	140,27	123
3-201(8 5/8"Reg)	V-0,050 R	6,35	1:4	194,731	201,974	167,843	199,1	136,5	195,41	205,18	163,91	126



Основные размеры и масса УБТ, изготавливаемых по 6325.000.00.00.ТУ

Таблица 5.12

Обозначение трубы	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр упорного торца D <sub>1</sub> , мм	Диаметр проточки		Радиус галтели r, мм	Шаг спирали, S±2,5 мм	Глубина резания C, мм	Масса 1 м УБТ в спи- ральных сечениях, кг
					под элеватор, D <sub>2</sub> , мм	под клиновой захват D <sub>3</sub> , мм				
УБТ спиральные, типа Е, ЕН										
121	NC-35	3-94	51	115,0	102	102	3,2	965	5,5±0,8	69,1
127	NC-38	3-102	57	121,0	102	114	3,2	965	5,5±0,8	73,8
146	NC-44	3-118	57	140,0	129	140	3,2	1065	6,4±0,8	92,9
165	NC-46	3-122	57	155,0	146	146	3,2	1165	8,0±1,6	137,2
165	NC-46	3-122	71	155,0	146	146	3,2	1165	8,0±1,6	126,3
178	NC-50	3-133	57	165,0	168	168	4,8	1600	8,7±1,6	163,2
178	NC-50	3-133	71	165,0	168	168	4,8	1600	8,7±1,6	152,2
197	NC-56	3-149	71	185,0	178	178	4,8	1700	9,5±1,6	192,9
203	NC-56	3-149	80	190,0	178	194	4,8	1700	9,5±1,6	199,2
229	NC-61	3-163	90	213,0	194	219	6,4	1800	10,3±2,4	255,5
248	NC-70	3-185	90	233,0	219	245	6,4	1800	13,3±2,4	309,8
254	NC-70	3-185	100	237,0	219	245	6,4	1900	11,1±2,4	313,8
279	NC-77	3-203	100	261,0	245	273	6,4	2000	12,0±2,4	392,6

# Основные размеры и масса УБТ, изготавливаемых по 6325.000.00.00.ТУ

Таблица 5.13

Обозначение трубы D	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр d, мм	Диаметр D <sub>1</sub> упорного торца, мм	Диаметр D <sub>2</sub> проточки под элеватор, мм	Диаметр D <sub>3</sub> проточки под клиновой захват, мм	Масса 1 м гладкой части, кг (расчетная)
УБТ типа А и Б							
79	NC-23	3-65	32	76,0	73	73	31,9
89	NC-26	3-73	38	83,0	73	73	39,8
108	NC-31	3-86	46	103,5	89	102	58,8
121	NC-35	3-94	51	115,0	102	102	73,7
127	NC-38	3-102	57	121,0	102	114	78,9
146	NC-44	3-118	57	140,0	129	140	110,6
165	NC-46	3-122	57	155,0	146	146	146,8
165	NC-46	3-122	71	155,0	146	146	135,9
178	NC-50	3-133	57	165,0	168	168	174,1
178	NC-50	3-133	71	165,0	168	168	163,1
197	NC-56	3-149	71	185,5	178	178	198,4
203	NC-61	3-163	80	190,0	178	194	213,1
229	NC-61	3-161	71	213,0	194	219	273,9
229	6 5/8" FH	3-171	90	213,0	194	219	271,5
248	NC-70	3-185	90	233,0	219	245	327,0
254	NC-70	3-185	100	237,5	219	245	333,8
279	NC-77	3-203	100	261,0	245	-	415,4

Обозначение трубы D	Тип замка	Тип резьбы	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр, диагональ, мм	Сторона квадрата a, мм	Наружный диаметр упорного торца D <sub>1</sub> , мм	Диаметр замковой части D <sub>2</sub> , мм	Масса 1 м гладкой части, кг (расчетная)		Диаметр скважины, мм
								цилиндри- ческой проточки под замок	квадратного сечения	
УБТ типа Д квадратные										
УБТ-138д	NC-31	3-86	44	138 <sup>-0,8</sup>	114	108	114	67,7	85,2	139,7
УБТ-163д	NC-40	3-108	64	163 <sup>+0,2 -0,6</sup>	140	134	140	95,0	117,7	165,1
УБТ-188д	NC-44	3-118	71	188±0,4	155	146	155	116,2	149,0	190,5
УБТ-214д	NC-50	3-133	80	214 <sup>+0,2 -0,6</sup>	178	165	178	154,8	196,7	215,9
УБТ-268д	6 5/8" FH	3-171	90	268 <sup>+0,2 -0,6</sup>	229	213	229	271,5	333,8	269,9
УБТ-293д	7 5/8" Reg	3-177	90	293 <sup>+0,2 -0,6</sup>	241	224	241	306,0	385,0	295,3
УБТ-392д	NC-70	3-185	100	392 <sup>-0,2</sup>	312	233	248	315,4	682,2	393,7

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	Е	Л	М	Р	Т	У
Временное сопротивление $\sigma_b$ МПа (кгс/мм <sup>2</sup> ), не менее	655 (66,8)	689 (70,3)	724 (73,8)	792 (80,8)	999 (101,8)	1104 (112,6)	1241 (126,6)
Предел текучести $\sigma_T$ МПа (кгс/мм <sup>2</sup> ), не менее	379 (38,7)	517 (52,7)	655 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)	1035 (105,5)	1170 (119)
не более		724 (173,8)	862 (87,9)	930 (94,9)	1138 (116,0)	1241 (126)	1379 (140)
Относительное удлинение, %, не менее: $\delta_s$	16	14	14	12	12	11,5	10,5
Относительное сужение после разрыва $\psi$ , %, не менее	50	50	50	45	45	40	40
Ударная вязкость KCV, кДж/м <sup>2</sup> (кгс • м/см <sup>2</sup> ), не менее	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)	690 (7)

Трубы с приваренными замками изготавливают трех групп длин:

Наименование параметра	Группа длины		
	1	2	3
Длина трубы L, мм	от 5,9 до 6,3	от 8,0 до 8,6	от 11,9 до 12,5

Примечания:

1. Длина трубы L определяется как расстояние между упорными торцами ниппеля и муфты.

2. Трубы диаметром 60 и 73 мм изготавливают трех групп длин, диаметром 89 мм и более второй и третьей групп согласно заказу.

Кривизна трубы за переходным участком высадки на расстоянии от 125 до 150 мм должна составлять не более 1 мм на метр длины. Общая кривизна трубы (стрела прогиба), измеренная посередине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы.

Примеры условных обозначений

ПВ-102х8,38-Д - ТУ 14-3-1571-88 — труба бурильная с внутренней высадкой, условным диаметром 102 мм, с толщиной стенки 8,38 мм, из стали группы прочности Д;

ПН-114х8,56-Д - ТУ 14-3-1571-88 — труба бурильная с наружной высадкой, условным диаметром 114 мм, с толщиной стенки 8,56 мм, из стали группы прочности Д;

ПК-114х8,56-Д - ТУ 14-3-1571-88 — то же с комбинированной высадкой;

ЛПК-114х8,56-Д - ТУ 14-3-1571-88 — для труб с левой резьбой в условном обозначении перед шифром трубы ставится буква «Л»;

КПК-114х8,56-Д - ТУ 14-3-1571-88 — для труб с коническим опорным уступом под элеватор перед шифром трубы ставится буква «К»;

КЛПК-114х8,56-Д-ТУ 14-3-1571-88 — труба с коническим опорным уступом под элеватор и левой резьбой.

Механические свойства металла замков должны соответствовать следующим показателям:

временное сопротивление разрыву $\sigma_{sd}$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> ), не менее .....	981 (100)
предел текучести $\sigma_{ст}$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> ), не менее .....	832 (85)
относительное удлинение $\delta_s$ , %, не менее .....	13
ударная вязкость KCV, кДж/м <sup>2</sup> (кгс • м/см <sup>2</sup> ) .....	588 (6)
твердость по Бринеллю, НВ .....	300–355

Другие требования к механическим свойствам стали типа 40ХМФА для замков изложены в ГОСТ 4543–71.

#### **Маркировка труб с приваренными замками**

На наружной поверхности цилиндрической части высадки трубы у ниппеля замка должна быть маркировка клеймением, шрифт высотой от 6 до 8 мм по ГОСТ 2930–62 в следующем порядке:

- номер трубы;
- группа прочности;
- условный диаметр трубы, мм;
- толщина стенки, мм;
- товарный знак предприятия-изготовителя труб;
- месяц и год изготовления.

При ручном клеймении маркировка располагается там же.

Кроме клеймения, на каждой трубе на расстоянии от 1 до 1,2 м от упорного уступа ниппеля вдоль образующей наносят маркировку устойчивой светлой краской (высота букв и цифр от 35 до 50 мм) в следующем порядке:

- тип трубы;
- условный диаметр, мм;
- толщина стенки, мм;
- группа прочности;
- длина трубы, см;
- масса трубы с ниппелем и муфтой замка, кг;
- вид исполнения (А, Б) опорного уступа опорной поверхности муфты под элеватор;
- товарный знак предприятия-изготовителя труб.

#### **Трубы бурильные стальные сборной конструкции (ГОСТ 631–75)**

По высадке трубы нарезают наружную трубную резьбу треугольного или трапецеидального профиля, на которую навинчивают муфту или ниппель замка.

Трубы сборной конструкции в зависимости от типа высадки делят на четыре группы:

- с высаженными внутрь концами — В (тип 1);
- с высаженными наружу концами — Н (тип 2);
- с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками — ВК (тип 3);
- трубы с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками — НК (тип 4, в настоящее время не производят).

Все трубы и замки направляются непосредственно в трубные подразделения предприятий, где производится их сборка в готовые бурильные трубы.

Трубы сборной конструкции изготавливают с правым или левым направлением резьбы.

Трубы всех типов изготавливают длиной 6, 8 и 11,5 м при условном диаметре от 60 до 102 мм; 11,5 м — при условном диаметре от 114 до 140 мм.

Предельные отклонения по размерам и массе труб:

- по наружному диаметру:
  - $\pm 1\%$  при обычной точности изготовления труб 1–3 типов,
  - $\pm 0,75\%$  при повышенной точности изготовления труб 1–2 типов,
- по толщине стенки:
  - 12,5% при обычной точности изготовления труб 1–3 типов,
  - 10% при повышенной точности изготовления труб 1–2 типов. Плюсые отклонения ограничиваются массой труб;

в) по наименьшему внутреннему диаметру высаженной части 1 и 3 типов с внутренней высадкой  $\pm 1,5$  мм;

г) по длине:

+0,6 м — для труб длиной 6 и 8 м,

+0,9 м — для труб длиной 11,5 м;

д) по массе одной трубы:

+9% — при обычной точности изготовления для труб 1–3 типов,

+6,5% — при повышенной точности изготовления для труб 1–2 типов. Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы, то есть стрела прогиба, замеренная на середине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы.

*Примеры условных обозначений*

Труба В-114х9-Д ГОСТ 631–75 — труба бурильная типа 1, обычной точности изготовления, с условным диаметром 114 мм и толщиной стенки 9 мм, из стали группы прочности Д (высадка внутрь).

Труба ВП-114х9-Д ГОСТ 631–75 — то же, повышенной точности (дополнительно пишется буква «П»).

Труба Н-114х9-Д ГОСТ 631–75 — труба бурильная типа 2, обычной точности изготовления, с условным диаметром 114 мм и толщиной стенки 9 мм, из стали группы прочности Д (высадка наружу).

Труба НП-114х9-Д ГОСТ 631–75 — то же, повышенной точности.

Труба ВК-114х9-Д ГОСТ 631–75 — труба бурильная типа 3, с условным диаметром 114 мм и толщиной стенки 9 мм, из стали группы прочности Д (высадка внутрь, конический стабилизирующий пояс).

Для труб с левой резьбой в условном обозначении после слова «труба» ставится буква «Л».

Для получения групп прочности Д и Е трубы подвергают нормализации, а для групп прочности Л и выше — закалке с отпуском.

Механические свойства материала труб сборной конструкции указаны в таблице 5.15.

На высаженных концах труб типов 1 и 2 нарезают наружную трубную резьбу треугольного профиля. На высаженных концах труб типа 3, с целью упрочнения и исключения усталостного разрушения по резьбе, за ней протачивается конический стабилизирующий пояс, который при наворачивании плотно охватывает хвостовик муфты или ниппеля замка. Здесь используется резьба трапецеидального профиля.

#### 5.4. АЛЮМИНИЕВЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Алюминиевые бурильные трубы (АБТ) общего назначения широко используются в бурении и капитальном ремонте скважин. Эти трубы выпускаются Каменск-Уральским и Куйбышевским металлургическими заводами.

АБТ сборной конструкции (в сборе со стальными замками типа ЗЛ и ЗЛК) выпускаются по ГОСТ 23786–79 «Трубы бурильные из алюминиевых сплавов. Технические условия».

АБТ сборной конструкции подразделяются на типы:

ТБ — с внутренними концевыми утолщениями;

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением.

Все АБТ сборной конструкции малых диаметров изготавливают длиной от 4,5 до 9 м, а при диаметрах свыше 110 мм — длиной 12 м. Отклонения по длине — от +150 до –100 мм.

АБТ, как правило, изготавливают из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по ГОСТ 4784–74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т).

С целью повышения механических свойств АБТ изготавливают из сплава 1953Т1. Трубы из данного сплава рекомендуются для использования в верхних секциях тяжело нагруженных бурильных колонн. Трубы из сплава АК4-1Т1 обладают повышенной теплостойкостью и рекомендуются для использования в нижних секциях бурильных колонн.

Работа трубами из сплава Д16Т при температуре выше 150°C не рекомендуется.

Механические свойства алюминиевых сплавов при нормальной температуре приведены в таблице 5.18.

**Размеры АБТ с внутренними утолщениями типа ТБ, мм**

Таблица 5.16

Наружный диаметр с предельными отклонениями	Толщина стенки утолщения		Толщина стенки основного сечения	Длина концевое утолщения	
	номинальная	предельное отклонение		+200	+100
54±0,6		+1,3	7,5	150	50
64		+1,5			
73 <sup>+1,5</sup> <sub>-0,5</sub>		-1,0	8	200	200
90	16	+2,0	9		
103 <sup>+1,5</sup>	15	-1,0		250	250
108 <sub>-1,0</sub>	25	+2,5		1000	
		-1,5			
114 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	15	+2,0	10	1300	250
		-1,0	9		
129 <sup>+2</sup> <sub>-1,0</sub>	17	+2,5	11		
		-1,5			
	15	+2,0	9		
		-1,0			
147 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	17	+2,5	11	1300	250
	20	-1,5	13		
	22	+2,8	15		
	24	-1,7	17		

Примечания:

1. Трубы диаметром 54, 64, 73, 90, 103 и 108 мм поставляют без резьбы и замков.

2. Трубы диаметром 114, 129 и 147 мм поставляют с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками ЗЛ и ЗЛК.

**Размеры АБТ с внутренними утолщениями и протекторным утолщением типа ТБП, мм**

Таблица 5.17

Наружный диаметр	Диаметр протекторного утолщения	Толщина стенки		Длина утолщения		Длина протекторного утолщения	
		концевого утолщения	основного сечения				
+2,0	+3,0	+2,0	+0,1	+0,15	+200	+100	±5,0
-1,0	-2,8	-0,1		-0,2	-50	-50	
129	150			21,5			
147	172	17	11	23,5	1300	250	300
170	197			24,5			
170	197		13	26,5			

Примечание. Трубы данных размеров и конструкции поставляют в сборе с замками ЗЛ и ЗЛК.

# Механические свойства алюминиевых сплавов при нормальной температуре

Таблица 5.18

Марка сплава	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Относительное удлинение, %
Д16Т	325	460	12-14
1953Т1	480	540	6,5-8
АК41Т1	355	430	8-11

Условные обозначения:

Труба Д16Т 147х11 ГОСТ 23786—79 из алюминиевого сплава марки Д16Т, нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, с диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм.

Труба ПД16Т 147х11 ГОСТ 23786—79 — то же, с протекторным утолщением.

## Замки ЗЛ и ЗЛК для АБТ

АБТ сборной конструкции выпускают вместе с облегченными замками ЗЛ и ЗЛК по ТУ 26-02-72—76 и ТУ 26-02-1001—85. Конструкция и размеры замков ЗЛ приведены в таблице 5.19. Соединение замков с трубами производится на трубной резьбе треугольного профиля по ГОСТ 631—75, а для труб диаметром 147 мм используется резьба труб диаметром 146 мм по ГОСТ 632—80 и резьба ТТ 138х5,08х1:32.

Замки с коническими стабилизирующими поясками имеют шифр «ЗЛК».

## Геометрические параметры бурильных замков типа ЗЛ и ЗЛК для АБТ

Таблица 5.19

Типо- размер замка	Диаметр трубы, мм	Обозначение резьбы		Длина замка, мм	Диаметр проходного отверстия, мм		Масса, кг
		трубной	замковой		ниппеля	муфты	
ЗЛ-90	73	по ГОСТ 631—75	3-76	380	41	52	9,6
ЗЛ-108	90	8 ниток на 1 дюйм	3-88	422	56	58	13,8
ЗЛ-140	114	8 ниток на 1 дюйм	3-121	455	80	80	23,7
ЗЛ-152	129	8 ниток на 1 дюйм	3-133	455	95	110	30,3
ЗЛ-172	147	по ГОСТ 632—80	3-147	465	110	122	37,5
ЗЛ-197	170	по ГОСТ 631—75	3-171	470	134	142	51,3
ЗЛК-140	114	ТТ 107х5,08х1:32	3-122	470	84	84	31,0
ЗЛК-152	129	ТТ 122х5,08х1:32	3-133	470	95	95	32,0
ЗЛК-172	147	ТТ 138х5,08х1:32	3-147	470	110	110	43,0
ЗЛК-178	147	ТТ 138х5,08х1:32	3-147	510	101	101	61,0



Сортамент стальных буровых труб с приварными замками по ТУ 14-3-1571-88

Таблица 5.20

Труба				Труба-замок (сварное соединение)				Замок			Масса, кг			
условный диаметр	наружный диаметр	условное обозначение трубы	толщина стенки	группа прочности	тип высадки	наружный диаметр D <sub>1</sub> (+0,2)	внутренний диаметр d <sub>1</sub> (+0,4) (-0,8)	радиус (±0,5)	тип замка	замковая резьба по ГОСТ 52286-75	диаметр замка D (+0,8) (-0,4)	l м гладкой трубы	двух высадок	комплект замка в сборе
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
60	60,3	ПН60х7,11	7,11	Д, Е, Л, М	2	65,1	44,4	4,8	ЗП-86-44	3-73	85,7	9,32	2,09	15,6
	73,0	ПВ73х9,19		Д, Е	1	76,2	31,8	4,8	ЗП-95-31	3-73	95,2	14,48	1,45	21,7
		Д, Е		2	81,8	54,0	4,8	ЗГИ 05-54	3-86	104,8	14,48	1,09	23,6	
		Л, М				50,8	4,8	ЗГИ 05-50	3-86	104,8	14,48	2,8	24,7	
89	88,9	ПВ89х9,35	9,35	Р	1	91,0	41,3	4,8	ЗГИ 11-41	3-86	111,1	14,48	2,8	31,0
				Д, Е			44,4	4,8	ЗП-108-44	3-86	108,0	18,34	2,0	30,0
				Д, Е			41,3		ЗГИ 08-41	3-86	108,0	21,79	1,54	30,0
				Д, Е			68,3	4,8	ЗП-121-68		120,7	18,34	1,82	34,2
		ПН89х9,35	9,35	Л	2	98,4	65,1	4,8	ЗГИ 27-65		127,0	18,34	4,63	40,2
				М			61,9	4,8	ЗГИ 27-62	3-102	127,0	18,34	4,63	41,7
				Р			59,3	4,8	ЗГИ 27-59		127,0	18,34	4,63	42,3
				Д, Е			61,5	4,8	ЗП-127-65			21,79	1,27	40,2
		ПН89х11,4	11,4	Л	2	98,4	61,9	4,8	ЗГИ 27-62	3-102	127,0	21,79	3,72	41,7
				М			53,9	4,8	ЗП-127-54			21,79	3,73	44,4
				Д, Е			71,4	6,4	ЗП-133-71		133,4	19,26	2,09	39,8
				Л			68,8	6,4	ЗП-133-68		133,4	19,26	4,0	41,3
102	101,6	ПВ102х8,38	8,38	М		106,4	61,9	6,4	ЗП-140-62	3-108	139,7	19,26	4,0	48,7
				Р			50,8	6,4	ЗП-140-51		139,7	19,26	4,0	52,9
		ПН 102х8,38	8,38	Д, Е, Л, М	2	114,3	82,3	6,4	ЗП-152-82	3-102	152,4	19,26	2,27	49,6
				Р			76,2	6,4	ЗП-152-76			19,26	6,54	52,8
		ПН114х8,56	8,56	Д, Е, Л, М			95,3	6,4	ЗП-162-95-1		161,9	22,31	2,54	54,6
				Р			88,9	6,4	ЗП-162-89-1	3-133	161,9	22,31	7,81	55,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
114	114,3	ПН114х10,92	10,92	Д, Е Л, М Р	2	127,0	92,1 88,9 76,2	6,4	3П-162-92 3П-162-89 3П-168-76		161,9 161,9 168,3	27,84 27,84 27,84	2,54 7,26 7,26	54,5 55,4 69,4
114	114,3	ПК114х8,56	8,56	Д, Е Л, М Р	3	119,1 119,1 119,1	82,6 76,2 69,9	6,4	3П-159-82 3П-159-76 3П-159-70	3-122	158,8 158,8 158,8	22,31 22,31 22,31	3,68 2,95 3,95	56,0 59,0 62,7
		ПК114х10,92	10,92	Д, Е Д М Р, Т У	3		76,2 69,6 63,5 57,2	6,4	3П-159-76 3П-159-70 3П-159-63 3П-159-57	3-122	158,8	27,84	3,90	58,5
						127,0	69,9	6,4	3П-168-70	3-133	168,3	27,84	7,99	73,2
		ПН 127х9,19	9,19	Д, Е, Л	2	144,5	101,6	6,4	3П-178-102	3-147	177,8	26,71	1,81	66,1
		ПН127х12,7	12,7	Д, Е, Л			95,3	6,4	3П-178-95			35,79	9,26	71,3
				Д, Е			95,3	6,4	3П-162-95-2		161,9	26,71	3,90	54,6
127	127,0	ПК127х9,19	9,19	Л М Р, Т У	3	130,2	88,9 82,6 69,8	6,4	3П-162-89-2 3П-165-82 3П-168-70	3-133	161,9 165,1 168,3	26,71 26,71 26,71	7,63 7,63 /00	55,4 63,6 73,2
		ПК127х12,7	12,7	Д, Е Л М У	3	130,2	82,6 88,9 76,2	6,4	3П-178-82 3П-162-89-2 3П-165-76	3-147	177,8 161,9 165,1	26,71 35,79 35,79	9,81 3,81 6,99	73,0 57,2 67,1
						144,5	69,8	6,4	3П-168-70	3-147	168,3	35,79	6,99	73,2
							82,6	6,4	3П-184-82	3-147	184,2	35,75	6,99	75,0

Сортамент стальных бурильных труб сборной конструкции (тип I), мм

Таблица 5.21

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки S	Внутренний диаметр d	Высадка				Масса, кг	
				длина по переходной части $l_{\text{зпм}}$ , не менее	длина переходной части l	диаметр прохода		l м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)
						$d_1$	$d_1^1$		
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	9,15	1,2
		9	42,3			24	32	11,3	1,4
73	73,0	7	59,0	100	40	45	54	11,4	1,6
		9	55,0			34	43	14,2	2,4
		11	51,0			28	37	16,8	2,2
89	89,0	7	75,0	100	40	60	69	14,2	2,4
		9	71,0			49	58	17,8	3,4
		11	67,0			45	54	21,2	3,2
102	101,6	7	87,6	115	55	74	83	16,4	3,0
		8	85,6			70	79	18,5	3,4
		9	83,6			66	75	20,4	3,8
		10	81,6			62	71	22,4	4,0
114	114,3	7	100,3	130	55	82	91	18,5	4,6
		8	98,3			78	87	20,9	5,8
		9	96,3			74	83	23,3	6,0
		10	94,3			70	79	25,7	6,6
		11	92,3			68	77	28,0	6,4
127	127,0	7	113,0	130	55	95	104	20,7	5,8
		8	111,0			91	100	23,5	6,4
		9	109,0			87	96	26,2	7,0
		10	107,0			83	92	28,9	7,6
140	139,7	8	123,7	130	55	105	114	26,0	7,0
		9	121,7			101	110	29,0	7,6
		10	119,7			100	106	32,0	8,2
		11	117,7			91	100	35,0	9,6

Сортамент стальных буровых труб сборной конструкции (тип 2), мм

Таблица 5.22

Условный диаметр трубы	Труба					Масса, кг	
	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	высадка		l м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)
				наружный диаметр D <sub>1</sub>	длина до переходной части l <sub>3min</sub>	длина переходной части l <sub>4</sub>	
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	9,15
73	73,0	9	42,3	81,76	120	65	11,3
		7	59,0				11,4
		9	55,0				14,2
89	89,0	11	51,0	97,13	120	65	16,8
		7	75,0				14,2
		9	71,0				17,8
102	101,6	11	67,0	114,30	145	65	21,2
		3	85,6				18,5
		9	83,6				20,4
114	114,3	10	81,6	127,00	145	65	22,4
		8	98,3				20,9
		9	96,3				23,3
140	139,7	10	94,3	154,0	145	65	25,7
		11	92,3				28,3
		8	123,7				26,0
		9	121,7				29,0
		10	119,7				32,0
		11	117,7				35,0

Сортамент стальных бурильных труб сборной конструкции ВК (тип 3)

Таблица 5.23

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки S	Внутренний диаметр d	Диаметр прохода высадки d <sub>i</sub>	Наружный диаметр высадки D <sub>min</sub>	Длина механической обработки ботки высадки L <sub>min</sub>	Длина до переходной части высадки l <sub>min</sub>	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки концов, кг
89	89,0	9	71,0	57	89,9	150	145	17,8	3,9
102	101,6	11	67,0	54	101,9	150	145	21,2	3,4
		9	83,6	68				20,4	5,1
		10	81,6	66				22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78	115,2	160	155	23,3	7,3
		10	94,3	76				25,7	7,1
		11	92,3	74				28,0	6,9
127	127,0	9	109,0	92	130,2	160	155	26,2	7,8
		10	107,0	90				28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	29,0	11,0
		10	119,7	100				32,0	10,2
		11	117,7	100				35,0	9,2

Геометрические размеры алюминиевых бурильных труб сборной конструкции

Таблица 5.24

Наружный диаметр трубы, мм	Номинальная длина трубы, м		Толщина стенки, мм		Длина утолщенных концов со стороны		Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>			Осевой момент основного сечения	Осевой момент сопротивления		Полярный момент сопротивления основного сечения, см <sup>3</sup>	Тип замка
	с замком	без замка	основного сечения	утолщенных концов	муфты	ниппеля	основного сечения	внутреннего канала	утолщенного канала		основного сечения	утолщенных концов в основной плоскости резьбы		
64	5,7	5,4	8	13	200	200	141,0	18,1	20,8	56,3	17,6	14,2	35,2	ЗЛ-63,5
73	9,3	9,0	8	16	200	200	18,1	23,7	28,7	94,4	25,9	28,0	51,7	ЗЛ-90 ЗН-95
90	9,3	9,0	9	16	200	200	22,9	40,7	37,2	190,0	42,2	47,8	84,5	ЗЛ-108 ЗН-108
90	9,3	9,0	9	22	650	200	23,0	40,7	47,3	190,0	42,9	55,5	84,5	ЗЛ-108
90	9,3	9,0	10	24	800	200	25,4	38,5	50,5	204,1	45,4	57,2	90,7	ЗЛ-108
103	9,3	9,0	9	15	250	250	26,7	56,7	42,1	296,1	57,5	63,6	115,0	ЗЛ-116
103	12,3	12,0	9	15	1300	250	26,7	56,7	42,1	296,1	57,5	63,6	155,5	ЗЛ-116
114	12,4	12,0	10	15	1300	250	32,7	69,4	49,1	445,6	78,2	88,6	156,3	ЗЛ-140 ЗШ-146
114	12,4	12,0	11	15	1700	350	36,0	66,4	49,1	477,2	83,7	76,8	167,4	ЗЛК-146
114	12,4	12,0	13	16	1700	350	41,6	60,8	51,7	534,4	93,8	81,0	187,5	ЗЛК-146
114	12,4	12,0	15	17	1700	350	47,1	55,4	54,2	584A	102,5	84,9	205,0	ЗЛК-140
129	12,4	12,0	9	15	1300	250	38,9	96,7	53,7	613,8	95,2	107,5 103,9	190,3	ЗЛ-152 ЗУК-155
129	12,4	12,0	11	17	1700	350	41,3	69,9	62,1	715A	110,9	115,6	221,9	ЗУК-155
147	8,8	8,4	11	17	750	450	47,1	122,7	71,4	1093,1	148,7	172,2	297,3	ЗЛ-172
147	12,4	12,0	9	15	1700	350	39,4	130,6	65,5	932,3	126,8	126,6	253,7	ЗЛК-176
147	12,4	12,0	11	17	1700	350	47,2	122,7	71,4	1093,1	148,7	145,8	297,5	ЗЛК-178
147	12,4	12,0	11	21	1700	350	47,2	122,7	85,2	1093J	148,7	175,2	297,5	ЗЛК-178
147	12,4	12,0	13	20	1700	350	54,9	114,9	81,7	1239,3	168,6	168,4	337,2	ЗЛК-178
147	12,4	12,0	15	22	1700	350	62,4	107,5	88,5	1371,6	186,6	181,6	373,2	ЗЛК-178
147	12,4	12,0	17	24	1700	350	69,7	100,2	94,8	1491,0	202,9	193,2	405,7	ЗЛК-178
170	12,4	12,0	11	17	1300	250	55,1	172,0	84,0	1743,8	205,1	135,6	410,3	ЗЛ-197

Технические характеристики АБТ сборной конструкции

Таблица 5.25

Наружный диаметр, толщина стенки трубы, мм	Марка сплава	Масса 1 м трубы, кг		Растягивающая нагрузка, кН			Внутреннее давление, МПа		Внешнее давление, МПа		Вращающий момент, Кгс • м	
		с учетом утолщения (без массы замков)	с учетом массы замка	допустимая	предельная (в аварийных ситуациях)	разрушающая (по пределу прочности)	допустимое	предельное (в аварийных ситуациях)	допустимое	сминающее	допустимый	предельный (в аварийных ситуациях)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
61x8	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	4,0	6,0	370	465	635	66,0	82,5	61,5	77,0	4,5	5,5
		4,0	6,0	450	505	690	72,0	90,0	67,0	83,5	4,5	6,0
		4,0	6,5	475	590	760	98,0	122,5	89,0	115,5	6,5	8,0
73x9	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	4,0	7,0	480	595	815	65,0	81,0	60,5	75,5	6,5	8,0
		4,0	7,0	520	650	760	71,0	88,5	66,0	82,5	7,0	8,5
		4,0	7,0	710	885	975	96,5	120,5	87,5	109,5	9,5	11,5
90x9	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	8,0	9,0	605	755	1030	53,0	66,0	46,0	57,5	10,5	13,0
		8,0	9,0	660	825	960	57,5	72,0	50,0	62,5	11,0	14,0
		8,0	9,5	900	1120	1235	78,5	98,0	64,5	80,5	15,5	19,0
90x10	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	8,5	9,5	650	815	1150	57,5	72,0	48,0	60,0	11,0	14,0
		8,5	9,5	710	890	1075	63,0	79,0	53,0	66,0	12,0	15,0
		8,5	10,0	965	1205	1355	85,5	107,0	71,0	89,0	16,5	20,5
108x9	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	8,5	9,0	700	875	1195	46,0	57,5	38,0	47,5	14,0	17,5
		8,5	9,5	765	955	1115	50,0	62,5	40,5	51,0	15,5	19,0
		8,5	9,5	1040	1300	1435	68,0	85,5	51,0	64,0	21,0	26,0
108x10	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	9,0	10,5	740	925	1260	49,0	61,5	41,5	51,5	17,0	21,0
		9,5	10,5	805	1010	1175	53,5	67,0	44,5	55,5	18,5	23,0
		9,5	10,5	1100	1370	1510	73,0	91,0	56,5	71,0	25,0	31,0
114x10	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	10,0	11,5	860	1075	1465	46,5	58,0	38,0	47,5	19,0	24,0
		10,0	11,5	940	1175	1370	50,0	63,5	41,0	51,0	21,0	26,0
		10,0	11,5	1280	1595	1760	69,0	86,0	51,5	64,0	28,5	36,5
114x11	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	11,0	12,5	925	1155	1635	50,5	63,0	42,0	52,5	20,5	26,0
		11,0	12,5	1010	1260	1535	55,0	69,0	45,0	57,0	22,0	28,0
		11,0	12,5	1390	1740	1921	74,5	93,0	62,0	77,5	30,0	38,0
114x13	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	12,0	13,5	1070	1340	1895	60,0	75,0	49,5	62,0	23,0	29,0
		12,0	13,5	1165	1460	1770	65,5	82,0	54,0	67,5	24,5	31,0
		12,0	13,5	1580	1980	2225	88,0	110,0	73,0	91,5	34,0	42,5

Окончание таблицы 5.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
114x15	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	13,0 13,0 13,5	14,5 14,5 15,0	1210 1320 1785	1515 1655 2235	2145 2005 2515	69,5 76,0 102,0	87,0 95,0 128,0	57,0 62,0 84,0	71,5 78,0 105,5	24,5 27,5 37,0	31,0 34,5 46,5
129x9	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	10,5 10,5 11,0	12,5 12,5 13,0	895 975 1330	1120 1220 1660	1525 1425 1830	37,0 40,0 54,5	46,0 50,0 68,0	25,0 27,0 31,5	32,0 34,0 39,5	23,0 25,5 34,5	29,0 31,5 43,0
129x11	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	12,5 12,5 12,5	14,5 14,5 14,5	1075 1175 1600	1345 1470 1200	1835 1715 2205	45,0 49,5 67,0	56,5 61,5 84,0	36,5 39,0 48,5	45,5 49,0 61,0	27,0 29,5 40,0	34,0 37,0 50,0
129x13	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	15,0 15,0 15,5	22,0 22,5 22,5	1240 1355 1840	1550 1695 2305	2115 1975 2540	53,0 58,0 79,0	66,5 72,5 99,0	46,5 50,5 65,5	58,5 63,0 81,5	30,5 33,5 45,5	38,0 41,5 56,5
129x15	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	15,5 16,0 16,0	23,0 23,0 23,5	1420 1545 2105	1770 1935 2630	2415 2255 2900	61,5 67,0 99,0	76,5 84,0 114,5	56,5 50,5 65,6	70,5 63,0 81,5	33,5 36,5 50,0	42,0 46,0 62,5
147x9	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	13,5 13,5 14,0	16,0 16,0 16,5	1030 1125 1530	1290 1405 1910	1755 1640 2105	32,5 35,0 48,0	40,5 44,0 60,0	19,5 20,5 23,0	24,5 25,5 28,5	31,0 34,0 46,0	38,5 42,0 57,5
147x11	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	14,5 14,5 14,5	17,0 17,0 17,0	1240 1355 1840	1550 1690 2305	2115 1975 2540	39,5 43,0 58,5	49,0 53,5 73,0	29,5 31,0 37,0	36,5 39,0 46,0	36,5 40,0 54,0	45,5 49,5 67,5
147x13	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	16,5 16,5 17,0	19,0 19,0 19,0	1445 1575 2145	1805 1970 2680	2465 2300 2955	46,5 51,0 69,5	58,5 63,5 86,5	38,5 41,5 52,0	48,5 52,0 65,0	41,0 45,0 61,0	51,5 56,0 76,5
147x15	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	18,5 19,0 19,0	21,0 21,0 21,5	1640 1790 2440	2055 2240 3050	2800 2610 3360	54,0 59,0 80,0	67,5 73,5 100,0	47,5 51,5 66,5	59,5 64,0 83,5	45,5 50,0 67,5	57,0 62,0 84,5
147x17	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	20,5 21,0 21,0	23,0 23,0 23,5	1865 2000 2500	2290 2500 3125	3125 2915 3750	61,0 66,5 90,5	76,5 83,0 113,0	56,0 60,5 80,5	70,0 76,0 100,5	49,5 54,0 73,5	62,0 67,5 92,0
170x11	Д16Т АК4-1Т1 1953Т1	19,0 19,5 19,5	22,5 23,0 23,0	1450 1580 2150	1810 1975 2690	2470 2295 2965	34,0 37,0 50,5	42,5 46,5 63,0	22,0 22,5 26,0	27,5 29,0 32,5	50,0 54,5 74,5	62,5 68,5 93,0



5.5. ЗАМКОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

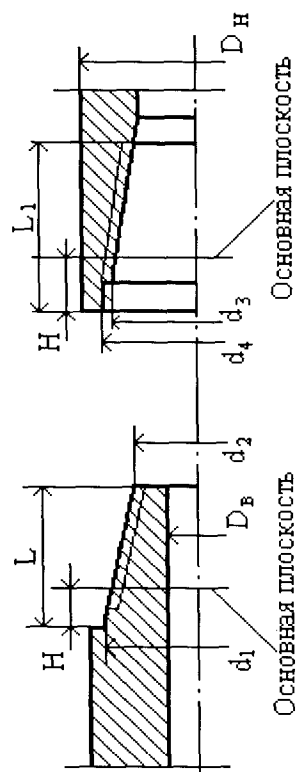


Рис. 5.1. Замокные резьбовые соединения

Таблица 5.26

Тип	Конусность	Шаг, мм	Средний диаметр в основной плоскости, мм	H, мм	НИППЕЛЬ				МУФТА			
					d <sub>1</sub>	d <sub>2</sub>	Dв	L	d <sub>3</sub>	d <sub>4</sub>	Dн	L <sub>1</sub>
3-42	1:5	4,23	40,808	10,0	45,000	35,000	22	50	40,616	46,0	57	53
3-50	1:5	4,23	48,808	10,0	53,000	41,000	28	60	48,616	54,0	65	63
3-62	1:4	5,08	56,075	15,875	62,670	45,170	25	70	57,418	65,1	80	75
3-63,5	1:5	4,23	61,633	15,875	67,000	53,000	40	70	62,616	68,0	83	75
3-66	1:4	5,08	60,080	15,875	66,674	47,674	25	76	57,451	63,5	80	81
3-73*	1:6	6,35	67,767	15,875	73,047	60,380	44	76	67,779	74,6	86	82
3-76	1:4	5,08	69,605	15,875	76,200	54,200	32	88	70,948	78,6	95	93
3-86*	1:6	6,35	80,848	15,875	86,128	71,295	54	89	80,860	87,7	108	95
3-88	1:4	5,08	82,293	15,875	88,887	64,887	38	96	83,635	91,3	108	101
3-92	1:4	5,08	85,480	15,875	92,075	70,075	54	88	86,823	94,5	108	93
3-101	1:4	5,08	94,844	15,875	101,438	77,438	62	96	98,186	103,9	118	101
3-102	1:6	6,35	96,071	15,875	102,010	87,010	70	90	95,424	104,6	120	96
3-102*	1:6	6,35	96,723	15,875	102,003	85,003	70	102	96,735	103,6	120	108
3-108*	1:6	6,35	103,429	15,875	108,709	89,709	72	114	103,441	110,3	133	120
3-110	1:8	6,00	105,423	16,00	110,000	99,383	78	85	104,846	110,9	127	90

Тип	Конусность	Шаг, мм	Средний диаметр в основной плоскости, мм	Н, мм	НИППЕЛЬ				МУФТА			
					d <sub>1</sub>	d <sub>2</sub>	Dв	L	d <sub>3</sub>	d <sub>4</sub>	Dн	L <sub>1</sub>
3-117	1:4	5,08	110,868	16,00	117,462	90,462	58	108	112,210	119,9	140	113
3-121	1:4	5,08	115,113	15,875	121,709	96,209	80	102	116,457	124,1	146	107
3-122*	1:6	6,35	117,500	15,875	122,780	103,780	82	114	117,512	124,6	146	120
3 - 133	1:6	6,35	127,361	15,875	133,300	114,300	95	114	126,714	135,9	155	120
3 - 133*	1:6	6,35	128,059	15,875	133,339	114,339	95	114	128,071	134,9	155	120
3 - 140	1:4	6,35	132,944	15,875	140,195	110,195	70	120	133,629	142,8	172	126
3 - 147	1:6	6,35	142,011	15,875	147,949	126,782	101	127	141,363	150,5	178	133
3 - 150	1:8	6,00	145,423	16,00	150,000	139,383	118	85	144,846	150,9	172	90
3 - 152	1:6	6,35	146,248	15,875	152,186	131,019	89	127	145,600	154,7	197	133
3 - 161	1:6	6,35	155,981	15,875	161,920	140,753	120	127	155,334	164,5	185	133
3 - 171	1:6	6,35	165,598	15,875	171,536	150,369	127	127	164,950	174,1	203	133
3 - 177	1:4	6,35	170,549	15,875	177,801	144,551	101	133	171,355	180,2	215	140
3 - 189	1:6	6,35	183,488	15,875	189,427	168,260	148	127	182,841	192,0	212	133
3 - 201	1:4	6,35	194,731	15,875	201,983	167,733	120	137	195,415	205,0	242	144

Таблица 5.27

## Взаимозаменяемость резьб

Отечественная	Стандарт 7 API		Отечественная	Стандарт 7 API		Отечественная	Стандарт 7 API	
	фирменная	номерная		фирменная	номерная		фирменная	номерная
3-66	2 3/8 Reg	-	3-102*	3 1/2 IF	NC 38	3-140	5 1/2 Reg	-
3-73*	2 3/8 IF	NC 26	3-108*	4 FH	NC 40	3-147	5 1/2 FH	-
3-76	2 7/8 Reg	-	3-117	4 1/2 Reg	-	3-152	6 5/8 Reg	-
3-86*	2 7/8 IF	NC 31	3-121	4 1/2 FH	-	3-171	6 5/8 FH	-
3-88	3 1/2 Reg	-	3-122*	4 IF	NC 46	3-177	7 5/8 Reg	-
3-101	3 1/2 FH	-	3-133*	4 1/2 IF	NC 50	3-201	8 5/8 Reg	-

## 5.6. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Переводники для буровых колонн изготавливаются следующих типов:

- П — переходные,
- М — муфтовые,
- Н — ниппельные.

Переводники изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360—82Е, размеры резьб и требования к их качеству должны соответствовать ГОСТ 5286—75. Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 или из других никельсодержащих марок сталей. В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а для переводников с резьбами левого направления нарезки ставится и буква «Л».

Примеры:

*М 147/171* - переводник муфтовый с резьбами 3-147 и 3-171;

*М 147/171 Л* - переводник муфтовый с резьбами 3-147 и 3-171 с левой резьбой.

Перечень типоразмеров, габариты и применяемость переводников приведены в таблице 5.28.

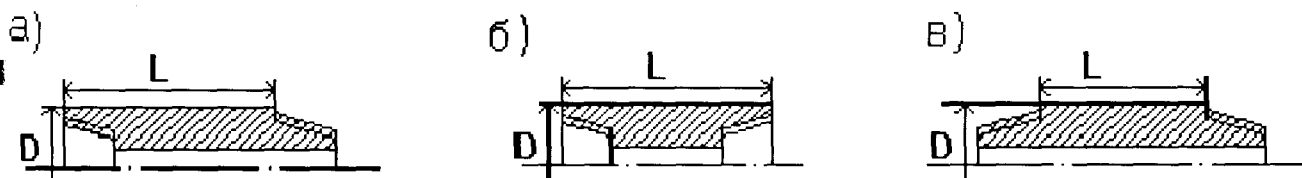


Рис. 5.2. Переводники для буровых труб  
а - тип П (переходные), б - тип М (муфтовые), в - тип Н (ниппельные).

Типоразмеры переводников

Таблица 5.28

№пп	Типоразмер переводника	Назначение для свинчивания	Геометрические размеры, мм					Масса, кг	Тип покрытия резьб
			диаметр наружный	диаметр ступени	диаметр канала	длина с резьбой	длина ступеней		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Переводники муфтовые									
1	М 66/76	Д-75/дол.120	86		36	300		10	
2	М 73/76	БК-73/дол.120	95		44	300		11,3	
3	М 76/76	АБТ-73/дол.120	95		45	300		11,5	
4	М 76/88	Д-Ю6/дол.140	108	95	45	363	178/178	15	
5	М 86/76	ТТ-73/Д-106	108	95	45	363	178/178	14,4	
6	М 86/88	ПК-89/дол. 140	113		54	325		15,7	фосфат.
7	М 88/88	Д-127/дол.140	113		58	325		15,4	фосфат.
8	М 102/88	ПН-89/дол.140	118		58	325		16,2	фосфат.
9	М 117/117	ГЗД-195,172/дол.216	140		78	355		23,3	обмеднен.
10	М 117/152	ГЗД-195,172/дол.295	197	140	78	400	203/178	39	фосфат.
11	М 121/117	Д-195 /УКР-164-80	146		78	356		24,8	
12	М 133/117	ПК-127/дол.216	155		78	385		32	фосфат.
13	М 147/117	УБТ-178/ДОЛ.216	178	140	78	400	203/178	33,5	фосфат.
14	М 147/152	УБТ-178/дол.295	197	178	101	391	203/178	44	фосфат.
15	М 152/152	ГЗД-240/дол.295	197		122	391		48,5	фосфат.
Переводники nippleные									
1	Н 88/88	Д-127/6.ГОЛ.140	118		58	400		15	фосфат.
2	Н 117/117	ГЗД-195,172/кал.216	140		78	525		30	фосфат.
3	Н 121/121	Д-195/УКР	146		80	525	321	36	фосфат.
4	Н 152/152	ГЗД-240 / кал.295	197		89	550	296	71	фосфат.
5	Н 152Д/152Д	вертл.УЗТМ / ББТ	197		89	400	296	50	фосфат.
6	Н 152/171	ГЗД-240 / дол.490	203	178	101	707	220	93	фосфат.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Переводники переходные									
1	П 73/86	БК-73/УБТ-108	95		32	340		13	
2	П 76/66	БН-73/Д-85	95		25	345		13	
3	П 76/73	ВБТ-80/АБТ-73	95		32	340		13,5	
4	П 76/76	Д-106/дол. 120	95		32	369	280	13,6	
5	П 76/88	БН-73/Д-106	113		38	395	300	21,9	
6	П 76/101	БН-73/Д-127	118		38	300		17,6	
7	П 76/102	ВБТ-80/ПН-89	118		38	395		23	фосфат.
8	П 86/66	КОБТ/Д-75, 85, 88	108		25	356	280	16,9	
9	П 86/73	ТТ-73/лов. инстр.	108		44	356	280	15,4	
10	П 86/76	ТТ-73/Д-106, дол. 120	108		32	369	280	17	
11	П 86/86	предохр. ВБТ, БП, ЯС	108		38	369		17,3	фосфат.
12	П 86/88	УБТ-108/б. гол. 140.СКУ	113		38	395	300	20,4	фосфат.
13	П 88/88	Д-127/дол. 140	113		38	395		20,7	фосфат.
14	П 86/102	КОБТ, КШ, БП/ПН-89	118		54	420		23	фосфат.
15	П 86/101	УБТ-108/Д-127	118		58	420	300	22,2	фосфат.
16	П 88/86	КШ-108/ПК-89	108		38	375		20,4	фосфат.
17	П 88/102	КШ-108/ПН-89	118		58	420		22,2	фосфат.
18	П 102/86	ПН-89/КОБТ, КШ, УБТ	120		38	365		24	фосфат.
19	П 102/88	ПН-89/б. гол. 140	120		38	430	335	24	фосфат.
20	П 102/101	ПН-89/ПХН, Д-127	120		62	430	335	20,8	фосфат.
21	П 102/102	ВБТ-89/ПН-89	120		62	430		22,2	обмеднен.
22	П 117/117	вал ГЗД/дол. 216	140		58	463	355	36	обмеднен.
23	П 117/121	вал ГЗД/УКР 164-80	146		78	457	355	33,5	
24	П 117/133	вал ГЗД-195/ПК-127	155	140	58	484	203/178	40	фосфат.
25	П 117/147	вал ГЗД-195/ПК-140	178	140	78	523	203/178	55,8	фосфат.
26	П 121/117	вал ГЗД/УКР 164-80	146		58	463	355	37	
27	П 121/133	ПК-127/УКР 164-80	155		80	484	370	42,6	

## 5.7. ЦЕНТРАТОРЫ

Центраторы предназначены для поддержания оси долота и забойного двигателя в центре поперечного сечения скважины. Центраторы изготавливаются по ТУ 39-01-10-388-78, ТУ 39-146-75, ТУ 39-885-83. На рисунке 5.4 представлен передвижной центратор забойного двигателя 3-ЦДП. Он разработан во ВНИИБТ и за счет установки на расчетном расстоянии от долота на забойном двигателе позволяет решать проблемы стабилизации, увеличения или уменьшения зенитного угла со стабилизацией азимутального направления ствола при бурении наклонно-направленных скважин путем центрирования КНБК в требуемых расчетных точках.

В НПК «ТОБУС» разработан центратор упругий (рис. 5.5, табл. 5.31) и центратор забойного двигателя (рис. 5.5, табл. 5.32), которые предназначены для поддержания оси долота в центре поперечного сечения скважины при изменении ее диаметра в изменяющихся горно-геологических условиях.

### Опора промежуточная (центраторы квадратные)

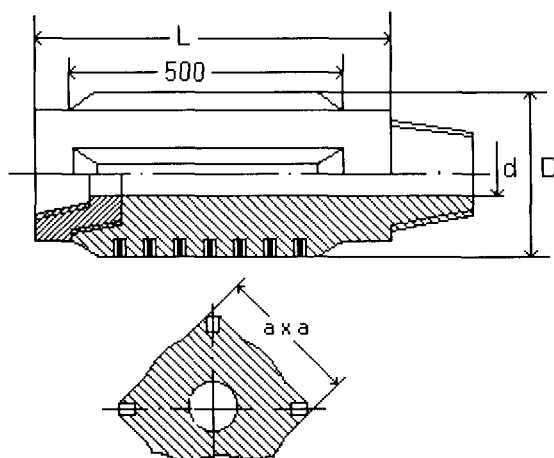


Рис. 5.3. Опора промежуточная (центратор квадратный)

Таблица 5.29

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Резьба	
	наружный, D	внутренний, d			муфта	ниппель
ЦК-190	190	76	715	75	3-121	3-121
ОП-133	133	70	314	24	3-88	3-88
ОП-143	143	70	314	28	3-88	3-88
ОП-153	153	76	320	28	3-102	3-102
ОП-181	181	76	400	47	3-121	3-121
ЦК-214	214	100	950	118	3-121	3-133
ОП-203	203	100	400	61	3-133	3-133
ОП-269	269	80	850	175	3-147	3-147
ОВ-290	290	90	655	114	3-171	3-147
ОВ-315	315	90	685	124	3-171	3-147
ОВ-340	340	90	715	141	3-171	3-147
ОВ-385	385	90	760	180	3-171	3-147

ЦК — центратор квадратный, ОП — опора промежуточная, ОВ — опора промежуточная со съемной гильзой. Лопасти армированы штырями Г2618, сплав ВК8.

# Передвижной центратор 3-ЦДП (ВНИИБТ)

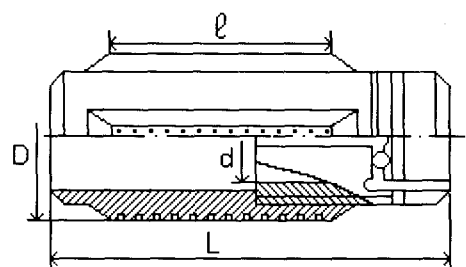


Рис. 5.4. Передвижной центратор забойного двигателя 3-ЦДП

Таблица 5.30

Типоразмер	Диаметр корпуса забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм		Длина, мм	
		наружный D	внутренний d	общая L	лопастей l
3-ЦДП 390/240 МС	240	390	242-236	820-900	336
3-ЦДП 385/240 МС	240	385	242-236	820-900	336
3-ЦДП 380/240 МС	240	380	242-236	820-900	336
3-ЦДП 305/240 МС	240	305	242-236	670-750	300
3-ЦДП 300/240 МС	240	300	242-236	670-750	300
3-ЦДП 295/240 МС	240	295	242-236	670-750	300
3-ЦДП 292/240 МС	240	292	242-236	670-750	300
3-ЦДП 290/240 МС	240	290	242-236	670-750	300
3-ЦДП 285/240 МС	240	285	242-236	670-750	300
3-ЦДП 292/240 С	240	292	242-236	515-595	150
3-ЦДП 290/240 С	240	290	242-236	515-595	150
3-ЦДП 285/240 С	240	285	242-236	515-595	150
3-ЦДП 292/240 Т	240	292	242-236	515-595	66
3-ЦДП 290/240 Т	240	290	242-236	515-595	66
3-ЦДП 285/240 Т	240	285	242-236	515-595	66
3-ЦДП 292/195 МС	195	292	197-191	686-750	300
3-ЦДП 290/195 МС	195	290	197-191	686-750	300
3-ЦДП 285/195 МС	195	285	197-191	686-750	300
3-ЦДП 262/195 МС	195	262	197-191	686-750	300
3-ЦДП 260/195 МС	195	260	197-191	686-750	30
3-ЦДП 292/195 С	195	292	197-191	536-600	150
3-ЦДП 290/195 С	195	290	197-191	536-600	150
3-ЦДП 285/195 С	195	285	197-191	536-600	150
3-ЦДП 292/195 Т	195	292	197-191	536-600	66
3-ЦДП 290/195 Т	195	290	197-191	536-600	66

Типоразмер	Диаметр корпуса забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм		Длина, мм	
		наружный D	внутренний d	общая L	лопастей l
3-ЦДП 285/195 Т	195	285	197–191	536–600	66
3-ЦДП 266/195 Т	195	266	197–191	686–750	30
3-ЦДП 215.9/172 МС	172	215.9	174–168	520–590	281
3-ЦДП 214/172 МС	172	214	174–168	520–590	281
3-ЦДП 212/172 МС	172	212	174–168	520–590	281
3-ЦДП 214/172 С	172	214	174–168	370–440	131
3-ЦДП 212/172 С	172	212	174–168	370–440	131
3-ЦДП 214/172 Т	172	214	174–168	290–360	35
3-ЦДП 212/172 Т	172	212	174–168	290–360	35

Центраторы 3-ЦДП могут закрепляться на корпусах забойных двигателей с фактическими отклонениями их наружных диаметров от номинального от +2 до –4 мм. Для закрепления на корпусах забойных двигателей с отклонениями от номинального диаметра более чем на –4 мм центраторы могут комплектоваться сменными утолщенными цангами.

#### Центратор упругий (НПК «ТОБУС»)

Центратор упругий «ТОБУС» предназначен для поддержания оси долота в центре поперечного сечения скважины при изменении ее диаметра, что повышает точность проводки скважин в изменяющихся горно-геологических условиях.

Центратор «ТОБУС» состоит из ствола (1), на котором выполнены замковые резьбы на обоих концах. На проточке при помощи радиальной (3) и осевой (4) опор подвижно установлен каркас (2) с дугообразными упругими опорными планками, который ограничивается в осевом перемещении переводником (5), навинченным на резьбу на конце ствола со стороны проточки. В свободном состоянии наружный диаметр упругого центратора по опорным планкам каркаса больше диаметра используемого долота. Благодаря жесткости на изгиб опорных планок каркаса, ось долота удерживается в центре ствола скважины при любых значениях зенитных углов и диаметре ствола, не превышающем указанный диаметр центратора. При сужении ствола упругие планки каркаса деформируются, удлиняя каркас в пределах гарантированного зазора между ним и осевыми опорами.

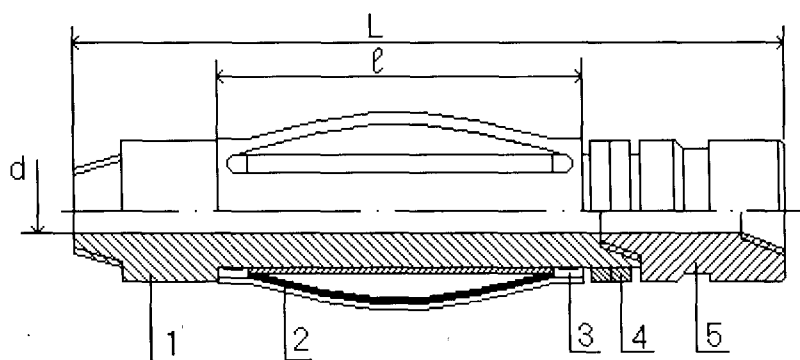


Рис. 5.5. Центратор упругий  
1 — ствол; 2 — каркас с упругими опорными планками; 3 — радиальная опора; 4 — осевая опора; 5 — переводник.



При бурении упругий каркас центратора не вращается относительно стенок скважины и прижимается силой трения к осевым опорам, которые подвержены износу при вращении вала центратора и являются сменными элементами последнего. Изменение фактического диаметра скважины приводит к увеличению интенсивности искривления. Упругие центраторы предупреждают возникновение поперечных и продольных колебаний компоновки низа буровой колонны, тем самым повышая ресурс ее элементов и долота.

#### Центратор упругий (НПК «ТОБУС»)

Таблица 5.31

Параметры	ЦУ-295/175	ЦУ-215/144	ЦУ-190/120	ЦУ-151/95	ЦУ-139/80	ЦУ-120/79
Диаметр долота, мм	295,3	215,9	190,5	151	139,7	120,6
Длина центратора (L), мм	2 183	1 903	1 588	1 370	1 370	1 370
Диаметр проходного отверстия (d), мм	110	60	60	38	25	25
Длина каркаса (l), м	1,10	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Присоединительные резьбы:						
верх (муфта)	M/3-171	M/3-121	M/3-121	M/3-76	M/3-76	M/3-76
низ (ниппель)	H/3-171	H/3-117	M/3-117	M/3-88	M/3-88	M/3-76
Масса, кг	465	302	275	112	86	86

#### Центратор забойного двигателя (НПК «ТОБУС»)

Центратор забойного двигателя предназначен для поддержания оси вала забойного двигателя в центре поперечного сечения скважины при изменении ее диаметра, что повышает точность проводки скважин в изменяющихся горно-геологических условиях.

Центратор забойного двигателя состоит из корпуса (1), на котором выполнены проточки, собственно центратора (2) и обрезиненной нижней опоры (3). Для предотвращения проворачивания опоры на корпус наворачивается сцепная упорная гайка (4) с левой резьбой. Упругий каркас (2) выполнен в виде пары цилиндрических колец, соединенных четырьмя упругими планками, отстоящих друг от друга по окружности на 90 градусов, предназначенных для поддержания оси долота в центре поперечного сечения скважины при изменении в процессе бурения ее фактического диаметра. На верхнем конце корпуса выполнена резьба для соединения его с корпусом забойного двигателя. Внутри корпуса вставляется удлинитель, который верхним концом соединяется со шпинделем забойного двигателя и передает крутящий момент на низ буровой колонны. Упругие свойства центратора предупреждают возникновение поперечных и продольных колебаний буровой колонны, тем самым повышая ресурс забойного двигателя.

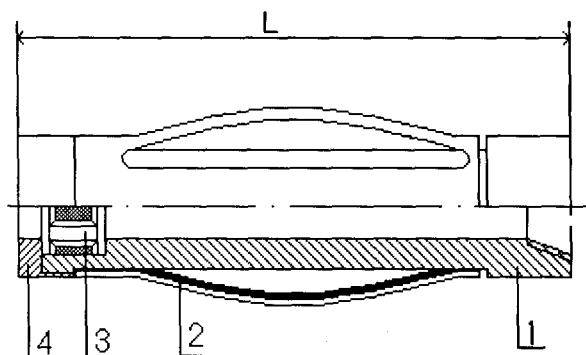


Рис. 5.6. Центратор забойного двигателя  
1 — корпус; 2 — каркас с упругими опорными планками; 3 — обрезиненная нижняя опора; 4 — упорная гайка.

**Угол перекоса осей кривого переводника в зависимости от диаметра  
и разности длин его образующих**

Таблица 5.33

Диаметр перевод- ника, мм	Разница длин образующих переводника, мм												
	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
108	0,31	0,17	1,03	1,19	1,35	1,51	2,07	2,23	2,39	2,55	3,11	3,27	3,43
146	0,23	0,35	0,47	0,58	1,10	1,22	1,34	1,45	1,57	2,09	2,21	2,33	2,44
178	0,19	0,28	0,38	0,48	0,57	1,07	1,17	1,26	1,36	1,46	1,55	2,05	2,15
195	0,17	0,26	0,35	0,44	0,52	1,01	1,10	1,19	1,28	1,36	1,45	1,54	2,03
197	0,17	0,26	0,34	0,43	0,52	1,01	1,09	1,18	1,27	1,36	1,44	1,53	2,02
203	0,16	0,25	0,33	0,42	0,50	0,59	1,07	1,16	1,24	1,33	1,41	1,50	1,58
240	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42	0,50	0,57	1,04	1,11	1,18	1,25	1,33	1,40
	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00	13,50
108	3,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
146	2,56	3,08	3,20	3,32	3,44	3,55	-	-	-	-	-	-	-
178	2,24	2,34	2,44	2,53	3,03	3,13	3,23	3,32	3,42	3,52	-	-	-
195	2,12	2,21	2,29	2,38	2,47	2,56	3,05	3,14	3,22	3,31	3,40	3,49	3,58
197	2,10	2,19	2,28	2,37	2,45	2,54	3,03	3,12	3,20	3,29	3,38	3,47	3,55
203	2,07	2,15	2,24	2,32	2,40	2,49	2,57	3,06	3,14	3,23	3,31	3,40	3,48
240	1,47	1,54	2,01	2,08	2,16	2,23	2,30	2,37	2,44	2,52	2,59	3,06	3,13

Значения в таблице даны в градусах и минутах.

### Регулятор угла

Регулятор угла (рис. 5.8, табл. 5.34) предназначен для использования в составе забойного двигателя при бурении наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин. Использование регулятора угла обеспечивает возможность оперативного изменения угла перекоса осей отклонителя на устье скважины и исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса.

Регулятор угла включает следующие основные узлы:

- узел искривляющий;
- торсион;
- переводник соединительный.

Для изменения угла перекоса осей РУ необходимо:

- отвернуть стопорную пробку (7) специальным ключом, входящим в комплект РУ;
- с помощью механических ключей раскрепить гайку (6) (резьба правая, закреплена моментом силы 10000 Н·м), при этом механический ключ с приводом от пневмораскрепителя следует устанавливать на сердечник (8) или корпус шпинделя, а гайку захватывать вторым ключом;
- ввернув резьбовой конец ключа для стопорной пробки в отверстие на гайке, отвернуть гайку на 25–30 мм, при этом зубчатый венец (5) опускается вниз и выходит из зацепления с зубьями переводника (4);
- при помощи цепных или механических ключей повернуть шпиндельную секцию до совмещения одноименных меток (на переводнике (4) и зубчатом венце (5)) с требуемым значением угла, положение этих меток определяет и новое положение плоскости искривления отклонителя;

- приподняв венец (5) проверить совпадение положения зубьев венца и впадин на переводнике (4), при необходимости немного повернуть шпиндель;
- придерживая руками венец в зацеплении завернуть и подтянуть гайку руками (использовать ключ, ввернутый в резьбовое отверстие), проконтролировать угол между длинной меткой (9) на зубчатом венце и метками (10) на гайке, он должен находиться в пределах  $40^{\circ}$ – $90^{\circ}$ ;
- закрепить гайку механическими ключами (ключ с приводом на пневмораскрепитель следует устанавливать на гайку, а второй на переводник соединительный) до совмещения длинной метки (9) на зубчатом венце и верхней метки (10) на гайке (или нижней метки (10) и метки (11) на сердечнике, как удобнее контролировать), при этом отверстие под пробку на гайке должно совпасть с отверстием в сердечнике (8), а также обеспечивается требуемый момент крепления гайки ( $10000 \text{ Н} \cdot \text{м}$ );
- ввернуть и закрепить фиксирующую пробку (7).

*Необходимо помнить, что при каждом переключении угла отклонителя изменяется положение плоскости его искривления, что необходимо учитывать при установке телеметрической системы и при ориентировании отклонителя в скважине.*

### Регулятор угла

Таблица 5.34

Наименование	РУ1-195	ПКР2-240
Диаметр наружный, мм	195	240
Длина, мм	1066	1 045
Масса, кг	168	175
Угол искривления, град		
минимальный	$0^{\circ}$	$0^{\circ}$
максимальный	$3^{\circ}$	$3^{\circ}$
Шаг изменения угла, град-мин	$0^{\circ}30'$ $0^{\circ}15'$ (в интервале от $0^{\circ}$ до $2^{\circ}$ )	$0^{\circ}30'$
Присоединительные резьбы		
к двигательной секции	РКТ-177*5.08*1:16	РКТ-208*6.35*1:6
к шпиндельной секции	РКТ-177*5.08*1:16	РКТ-208*6.35*1:6
к валу шпиндельной секции	МК-98*6	
Соединение валов забойного двигателя	торсион	торсион
Расход промывочной жидкости	не лимитируется	не лимитируется
Плотность промывочной жидкости	не лимитируется	не лимитируется

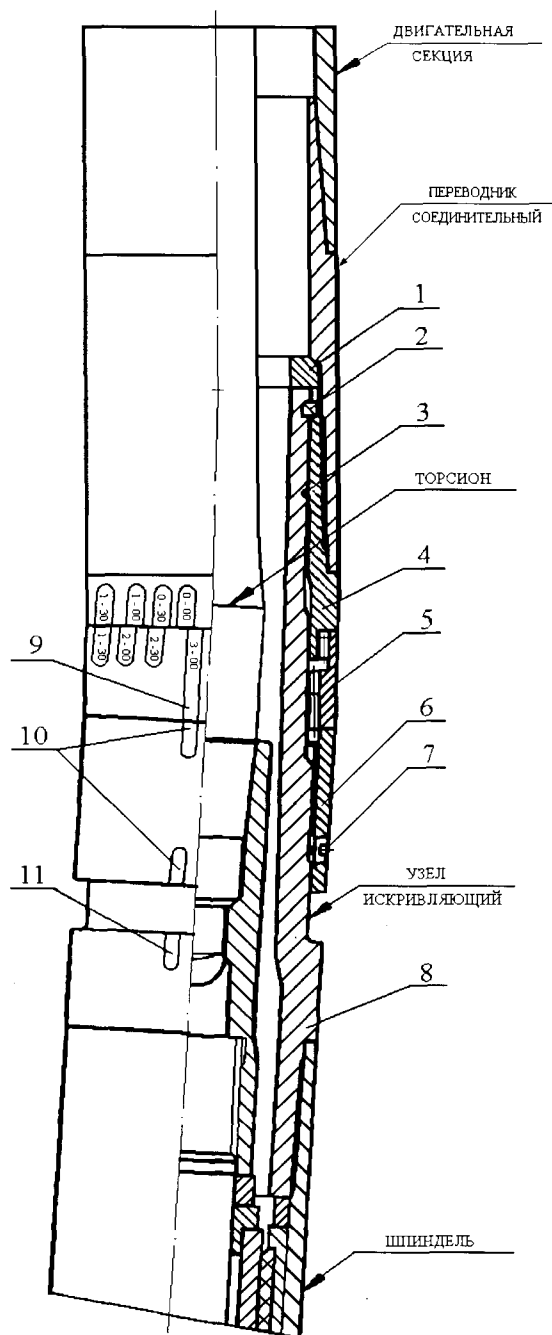


Рис. 5.8. Регулятор угла РУ1-195

1 — диск; 2 — полукольцо; 3 — уплотнительное резиновое кольцо; 4 — переводник; 5 — зубчатый венец; 6 — поджимная гайка; 7 — стопорная пробка; 8 — сердечник; 9 — метки на зубчатом венце; 10 — метки на гайке; 11 — метки на сердечнике.

## 5.9. КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

### Принципы конструирования КНБК

В разделе приведены принципы конструирования КНБК, особенности их работы, нашедшие распространение при бурении ННС на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», и рекомендации по их применению.

Схема проектирования КНБК в зависимости от конструкции и интервала профиля показана на рис. 5.9.

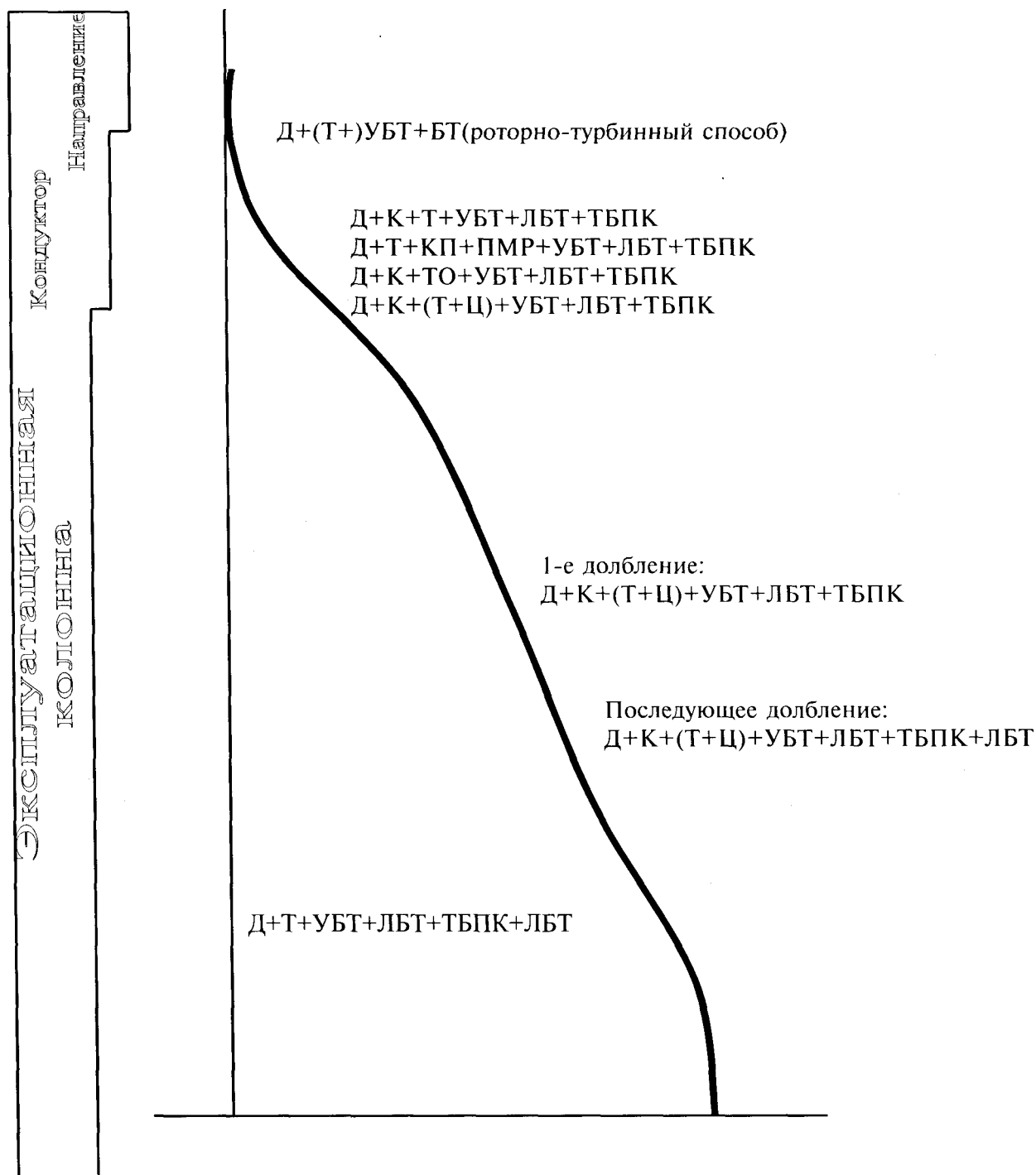


Рис. 5.9. Схема проектирования КНБК

Д — долото; К — калибратор; УБТ — утяжеленные бурильные трубы; ПМР — переводник с магнитным репером (МП); ЛБТ — легкосплавные бурильные трубы; ТО — турбинный отклонитель; КП — кривой переводник; Т — турбобур, ВЗД, ГЗД; Ц — центрирующее устройство.

Компоновки низа бурильных колонн (КНБК) по интервалам профиля для добывающих, нагнетательных скважин

Таблица 5.35

№ п/п	Конструкция скважины	Элементы профиля	№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Расстоя- ние от забоя, м	Техническая характеристика			Примеча- ние
							наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление ( 324мм)	Вертикальный участок	1	III 393,7 М-ГВ	ГОСТ 20692-75	0,53	393,7	0,53	123	
			2	ЗТСШ1-240, 1сек	ГОСТ 26673-85	11,165	240,0	10	2480	
			3(2)	УБТ	ТУ 14-3-835-79	12,530	178,0	12	2316	
2	Кондуктор (диаметр 245мм)	Вертикальный участок	1	III 295,3 С-ГНУ-R58, (R37)	ТУ 26-02-874-80	0,425	295,3	0,425	92	Клапан
			2	Калибраторы 13-КИ 295,3МСТ	ОСТ 39-078-79	1,165	295,3	0,74	112	должен
			3	Т 12 РТ-240 (ЗТСШ1-240, 1-2 сек)	ГОСТ 26693-85	11,165	240,0	10	2480	иметь
			4	КОБК 178 «ГМ»*	ГОСТ 26673-85	11,745	178,0	0,58	50	элемент
			5	УБТ	ТУ 14-3-835-79	37,305	165,1	25	3635	фиксации
3	Кондуктор	Набор угла	1	III 295,3 С-ГНУ-R58, (R37)	ТУ 26-02-874-30	0,425	295,3	0,425	92	Угол
			2	Калибратор 9КП-295,3МСТ	ОСТ 39-078-79	1,165	295,3	0,740	112	перекоса
			3	Т 12 РТ-240 (ЗТСШ1-240, 1 сек)	ГОСТ 26693-85	11,165	240,0	10	2480	отклони-
			4	Кривой переводник*	ГОСТ 26673-85	11,565	178,0	0,4	50	теля
			5	КОБК 178 «ГМ»	ГОСТ 26.008-85	12,145	178,0	0,58	50	2,5 град
			6	Магнитный переводник	ГОСТ 26.008-85	38,705	178,0	1	150	
			7	УБТ	ГОСТ 26.008-85	37,705	165,1	12	3635	
			8	ЛБТ	ТУ 1-2-451-83	63,705	147,0	48	412,5	
4	Кондуктор	Стабилизация зенитного угла	1	III 295,3С-ГНУ-R58	ТУ26-02-874-80	0,425	295,3	0,425	92	
			2	Калибратор 9КП-295,3МСТ	ОСТ 39-078-70	1,165	295,3	0,74	112	
			3	Т 12 РТ-240 (ЗТСШ1-240, 1-2 сек)	ГОСТ 26693-85	11,165	240	10	2480	
			4	Центратор 292 мм	ГОСТ 26673-85	2,000	280	0,5	90	
			5	КОБК 178 «ГМ»	ТУ ЦБПО БНО	11,745	178	0,58	50	
			6	УБТ	ГОСТ 26.008-85	37,305	165	12	3635	

Продолжение таблицы 5.35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Эксплуатационная колонна на (диаметр 168,146 мм)	Стабилизация зенитного угла	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	III 215,9 МЗ-ГВ Калибраторы 9-К (КП) 215,9 МС ЗТСШ 1-195 (3 секции) кольцо СТК (РСТК) КОБК 178 «ГМ» БП-165,1 УБТ ЛБТ ТБПК-127х9, 19 «Д» ЯСС* УБТ	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79 ГОСТ 26673-85 ТУ ЦПО БНО ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 1-2-451-83 ТУ 14-3-1571-88 ТУ 14-3-1571-88	0,35 0,8 26,5 2,00 27,08 27,64 39,64 87,64 135,64 144,14 169,14	215,9 215,9 195,0 210,0 214,0 178,0 165,1 165,1 147,0 127,0 165,1	0,35 0,45 25,7 0,4 0,58 0,56 12 48 48 8,5 25	40,2 50 4790 10 50 40 1817,5 787 1530,5 2000 3635	Преимущество отдается импорتنному производству
6	Эксплуатационная колонна	Уменьшение зенитного угла	1 2 3 4 5 6 7 8 9	III 215,9 МЗ-ГВ-3 ЗТСШ 1-195 (3 секции) КОБК 178 «ГМ» БП-165,1 УБТ ЛБТ ТБПК-127х9, 19 «Д» ЯСС УБТ	ГОСТ 20692-75 ГОСТ 26673-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 1-2-451-83 ТУ 14-3-1571-88 ТУ 14-3-1571-88	0,35 26,5 26,63 27,19 39,19 87,19 135,19 143,69 168,69	215,9 195,0 178,0 165,1 165,1 147,0 127,0 165,1 165,1	0,35 25,7 0,58 0,56 12 48 48 8,5 25	40,2 4790 50 40 1817,5 787 1530,5 2000 3635	
7	Эксплуатационная колонна	Проработка перед спуском колонны и расширение после отбора керна в интервале уменьшения зенитного угла	1 2 3 4 5 6 7 8	III 215,9 МС-ГНУ-Р45 Д2-195 КОБК 178 «ГМ» БП-165,1 УБТ ПК-127х9, 19 «Д» ЯСС УБТ	ГОСТ 20692-75 ГОСТ 16350-70 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 14-3-1571-88 ТУ 14-3-1571-88	0,35 8,025 8,605 9,165 21,165 69,165 77,665 102,665	215,9 195,0 178,0 165,1 165,1 127,0 165,1 165,1	0,358 7675 0,58 0,56 12 48 8,5 25	36,1 1350 50 40 1382 1530,5 2000 3635	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	Эксплуатационная колонна	Отбор керн	1 2 3 4 5 6 7 8 9	К 212,7/80-С3 КД11М-190/80 Д2-195 КОБК 178 «ГМ» БП-165,1 УБТ ПК-127х9,19 «Д» ЯСС УБТ	ГОСТ 21210-75 ГОСТ 21949-76 ГОСТ 16350-70 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 14-3-1571-88 ТУ 14-3-1571-88	0,305 16,477 23,152 23,732 24,292 33,792 81,792 90,292 105,292	212,7 164,0 195,0 178,0 165,1 165,1 127,0 165,1 165,1	0,35 16172 6675 0,58 0,56 9,5 48 8,5 25	35,4 1555 1350 50 40 1382 1530,5 2000 3635	
9	Эксплуатационная колонна	Корректировка	1 2 3 4 5 6 7 8 9	III 215, 9 МЗ-ГВ-3 Калибраторы 9-К (КП) 214МС ДОТ-195 КОБК 178 «ГМ» БП-165,1 Телесистема УБТ диамагнитное ЯСС УБТ	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79 ОСТ 39-078-79 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 14-3-1571-88	0,35 0,8 8,8 9,38 9,94 19,94 25,44 86,5 111,5	215,9 215,9 195,0 178,0 165,1 165,1 165,1 165,1 165,1	0,35 0,45 8 0,58 0,56 10 9,5 8,5 25	40,2 50 1200 50 40 1400 1382 2000 3635	
10*	Эксплуатационная колонна	Корректировка при отсутствии телесистемы	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11	III 215, 9 МЗ-ГВ-3 Калибраторы 9-К (КП) 214МС ДОТ-195 КОБК 178 «ГМ» Магнитный переводник УБТ ЛБТ БП-165,1 ПК-127х9,19 «Д» ЯСС УБТ	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79 ОСТ 39-078-79 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ГОСТ 26.008-85 ТУ 2-451-83 ГОСТ 26.008-85 ТУ 14-3-1571-88 ТУ 14-3-1571-88	0,35 0,8 8,8 9,38 22,94 21,94 70,94 9,94 118,94 127,44 152,44	215,9 215,9 195,0 178,0 178,0 165,1 147,0 165,1 127,0 165,1 165,1	0,35 0,45 8 0,58 1 12 48 0,56 48 8,5 25	40,2 50 1200 50 150 1817,5 787 40 1530 2000 3635	

\*Примечание: Допускается применение других забойных двигателей, долот калибраторов, буроголовков, снарядов для отбора керн.



Выбор типа долота и забойных двигателей производится в соответствии с «Технологическими регламентами на проектирование и строительство нефтяных скважин» (раздел — углубление скважин).

Конструирование КНБК включает этапы:

1. Определение типа КНБК (по способу бурения и числу центраторов).
2. Выбор элементов КНБК (типа забойного двигателя, УБТ, наддолотного калибратора и центратора).
3. Расчет и оптимизация размеров КНБК.
4. Анализ устойчивости КНБК на проектной траектории.
5. Корректирование расчетных размеров КНБК (по конструктивным характеристикам элементов КНБК).

Компоновки низа бурильной колонны, применяемые в наклонном бурении, различаются по назначению и по принципу действия.

По принципу действия компоновки низа, применяемые для управления искривлением, делятся на три группы:

1. Компоновки, искривляющие скважину только вследствие асимметричного расположения в стволе. В нее входят ОТС и ОТШ, конструкции, которых исключают возможность появления отклоняющей силы.

2. Компоновки, использующие для искривления ствола упругую отклоняющую силу. В нее входят турбобур, турбобур с кривой трубой или наиболее распространенные — турбобур с кривым переводником. Кроме того, на некотором начальном участке после зарезки отклоняющая сила на долото возникает и при использовании ОТС.

3. Отклоняющие и стабилизирующие компоновки, работающие по принципу рычага. К ним относятся компоновки с центраторами и стабилизаторами. Стабилизаторы отличаются от центраторов большей длиной, хотя оба выполняют примерно одинаковые функции и могут быть конструктивно одинаковы.

По назначению отклоняющие компоновки делятся на:

1. Компоновки предназначенные для управления зенитным углом и азимутом ствола наклонной скважины. Эту группу составляют ориентируемые отклоняющие приспособления (ОТС, турбобур с кривым переводником, компоновки, включающие турбобур с эксцентричными турбинными отклонителями типа ТО, и шпindelь-отклонители (ШО)).

2. Компоновки для управления только зенитным углом. К этой группе относятся неориентируемые отклоняющие (стабилизирующие) компоновки (ОТШ, компоновки с центраторами или стабилизаторами, калибраторами).

При бурении используются следующие виды отклонителей в составе:

1. Долото диаметром 295,3 мм, одна секция турбобура ТСШ-240 (Т12РТ-240) искривленный переводник, утяжеленная бурильная труба (УБТ) диаметром 178 или 203 мм.
2. Долото диаметром 295,3 мм, турбинный отклонитель ТО-240.
3. Долото диаметром 215,9 мм, турбинный отклонитель ТО2-195.
4. Долото диаметром 215,9 мм шпindelь-отклонитель Ш01-195, одна или две турбинные секции турбобура диаметром 195 мм.

Отклонители могут включать наддолотный калибратор.

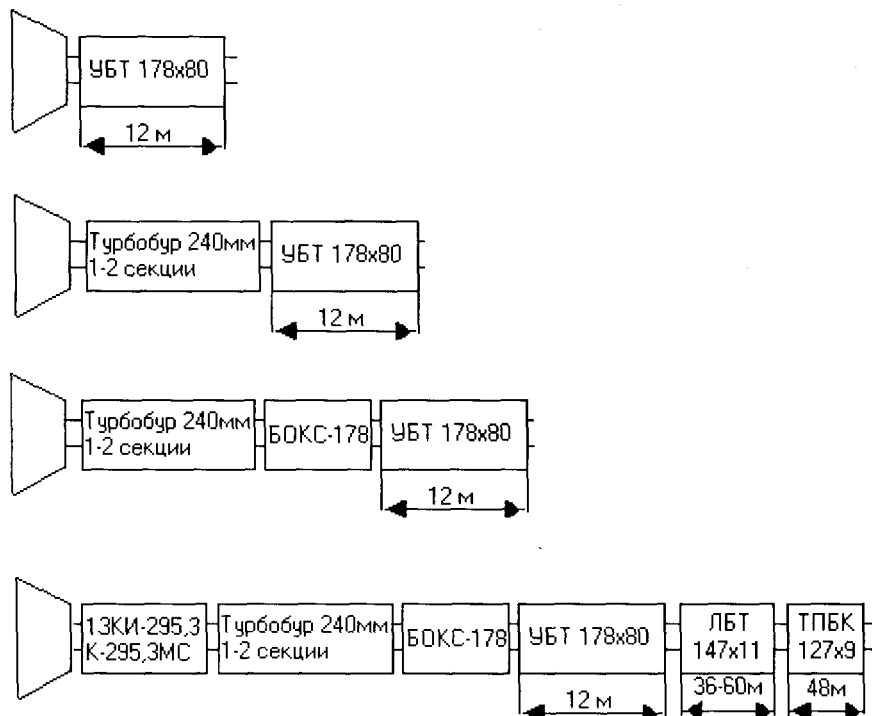
Основные габаритные размеры и энергетические параметры турбинных отклонителей типа ТО и шпindelь-отклонителя Ш01-195 представлены в таблице 5.5.1. Наиболее эффективное отклоняющее устройство — турбинный отклонитель, состоящий из шпинделя длиной 2—2,5 м и турбинной секции, соединенных через кривой переводник.

Применяемые отклонители включают не более двух опорных элементов, нижний из которых выполнен в виде искривленного переводника, а верхний — в виде центратора или искривленного переводника. Отклонители с упругой направляющей секцией в отличие от отклонителей с жестко направляющей секцией не позволяют искривлять ствол скважины с постоянной интенсивностью увеличения зенитного угла.

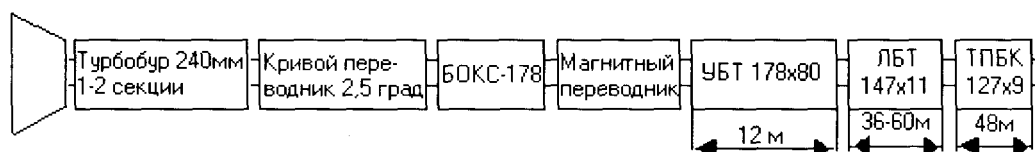
Состав забойной компоновки выбирают на основе теоретических исследований и уточняют в ходе практического применения при бурении скважин (рис. 5.10). В процессе бурения в верти-

кальном или наклонном стволе скважин компоновки нижней части бурильной колонны подвергаются действию осевых сжимающих, сил, поперечных составляющих сил собственного веса и соответствующих им изгибающих моментов, приводящих к деформации упругой оси КНБК. КНБК для бурения вертикальных и направленных скважин конструируются на основе УБТ различной длины и диаметра, забойных двигателей в секционном исполнении, имеющих определенные жесткостные характеристики и линейные размеры отдельных секций.

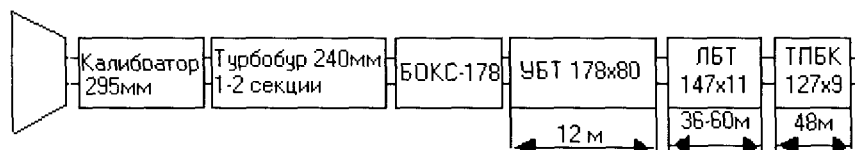
#### а. Вертикальный участок



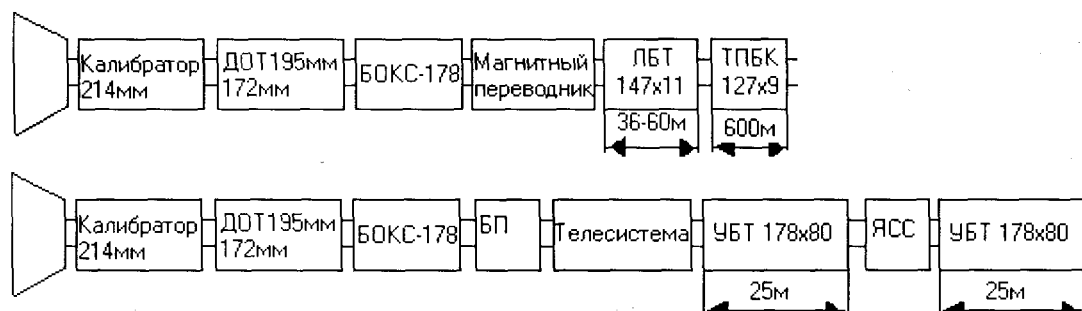
#### б. Набор кривизны



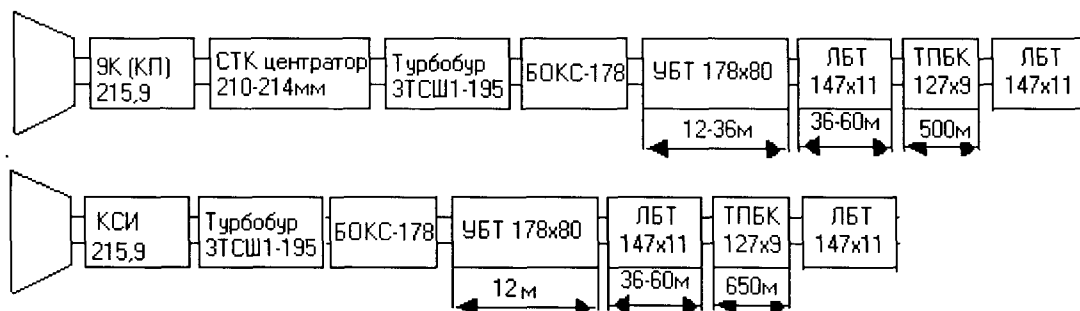
#### в. Участок добуривания (под кондуктор)



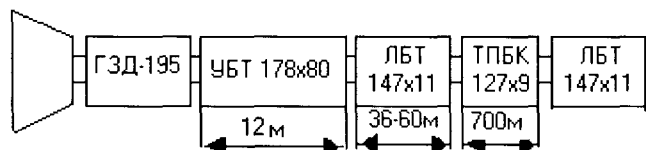
(проведение исправительных работ)



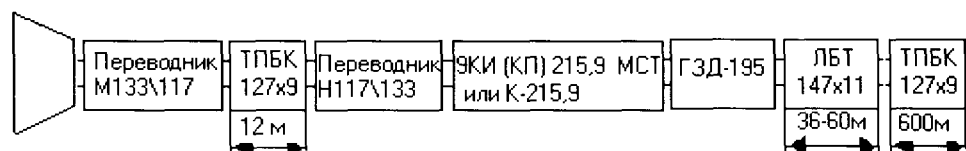
г. Прямолинейный наклонный ствол



д. Естественное уменьшение угла



е. Интенсивное снижение угла (КНБК-«С»)



ж. Интенсивное увеличение угла (КНБК-«Р»)

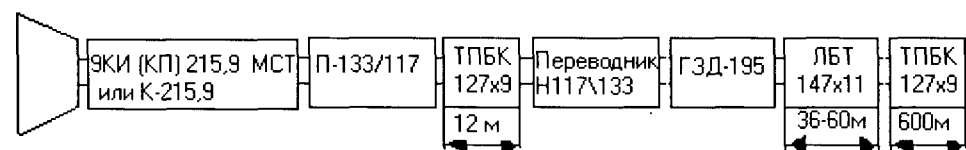


Рис. 5.10. Компоновки низа бурильной колонны

Бурение вертикального участка скважины сопряжено с необходимостью предотвращения отклонения оси ствола от вертикали. Такие участки эффективно бурить с помощью жестких компоновок. Жесткие компоновки создаются с помощью утяжеленных бурильных труб, центрирующих и калибрующих инструментов. Вертикальный участок под направление в основном бурят роторным способом.

Размеры и количество УБТ определяются из требования о необходимости снизить диаметральный зазор и увеличить жесткость компоновки. Установка центратора в нижней части колонны позволяет увеличить расстояние от долота до первой точки касания компоновки со стенкой скважины.

Рекомендуется систематически проворачивать бурильную колонну. Более рационально вести бурение с непрерывным вращением колонны со скоростью 10–20 об/мин.

Основная задача при расчете жесткой компоновки — определение расстояния от долота до центратора, при котором суммарный угол поворота долота был бы минимальным, так как отклонение оси компоновки от вертикали приводит к повороту оси долота и в конечном счете к асимметричному разрушению забоя скважины.

При применении центрирующих элементов их диаметр должен быть равен номинальному диаметру долота или меньше на 5–7 мм; ширина опорных элементов должна обеспечивать удель-

ное давление, не превышающее предела текучести породы; длина опорных элементов должна быть выбрана в зависимости от крепости пород в приствольной зоне.

В большинстве случаев жесткие компоновки состоят из УБТ, для которых единица веса превышает 20 кг, а расстояние от долота до центратора не превышает 10 м.

При бурении под кондуктор используют компоновки, включающие долото диаметром 295 мм и турбобур диаметром 240 мм с кривым переводником. При забуливании наклонного ствола в интервале спуска кондуктора наибольшее распространение получили кривые переводники с углом перекоса резьб от  $2^{\circ}30'$ . Необходим контроль угла перекоса, чтобы не было превышения пространственной интенсивности  $2^{\circ}/10$  м.

Набор зенитного угла неориентируемой с поверхности компоновкой допускается при стабильном положении азимута скважины. В противном случае набирать зенитный угол необходимо компоновками, включающими отклоняющие элементы, ориентируемые с поверхности. При турбинном бурении скважины с набором угла наиболее характерны компоновки, включающие долото, калибратор и турбобур. Использование калибраторов для безориентированного набора зенитного угла наиболее эффективно непосредственно из-под кондуктора. В азимутальном направлении калибраторы диаметром 214–215,9 мм в большинстве случаев изменяют направление скважины вправо.

Считается, что, будучи расположенным очень близко к долоту и имея поперечный размер, равный диаметру долота, калибратор способствует возникновению очень большой отклоняющей силы. При большой отклоняющей силе геологические условия мало влияют на изменение зенитного угла. Однако калибратор, нагруженный большой поперечной нагрузкой, интенсивно срабатывается по диаметру. В результате изменения диаметра очень резко уменьшается отклоняющая сила, и сначала снижается интенсивность роста зенитного угла, затем он стабилизируется, затем уменьшается.

Кривой переводник в сочетании с односекционным турбобуром позволяет осуществлять набор зенитного угла до  $40^{\circ}$ – $50^{\circ}$ , в сочетании с укороченным турбобуром до  $50^{\circ}$ – $55^{\circ}$ . При этом интенсивность искривления ствола достигает соответственно 1–2, 4–5°/10 м (необходимость в больших интенсивностях может возникнуть при забуливании вторых стволов).

Для увеличения зенитного угла при бурении турбинным способом долотами 215,9; 295,3 применяют КНБК с одним центратором, расположенным в зависимости от диаметра долота на расстоянии 1,5 м и 2 м соответственно.

Стабилизация наклонного интервала скважины осуществляется компоновками маятникова типа. Для выполнения указанной задачи необходимо соблюдать следующие требования:

- компоновка должна иметь два опорно-центрирующих элемента, диаметр центратора должен быть несколько меньше номинального диаметра долота;
- длина компоновки должна быть оптимальной. В качестве критерия, определяющего длину компоновки, необходимо принимать равенство нулю силы, отклоняющей долото от оси скважины;
- оптимальная длина компоновки должна позволять хорошую проходимость колонны на участке набора зенитного угла.

Центрирующее устройство должно быть размещено на корпусе шпинделя забойного двигателя. Для повышения эффективности работы долота за счет лучшей центрации его в стволе скважины и предотвращения заклинивания компоновки над долотом следует устанавливать полноразмерный калибратор. Уменьшение реакции на центраторе приводит к росту сил на калибраторе и наоборот. Следовательно, увеличивая диаметр центратора, можно значительно разгрузить калибратор и добиться увеличения ресурса его работы.

В ходе бурения ННС обычными компоновками без центрирующих устройств зенитный угол уменьшается благодаря фрезерующей способности шарошечных долот. Прогнозирование заданной интенсивности снижения зенитного угла наклонного интервала скважины возможно при использовании опытных данных, полученных в различных условиях.

Бурение этого участка осуществляют компоновкой без центрирующих элементов, состоящей из долота диаметром 215,9 мм и секционного турбобура ЗТСШ-195. Винтовые забойные двигатели применяют аналогично турбобурам. Двигатели Д1-195 и Д3-172 используют с 18–48 м УБТ.

Промысловые исследования показали, что двигатель Д3-172 в компоновке без УБТ снижает зенитный угол с интенсивностью  $5^{\circ}$ – $6^{\circ}$ , а двигатель Д1-195 — до  $4^{\circ}$  на 100 м проходки.

Для интенсивного увеличения и снижения зенитного угла в наклонно направленных скважинах рекомендуется использование компоновок «Р» и «С» (соответственно), разработанных в ОАО «Сургутнефтегаз» в интервалах ниже глубины установки насосного оборудования.

**КНБК «С» включает:**

- 1) долото диаметром 215,9 мм;
- 2) переводник М-117х133;
- 3) трубу ТБПК 127х9;
- 4) переводник П-133х117;
- 5) калибратор 9КИ-215.9МСТ;
- 6) забойный двигатель;
- 7) бурильные трубы.

**КНБК «Р» включает:**

- 1) долото диаметром 215,9 мм;
- 2) переводник П-117х133;
- 3) калибратор 9КИ-215.9МСТ;
- 4) трубы ТБПК 127х9;
- 5) переводник Н-133х147;
- 6) забойный двигатель;
- 7) бурильные трубы.

Применяемые калибраторы типа К-215.9; 9КИ (КП)-215,9 мм — с прямыми лопастями. После каждого рейса КНБК трубы ТБПК к дальнейшему использованию не подлежат. Интенсивность искривления при работе этими КНБК не должна превышать 2° на 10 м.

Выбор компоновки нижней части бурильной колонны КНБК для предупреждения искривления ствола вертикальных поисковых и разведочных скважин производится в соответствии с РД 39-0148052-514—86 (Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин); исходя из геологических условий месторождений Сургутнефтегаза, для которых характерно горизонтальное или пологое залегание пластов (углы падения до 5°) и отсутствие частой перемежаемости пропластков различной твердости. Для этих условий рекомендуется применять компоновки турбинного бурения с двумя опорами.

Телеуправляемая технология проводки наклонно направленных скважин реализуется специальным двигателем-отклонителем в сочетании с телеметрической системой контроля за параметрами ствола скважины и направлением долота с беспроводным каналом связи. Проводка искривлениях участков профиля скважины при такой технологии осуществляется ориентируемым способом, при котором положение двигателя-отклонителя не изменяют в процессе бурения. Бурение прямолинейных интервалов осуществляют при вращении бурильной колонны ротором. Такие компоновки рекомендуется применять при бурении полого-направленных скважин.

Основные проблемы эксплуатации КНБК различного назначения:

- не обеспечивают постоянную интенсивность увеличения или уменьшения зенитного угла, т.е. бурение по дуге окружности достаточно протяженного интервала;
- существует естественное искривление ствола скважины в азимутальном направлении.

Для анализа работы компоновок с целью уменьшения корректировок ствола и повышения точности прогнозирования трассы необходима фиксация размеров составляющих элементов КНБК, их тип, условия бурения, в том числе: параметры ствола; диаметры долота, турбобура, УБТ, вала, центраторов и т.п.; расстояния от долота до центрирующих устройств, длины элементов; веса погонного метра турбобура, УБТ, вала; жесткость турбобура, УБТ, вала, удельный вес раствора, осевая нагрузка, коэффициент фрезерующей способности долота. По окончании бурения составляется отчет по специально разработанной форме.

Типовые проектные решения по выбору КНБК для эксплуатационных и нагнетательных скважин по интервалам профиля для проектной конструкции приведены в таблице 5.35. Нормы расхода элементов компоновок низа бурильной колонны принимаются на основе анализа фактического материала управлений буровых работ, осуществляющих бурение скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

## 5.10. ТЕХНИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

### КЛАПАН ОБРАТНЫЙ

Клапаны обратные предназначены для предотвращения перетока промывочной жидкости из затрубного пространства и зашламления турбобура при прекращении промывок, предупреждения поступления пластового флюида в трубное пространство при газонефтепроявлениях. Кроме этого клапан КОБК-178ГМ (глубинный) имеет следующие особенности: устанавливается над турбобуром; имеет устройство фиксации, позволяющее производить спуск колонны с «приоткрытым» клапаном, обеспечивая самозаполнение колонны; при включении бурового насоса клапан открывается полностью и далее работает как обычный КОБК.

Клапан КОБК-178У (устьевой) устанавливается под квадратной штангой, имеет мощную запирающую пружину (давление открытия 0,3 МПа) и предотвращает разлив бурового раствора из ведущей трубы.

#### Техническая характеристика:

Рабочее давление, МПа	25
Ход полного открытия, мм	25
Проходное смещение, см <sup>2</sup>	22,5
Резьба присоединительная	3-147
Диаметр наружный, мм	178
Длина, мм	580
Масса, кг	61,5

### КРАН ШАРОВОЙ ВЫСОКОНАПОРНЫЙ

Кран шаровой для бурильных колонн предназначен для перекрытия проходного сечения бурильного инструмента при газонефтепроявлениях в процессе строительства скважин. Кран устанавливается в компоновке бурильного инструмента под ведущей трубой. Рабочая среда — промывочная жидкость. Кран состоит из корпуса, внутри которого размещаются шаровой затвор на цапфах и седло с комбинированным уплотнительным элементом, подпружиненным плоскостными пружинами. На корпусе выполнена замковая резьба по ГОСТ 5286—75. Открытие и закрытие проходного канала осуществляется поворотом шарового затвора до упора на 90° посредством ключей управления.

#### Технические характеристики шаровых кранов

Таблица 5.36

Наружный диаметр крана	146	155	178
Диаметр проходного сечения, мм	60	64	70
Рабочее давление, МПа	70	70	70
Растягивающая нагрузка, кН	2000	2000	2000
Максимально допустимый перепад давления между полостями высокого и низкого давления, при котором кран управляется усилием на ключе в 500 Н, МПа	20	20	20
Максимальная рабочая температура, °С	90	90	90
Присоединительная резьба	3-122	3-133	3-147
Длина крана, мм	500	500	545
Масса крана, кг	48	53	60

Исполнение крана:

КШВН — кран шаровой высоконапорный нормального исполнения;

КШУ-25 — кран шаровой в коррозионностойком исполнении для сред, с содержанием  $H_2S$  и  $CO_2$  до 25%.

## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УДАРНЫЕ МЕХАНИЗМЫ (ЯСЫ)

Существуют два основных типа ясов: гидравлические и механические ясы. Гидравлические ясы используют гидравлическую жидкость для того, чтобы дать время бурильщику установить необходимую нагрузку на колонну прежде, чем яс сработает. Гидравлический яс предоставляет это время путем продавливания некоторого количества гидравлической жидкости через маленькое отверстие. Поэтому гидравлические ясы не чувствительны к нагрузке, а чувствительны к рекомбинации нагрузки и времени. В то же время механические ясы имеют заданную нагрузку, которая вызывает их срабатывание. Они чувствительны к нагрузке, а не ко времени. Механический яс срабатывает тогда, когда бурильщик приложил нагрузку, равную заданной. Поэтому термины «гидравлический яс» или «механический яс» фактически относятся к методу, вызывающему срабатывание яса.

Ниже рассмотрим описание типичного цикла работы механического и гидравлического ясов, используя в качестве примера гидромеханический буровой яс фирмы BOWEN. Гидромеханический буровой яс фирмы BOWEN состоит из двух независимых секций, которые могут быть расположены отдельно в колонне. Верхняя секция является гидравлическим ясом, а нижняя — механическим ясом. Обычно обе секции яса опускаются в скважину в полностью открытом состоянии. Механическая секция находится во взведенном состоянии, а гидравлическая — в освобожденном состоянии. Для приведения в действие нижнего, механического яса, к нему прикладывают нагрузку путем ослабления натяга на колонну, расположенную выше яса. Яс срабатывает, когда вес муфты и буровой колонны сравняется с заранее установленной величиной нагрузки срабатывания механического яса. Вес падает на все расстояние свободного хода нижнего яса. Когда нижний яс полностью закроется, движущийся вес над ясом останавливается, и происходит динамический удар, направленный вниз. Этот динамический удар прикладывается к месту застревания при помощи волн напряжения. Нижний яс затем может быть взведен опять поднятием колонны. Этот цикл может быть повторен необходимое количество раз.

### Технические характеристики ударных механизмов (ясов) фирмы BOWEN

Таблица 5.37

Обозначение переводника	Принцип работы	Присоединительная резьба, мм	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Подъемная нагрузка, т	Длина полного хода, мм
BOWEN-6 1/2" UP JAR	Гидравлический	139,7	171,45	63,5	468	342,9
BOWEN 6 1/2" DOWN JAR	Механический	139,7	171,45	63,5	410	177,8

Гидравлический яс работает по аналогичному принципу. Верхний яс обычно находится в полностью открытом состоянии и должен быть взведен перед использованием. Для закрытия верхнего яса следует приложить небольшую, направленную вниз нагрузку. Эта нагрузка должна быть только достаточной для преодоления трения в уплотнениях. После этого яс приходит в полностью взведенное состояние и готов к срабатыванию. После этого колонна поднимается для того, чтобы привести яс в напряженное состояние, давая возможность гидравлическому механизму медленно сбрасывать жидкость. Это дает время бурильщику удлинить колонну и достигнуть желаемого натяга. Гидравлический яс сработает от любой нагрузки, начиная с 10000 фунтов и кончая максимальной расчетной величиной инструмента. Когда яс сработает, колонна резко подается назад, ускоряя верхние муфты и буровую трубу до тех пор, пока не будет пройден весь свободный ход яса. После этого яс резко останавливает движущиеся муфты и буровую трубу и вызывает направлен-

ный вверх динамический удар, усилие которого направлено вниз к месту застревания. Этот цикл может повторяться столько раз, сколько это необходимо, путем опускания нагрузки на яс и повторения предыдущего цикла.

Все буровые ясы фирмы BOWEN полностью скомпенсированы относительно гидростатического давления. Это обеспечивает правильную работу бурового яса на любой глубине скважины. Однако разность давлений снаружи и внутри яса в результате работы бурового насоса вызывает появление дополнительной силы. Эта сила, вызванная работой насоса, приводит к тому, что для срабатывания нижнего яса требуется прилагать большую, чем нужно, нагрузку. Кроме того, большая нагрузка должна прилагаться к верхнему ясу для его возведения. Обычно эти дополнительные нагрузки преодолеваются путем опускания большего, а на буровой яс, когда он используется. Сила, вызванная работой насоса, может быть уменьшена путем опускания давления бурового насоса во время применения ясов. Наличие силы, вызванной работой насосов, характерно для всех буровых ясов.

Технические характеристики ГУМ НПО «Буровая техника»

Таблица 5.38

Параметры		ГУМ 90	ГУМ 115	ГУМ 127	ГУМ 162	ГУМД 127	ГУМД 195
Диаметр, мм:	наружный	91	115	127	162	127	195
	внутренний	24	25	38	50	38	71
Длина, мм		2755	2354	2905	2319	4420	5530
Максимальный удар, кН		1250	2050	2500	3500	2400	5200
Масса, кг		115	140	240	300	370	95
Крутящий момент, не более, кНм:							
	правый	10	26	30	40	25	50
	левый	-	-	-	20	10	30
Наработка на отказ ударов, не менее		500	350	500	500	500	350
Средний ресурс до списания, не менее, ч		1500	1000	1500	1500	1500	1500
ГУМД — гидравлический ударный механизм двойного действия (вверх-вниз)							

## БЕЗОПАСНЫЙ ПЕРЕВОДНИК

Безопасный переводник предназначен для постоянного включения в КНБК с целью отсоединения по нему прихваченного инструмента. Для срабатывания БП165,1 в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который поступает в БП165,1 и снимает блокировку левой резьбы, соединяющей ниппель и корпус разъединителя, после чего при приводе вращения труб ротором отвинчивают, а затем поднимают на поверхность часть колонны, расположенной выше переводника. В остающемся переводнике предусмотрена правая муфтовая резьба для присоединения ловильного инструмента.

## КЛАПАН ПЕРЕЛИВНОЙ

Клапан переливной типа ПК-172РС предназначен для заполнения и опорожнения бурильной колонны промывочной жидкостью при спуско-подъемных операциях. Устанавливается над забойным двигателем.



# Техническая характеристика БП 165,1

Таблица 5.39

Технические данные	БП165,1
Наружный диаметр	165,1
Диаметр проходного канала до разъединения, мм	57,1
Диаметр проходного канала после разъединения, мм	78
Длина по присоединительным местам, мм	1 140
Резьба верха муфты правая	3-133
Резьба низа ниппеля правая	3-133
Ловильная резьба правая	МК 127x5,5
Масса, кг	200

# Техническая характеристика ПК-172 фирмы «Радиус-Сервис»

Таблица 5.40

Технические данные	ПК-127РС	ПК-172РС	ПК-240РС
Наружный диаметр, мм	127	172	240
Минимальный диаметр проходного сечения, мм	28	40	55
Длина общая, мм	430	570	590
Длина по корпусу, мм	335	440	460
Присоединительная резьба к бурильным трубам	3-101	3-147	3-171
Присоединительная резьба к забойному двигателю	3-101	3-147	3-171
Расход бурового раствора, л/с	10–20	25–45	30–55
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> , не более	2	2	2
Содержание песка, %, не более	1	1	1
Перепад давления срабатывания клапана, кгс/см <sup>2</sup>	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2
Масса, кг	26	59	90

## 6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Гидравлические забойные двигатели (секционные турбобуры, турбобуры-отклонители, винтовые забойные двигатели и керноотборные устройства) производятся согласно ГОСТ 26673-85, ТУ 26-02-75-72, ТУ 266-02-574-74, ТУ 26-02-809-78, ТУ 26-02-823-78, ТУ 26-02-918-81, ТУ 39-989-86, ТУ 39-1118-86.

### Технические характеристики винтовых забойных двигателей

Таблица 6.1

Шифр двигателя	Расход жидкости, л/с	Рабочий режим			Присоединительная резьба		Длина, мм	Масса, кг
		частота вращения вала, об/мин	момент на валу, кН·м	перепад давления, МПа	к долоту	к бурильной колонне		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Д-60	2	396	0,14	7	3-42	3-42	3600	34
ДГ-60	2	360	0,08	3,5	3-42	3-42	3600	34
ДГ-75	3-5	156-264	0,5-0,7	6-10	3-66	3-66	3820	97
ДГ-76	3-5	156-264	0,5-0,7	6-10	3-66	3-66	4610	115
Д-85	4,8	144	0,5	5,6	3-66	3-66	3240	111
Д1-88	4,5-7	162-300	0,53-0,61	5,8-7	3-66	3-66	3240	110
ДО1-88	3-5	180-300	0,5-0,7	5,5-8	3-66	3-66	2930	100
ДГ-95	6-10	120-180	0,6-0,9	4-5	3-76	3-76	2640	108
ДГ1-95	6-10	170-280	0,55-0,75	4,5-6	3-76	3-76	2270	78
Д-105	6-12	80-160	0,8-1,3	3,5-5,5	3-76	3-88	5570	196
Д1-105	6-10	156-228	0,9-1,6	5-8	3-76	3-88	3770	180
ДГ-105М	6-10	144-240	0,6-1	4-7	3-76	3-88	2355	120
Д-106	6-12	72-144	1,5-3	5-10	3-76	3-88	4220	220
ДО-106	4-12	30-90	1,2-3,2	3-8	3-76	3-88	5245	270
ДР-106	6-12	114-222	1,3-2,6	6-12	3-76	3-88	5245	280
ДГ-108	6-12	78-150	0,8-1,3	3,5-5,5			2565	
ДК-108.1	3-6	18-42	2-2,7	5,5-7,5			5000	
ДК-108.2	6-12	78-150	0,8-1,3	3,5-5,5			3000	
ДК-108.3	6-12	120-240	0,5-0,8	3,0-5			3000	
Д1-127	12-20	108-180	3-4,5	6-12	3-88	3-101	5800	400
ДР-127	12-20	108-180	3-4,5	6-12	3-88	3-101	5800	405
ДГ1-127	12-20	108-180	3-4,5	6-12	3-88	3-101	4830	360
ДГР-127	12-20	108-180	3-4,5	6-12	3-88	3-101	4830	370
Д1-145	15-20	120-180	3-4,5	7-9	3-88	3-117	4670	418
Д-155	24-30	126-162	3,0-4	6,5-7,5			4870	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ДГ-155	24-30	126-162	3,0-4	6,5-7,5			4330	
ДРУ-172	25-35	78-108	4,5-5	4,5-7	3-117	3-147	5135	750
ДОТ1-172Ш	25-35	78-108	4,5-5	4,5-7	3-117	3-147	4955	750
ДВ-172	25-35	150-240	5,5-7	9,0-12	3-117	3-147	6160	
УДГС2-172Ш	25-35	78-108	4,5-5	4,5-7	3-117	3-147	5133	750
Д5-172	25-35	90-116	5,2-7	5-7	3-117	3-147	5650	610
Д5-172М	25-35	90-116	7-9	6-9	3-117	3-147	5830	770
ДГ1-172	25-35	120-210	4-5,5	7-9,5	3-117	3-147	3870	455
ДГ-176М	25-35	90-120	7-9	6-9	3-117	3-147	5315	750
ДР-176М	25-35	90-120	7-9	6-9	3-117	3-147	5330	780
ДЗ-176	25-35	90-120	9-12	8-11	3-117	3-147	6440	910
ДВ-176	25-35	150-240	5,5-7	8-12	3-117	3-147	5835	754
Д2-195	25-35	90-114	5,2-7	5-7	3-117	3-171	5330	890
Д5-195	25-35	90-120	7-9	6-9	3-117	3-171	6000	1030
ДГ-195	25-35	90-120	7-9	6-9	3-117	3-171	6870	1300
Д4-195	25-35	108-144	6-8	8-10	3-117	3-147	6000	1030
Д4-195М	25-35	108-144	8-10	9-12	3-117	3-147	6840	1060
ДЗ-195	25-35	90-120	9-11	8-11	3-117	3-171	6840	1135
ДВ-195	25-35	150-240	5,5-7	8-12	3-117	3-171	6375	1080
ДОТ-195	25-35	90-114	5,2-7	4,3-6,7	3-117	3-171	6550	1100
Д1-240	30-50	72-132	10-14	6-8	3-152	3-171	6985	1660
ДО-240	30-50	72-132	10-14	6-8	3-152	3-171	7280	1860

Д — двигатели общего назначения для бурения и капитального ремонта;  
 ДОТ — двигатели-отклонители;  
 ДР — двигатели-отклонители с регулируемым механизмом искривления;  
 ДГ — двигатели-отклонители для горизонтального бурения;  
 ДВ — двигатели с повышенной частотой вращения;  
 ДК — многофункциональные двигатели для капитального ремонта скважин.

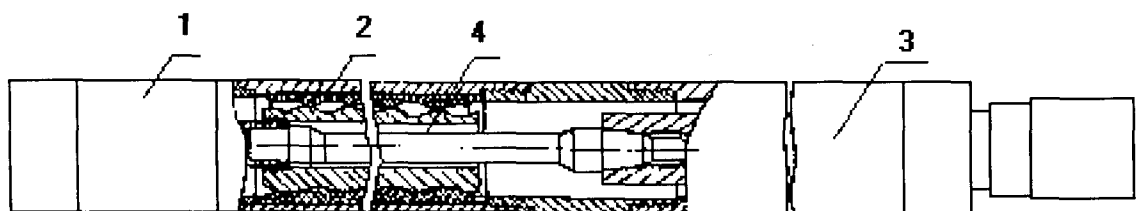


Рис. 6.1. Винтовой забойный двигатель

1 — переливной клапан; 2 — секция двигателя; 3 — секция шпинделя; 4 — торсион.

# Технические характеристики турбобуров

Таблица 6.2

Тип двигателя	Число ступеней в турбобуре, шт.	Расход жидкости, л/с	Рабочий режим			Присоединительная резьба		Длина, мм	Масса, кг
			частота вращения вала, об/мин	момент на валу, кН • м	перепад давления, МПа	к долоту	к бурильной колонне		
Турбобуры односекционные									
T12PT-240	104	50–55	760	2,5	5,4	3-152	3-171	8210	2020
A9ГТШ-240	210+ гидроторможение 99	45	250	3,1	5,5	3-152	3-171	23290	6125
ТСШ1-240	110	52	440	2,05	5,4	3-152	3-171	9742	1991
Турбобуры секционные шпиндельные									
T-105K	303	8–12	636–960	0,17–0,38	4,5–10,2	3-76	3-88	12700	590
ТПС-172	426	25	396	1,6	4,8	3-117	3-147	26250	3325
ЗТСШ1-195	330	30–35	450	1,4	5	3-117	3-147	25850	4320
ЗТСШ-195ТЛ	330	40	340	1,5	2,9	3-117	3-147	25700	4325
A7П5-Т2	328	32	420–470	1,6–1,8	4,6	3-117	3-147	19200	2900
ЗТСШ1-240	315	32	444–468	2,7–2,9	5,5–6,2	3-152	3-171	23225	5975

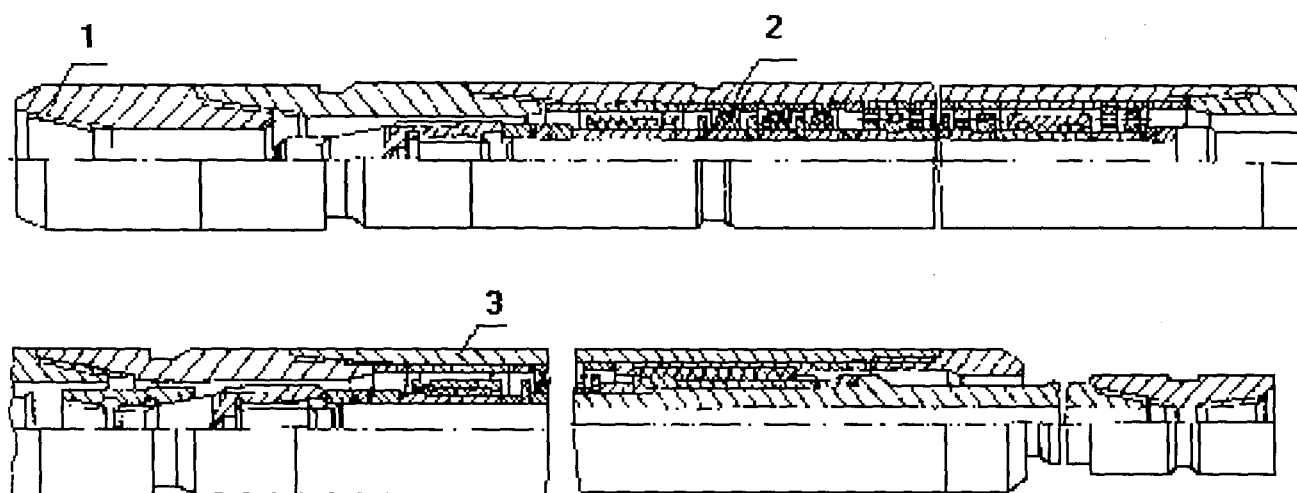


Рис. 6.2. Турбобур односекционный

1 — переводник к бурильным трубам; 2 — секция турбинная; 3 — секция шпиндельная.

## Способ контроля шпиндельного турбобура в условиях буровой

Авторы: Плодухин Ю.П., Богданов В.Л., Щавелев Н.Л., Орликовский А.Н.  
(Авт. свидетельство № 1042049)

Одним из способов контроля на буровой отработки шпиндельных турбобуров является контроль по износу шпиндельной секции, люфт которой не должен превышать 6 мм. Указанная технология контроля отработки не позволяет предупредить момент соприкосновения ротора со статором турбобура, в результате чего — отказ турбобура или снижение его приемистости к осевой нагрузке. Для увеличения ресурса работы турбинных и шпиндельных секций предлагается способ инструментального контроля качества сборки турбобура с помощью глубиномера или двух мерных линеек. Определяются и записываются в вахтовый журнал: люфт собранного турбобура (рис. 6.3), т.е. смещение вала турбобура относительно корпуса, который должен быть в пределах 12–16 мм.

После спуска собранных турбинных секций на устье замеряется расстояние соприкосновения ротора со статором  $K_c$  (рис. 6.4), затем при сочленении шпиндельной секции с турбинными определяется подъем вала  $K_{ш}$  (рис. 6.5), разница  $K_c - K_{ш}$  дает рабочий подъем  $K_p$  вала, т.е. определяет расстояние между роторной и статорной системами в процессе бурения. Сочленение турбобура с новой шпиндельной секцией (после ремонта) должно дать подъем вала  $K_p$  до  $10 \pm 1$  мм. После очередного долбления необходимо производить контрольный замер расстояния  $K_{ш}$  и определять рабочий подъем вала  $K_p$ , допускается отработка шпиндельной секции при обеспечении подъема вала турбобура до  $K_p = K_c - K_{ш} = 2$  мм, т.е. производить замену шпиндельной секции при зазоре между роторной и статорной системами в 2 мм, что обеспечит сохранение турбинных секций и повысит ресурс работы шпиндельной секции, одновременно позволит в условиях буровой проверить качество сборки турбобура и исключить спуск в скважину некачественно собранного турбобура. В процессе эксплуатации турбобура дополнительно контролируется люфт шпинделя согласно инструкции.

### П Р А В И Л А

#### контроля качества сборки и отработки турбобура ЗТСШ-195

1. Произвести сборку турбинных секций.
2. Замерить люфт турбобура (рис. 6.3).
3. Опустить три турбинных секции в скважину (рис. 6.4).  
Замерить при помощи линеек расстояние соприкосновения ротора со статором —  $K_c$ .
4. Поднять из скважины три турбинных секции. Навернуть шпиндельную.
5. Опустить турбобур со шпинделем в скважину (рис. 6.5).  
Замерить при помощи линеек расстояние до вала —  $K_{ш}$ .
6. Определить фактический подъем вала  $K_p$ :

$$K_p = K_c - K_{ш}$$

(при новом шпинделе  $K_p$  должен быть до  $10 \pm 1$  мм).

7. Определять  $K_p$  при каждой смене долота.
8. Менять шпиндель при  $K_p = K_c - K_{ш} = 2$  мм,  
где:  
 $K_c$  — расстояние соприкосновения ротора со статором;  
 $K_{ш}$  — расстояние до вала при накрутом шпинделе;  
 $K_p$  — фактический подъем вала:

$$K_p = K_c - K_{ш}$$

(при новом шпинделе  $K_p$  должен быть до  $10 \pm 1$  мм).

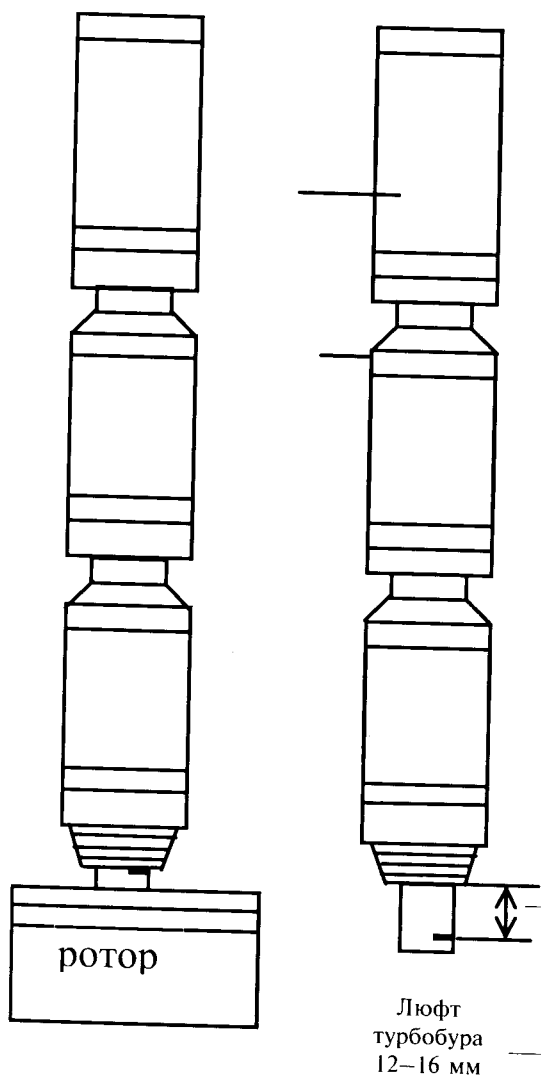


Рис. 6.3

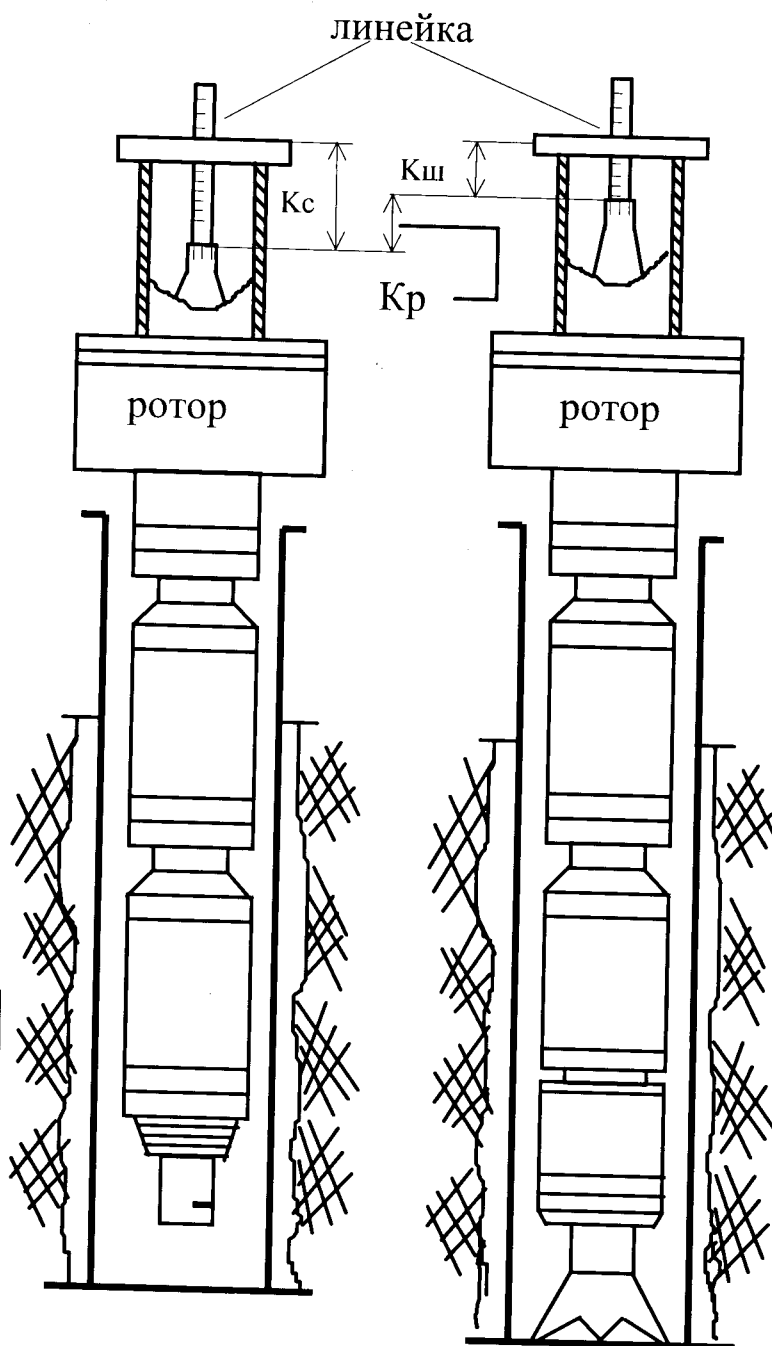


Рис. 6.4

Рис. 6.5

## 7. ПРОМЫВКА СКВАЖИН И ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

### 7.1. ТИПЫ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ, УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Отличительная особенность вращательного способа бурения — применение промывки скважин в процессе бурения. В ОАО «Сургутнефтегаз» при бурении скважин используют следующие промывочные жидкости: глинистые растворы, техническую воду, полимерные растворы.

Критерием выбора бурового раствора являются геологические данные разреза. При бурении под направление и кондуктор используется глинистый раствор, наработанный на предыдущей скважине или приготовленный из глинопорошка. Бурение под эксплуатационную колонну начинается на технической воде или глинистой суспензии с плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup>.

Особое внимание уделяется промывочным жидкостям для вскрытия продуктивных горизонтов. До недавнего времени вскрытие продуктивных пластов технологически мало отличалось от разбуривания вышележащих пород. Однако в последнее время поднимается проблема сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов при их разбуривании.

В 2000 году в ОАО «Сургутнефтегаз» начались работы по применению нового типа бурового раствора (ИККАРБ) для вскрытия продуктивных пластов, разработанного специалистами фирмы ИКФ (г. Волгоград) и новых типов биополимерных растворов на солевой и пресноглинистой основе, разработанных в институте «СургутНИПИнефть».

Системы растворов подобраны таким образом, чтобы обеспечить:

- качественную очистку ствола скважины от выбуренной породы;
- снижение гидравлических сопротивлений;
- устойчивость стенок скважины;
- сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- максимальное облегчение освоения скважины после бурения;
- обеспечить безаварийную и качественную проводку скважины.

Полимерные промывочные жидкости характеризуются повышенной вязкостью при малых концентрациях, способностью образовывать прочные изолирующие пленки на поверхности стенок скважины и буровых труб. Полимерные растворы по своим технологическим свойствам существенно превосходят воду и глинистые растворы: они в большей степени повышают устойчивость стенок скважин к воздействиям потока жидкости, обеспечивают смазочный эффект и возможность применения скоростных режимов бурения, исключают прихваты бурового инструмента. Это позволяет применять их при бурении на объектах со сложными геологическими условиями.

Проницаемость призабойной зоны снижается и в процессе вскрытия пласта перфорацией, поэтому в ОАО «Сургутнефтегаз» в технологии вторичного вскрытия рекомендованы кислотные перфорационные среды: КПС1, КПС2, КПС-1М без твердой фазы, обеспечивающие повышение продуктивности скважин при снижении фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. КПС представляет собой подкисленный водный раствор хлористого натрия, включающий добавку ПАВ. Плотность КПС можно регулировать в пределах: для КПС1 и КПС-1М от 1140 до 1160 кг/м<sup>3</sup>, для КПС2 от 1140 до 1225 кг/м<sup>3</sup>.

### 7.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Приготовление, утяжеление и обработка буровых растворов, а также их очистка от выбуренной породы — важные процессы при бурении скважин. От качества бурового раствора в значительной мере зависит успех проводки скважины.

В ОАО «Сургутнефтегаз» буровые растворы готовят при помощи механических мешалок (глиномешалок). Глинистый раствор в глиномешалке готовят периодически или непрерывно. При периодическом способе приготовления в глиномешалку заливается вода, затем забрасывается глина. Через 45–55 минут проверяют вязкость раствора. Как только вязкость становится равной заданной величине, глиномешалку останавливают, открывают нижний люк и готовый раствор сливают в приемную емкость. Затем цикл повторяется.

При непрерывном способе приготовления с торцевой стороны глиномешалки на уровне раствора приваривают сливной патрубок. В глиномешалку непрерывно через люк забрасывают глину, снизу поступает вода. Через верхний сливной патрубок готовый глинистый раствор непрерывно поступает в желобную систему и через нее в приемную емкость. Поступление воды и глины регулируют так, чтобы из сливного патрубка выходил глинистый раствор заданной вязкости.

Для получения необходимых параметров бурового раствора его необходимо обрабатывать химическими реагентами. Ввод химических реагентов осуществляется в виде водных растворов во время циркуляции бурового раствора в течение 2–3 циклов.

Технологическая схема приготовления полимерных промывочных жидкостей ППЖ включает в себя следующие операции: набухание полимера, его растворение с получением концентрированного раствора, разбавление концентрированного раствора до требуемой рабочей концентрации промывочной жидкости.

### **7.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ**

Основные причины изменения свойств промывочной жидкости в процессе бурения — увеличение концентрации твердой фазы за счет частиц разбуренных пород, механическое и физико-химическое диспергирование этих частиц, поступление пластовых вод и газов, растворение пород, увеличение с глубиной температуры и давления, бактериальное воздействие.

В очистной системе удаляются от 50% до 90% массы частиц разбуренных пород; остальные наиболее тонкодисперсные фракции этих частиц остаются в промывочной жидкости. На смачивание их расходуется часть дисперсионной среды: чем больше поверхность частиц твердой фазы, тем больше расход дисперсионной среды на смачивание. Поэтому по мере накопления твердой фазы и роста удельной поверхности ее в результате диспергирования частиц возрастают реологические свойства промывочной жидкости, изменяются фильтратоотдача и толщина корки. Эти изменения происходят особенно интенсивно при разбурировании высококоллоидальных глинистых пород с применением промывочной жидкости на водной основе.

Если в промывочную жидкость на водной основе попадает пресная вода, уменьшаются показатели реологических свойств, статическое напряжение сдвига, возрастает водоотдача, ухудшается стабильность. Более сложно на свойства такой жидкости воздействие минерализованных пластовых вод. Увеличение водосодержания должно способствовать разжижению промывочной жидкости. Но между глинистыми частицами и ионами минерализованной воды происходят обменные химические реакции. Поэтому если водосодержание промывочной жидкости увеличивается незначительно, а минерализация возрастает умеренно, возможна гидрофильная коагуляция, в результате которой уменьшается толщина гидратных оболочек на глинистых частицах, возрастают статическое напряжение сдвига, условная вязкость, водоотдача и толщина фильтрационной корки. Если же минерализация возрастает сильно, возможна полная нейтрализация зарядов глинистых чешуек и флокуляция их в крупные агрегаты; при этом суспензия расслаивается на твердую и жидкую фазы, утрачивает тиксотропные свойства, ее водоотдача возрастает еще больше.

С увеличением температуры уменьшается пластическая вязкость промывочных жидкостей и возрастает фильтратоотдача; статическое и динамическое напряжения сдвига глинистых суспензий, как правило, возрастают. Глинистые суспензии, обработанные кальцием, при температуре выше 130°C могут затвердевать в результате образования гидроалюмосиликатов кальция при реакциях кальция с глиной и кремнеземом.

Увеличение давления мало сказывается на свойствах жидкости на водной основе, если она не газирована. В случае же жидкостей на углеводородной основе с увеличением давления плотность, вязкость, динамическое напряжение сдвига возрастают тем значительнее, чем выше температура.

В большинстве случаев для бурения используют химически обработанные промывочные жидкости на водной основе. Причиной ухудшения их свойств может быть также разложение химических реагентов при повышении температуры выше некоторого предела либо под воздействием бактерий.



Необходимость регулирования в процессе бурения свойств промывочной жидкости может быть вызвана рядом причин: изменением с глубиной состава горных пород и насыщающих их жидкостей, коэффициентов аномальности пластовых давлений или индексов давлений поглощения; ростом температуры и другими неблагоприятными факторами.

Регулировать свойства можно либо изменением концентрации и дисперсности твердой фазы, либо обработкой специальными химическими реагентами, либо при одновременном использовании этих способов. Прежде чем вводить дополнительное количество или новый компонент дисперсной фазы (либо химреагент), следует удалить из промывочной жидкости излишнюю твердую фазу, в том числе тонкодисперсную, сверх того количества, которое необходимо для сохранения стабильности системы, удержания тяжелых частиц во взвешенном состоянии при остановках циркуляции и формирования малопроницаемой фильтрационной корки в стенках скважины. Дополнительные компоненты необходимо вводить в циркулирующую жидкость равномерно в течение одного или нескольких полных циклов циркуляции и лишь после того, как она прошла через механизмы очистной системы.

Плотность промывочной жидкости можно повышать, увеличивая или плотность дисперсионной среды за счет растворения в ней солей, или концентрацию дисперсной фазы. Первый способ используют в основном в тех случаях, когда разбуривают хемогенные породы. В других случаях применение его весьма ограничено из-за плохой совместимости солей с бентонитами и химическими реагентами.

Второй способ более универсален. В качестве тяжелых компонентов дисперсной фазы (утяжелителей) используют тонкоизмельченные бариты плотностью примерно  $4200 \text{ кг/м}^3$ , карбонаты (сидерит, доломит, мел) плотностью от  $2600 \text{ кг/м}^3$  до  $3900 \text{ кг/м}^3$ , железные руды (гематит, магнетит) плотностью от  $4100 \text{ кг/м}^3$  до  $5200 \text{ кг/м}^3$ , галенит плотностью  $6800 \text{ кг/м}^3$ , а также малоколлаидальные глины. Утяжелители не должны содержать водорастворимых солей и быть абразивными.

Чтобы частицы утяжелителя надежно удерживались во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, их поверхность должна хорошо смачиваться дисперсионной средой. Целесообразно перед вводом утяжелителя в промывочную жидкость на водной основе смачивать его водным раствором гидрофилизующего ПАВ, способствующего уменьшению вязкости и водоотдачи, а в жидкости на углеводородной основе — раствором гидрофобизирующего ПАВ в нефтепродукте.

При бурении вязкость утяжеленной промывочной жидкости постепенно возрастает за счет увеличения концентрации в ней тонкодисперсных фракций разбуренных пород. Поэтому периодически жидкость разбавляют дисперсионной средой, а для поддержания заданной плотности добавляют новые порции утяжелителя. Уменьшить общий расход утяжелителя на бурение скважины можно, если из скапливающегося на буровой избыточного объема утяжеленной жидкости извлекать с помощью гидроциклонного сепаратора наиболее ценные фракции утяжелителя и использовать их для утяжеления остальной промывочной жидкости. Регулирование реологических, тиксотропных и фильтрационных свойств жидкостей на водной основе основано на изменении концентрации и фракционного состава дисперсной фазы и обработке химическими реагентами.

Причиной нежелательного изменения свойств промывочной жидкости может быть коагуляция под действием солей, поступающих с частицами разбуренных пород и пластовыми жидкостями.

Гидрофильная коагуляция возможна также при разбуривании цементного камня, так как он содержит катионы кальция и магния. В этом случае обычно достаточно обработать суспензию реагентом, способным связывать такие катионы с образованием нерастворимых соединений.

Фильтрационные свойства ухудшаются с увеличением содержания свободной воды, грубо- и среднedisперсных твердых частиц и частиц сферической формы. Улучшить эти свойства можно добавлением небольшого количества высококачественного бентонита или другого материала, элементарные частицы которых имеют форму плоских чешуек коллоидных размеров. Коркообразующую способность промывочной жидкости для разбуривания трещиноватых пород можно улучшить добавлением некоторого количества волокнистых (например, асбест) и крупнозернистых прочных материалов. Зерна и волокна таких добавок образуют на входе в трещины своеобразные мостики, уменьшают просвет в трещинах, а тонкие чешуйки закупоривают эти просветы.

Если причиной ухудшения реологических и фильтрационных характеристик является высокая температура в скважине, то необходимо либо заменить реагенты-понижители водоотдачи и разжижители, которыми была обработана промывочная жидкость, на более термостойкие либо добавить реагент-термостабилизатор, который способен предотвратить разложение указанных выше реагентов.

В интервале 400–1000 м породы в своем составе содержат наибольший объем коллоидальных глин. Для предотвращения наработки бурового раствора рекомендуется использовать рецептуры:

1. глинистая суспензия + ГКЖ;
2. глинистая суспензия + НТФ;
3. POLY KEM D + KEM PAS + НТФ.

Данная обработка позволяет предотвратить переход глинистых частиц из разреза скважины в буровой раствор.

В интервале 1000–1900 м возможно разжижение глинистого раствора вследствие водопроявлений сеноманской части разреза, поэтому рекомендуется использование стабилизированной суспензии, обработанной по рецептуре 1, 2, 3.

При бурении под кондуктор с использованием глинопорошка предусматривается добавка кальцинированной соды из расчета 0,2 кг/м проходки в процессе приготовления глинистого раствора для увеличения pH и степени набухания вновь вводимого глинопорошка.

При необходимости повышения условной вязкости, реологических показателей буровой раствор обрабатывается гивпаном. Для увеличения pH в раствор добавляется каустическая сода из расчета 0,125 кг/м проходки, которая вводится в процессе циркуляции в течение 2–3 циклов.

Для месторождений, где в интервале бурения под кондуктор наблюдается склонность пород к интенсивным осыпям и обвалам (Конитлорское, Тянское), значение условной вязкости увеличивается до пределов:  $T = 60–80$  с за счет обработки раствора высококачественным бентонитом, высоковязким КМЦ, ПЭО и др.

При разбуривании цементного стакана производится обработка раствора, загрязненного цементом, кальцинированной содой в количестве 0,2–0,3 кг/м проходки.

## ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Для химической обработки используют большое число веществ-реагентов, при малых добавках которых существенно изменяются свойства промывочной жидкости. Большинство реагентов способствуют изменению одновременно нескольких свойств, хотя и в разной степени.

В таблице 7.1 приведены химические реагенты, применяемые при бурении скважин.

## СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**Плотность** бурового раствора определяют в лаборатории при помощи пикнометров и весов рычажных — плотномеров, а на буровой — специальными ареометрами (АГ-3ПП).

Ареометр состоит из мерного стакана, поплавка со стержнем и съемного грузика. На стержне имеется две шкалы: основная, по которой определяется плотность раствора, и поправочная, используемая при применении минерализованной воды.

Основная шкала для удобства делится на две части: одна служит для измерения плотности от 900 до 1700 кг/м<sup>3</sup>, при этом на мерный стакан навинчивается грузик; вторая служит для измерения плотности от 1600 до 2400 кг/м<sup>3</sup> — при снятом грузике.

**Вязкость.** Условная вязкость определяется стандартным полевым вискозиметром ВП. Время вытекания определенного объема глинистого раствора из ВП характеризует вязкость раствора.

Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5 состоит из воронки, оканчивающейся трубкой. Внутренний диаметр трубки 5 мм, длина — 100 мм. В комплект вискозиметра входит мерная кружка и сетка. Кружка разделена внутренней перегородкой на два отделения объемом 200 см<sup>3</sup> и 500 см<sup>3</sup>. Время истечения из вискозиметра 500 см<sup>3</sup> воды составляет 15 с и носит название водного числа вискозиметра.

Характеристика материалов и химических реагентов, применяемых при бурении скважин

Таблица 7.1

Шифр	Наименование реагентов	Основное назначение	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Внешний вид
1	2	3	4	5
КМЦ-700 КМЦ-600 КМЦ-500 Tylose VHR Gabraza и др.	Карбоксиметил-целлюлоза и ее импортные аналоги	Понижитель фильтрации глинистых растворов Доп. назначение: повышение структурно-механических и реологических показателей (для высоковязких марок)	ОСТ 6-05-386-80	Мелкозернистый порошкообразный материал
KEM PAS Сурап и др.	Среднемолекулярный сополимер полиакрилата натрия и импортные аналоги	Снижение водоотдачи. Доп. назначение: повышение вязкости пресных глинистых растворов, флокулянт		Порошок светло-желтого цвета
ГИВПАМ-Г ГИВПАМ-Н	Гидролизованное волокно полиакрил-нитрильное	Повышение вязкости пресных глинистых растворов. Дополн.: снижение водоотдачи	ТУ 49560-04-02-90	Вязкая жидкость от светло-желтого до серого цвета
НТФ	Нитрило-триметил-фосфоновая кислота	Снижение структурно-механических и реологических показателей глинистых растворов	ТУ 6-09-5283-86	Порошок белого цвета
	Графит	Смазочная добавка	ГОСТ 17022-79	Порошок серебристого цвета
ГКЖ	Гидрофобизирующая кремний-органическая жидкость	Гидрофобизирующая добавка, предотвращающая диспергирование, гидратацию и переход глин в глинистый раствор Дополн.: регулятор щелочности глинистых растворов		Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
POLY KEM D, DK-drill и др.	Высокомолекулярный полиакриламид и импортные аналоги	Селективный флокулянт, стабилизатор сланцев		Порошок белого цвета
Каустик	Гидроксид натрия (натр едкий технический)	Регулирование pH глинистого раствора	ТУ 6-01-1306-85	Гранулированный материал белого цвета
ВНИИЖ	Смазочная добавка на основе рыбьих жировых отходов	Смазочная добавка к глинистому раствору	ТУ 6-04-53-82	Коричневая пастообразная масса

1	2	3	4	5
СРЖН	Жир рыбий сульфированный нейтральный	Смазочная добавка к глинистому раствору	ТУ 6-01-868-79	Пастообразная масса от светло-коричневого до темно-коричневого цвета
ПБМА, ПБМБ, ПБМВ, ПБМГ, ПБА, ПБВ, ПБГ	Бентонитовый глинопоршок	Для приготовления глинистых растворов, регулирования коллоидной составляющей, увеличения структурно-механических и реологических показателей	ОСТ 39-202-86	Порошкообразный материал
ППГ, ППВ	Порошок палыгорскитовый	Для приготовления глинистых растворов	ТУ 480-1-334-91	Порошкообразный материал
$\text{Na}_2\text{CO}_3$	Кальцинированная вода	Модифицирующая добавка к глинистому раствору, регулятор pH раствора		Порошкообразный материал белого цвета
ЭКОС-Б-3	Смазочная добавка	Для улучшения смазочной характеристики глинистого раствора	ТУ 38 50722-87	Однородная жидкость от светло- до темно-коричневого или черного цвета
ПКД 515 марки А, Б	Поверхностно-активное вещество	Сохранение коллекторских свойств пласта	ТУ 39-05765670-ОП-211-95	Жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета
Барит	Баритовый концентрат	Утяжелитель глинистых растворов	ОСТ 39-128-87	Порошок светло-серого цвета
ЖРК-1	Железнодорожный концентрат титанованадиевый	Утяжелитель глинистых растворов	ТУ 0803-22-0158754-95	Порошок стального цвета

**Пластическая вязкость** — это условная величина, характеризующая вязкостное сопротивление течению бурового раствора; не зависит от касательных напряжений (давлений прокачивания). Ее определяют графически или расчетным путем по формулам.

**Показатель фильтрации (водоотдача) бурового раствора.** В промысловых условиях показатель фильтрации определяют прибором ВМ-6 по методу измерения уменьшения объема пробы раствора в процессе фильтрации.

В связи с возрастанием глубин бурения появилась необходимость определять показатель фильтрации при высоких температурах. Для этого используется фильтр-пресс ФП-200, который предназначен для термообработки и измерения статического и динамического показателей фильтрации (определяют в лабораторных условиях).

**Толщина корки.** Существует два метода измерения толщины корки. При первом методе вынутый из прибора для определения водоотдачи фильтр с коркой глины помещают на стеклянную пластинку и толщину корки замеряют с помощью стальной линейки. Этим методом пользуются в полевых условиях.

В условиях стационарной лаборатории промывочных жидкостей для определения толщины корки пользуются прибором «Вика». Толщину корки измеряют в шести точках во взаимно перпендикулярных направлениях, после чего определяют среднее значение в миллиметрах.

**Статическое напряжение сдвига (СНС).** Для определения статического напряжения сдвига пользуются прибором СНС-2, основанным на измерении усилия, возникающего на поверхности цилиндра, который погружен в соосный медленно вращающийся цилиндр, заполненный испытуемым глинистым раствором.

Для определения СНС применяется и полевой вискозиметр фирмы «FANN».

Порядок работы на трехскоростном полевом вискозиметре:

1. Поместите образец бурового раствора в подходящий сосуд.
2. Погрузите ротор в буровой раствор точно до нанесенной отметки, регулируя глубину погружения платформой.
3. После погружения корпуса ротора, до отметки надежно зафиксируйте платформу винтом.
4. Убедитесь, что вискозиметр подключен к электросети. Подайте напряжение на вискозиметр, переведя переключатель на задней панели вискозиметра в положение «on».
5. Установите переключатель скорости в положение 600 об/мин.
6. Подождите несколько секунд, пока показатели на шкале не достигнут постоянного значения, и запишите их, как показания при 600 об/мин.
7. Установите переключатель скорости в положение 300 об/мин.
8. Подождите несколько секунд пока показатели на шкале не достигнут постоянного значения, и запишите их, как показания при 300 об/мин.
9. Установите переключатель скорости в положение 600 об/мин и перемешивайте буровой раствор в течение нескольких секунд.
10. Затем переведите переключатель скорости в положение «GEL» и отключите электропитание.
11. После остановки ротора выждите 10 секунд.
12. Через 10 секунд включите вискозиметр, одновременно наблюдая за шкалой.
13. Запишите максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля, как значение СНС через 10 секунд.
14. Установите переключатель скорости в положение 600 об/мин и перемешивайте буровой раствор в течение нескольких секунд.
15. Затем переведите переключатель скорости в положение «GEL» и отключите электропитание.
16. После остановки ротора выждите 10 минут.
17. Через 10 минут включите вискозиметр, одновременно наблюдая за шкалой.
18. Запишите максимальное отклонение стрелки перед разрушением геля, как значение СНС через 10 минут.

**Предельное динамическое напряжение сдвига** — это условная величина, характеризующая прочность структурной сетки, которую необходимо разрушить для обеспечения течения бурового ра-

створа; не зависит от касательных напряжений (давлений прокачивания) и увеличивается с ростом вязкостного сопротивления. Для получения динамического напряжения сдвига используют приборы ВСН-2М, ВСН-3 или РВР. По полученным данным строят графики и делают расчеты.

**Содержание песка (концентрация посторонних твердых примесей).** Для определения содержания песка применяют отстойники двух видов: металлический (ОМ-2) и стеклянный (мензурка Лысенко).

Металлический отстойник ОМ-2 представляет собой цилиндрический сосуд, оканчивающийся внизу трубкой, внутри которой помещена градуированная сменная пробирка объемом 10 мл с ценой деления 0,1 мм. В верхней части отстойника на уровне, соответствующем объему 500 мл, имеется отверстие для слива воды. На горловину сосуда надевается крышка, которая служит одновременно для отмеривания бурового раствора (50 мл).

**Стабильность и седиментация.** Стабильность раствора определяют двумя методами. В первом случае находят количество отделившейся от глинистого раствора воды в мерном цилиндре емкостью 100 см<sup>3</sup> через 24 ч. Этот метод в практике называют суточным отстоем. Во втором случае стабильность определяется по разности плотностей глинистого раствора, залитого в верхнюю и нижнюю половины специального цилиндра емкостью 500 см<sup>3</sup>. Стабильным считается тот раствор, у которого эта разница не превосходит 0,02; для утяжеленных растворов эта разница должна быть не выше 0,06.

Показатель седиментации глинистого раствора находится по формуле:

$$S = 100 - V,$$

где  $S$  — показатель седиментации, %,

100 — вместимость мерного цилиндра, см<sup>3</sup>,

$V$  — положение уровня раздела раствора после суточного отстоя, см<sup>3</sup>.

**Концентрация водородных ионов (водородный показатель).** Величина рН характеризует щелочность буровых растворов. При  $pH > 7$  жидкости щелочные, при  $pH < 7$  — кислые. Необработанные буровые растворы имеют  $pH = 6,5-7,5$ . У химически обработанных растворов  $pH = 12,5-13,5$ . Концентрацию водородных ионов определяют в буровых растворах и в их фильтрах. Значение рН фильтратов всегда меньше, чем рН бурового раствора. На буровых рН определяют ориентировочно с помощью индикаторной бумаги. Для измерения наносят каплю бурового раствора или фильтрата на индикаторную бумагу и, перевернув ее, наблюдают за изменением окраски бумаги. Сравнив цвет, приобретенный индикаторной бумагой, с цветной шкалой, определяют рН с точностью до единицы. В лабораторных условиях рН измеряют с помощью рН-метров различных конструкций.

**Концентрация газа.** При бурении важно знать наличие в растворе воздуха или нефтяного газа. Содержание газа в промывочной жидкости определяют с помощью приборов ВГ-1М и ПРГ-1. Принцип работы этих приборов основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления. Прибор ВГ-1М разработан на основе прибора ВМ-6. Отличие состоит в том, что плунжер у ВГ-1М несколько длиннее и он снабжен двумя шкалами: верхняя предназначена для измерения показателя фильтрации, нижняя — содержания газа. Концентрацию газа (в %) вычисляют по формуле:

$$C_0 = (250 - V_{\text{ж}}) \times 2,$$

где 250 — суммарный объем глинистого раствора с газом, см<sup>3</sup>,

$V_{\text{ж}}$  — объем глинистого раствора после удаления газа, см<sup>3</sup>,

2 — множитель для получения результата в процентах.

Остальные параметры глинистого раствора определяют в стационарных лабораторных условиях.

### 8.1. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

#### ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВОДКИ ВЕРТИКАЛЬНОГО УЧАСТКА

Многолетний опыт разработки нефтяных месторождений позволил выработать типовую технологию проводки наклонных скважин современными буровыми установками. Практика показывает, что для бурения верхнего участка скважины целесообразно иметь на буровом станке средства создания осевой нагрузки на долото. Однако ввиду сложности имеющихся систем нагружения долота бурение обычно осуществляют под действием веса бурильной колонны. Кроме того, отсутствие систем подачи бурильного инструмента не позволяет верхний участок скважины бурить с определенным, заранее заданным зенитным углом.

Длина вертикального участка скважины зависит от многих факторов, основной из них — глубина скважины. Обычно с увеличением глубины бурения длина вертикального участка также возрастает. На практике часто длину верхнего вертикального участка наклонной скважины выбирают соответственно глубине спуска кондуктора. Скважина при этом искривляется «из-под кондуктора».

В последние годы используется метод предварительного отклонения скважины при бурении под кондуктор. В этом случае упрощается процесс отклонения скважины, и время на набор зенитного угла сокращается.

Верхняя часть наклонной или горизонтальной скважины должна быть пробурена с минимальным отклонением ствола от вертикали. С целью снижения вероятности зенитного искривления скважины обычно применяют специальные забойные компоновки. Однако на вертикальность ствола при бурении, особенно верхнего участка скважины, оказывают влияние технические условия, возникающие в ходе технологического процесса при высоких технико-экономических показателях проводки скважины.

Использование УБТ при бурении вертикального участка скважины необходимо для достижения заданной осевой нагрузки на долото. Поэтому при выборе размеров и количества утяжеленных труб исходят из требования о необходимости снизить диаметральный зазор и увеличить жесткость забойной компоновки. Снижение зазора между колонной и стенками скважины при бурении в твердых породах позволяет обеспечить увеличение осевой нагрузки при сохранении интенсивности искривления скважины в допустимых пределах.

В мягких породах снижение диаметрального зазора может привести к сальникообразованию и возникновению прихватов. Поэтому в этих условиях необходимо для промывки скважины использовать высококачественные буровые растворы с малой водоотдачей и оптимальной вязкостью.

Установка центратора в нижней части колонны позволяет в ряде случаев значительно увеличить расстояние от долота до первой точки касания компоновки со стенкой скважины. В результате уменьшается деформация продольного изгиба нижней части бурильной колонны. Оптимальное расстояние центратора от долота определяется расчетным путем и проверяется практикой. Для регулирования положения центратора относительно долота в процессе бурения скважины необходимо на буровой иметь не менее четырех труб УБТ различной длины (от 8 до 12 м). Установка в нижней части колонны нескольких центраторов позволяет не только стабилизировать направление скважины, но и повысить надежность работы забойной компоновки.

В процессе бурения вертикального участка скважины с забойными двигателями рекомендуется систематически проворачивать бурильную колонну. Более рационально вести бурение с непрерывным вращением колонны со скоростью 10–20 об/мин.

Способ предупреждения искривления вертикального участка наклонно направленных и горизонтальных скважин, элементы компоновки нижней части бурильной колонны подбираются в соответствии с анализом конкретных технико-технологических и геологических условий проводки скважины. При этом оптимальные параметры жестких КНБК выбираются на основе их расчета

на персональном компьютере, а параметры маятниковых КНБК — в соответствии с Инструкцией по предупреждению искривления вертикальных скважин (РД 39-0148052-514-86). В процессе бурения вертикального участка скважины должны соблюдаться требования, изложенные в указанной инструкции.

## ТЕХНОЛОГИЯ ИСКУССТВЕННОГО ОТКЛОНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Искривление скважины на заданном интервале в соответствии с проектом ее бурения проводят с помощью отклоняющего инструмента.

При бурении участка начального искривления профиля скважины необходимо контролировать положение отклонителя. Даже незначительное изменение положения отклонителя в процессе бурения приводит к отклонению скважины от заданного направления и вызывает необходимость в корректировании профиля скважины.

Наклонный ствол скважины, как правило, забуривают с естественного забоя скважины, а в аварийных случаях — с цементного моста.

Контрольные измерения геометрических параметров ствола скважины инклинометром следует производить при такой величине зенитного угла, при которой для используемого инклинометра обеспечивается минимальная погрешность измерения азимута.

Длину интервала участка начального искривления, при которой обеспечивается выполнение поставленного условия, можно определить по формуле:

$$S = \frac{\Delta\alpha}{i} + L + t,$$

где  $\Delta\alpha$  — зенитный угол, при котором погрешность измерения азимута для используемого инклинометра минимальная, градус,

$i$  — проектная интенсивность искривления ствола скважины отклонителем, градус/10 м,

$L$  — длина отклонителя, м,

$t$  — допустимое расстояние датчика инклинометра от стального замкового соединения, м.

Успешное отклонение ствола скважины от вертикали на всем интервале искривления достигается при обеспечении проектной интенсивности увеличения зенитного угла. Поэтому участок начального искривления необходимо планировать в интервалах расположения устойчивых горных пород, в которых за рейс долота обеспечивается увеличение зенитного угла не менее чем на  $4^\circ$ – $6^\circ$ .

В процессе бурения участка начального искривления профиля скважины следует стремиться к тому, чтобы геометрические и жесткостные параметры отклонителя не изменялись.

В ходе бурения отклонителем необходимо контролировать фактическую интенсивность искривления ствола скважины.

Если азимут ствола скважины на интервале измерения не менялся, то фактическую интенсивность искривления ствола скважины отклонителем можно определить по формуле:

$$i = \frac{10(\alpha_1 + \alpha_2)}{S},$$

где  $i$  — средняя интенсивность искривления ствола скважины, градус/10 м,

$\alpha_1, \alpha_2$  — зенитные углы соответственно в начале и конце измеренного интервала бурения отклонителем, градус,

$S$  — интервал между точками измерения, м.

Для второго рейса бурильную колонну с отклонителем спускают с учетом результатов предыдущего рейса.

Геометрические размеры отклонителя изменяют в тех случаях, когда фактическая интенсивность искривления ствола скважины превышает проектную величину или когда она на 20–30% меньше.



В ряде случаев в процессе забуривания наклонного ствола фактический азимут ствола скважины не совпадает с проектным. Это может произойти по следующим причинам:

- 1) в результате ошибок оператора при сборке и ориентировании отклонителя;
- 2) при докреплении резьбовых соединений бурильной колонны в процессе бурения;
- 3) из-за несоответствия фактического значения угла закручивания расчетному значению.

Если докрепление резьбовых соединений бурильной колонны исключается, а ориентирование отклонителя было проведено тщательно и без ошибок, то наиболее вероятная причина неточного забуривания наклонного ствола скважины — несоответствие фактического значения угла закручивания расчетному значению. Поэтому на основании инклинометрических измерений можно уточнить угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя. Для выведения ствола скважины на проектное направление отклонителем известны два основных способа: по плоской дуге; по пространственной кривой линии. Способ изменения направления ствола скважины по плоской дуге реализуется при постоянном положении отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины.

Для изменения направления ствола скважины по пространственной кривой линии необходимо при углублении скважины изменять положение отклонителя. При постоянном значении угла между плоскостью изгиба отклонителя и апсидальной плоскостью скважины ствол скважины искривляется по винтовой линии.

Исходные данные для выбора способа корректирования направления ствола скважины следующие: геологические условия проводки скважины; величина пространственного искривления ствола скважины; глубина скважины; конструкция колонны бурильных труб; технические характеристики средств контроля за параметрами ствола скважины; условия проведения измерений; технические характеристики наземного бурового оборудования для управления отклонителем посредством колонны бурильных труб (ротор, привод ротора, механизм фиксации ротора, энергетические параметры забойного двигателя).

Способ изменения направления ствола скважины по плоской дуге целесообразно применять в следующих случаях:

- при бурении интервала, не превышающего длины одной-двух бурильных труб, используемых для наращивания бурильной колонны;
- если изменение азимута ствола скважины за интервал бурения меньше угла фиксации ротора (при его ступенчатой фиксации);
- когда невозможно осуществлять ориентирование и управление отклонителем, например при достаточно длинной колонне бурильных труб или при значительном пространственном искривлении ствола скважины.

Способ изменения направления ствола скважины по пространственной кривой предпочтительнее использовать при небольшом пространственном угле искривления и значительном интервале бурения при условиях, обеспечивающих ориентирование отклонителя с помощью телеметрической системы и управление отклонителем при бурении.

Необходимо отметить, что профиль скважины в виде плоской дуги имеет минимальную длину по сравнению с другими траекториями. Это преимущество более ощутимо, когда скважину необходимо искривлять на большой пространственный угол. Однако для проводки скважины по профилю плоской дуги приходится чаще замерять зенитный угол и азимут и рассчитывать ориентацию отклонителя, которая меняется по отношению к апсидальной плоскости. Это возможно в условиях, когда проходка за один рейс небольшая и где такие измерения и расчеты можно проводить регулярно через сравнительно небольшие интервалы.

При большой проходке за один рейс долота и использовании средств постоянного телеконтроля, а также в случае применения отклонителей, самоориентирующихся по отношению к апсидальной плоскости ствола скважины, удобнее корректировать направление ствола скважины, поддерживая расчетный угол установки отклонителя, т.е. искривляя скважину по пространственной спирали.

## ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ТУРБИННЫМИ ОТКЛОНИТЕЛЯМИ

Наибольшее применение при искусственном отклонении скважин от вертикали получили забойные гидравлические двигатели, в которых в качестве привода используются турбинные секции. В качестве специального инструмента для регулирования направления бурения отечественной промышленностью серийно выпускаются турбинные отклонители и шпиндели-отклонители.

В ряде случаев для отклонения скважины используют серийные турбобуры или забойные винтовые двигатели, спускаемые в скважину на кривом переводнике. Отклоняющая способность такого инструмента определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше кривого переводника, и боковой фрезерующей способностью шарошечного долота. Отклоняющая сила также зависит от геометрических размеров забойного двигателя. При использовании шпинделей-отклонителей, в которых перекося осей достигается в узле сочленения турбинной секции со шпинделем, отклоняющая способность определяется теми же факторами. Опыт показывает, что отклоняющая сила в этом случае ввиду большей жесткости турбинной секции будет несколько выше.

Анализ работы отклонителей в стволе скважины и расчет оптимальных параметров отклонителей различных типов проводится на основе программного обеспечения процесса проектирования и проводки наклонных и горизонтальных скважин.

Приближенно отклоняющую силу на долоте для отклоняющей системы с искривленным переводником в соответствии с результатами исследований Р.А. Иоанесяна и М.П. Гулизаде можно определить по формуле:

$$F_{от} = \frac{2EI \sin^2(\delta - \alpha_T)}{3 a L_T},$$

где  $EI$  — жесткость бурильных труб, размещенных над турбобуром,  
 $a$  — смещение бурильных труб при их деформации в стволе скважины,

$$a = D - \frac{(d_T + d_b)}{2},$$

$L_T$  — длина турбобура с долотом,

$D, d_T, d_b$  — диаметры соответственно долота, турбобура и бурильных труб,

$\delta$  — угол перекося осей резьб кривого переводника,

$\alpha_T$  — угол перекося турбобура в скважине.

Формула показывает, что для увеличения отклоняющей силы необходимо, в первую очередь, повысить жесткость труб и использовать переводники с большими углами перекося осей резьб. Поэтому в практике буровых работ над турбобуром с кривым переводником обычно устанавливаются утяжеленные бурильные трубы.

Угол перекося осей резьб кривого переводника, градус	1	2	3
Отклоняющие силы для труб над турбобуром, кН:			
168-мм бурильных	0,7	3	7
203-мм утяжеленных бурильных	4	10	40

Спуск в скважину отклоняющих компоновок при использовании кривого переводника с большими углами перекося затрудняется из-за зависания бурильного инструмента. Поэтому при проектировании компоновок необходимо учитывать фактический диаметр скважины, который определяется физико-механическими свойствами горных пород. Геометрические размеры турбобура также существенно влияют на отклоняющую силу и, следовательно, на интенсивность отклонения скважины от первоначального положения оси ствола. Поэтому с целью увеличения действия отклонителя необходимо использовать турбобуры минимальной длины. Однако укороченные турбобуры обладают недостаточными энергетическими параметрами, так как при их конструировании ограничивается число рабочих ступеней в турбинной секции. Наиболее перспективно использование шпинделей-отклонителей, так как в этом случае число рабочих ступеней в турбинных секциях сохраняется.

Возникновение отклоняющей силы в ходе бурения специальными компоновками часто затрудняет запуск турбобура. Особенно это проявляется при отклонении скважины в крепких породах, так как обычно в таких условиях диаметр скважины минимально отличается от диаметра долота. Запуск турбобура при приподнятом инструменте над забоем возможен при условии:

$$M_{\text{эф}} - M_n > M_{\text{тр}},$$

где  $M_{\text{эф}}$  — вращающий эффективный момент турбинных секций при устойчивой работе турбобура,  
 $M_n$  — момент сил трения скольжения в осевой опоре (пяте) турбобура,  
 $M_{\text{тр}}$  — момент сил трения, возникающих в результате прижатия долота к стенке скважины и препятствующих вращению ротора турбобура.

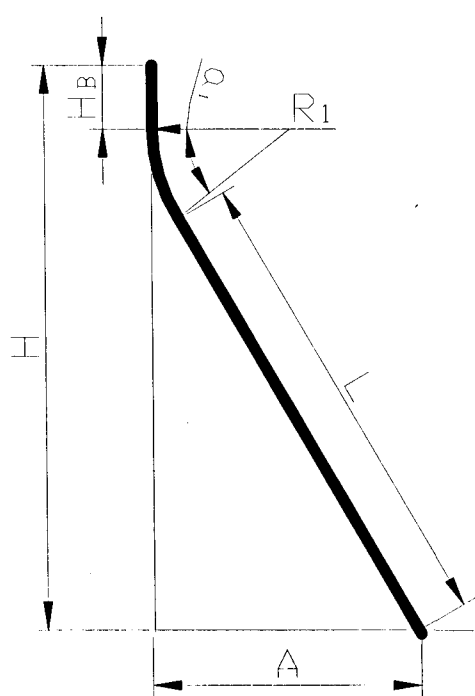
Момент сил сопротивления в осевой опоре определяется по формуле:

$$M_n = P_n r_n \mu_n,$$

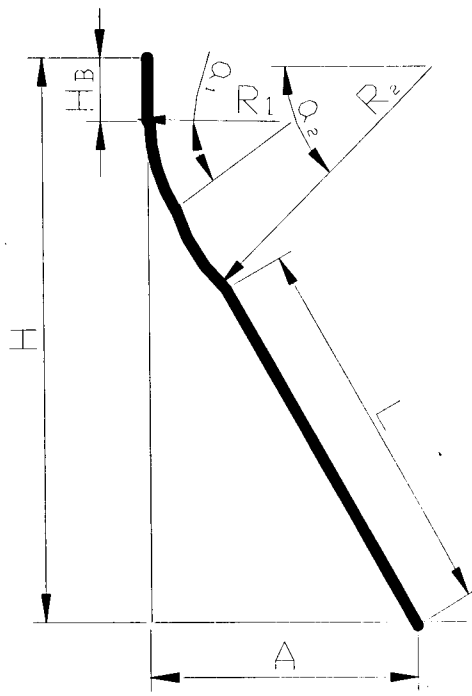
где  $P_n$  — осевое усилие в опоре, обусловленное гидравлическими нагрузками на пяту и силами веса вращающихся деталей турбобура,  
 $r_n$  — средний расчетный радиус трения в осевой опоре,  
 $\mu_n$  — коэффициент трения скольжения на трущихся поверхностях осевой опоры.

Коэффициент трения в осевой опоре исследован достаточно подробно и зависит от нагрузки на пяту, количества и качества промывочной жидкости, частоты вращения трущихся поверхностей.

Для запуска турбинного отклонителя наиболее благоприятен случай, когда момент сопротивления в осевой опоре отсутствует, т.е.  $P_n = P_d$ .



а. Профиль 1



б. Профиль 2

Рис. 8.1. Тангенциальные виды профиля наклонно направленной скважины

Равенство осевой нагрузки на долото гидравлическим нагрузкам в осевой опоре может вызвать значительное увеличение сил сопротивления на долоте. Поэтому второе условие благоприятного запуска — оптимальное соотношение моментов сил сопротивления вращению долота моментам сил сопротивления в осевой опоре турбобура, так как снижение осевой нагрузки ведет к снижению сил сопротивления вращению долота и в то же время — к увеличению моментов сил сопротивления в осевой опоре турбобура. Наиболее рациональным для запуска турбобура является расхождение отклоняющего инструмента в осевом направлении в скважине. Вращение отклоняющей компоновки после ориентирования направления действия отклонителя в заданном направлении не допускается.

Условие запуска турбобура улучшается при использовании в шпинделе-отклонителе опор качения. В этом случае снижение коэффициента трения качения приводит к уменьшению момента сил сопротивления в осевой опоре и, следовательно, увеличивает эффективный вращающий момент на валу турбобура, необходимый для преодоления момента сил сопротивления вращению долота. Исходя из этого условия, шпиндели-отклонители рекомендуется оснащать опорами качения.

## 8.2. РАСЧЕТЫ ПРОФИЛЯ

### ТАНГЕНЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ ПРОФИЛЯ

**Профиль 1** (рис. 8.1а) включает вертикальный участок, участок начального искривления и тангенциальный участок.

Исходными данными для расчета такого профиля являются параметры  $H$ ,  $A$ ,  $H_B$ ,  $R_1$ .

Уравнения проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси:

$$H_B + R_1 \sin \alpha_1 + L \cos \alpha_1 = H$$

$$R_1 (1 - \cos \alpha_1) + L \sin \alpha_1 = A$$

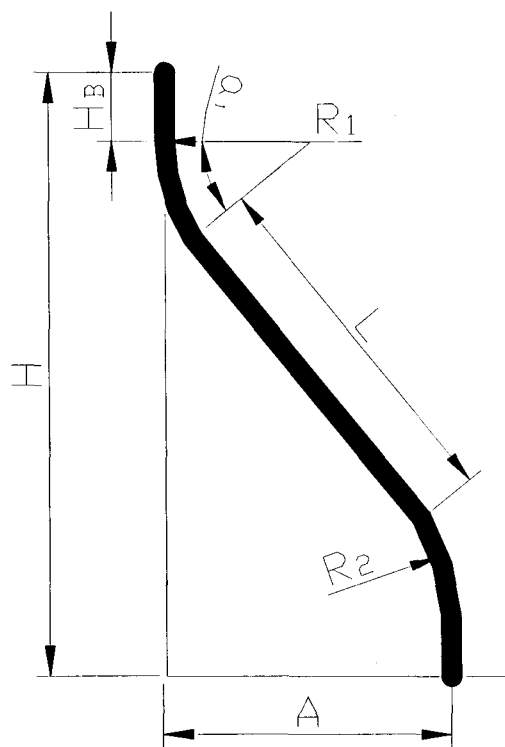
В системе уравнений две неизвестные величины —  $L$  и  $\alpha_1$ .

### Формулы для определения проекций участков профиля

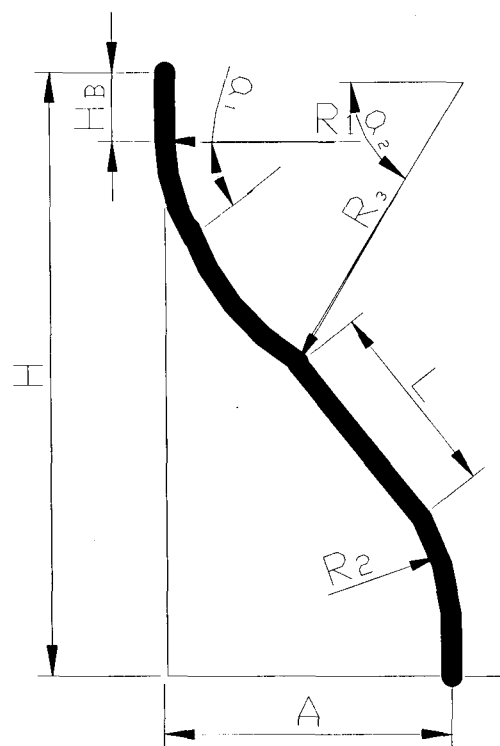
Таблица 8.1

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_B$	$H_B$
Участок начального искривления	$R (1 - \cos \alpha)$	$R \sin \alpha$	$\alpha R / 57,29578$
Малоинтенсивное увеличение зенитного угла	$R (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$	$(\alpha_2 - \alpha_1) R / 57,29578$
Малоинтенсивное уменьшение зенитного угла	$R (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1)$	$R (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2)$	$(\alpha_1 - \alpha_2) R / 57,29578$
Тангенциальный участок (известна длина участка)	$L \sin \alpha_L$	$L \cos \alpha_L$	$L$
Тангенциальный участок (известна его вертикальная проекция $H_T$ )	$H_T \operatorname{tg} \alpha_L$	$H_T$	$H_T / \cos \alpha_L$

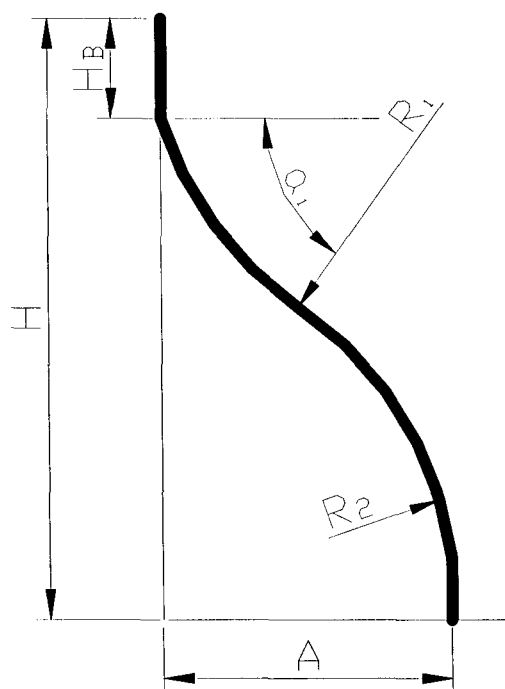
Примечание:  $\alpha$ ,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  — зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка;  $\alpha_L$  — зенитный угол тангенциального участка;  $R$  — радиус кривизны участка профиля;  $L$  — длина тангенциального участка профиля.



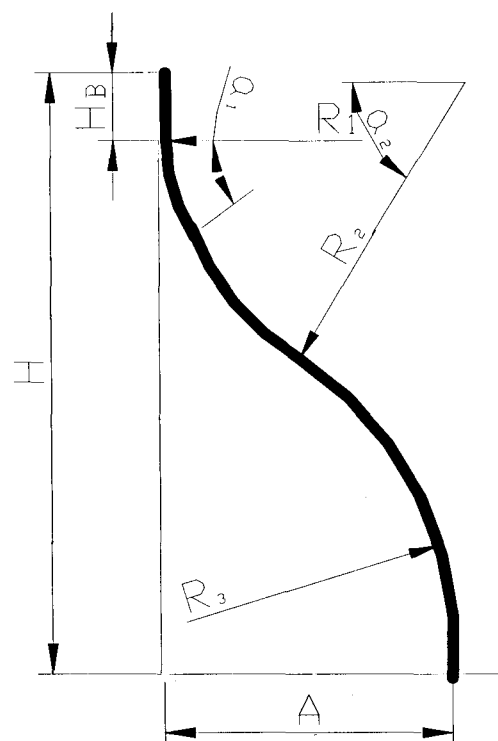
а. Профиль 3



б. Профиль 4



в. Профиль 5



г. Профиль 6

Рис. 8.2. S-образные виды профиля наклонно направленных скважин

Значение зенитного угла  $\alpha_1$ , при котором обеспечивается проектное смещение ствола скважины на проектной глубине  $H$ , получается в результате решения системы уравнений и может быть выражено формулой:

$$\alpha_1 = \arccos \left[ \frac{R_1(R_1 - A) + H_0 \sqrt{H_0^2 + A^2 - 2AR_1}}{(R_1 - A^2 + H_0^2)} \right],$$

где:  $H_0 = H - H_B$ .

Зная  $\alpha_1$ , можно определить  $L$ .

**Профиль 2** (рис. 8.1б) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла и тангенциальный участок.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры  $H$ ,  $A$ ,  $H_B$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $\alpha_1$ .

Требуется определить  $\alpha_2$  и  $L$ .

Решение находится так же, как и для профиля 1, из системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси.

Зенитный угол ствола скважины в конце второго участка профиля рассчитывается по формуле:

$$\alpha_2 = \alpha_1 + \arccos \left[ \frac{R_2(R_2 + T) + M \sqrt{M^2 + T^2 + 2TR_2}}{(R_2 - T)^2 + M^2} \right], \quad (8.1)$$

где  $T = (A - B) \cos \alpha_1$ ,

$B = R_1(1 - \cos \alpha_1) + (H - H_B - R_1 \sin \alpha_1) \operatorname{tg} \alpha_1$ ,

$$M = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_1}{\cos \alpha_1} + (A - B) \sin \alpha_1.$$

Зная зенитные углы в конце искривленных участков, а также их радиусы кривизны, можно определить вертикальную и горизонтальную проекции каждого участка профиля и длину тангенциального участка (табл. 8.1).

## S-ОБРАЗНЫЕ ВИДЫ ПРОФИЛЯ

**Профиль 3** (рис. 8.2а) включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ .

Исходными данными для расчета профиля являются параметры  $H$ ,  $A$ ,  $H_B$ ,  $R_1$ ,  $R_3$ .

Уравнения проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси:

$$H_B + (R_1 + R_3) \sin \alpha_1 + L \cos \alpha_1 = H \quad (8.2)$$

$$R_1 - (R_1 + R_3) \cos \alpha_1 + L \sin \alpha_1 = A \quad (8.3)$$

Требуется определить  $\alpha_1$  и  $L$ .

Зенитный угол  $\alpha_1$  определяем по формуле:

$$\alpha_1 = \arcsin \frac{R_0 H_0 - (R_0 - A) \sqrt{H_0^2 - A(2R_0 - A)}}{(H_0^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)}, \quad (8.4)$$

где:  $R_0 = R_1 + R_3$ ;  $H_0 = H - H_B$ .

Значение  $L$  определяется из уравнения (8.2) или (8.3).

**Профиль 4** (рис. 8.2б) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла, тангенциальный участок и участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ .

Исходными данными для расчета профиля являются параметры  $H, A, H_B, R_1, R_2, R_4, \alpha_1$ .

Угол  $\alpha_2$  в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла этого профиля больше угла, найденного по формуле (8.1).

Требуется определить  $\alpha_2$  и  $L$ . Решение так же, как и для профиля 3, находится в результате решения системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси:

$$\alpha_2 = \arcsin \frac{-M(R_2 + R_4) - \sqrt{M^2(R_2 + R_4)^2 - (N_2 + M_2)[(R_2 + R_4)^2 - N^2]}}{N^2 + M^2},$$

где  $M = (R_1 - R_2) \sin \alpha_1 - H_0$ ;  $N = A - R_4 - R_1 + (R_1 - R_2) \cos \alpha_1$ ,

$$H_0 = H - H_B.$$

Значение  $L$  определяется из уравнения проекций участков профиля.

**Профиль 5** (рис. 8.2в) включает вертикальный участок, участок начального искривления и участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ .

Исходными данными для расчета профиля являются параметры  $H, A, H_B, R_1$ , с помощью которых определяем:

$$R_2 = \frac{A^2 + (H - H_1)^2}{2A} - R_1,$$

$$\alpha_1 = \arcsin \frac{H - H_B}{R^2 + R_2}$$

**Профиль 6** (рис. 8.2г) включает вертикальный участок, участок начального искривления, участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла и участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла до  $0^\circ$ .

Исходными данными для расчета профиля являются параметры  $H, A, H_B, R_1, R_2, R_3, \alpha_1$ .

Угол  $\alpha_1$  в конце участка начального искривления этого профиля должен быть больше величины, рассчитанной по формуле (3.8), а угол  $\alpha_2$  в конце участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла больше угла, найденного по формуле (8.1).

Отсюда имеем:

$$\alpha_2 = \arctg \frac{H - H_B + (R_2 - R_1) \sin \alpha_1}{R_1 + R_3 + (R_2 - R_1) \cos \alpha_1 - A}, \quad (8.5)$$

где  $R_3 = Q_1 \operatorname{ctg} \alpha_2 - Q_2$ ,

$$Q_1 = H - H_B + (R_2 - R_1) \sin \alpha_1,$$

$$Q_2 = R_1 + (R_2 - R_1) \cos \alpha_1 - A.$$

### 8.3. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

#### ПРОФИЛЬ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка.

Геометрия направляющей части профиля горизонтальной скважины зависит от следующих факторов:

- горно-геологических условий бурения, структуры и литологии горных пород, расположенных непосредственно над вскрываемым продуктивным пластом;
- конструкции скважины;
- протяженности горизонтального участка;
- статического уровня пласта;
- мощности продуктивного пласта;
- возможности применения существующей технологии горизонтального бурения.

При проектировании горизонтальных скважин используются профили с большим, средним, коротким и ультракоротким радиусами кривизны, а также комбинированный профиль.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью свыше 500 м в целях снижения сил сопротивления при перемещении бурового инструмента в скважине, а также создания достаточной нагрузки на долото целесообразно проектировать с большим радиусом кривизны. При этом используются профили 1, 2 и 5 (рис. 8.2).

Проводка отдельных участков профиля 2 или 5 горизонтальных скважин может осуществляться неориентированно, т.е. с применением КНБК, что существенно упрощает технологию бурения таких скважин и сокращает время на проведение инклинометрических работ. Однако КНБК могут использоваться только при бурении таких горных пород, в которых обеспечивается надежная их работа в части устойчивости на проектной траектории. Это следует учитывать при проектировании горизонтальных скважин с большим радиусом кривизны.

При проводке горизонтальных скважин по среднему радиусу кривизны существенно повышается по сравнению с профилем с большим радиусом кривизны точность вскрытия продуктивного пласта и, следовательно, точность проводки горизонтального участка в самом пласте. Достижимая протяженность горизонтального участка для профиля со средним радиусом кривизны составляет 800–1000 м.

Для проектирования со средним радиусом кривизны используются преимущественно профили 1, 2, 3, реже 4 и 5 (рис. 8.3).

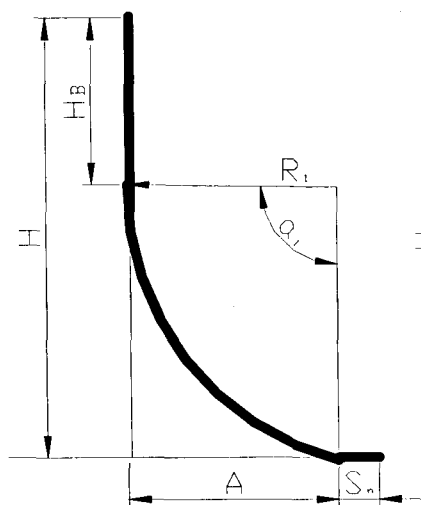
Тангенциальный участок включается в тех случаях, когда требуется обеспечить конечное отклонение направляющего участка профиля от вертикали на проектной глубине, превышающее радиус кривизны участка увеличения зенитного угла, а также для проектирования горизонтальных скважин на месторождениях, где не отработана технология ориентированного бурения и поэтому велика вероятность отклонения фактического профиля от проектного. В последнем случае скважину можно пробурить, не изменяя конструкцию отклонителя, увеличив или сократив длину тангенциального участка профиля.

При проектировании горизонтальной скважины со средним радиусом кривизны проектную интенсивность увеличения зенитного угла принимают на 10–20% меньше максимальной интенсивности увеличения зенитного угла, обеспечиваемой имеющимся в распоряжении буровой организации отклонителем.

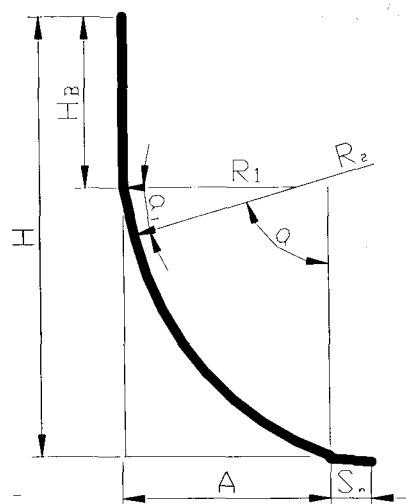
Профили с малым и ультрамалым радиусами кривизны используются для проектирования профиля дополнительного ствола скважины, бурение которого производится из вырезанного участка обсадной колонны, а также для вскрытия горизонтальным стволом маломощных продуктивных пластов. Такие скважины проектируются преимущественно по профилю 1 (рис. 8.3).

Когда радиусы кривизны интервалов забуривания и выведения ствола скважины на проектное направление из-за особенностей технологии проводки этих интервалов существенно отличаются друг от друга, то используют профиль 2 (рис. 8.3).

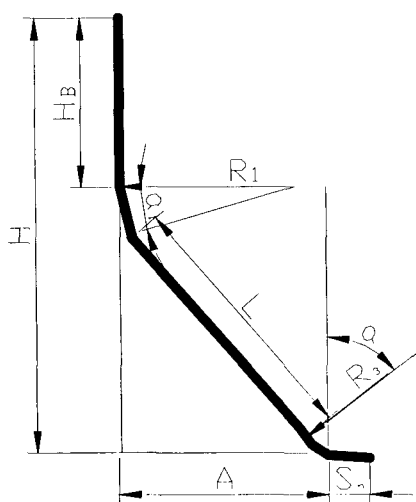




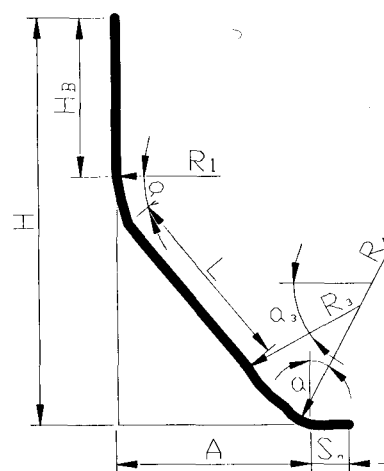
а. Профиль 1.



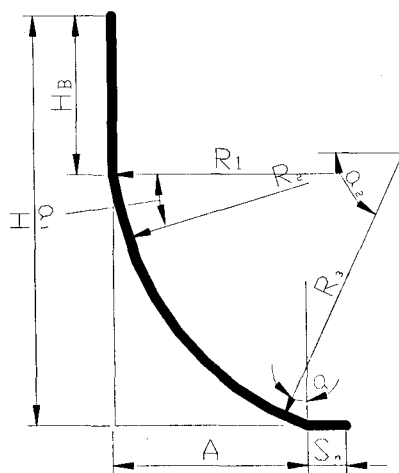
б. Профиль 2



г. Профиль 3



д. Профиль 4



д. Профиль 5

Рис. 8.3. Профили горизонтальных скважин

При бурении по малому радиусу кривизны протяженность горизонтального участка меньше, чем при бурении по среднему и большому радиусам кривизны.

Строительство горизонтальных скважин по короткому, а тем более по ультракороткому радиусу невозможно без комплекса специального бурового инструмента, бурильных труб, а также измерительной техники.

Однако при бурении горизонтальных скважин по малому и ультрамалому радиусам обеспечивается наибольшая по сравнению с другими типами профиля точность вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом, что делает его весьма перспективным для разработки маломощных многопластовых залежей нефти или газа.

В тех случаях, когда кровля продуктивного пласта представлена неустойчивыми горными породами, требующими перекрытия их обсадной колонной, используют комбинированный профиль горизонтальной скважины, у которого верхние интервалы проектируются по большому радиусу кривизны, а нижние — по среднему или малому.

## РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Профиль горизонтальной скважины состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть профиля горизонтальной скважины может включать вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участки увеличения зенитного угла или состоять только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Горизонтальный участок может быть выполнен в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, т.е. быть вогнутым или выпуклым, а также прямолинейным или волнообразным. Горизонтальный участок в зависимости от угла падения продуктивного пласта может быть расположен под любым заданным углом к вертикали, в том числе и под углом  $90^\circ$ .

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины и ее горизонтальный участок могут рассчитываться отдельно. Однако они должны быть сопряжены друг с другом.

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами. Поэтому при расчете этой части профиля горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения ствола скважины от вертикали необходимо задавать величину зенитного угла на проектной глубине. Кроме того, как правило, задается величина радиуса кривизны участка увеличения зенитного угла скважины.

При дальнейшем изложении приняты следующие условные обозначения:

$H$  — проектная глубина направляющей части профиля скважины (глубина начала горизонтального участка);

$A$  — проектное смещение профиля скважины на проектной глубине;

$\alpha$  — зенитный угол на проектной глубине (угол входа ствола скважины в продуктивный пласт);

$H_v$  — длина вертикального участка;

$L$  — длина тангенциального участка направляющей части профиля;

$H_r$  — глубина в конце горизонтального участка;

$A_r$  — смещение скважины в конце горизонтального участка;

$\alpha_r$  — зенитный угол в конце горизонтального участка;

$L_r$  — длина горизонтального участка;

$S_{\pi}$  — протяженность горизонтального участка;

$\gamma_1$  — угол охвата первого интервала волнообразного горизонтального участка;

$T$  — предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении;

$T_1, T_2$  — предельное смещение двухинтервального горизонтального участка в поперечном направлении вверх и вниз соответственно;

$\alpha_i$  — зенитный угол в конце  $i$ -го участка профиля;

$R_{r1}, R_{r2}$  — радиус кривизны первого и второго интервалов волнообразного горизонтального участка соответственно;

$R_r$  — радиус кривизны горизонтального участка.

### Направляющая часть профиля

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси. При этом расчет профиля горизонтальной скважины сводится к определению длины вертикального участка  $H_B$  и радиуса кривизны одного из участков или длины тангенциального участка, если он имеется, при заданных остальных параметрах профиля (рис. 8.3).

**Профиль 1.** Исходные данные для расчета:  $H, A, \alpha$ .

Расчет:

$$H_B = H - \frac{A \sin \alpha}{1 - \cos \alpha}$$

$$R = \frac{H - H_B}{\sin \alpha}$$

**Профиль 2.** Исходные данные для расчета:  $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1$ .

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha - R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha_1),$$

$$R_2 = A - R_1 \frac{(1 - \cos \alpha_1)}{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha)}$$

**Профиль 3.** Исходные данные для расчета:  $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_3$ .

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha - R_3 W_1 - L \cos \alpha,$$

$$L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) R_1 - R_3 V_1}{\sin \alpha}$$

где  $W_1 = \sin \alpha - \sin \alpha_1$ ;  $V_1 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha$

**Профиль 4.** Исходные данные для расчета:  $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_3, \alpha_3, R_4$ .

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_3 W_2 - L \cos \alpha_1 - R_4 W_3,$$

где  $W_2 = \sin \alpha_3 - \sin \alpha_1$ ;  $W_3 = \sin \alpha - \sin \alpha_3$

$$L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) R_1 - R_3 V_2 - R_4 V_3}{\sin \alpha_1},$$

где  $V_2 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_3$ ;  $V_3 = \cos \alpha_3 - \cos \alpha$

**Профиль 5.** Исходные данные для расчета:  $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_2, \alpha_2$ .

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_2 W_4 - R_3 W_5,$$

где  $W_4 = \sin \alpha_2 - \sin \alpha_1$ ;  $W_5 = \sin \alpha - \sin \alpha_2$

$$L = \frac{A - R_1(1 - \cos \alpha_1)R_2 V_4}{V_5},$$

где  $V_4 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_2$ ;  $V_5 = \cos \alpha_2 - \cos \alpha$

Вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля можно рассчитать с использованием известных формул, приведенных в таблице 8.1.

#### Горизонтальный участок профиля

Изложенная ниже методика расчета профиля горизонтального участка скважины учитывает прежде всего цель строительства горизонтальной скважины, которая заключается в продольном вскрытии продуктивной части нефтегазосодержащего пласта. Поэтому геометрия горизонтального участка должна соответствовать форме той части пласта, где предполагается расположить горизонтальный участок. Другими словами, горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы нефтегазосодержащей его части. Таким образом, основные параметры, определяющие геометрию горизонтального участка, следующие:  $\alpha$  — зенитный угол в начале горизонтального участка;  $S_n$  — протяженность горизонтального участка по пласту, т.е. длина проекции горизонтального участка на касательную к началу горизонтального участка.

Прямолинейный горизонтальный участок:

вертикальная проекция

$$H_r = S_n \cos \alpha + H$$

горизонтальная проекция

$$A_r = S_n \sin \alpha + A$$

### 8.4. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ЗОНАХ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ.

#### ЗОНЫ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Геологический разрез Западной Сибири представляет собой чередование глин, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. Характерным для всех месторождений является наличие массивных толщ глинистых отложений в интервалах 300—1100 м (чеганская, люлиноворская, талицкая, ганькинская, березовская, кузнецовская свиты) и 1800—2000 м (алымская свита). Как правило, интервалы, сложенные глинистыми породами, склонны к протере ствола скважины (повышенная кавернозность, осыпи и обвалы стенок скважины, образование шламовых пробок). Осложнения, связанные с нарушением устойчивости ствола скважины, выражаются в посадках-затяжках бурильной колонны, прихватах, непрохождении геофизических приборов, сальникообразовании, потерях циркуляции.

Сравнительно низкие значения градиента гидроразрыва в интервалах залегания глинистых пород могут привести к гидроразрыву пласта с полной или частичной потерей циркуляции при спуске инструмента. Гидроразрыв усугубляет осложнение ствола скважины и в интервале 400—1100 м может привести к его потере.

#### ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ОСЛОЖНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С НАРУШЕНИЕМ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

1. Бурение из-под кондуктора на технической воде или на буровом растворе с большой водоотдачей приводит к набуханию глин и глинистых сланцев, слагающих разрез скважины. В результате увеличения объема глин повышается контактное давление, направленное в сторону ствола скважины, и, как правило, происходит осыпание или обвал породы.

2. Бурение из-под кондуктора на технической воде или на буровом растворе с повышенными значениями pH приводит к ускорению скорости гидратации глин и тем самым к сокращению времени устойчивости ствола.
3. Длительные простои буровой приводят к накоплению и образованию шламовых пробок.
4. Отсутствие долива скважины (или недостаточный долив) при простоях и подъеме бурильной колонны снижает противодавление на стенки скважины и может привести к обвалам или осыпанию пород.
5. Недостаточная промывка ствола в результате промыва бурильной колонны или низкой производительности буровых насосов приводит к накоплению шлама и образованию шламовых пробок в интервалах повышенной кавернозности.
6. Отсутствие промежуточных промывок и проработок мест посадок и затяжек бурильной колонны, а также отсутствие промежуточных промывок при спуске инструмента после длительных простоев может привести к гидроразрыву пород.
7. Спуск и подъем бурильного инструмента на высоких скоростях (недопустимых для геологических условий данного интервала) приводит к значительным колебаниям гидродинамического давления и может стать причиной гидроразрыва пород.
8. Резкая подача инструмента в период восстановления циркуляции и первоначальный момент промывки (до выравнивания параметров бурового раствора, особенно в интервалах залегания неустойчивых глинистых отложений (400–1100 м, 1800–2000 м по вертикали), приводит к скачку гидродинамического давления под долотом и может послужить причиной гидроразрыва пород.
9. Включение в компоновку низа бурильной колонны элементов, значительно повышающих жесткость и уменьшающих площадь поперечного сечения затрубного пространства, также приводит к увеличению гидродинамического давления и может стать причиной гидроразрыва пород.
10. Снижение реологических и структурно-механических свойств бурового раствора при углублении скважины посредством разбавления технической водой.
11. Длительное долбление (более двух суток) без СПО (шаблонирования) приводит к накоплению шламовой массы в зонах повышенной кавернозности.

## БУРЕНИЕ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

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

Бурение скважины в многолетнемерзлых породах (ММП) должно осуществляться в строгом соответствии с «Регламентом технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» (РД 39-009–90). Конструкция скважин в зоне залегания ММП должна обеспечивать надежную сохранность ее устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства за направлением и кондуктором, а также образование воронок, провалов пород в приустьевой зоне скважины в процессе всего цикла строительства скважины, при ее испытании и дальнейшей эксплуатации.

Существуют два типа многолетнемерзлых пород: породы, которые сформировались и уплотнились при положительной температуре, а позже замерзли, и породы, формировавшиеся при отрицательной температуре. Минеральные частицы последних связаны друг с другом только посредством льда. Если при разбурировании многолетнемерзлых пород применяется промывочная жидкость с положительной температурой, то породы в пристволенной зоне постепенно нагреваются и оттаивают. Радиус зоны растепления тем больше, чем выше температура промывочной жидкости и продолжительнее ее воздействие. Нередко радиус зоны растепления достигает нескольких метров. При растеплении пород второго типа в скважине возникают специфические осложнения: по мере того, как тает лед, освобождающиеся минеральные частицы (песок, галька) осыпаются в ствол скважины и потоком промывочной жидкости выносятся на дневную поверхность; при этом в скважине образуется полость большого диаметра. При растеплении нередки случаи обваливания пород, что является причиной прихвата бурильных труб. Наблюдаются случаи проседания пород вокруг устья скважины на глубину нескольких метров,

и в результате возникает опасность аварий с буровым оборудованием. Проседание пород после завершения буровых работ может явиться причиной повреждения обсадных колонн и эксплуатационного оборудования, взрывов и пожаров. При длительном простое скважины отрицательные температуры в приствольной зоне восстанавливаются. При замерзании воды в этой зоне возможно повреждение обсадной колонны, если последняя спущена в скважину (смятие или обрыв). Основным способом предотвращения названных осложнений в мерзлых породах второго типа является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Это может быть достигнуто охлаждением промывочной жидкости до температуры минус 2–5°С. Можно свести к минимуму растепление пород, если бурить с продувкой воздухом или с промывкой охлажденной аэрированной жидкостью. Полезно также для бурения в мерзлых породах второго типа использовать долота уменьшенного диаметра: к тому времени, как скважина будет пробурена до глубины, на которую нужно спустить обсадную колонну, диаметр скважины вследствие растепления увеличится до нужного для этого размера. После разбуривания толщи мерзлых пород второго типа ствол скважины необходимо укрепить обсадной колонной и тем самым исключить возможность дальнейшего осыпания пород. Башмак этой колонны следует устанавливать в прочных породах, не осыпающихся при растеплении. Кольцевое пространство между колонной и стенками скважины, если они сложены непроницаемыми породами при положительной температуре, полезно герметизировать пакером, особенно в газовых и газоконденсатных скважинах. Это позволит предотвратить прорыв газа в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья.

При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации.

Учитывая, что зона многолетнемерзлых пород обычно состоит из рыхлых и неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая не должна составлять (для условий Западной Сибири) более одних-двух суток.

## ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины. Наиболее распространенные виды осложнений — осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопрооявления.

### ОСЛОЖНЕНИЯ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ НАРУШЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СТенок СКВАЖИНЫ

Произведенные исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины. На рисунке 8.4 приведена классификация видов нарушения целостности стенок скважин (по Ю.В. Вадецкому).



Рис. 8.4. Классификация нарушений целостности стенок скважины

**Обвалы (осыпи)** происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или его фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению (осыпанию).

Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерные признаки обвалов (осыпей): резкое повышение давления в нагнетательной линии буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны; иногда — выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механической скорости бурения.

Основные меры предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) следующие:

- 1) бурить в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие скорости проходки;
- 3) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
- 4) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
- 5) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- 6) подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
- 7) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- 8) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
- 9) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

**Набухание** происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия бурового раствора и его фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождениям до забоя, прихватам бурильного инструмента.

Основные меры предупреждения и ликвидации набухания следующие:

- 1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) после приготовления глинистого раствора, который отвечает требованиям, указанным в пункте 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спуско-подъемных операциях;
- 4) выполнение рекомендаций 4—9, перечисленных выше, как мер предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

**Ползучесть** происходит при прохождении высокопластичных пород (глины, глинистые сланцы, песчанистые глины, аргиллиты, ангидрит или соляные породы), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т.е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми

породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например, соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. Характерные признаки ползучести — затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основные меры предупреждения и ликвидации ползучести следующие:

1) разбуривание отложений, представленных породами, которые склонны к ползучести, с промывкой утяжеленными буровыми растворами;

2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;

3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю;

4) подъем цементного раствора в затрубном пространстве при цементировании обсадных колонны проводить на 50–100 м выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию).

5) при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, необходимо устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны.

**Желобообразование** может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования — большие углы перегиба ствола скважины, большой вес единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба — проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно, с ростом числа рейсов бурильного инструмента. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования считаются следующие:

1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

2) стремление к максимальной проходке на долото;

3) применение предохранительных резиновых колец;

4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);

5) при бурении наклонно направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах, соблюдение отношений наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35–1,4;

6) колонну бурильных труб следует поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;

7) при заклинивании трубы надо сбивать вниз.

Желоба ликвидируют проработками ствола скважины в интервалах их расположения.

**Растворение** происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерный признак растворения соляных пород — интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения считается максимальное



форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения — бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С НАРУШЕНИЕМ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

1. После разбуривания цементного стакана до начала бурения из-под кондуктора техническую воду предварительно обрабатывать химическими реагентами, снижающими скорость и степень гидратации глин (например: Поли Кем Д, ГКЖ). Не производить обработку технической воды реагентами-электролитами, повышающими рН (каустической и особенно кальцинированной содой).

В случае проведения обработки загрязненной цементом промывочной жидкости кальцинированной содой, после доведения параметров до требуемых, ввести кислоту НТФ для снижения рН.

2. В зимнее время и при бурении на юрские отложения, когда срок строительства значительно увеличивается, рекомендуется начинать бурение из-под кондуктора на малоглинистом буровом растворе плотностью 1,05–1,08 г/см<sup>3</sup> и водоотдачей не более 10 см<sup>3</sup>/30 мин.

3. Максимально сокращать сроки строительства скважины за счет уменьшения организационных простоев. Не допускать длительных остановок и простоев на первом долблении, до наработки бурового раствора.

4. При вынужденном простое более 16 часов спуск инструмента производить с промежуточными промывками на глубинах 1200, 2000, 2500, 3000 м (по вертикали), текущий забой, а также при посадках инструмента до полной очистки ствола скважины от шлама и стабилизации параметров промывочной жидкости. Циркуляцию восстанавливать на пониженной до 8–16 л/с производительности бурового насоса и переходить на полную производительность только после стабилизации давления и промывки в течение не менее 1/2 цикла циркуляции.

5. При остановках и простоях в процессе первого долбления, восстанавливать циркуляцию на пониженной (до 8–16 л/с) производительности бурового насоса и переходить на полную производительность только после стабилизации давления и промывки в течение не менее 1/2 цикла циркуляции.

6. При простоях и подъеме инструмента обеспечить постоянный долив скважины до устья. Подъем инструмента без долива или с неполным доливом категорически запрещается! После полного подъема инструмента из скважины бурильщик обязан удостовериться в том, что скважина долита до устья и сообщить ответственному ИТР буровой бригады. Запись о количестве доливаемой жидкости производить в буровом журнале под роспись ответственного лица.

7. При спуске инструмента следить за вытеснением промывочной жидкости. В случае отсутствия вытеснения спуск прекратить, восстановить циркуляцию согласно п. 4 настоящих мероприятий. Дальнейший спуск инструмента допускается только после промывки на полной производительности в течение 1-го цикла циркуляции, выравнивания давления и проработки осложненного интервала. При полной или частичной потере циркуляции действовать согласно рекомендациям раздела IV.

8. Проводить СПО в интервале 400–1200 м на пониженной (не более 1 м/с) скорости, особенно при наличии в компоновке калибраторов, СТК и других элементов, уменьшающих площадь поперечного сечения затрубного пространства с способствующих поршневанию и свабированию.

9. Обеспечить бесперебойную и эффективную работу системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Исключить использование необработанной технической воды для разбавления промывочной жидкости с целью снижения плотности и вязкости.

10. По истечении двух суток пребывания бурильного инструмента на забое (например, бурение винтовыми двигателями) производить СПО с целью шаблонирования ствола скважины.

11. Подъем инструмента с «сифоном», из-за перекрытия внутреннего пространства труб или забойного двигателя, производить на минимальной скорости для обеспечения полного долива скважины, в соответствии с «Памяткой по проведению подъема инструмента в осложненных условиях (с сифоном)».

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Поглощение буровых растворов — самый распространенный вид осложнений при бурении скважин. Ежегодные затраты времени на ликвидацию этого вида осложнений по стране составляют многие тысячи часов.

### Основные причины поглощения бурового раствора

Поглощение бурового раствора объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения. Различают следующие три категории интенсивности поглощений (в  $\text{м}^3/\text{ч}$ ): малая интенсивность ( $> 10-15$ ), средняя интенсивность ( $> 40-60$ ) и высокая интенсивность (более 60).

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

1. Геологические — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопрооявления, перетоки пластовых вод и др.).
2. Технологические количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

### Методы предупреждения и ликвидации поглощений

В существующих методах предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при разной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные направления: предупреждение осложнения путем снижения гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины; изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными цементными растворами и пастами. Один из видов закупорки поглощающих каналов — способ закачки в пласт структурированного, тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сетку. Заливка поглощающего пласта специальными тампонажными смесями — наиболее распространенный способ ликвидации поглощений.

Лучшим средством борьбы с поглощением бурового раствора считается его предупреждение. Рекомендации по предупреждению поглощений, разработанные на основании многолетнего отечественного и зарубежного опыта, сводятся к следующему:

1. Регулирование свойства бурового раствора, прежде всего, его плотности.
2. Регулирование скорости спуско-подъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и др.).
3. Определение оптимального зазора между бурильными трубами и стенками скважины. За счет этого уменьшается перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.
4. Изменение конструкции скважины с целью избежания воздействия утяжеленного раствора на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

## ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ (ГНВП)

Пластовые жидкости (газ, вода, нефть) могут поступать в скважину, прежде всего, если пластовое давление хотя бы в одном из проницаемых горизонтов больше давления, создаваемого промывочной жидкостью. Приток может возникнуть при недостаточном контроле за плотностью промывочной жидкости и за ее дегазацией, при понижении уровня жидкости в скважине в результате поглощения или во время подъема колонны труб. Интенсивность притока зависит от разности между пластовым давлением и давлением в скважине, проницаемости приствольной части горизонта, свойств пластовых жидкостей и других факторов и нередко бывает весьма значительной.

Некоторое количество пластовых жидкостей поступает в скважину вместе с частицами разбураемой породы; объемная скорость такого поступления примерно пропорциональна механической скорости проходки. При высокой механической скорости проходки объем поступающего таким путем газа может быть опасно большим.

Пластовые жидкости могут поступать в скважину также в результате диффузии через проницаемые стенки ее, под влиянием капиллярного и осмотического давлений. Интенсивность такого притока обычно невелика и не представляет опасности, если нет длительных перерывов в циркуляции и если на дневной поверхности промывочную жидкость хорошо дегазируют.

Во время промывки и в первый период после ее прекращения из промывочной жидкости в газоносный объект отфильтровывается дисперсионная среда. Плотность газа невелика, поэтому избыточное давление в скважине вблизи подошвы газоносного объекта выше, чем у кровли, и тем значительнее, чем больше толщина объекта. В покое давление, создаваемое тиксотропной промывочной жидкостью, уменьшается по мере того, как часть твердой фазы выпадает из взвешенного состояния и задерживается на стенках скважины и колонны труб. Если давление против кровли газоносного объекта станет ниже пластового, отфильтровывание дисперсионной среды прекратится, и в скважину может начаться поступление пластового газа. При длительных перерывах циркуляции из верхней части газоносного объекта в скважину может поступить довольно значительное количество газа, тогда образуется пачка газированной промывочной жидкости.

Если газоносный объект трещиноват, то в процессе бурения в трещины нередко поступает значительное количество промывочной жидкости, которая смешивается в них с пластовым газом. При понижении давления в скважине (например, при подъеме буровой колонны) часть поглощенной жидкости вместе с содержащимся в ней газом из трещин возвращается вновь в ствол. Возможно, это одна из основных причин появления в скважине газированной промывочной жидкости.

После восстановления циркуляции по мере продвижения газированной жидкости к устью содержащийся в ней газ расширяется, объемное соотношение газ-жидкость возрастает. В результате давление, создаваемое столбом газированной промывочной жидкости на стенки скважины, уменьшается, особенно на сравнительно небольших глубинах (до 1000–1500 м); разность между пластовым давлением и давлением в скважине возрастает, что способствует интенсификации притока газа из объекта.

Как только порция газированной жидкости оказывается на глубине нескольких сот метров от негерметизированного устья скважины, начинается бурное расширение пузырьков газа; при этом часть промывочной жидкости может быть выброшена из скважины, а давление на стенки скачкообразно уменьшится. Подобные выбросы могут переходить в открытое фонтанирование.

О начавшемся притоке пластовой жидкости можно судить по ряду признаков: уменьшению плотности промывочной жидкости; увеличению уровня ее в металлической приемной емкости буровых насосов; увеличению скорости течения в желобе на выходе из скважины; переливу через устье после прекращения промывки, а иногда даже во время ее; увеличению избыточного давления на устье скважины с закрытым превентором; увеличению газосодержания в потоке, выходящем из скважины. При газировании значительно возрастает условная вязкость промывочной жидкости.

В случае притока пресной воды снижаются условная вязкость и статическое напряжение сдвига, возрастают водоотдача и суточный отстой, из утяжеленной жидкости нередко выпадает утяжелитель.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

### **Мероприятия по предупреждению ГНВП**

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося ГНВП необходимо:

1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего, плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбуривании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки;

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины, и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ОСЛОЖНЕННОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО СТВОЛА**

1. При обнаружении осложнения ствола скважины во время спуска инструмента бурильщик обязан остановить работы и немедленно предупредить ИТР буровой бригады.

2. Работы, связанные с восстановлением ствола скважины, производятся под руководством инженерно-технического работника, назначенного ответственным по производству работ главным инженером УБР.

3. Проработку скважины производить глинистым раствором с условной вязкостью 30–40 с, СНС не менее 15/25 дПа, водоотдача и плотность по ГТН.

4. При проработках зон осложнений в компоновку низа буровой колонны включать обратный клапан (над турбобуром или УБТ).

5. При возникновении осложнения во время бурения, в интервале 400–1100 м по вертикали, произвести замену технической воды на глинистый раствор с параметрами: плотность 1,06–1,10 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость — 40 с, водоотдача — 6–8 см<sup>3</sup>/30 мин, СНС — не менее 15/25 мг/см<sup>2</sup>.

6. При проработке осложненных зон осуществлять постоянный контроль за количеством шлама и объемом циркуляции промывочной жидкости.

7. В случае резкого повышения давления (более 20 кгс/см<sup>2</sup>) при проработке осложненного интервала немедленно приподнять инструмент на 3–5 метров и при необходимости перейти на промывку с производительностью 8/16 л/с.

8. При посадках инструмента, в интервале 450–1200 м, прекращении вытеснения бурового раствора при спуске или возникновении затяжек при подъеме, приподнять трубы до ближайшего рабочего соединения, восстановить циркуляцию на пониженной (до 8–16 л/с) производительности бурового насоса.

9. Проработать ствол скважины на величину ведущей трубы на пониженной производительности. После выравнивания давления при полном заходе ведущей трубы промыть ствол скважины на полной производительности в течение одного цикла циркуляции.

10. Нарращивание производить только после выравнивания давления и прекращения выноса шлама на производительности 32 л/с.

11. При невозможности восстановления циркуляции произвести полный подъем инструмента. При подъеме обеспечить долив скважины до устья.

12. Для проработки скважины собрать следующую компоновку: ДАП-214,2-ТБПК-127х9-24 м.

13. За 50 метров до места осложнения восстановить циркуляцию. Ствол скважины, как правило, прорабатывается только осевым перемещением бурового инструмента с промывкой. При необходимости периодического проворота инструмента ротором, контролировать усилие закручивания буровой колонны.

14. При невозможности восстановления ствола скважины роторной компоновкой произвести ее замену на компоновку с винтовым забойным двигателем. При отсутствии винтового забойного двигателя Ø172 мм, по решению главного инженера предприятия, может использоваться винтовой забойный двигатель Ø195 мм.

15. В процессе проработки и промывки недопустима длительная работа на одном месте без подачи инструмента.

## **8.5. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ**

### **ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ**

Процесс вскрытия пласта является важнейшим этапом рациональной разработки нефтегазовых месторождений. Высококачественное вскрытие продуктивных горизонтов обуславливает повышение эффективности геолого-разведочных работ и производительности скважин, улучшает приток нефти и газа из малопроницаемых пропластков, что способствует увеличению нефтегазоотдачи пластов.

Основной причиной ухудшения коллекторских свойств пласта в период вскрытия является проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы промывочной жидкости (проникающая в пласт вода снижает естественную проницаемость коллектора до 50% и более). Коэффициент продуктивности скважин после их глушения глинистым раствором в большинстве случаев снижается более чем в 2,5 раза. Дисперсионная среда, проникающая в нефтяной пласт, вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в продуктивном коллекторе; образует водонефтяные эмульсии; образует нерастворимые осадки в порах продуктивного пласта при взаимодействии с высокоминерализованной водой. Проникновение глинистых частиц начинается при проницаемости пород около 270 мД. С увеличением проницаемости кернов отрицательное влияние проникающих частиц усиливается.

Проницаемость призабойной зоны снижается и в процессе вскрытия пласта перфорацией, так как качество жидкости, заполняющей ствол скважины перед перфорацией, обычно бывает низким. Буровой раствор, попадая в перфорационные каналы, закупоривает их твердыми частицами, а отфильтровавшаяся из раствора вода проникает в пласт и снижает его проницаемость. Чем выше давление на пласт, тем сильнее закупориваются перфорационные каналы и уменьшается коэффициент продуктивности скважин. Поэтому для создания лучших условий притока жидкости из пласта в скважину перфорацию необходимо производить при минимально возможном превышении забойного давления над пластовым. Качество вскрытия пласта зависит также от плотности перфорации — числа отверстий, приходящихся на 1 м колонны. Для каждого месторождения должны быть установлены научно обоснованные нормы плотности перфорации. При этом необходимо рассмотреть и экономическую сторону вопроса, так как стоимость перфорации высока и занимает большой удельный вес в общих затратах на освоение скважин. Проведенные исследования показали, что коэффициент продуктивности скважин растет пропорционально увеличению плотности перфорации в интервале от 5 до 10 отверстий. Последующее увеличение плотности перфорации приводит к незначительному росту коэффициента продуктивности.

К основным задачам, решение которых может обеспечить сохранение естественной проницаемости призабойной зоны пласта, можно отнести:

- выбор типа промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта;
- выбор конструкции скважины и способа цементирования эксплуатационной колонны;
- определение интервала перфорации эксплуатационной колонны;
- снижение противодавления на пласт до безопасного значения;
- сокращение времени, в течение которого буровой раствор контактирует со стенкой скважины в призабойной зоне.

## 9. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

### 9.1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

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, магнитные, в зависимости от физических свойств пород, на изучении которых основываются указанные методы.

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.

#### 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 омметров.

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 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.

Область применения метода:

- детальное расчленение разреза по величинам кажущегося удельного сопротивления пластов;
- 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.

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 воз-

можно 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 (ЭДС), возникающими под действием различных физико-химических процессов. Главными из них являются диффузионно-адсорбционные ЭДС, наблюдаемые при соприкосновении электролитов различной концентрации (глинистый раствор — пластовая вода); фильтрационные ЭДС, возникающие на границе скважина — пласт при перемещении электролита под действием избыточного давления; ЭДС окислительно-восстановительных реакций в зоне соприкосновения породы с окружающими пластами и глинистым раствором.

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

**Гамма-метод (ГМ).** Горные породы, составляющую 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 — гидroxимические осадки (за исключением калийных солей) и каменные угли.

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. Гамма-метод основан на изучении естественного гамма-излучения горных пород.

Область применения метода:

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



**Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКТ).** При этом методе измеряют плотность тепловых нейтронов на заданном расстоянии от источника нейтронов. Аппаратура, применяемая при измерениях ННКТ, такая же, как для других радиоактивных методов, только в качестве детектора вместо счетчиков гамма-квантов используют счетчики тепловых нейтронов. Под действием тепловых нейтронов, попавших в цилиндр этого счетчика, возникают электрические импульсы. Число импульсов в единицу времени характеризует плотность тепловых нейтронов. Для защиты счетчика от прямого воздействия нейтронов источника между ними устанавливается экран, состоящий из стали и водородосодержащего материала (пластмассы и т.п.). Показания ННКТ в основном соответствуют показаниям НГК. На диаграммах ННКТ пористые породы отмечаются низкими показаниями, а плотные породы с незначительным содержанием водорода — высокими. Однако при ННКТ увеличивается влияние элементов с большой поглощающей способностью, в частности, хлора. В отличие от НГК, показания ННКТ уменьшаются с ростом содержания хлора в породах и промывочной жидкости.

В комплексе с НГК ННКТ применяют при контроле за процессом разработки нефтяных залежей, для чего проводят периодические измерения указанным комплексом в эксплуатационных скважинах с целью определения текущего положения водонефтяного контакта.

### **АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД**

При 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.

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.

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.

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, сульфиды), определение высоты подъема цемента за колонной, утечек газа, притоков вод.

## 9.2. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Телеметрические системы в процессе бурения горизонтальных скважин позволяют получать на поверхности в реальном масштабе времени текущие измерения по зенитному углу, азимуту и по положению отклонителя относительно ствола скважины. А программное обеспечение позволяет строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию горизонтальной скважины.

Телеметрическая система включает в себя:

1. Забойный инструмент — диамагнитное УБТ, в которое вставляется сборка телесистемы, состоящая из:
  - зонда, который производит измерения и кодирует их;
  - блока пульсатора с генератором, который обеспечивает питание забойного оборудования и передачу кодированного сигнала на поверхность.
2. Наземное оборудование состоит из:
  - датчика преобразования кодированного сигнала в электрический сигнал;
  - интерфейсного блока, который преобразовывает электрический сигнал в цифровое значение;
  - компьютера с программным обеспечением.

### СИСТЕМА ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКАЯ БУРОВАЯ СИБ-1М

Система инклинометрическая буровая СИБ-1М предназначена для измерения на забое и индикации на поверхности земли азимута и зенитного угла ствола наклонно-направленной скважины, угла установки отклонителя в процессе турбинного бурения.

СИБ-1М может применяться при следующих технологических операциях турбинного бурения:

- для ориентирования отклонителя на забое при необходимости изменения азимута ствола скважины или его зенитного угла;
- для ориентирования отклонителя на забое в вертикальных скважинах с зенитным углом менее  $3,2^\circ$  при зарезке ствола по заданному проектом направлению;
- для определения угла закручивания бурильной колонны реактивным моментом забойного двигателя при бурении вертикальных и наклонных скважин.

СИБ-1М используется при бурении скважин турбобурами в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий.

СИБ-1М может эксплуатироваться в следующих условиях:

- температура окружающей среды от  $-10^\circ\text{C}$  до  $+120^\circ\text{C}$ ;
- вибрации с ускорением  $150 \text{ м}^2/\text{с}$  с частотой 10–70 Гц;
- максимальное гидростатическое давление 60 МПа
- максимальные знакопеременные нагрузки на скважинный прибор  $10^6 \text{ Н}$ .

**Технические характеристики:**

1. СИБ-1М обеспечивает измерение следующих параметров (во время остановки процесса бурения):

- зенитного угла от  $0^\circ$  до  $100^\circ$ ; азимута от  $0^\circ$  до  $360^\circ$ ;
- угла установки отклонителя от  $0^\circ$  до  $360^\circ$ ;
- регистрацию параметров наземных датчиков, принимаемых от комплекса КУБ-01.

2. Пределы допускаемого значения основной абсолютной погрешности определения статических значений параметров (при отсутствии вибрации) должны быть не более для:
  - зенитного угла  $\pm 0,1^\circ$ ;
  - азимута (при зенитном угле не менее  $\pm 3^\circ$ )  $\pm 2^\circ$ ;
  - угла установки отклонителя (во всем диапазоне)  $\pm 2^\circ$ .
3. Напряжение питания (сеть)  $220+40/-70$  В, частотой  $50\pm 1$  Гц.
4. Мощность, потребляемая СИБ-1М, не более 1000 ВА.
5. Минимальное напряжение сигнала на выходе электромагнитного канала связи при отношении «сигнал/шум» = 1:2, при котором сохраняется работоспособность и заданные погрешности определения параметров скважинного прибора, должно быть не более 250 мкВ.
6. Турбогенератор СИБ-1М обеспечивает работоспособность при давлении бурового раствора до 60 МПа и расходах бурового раствора от 14 до 75 л/с.
7. Мощность турбогенератора при работе на активную нагрузку составляет не менее 235 Вт при напряжении на нагрузке  $(15\pm 1,5)$  В и токе нагрузки  $(16\pm 1,6)$  А.
8. Рабочая частота вращения турбогенератора составляет от 1000 до 1500 об/мин.
9. Расход трансформаторного масла, залитого во внутренний объем генератора переменного тока, не более 0,25 л на 50 ч работы в скважине.
10. Масса скважинного прибора  $700\pm 20$  кг;
11. Габаритные размеры скважинного прибора:
 

длина	8,5 м;
диаметр	$(172\pm 8)$ мм.

## УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СИБ-1М

СИБ-1М состоит из скважинного прибора (в дальнейшем СК) и комплекса наземной аппаратуры (в дальнейшем КНА).

Принцип действия поясняется на рисунке 9.1. При подаче напряжения между турбобуром (3) и колонной (4), электрически разделенных изолирующей вставкой (1), происходит растекание тока в породе, окружающей скважину. Часть тока, которая достигает поверхности, можно обнаружить, подключив вход приемника к буровой и к приемной антенне (5), установленной на расстоянии 50–150 м от буровой.

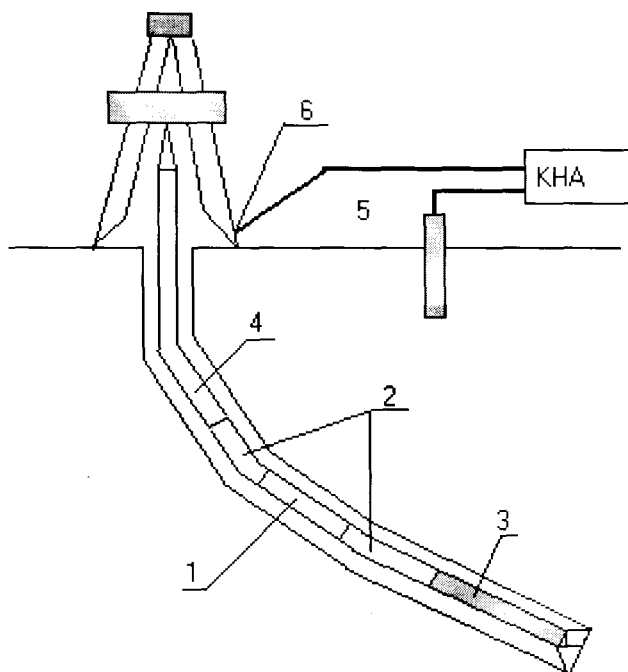


Рис. 9.1. СИБ-1М

1 — изоляционная вставка; 2 — скважинный прибор; 3 — турбобур; 4 — буровая колонна; 5 — заземлитель; 6 — струбцина.

Для увеличения дальности приема и повышения скорости передачи информации применена система связи с последующей корреляционной обработкой сигнала.

Для приема сигнала с СК используется последовательный канал связи. Начало посылки обозначается синхропоследовательностью, за которой следуют коды величин четырех цифровых параметров: зенита, азимута, положения отклонителя и резервного параметра. Эти параметры измеряются универсальным цифровым модулем инклинометра. Измеренные величины преобразуются в помехоустойчивый код и модулируются шумоподобным сигналом.

Сформированный таким образом сигнал подается на управляемый выпрямитель. Выпрямитель преобразует переменный ток, вырабатываемый турбогенератором в постоянный. Этот ток подводится к металлическим частям корпуса, электрически не связанным между собой. В зависимости от управляющего сигнала, ток от турбогенератора протекает либо от той части

компоновки бурильной колонны, которая расположена ниже СП через породу к верхней части колонны, либо наоборот.

На поверхности сигнал снимается с приемной антенны и подается на вход приемника КНА. Уровень сигнала на входе может изменяться от единиц вольт (на малых глубинах) до десятков микровольт (на максимальных глубинах бурения). Поэтому на входе приемника установлен ограничитель напряжения.

В приемнике происходит усиление и фильтрация принятого сигнала. Усиленный входной сигнал подается на вход АЦП блока инклинометрического микроконтроллерного (в дальнейшем БИМ). В БИМ данные дешифрируются и после дешифрации выдаются на компьютер. Кроме параметров инклинометрии («Зенит», «Азимут», «Отклонитель») с СП передается параметр «Частота», характеризующий режим работы турбогенератора и качество прохождения посылок, содержащих данные замеров в статическом режиме.

Помимо параметров, принимаемых от СП, на компьютер выводится вычисляемый параметр «Достоверность». Этот параметр является контрольным и отражает соотношение сигнал/шум в канале связи СП — поверхность. Ориентируясь на этот параметр, оператор получает возможность при работе в сложных условиях (большая глубина либо наличие большого количества помех) отобрать данные наименее подвергнутые влиянию помех.

Данные от наземных измерителей комплекса КУБ-01 (измеритель положения талевого блока, измеритель веса на крюке и измеритель давления бурового раствора и т.д.) через коммутационное устройство поступают на другой вход БИМ, где нормализуются.

С выхода микроконтроллера информация, содержащая параметры СП и наземных датчиков, поступает в промышленный компьютер, соединенный с монитором, принтером и клавиатурой. Компьютер визуализирует данные на мониторе в виде цифр и графиков и сохраняет их на жестком диске. Кроме того, с компьютера можно корректировать некоторые технологические параметры. Например, предусмотрено введение поправки к углу установки отклонителя, в случае несовпадения метки «0 отклонителя» СП и метки «0» отклоняющего инструмента. В этом случае угол между метками измеряется по часовой стрелке от метки на корпусе диполя и вводится вручную с клавиатуры.

## СИСТЕМА DWD ФИРМЫ SPERRY-SUN

Система инклинометрии во время бурения (Directional While Drilling-DWD) фирмы Sperry-Sun представляет собой телеметрический инструмент, который производит замеры инклинометрических данных и угла установки отклонителя (УУО), кодирует информацию и передает ее на поверхность по раствору внутри бурильной колонны посредством положительных импульсов давления. Принятая информация декодируется, выводится на дисплей и сохраняется в наземном компьютере. В целях получения данных гамма-каротажа к базовой системе можно добавить зонд гамма-каротажа (NGP) и периферийное оборудование.

Измеряемые параметры:

- угол установки отклонителя (магнитный или гравитационный);
- зенитный угол ствола скважины;
- азимут ствола скважины;
- температура инструмента;
- частота вращения ротора пульсатора;
- естественная радиоактивность среды (число гамма-отсчетов в секунду или в единицах API).

Наземная система измерения в процессе направленного бурения на базе персонального компьютера (PCDWD Surface System). Система PCDWD разработана как наземная система измерения в процессе направленного бурения на базе персонального компьютера. Ее основной функцией является сбор данных о направлении бурения, переданных посредством импульсов давления в системе циркуляции, выполняемый приборами системы измерения в процессе бурения, и составление отчета по этим данным. Данные в реальном масштабе времени представляются бурильщику направленного бурения на площадку буровой по системе монитора бурильщика со встроенной защитой. Для заказчика может быть создан и распечатан отчет по инклинометрии.

Система PCDWD может быть сконфигурирована для работы на большинстве IBM-совместимых компьютеров. Она содержит различные функции для проверки наземной аппаратуры и забойных электронных приборов. В состав системы входят три полосовых фильтра и фильтр числа ходов насосов, которые упрощают прием, а также экран анализа частот, который помогает установить параметры фильтров. Импульсы давления можно записать в цифровом виде и затем воспроизводить для дальнейшего анализа.

### ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА 650 MWD НА ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ИМПУЛЬСАХ

Телеметрическая система 650MWD предназначена для проведения инклинометрии скважин и получения информации об угле установки отклонителя в процессе бурения при использовании утяжеленных бурильных труб (УБТ) размером от 171 до 203 мм и расходе бурового раствора от 14,16 до 41 л/сек.

#### *Удаление датчиков зонда от долота*

Расстояние от инклинометрических датчиков до долота, известное также как расстояние от зонда до долота (рис. 9.2), рассчитывается с помощью следующего уравнения (в метрах):

Удаление инклинометрического датчика =

$$= \text{длина подвешного переводника} + \text{длина КНБК} - A - 2,21$$

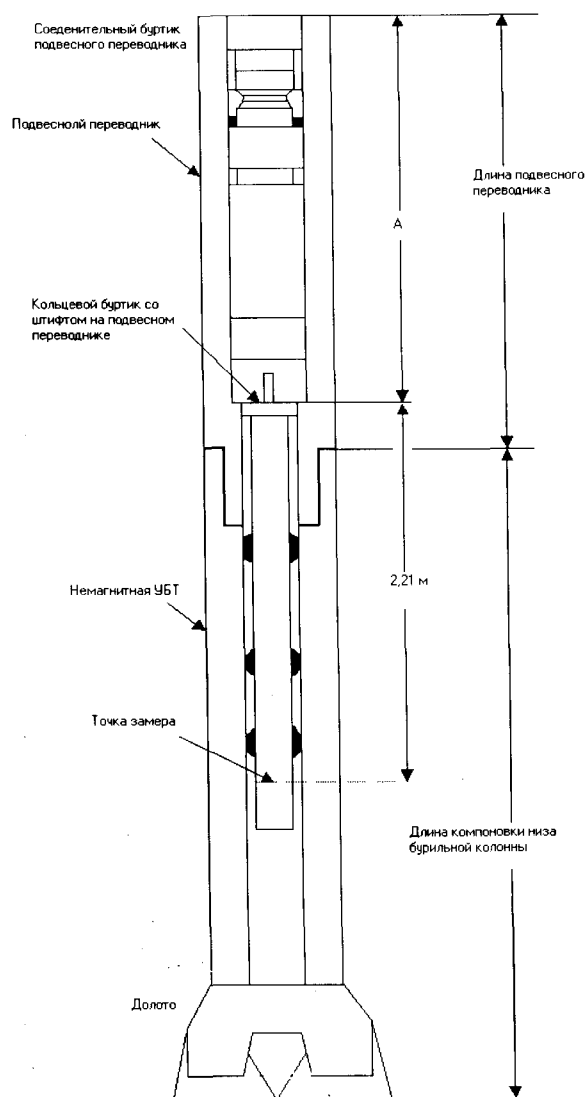


Рис. 9.2. Удаление инклинометрического датчика

# Техническая характеристика системы 650 MWD

Таблица 9.1

Наименование	Величина параметра
Азимут	$\pm 1,5^\circ$ для зенитных углов $>10^\circ$ и угла магнитного склонения $<70^\circ$
Зенитный угол	$\pm 0,2^\circ$ для $0-180^\circ$
Определение угла установки отклонителя (УУО)	$\pm 2,8^\circ$
Определение УУО акселерометрами	$\pm 2,8^\circ$
Разрешающая способность при определении УУО	Программное обеспечение для зонда инклинометрии передает 7-битные слова, отвечающие положению зонда. Этим предусматривается разрешение $5,6^\circ$ и точность $\pm 2,8^\circ$ при определении УУО
Обновление данных инклинометрии	При включении насосов или по желанию во время долбления
Обновление данных УУО	Каждые 14 сек при скорости передачи 0,5 Гц Каждые 8,75 сек при скорости передачи 0,8 Гц
Время передачи результатов инклинометрии	Режим зонда и скорости передачи зависимы. См. время передачи данных в руководстве на компьютер
<i>Режим работы скважинного зонда</i>	
Максимальная температура	$140^\circ\text{C}$
Максимальное давление	103,45 МПа
Немагнитный подвесной переводник	$6\frac{1}{2}"$ (165 мм), $6\frac{3}{4}"$ (171,5 мм), 7" (177,8 мм), $7\frac{1}{4}"$ (184,2 мм), $3\frac{3}{4}"$ (196,9 мм), 8" (203,2 мм) Номинальная длина 1 830 мм
Стандартная немагнитная УБТ	Внутренний диаметр 71,5 мм для расходов менее 41 л/сек Наружный диаметр зависит от размера подвесного переводника. Минимальная длина 6 100 мм
<i>Рабочая среда и характеристики телесистемы 650 MWD</i>	
Расход	от 14,16 до 41 л/сек
Плотность бурового раствора	2160 кг/м <sup>3</sup>
Содержание песка	менее 2%, рекомендуется менее 1%
Рекомендованная продолжительность работы MWD	Режим инклинометрии 200 ч Режим определения УУО 60 ч

## ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРОВОДКЕ СКВАЖИН С ТЕЛЕСИСТЕМОЙ

### Порядок проектирования траектории

1. Не позднее трех дней до начала бурения скважины с телесистемой заместитель начальника ИТС по геологии вносит в «Дело» скважины за своей подписью ее проектные данные с географическими координатами куста, на котором она расположена.

2. Не позднее двух суток до начала бурения скважины с телесистемой зам. начальника ИТС по технологии делает расчет напряженности магнитного поля ( $B_e$ ), угла вхождения магнитных силовых линий ( $Dip$ ) местоположения скважины и вносит их с датой расчета за своей подписью в «Дело» скважины.

3. При получении проектных данных на скважину начальник партии и ведущий инженер ИТС независимо друг от друга рассчитывают проектный профиль PROPOSAL-1 и не позднее двух суток до начала работ с телесистемой предоставляют их, интерполированные через 50 м, на утверждение заместителю начальника ИТС по технологии. При глубине скважины по стволу более 3 000 м проект утверждает начальник ИТС.

4. Проектная траектория должна учитывать максимально возможную глубину спуска геофизического прибора под собственным весом при ОК (зенитный угол ствола скважины до  $67^\circ$ ), при этом разрезной переводник должен располагаться как минимум на 10 м выше «башмака» кондуктора.

5. Утвержденный проектный профиль согласовывается ведущим инженером ИТС с главным технологом УБР, главным инженером УБР и начальником отдела строительства горизонтальных скважин управления по бурению ОАО «Сургутнефтегаз».

6. После бурения под кондуктор и проведения инклинометрии начальник партии ИТС уточняет и согласовывает глубину бурения вертикального участка скважины с заместителем начальника ИТС по технологии. При зенитных углах в кондукторе более  $3^\circ$  — уточненная глубина вертикального участка передается начальнику смены ЦИТС или РИТС за подписью зам. начальника ИТС по технологии для передачи на буровую.

7. После получения от заместителя начальника ИТС по геологии координат забойной точки вертикального участка скважины, начальник партии пересчитывает проектный профиль. При этом делает перерасчет координат выданной забойной точки с истинного на магнитный Север (из выданного геофизиками дирекционного угла вычитается магнитное склонение в точке расположения скважины, выданное маркшейдерской службой заказчика). Новый (уточненный) PROPOSAL-2 согласовывается по телефону с заместителем начальника ИТС по технологии.

8. PROPOSAL-2 передается по модемной связи ведущему инженеру ИТС для осуществления контроля за строительством траектории скважины.

### Проводка траектории до привязочного каротажа

1. «Зарезка» с вертикального участка производится забойным двигателем ДОТ-172 с углом перекоса не более  $2^\circ$ . При этом нагрузка на долото не должна превышать 3–4 тонны с целью ограничения разброса показаний (*tool face*) при бурении по магнитному углу до  $\pm 20^\circ$ .

2. После переключения с режима автоматического определения (по магнитному углу) на режим гравитационного определения угла установки отклонителя необходимо остановить бурение и произвести замер для определения фактического положения направления скважины.

3. Расчет траектории скважины по замерам телесистемы ведется по абсолютному азимуту. Напряженность магнитного поля ( $B_e$ ) и угол вхождения магнитных силовых линий ( $Dip$ ) вводятся в программу PCDWD согласно значениям, внесенным заместителем начальника ИТС по технологии в «Дело» скважины.

4. КНБК на каждое долбление с телесистемой определяет начальник партии и записывает ее до начала бурения в буровой журнал.

5. Бурение до первого привязочного каротажа ведется в строгом соответствии с утвержденным профилем PROPOSAL-2. Измерения производятся не реже чем через каждые 6 метров бурения, а на участке стабилизации ниже интервала установки ЭЦН — не реже чем через 12 метров проходки.

При этом расстояние между фактической точкой и проектной не должно превышать 7 метров в горизонтальной и 1,5 метра в вертикальной проекциях. Интенсивность искривления скважины в интервале спуска ЭЦН не должна превышать  $2,5^{\circ}/10$  м. В интервале установки ЭЦН zenithный угол должен быть не более  $40^{\circ}$ , а интенсивность искривления не должна превышать  $0,25^{\circ}/10$  м. Длина интервала с интенсивностью  $0,25^{\circ}/10$  м (под установку ЭЦН) должна быть не менее 40 м.

6. При отклонениях фактической траектории скважины в интервале установки ЭЦН от действующего регламента начальник инженерно-телеметрической партии передает параметры траектории заместителю начальника ИТС по геологии. Дальнейшее бурение разрешается только после согласования с заказчиком и получения разрешения от заместителя начальника ИТС по геологии на углубление скважины.

7. Реперный пласт для проведения первого привязочного каротажа вскрывается на глубину по стволу не менее 17 метров (глубину кровли пласта инженер по бурению ИТС определяет по диаграмме ДМК станции «Разрез-2»), вертикальная отметка точки замера при этом должна соответствовать требуемой геологической службой.

При несоответствии указанных отметок кровли реперного пласта инженер по бурению ИТС обязан согласовать глубину вскрытия с заместителем начальника ИТС по геологии.

#### **Вход в горизонт и проводка горизонтального участка**

1. До начала бурения горизонтального участка скважины заместитель начальника ИТС по геологии предоставляет начальнику партии геологический профиль.

2. При получении телефонограммы по результатам привязочного каротажа начальник партии делает перерасчет траектории скважины PROPOSAL-3.

3. Бурение при входе в горизонт, по горизонтальному участку, а также пересечение трудно-буримых (заглинизированных) пластов производится долотом R-190 и забойным двигателем-отклонителем, обеспечивающим интенсивность изменения кривизны не менее  $3^{\circ}/10$  м.

4. Проводка траектории скважины при входе в горизонтальный участок, имеющий направление восток-запад, осуществляется откалиброванным в лаборатории и протестированным непосредственно перед началом бурения зондом телесистемы.

5. Бурение до входа в горизонтальный участок ведется в строгом соответствии с PROPOSAL-3. Измерения угла и азимута производятся не реже чем через 6 метров бурения.

6. После каждого замера строится новый PROPOSAL, пространственная интенсивность кривизны в котором должна быть меньше средней фактической интенсивности при направленном бурении забойным двигателем текущего долбления. Расстояние между фактической точкой и проектной не должно превышать 10 м в горизонтальной и 1,0 м в вертикальной проекциях.

7. При невыполнении какого-либо из условий п. 4.5 инженер по бурению ИТС прекращает бурение и сообщает об этом начальнику партии, руководству ИТС. Возобновляет работу по проводке скважины только после выяснения причин случившегося, принятия мер по их недопущению и получения от начальника ИТС или его заместителя по технологии разрешения на дальнейшее бурение.

8. После проведения каждого промежуточного каротажа в распечатках замеров телесистемы и прибора ИОН-1, предоставляемых геологу ответственным работником партии ИТС, указывается величина отклонения фактической траектории скважины от проектной в горизонтальной проекции за свой подписью.

9. При отклонении траектории ствола скважины по замерам ИОН-1 от проекта на 20 м и более дальнейшая ее проводка ведется по специальному плану, согласованному с начальником ИТС.

10. Точкой входа в горизонтальный участок считается точка входа в геометрический цилиндр с параметрами:

- диаметр 60 м ( $\pm 30$  м от проектной точки входа в горизонтальный участок),
- высота 2 м ( $\pm 1$  м от проектной точки входа в горизонтальный участок).

11. Точка траектории ствола скважины, ближайшая к проектным координатам точки входа в горизонтальный участок, считается началом горизонтального участка.



12. При непопадании траектории скважины в проектный геометрический цилиндр координаты начала горизонтального участка определяет геологическая служба НГДУ.

13. Бурение по горизонтальному участку ведется согласно указаниям геологических служб НГДУ и УБР. По результатам каждого замера строится текущий проект траектории на указанный в телефонограмме интервал бурения. Измерения зенитного угла и азимута производятся не реже чем через каждые 6 метров проходки.

14. При бурении горизонтального участка горизонтальная проекция траектории ствола скважины по замерам прибора ИОН-1 должна оставаться в коридоре допуска  $\pm 30$  м. При этом не допускается выход траектории ствола скважины по замерам телесистемы в горизонтальной проекции за пределы допуска  $\pm 30$  м.

15. Если в процессе бурения выясняется, что фактический профиль выходит за пределы установленного коридора или текущий прогноз допускает выход ствола скважины из него, инженер по бурению ИТС прекращает дальнейшее бурение. Сообщает об этом начальнику партии, руководству инженерно-теlemetryческой службы и возобновляет работу по проводке только после выяснения причин случившегося, принятия мер по их недопущению и получения от начальника ИТС или его заместителя по технологии разрешения на дальнейшее бурение.

#### **Порядок работ при «срезке» ствола скважины**

1. Решение по «срезке» ствола в горизонтальной скважине принимается на техническом совещании УБР.

2. При «срезке» в горизонтальном участке ствола скважины длину наработки «желоба» ограничивать 6 м, длину участка направленного бурения под  $180^\circ$  — 4 м, замеры параметров кривизны производить не реже, чем через каждые 3 м бурения.

3. Работы при «срезке» ствола производятся под руководством заместителя начальника ИТС по технологии согласно плану работ, утвержденному главным инженером управления.

### **9.3. КОМПЛЕКСЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

#### **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС АМАК «ОБЬ»**

Бескабельный технологический комплекс АМАК «Обь» предназначен проведения ГИС на бурильном инструменте в открытом стволе круто наклонных и горизонтальных скважин с записью информации в твердую память, без применения бронированного геофизического кабеля. Область применения комплекса — эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с наклонными (свыше  $55^\circ$ ) и горизонтальными окончаниями, диаметром 190, 215,9 и 243 мм, глубиной до 6000 м, радиусом искривления более 60 м, бурящиеся с применением бурильных труб с внутренним диаметром не менее 95 мм.

Комплекс должен эксплуатироваться совместно со станцией ГТИ «Разрез-2» и состоит из отдельных модулей, обеспечивающих промыслово-геофизические исследования методами: инклинометрии, ПС, ГК, 2ННК-Т, ВИКИЗ.

Рабочие условия применения для скважинных модулей комплекса (стеклопластикового электропрозрачного контейнера и переводника):

- рабочая среда — пластовая вода, промывочная жидкость, буровой раствор, нефть;
- температура рабочей среды от  $0^\circ$  до  $120^\circ\text{C}$ ;
- гидростатическое давление до 120 МПа и регламентируется характеристиками применяемых скважинных приборов.

#### **Технические данные комплекса АМАК «Обь»**

Диаметр защитных кожухов модулей АМАК «Обь»	73 мм;
Осевая растягивающая нагрузка на стеклопластиковый контейнер	не менее 300 кг;
Внутренний диаметр контейнера	100 мм;

Габаритные размеры и масса составных частей комплекса с применением контейнера приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2

№ п/п	Наименование	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
		длина	диаметр	
1	Стеклопластиковый контейнер	8500	170	280
2	ВИКИЗ и ПС	4897	73	30
3	Блок памяти ВИКИЗ	1900	73	28
4	Блок СРК	3700	73	62
5	Инклинометр	3000	73	43
6	Блок памяти инклинометра	2000	73	28
7	Переводник с посадочным седлом, со шпонкой и электрической шиной	350	162	22
8	Переводник с посадочным седлом	520	172	31
9	Шток с удерживающим устройством	1300	84	10
10	Шток с удерживающим устройством	700	84	8
11	Шайба стопорная	55	105	1
12	Шайба стопорная	55	112	1,2

#### Устройство и работа комплекса АМАК «Обь»

**Стеклопластиковый контейнер** предназначен для доставки в интервал исследований и preservation от механических повреждений скважинных приборов, установленных в нем. Контейнер выполнен из перфорированной стеклопластиковой трубы и не оказывает влияния на результаты работы скважинных приборов, т.е. он электропрозрачен. На концах стеклопластиковой трубы посажены посредством резьбы и эпоксидного компаунда заглушка и муфта с замковой резьбой 3-133 ГОСТ 5286—75 и внутренним диаметром 80 мм.

**Переводник** с посадочным седлом, шпонкой и электрической шиной предназначен для соединения стеклопластикового контейнера с трубой ЛБТ-147, фиксации автономной аппаратуры от возможных осевых перемещений и вращения в контейнере, а также для осуществления надежного электрического контакта корпуса блока памяти ВИКИЗа с бурильной колонной.

**Переводник** с посадочным седлом предназначен для соединения труб ЛБТ-147 и для установки на посадочном седле штока с фиксацией от осевого перемещения автономной аппаратуры.

**Шток** с удерживающим устройством длиной 1300 мм предназначен для удержания на седле переводника ВИКИЗа, аварийного извлечения аппаратуры из бурильной колонны и пропуска бурового раствора при промывке.

**Шток** с удерживающим устройством длиной 700 мм предназначен для удержания на седле переводника аппаратуры СРК и инклинометра, аварийного извлечения аппаратуры из бурильной колонны и пропуска бурового раствора при промывке.

**Шайбы** стопорные предназначены для удержания автономных приборов от осевого смещения при спуске бурильной колонны на забой.

#### Подготовительные работы

Сборка модулей АМАК «Обь» для спуска и подъема из скважины производится в соответствии с действующим Регламентом на проведение промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин комплексом АМАК «Обь» на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «ГОРИЗОНТАЛЬ-1»

Технологический комплекс «Горизонталь-1» предназначен для доставки скважинных приборов на забой горизонтальных и круто наклоненных стволов скважин, их протяжки по исследуемому интервалу, передачи информации на поверхность по бронированному геофизическому кабелю и привязки измерений к исследуемому интервалу при проведении промыслово-геофизических исследований.

Область применения комплекса — эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с горизонтальными и круто наклоненными продолжениями, диаметром более 200 мм, глубиной до 6000 м, радиусом искривления более 60 м, бурящиеся с применением бурильных труб с внутренним диаметром не менее 95 мм.

Комплекс должен эксплуатироваться совместно с каротажной станцией любого типа, подъемником с трехжильным кабелем диаметром 10,1–10,5 мм и комплексом скважинных приборов диаметром до 90 мм и длиной до 24 м, обеспечивающих промыслово-геофизические исследования методами инклинометрии, ПС, ИК, ГК, ННК-Т, ВИКИЗ.

Рабочие условия применения для скважинной части комплекса (стеклопластикового электропрозрачного контейнера и переводника):

- рабочая среда — пластовая вода, промывочная жидкость, буровой раствор, нефть, газ;
- температура рабочей среды от 0 до 120°C;
- гидростатическое давление до 120 МПа и регламентируется характеристиками применяемых скважинных приборов.

### Технические данные комплекса «Горизонталь-1»

Грузоподъемность жимка переводника кабеля	не менее 5 т
Разрывное усилие кабеля	не менее 6 т
Осевая растягивающая нагрузка на защитный контейнер	не менее 300 кг
Внутренний диаметр переходника	90 мм
контейнера	100 мм
Полный срок службы стеклопластикового контейнера до списания	не менее 5 лет или не менее 200 операций*

\* Под операцией следует понимать один спуск-подъем оборудования для проведения исследований

### Устройство и работа комплекса «Горизонталь-1»

Комплекс состоит из скважинного и устьевого оборудования. К скважинному оборудованию относятся: стеклопластиковый контейнер, разрезной переводник и охранный кожух. К устьевому оборудованию — подвеска верхнего ролика, устройства стабилизации натяжения кабеля.

Таблица 9.3

№ п/п	Наименование	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
		длина	диаметр	
1	Стеклопластиковый контейнер	8500	170	280
2	Разрезной переводник	494	152	68,5
3	Кожух защитный	600	180	25
4	Жимок	170	98	
5	Устройство крепления верхнего ролика			
6	Устройство стабилизации натяжения кабеля	12500	127	более 200
	Общая масса комплекта			650

Работа комплекса заключается:

- в доставке на бурильных трубах стеклопластикового контейнера, «прозрачного» для различных геофизических исследований скважин и скважинного прибора, размещенного в нем, на забой горизонтального ствола скважины.
- в обеспечении электрической связи «забой-устье» с целью подачи питания на скважинный прибор и передачи информации от него на поверхность с применением геофизического кабеля.
- в проведении геофизических исследований горизонтального ствола скважин путем протяжки скважинного прибора вместе с контейнером по исследуемому интервалу с определенной скоростью, которая зависит от типа применяемого скважинного прибора и технических возможностей буровой установки.

#### **Устройство и работа составных частей комплекса**

**Подвеска** предназначена для установки датчика натяжения и геофизического ролика к элементу конструкции буровой установки у корзины верхового на дальней стойке.

**Стеклопластиковый контейнер** предназначен для доставки в интервал исследований и предохранения от механических повреждений скважинных приборов, установленных в нем. Контейнер выполнен из перфорированной стеклопластиковой трубы и не оказывает влияния на результаты работы скважинных приборов, т.е. он электропрозрачен. На концах стеклопластиковой трубы посажены посредством резьбы и эпоксидного компаунда ниппели и муфты с замковой резьбой 3-133 ГОСТ 5286–75, с помощью которой они соединяются между собой в единый контейнер. Первая труба контейнера заканчивается дюралюминиевым наконечником с радиусом закругления 45 мм. В наконечнике имеются отверстия для прохода промывочной жидкости. Защитный контейнер в зависимости от длины устанавливаемых в нем приборов, может иметь длину 8,5 м или 17 м.

**Разрезной переводник** предназначен для удержания веса кабеля, находящегося в колонне, и вывода его из внутреннего пространства бурильной колонны в за колонное пространство.

**Охранный кожух** предназначен для защиты геофизического кабеля от механических повреждений, в месте его вывода из разрезного переводника.

**Устройство стабилизации** натяжения кабеля предназначено для обеспечения постоянного натяжения геофизического кабеля при подъеме и спуске бурильного инструмента.

#### **Подготовительные работы**

Сборка модулей «Горизонталь-1» для спуска и подъема из скважины производится в соответствии с действующим Регламентом на проведение промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин комплексом «Горизонталь-1» на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

### **9.4. НЕСТАНДАРТНЫЕ МЕТОДЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

#### **Определение мест прихватов с помощью акустического цементомера**

Интервал прихвата, а не только его верхнюю границу во всех возможных случаях целесообразно находить с помощью акустического цементомера.

Для этого регистрируют относительную амплитуду продольной волны ( $A_k$ ) и время распространения продольной волны по породе ( $T_p$ ), поскольку интервал прихвата характеризуется максимальным  $A_k$  и минимальным  $T_p$  значениями.

Определение интервала прихвата позволяет с большей точностью определить группу (прилипание, заклинивание, обвал и т.п.) и место прихвата, а следовательно, дает возможность выбрать наиболее действенный способ его ликвидации.

С помощью акустических цементомеров можно находить интервал в алюминиевых и утяжеленных бурильных трубах, чего нельзя сделать прихватоопределителем.

Препятствием для массового применения акустических цементомеров с целью определения интервала прихвата является большой диаметр цементомера АКЦ-80 (его можно применять только в трубах диаметром 140–147 мм). Причем при использовании в трубах с высаженными внутрь концами диаметром 140 мм цементомеры должны иметь наружный диаметр 80 мм и резину, хорошо привулканизированную к корпусу.

## 10. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

### 10.1. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы изготавливают из углеродистых и легированных сталей, механические свойства которых приведены в таблице 10.1.

Механические свойства сталей,  
применяемых для изготовления обсадных труб

Таблица 10.1

Наименование показателя	Д		К	Е	Л	М	Р	Т
	Исполнение А	Исполнение Б	Исполнение Б					
Временное сопротивление разрыву $\sigma_r$ , МПа	655	637	687	689	758	862	1000	1103
Предел текучести $\sigma_t$ , не менее, МПа	379	373	490	552	655	758	930	1034
Предел текучести $\sigma_t$ , не более, МПа	552			758	862	965	1137	1241
Относительное удлинение $\delta_s$ , %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Допустимое отклонение по наружному диаметру обсадных труб для всех условных диаметров составляет 0,5% (исполнение А); до 219 мм составляет  $\pm 1\%$  (исполнение Б); а для труб диаметром свыше 219 мм —  $\pm 1,25\%$  (исполнение Б).

#### Условные обозначения труб

245х10-Д ГОСТ 632-80 для труб с короткой треугольной резьбой диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм, из стали группы прочности Д.

245-Д ГОСТ 632-80 для муфт к этим трубам.

У-245х10-Д ГОСТ 632-80 для труб с удлиненной треугольной резьбой диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм, из стали группы прочности Д.

У-245-Д ГОСТ 632-80 для муфт к этим трубам.

ОТТМ-245х10-Д ГОСТ 632-80 для труб с трапецеидальной резьбой диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм, из стали группы прочности Д.

ОТТМ-245-Д ГОСТ 632-80 для муфт нормальных к этим трубам.

ОТТМ-245-Д-С ГОСТ 632-80 для муфт специальных (с уменьшенным наружным диаметром) к этим трубам.

ОТТГ-245х10-Д ГОСТ 632-80 для труб с высокогерметичными соединениями диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм, из стали группы прочности Д.

ОТТГ-245-Д ГОСТ 632-80 для муфт нормальных к этим трубам.

ОТТГ-245-Д-С ГОСТ 632-80 для муфт специальных (с уменьшенным наружным диаметром) к этим трубам.

ТБО-168х9-Д ГОСТ 632-80 трубы безмуфтовые раструбные из стали группы прочности Д с условным диаметром 168 мм, толщиной стенки 9 мм.

Для труб и муфт исполнения А после обозначения стандарта ставится буква «А».

#### Маркировка обсадных труб

На трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от одного из концов должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой:

- Условный диаметр трубы, мм.
- Номер трубы.
- Группа прочности.
- Толщина стенки, мм.
- Товарный знак или наименование предприятия-изготовителя и товарный знак.
- Месяц и год выпуска.

Место нанесения маркировки должно быть обведено или подчеркнуто устойчивой светлой краской. Высота знаков маркировки должна быть 5–8 мм. Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской:

- Условный диаметр трубы, мм.
- Группа прочности.
- Толщина стенки, мм.
- Длина трубы, см.
- Масса трубы, кг.
- Тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой).
- Вид исполнения (при поставке труб исполнения А).
- Товарный знак или наименование предприятия-изготовителя и товарный знак.

Высота знаков маркировки должна быть 35–60 мм.

На каждой муфте должна быть четко нанесена маркировка накаткой или ударным способом товарного знака предприятия-изготовителя, группы прочности, буквы «С» — специальных муфт к трубам ОТТМ и ОТТГ и вида исполнения муфты (для муфт исполнения А).

### Обсадные трубы по ГОСТ 632–80

Таблица 10.2

Условный диаметр, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Масса l м, кг	Наружный диаметр D <sub>м</sub> , мм	Длина L <sub>м</sub> , мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
Трубы с короткой треугольной резьбой							
114	114,3	5,2	103,9	14,0	127 (133)	158	3,7 (5,2)
		5,7	102,9	15,2			
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
127	127,0	5,6	115,8	16,7	141,3 (146)	165	4,6 (6,3)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159)	171	5,2 (7)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166	177	8,0
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			

Продолжение таблицы 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	181	9,1
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			
178	177,8	5,9	166,0	21,9	194,5 (198)	184	8,3 (10,0)
		6,9	164,0	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	12,8			
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	190	12,2
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
		12,7	168,3	56,7			
219	219,1	6,7	205,7	35,1	244,5	196	16,2
		7,7	203,7	40,2			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	74,5			
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	196	17,9
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
273	273,1	7,1	258,9	46,5	298,5	203	20,7
		8,9	255,3	57,9			
		10,2	252,7	65,9			
		11,4	250,3	73,7			
		12,6	247,9	80,8			
		13,8	245,5	88,5			
		15,1	242,9	96,1			
		16,5	240,1	104,5			
299	298,5	8,5	281,5	60,5	323,9	203	22,5
		9,5	279,5	67,9			
		11,1	276,3	78,3			
		12,1	273,7	87,6			
		14,8	268,9	103,5			

1	2	3	4	5	6	7	8
324	323,9	8,5	306,9	66,1	351,0	203	23,4
		9,5	304,9	73,6			
		11,0	301,9	84,5			
		12,4	299,1	95,2			
		14,0	295,9	106,9			
340	339,7	8,4	322,9	68,5	365,1	203	25,5
		9,7	320,3	78,6			
		10,9	317,9	88,6			
		12,2	315,3	98,5			
		13,1	313,5	105,2			
		14,0	311,7	112,2			
		15,4	308,9	123,5			
351	351,0	9,0	333,0	75,9	376,0	229	29,0
		10,0	331,0	84,1			
		11,0	329,0	92,2			
		12,0	327,0	100,3			
377	377,0	9,0	359,0	81,7	402,0	229	31,0
		10,0	357,0	90,5			
		11,0	355,0	99,3			
		12,0	353,0	108,0			
406	406,4	9,5	387,4	93,2	431,8	228	35,9
		11,1	384,2	108,3			
		12,6	381,2	122,1			
		16,7	373,0	160,1			
426	426,0	10,0	406,0	102,7	451,0	229	37,5
		11,0	404,0	112,6			
		12,0	402,0	122,5			
473	473,1	11,1	450,9	125,9	508,0	228	54,0
508	508,0	11,1	485,8	136,3	533,4	228	44,6
		12,7	482,6	155,1			
		16,1	475,8	195,6			
Трубы с удлиненной треугольной резьбой — У							
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
		10,2	93,9	26,7			
127	127,0	6,4	114,2	19,1	141,3 (146)	196	5,7 (7,0)
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
		10,7	105,6	30,7			



1	2	3	4	5	6	7	8
140	139,7	7,0	125,7	22,9	153,7 (159)	203	6,4 (8,5)
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	7,0	132,1	24,0	166,0	215,0	9,7
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
168	168,3	10,7	124,7	35,7	187,7	222	11,3
		7,3	153,7	29,0			
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
178	177,8	10,6	147,1	41,2	194,5 (198)	228	10,7 (12,4)
		12,1	144,1	46,5			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
194	193,7	10,4	157,0	12,8	215,9	235	15,5
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
		13,7	150,4	55,5			
219	219,1	15,0	147,8	60,8	244,5	254,0	21,6
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
245	244,5	12,7	168,3	56,7	269,9	266	25,3
		15,1	163,5	66,5			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	74,5			
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
		15,9	212,7	89,5			

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Масса l м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L <sub>м</sub> , мм	Масса, кг	
					D <sub>н</sub>	D <sub>с</sub>		D <sub>н</sub>	D <sub>с</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трубы с трапецеидальной резьбой ОТТМ									
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	123,8	170	4,0 (5,6)	3,0
		7,4	99,5	19,4					
		8,6	97,1	22,3					
		10,2	93,9	26,7					
127	127,0	6,4	114,2	19,1	141,3 (146)	136,5	174	4,8 (6,6)	3,3
		7,5	112,0	22,1					
		9,2	108,6	26,7					
		10,7	105,6	30,7					
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159)	149,2	182	5,3 (7,3)	4,1
		7,0	125,7	22,9					
		7,7	124,3	25,1					
		9,2	121,3	29,5					
		10,5	118,7	33,6					
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166,0	156	182,0	7,9	4,4
		7,0	132,1	24,0					
		7,7	130,7	26,2					
		8,5	129,1	28,8					
		9,5	127,1	32,0					
		10,7	124,7	35,7					
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	177,8	190	9,5	4,8
		8,0	152,3	31,6					
		8,9	150,5	35,1					
		10,6	147,1	41,2					
		12,1	144,1	46,5					
178	177,8	6,9	164,0	29,1	194,5 (198)	187,3	198	8,6 (10,5)	5,3
		8,1	161,6	33,7					
		9,2	159,4	38,2					
		10,4	157,0	42,8					
		11,5	154,8	47,2					
		12,7	152,4	51,5					
		13,7	150,4	55,5					
		15,0	147,8	60,8					
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		8,3	177,1	38,1					
		9,5	174,7	43,3					
		10,9	171,9	49,2					
		12,7	168,3	56,7					
		15,1	163,5	66,5					

Продолжение таблицы 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
219	219,1	7,7	203,7	40,2	244,5	231,8	218,0	18,0	9,6
		8,9	201,3	46,3					
		10,2	198,7	52,3					
		11,4	196,3	58,5					
		12,7	193,7	64,6					
		14,2	190,7	74,5					
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	257,2	218	19,9	10,7
		8,9	226,7	51,9					
		10,0	224,5	58,0					
		11,1	222,3	63,6					
		12,0	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
273	273,1	15,9	212,7	89,5	298,5	285,8	218	22,2	12,0
		8,9	255,3	57,9					
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
299	298,5	15,1	242,9	96,1	323,9	-	218	24,1	-
		16,5	240,1	104,5					
		8,5	281,5	60,5					
		9,5	279,5	67,9					
		11,1	276,3	78,3					
		12,1	273,7	87,6					
324	323,9	14,8	268,9	103,5	351,0	-	218	25,1	-
		8,5	306,9	66,1					
		9,5	304,9	73,6					
		11,0	301,9	84,5					
		12,4	299,1	95,2					
		14,0	295,9	106,9					
340	339,7	9,7	320,3	78,6	365,1	-	218	27,3	-
		10,9	317,9	88,6					
		12,2	315,3	98,5					
		13,1	313,5	105,2					
		14,0	311,7	112,2					
		15,4	308,9	123,5					

Услов- ный диаметр трубы	Труба				Муфта					
	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутрен- ний диаметр d, мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм		Длина L <sub>м</sub> , мм	Внутрен- ний диаметр d <sub>м</sub> , мм	Масса, кг	
					D <sub>м</sub>	D <sub>с</sub>			D <sub>м</sub>	D <sub>с</sub>
Трубы с высокогерметичными соединениями ОТТГ										
114	114,3	8,6 10,2	97,1 93,9	22,3 26,7	127,0 (133)	123,8	205	97 97	4,8 (6,8)	3,9
127	127,0	9,2 10,7	108,6 105,6	26,7 30,7	141,3 (146)	136,5	210	110 110	5,8 (7,9)	4,4
140	139,7	9,2 10,5 8,5	121,3 118,7 129,1	29,5 33,6 28,8	153,7 (159)	149,2	218	122 119 130	7,0 (9,1)	5,0
146	146,1	9,5 10,7 8,9	127,1 124,7 150,5	32,0 35,7 35,1	166,0	156	218	130 126 151	9,5	5,2
168	168,3	10,6 12,1 9,2	147,1 144,1 159,4	41,2 46,5 38,2	187,7	177,8	225	148 148 160	11,3	6,2
178	177,8	10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	157,0 154,8 152,4 150,4 147,8	12,8 47,2 51,5 55,5 60,8	194,5 (198)	187,3	234	158 158 158 158 158	10,6 (13,9)	6,8
194	193,7	9,5 10,9 12,7 15,1	174,7 171,9 168,3 163,5	43,3 49,2 56,7 66,5	215,9	206,4	242	175 175 172 172	15,7	9,4
219	219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	46,3 52,3 58,5 64,6 74,5	244,5	231,8	254	203 203 198 198 198	21,6	11,9
245	244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8 15,9	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9 212,7	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7 89,5	269,9	257,2	254	226 223 223 223 223 223	23,9	13,2
273	273,1	8,9 10,2 11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	255,3 252,7 250,3 247,9 245,5 242,9 240,1	57,9 65,9 73,7 80,8 88,5 96,1 104,5	298,5	285,8	254	256 256 256 256 256 256 256	26,7	14,6

**Трубы безмуфтовые раструбные ТБО**

Таблица 10.3

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр высаженной части D <sub>н</sub> , мм	Длина высаженной части l <sub>в</sub> min, мм	Масса lм, кг	Уменьшение массы одной трубы, обусловленное отделкой концов, кг
127	127,0	9,2	108,6	136	104	22,0	0,2
		10,7	105,6			25,7	0,6
140	139,7	9,2	121,3	154	108	29,5	0,5
		10,5	118,7			33,6	0,8
146	146,1	8,5	129,1	162	108	28,8	0,01
		9,5	127,1			32,0	0,04
		10,7	124,7			35,7	0,07
168	168,3	8,9	150,5	178	112	35,1	0
		10,6	147,1			41,2	0,5
		12,1	144,1			46,5	1,1
178	177,8	9,2	159,4	187	116	38,2	0,7
		10,4	157,0			42,8	1,1
		11,5	154,8			47,2	1,6
		12,7	152,4			51,5	2,2
		13,7	150,4			55,5	2,6
		15,0	147,8			60,8	2,8
194	193,7	9,5	174,7	206	120	43,3	0
		10,9	171,9			49,2	0,7
		12,7	168,3			56,7	1,6
		15,1	163,5			66,5	2,8

# ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ И МУФТЫ К НИМ ПО ТУ 39.0147016.40-93

Настоящие технические условия распространяются на обсадные трубы общего применения с трапецеидальной резьбой «Батресс» и муфты к ним, а также с резьбой «Батресс» и узлом уплотнения из полимерных материалов как обычной точности тела трубы, так и с повышенными требованиями к качеству сборки резьбового соединения и геометрической точности тела трубы. Обсадные трубы могут изготавливаться двух групп прочности «Дс» и «С» по 1-ой и 2-ой категориям. Длина труб от 9,5 до 13 м.

## Механические свойства обсадных труб

Таблица 10.4

Наименование показателя	Группа прочности			
	«С»		«Дс»	
	1 категория	2 категория	1 категория	2 категория
Временное сопротивление разрыву $\sigma_r$ , МПа	421	421	517	517
Предел текучести $\sigma_t$ , не менее, МПа	379	314	418	379
Предел текучести $\sigma_t$ , не более, МПа			552	552
Относительное удлинение $\delta_5$ , %, не менее	18	18	18	18

## Размеры и масса обсадных труб и муфт по ТУ39.0147016.40.93

Таблица 10.5

Условный диаметр, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр $D$ , мм	Толщина стенки $s$ , мм	Внутренний диаметр $d$ , мм	Масса $l$ м, кг	Наружный диаметр $D_m$ , мм	Длина $L_m$ , мм	Масса, кг
140	139,7	7,0	125,7	22,9	153,7	235,0	6,42
		7,7	124,3	25,1			
146	146,1	6,5	133,1	22,4	166,0	237,0	9,7
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,3			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	244,5	11,1
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,3	35,0			
		10,6	147,1	41,2			
219	219,1	7,7	203,7	40,1	244,5	269,9	20,9
		8,9	201,3	46,1			
		10,2	198,7	52,5			
245	244,5	7,9	228,7	46,1	269,9	269,9	23,2
		8,9	226,7	51,7			
		10,0	224,5	57,8			

**Поставщики обсадных труб  
и основные освоенные сортаменты**

Таблица 10.6

Завод-изготовитель	Условный диаметр и толщина стенки, мм	Тип резьбы	Группа прочности
Синарский трубный завод	146х6,5-10,7 140х6,2-10,5; 102; 114	С треугольной резьбой, ОТТМ, «Батресс»	Д, К, Е, Л, М
Северский трубный завод	219х7,7-12,7 245х7,9-15,9; 168; 324	С треугольной резьбой, ОТТМ, ОТТГ-1, «Батресс»	Д, К, Е, Л, М
Волжский трубный завод	168х8,9-12,1 245х8,9-11,1 324х11,0-14,0	С треугольной резьбой, ОТТМ, ОТТГ, «Батресс»	Д, К, Е
Таганрогский металлургический завод	140х9,2-10,5 146х7,7-10,7 168х7,3-12,1 178; 194; 219; 245	С треугольной резьбой, ОТТМ, ОТТГ, ОГІМ, «Батресс»	Д, К, Е, Л, М
Челябинский металлургический завод	351х10-12 377х10-12 426х10-12; 15,9	С треугольной резьбой	С, Д
Выксунский металлургический завод	140; 146; 168; 219; 245	С треугольной резьбой, «Батресс»	Д (электросварные)
Мариупольский металлургический завод	219х8,9-12,7 273х8,9-12,6	С треугольной резьбой	С, Д
Никопольский южнотрубный завод	146х7,7-10,7	С треугольной резьбой, ОТТМ	Д, К
Нижнеднепровский трубопрокатный завод	219х6,7-11,4 245х7,9-13,8 273х7,1-13,8 299х8,5-14,8 324х9,5-14,0 146х9,5-10,7	С треугольной резьбой, ОТТМ, ОТТГ	Д, К, Е, Л, М
Руставский металлургический завод	219х8,9-14,2 245х8,9-15,9	С треугольной резьбой	Д, К, Е

#### Условное обозначение труб:

БТС-Д1-168х7,3-ТУ для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, с толщиной стенки 7,3 мм, из стали группы прочности «Дс» 1-ой категории нормальной геометрической точности.

БТС-С2-168х7,3-ТУ для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, с толщиной стенки 7,3 мм, из стали группы прочности «С» 2-ой категории нормальной геометрической точности.

КБТС-С2-168х7,3-ТУ для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, с толщиной стенки 7,3 мм, из стали группы прочности «С» 2-ой категории с повышенными требованиями к качеству сборки.

ПКБТС-С2-168х7,3-ТУ для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, с толщиной стенки 7,3 мм, из стали группы прочности «С» 2-ой категории с повышенными требованиями к качеству сборки с узлом уплотнения из полимерных материалов.

ПКБТС-С2-168Ух7,3-ТУ для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, с толщиной стенки 7,3 мм, из стали группы прочности «С» 2-ой категории с повышенными требованиями к качеству сборки с узлом уплотнения из полимерных материалов и с повышенной точностью тела трубы.

БТС-Д1-168-ТУ муфта для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, из стали группы прочности «Дс» 1-ой категории.

ПБТС-Д1-168-ТУ муфта для труб с резьбой «Батресс» диаметром 168 мм, из стали группы прочности «Дс» 1-ой категории с узлом уплотнения из полимерных материалов.

#### Выбор герметизирующих средств

Для повышения герметичности резьбового соединения обсадных труб и нормального свинчивания их без задиров и заеданий применяют специальные уплотнительные составы-смазки. Смазывающая способность этих составов, предохраняющая резьбовые соединения от задиров, обеспечивается введением графита и чешуйчатой меди, а уплотняющая способность их достигается добавкой свинцового порошка и цинковой пыли.

Уплотнительные составы-смазки для резьбовых соединений обсадных труб приведены в таблице 10.7. Составы смазок для резьбовых соединений обсадных колонн зависят от условий крепления скважин (табл. 10.8).

#### ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ АВСТРИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА 146 VA-GT

Производитель трубы — фирма VOEST-ALPINE (Австрия). Техническая характеристика приведена в таблице 10.9.

Резьбовое соединение типа VAM с двойным уплотнением типа «металл-металл» (VA-GT). Резьба трапецеидальная, с шагом 5,08 мм, обеспечивает при свинчивании ниппеля и муфты беззазорное и бесступенчатое соединение внутри муфты. Марка стали j-55 (js). На теле трубы нанесена краской следующая маркировка: товарный знак завода; диаметр и толщина стенки; вес 1 п.м трубы; марка стали; длина трубы; вес трубы; тип резьбы; индекс; номер трубы. Для соединения труб с резьбой VA-GT с обсадными трубами, имеющими резьбы ОТТМ и ТБО, используются переходные трубы (патрубки) типа ПП 146х7/146х8,5; ПП 146х8,5/146х7 и другие.

#### 10.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

**Башмак с направляющей насадкой** предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при после дующем углублении ствола их разбуривают. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки.



**Уплотнительные составы-смазки  
для резьбовых соединений обсадных труб**

Таблица 10.7

Уплотнительный материал (ТУ, ГОСТ)	Завод-изготовитель	Допустимая температура в скважине, °С	Особенности применения
<b>Несамоотверждающиеся смазки</b>			
Р-2 МВП (ТУ 38-101-332-76)	Ленинградский опытный нефтемасло- завод им. Шаумяна	До +100	При температуре ниже –5°С смазку и резьбовые концы трубы подогреть
Р-416 (ТУ 38-101-708-76)	Ленинградский опытный нефтемасло- завод им. Шаумяна	До +100	При температуре ниже –5°С смазку и резьбовые концы трубы подогреть
Р-402 (ТУ 38-101-708-76)	Ленинградский опытный нефтемасло- завод им. Шаумяна	До +200	При температуре ниже –30°С смазку и резьбовые концы трубы подогреть
Р-113 (ТУ 38-101-708-78)	Ленинградский опытный нефтемасло- завод им. Шаумяна	До +200	При температуре ниже –30°С смазку и резьбовые концы трубы подогреть
СКа 2/6-в6 (графитовая УСсА) ГОСТ 3333-80	Заводы Миннефтехимпрома	До +100	При температуре ниже –5°С смазку и резьбовые концы трубы подогреть
<b>Самоотверждающийся состав</b>			
Резьбовой отверждающийся герметик РОГ (ТУ 51-00158623-39-97)	Опытно- экспериментальная база ВНИИГАЗа (Московская обл.)	До +300	При отрицательной температуре рекомендуется подогрев состава на водяной бане до +20–30°С, а также подогрев резьбовых концов трубы до +5–10°С паром ППУ.
<b>Уплотнительные материалы</b>			
Лента ФУМ (ТУ 6-05-1388-76)	Завод им. «Комсомольской правды», г.Санкт-Петербург	До +200	Может использоваться при температуре до –60°С. Крутящий момент при креплении соединений на 18–20% ниже, чем при использовании несамоотверждающихся смазок.
Металлизация резьбы цинком			Слой цинка наносится на резьбу муфт обсадных труб на трубном заводе согласно ТУ 14-3-350-77. Перед свинчиванием соединений на резьбу муфты наносится одна из несамоотверждающихся смазок.

Состав смазок (массовая доля, %) для резьбовых соединений обсадных труб

Таблица 10.8

Тип смазки	Основа						Наполнители								
	силико- новая жидкость №6	масло МВП или веретен- ное	масло машин- ное или другое	загущи- тель	эпоксид- ный компа- унд	присад- ки	итого	графит- товый порошок	свинцо- вый порошок	цинко- вая пыль	медная пудра	свинцо- вый сурик	сернис- тый свинец	итого	отверди- тель
P-402	22,0		9,0	5,0			36,0	20,0	28,0	12,0	4,0			64,0	
P-113	19,8		8,8	6,4			35,0		58,0			2,0	5,0	65,0	
P-2МВП		14,0	18,4	4,6			37,0	18,0	29,0	12,0	4,0			63,0	
P-416		24,3	3,5	6,4		0,8	35,0		58,0			2,0	5,0	65,0	
Состав УС-1					55,7		55,7	10,35	14,4	6,22	2,13			33,1	11,2

С целью повышения герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах с забойными температурами до 130°C разработан полимеризующийся уплотнительный состав УС-1. Но поскольку отвердитель токсичен и вводится в смазку непосредственно перед применением, использование его ограничено во времени и требует осторожности.

Фторопластовый уплотнительный материал (лента ФУМ) - эффективный уплотнитель резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб при забойных температурах до 200°C.

# Технические характеристики труб VA\_GT

Таблица 10.9

Наружный диаметр, мм	146,05		
Толщина стенки, мм	7,0	7,7	8,5
Внутренний диаметр, мм	128,9	127,52	125,8
Вес 1 метра трубы, кг	23,99	27,26	28,82
Наружный диаметр муфты, мм	166		
Длина муфты, мм	239		
Рекомендуемый крутящий момент докрепления резьбового соединения, Н • м			
Минимальный	6675	7525	8200
Оптимальный	7780	8500	9200
Максимальный	9675	10399	10850
Внутреннее давление (бюллетень АНИ 3 — раздел 3), кгс/см <sup>2</sup>	323,58	355,93	392,92
Предел текучести тела резьбы (бюллетень АНИ 5С3 — раздел 2), кг	118 350,75	129 530,45	142 161,34
Сопротивление смятию (бюллетень АНИ 5С3 — раздел 1/1989), кгс/см <sup>2</sup>	259,4	315,36	378,43

## Характеристики башмаков

Таблица 10.10

Параметры	Шифр башмака				
	БКМ-140, БКМ-140 ОТТМ	БКМ-146, БКМ-146 ОТТМ	БКМ-168, БКМ-168 ОТТМ	БКМ-245, БКМ-245 ОТТМ	БКМ-324, БКМ-324 ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр башмака, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

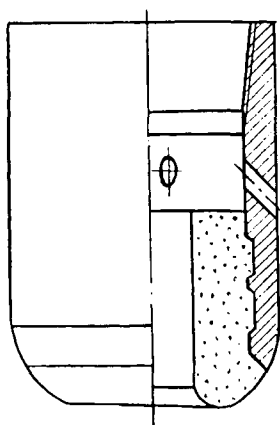


Рис. 10.1. Башмак колонный БКМ-146

**Обратный клапан** предназначен для предотвращения перетока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10–20 м выше него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

а) исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;

б) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающие возможность обратной циркуляции раствора;

в) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

Если возможны газонефтеводопроявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин.

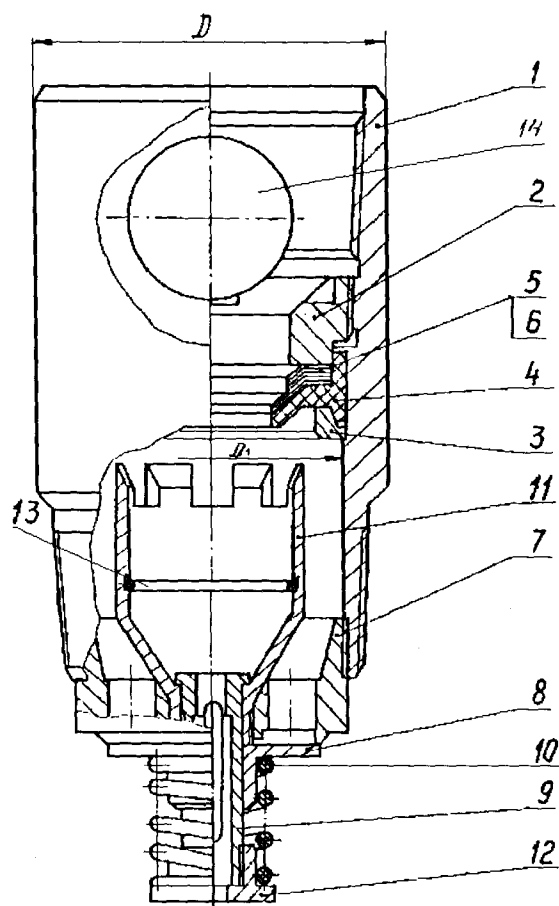


Рис. 10.2. Клапан обратный дроссельный для горизонтальных скважин КОДГ

1 — корпус; 2 — кольцо нажимное; 3 — кольцо; 4 — диафрагма; 5, 6 — набор разрезных шайб; 7 — ограничитель; 8 — пята; 9 — дроссель; 10 — пружина; 11 — втулка; 12 — упор; 13 — кольцо уплотнительное; 14 — шар.

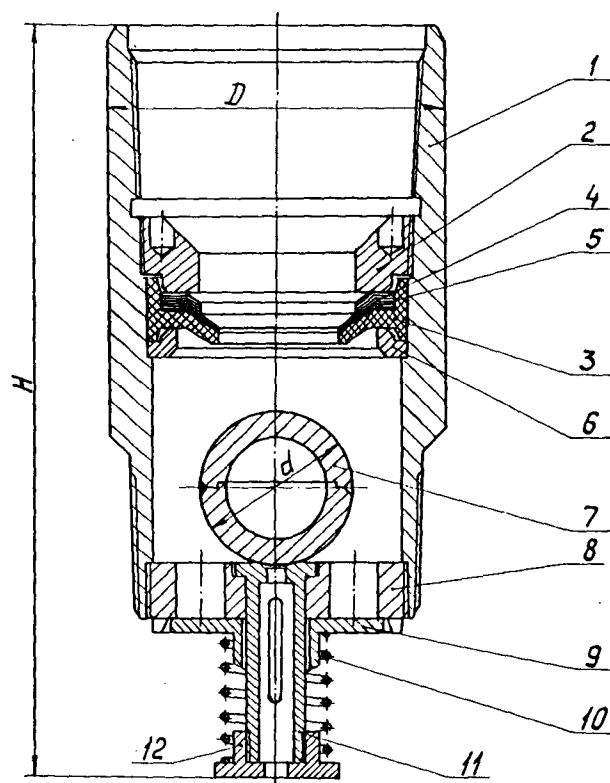


Рис. 10.3. Клапан обратный дроссельный модернизированный ЦКОДМ

1 — корпус; 2 — кольцо нажимное; 3 — диафрагма; 4, 5 — набор разрезных шайб; 6 — кольцо; 7 — шар; 8 — ограничитель; 9 — пята; 10 — пружина; 11 — втулка; 12 — упор.

Наименование параметров	Шифр клапана					
	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-146 ЦКОДМ-146 ОТТМ; ЦКОДМ-146 ОТТГ	ЦКОДМ-168 ЦКОДМ-168 ОТТМ	ЦКОДМ-245, ЦКОДМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-324, ЦКОДМ-324 ОТТМ	КОДГ-146
Максимальное рабочее давление, МПа	25	25	25	13	10	25
Наружный диаметр D, мм	159	166	188	270	351	166
Внутренний диаметр корпуса клапана D <sub>1</sub> , мм	118,7	124,7	144,1	220	300	124,7
Диаметр шара d, мм	76	76	76	76	76	76
Высота клапана Н, мм	360 (395)	360 (395)	360	400	405	385
Масса клапана, кг	17,8 (19,3)	19,4 (21)	24,4	60	92	18

**Головка цементировочная** универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более ступеней с одновременным расхаживанием обсадных колонн, а также в случаях манжетного цементирования.

**Упорное кольцо (кольцо «стоп»)** предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготовляют из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10–30 м от башмака.

**Центраторы** применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок — на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба. При креплении наклонно направленных скважин применение центраторов обязательно.

**Скребки** используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования для образования прочного цементного кольца за обсадной колонной. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорным кольцом «стоп» с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них. Допускаемая осевая нагрузка на ограничительное кольцо СК 1,18 тс.

**Турбулизаторы** предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопасти турбули-

# Характеристика цементировочных головок

Таблица 10.12

Наименование показателей	ГЦУ-140 ГЦУ-146	ГЦУ-168	ГЦУ-178	ГЦУ-245
Условный диаметр, мм	140–146	168	178	245
Наибольшее рабочее давление, МПа	40	40	32	32
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	153	209
Масса, кг	222	298	342	420

# Основные параметры центраторов

Таблица 10.13

Обозначение центратора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Количество планок, шт.	Масса, кг
ЦЦ-140/191-216-1	264	142	7850	6	9,0
ЦЦ-146/216-1	270	148	7850	6	9,2
ЦЦ-168/216-245-1	292	171	7850	6	10,5
ЦЦ-245/295-320-1	370	249	10450	8	15,0
ЦЦ-2-140/216	270	142	12000	6	8,0
ЦЦ-2-146/216	275	148	12000	6	8,4
ЦЦ-2-168/216	300	172	12000	6	9,9
ЦЦ-4-245/295	370	249	13500	8	14,2
ЦЦ-4-273/320	380	278	13500	8	15,2
ЦЦ-4-324/394	445	329	18000	10	18,7
ЦЦ-4-340/445	530	345	18000	10	20,3

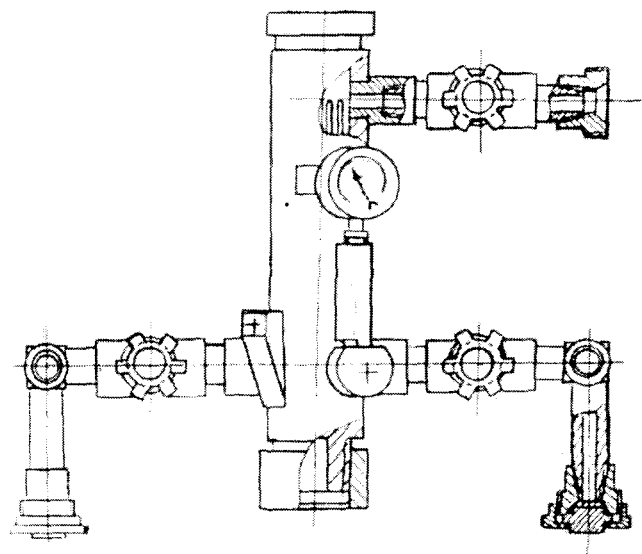


Рис. 10.4. Головка цементировочная

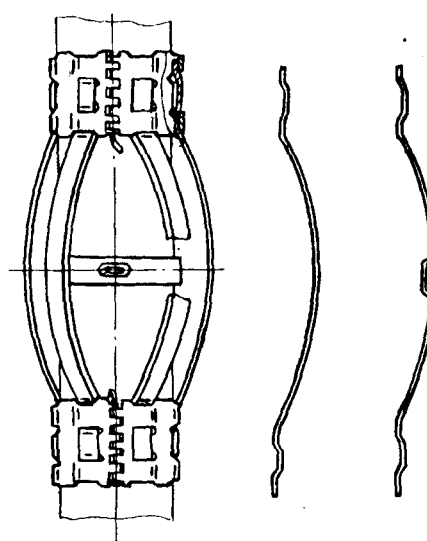


Рис. 10.5. Центратор типа ЦЦ

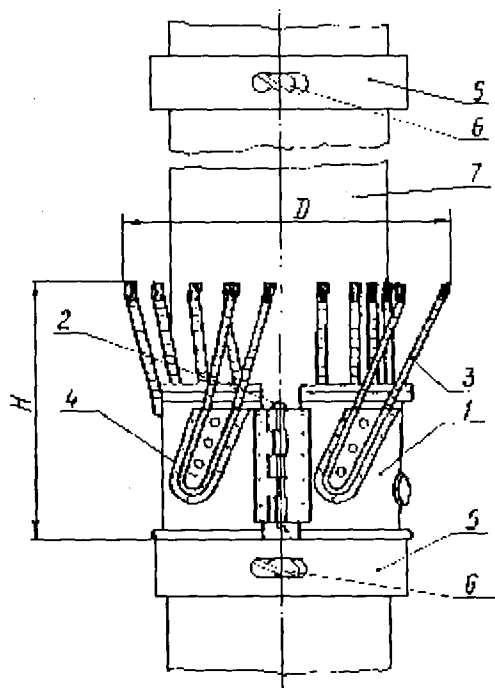


Рис. 10.6. Скребок корончатый типа СК  
1 — корпус; 2 — штифт; 3 — скребущие элементы; 4 — накладки; 5 — стопорные кольца; 6 — клинья; 7 — обсадная труба.

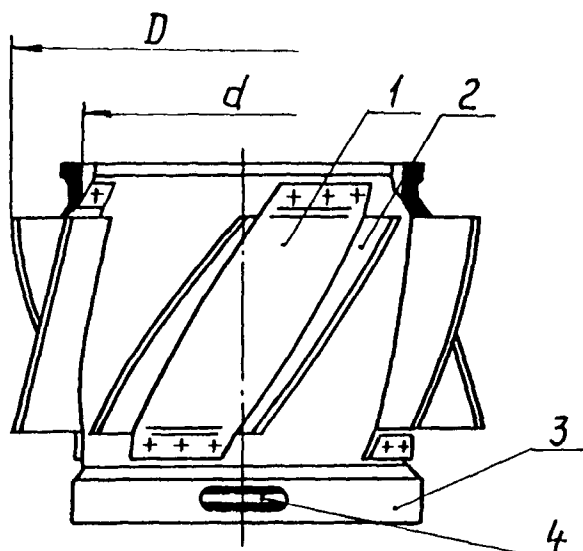


Рис. 10.7. Центраторы-турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями  
1 — накладки; 2 — упругие лопасти; 3 — корпус; 4 — винтовой клин.

заторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани). Угол наклона лопастей турбулизатора типа ЦТ к его вертикальной оси 30°; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тс.

**Муфты ступенчатого цементирования** применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах — также в вертикальной части ствола.

**Подвесные устройства** применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины с целью предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн и секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

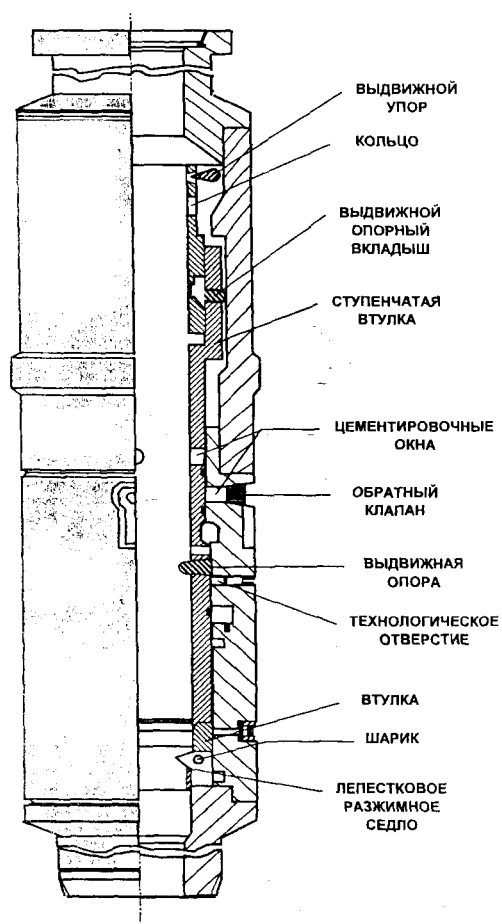


Рис. 10.8. Муфта для ступенчатого цементирования типа МЦП

Параметры муфт для ступенчатого цементирования и пакеров

Таблица 10.14

Шифр изделия	Наружный диаметр, не более, мм	Внутренний диаметр, не менее, мм	Длина в рабочем положении, не более, мм
МЦП-140М	178	124	2145
МЦП-146М	178	124	2145
МЦП-168М	200	144	2145
ППГУ-140	180	120	4100
ППГУ-146	180	124	4100
ППГУ-146 СМЦ 1Т	182	124	4200
ППГУ-146 СМЦ 1М	182	124	4200
ППГУ-146 СМЦ 2Т	182	124	6500
ППГУ-146 СМЦ 2М	182	124	6500
ППГУ-168	200	144	4100

Примечание.

В шифрах изделий: 140, 146, 168 — наружный диаметр обсадной колонны, на которой устанавливаются муфта и пакер; М — исполнение муфты специально для манжетного цементирования; СМЦ — исполнение пакера специально для манжетного и селективно-манжетного цементирования; 1, 2 — количество секций рукавного уплотнительного элемента; Т, М — исполнение силового слоя рукавного уплотнительного элемента (соответственно, тканевый и металлический).



### **Комплекс технических средств ПХН 114 / 168**

ПХН 114/168 комплекс технических средств для спуска и подвески хвостовика диаметром 114 мм с установкой заколонных проходных пакеров между скважинными фильтрами и герметизацией межтрубного пространства при установке хвостовика в колонне 168 мм без цементирования.

В комплекс технических средств ПХН 114/168 входят: модуль разъединителя подвески; модуль пакера подвески; модуль якоря подвески; фильтр типа ФГС; дроссельный клапан; обратный клапан; башмак; центратор.

При использовании комплекса технических средств осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск комплекса технических средств в составе хвостовика 114 мм на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок скважины и при создании определенного расхода жидкости (5–6 л/сек), приведение в действие дроссельно-запорного клапана и создания внутреннего давления для приведения в действие технических средств;
- приведение в действие заколонных проходных пакеров, установленных между скважинными фильтрами;
- приведение в действие модульных узлов подвески хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Приведение в действие технических средств обеспечивается последовательно от забоя к устью скважины поэтапным повышением внутреннего избыточного давления в хвостовике, соединенном с транспортировочной колонной. Повышение внутреннего избыточного давления осуществляется в заданном режиме с предварительной настройкой каждого технического средства на поверхности. Исходные данные и основные конструктивные параметры комплекса технических средств ПХН 114/168 приведены в таблице 10.19.

### **Комплекс технических средств ПХЦ 114/168**

ПХЦ 114/168 комплекс технических средств для спуска и подвески хвостовика диаметром 114 мм с установкой заколонных проходных пакеров между скважинными фильтрами и герметизацией межтрубного пространства при установке хвостовика в колонне 168 мм с цементованием.

В состав комплекса ПХЦ 114/168 входят: башмак колонный УСПГХ 114/168.080; тарельчатый обратный клапан УСПГХ 114/168.070; клапан-рассекатель УСПГХ 114/168.100; «стоп»-патрубок УСПГХ 114/168.090А; узел якоря ПХЦ 114/168.030; узел пакера ПХЦ 114/168.020; узел разъединителя ПХЦ 114/168; полая подвесная пробка УСПГХ 114/168.010А; патрубок цементовочный ПЦ 114.000; пробка цементовочная УСПГХ 114/168.050А; жесткий центратор прямооточный ЦПЖ-114.

При использовании комплекса технических средств осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск комплекса технических средств в составе хвостовика 114 мм на равнопроходной транспортировочной колонне труб с внутренним диаметром не менее 55 мм;
- проведение прямого цементования хвостовика с пуском поролоновой пробки перед закачкой цементного раствора и пуском верхней цементовочной пробки для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементовочной пробки с полой цементовочной пробкой, установленной в подвеске хвостовика;
- продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала (стоп) при давлении  $P_z$  — 10 МПа;
- приведение в действие модульных узлов подвески хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Приведение в действие технических средств обеспечивается последовательно от забоя к устью скважины за несколько приемов повышения внутреннего избыточного давления в хвостовике, соединенном с транспортировочной колонной. Повышение внутреннего избыточного давления осуществляется в заданном режиме с предварительной настройкой каждого технического средства на поверхности.

## Устройства УСПГХ-114/168

Устройство спуска, подвески и герметизации хвостовика предназначено для спуска, цементирования и подвески хвостовика диаметром 114,3 мм с герметизацией межтрубного пространства при подвеске его в обсадной колонне диаметром 168,3 мм. Техническая характеристика приведена в таблице 10.19.

### Комплекс КРР 146

Комплекс технических средств для регулируемого разобщения пластов КРР 146 предназначен для:

- герметичного разобщения горизонтальной части ствола скважины заколонными проходными гидравлическими пакерами, заполняемыми твердеющим материалом;
- размещения между пакерами механически управляемых — открываемых и закрываемых — колонных фильтров и клапанов;
- проведения операций пакеровки скважины и регулирования колонных фильтров и клапанов с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями.

Область применения комплекса — скважины диаметром 215,9 мм, обсаженные эксплуатационными колоннами: диаметром 146 мм с горизонтальным окончанием ствола, вскрывающим отложения, которые должны быть разобщены в заколонном пространстве скважины без ухудшения их коллекторных свойств и с возможностью их сообщения и разобщения с полостью эксплуатационной колонны через механически управляемые фильтрующие и перепускные устройства.

В состав комплекса входят: центраторы спиральные турбулизирующие; муфта циркуляционная для цементирования МЦП-146; пакер ППГУ-146; скважинный управляемый клапан КРР 146.03; фильтр скважинный управляемый КРР 146.02; пакер КРР 146.01; обратный клапан ТОК-146; фиксатор МЦП-220; доливное устройство ДУ-146; башмак цельнометаллический БОК-146.

**Разделительные цементировочные пробки** используют для разобщения тампонажного раствора от бурового и продавочной жидкости при цементировании обсадных колонн, а также получения сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора. Они делятся на нижние и верхние. Нижнюю пробку вводят в обсадную колонну непосредственно перед закачкой тампонажного раствора для предотвращения его смешивания с буровым раствором. Верхнюю пробку вводят в обсадную колонну после закачки тампонажного раствора и перед закачкой продавочной жидкости. При цементировании потайных колонн и секций обсадных колонн используют верхние двухсекционные пробки, состоящие из двух частей: нижней части, подвешиваемой на средних калиброванных штифтах в обсадной трубе, соединенной с бурильной колонной, и верхней части, продавливаемой по бурильным трубам.

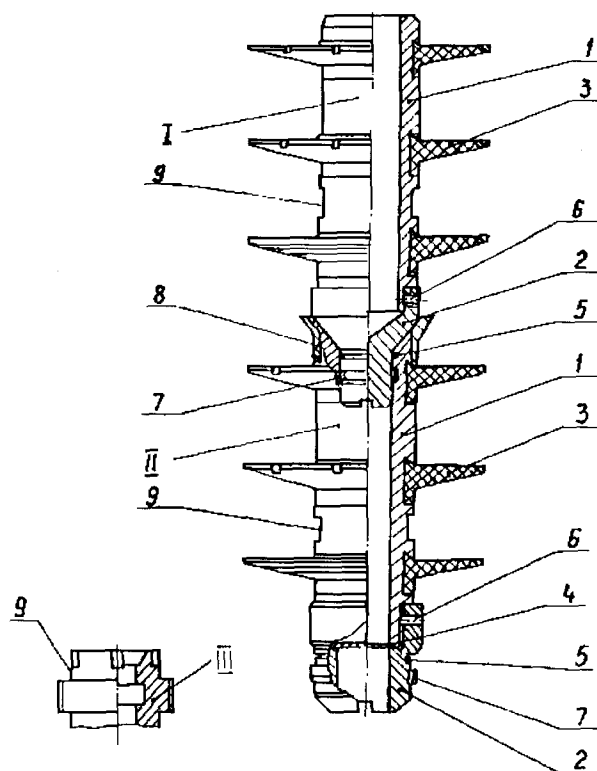


Рис. 10.12. Комплект разделительных пробок с фиксатором КРПФ 140-146

I — пробка верхняя ПРВФ; II — пробка нижняя ПРНФ; III — кольцо-стоп; 1 — корпус; 2 — накопчик; 3 — манжета; 4 — диафрагма; 5 — уплотнительное кольцо; 6 — штифт; 7 — кольцо разрезное (фиксатор); 8 — воронка; 9 — место маркировки.

**Основные технические данные пакеров типа ППГУ**

Таблица 10.15

Наименование показателя	ППГУ-146 СМЦ 1Т	ППГУ-146 СМЦ 2Т	ППГУ-146 СМЦ 1М	ППГУ-146 СМЦ 2М
Максимальный перепад давления между разобшенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа	16,5	22	16,5	22
Избыточное давление в проходном канале при подготовки пакера срабатыванию, не менее МПа				
Управляющее давление установки пакера, МПа	6	12	6	12
Перепад давления на редукционно-обратный клапан, обеспечивающий подачу жидкости под нижний уплотнительный элемент, не менее, МПа		6		6
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны, не более, мм	1140	2280	1140	2280
Расстояние от торца муфты пакера до его уплотнительного элемента, не более, мм	2110	2110	2110	2110
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	150	150
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа	35	35	35	35
Максимальное наружное избыточное давление на корпус пакера, МПа	30	30	30	30
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера, кН	850	850	850	850
Диаметр проходного канала, мм	124	124	124	124
Наружный диаметр, мм	182	182	182	182
Длина в рабочем положении, мм	4100	3400	4100	6400
Масса, кг	240	380	260	400

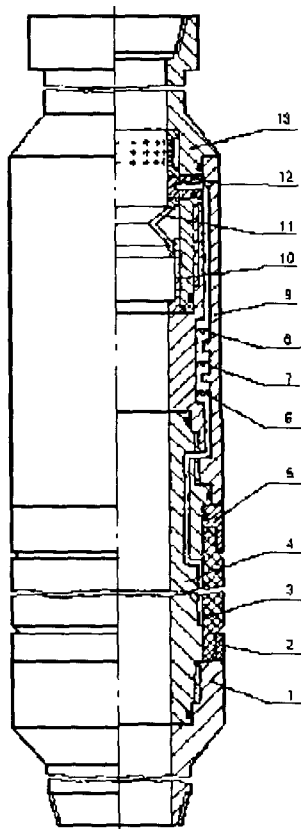


Рис. 10.9. Пакер проходной гидравлический универсальный за колонный типа ППГУ

1 — присоединительный переводник; 2 — стальная обойма; 3 — рукав; 4 — корпус уплотнительного узла; 5 — стальная обойма; 6 — клапан пакеровки-допакеровки; 7 — уравни- тельный клапан; 8 — предохранительный клапан; 9 — кор- пус-патрубок; 10 — втулка; 11 — седло радиально-разжим- ное; 12 — пробка полая срезная; 13 — верхний присоеди- нительный переводник.

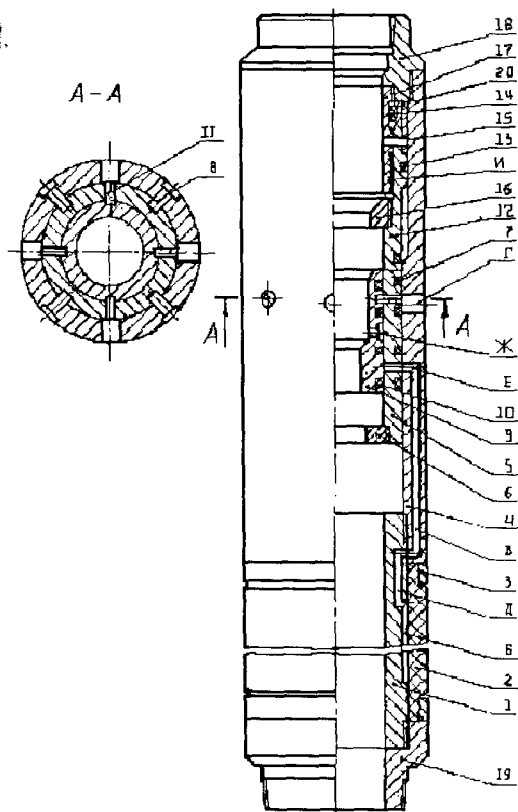


Рис. 10.10. Пакер двухступенчатого и манжетного цементирования типа ПДМ

1 — корпус уплотнительного элемента; 2 — уплотнитель- ный элемент рукавного типа; 3 — обжимные кольца; 4 — корпус клапанного узла; 5 — нижняя втулка; 6 — коль- цо; 7 — уплотнительные кольца; 8 — срезные винты; 9 — втулка; 10 — уплотнительные кольца; 11 — срезные штифты; 12 — верхняя втулка; 13 — уплотнительное коль- цо; 14 — пружинный разрезной фиксатор; 15 — штифты; 16 — кольцо; 17 — гильза.

# Технические характеристики пакеров типа ПДМ

Таблица 10.16

Наименование показателей	Тип пакера									
	ПДМ 140	ПДМ 140-1 ПДМ 140-3	ПДМ 140-2	ПДМ 146	ПДМ 146-1 ПДМ 146-2	ПДМ 168-1	ПДМ 168-2	ПДМ 168-3	ПДМ 178-1	ПДМ 178-2
Условный диаметр колонны, мм	140	140	140	146	146	168	168	168	178	178
Наружный диаметр пакера, мм	175	177	177	177	177	200	198	200	203	209
Диаметр проходного канала, мм	120	120	124	130	126	150	144	144	155	155
Рабочая длина уплотнительного элемента, мм	1130	1150	1130	1150	1130	1130	1150	1150	1150	1150
Длина пакера, мм	3250	3320	3320	3250	3320	3250	3250	3320	3320	3320
Масса, кг	210	230	210	190	210	220	230	250	235	250
Присоединительная резьба по ГОСТ 632-80	ОТТМ-140	ОТТМ-14	ОТТМ-140	ОТТМ-146	ОТТМ-146	ОТТМ-168	ОТТМ-168	ОТТМ-168	ОТТМ-178	ОТТМ-178
Рукав уплотнительный ТУ 38 1052023-92	РУП 142 РУПТ142	РУП СП Т РУП СП 147	147РУП 147	РУПСПТ 147 РУП Т 147	РУП 168 РУПСП 147	РУП162 РУП Т 168	РУПСПТ168 РУП Т 162	РУПСПТ175 РУП СП168	РУПСПТ178 РУП СП175	РУП СП178
Максимальный перепад давления на уплотнительных элементах, МПа										
Давление пакеровки, МПа,	12	17,5	17,5	12	17,5	12	12	17,5	15	15
Минимальное - 8, максимальное - 10										
60										
Максимальный расход жидкости через пакер, л/с		150	150	100	150	100	100	150	150	150
Максимальная рабочая температура, °С	100									
Максимальное наружное давление на корпус, МПа	57	60	50	40	48	37	37	49	35	40
Максимальное внутреннее давление, МПа	63	67	56	46	55	43	43	55	41	45
Максимальная грузоподъемность, кН	1400	1400	1250	1250	1300	1500	1500	1700	1500	1800

По требованию заказчика допускается использовать рукава резино-тросовые соответствующих размеров (ГАТЕ 286-85) фирмы «Таурус» (Венгерская республика).

Состав пакера типа ПДМ

Таблица 10.17

Наименование составной части	Обозначение составной части										кол-во, шт.
	ПДМ 140 ПДМ 140-1	ПДМ 140-2	ПДМ 140-3	ПДМ 146	ПДМ 146-1	ПДМ 146-2	ПДМ 168-1	ПДМ 168-2, ПДМ 168-3	ПДМ 178-1, ПДМ 178-2		
Заглушка	ПДМ.030	ПДМ.030	ПДМ.030	ПДМ.030-01	ПДМ.030-01	ПДМ.030-01	ПДМ.168.030	ПДМ.168.030	ПДМ.168.030-01	1	
Заглушка	ПДМ.040	ПДМ.040	ПДМ.040	ПДМ.040-01	ПДМ.040-01	ПДМ.040-01	ПДМ.168.040	ПДМ.168.040	ПДМ.168.040-01	1	
Пробка	ПДМ.050	ПДМ.050	ПДМ.050	ПДМ.050	ПДМ.050	ПДМ.050	ПДМ.168.050	ПДМ.168.050	ПДМ.168.050	1	
Пробка	ПДМ.060	ПДМ.060		ПДМ.060	ПДМ.060		ПДМ.168.060	ПДМ.168.060	ПДМ.168.060	1	
Пробка	ПДМ.070	ПДМ.070		ПДМ.070	ПДМ.070		ПДМ.168.070	ПДМ.168.070	ПДМ.168.070	1	
Пробка	ПДМ.070-01	ПДМ.070-01		ПДМ.070-01	ПДМ.070-01		ПДМ.168.070-01	ПДМ.168.070-01	ПДМ.168.070-01	1	
Пробка			ПДМ.070-02			ПДМ.070-02				1	
Патрубок	ПДМ.080	ПДМ.080-02		ПДМ.080-01	ПДМ.080-03		ПДМ.168.080	ПДМ.168.080-01	ПДМ.168.080-03	1	
Пробка	ПДМ.090	ПДМ.090		ПДМ.090-01	ПДМ.090-01		ПДМ.168.090	ПДМ.168.090	ПДМ.168.090-01	1	
Патрубок	ПДМ.043	ПДМ.043-01	ПДМ.043	ПДМ.043-02	ПДМ.043-03	ПДМ.043-03	ПДМ.168.043	ПДМ.168.043-01	ПДМ.168.043-03	1	

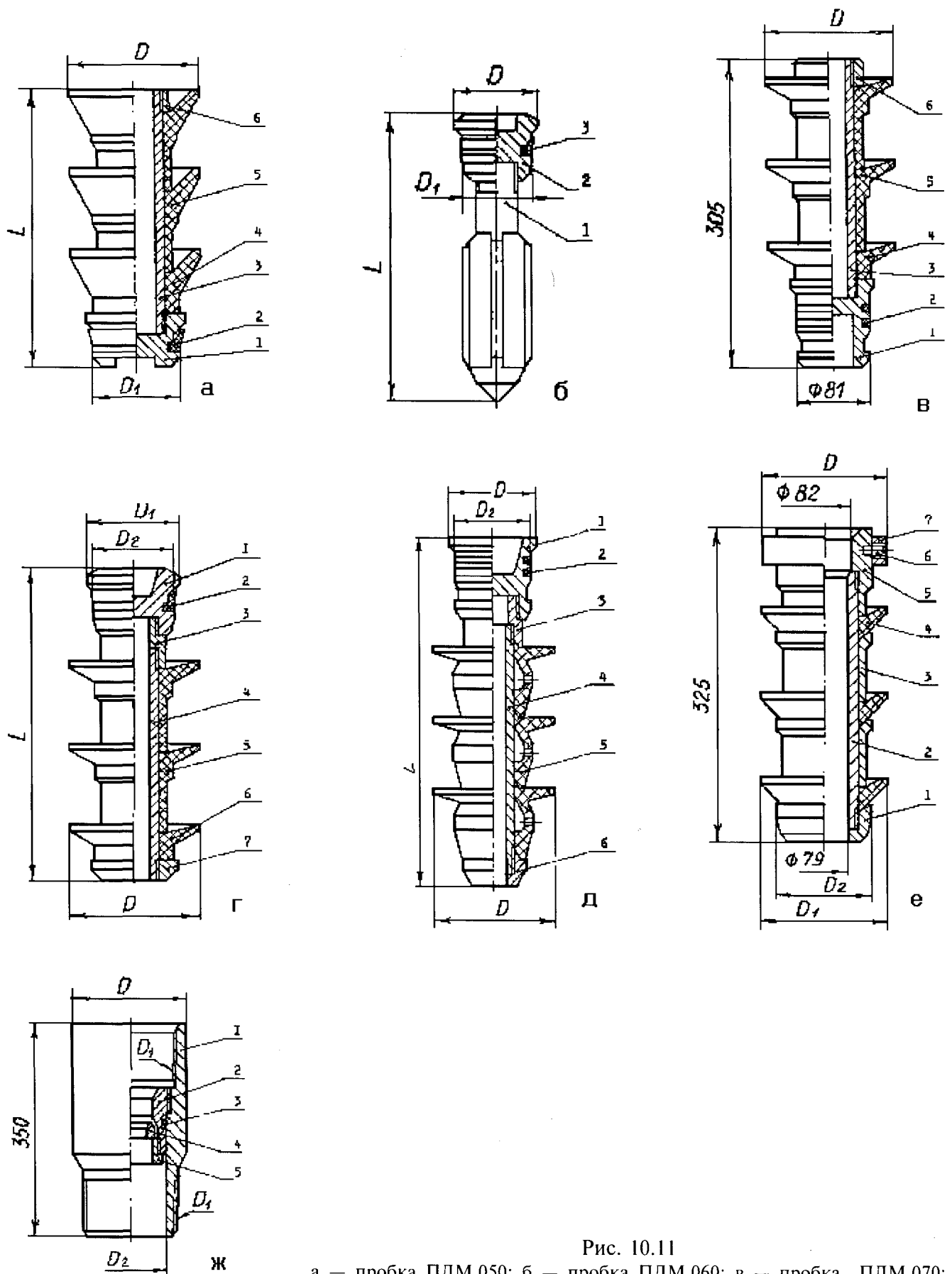


Рис. 10.11  
а — пробка ПДМ.050; б — пробка ПДМ.060; в — пробка ПДМ.070;  
г — пробка дополнительная ПДМ.070-01; д — пробка дополнительная  
ПДМ.070-02; е — пробка проточная ПДМ.090-01; ж — патрубок ПДМ.080.

# Характеристики пробок ПДМ

Таблица 10.18

Обозначение	Условный диаметр, мм	D, мм	D <sub>1</sub> , мм	D <sub>2</sub> , мм	L, мм
ПДМ.050	140, 146	138	99		270
ПДМ.168.050	168, 178	165	119		280
ПДМ.060	140, 146	95	89		320
ПДМ.168.060	168, 178	115	109		350
ПДМ.070	140, 146	135			305
ПДМ.168.070	168, 178	165			305
ПДМ.070-01	140, 146	135	95	89	320
ПДМ.168.070-01	168, 178	165	115	109	325
ПДМ.070-02	140, 146	132	95	89	370
ПДМ.168.070-02	168, 178	162	115	109	350
ПДМ.090.	140	130	133	110	325
ПДМ.090-01	146	136			
ПДМ.168.090.	168	158	165	120	325
ПДМ.168.090-01	178	168			
ПДМ.080	140	159	ОТТМ-140	120	350
ПДМ.080-01	146	166	ОТТМ-146	130	350
ПДМ.080-02	140	159	ОТТМ-140	124	350
ПДМ.080-03	146	166	ОТТМ-146	126	350
ПДМ.168.080	168	188	ОТТМ-168	150	350
ПДМ.168.080-01	168	188	ОТТМ-168	144	350
ПДМ.168.080-03	178	198	ОТТМ-178	155	350



№ п/п	Наименование параметров	ПХН 114/168	ПХЦ 114/168	УСПГХ 114/168
1	Условный диаметр хвостовика, мм	114	114	114
2	Условный диаметр обсадной колонны, мм	168	168	168
3	Максимальный наружный диаметр комплекса, мм	144	144	142
4	Проходной диаметр устройств комплекса, мм	97	97	95
5	Максимальный диаметр окружности, описывающий раздвижные и герметизирующие элементы комплекса в рабочем положении, мм	155	157	155
6	Длина узлов (разъединитель + пакер + якорь), мм, не более	2690	5170	3000
7	Масса узлов (разъединитель + пакер + якорь), кг, не более	200	530	200
8	Максимальный вес подвешиваемого хвостовика, кН (тн)	200 (20)	200 (20)	200 (20)
9	Избыточное давление на верхнюю продавочную пробку, $P_1$ , МПа	-	5,0	4,0
10	Давление срабатывания заякоривающего устройства $P_2$ , МПа	12,0	9,0	11,0
11	Давление срабатывания гидромеханического пакера, $P_3$ , МПа	12,0	12,0	15,0
12	Давление срабатывания разъединяющего узла, $P_4$ , МПа	16,0	15,0	16,0
13	Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами, $\Delta P$ , МПа	30,0	30,0	30,0
14	Максимальная рабочая температура, °С	100	100	120
15	Присоединительная резьба верхняя по ГОСТ 28487-90	3-101	3-101	3-101
16	Присоединительная резьба нижняя по ГОСТ 632-80	ОТТМ 114	ОТТМ 114	ОТТМ 114
17	Избыточное давление для посадки в патрубок с упорным кольцом подвесной и продавочной пробок вместе, МПа	-	-	4,0
18	Максимальный обратный перепад давления на подвесную и продавочную пробки на упорном кольце после приведения устройства в действие, МПа	-	-	20,0
19	Минимальное осевое усилие сдвига устройства в рабочем положении, кН	-	-	250-300

# Технические данные комплекса КРР 146

Таблица 10.20

Наименование параметров	Величина	Наименование параметров	Величина
Максимальное внутреннее давление, МПа	25	Длина в транспортном положении, не более, мм:	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка, кН *	800	пакера	7216
Наружный диаметр, не более, мм	180	фильтра	6046
Диаметр проходного канала, не менее, мм	124	клапана	3046
Длина рукавного уплотнительного элемента пакера, не менее, мм **	3000	Масса в рабочем положении, не более, кг:	
Объем заправляемой в пакер смолы, не более, л	18	пакера	360
Длина фильтрующего элемента колонного фильтра, не менее, мм ***	3000	фильтра	265
Величина зазора в фильтрующем элементе	0,25+0,05	клапана	140
Длина в рабочем положении, не более, мм:		Масса в транспортном положении, не более, кг:	
пакера	7 113	пакера	370
фильтра	5 827	фильтра	275
клапана	2 827	клапана	150
		Масса комплекса, не более, кг	3000
		Присоединительные резьбы ОТТМ ГОСТ 632-80	146

\* Определяется опытным путем

\*\* Могут совместно устанавливаться два и более заколонных пакера

\*\*\* Могут совместно устанавливаться два и более фильтра

## Основные параметры КРПФ 140-146

Таблица 10.21

Условный внутренний диаметр колонны, мм	140-146
Диаметр манжет пробок, мм	143
Длина пробок, мм	345; 350
Перепад давления, выдерживаемый комплектом после фиксации между собой и на стоп-кольцо, не менее, МПа	15
Давление срабатывания диафрагмы, не более, МПа	1,5
Рабочая температура, °С (К)	130 (403)
Масса комплекта, не более, кг	8

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица 10.22

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны, условный диаметр, мм	номер в порядке спуска	наименование, шифр, типоразмер	Элементы технологической оснастки					длина (высота), мм	масса, кг	количество, шт.
				ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.д. на изготовление	диаметр, мм		внутренний				
					наружный						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Направление 426 324	1	Башмак Б-426	ОСТ 26-02-227-71	451	407	400	96	1		
		1	Башмак Б-324	ОСТ 26-02-227-71	351	308	350	60	1		
2	Кондуктор 426 324 245	1	Башмак БК-426	ОСТ 39-011-74	451	220	494	140	1		
		2	Центратор ЦЦ-426/508-2	ТУ 39-01-08-283-77	580	428	680	42,8	3		
		1	Башмак БК-324	ОСТ 39-011-74	351	160	437	83	1		
		2	Центратор ЦЦ-324/394-2	ТУ 39-01-08-283-77	430	324	680	28,5	3		
		1	Башмак БК-245	ОСТ 39-011-74	270	120	413	57	1		
		2	Центратор-245/295-320-2	ТУ 39-01-08-283-77	370	247	680	16,8	3		
		3	Обратный клапан ЦКОД-245-2	ТУ 39-01-08-283-77	270		365	57	1		
		4	Пробка ПВЦ-219-245	ТУ 39-01-268-76	235		290	18	1		
3	Промежуточная 245	1	Башмак БК-245	ОСТ 39-011-74	270	120	413	57	1		
		2	Обратный клапан ЦКОД-245-2	ТУ 39-01-08-283-77	270		365	57,2	1		
		3	Центратор-245/295-320-2	ТУ 39-01-08-283-77	370	247	680	16,8	x		
		4	Пробка ПВЦ-219-245	ТУ 39-01-268-76	235		290	18	1		
4	Эксплуатационная колонна 168 146 140	1	Башмак БК-168 ОТТМ	ОСТ 39-011-74	188	80	324	26	1		
		2	Обратный клапан ЦКОД-168-2 ОТТМ	ТУ 39-01-082-281-77	188		350	25	1		
		3	Центратор ЦЦ-168/216-245-2	ТУ 39-01-08-283-77	292	170	680	11,3	x		
		4	Пакер ППП-168	ОСТ 39-149-83	195	144	4500	360	x		
			Пакер ПДМ-168	ОСТ 39-149-83	200	144	4000	360	xx		
		5	Пробка ПВЦ-146-168	ТУ 39-01-268-76	158		205	5	1		
		1	Башмак — 146 ОТТМ	ОСТ-30-011-74	166	70	334	22	1		
		2	Обратный клапан ЦКОД-146 ОТТМ	ТУ-39-01-08-281-77	166		350	19,8	1		
		3	Центратор ЦЦ-146/191-216-2	ТУ 39-01-08-283-77	270	148	620	10,3	x		
		4	Пакер ПППМ-146	ОСТ 39-149-83	175	124	4500	185	x		
			Пакер ПГМД-146	ОСТ 39-149-83	175	124	4000	185	xx		
		5	Пробка ПВЦ-146-168	ТУ 39-01-268-76	158		205	5	1		
		1	Башмак БК-140	ОСТ-30-011-74	159	70	326	20	1		
		2	Обратный клапан ЦКОД-140-1	ТУ-39-01-08-281-77	159		350	17	1		
		3	Центратор 140/191-216-2	ТУ 39-01-08-283-77	264	140	620	10	x		
		4	Пакер ППП-140	ОСТ 39-149-83	175	119	4500	185	x		
		5	Пробка ПВЦ 140-168	ТУ 39-01-268-76	158		205	5	1		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Хвостовик 114	В случае установки без цементирования							
		1	Башмак БК-114	ОСТ-39-011-74 ОСТ 39-149-83	133	50	76,5	15	1
		2	Пакер ПМП-114		140	98	80,5	68	1
		В случае цементирования							
		1	Башмак БК-114	ОСТ-30-011-74 ТУ-39-01-08-281-77 ТУ 39-201-76	133	50	76,5	15	1
		2	Обратный клапан ЦКОД-114-1		133		290	11	1
		3	Пробка СП-114х146		136		25	3,8	1

Примечание.

1. Использовать пробки без металлического сердечника.
2. Установка пакеров, скребков и турбулизаторов производится согласно п.5.5. РД 5753490-009-98 в скважинах с близким расположением нефтегазово-доносных горизонтов.
- х. Количество элементов оснастки определяется исходя из конкретных геолого-технических условий.
- хх. Установка пакеров ПДМ предусматривается в случае невозможности цементирования скважины в одну ступень.
3. Сборка в одной колонне труб с взаимозаменяемыми резьбовыми соединениями производится с помощью переводников, изготовленных на ЦБПО или ЦТБ.
4. Взамен пакеров типа ППП могут использоваться пакеры типа ПГПМ.
5. Рекомендуются также использовать: патрубки для установки колонных головок диаметром 146, 168, 245 мм и превентора 245 мм; жесткий центратор с опорным кольцом для подвески колонны 146, 168, 245 мм в кондукторе; прямоточный центратор ЦПЖ 146/195; подгонные, реперные, допускные патрубки.

### 10.3. ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН (РД 5753490-009—98)

Спуск обсадной колонны — весьма ответственная операция. До начала спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы в скважине, тщательно проверено состояние бурового оборудования и инструмента, соответствие грузоподъемности вышки и талевой системы весу подлежащей спуску колонны, подготовлен ствол скважины.

За несколько дней до спуска колонны на буровую завозят обсадные трубы, элементы технологической оснастки и необходимый дополнительный инструмент, тщательно проверенные и испытанные на базе, а также специальную смазку для обеспечения герметичности резьбовых соединений при наиболее высоких температурах, возможных в данной скважине.

На буровой обсадные трубы вновь осматривают, проверяют овальность жесткими двойными шаблонами соответствующих диаметров; трубы, поврежденные при транспортировке и с повышенной овальностью, отбраковывают, а годные сортируют по группам прочности, толщине стенок и видам резьбовых соединений и укладывают на стеллажи в порядке, противоположном очередности спуска их в скважину. При укладке каждую трубу нумеруют, измеряют ее длину; номер трубы, ее длину и нарастающую длину колонны записывают в специальный блокнот.

По данным каверно- и профилеграмм выявляют участки сужений ствола скважины, а по инклинограммам — участки резкого искривления. Эти участки тщательно прорабатывают новыми долотами со скоростью не более 35–40 м/ч и расширяют до нормального диаметра. При проработке целесообразно применять ту же компоновку низа бурильной колонны, которую использовали для бурения последнего интервала скважины. После проработки ствол скважины, особенно если условия бурения сложные, калибруют: спускают бурильную колонну, низ которой имеет примерно такую же жесткость, как и подлежащая спуску обсадная колонна, и следят за успешностью прохождения такой компоновки до забоя. Если наблюдаются посадки или затяжки, ствол прорабатывают повторно с несколько меньшей скоростью. По окончании калибровки скважину тщательно промывают в течение одного-двух циклов циркуляции. При проработке применяют промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига и пластической вязкости, а также с хорошими смазочными характеристиками.

При подъеме бурильной колонны после проработки или калибровки измеряют ее длину и уточняют длину скважины; при этом надо учитывать, что действительная длина скважины больше суммарной измеренной длины поднятых из нее бурильных труб на величину удлинения колонны.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных операций и проверки исправности бурового оборудования, при наличии на буровой утвержденного и доведенного до сведения каждого исполнителя плана работ. Спуск, как правило, осуществляется на клиновых захватах, соответствующих по размерам и весу обсадной колонне.

Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемых флюиду и давлению в процессе эксплуатации. Резьбовые соединения докрепляются машинными ключами с моментомерами. Рекомендуемые значения крутящих моментов для свинчивания отечественных обсадных труб по ГОСТ 632—80 на несомоотверждающихся смазках приведены в таблице 10.23.

Дополнительный контроль за свинчиванием обсадных труб с треугольной резьбой осуществляется по заходу ниппеля трубы в муфту. Если после свинчивания резьбового соединения механическим ключом остается шесть и более ниток резьбы на ниппеле, то такое резьбовое соединение не докрепляется, навинчиваемая труба бракуется.

В особо ответственных случаях (например, при спуске обсадных труб в глубокие скважины) рекомендуется после докрепления очередной трубы приподнять колонну до поднятия на буровом крюке веса, не превышающего 80% расчетной допускаемой прочности резьбового соединения на растяжение, после чего колонну вновь установить в клинья и произвести проверку качества свинчивания соединения путем повторного докрепления. Если при этом значение крутящего момента страгивания резьбового соединения не снизилось, то соединение считается свинченным удовлетворительно. Если наблюдается снижение крутящего момента, соединение докрепляют до достижения крутящего момента, рекомендованного в таблице 10.23. Если при свинчивании крутящий

**Рекомендуемые значения крутящихся моментов (кгс • м)  
для резьбовых соединений по ГОСТ 632–80**

Таблица 10.23

Наружный диаметр обсадной трубы, мм	Тип резьбовых соединений			
	треугольная		ОТТМ	ОТТГ и ТБО
	d < 9	d > 9		
146	500–600	760–960	430–610	600–820
168	600–790	910–1280	430–660	690–1070
245	1310	1520–2160	560–1020	1140–2190
324		2160–3080	750–960	
426		3000–4300		

Примечание: d — толщина стенки обсадной трубы, мм; (в наклонно направленных скважинах рекомендуется также и для труб с толщиной стенки менее 9 мм).

момент достиг максимального значения, а торец муфты (треугольная резьба) не доходит до последней риски на трубе более чем на одну нитку, то верхняя труба заменяется.

У обсадных труб типа ОТТМ торец муфты должен совпадать с концом сбega (последней рискoй) резьбы на трубе или расстояние между торцом муфты и концом сбega должно составлять не более 5 мм (одной нитки) для труб диаметром 146 и 168 мм и 6 мм для труб диаметром 245 и 324 мм. У труб типа ОТТГ и ТБО после свинчивания торец муфтовой части трубы должен совпадать с концом сбega резьбы (последней рискoй) на ниппельном конце трубы или находится от него на расстоянии не более 2 мм.

При свинчивании обсадных труб на буровой муфте заводского соединения может провернуться. Это означает, что усиление докрепления достигло той же величины, что и при свинчивании на заводе. В связи с этим необходимо спуск обсадных труб проводить таким образом, чтобы заводские соединения докреплялись до натяга не более минус одной нитки. Если при свинчивании визуально отмечается отклонение верхнего конца трубы по вертикали, свидетельствующее о несоответствии резьбы или искривлении трубы, то такая труба также подлежит замене. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) измеряется на середине трубы и не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна труб на концевых участках не должна превышать 1,3 мм на 1 м.

Особые требования предъявляются при спуске в скважину обсадных труб, изготовленных по стандартам АНИ. Рекомендуемые значения крутящих моментов для свинчивания обсадных труб, изготовленных по стандартам АНИ, приведены в таблице 10.24.

Соединение обсадных труб с резьбой закругленного (треугольного) профиля считается свинченным правильно, если торец муфты совпадает с последней рискoй резьбы на трубе (допустимо отклонение на две нитки). Если торец перекрывает последнюю риску резьбы более чем на две нитки и при этом не достигнут минимальный крутящий момент, то такое соединение следует считать некачественным. Если при достижении оптимального крутящего момента торец муфты не доходит до последней риски резьбы на несколько ниток, то следует приложить дополнительный крутящий момент вплоть до максимального значения последнего. Если после этого расстояние от торца муфты до последней риски резьбы составит более двух ниток, соединение следует считать некачественным.

При использовании в одной колонне труб различных типов возможно свинчивание соединений без переводников. Соединение в одной колонне труб с другими типами резьб возможно только с помощью переводников из стали соответствующей группы прочности, изготовленных в ЦБПО или на центральных трубных базах. Обварка резьбовых соединений с целью их «усиления» запрещается.

Скорость спуска обсадной колонны в интервале до кровли покурской свиты не должна превышать 1,4 м/с, а ниже — 1 м/с.

**Рекомендуемые значения крутящих моментов для свинчивания обсадных труб,  
изготовленных по стандартам АНИ**

Таблица 10.24

Наружный диаметр обсадной трубы, дюйм, (мм)	Крутящий момент, кгс • м		
	оптимальный	минимальный	максимальный
Резьба закругленного профиля с шагом ниток на 25,4 мм			
4 1/2 (114,3)	170	150	220
5 1/2 (139,7)	370	280	550
5 3/4 (146)	400	360	600
6 5/8 (168,3)	440	330	650
9 5/8 (224,5)	650	480	970
Резьба типа «Экстрем лайн», «Батресс»			
5 1/2 (139,7)	375	300	450
5 3/4 (146)	400	320	470
6 5/8 (168,3)	425	350	500
9 5/8 (244,5)	650	550	750

Допуск кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн производится на подгонных патрубках с целью исключения резки обсадных труб при последующем оборудовании устья.

Погонные патрубки, кроме особо оговариваемых случаев (например, для спуска тяжелых колонн), должны отвечать следующим требованиям: изготавливаться из стали соответствующей группы прочности с толщиной стенки верхней трубы колонны; нижний конец должен иметь заводскую резьбу и маркировку; резьба на верхнем конце патрубка должна быть нарезана по заводскому калибру. При каждом повторном использовании патрубков должен быть опрессован, а резьба проверена по заводскому калибру. Запрещается использовать патрубок для спуска более чем трех колонн.

При использовании недифференциальных обратных клапанов спускаемая обсадная колонна заполняется буровым раствором (до начала промежуточных промывок) через каждые 250–300 м.

Промежуточные промывки проводят, начиная от кровли покурской свиты, через каждые последующие 400 м спущенных труб. Для предотвращения прихвата при заполнении и промывках колонну следует держать в подвешенном состоянии и периодически расхаживать (натяжка не должна превышать допустимой). Циркуляция восстанавливается одним насосом с двумя клапанами. Насос с четырьмя клапанами (втулки диаметром 170 мм) включается после стабилизации давления на работающем. Промывка на забое производится в течение двух циклов.

Давление на устье при промывке не должно превышать величины, вычисленной по формуле:

$$P_y < P_p \times K_b - (P_{ст} + P_{гт}),$$

- где  $P_p$  — давление гидроразрыва на глубине спуска колонны;  
 $K_b$  — коэффициент безопасности (рекомендуется принимать равным 0,8...0,9);  
 $P_{ст}$  — гидростатическое давление у башмака спущенной колонны;  
 $P_{гт}$  — потери давления при движении глинистого раствора в колонне труб.

В случае обнаружения поглощения промывка проводится одним насосом в течение одного цикла. Восстанавливается циркуляция (в случае ее потери) при минимально возможной подаче жидкости (уменьшение числа всасывающих клапанов или цементирующим агрегатом).

При потере циркуляции при спуске колонн работы производятся по специальным планам на проведение сложных (аварийных) работ.

Для борьбы с поглощениями глинистого раствора могут быть приняты специальные меры (например, ввод наполнителей, аэрация), которые проводятся по особому плану.

#### **10.4. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

##### **КЛАССИФИКАЦИЯ ЦЕМЕНТОВ ПО ГОСТ 30515**

По вещественному составу цементы подразделяют на следующие типы:

I — тампонажный портландцемент бездобавочный;

I-G — тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44;

I-H — тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38;

II — тампонажный портландцемент с минеральными добавками;

III — тампонажный портландцемент со специальными добавками, регулирующими плотность цементного теста.

По плотности цементного теста цемент типа III подразделяют на:

— облегченный (Об);

— утяжеленный (Ут).

По температуре применения цементы I, II, и III типов подразделяют на цементы, предназначенные для:

— низких и нормальных температур (15–50) °С;

— умеренных температур (51–100) °С;

— повышенных температур (101–150) °С.

По сульфатостойкости цементы подразделяют на:

а) I, II, III типа

— обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляют);

— сульфатостойкий (СС);

б) типа I-G и I-H

— высокой сульфатостойкости (СС-1);

— умеренной сульфатостойкости (СС-2).

Условное обозначение цемента должно состоять из:

— буквенных обозначений цемента: ПЦТ — портландцемент тампонажный;

— обозначения типа цемента;

— обозначения сульфатостойкости цемента;

— обозначение средней плотности для цемента типа III;

— обозначения максимальной температуры применения цемента;

— обозначения гидрофобизации или пластификации цемента — ГФ или ПЛ;

— обозначения настоящего стандарта.

*Примеры условных обозначений:*

*ПЦТ II — СС — 50 ГОСТ 1581—96 — портландцемент тампонажный с минеральными добавками сульфатостойкий для низких или нормальных температур;*

*ПЦТ I — G — СС — 2 ГОСТ 1581—96 — портландцемент тампонажный бездобавочный с нормированными требованиями при водо-цементном отношении, равном 0,44, умеренной сульфатостойкости;*

*ПЦТ III — Об5 — 100 — ГФ ГОСТ 1581—96 — портландцемент тампонажный со специальными добавками, облегченный плотностью 1,53 г/см<sup>3</sup>, для умеренных температур гидрофобизированный.*



## ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕМЕНТОВ

Вещественный состав цемента всех типов должен соответствовать значениям, указанным в таблице 10.25. Требования к физико-механическим показателям, характеризующим тампонажно-технические свойства цемента типов I-III, приведены в таблицах 10.26 и 10.27, а цемента типов I-G и I-H — в таблице 10.28. Требования к химическим параметрам цемента приведены в таблице 10.29.

## ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ

Портландцементный клинкер по химическому составу должен соответствовать технологическому регламенту. Массовая доля оксида магния  $MgO$  в клинкере не должна быть более 5,0%. Минералогический состав клинкера для сульфатостойких тампонажных цемента должен соответствовать значениям, указанным в таблице 10.30.

Гипсовый камень — по ГОСТ 4013. Допускается применение других материалов, содержащих сульфат кальция по соответствующим нормативным документам. Облегчающие и утяжеляющие добавки должны обеспечить получение цемента плотностью, указанной в таблице 10.27, и не должны вызывать деструкцию и коррозию цементного камня. Содержание добавок, вводимых в цемент при помоле, не должно быть больше значений, указанных в таблице 10.31.

## 10.5. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

В ОАО «Сургутнефтегаз» проводятся работы по ступенчатому цементированию наклонно направленных скважин и манжетному цементированию горизонтальных (при необходимости и наклонно направленных) скважин с применением новейших модификаций проходной цементировочной муфты типа МЦП.

В ступенчатом цементировании муфта МЦП-146С2 применяется совместно со специальным цементным раствором с пониженными фильтрационными свойствами для первой ступени цементирования. В манжетном цементировании муфта МЦП-146М применяется совместно с проходным заколонным перекрывателем ППГУ-146СМЦ — пакерующим устройством гидромеханического действия, характеризующимся высоким коэффициентом пакеровки.

## СТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Ступенчатое цементирование скважины производится в принципиальном соответствии с технологической схемой, согласно инструкции, утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз».

В цементировочную головку устанавливается обычная цельнорезиновая цементировочная пробка, применяемая при цементировании скважин в регионе. Производится опрессовка цементировочной линии.

В обсадную колонну закачивают 8 м<sup>3</sup> буферной жидкости, состоящей из воды с добавками 0,2% НТФ и 0,1% ПАВ — сульфоната натрия.

Производится затворение и закачка в обсадную колонну цементного раствора с добавкой тилозы Е 29651 в количестве 0,1–0,2% от веса сухого цемента в зависимости от сроков схватывания цементного раствора.

В колонну пускается разделительная цельнорезиновая пробка путем закачки воды в объеме, равном  $(V_{м-ц} + 1)$  м<sup>3</sup>, где  $V_{м-ц}$  — расчетный объем полости обсадной колонны в интервале между муфтой МЦП-146С2 и клапаном ЦКОД-146.

*Примечание:* отклонения от указанного объема воды допускаются только в сторону его уменьшения (минимальный объем — 0,5 м<sup>3</sup>).

В цементировочную головку устанавливается первая специальная цементировочная пробка из двух, поставляемых с муфтой МЦП-146С2. Производится пуск этой пробки в колонну закачкой 6 м<sup>3</sup> воды с добавками 0,2% НТФ и 0,1% ПАВ — сульфоната натрия.

Таблица 10.25

Тип цемента	Содержание клинкера	Содержание добавки Минеральная добавка	Специальная добавка, облегчающая (в том числе природная пуццолановая) или утяжеляющая
I I-G I-H	100	Не допускается	
II	80-94	6-20*	—
III	30-89	—	11-70

\* Добавок осадочного происхождения не должно быть более 10% массы цемента

Примечание. Вещественный состав характеризуют содержанием портландцементного клинкера и добавок без учета гипсового камня, вводимого сверх 100% массы цемента.

Таблица 10.26

Наименование показателя	Значение для цемента при температурах применения				
	низких и нормальных		умеренных и повышенных		
	типы I, II	тип III-Об	типы I, II	тип III-Об	тип III-Ут
1. Прочность при изгибе, Мпа, не менее, в возрасте: 1 сут. 2 сут.	— 2,7	— 0,7	3,5 —	— 1,0	— 2,0
2. Тонкость помола*: — остаток на сите с сеткой №008 по ГОСТ 6613, не более, % — удельная поверхность, не менее, м²/кг	12,0 270	10,0 —	15,0 250	12,0 —	12,0 230
3. Водоотделение, не более, мл	8,7	7,5	8,7	7,5	10
4. Растекаемость цементного теста, мм, не менее для цемента: — непластифицированного — пластифицированного	200 220	-----	200 220	-----	-----
5. Время загустевания до консистенции 30 Вс**, не менее, мин			90		

\* Допускается определить тонкость помола для цемента I типа только по удельной поверхности, а для цемента типов II и III-Ут — только по остатку на сите

\*\* Единицы консистенции Бердена

Таблица 10.27

Значение плотности цементного теста для цемента типа III, г/см³			
Облегченного		Утяжеленного	
Обозначение средней плотности	Плотность +0,04	Обозначение средней плотности	Плотность +0,04
Об 4	1,40	Ут 0	2,00
Об 5	1,50	Ут 1	2,10
Об 6	1,60	Ут 2	2,20
		Ут 3	2,30

Таблица 10.28

Наименование показателя	Значение для цементов типов I-G и I-H	
	Не менее	Не более
Прочность на сжатие, МПа, через 8 ч. твердения при температуре: 38°C 60°C	2,1 10,3	— —
Водоотделение, мл	—	3,5
Консистенция цементного теста через 15-30 мин. режима испытания, Вс	—	30
Время загустевания до консистенции 100 Вс, мин.	90	120

Таблица 10.29

Наименование показателя	Значение для цемента типов				
	I	II	III	I-G	I-H
Потери при прокаливании, не более	5,0			3,0	
Массовая доля нерастворимого остатка, не более	5,0			0,75	
Массовая доля оксида серы SO <sub>3</sub> : не менее не более		1,5 3,5		3,0	
Массовая доля хлор-иона, не более			0,1		
Массовая доля суммы щелочных оксидов в пересчете на Na <sub>2</sub> O, не более				0,75	

Таблица 10.30

Наименование показателя	Значение для клинкера цемента типа и сульфатостойкости		
	I, II, III	I-G и I-H	
	CC-1	CC-2	
Содержание трехкальцевого силиката C <sub>3</sub> S: не менее не более	— —	48 65	48 58
Содержание трехкальцевого алюмината C <sub>3</sub> A, не более	5	3	8
Сумма трехкальцевого алюмината C <sub>3</sub> A и четырехкальцевого алюмоферрита C <sub>4</sub> AF, не более	22	24*	—

\* Сумма четырехкальцевого алюмоферрита и удвоенного содержания трехкальцевого алюмината

Таблица 10.31

Тип цемента	Значение для добавок (в пересчете на сухое вещество)					
	ускорителей твердения	замедлителей загустевания	пластифицирующих	гидрофобизирующих	водоудерживающих	интенсификаторов помола, в том числе органических
I, II, III	0,5	0,3	0,5	0,5	1,5	1,00

\* Органических добавок не должно быть более 0,15%

Производится дальнейшее продавливание специальной тампонажной смеси буровым раствором до посадки цельнорезиновой цементировочной пробки на седло клапана ЦКОД-146, т.е. получения сигнала «СТОП». При получении этого сигнала давление в цементировочной головке повышается не менее чем до 11,5–12 МПа, а точнее, до величины, при которой выталкиваются пробки, установленные на срезных элементах муфты МЦП-146С2. Открытие технологических отверстий клапана при удалении пробок приводит к самопроизвольному уменьшению давления в цементировочной головке и к возможности перемещения специальной цементировочной пробки за счет медленной (при работе одного цементировочного агрегата на 2-й скорости) циркуляции жидкостей в скважине.

По всплеску давления на 7–8 МПа фиксируется посадка специальной цементировочной пробки в муфту МЦП-146С2 и открытие цементировочных отверстий последней. Затем производится один цикл циркуляции бурового раствора через эти отверстия буровым насосом или последовательными подключаемыми к нагнетательной линии, по меньшей мере, тремя цементировочными агрегатами.

В цементировочную головку устанавливается вторая специальная цементировочная пробка, входящая в комплект муфты МЦП-146С2.

В период до конца схватывания специальной тампонажной смеси (принимается по лабораторным данным) буровым насосом производится дополнительная промывка скважины продолжительностью не менее 15 минут. За 7–10 минут до конца схватывания специальной тампонажной смеси начинается закачка в колонну 6 м<sup>3</sup> буферной жидкости, состоящей из воды с добавкой 0,1% ПАВ — сульфоната натрия.

Затворяются и закачиваются в обсадную колонну заданные порции тампонажных материалов второй ступени цементирования, как правило, обычных гелецементного (облегченного) и чистого цементного растворов.

Производится пуск в колонну второй специальной цементировочной пробки закачкой продавочной жидкости и дальнейшее продавливание тампонажных материалов через цементировочные отверстия муфты МЦП-146С2 до посадки пробки в муфту и закрытия этих отверстий (закрытие фиксируется по всплеску давления величиной 3–4 МПа, которую следует рассматривать как сигнал «СТОП»).

#### Примечания:

1. Непосредственно перед посадкой пробки в муфту режим закачки продавочной жидкости должен соответствовать обычному режиму при ожидании сигнала «СТОП».

2. После закрытия цементировочных отверстий муфты может быть отмечено уменьшение давления, отражающее некоторое смещение специальных цементировочных пробок под муфту из-за сжатия жидкости, ограничивающей перемещение этих пробок. Давление может быть поднято вторично подкачкой продавочной жидкости для проверки герметичности.

3. После получения фиксированного давления «СТОП», с выдержкой 10 минут, производится поэтапно плавное стравливание давления в колонне с выдержкой по 10 минут: в начале — до рабочего давления, затем на 40–50 атм. меньше рабочего и до 0 атм. Очередное стравливание давления производить при отсутствии роста давления на цементировочной головке. При положительных результатах контроля на всех этапах цементировочная головка снимается, и скважина оставляется на ОЗЦ.

Перед освоением скважины специальные цементировочные пробки, входящие в комплект МЦП-146С2, проталкиваются бурильным инструментом к забою скважины (при этом жидкость, вытесняемая пробками, перетекает из подпробочного пространства колонны в надпробочное через обратные клапаны, имеющиеся в этих пробках). Затем через НКТ в зону перфорации закачивается кислотная перфорационная среда КПС-1 (КПС-1М) в объеме 3 м<sup>3</sup>.

Способ ступенчатого цементирования характеризуется следующими общими особенностями, способствующими повышению качества разобщения пластов:

- прокачка через зону продуктивных пластов только той тампонажной смеси, которая предназначена специально для размещения в этой зоне;
- уменьшение репрессии на продуктивные пласты;
- наиболее надежное обеспечение заданной высоты подъема тампонажного раствора.

## МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Манжетное цементирование скважины производится в принципиальном соответствии с инструкцией, утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз».

Устанавливается цементировочная головка и в ней закрепляется цельнорезиновая продавочная пробка, применяемая при традиционной технологии цементирования. Затем в обсадную колонну закачивается кислото-содержащая спецжидкость КПС-1 или КПС-1М в объеме, равном  $(V_{м-п} + 1)$  м<sup>3</sup>, где  $V_{м-п}$  — расчетный объем затрубного пространства в интервале между муфтой МЦП-146М и первой подвесной пробкой.

После чего в цементировочной головке закрепляется стопорными приспособлениями первая из двух специальных односекционных пробок, поставляемых с муфтой МЦП-146М. Затем в обсадную колонну закачивается КПС-1 (КПС-1М) в объеме, равном  $(V_{м-п} + 1)$  м<sup>3</sup>, где  $V_{м-п}$  — расчетный объем полости колонны в интервале между муфтой МЦП-146М и первой (подвесной) секцией специальной двухсекционной цементировочной пробки.

После закачки указанного объема КПС-1 (КПС-1М) пускается в колонну пробка, установленная в цементировочной головке закачкой бурового раствора цементировочным агрегатом с точным замером закачанного объема.

Цельнорезиновая продавочная пробка доводится до первой (подвесной) секции дальнейшей закачкой в колонну бурового раствора цементировочными агрегатами с точным замером его количества. Последние 1–2 м<sup>3</sup> раствора перед созданием секций пробки следует закачивать на 1–2 скорости агрегата и следить за давлением в цементировочной головке. При росте давления на 4–5 МПа закачка должна быть остановлена. После этого продолжается предельно медленная закачка бурового раствора до создания в цементировочной головке давления приведения в действие перекрывателя ППЗ-146 — не менее 9–10 МПа (указывается представителем ВНИИБТ или СургутНИПИнефть с учетом прочности установленных в перекрыватель сменных срезных винтов). Последнее давление измеряется в течение 5 минут.

*Примечание:* давление приведения в действие перекрывателя должно выдерживаться в строго заданных пределах. Превышение верхнего предела технологически недопустимо, поскольку может привести к срыву процесса создания перекрывателем перемычки в заколонном пространстве скважины из-за открытия перепускного клапана муфты МЦП-146М.

Производится дальнейшее предельно медленное повышение давления в цементировочной головке не менее чем до 16,0–17 МПа, а точнее, до величины (указывается представителем ВНИИБТ или СургутНИПИнефть с учетом прочности установленных в муфту сменных срезных элементов пробок), при которой открываются технологические отверстия муфты МЦП-146С2. При открытии этих отверстий в цементировочной головке самопроизвольно уменьшается давление и возникает циркуляция бурового раствора в скважине. Специальная односекционная пробка перемещается до муфты МЦП-146М за счет медленной (при работе одного цементировочного агрегата на 2-ой скорости) циркуляции бурового раствора.

По всплеску давления на 7–8 МПа фиксируется посадка специальной односекционной цементировочной пробки в муфту МЦП-146М и открытие цементировочных отверстий последней. Необходимо убедиться в возобновлении циркуляции раствора.

В цементирующую головку устанавливается вторая специальная односекционная пробка, поставляемая с муфтой МЦП-146М.

В обсадную колонну закачивается 8–10 м<sup>3</sup> буферной жидкости, состоящей из воды с добавками 0,2% НТФ и 0,1% ПАВ — сульфоната натрия. Затем в колонну закачивается расчетное количество тампонажного раствора (как правило, чисто цементного раствора).

Производится пуск в колонну второй специальной односекционной пробки закачкой продавочной жидкости и дальнейшее продавливание тампонажного раствора через цементируемые отверстия муфты МЦП-146М до посадки пробки в муфту и закрытия отверстий (закрытие фиксируется по скачку давления величиной 3–4 МПа, который следует рассматривать как сигнал «СТОП»).

*Примечание:* непосредственно перед посадкой пробки в муфту режим закачки продавочной жидкости должен соответствовать обычному режиму при ожидании сигнала «СТОП».

Производится разрушение срезных элементов, удерживающих ниже перекрывателя ППЗ-146 цементирующую пробку. С этой целью в цементирующей головке необходимо создать давление:

$$P_{\text{цг}} = P_{\text{пл}} + DP_{\text{ср}} - P_{\text{прж}},$$

где  $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление в продуктивных отложениях;

$DP_{\text{ср}}$  — перепад давления на пробку, необходимый для среза удерживающих ее срезных винтов, не менее 21–22 МПа (указывается с учетом прочности сменных срезных элементов, установленных для удержания пробки);

$P_{\text{прж}}$  — давление, создаваемое столбом продавочной жидкости в муфту МЦП-146М.

*Примечания:*

1. Установкой сменных срезанных винтов следует обеспечивать, чтобы  $P_{\text{цг}}$  превышало рабочие давления при продавливании тампонажного раствора и давления технологических окон муфты.

2. После разрушения срезанных элементов давление в цементирующей головке самопроизвольно понизится из-за сжатия жидкости в фильтровой зоне скважины и некоторого поглощения этой жидкости пластами-коллекторами.

Перед освоением скважины специальные цементируемые пробки, входящие в комплект МЦП-146М, проталкиваются буровым инструментом к забою скважины (при этом жидкость, вытесненная пробками, перетекает из подпробочного пространства в надпробочное через обратные клапаны, имеющиеся в этих пробках, в частности, обратный клапан, образуемый секциями специальной двухсекционной пробки).

## СТАНЦИЯ СКУПЦ-К

Компьютеризованная станция СКУПЦ-К предназначена для контроля и управления процессом цементирования.

### Устройство и работа СКУПЦ-К

Все оборудование СКУПЦ-К смонтировано в отапливаемом кунге автомобиля высокой проходимости «УралНефАЗ 42112» с дизельным двигателем (вахтовом автобусе).

Контроль основных параметров агентов на входе в скважину в реальном времени, оптимальное управление процессом цементирования, обработка и интерпретация данных, документирование информации осуществляется с помощью аппаратно-методического комплекса, состоящего из набора датчиков, соединительных и силовых кабелей, МСИ, ПЭВМ, принтера и программного обеспечения. С клавиатуры в ПЭВМ вводятся необходимые исходные данные (результаты лабораторных исследований буровых и тампонажных растворов). Выполняется контрольный расчет цементирования. При расчете цементирования используется профиль скважины, определяемый путем обработки данных профилометрии или кавернометрии. Считывание и преобразование измерительной информации осуществляется из стандартного каротажного LAS-формата.

Основными результатами расчета цементирования являются:

— необходимые объемы закачиваемых в скважину агентов, м<sup>3</sup>;

- необходимые массы тампонажного материала, т;
- физико-механические и реологические свойства растворов;
- давление при цементировании и продолжительность цементирования;
- потребное количество смесительных машин и цементируемых агрегатов.

Формируется сводная таблица результатов контрольного расчета цементирования обсадной колонны. В начале технологического процесса цементирования аналоговые сигналы от датчиков по соединительным кабелям поступают в МСИ, где происходит оцифровка и предварительная обработка. Затем по запросам от ПЭВМ измерительная информация поступает в ПЭВМ для окончательной обработки и визуализации. По окончании процесса цементирования на печать выдается полный отчет о ходе технологического процесса в табличной и графических формах.

Наименование параметра	Величина
Число контролируемых параметров на входе в скважину, шт.	7
Температура среды применения, °С	от -40 до +50
Влажность окружающей среды, %	до 100
Минимальная конфигурация ПЭВМ: процессор PENTIUM-100 объем оперативной памяти, Мбайт объем внешней памяти, Мбайт дисковод для гибких дисков монитор последовательный порт (2 шт.) печатающее устройство типа	по условиям эксплуатации NOTEBOOK 8 800 3"5 VGA RS-232 EPSON
<i>Технические данные модуля сбора информации (МСИ) от датчиков</i>	
вид поступающих сигналов от датчиков	оцифрованные
вид канала связи	RS-232
порядок поступления сигналов	по запросам от программного обеспечения
периодичность запроса порции данных, с, не менее	0,2
<i>Технические данные программного обеспечения:</i>	
версия операционной системы	Windows 95
схема обмена информацией с МСИ	запрос-данные с возможностью анализа качества передачи
сроки решения задач контроля	в реальном времени
период визуализации оперативной информации в цифровом виде (с предварительным усреднением данных), с	1
формы представления измерительной информации от датчиков	таблицы и диаграммы
особенность программного обеспечения	контроль критических ситуаций и выдача предупреждающих сообщений
вид хранения информации	файлы в текстовом виде (ASCII) на диске
<i>Технические данные по надежности функционирования СКУПЦ-К</i>	
Напряжение питания, В	
Монтажная база	автомобиль «УралНефАЗ-42112»
Масса в снаряженном состоянии, кг	9500
Полная масса станции, кг	11900
Скорость движения, не более, км/ч	75
Двигатель жидкостного охлаждения	ЯМЗ-236 М2 дизельный, V-6
Кузов	фургонный, каркасно-металлический с термоизоляцией, двухдверный, с двумя вентиляционными люками



## Комплектность СКУПЦ-К

Таблица 10.33

Наименование	Кол-во, шт.	Наименование	Кол-во, шт.
Конструктив «Геофон» для размещения аппаратуры	1	Соединительные кабели	
Кресло вращающееся	1	Герметичный ящик для хранения кабельной продукции и аппаратуры	1
Компьютер NOTEBOOK	1	Обогреватели	2
Монитор	1	Преобразователь $\pm 24$ В в $-220$ В	1
Принтер цветной	1	Стол	1
Устройство сопряжения с объектом (модуль сбора информации)	1	Кабельная смотка	1
Силовые кабели электропитания		Вешалка для одежды	2

## 11. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН НА МЕСТРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

### 11.1. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

#### КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ

По окончании бурения скважины, спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования верхние части обсадных колонн (кондуктора, промежуточной и эксплуатационной) соединяют при помощи колонной головки.

Для испытания продуктивных горизонтов и обеспечения последующей их эксплуатации без осложнений обвязка колонн на устье должна обеспечивать:

1. Герметизацию, контроль давления и возможность заполнения промывочной жидкостью заколонного пространства.
2. Жесткое соединение верхней (устьевой) части эксплуатационной колонны с другими колоннами, спущенными ранее в скважину.
3. Возможность фиксирования некоторых величин натяжения эксплуатационной колонны.
4. Восстанавливать нарушенную герметизацию межколонного кольцевого пространства путем нагнетания специальных паст или самотвердеющих пластиков.

Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации. Для нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выбор типа колонной головки зависит от пластового давления. В промышленной практике применяют колонные головки двух типов: клиновую (рис. 11.1) ГKK и муфтовую ГKM (рис. 11.2).

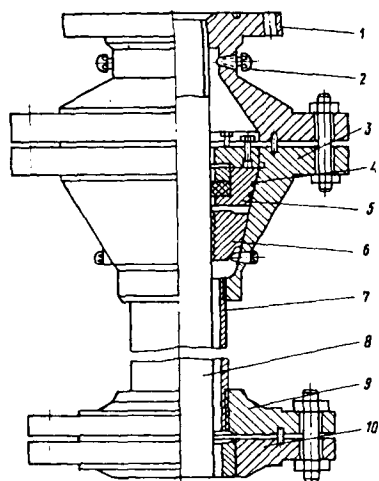


Рис.11.1. Колонная головка клиновая  
типа ГKK

- 1 — фланец; 2 — пробка; 3 — корпус головки;  
4 — резиновые уплотнители; 5 — пакер; 6 — клин;  
7 — патрубок; 8 — эксплуатационная колонна;  
9 — фланец для установки головки на устье;  
10 — фланец промежуточной колонны.

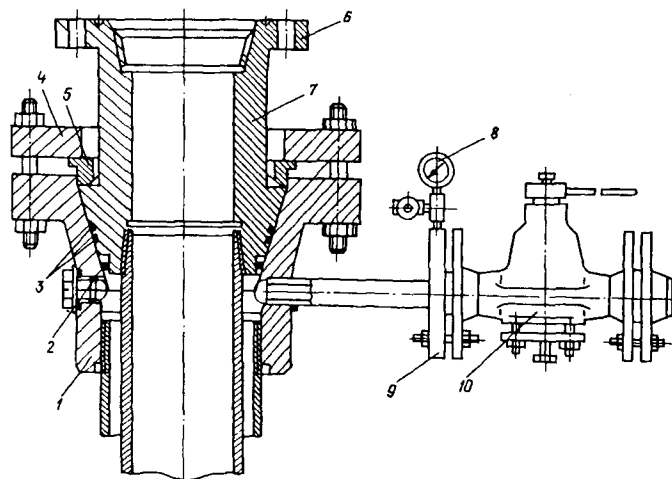


Рис. 11.2. Головка колонная муфтовая  
типа ГKM

- 1 — корпус головки; 2 — металлическая манжета;  
3 — резиновые кольца; 4, 6 — фланцы; 5 — полукольцо;  
7 — муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8 — манометр; 9 — патрубок с фланцем; 10 — кран.

Наиболее распространена колонная головка клиновая. Она предназначена для обвязки двух колонн — промежуточной и эксплуатационной или эксплуатационной и кондуктора (табл. 11.1).

Колонные головки испытывают на герметичность опрессовкой на рабочее давление согласно паспортным данным, а также на прочность корпуса на пробное давление согласно приведенным ниже данным.

Рабочее давление, МПа ..... 7; 14; 21; 35; 70; 103

Пробное давление при условном диаметре  
проходного сечения фланца головки,  
который присоединяется к обсадной колонне:

< 350 мм .....  $2 P_{\text{раб}}$   
> 350 мм .....  $1,5 P_{\text{раб}}$

После установки колонной головки на устье газовой скважины ее опрессовывают газообразными агентами в следующем порядке:

1) Через межколонное пространство на устье опрессовывают на давление, отвечающее допустимому внутреннему давлению промежуточной колонны, но не выше давления, которое может вызвать поглощение жидкости;

2) устанавливают на колонну трубную головку фонтанной арматуры, снижают уровень жидкости в колонне и вторично спрессовывают газом (воздухом) колонную головку на максимальное рабочее давление обсадной колонны, на которой установлена колонная головка, и дают выдержку давления не менее 5 мин.

При опрессовках колонной головки не должно быть утечки газа.

По условиям эксплуатации оборудование подразделяется на три группы:

1) для умеренного макроклиматического района и некоррозионной среды;

2) для умеренного макроклиматического района и коррозионной сред;

3) для холодного макроклиматического района и некоррозионной среды.

В шифре колонных головок приняты следующие обозначения: Г — головка, К — колонна, К или М — способ подвешивания колонн (соответственно на клиньях или на муфте), 1, 2, 3 и т. д. — число подвешиваемых колонн (без учета колонны кондуктора), первое число — рабочее давление, второе число — диаметр эксплуатационной колонны в мм, третье число — диаметр технической колонны, четвертое число — диаметр колонны кондуктора в мм, ХЛ-климатическое исполнение для холодного района, исполнение по коррозионной стойкости:

К1 — для сред, содержащих  $\text{CO}_2$  до 6%;

К2 — для сред, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  до 6%;

К3 — для сред, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  до 25%;

К2И — для колонных обвязок, изготовленных из малолегированной и низкоуглеродистой стали с применением ингибитора в скважине.

Например, оборудование обвязки обсадных колонн с клиновой подвеской двух колонн (без учета колонны кондуктора) диаметром 140 и 219 мм на рабочее давление 35 МПа в коррозионно-стойком исполнении для сред, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  до 6%: ГKK2-350-140X219X426K2.

### ФОНТАННАЯ АРМАТУРА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Эта арматура предназначена для герметизации устья скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации, а также для проведения различных технологических операций в умеренном и холодном макроклиматических районах для сред, содержащих  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}$  и пластовую воду. Собирается по схемам тройникового и крестового типов (рис. 11.3, схемы 1–6) согласно ГОСТ 13846–84.

По заказу потребителя арматуру можно поставлять в следующем комплекте:

- станция управления СУАП;
- дублирующие запорные устройства на боковых отводах елки и трубной головке;
- дополнительная трубная головка с запорным устройством на боковом отводе, обеспечивающая эксплуатацию скважин двухрядной концентричной подвеской подъемных труб;

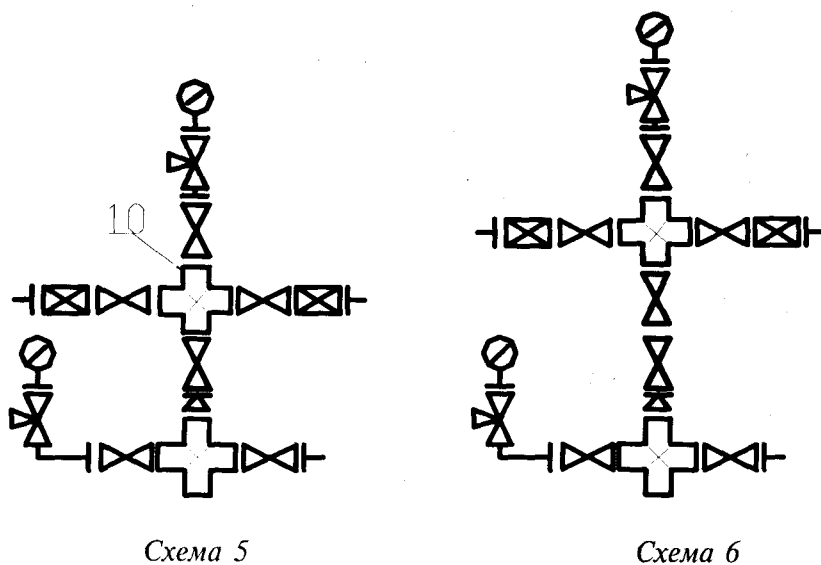
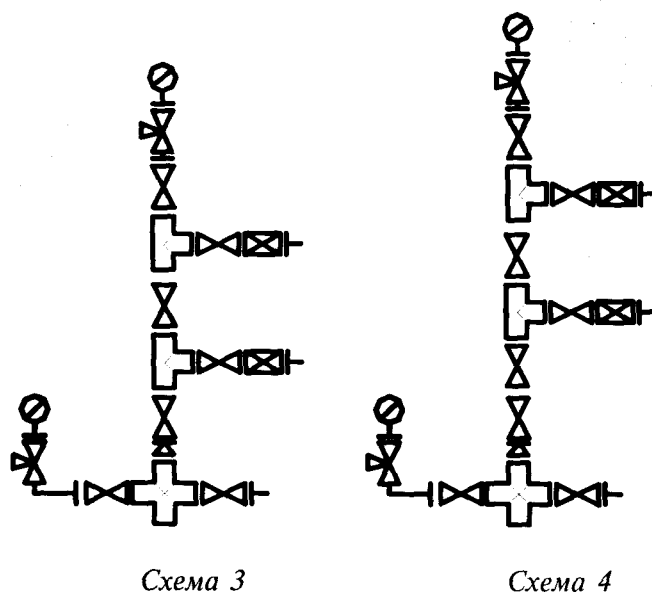
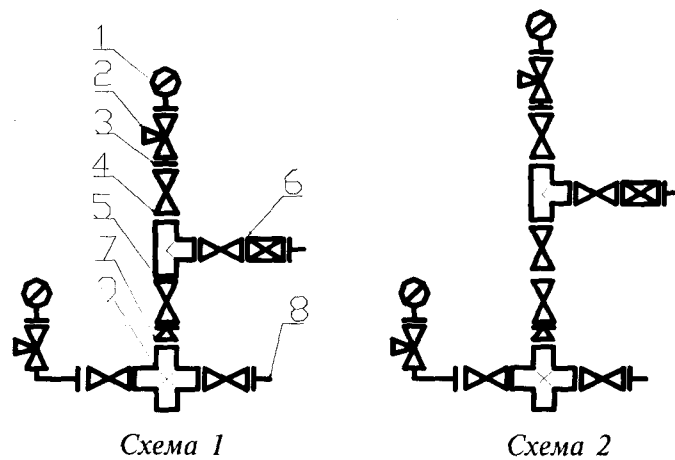


Рис. 11.3. Схема фонтанной арматуры тройникового и крестового типов

1 — манометр; 2 — запорное устройство к манометру; 3 — фланец под манометр; 4 — запорное устройство; 5 — тройник; 6 — дроссель; 7 — переводник трубной головки; 8 — ответный фланец; 9 — трубная головка; 10 — крестовина.

- специальный переводник трубной головки, обеспечивающий спуск в скважину электрического кабеля для питания электроэнергией скважинного центробежного электронасоса (ЭЦН).

Кроме того, арматуру можно изготавливать:

- для скважин, оборудованных скважинными управляемыми устройствами;
- по схемам, обеспечивающим возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им, а также нагнетания ингибиторов.

В шифре фонтанной арматуры приняты следующие обозначения: АФ — арматура фонтанная; конструктивное исполнение по схемам ГОСТ 13846-84; а — двухрядная концентричная подвеска подъемных труб; К — подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки (на муфтовой подвеске буква не пишется); Э — для эксплуатации скважин с погружными центробежными электронасосами; В — способ управления задвижками (дистанционный и автоматический); первое число — диаметр условного прохода по стволу и боковым струнам в мм; второе число — рабочее давление; ХЛ — климатическое исполнение для холодного района; исполнение по коррозионной стойкости: К1 — для сред, содержащих  $\text{CO}_2$  до 6%; К2 — для сред, содержащих  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  до 6%; К3 — то же,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  до 25%; К2И — для фонтанной арматуры, изготовленной из малолегированной и низкоуглеродистой стали, с применением ингибитора в скважине.

Например, арматура фонтанная с подвеской подъемных труб на резьбе переводника трубной головки, по схеме 6 ГОСТ 13846-84, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом 100 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа для не коррозионной среды и холодной климатической зоны — АФК6В-100Х21ХЛ; арматура фонтанная с двухрядной концентричной подвеской подъемных труб на муфте для скважины, содержащей в продукции до 25%  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  — АФ6аВ-80/65х70К3 (80 — проход по стволу, 65 — по боковым струнам в мм).

Арматура включает трубную головку, фонтанную елку, запорные устройства с ручным и пневматическим управлением, регулирующие устройства (дроссели).

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов насосно-компрессорных труб, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны подъемных труб подвешивают на резьбе и на муфтовой подвеске.

Подвешивание колонн на резьбе осуществляется:

- при однорядном лифте — на резьбе стволовой катушки;
- при двухрядном лифте: внутренняя колонна — на резьбе стволовой катушки; наружная — на резьбе тройника (крестовины) трубной головки.

Подвешивание колонн на муфтовой подвеске осуществляется:

- при однорядном лифте — на муфте в крестовине трубной головки;
- при двухрядном лифте: внутренняя — на муфте в тройнике трубной головки, наружная — на муфте в крестовине.

Елка предназначена для направления продукции скважины в выкидную линию регулирования режима эксплуатации, для установки специальных устройств при спуске скважинных приборов или скребков для очистки труб от парафина, замера давления и температуры среды, а также для проведения некоторых технологических операций.

Боковые струны арматуры оканчиваются ответными фланцами для приварки к линиям манифольда. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и в ствол елки.

В качестве запорных устройств фонтанной арматуры применяют проходные пробковые краны и прямоточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки. Для регулирования режима эксплуатации на боковых струнах елки установлены регулируемые или нерегулируемые дроссели со сменной втулкой из износостойкого материала. Основные параметры фонтанной арматуры по ГОСТ 13846-84 приведены в таблице 11.2.

Типоразмер колонной головки	Максимальный размер расточки под колонную подвеску, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр труб, на которых устанавливается головка, мм	Высота корпуса колонной головки, мм	Диаметр, мм		
					проходного отверстия корпуса головки	внешнего корпуса подвески	условной колонны труб, подвешиваемой на колонной головке
230x140-219	230	14	219	510	203	237	114, 127, 140, 146
230x210-219	230	21	219	520	203	237	114, 127, 140, 146
230x350-219	230	35	219	520	203	237	114, 127, 140, 146
280x140-245	280	14	245	550	227	277	114, 127, 140, 146, 168
280x210-245	280	21	245	550	227	277	114, 127, 140, 146, 168
280x350-245	280	35	245	550	227	277	114, 127, 140, 146, 168
280x140-273	280	14	273	550	252	277	114, 127, 140, 146, 168, 194
280x210-273	280	21	273	560	252	277	114, 127, 140, 146, 168, 194
280x350-273	280	35	273	570	252	277	114, 127, 140, 146, 168, 194
350x140-299	350	14	299	550	279	345	140, 146, 168, 194, 219
350x210-299	350	21	299	560	279	345	140, 146, 168, 194, 219
350x350-299	350	35	299	570	279	345	140, 146, 168, 194, 219
350x140-324	350	14	324	540	303	345	140, 146, 168, 194, 219, 245
350x210-324	350	21	324	550	303	345	140, 146, 168, 194, 219, 245
350x350-324	350	35	324	570	303	345	140, 146, 168, 194, 219, 245
425x140-377	425	14	377	540	356	420	168, 194, 219, 245, 273, 299
425x210-377	425	21	377	580	356	420	168, 194, 219, 245, 273, 299
425x350-377	425	35	377	600	356	420	168, 194, 219, 245, 273, 299

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 14 МПа (табл. 11.3), изготавливают по схемам 1, 3 и 5 ГОСТ 13846–84. В качестве запорного устройства арматуры применяется проходной пробковый кран типа КППС, герметизируемый уплотнительной смазкой ЛЗ-162, а регулирующего устройства — быстросменный дроссель.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 21 и 35 МПа, изготавливают с прямоотчными задвижками типа ЗМС1 и принудительной подачей смазки, с

условным проходом 65 мм — по схемам 1–6, с условным проходом 80 мм — по схемам 1, 5 и 6, с условным проходом 100 и 150 мм — по схеме 6 ГОСТ 13846–84 (табл. 11.4).

При наличии в скважине управляемого клапана-отсекателя в трубной головке фонтанной арматуры имеется отверстие, через которое пропускается трубка гидропривода. Запорным устройством в арматуре служат прямоотчная задвижка типа ЗМС1 с однопластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу» и принудительной подачей смазки и типа ЗМС — с двухсторонней принудительной подачей смазки. Арматура в зависимости от типа комплектуется задвижками с ручным и пневматическим управлением. Регулирующим устройством арматуры служит угловой регулируемый дроссель.

Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 70 МПа, изготавливают с прямоотчными задвижками с автоматической подачей смазки по схеме 6 ГОСТ 13846–84. Запорное устройство — прямоотчная задвижка типа ЗМАД и ЗМАДП с двухпластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу», с автоматической подачей смазки в затвор, и типа ЗМС, ЗМСП с однопластинчатым шибером, с двухсторонней принудительной подачей смазки. Арматура в зависимости от типа комплектуется задвижками с ручным и пневматическим управлением.

## Основные параметры фонтанной арматуры по ГОСТ 13846–84

Таблица 11.2

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14,21,35,70, 105, 140
65	50,65	50,65	14,21,35,70, 105, 140
80	50, 65, 80	50,65	14,21,35,70, 105
100	65, 80, 100	65	21,35,70
150	100	65	21

## Фонтанная арматура на 14 МПа

Таблица 11.3

Фонтанная арматура с проходными пробковыми кранами	Габаритные размеры, мм		Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина L	высота H	
АФК1-65X14	1710	1750	660
АФК1-65X 14	1300	1755	660
АФК1Э-65X 14	1350	1765	625
АФК1Э-65X 14	945	1810	625
АФК3-65X 14	1710	2445	870
АФК3-65X 14	1300	2465	870
АФК5-65X 14	1720	1770	762
АФК5-65X 14	1300	1755	762

Примечание. Ширина В для всей арматуры составляет 430 мм.

**Фонтанная арматура на 21 и 35 МПа**

Таблица 11.4

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм			Масса армату- ры в собран- ном виде, кг
	длина	ширина	высота	
АФК1-65Х21	1360	790	1560	807
АФК2-65Х21	1360	790	1920	880
АФК3-65Х21	1360	790	2050	1023
АФК3а-65Х21	1360	790	2545	1287
АФК1-65Х35	1350	760	1875	1060
АФК3-65Х35	1350	760	2585	1322
АФК3а-65Х35	1350	760	3135	1670
АФК6-80/65Х35ХЛ	2510	885	2620	1810
АФ6В-80/65Х35К2	2315	1180	2755	2537
АФК6-100Х21ХЛ	3570	1120	3120	2926
АФК6В-100Х21К2И	3570	1120	3120	2926
АФК6-100Х35ХЛ	3540	1130	2945	3645
АФК6-100Х35К1	3540	1130	2945	3645
АФК6В-100Х35К2	3540	1400	2945	4955
АФК6В-100Х35К2И	3540	1400	2945	4955
АФК6-150/100Х21ХЛ	3650	1485	2900	3555

**Фонтанная арматура на 70 МПа**

Таблица 11.5

Фонтанная арматура	Запорное устройство	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
		длина L	ширина B	высота H	
АФ6М-50Х70	Прямоточные	2500	890	2950	2200
АФ6аВ-80/50Х70	задвижки типа	3040	1280	4410	4600
АФ6А-80/50Х 70К2	ЗМАД, ЗМАДП и ЗМ	3275	1280	3700	4100



# Применяемые типы фонтанной арматуры

Таблица 11.6

Завод-производитель	Обозначение	Тип запорной арматуры
Юго-Камский машиностроительный завод им. Лепсе	АФК (АФТ)-65Крх140	Кран пробковый КФПЛ-65х140
	АФК1-65х140	Кран пробковый КППС-65х140
Машиностроительный завод им. лейтенанта Шмидта (г. Баку)	АФ3аК-65х210	Задвижка ЗМС1-65х210
	АФ3К-65х210	
	АФК3-65х210	
	АФ3К-65х350	Задвижка ЗМС1-65х350
	АФ3аК-65х350	
	АФК3-65х350	
АО «Станкомаш» (г. Челябинск)	АФК1-65х210	Задвижка ЗМС1-65х210
	АНК1-65х210	
АО «Чеховский завод энергетического машиностроения»	АФК1-65х210	Задвижка ЗФ-65х210М
ПО «Баррикады» (г. Волгоград)	АФК1-65х21А	Задвижка ЗМБ-65х21
Воронежский механический завод	АФК-65х210	Задвижка ЗФ-65х210
Механическое предприятие Кымпина (Румыния)	3"х2.1/2"-210	Задвижки 2.1/2"-210 и 3"-210
	3"х3"-210	
TIХ CORPORATION (Япония)	11"х7.1/16-210,9	IKS/WKM 2.1/16"- 3000#W.P.MODEL M-5" SAF-T- SEAL
BREDA ENERGIA (Италия)	11"х7.1/16"-210,9	2.1/16" API 3000 (TRIM BTN-L)
NATIONAL-OILWELL (США, Хьюстон)	11-3Мх7.1/16"-3М	На крестовину 2.1/16"-3М; на фонтанную елку 2.9/16"-3М

## 11.2. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование (ОП) предназначено для герметизации устья строящихся и ремонтируемых скважин с находящейся в ней колонной труб или при ее отсутствии, при проворачивании, расхаживании колонны труб между замковыми и муфтовыми соединениями, а также протаскивании колонны бурильных труб с замковыми соединениями (с фасками по обе стороны замкового соединения под углом  $18^\circ$ ). Противовыбросовое оборудование позволяет производить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт. Основные параметры ОП и его составных частей должны соответствовать ГОСТу 13862–90.

В соответствии с ГОСТ 13862–90 предусмотрено десять типовых схем ОП:

схемы 1 и 2 — с механическим (ручным) приводом;

схемы 3...10 — с гидравлическим приводом.

Схема 1 включает плащечный превентор (1), задвижку с ручным управлением (2), устьевую крестовину (3), регулируемый дроссель (5) с ручным управлением, гаситель потока 6 и манометр (4) с запорным и разрядным устройствами и разделителями сред.

Схема 2 аналогична схеме 1, но добавлен еще один плащечный превентор.

Схема 3 состоит из плащечного превентора (1), задвижки с гидравлическим управлением (2), устьевой крестовины (3), манометра (5) с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред, кольцевого превентора (4), регулируемого дросселя (6) с ручным управлением, задвижки с ручным управлением гасителя потока (8), вспомогательного пульта (9), станции гидропривода (10) и обратного клапана (11).

Схема 4 аналогична схеме 3, но вместо кольцевого превентора устанавливается второй плащечный превентор.

В схеме 5 добавлен к двум плащечным один кольцевой превентор, в остальном схема аналогична схеме 4.

Схема 6 отличается от схемы 5 заменой регулируемого дросселя с ручным управлением на регулируемый дроссель с гидравлическим управлением и соответственно добавлением в схему пульта управления гидроприводного дросселя.

Схема 7 состоит из двух плащечных превенторов (7), задвижек (5) с гидроуправлением, устьевой крестовины (4), манометра (9) с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред, кольцевого превентора (6), регулируемого дросселя (10) с ручным управлением, задвижки (8) с ручным управлением, гасителя потока (11), вспомогательного пульта (1), станции гидропривода (2), обратного клапана (3), регулируемого дросселя (12) с гидравлическим управлением и пульта управления гидроприводным дросселем (13).

Схема 8 аналогична схеме 6, но к крестовине (8) добавлены две задвижки с ручным приводом, установленные рядом с задвижками с гидроуправлением.

Схема 9 аналогична схеме 7, но в обвязку нижней крестовины (4) к задвижкам с гидравлическим управлением (5) включены две задвижки с ручным управлением.

Схема 10 включает три плащечных превентора (6), задвижку с гидроуправлением (7), устьевую крестовину (4), манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред (8), кольцевой превентор (5), дроссель регулируемый с ручным управлением (9), задвижку с ручным управлением (10), гаситель потока (11), вспомогательный пульт (1), станцию гидропривода (2), обратный клапан (3), регулируемый дроссель (13) с гидроуправлением и пульт управления гидроприводным дросселем (12).

Основные параметры и размеры превенторов приведены в таблице 11.7 (ГОСТ 13862–90).

Условное обозначение ОП (ГОСТ 13862–90) должно состоять из слова «Оборудование», шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и обозначения нормативно-технического документа на поставку.

*Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным проходом превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным проходом 80 мм: Оборудование ОП6-280/80х35 ГОСТ 13862–90.*

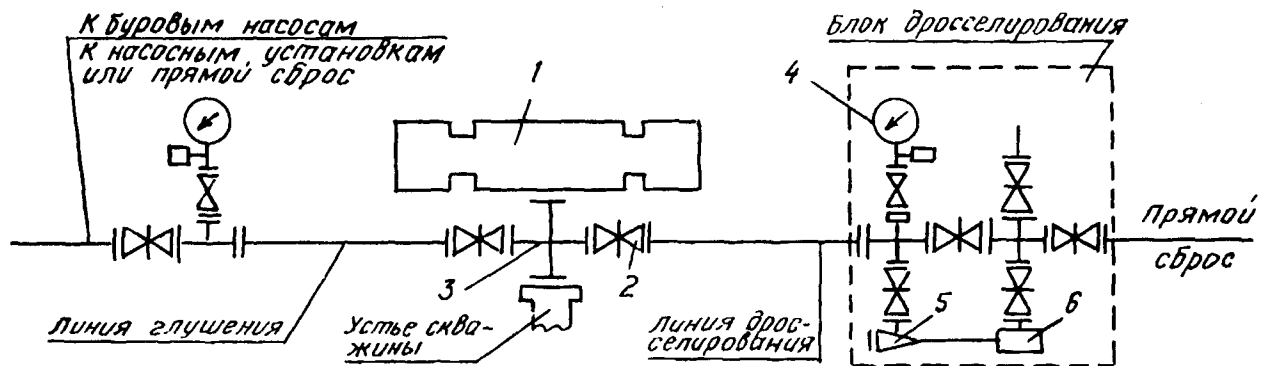


Рис. 11.4. Схема 1

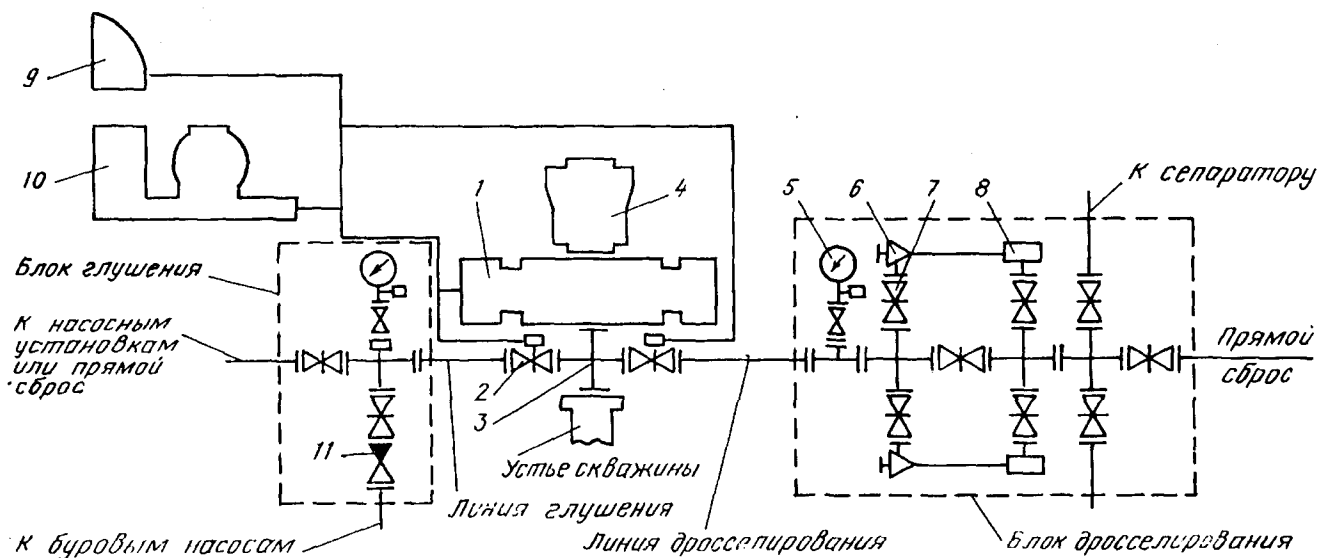


Рис. 11.5. Схема 3

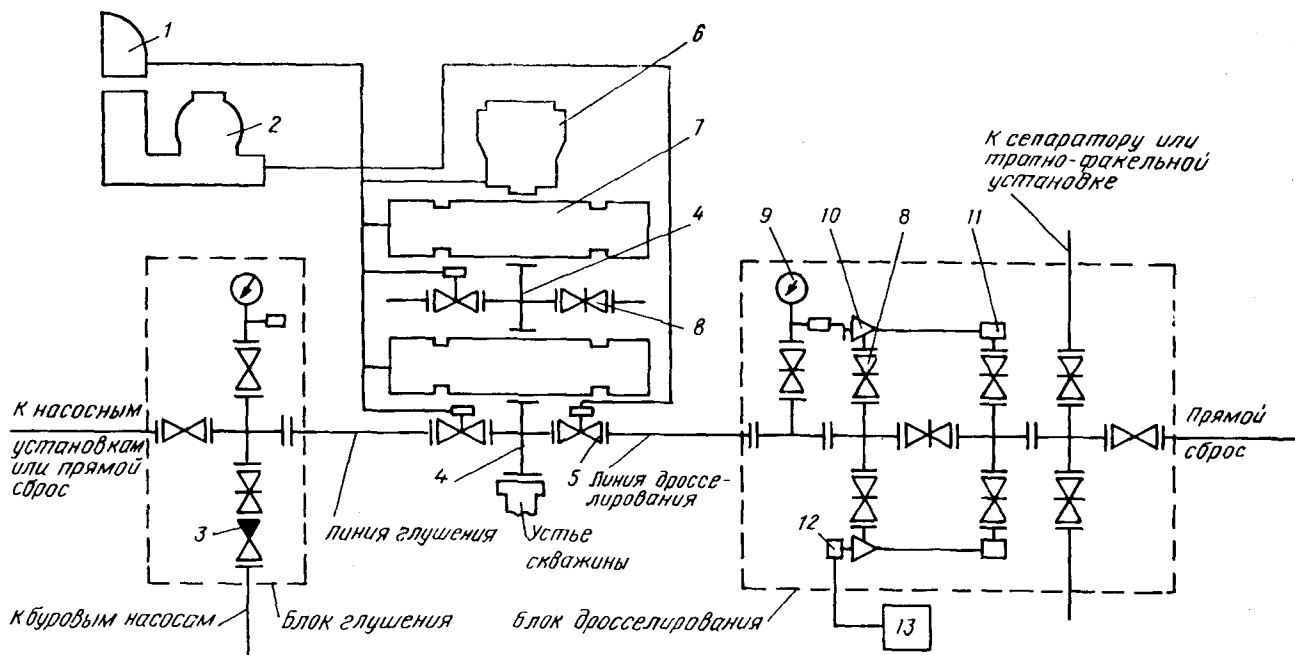


Рис. 11.6. Схема 7



Техническая характеристика плашечных превенторов

Таблица 11.7

Шифр	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление рабочее, кгс/см <sup>2</sup>	Давление пробное, кгс/см <sup>2</sup>	Плашки сменные под трубы диаметром, мм	Глухие плашки	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
ППГ-156х320	156	320	640	60; 63,5; 73; 89; 102; 114	X	1895	650	775	2080
ППГ-156х320ХЛ									
ППГ-307х200	307	200	400	102; 114; 124; 127; 140; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219	X	2392	750	570	1517
ППГ-307х200ХЛ									
ППГ-307х320		320	640		X			580	
ППГ-350х350	350	350	700	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	X	2380	850	640	1660
ППГ-406х125	406	125	250	127; 140; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	X	2600	900	580	1483
ППГ-520х140	520	140	210	114; 146; 168; 178; 194; 203; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 407; 426	X	3050	935	590	2070

## ПРЕВЕНТОРЫ

Плащечный превентор (рис.11.9) состоит из корпуса (2), откидных крышек с гидроцилиндрами (1) и (3), шарнирно подвешенных на корпусе, и других деталей. В таблице 11.7 даны основные технические данные плащечных превенторов.

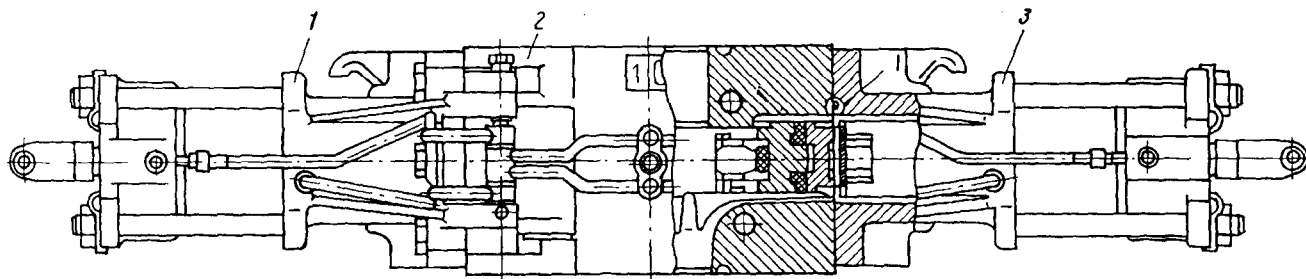


Рис. 11.9. Плащечный превентор

Универсальный (кольцевой) превентор (рис. 11.10) включает уплотнитель (1), крышку (2), корпус (3), конический плунжер (4) и запорную камеру. Конструкция превентора обеспечивает герметизацию устья скважины вокруг любой части бурильной колонны и полного перекрытия бурильных труб, а также герметизацию устья скважины при отсутствии колонны труб в скважине.

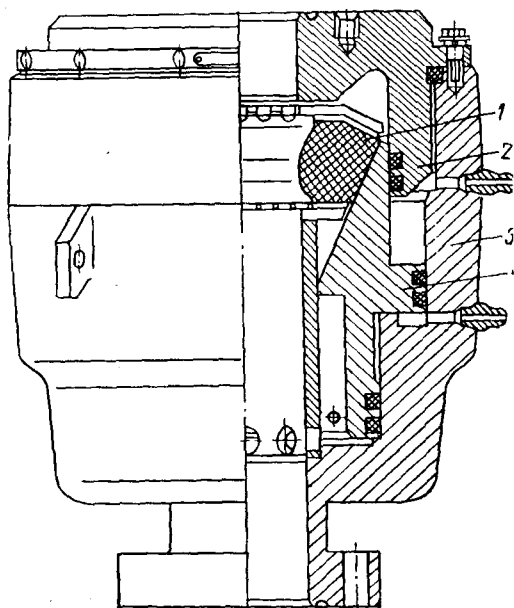


Рис. 11.10. Универсальный превентор

## УСТАНОВКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРЕВЕНТОРАМИ

Установка гидравлического управления превенторами и задвижками манифольда типа ГУП состоит из двух взаимно заблокированных пультов — основного и вспомогательного.

Основной пульт предназначен для управления превенторами с безопасного места вне буровой. Все узлы смонтированы на общей раме и представляют собой компактный габаритный транспортируемый блок.

Пневмогидроаккумулятор служит для накопления гидравлической энергии за счет сжатия газа с целью сокращения времени на операции закрывания — открывания плашек превенторов и задвижек манифольда и обеспечения работы установки при отключении электроэнергии на буровой.

Распределители служат для оперативного управления превенторами и задвижками.

Вспомогательный пульт предназначен для управления комплексом противовыбросового обо-

рудования непосредственно с рабочего места бурильщика и состоит из корпуса, двух распределителей, регулирующего клапана, фильтра, манометров, блокировочного цилиндра и трубопроводов. С пульта производят закрывание двух плашечных превенторов, открывание рабочей задвижки манифольда, закрывание и открывание универсального превентора.

Манифольд имеет две линии — рабочую и аварийную. Аварийная линия используется при бурении разведочных скважин и в аварийных операциях. Рабочая применяется для всех операций воздействия на скважину и состоит из отводов в желобную систему через штуцеры, в шламовый амбар и отводов к буровому насосу и цементировочному агрегату.

Ручной привод используют как аварийный для закрывания плашечных превенторов в случае отсутствия электроэнергии при разряженном аккумуляторе, а также для фиксации закрытого положения плашек.

Разъемный желоб состоит из двух стоек, соединенных болтами. Уплотняется разъем стоек прокладками. Боковой отвод разъемного желоба соединяют с желобом циркуляционной системы посредством наклонной трубы, уплотняемой кольцами. Кольца поджимаются к стойке желоба и корпусу сальника крышками с помощью шпилек и гаек.

### **МАНИФОЛЬД ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Манифольд противовыбросового оборудования состоит из блока дросселирования (7), блока глушения (2) и трубной секции (3). Конструкция представляет собой комплекс узлов запорной и регулирующей арматуры и трубопроводов, постоянно смонтированных на общей раме. Комплекс включает регулируемые дроссели с дистанционным гидравлическим и ручным управлением, сепаратор, пакет труб, манометры с запорным и разрядным устройствами и разделителями сред и секции трубопроводов. Дистанционное гидравлическое управление выполняют с пульта управления гидроприводными дросселями. В рабочем положении блок дросселирования и блок глушения соединяются со стволовой частью противовыбросового оборудования с помощью трубопроводов. Между устьевой крестовиной и трубопроводом устанавливаются задвижки с дистанционным гидравлическим управлением. Такие же задвижки устанавливаются между блоком глушения и стволовой частью.

# Технические характеристики универсальных превенторов

Таблица 11.8

Типоразмер	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр проходного отверстия уплотнителя, мм	Наибольший условный диаметр труб, пропускаемый с подвеской, мм	Высота, мм, не более	Масса, кг, не более
ПУ1-180x210	180	21	180	127	830	1300
ПУ1-180x350		35			970	2000
ПУ1-180x700		70			1250	6000
ПУ1-230x350	230	35	230	146	1170	3300
ПУ1-230x700		70			1500	9500
ПУ1-280x210	280	21	280	194	1050	2700
ПУ1-280x350		35			1270	4000
ПУ1-280x700		70			1700	13000
ПУ1-350x210	350	21	350	273	1200	4400
ПУ1-350x350		35			1430	8000
ПУ1-350x700		70			1900	18000
ПУ1-425x140	425	14	425	340	1300	6200
ПУ1-425x210		21			1420	8200
ПУ1-520x210	520	21	520	426	1700	15000

## Техническая характеристика установки гидравлического управления превенторами

Таблица 11.9

	ГУП-100Бр-2	ГУП-14
Число управляемых узлов	6	6
Рабочее давление в системе, МПа	10	14
Рабочая жидкость в системе	Гидравлическая жидкость марки 132-10, масло промышленное	Масло всесезонное гидравлическое ВМГЗ ТУ 38-101479-74
Объем масляного бака, дм <sup>3</sup>	45	402
Газ, применяемый в аккумуляторе	Азот	Азот
Давление азота в пневмогидроаккумуляторе без масла, МПа	6...6,5	7,5-8,0
Объем масла в пневмогидроаккумуляторе при давлении в системе 10 (14) МПа и давлении азота при заправке 6 (7,5) МПа, дм <sup>3</sup>	163	212,8
Мощность электродвигателя, кВт	3	11
Тип масляного насоса	шестеренчатый	Н32Н
Подача, см <sup>3</sup> /об насоса	10	50 л/мин
Подача ручного насоса за один двойной ход, см <sup>3</sup>	15	15
Диапазон давлений, устанавливаемый регулируемым клапаном, МПа	0...10	1-14



# Техническая характеристика МПО

Таблица 11.10

Показатели	Тип манифольда			
	МПБ2-80Х35К2	МПБ2-80Х35	МПБ3 80Х35	МПБ3 80Х70
Макроклиматический район применения (ГОСТ 16350-80)	Умеренный, холодный			
Условный проход, мм	80			
Рабочее давление, МПа	35			
Общая длина труб, м	160	112	70	
Тип запорного устройства	Задвижки 3М-80х35К2 с ручным и 3М-80Гх35К2 с дистанционным гидравлическим управлением (ТУ 26-16-165-84)	Задвижки прямооточные с ручным 3М-80х35 и гидравлическим управлением 3М-80Гх35 (ТУ 26-16-165-84)	Задвижки прямооточные 3М-80х35, 3М-80х70 с ручным управлением (ТУ 26-16-165-84); 3М-80Гх70 с дистанционным гидравлическим управлением	
Тип регулируемого устройства	Дроссель, регулируемый ДР-80х35К2 с ручным и ДР-80Гх35К2 с дистанционным гидравлическим управлением	Дроссель, регулируемый ДР-80х35К2 с ручным управлением и ДР-80Гх35К2 с дистанционным гидравлическим управлением	Дроссель, регулируемый ДР-80х70К2 с ручным и ДР-80Гх70К2 с дистанционным гидравлическим управлением	
Дистанционное управление запорными устройствами	От установки управления СН-6V (Румыния)	От ГУП 100Бр-1 по ТУ 26-16-14-76 или от установки управления СН-6V (Румыния)	От ГУП 100Бр-2 по ТУ 26-16-14-76	

## **12. АВАРИИ В БУРЕНИИ. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ**

### **12.1. КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ ПО ВИДАМ**

По факторам, влияющим на их возникновение, аварии подразделяются на три основные группы:

- природные (неблагоприятные горно-геологические условия бурения);
- технологические (несовершенство и различные нарушения технологии бурения);
- организационно-технические (несовершенство организации буровых работ и неправильное использование буровой техники).

Аварии, возникающие из-за неблагоприятных горно-геологических условий бурения, по своим признакам зачастую сходны с осложнениями при бурении.

По причинам возникновения аварии подразделяются на две группы (это обуславливает оплату труда буровой бригады за время ликвидации аварии):

- аварии, происшедшие по вине буровой бригады;
- аварии, происшедшие не по вине буровой бригады.

По степени тяжести аварии делятся на простые и сложные; нередки случаи, когда во время ликвидации простой аварии она может перейти в сложную.

По характеру возникновения аварий классифицируют на:

- аварии с колонной бурильных труб — оставление в скважине бурильных колонн или их частей из-за поломок труб в теле или в соединительных элементах, а также падение в скважину элементов бурильных колонн; нередки случаи аварий с колоннами бурильных труб как следствие ликвидации аварий других видов (например, прихватов);
- аварии в результате прихвата бурильной колонны (вид аварий, при которых полностью потеряна возможность спуска или подъема бурильной колонны) — вызываются прилипанием бурильных труб к стенкам скважины, заклиниванием коронок, долот, колонковых и бурильных труб, возникновением сальников в скважине, обвалами и осыпаниями стенок скважины;
- аварии с обсадными трубами — разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых или ранее опущенных обсадных труб; разрыв труб по телу; падение обсадных труб в скважину; смятие и протирание обсадных труб; прихваты обсадных колонн при спуске и подъеме; отвинчивание и обрыв башмаков и башмачных труб;
- аварии с алмазными коронками и долотами — прижоги или оставление в скважине коронок, долот или их частей (секторов);
- аварии при скважинных исследованиях — обрыв и оставление в скважине каротажных зондов или других скважинных приборов, каротажного кабеля;
- падение посторонних предметов в скважину;
- оставление керна в скважине.

### **12.2. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ**

#### **ОБРЫВЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

При обрыве труб бурильной колонны прежде всего необходимо выяснить причину, место и характер излома. Последние определяют по поднятой части бурильной колонны или спуском печати.

Если оставшаяся в скважине часть бурильного инструмента не прихвачена, то спускается правый метчик или колокол (в зависимости от формы обрыва) и после соединения его с бурильной колонной производится ее подъем из скважины. Возможные осложнения в этом случае: уход «головы» бурильной колонны в сторону (при наличии каверн в стенках скважины); расклинивания бурильными трубами или их частями и соединениями (при двойном обрыве, падении бурильных труб и соединений и др.). Способы ликвидации: соединение с отдельными элементами бурильной колонны и попытки извлечь их поочередно; цементация интервала у верхнего конца бурильной колонны с последующим искривлением ствола скважины.

При невозможности соединения с оставшейся частью бурильной колонны метчиком (или колоколом) из-за формы обрыва (косой слом с малым углом, развальцевание кромок и пр.) для соединения может быть применена труболовка, а при невозможности ее применения — обуривание верхней части колонны.

Основными инструментами, применяемыми при этом типе аварий, являются пики, метчики, колокола.

### **ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН**

Этот вид аварий является наиболее распространенным и тяжело поддающимся ликвидации видом, он дает наибольшее число осложненных аварий, поэтому к ликвидации прихвата необходимо подходить весьма внимательно и осторожно. При обнаружении прихвата необходимо выяснить возможность вращения бурильной колонны и наличие промывки в призабойной зоне.

Если возможны вращение и промывка, следует попытаться поднять колонну с вращением при максимально возможной промывке. При наличии промывки можно применить нефтяную ванну (закачка 1—2 м<sup>3</sup> нефти и выдержка скважины в течение 24—48 ч); этот способ применим при прихватах в вязких пластичных породах (глины, алевролиты и т.п.). Если невозможен подъем с вращением и интенсивной промывкой, следует попытаться ликвидировать прихват натяжкой колонны.

### **АВАРИИ С ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ**

При спуске обсадных труб возможны отворачивания отдельных труб, частей обсадной колонны, ниппелей, обрывы труб и их смятие. При отворачивании труб следует попытаться зацентрировать отвернувшуюся трубу при помощи деревянного конуса, спущенного на бурильных трубах, и затем навернуть ее вращением верхней части колонны обсадных труб. Если невозможно навернуть трубу, необходимо поднять верхнюю часть колонны обсадных труб, а затем захватить и поднять отвернувшуюся трубу с помощью трубного метчика или труболовки, спускаемых на бурильных трубах.

В процессе бурения возможны отворачивание нижней части колонны обсадных труб (башмачной трубы) или обрыв ее в результате размыва ствола скважины и зависания колонны обсадных труб. Ликвидацию этих аварий производят путем центрирования отвернувшейся (оторвавшейся) части колонны с последующей цементацией ее или спуском обсадной колонны меньшего диаметра. При возможности следует поднять верхнюю часть колонны обсадных труб и далее производить ликвидацию аварии вышеописанным способом. Так же ликвидируют аварии, происшедшие из-за протирания стенок колонны обсадных труб в процессе бурения.

Возможны осложнения при ликвидации аварий с обсадными трубами: 1) прихваты (прилипания, примерзание) обсадных труб; 2) обрывы бурильных труб, используемых при ликвидации аварий с обсадными трубами. Первые ликвидируются применением различных смазок или путем разогрева обсадных труб с последующим извлечением труб.

Основной инструмент, применяемый при ликвидации аварий с обсадными трубами — это труболовки и труборезы.

### **ПАДЕНИЕ ПОСТОРОННИХ ПРЕДМЕТОВ В СКВАЖИНУ**

Разнообразие посторонних предметов, которые могут попасть в скважину, обуславливает многочисленность способов их извлечения. Извлечение этих предметов может производиться различными ловушками, обуриванием или разбуриванием предмета; при невозможности извлечения постороннего предмета производится бурение второго ствола.

### **АВАРИИ ПРИ СКВАЖИННЫХ РАБОТАХ**

При обрыве скважинных приборов и оставлении их в скважине ликвидация аварии производится так же, как и при аварии с буровыми коронками и долотами.

При обрыве каротажного кабеля (или троса, на котором спущен скважинный прибор) его извлечение производится с помощью специальных приспособлений (ерш двурогий, ерш однорогий). В случае невозможности извлечения каротажного кабеля (троса), он разбуривается.

### 12.3. ИНСТРУМЕНТ, ПРИМЕНЯЕМЫЙ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ АВАРИЙ

К аварийным резьбонарезным соединительным инструментам относятся простейшие инструменты — колокола и метчики. Их достоинствами являются простота, надежность и прочность. Все резьбонарезные инструменты выпускаются как с правыми, так и с левыми резьбами. При заказе инструментов с левым направлением резьбы в конце полного шифра добавляется буква «Л».

**Колокола** представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб. Колокола выпускаются двух основных типов. Тип «К» предназначен для соединения с верхним торцом аварийной трубы. Тип «КС» (колокола сквозные) предназначен для нарезания наружной резьбы и соединения с ближайшим от торца утолщением (муфтой, замком и т.п.). Кроме того, колокола могут различаться по виду ствола скважины (обсаженной эксплуатационными колоннами или нет), в которой они используются. К буквенному шифру колокола, предназначенного для использования в эксплуатационной колонне, добавляется буква «Э». За буквой «Э» в шифре колоколов этого типа указывается число, определяющее наибольший диаметр ловильной резьбы, затем число, указывающее условный диаметр эксплуатационной колонны, для работы в которой предназначен инструмент.

*Примеры обозначения:*

*Колокол правый с максимальным диаметром ловильной резьбы 125 мм и минимальным диаметром ловильной резьбы 103 мм: К 125-103;*

*Колокол правый с максимальным диаметром ловильной резьбы 68 мм для работ в эксплуатационной колонне диаметром 114 мм: К 68-114;*

*Колокол левый сквозной с максимальным диаметром ловильной резьбы 100 мм: КСБ-100Л*



Рис. 12.1. Колокол

**Метчики** представляют собой резьбонарезной инструмент для нарезания внутренней резьбы в утолщенной части труб и соединительных элементах, например, в замках (типа МБУ и МЭУ) или исправления имеющейся, но нарушенной резьбы в муфтовых частях (типа МСЗ и МЭС). В шифрах метчиков универсальных (МБУ, МЭУ) за буквенным обозначением следует два числа, первое из которых указывает наименьший диаметр ловильной резьбы, а второе — наибольший диаметр ловильной резьбы. В шифре метчиков специальных (МСЗ и МЭС) указывается размер ловильной резьбы, соответствующий стандартным соединительным резьбам по ГОСТ 5286-75 (для МСЗ) или ГОСТ 633-80 (для МЭС).

*Пример обозначения: метчик универсальный с наименьшим диаметром ловильной резьбы 36 мм и максимальным диаметром резьбы 60 мм: МЭУ 36-60, то же, левый: МЭУ 36-60Л.*

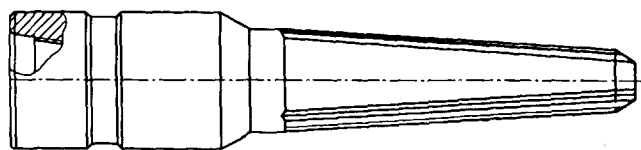


Рис. 12.2. Метчик типа МБУ, МЭУ

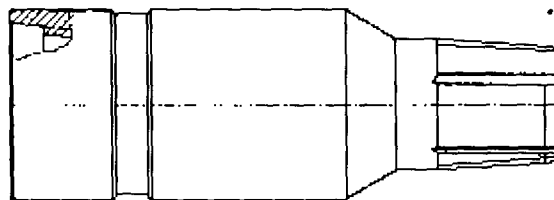


Рис. 12.3. Метчик типа МСЗ, МЭС

**Размерный ряд колоколов**

Таблица 12.1

Обозначение	Диаметры, мм				Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный максималь- ный	внутренний минималь- ный	к колонне труб	к направляющей
	максималь- ный	мини- мальный				
К 42–25	42	25	65	25	3–50 ГОСТ 7918–75	60 ГОСТ 633–80
К 50–34	50	34	65	31	3–50 ГОСТ 7918–75	60 ГОСТ 633–80
К 58–40	58	40	90	38	3–66 ГОСТ 5286–75	89 ГОСТ 633–80
К 70–52	70	52	90	38	3–66 ГОСТ 5286–75	89 ГОСТ 633–80
К 85–64	85	64	102	45	3–76 ГОСТ 5286–75	102 ГОСТ 633–80
К 100–78	100	78	122	56	3–88 ГОСТ 5286–75	В 114 ГОСТ 63380
К 110–91	110	91	132	68	3–101 ГОСТ 5286–75	127 ГОСТ 632–80
К 125–103	125	103	148	88	3–121 ГОСТ 5286–75	146 ГОСТ 632–80
К 135–113	135	113	170	105	3–133 ГОСТ 5286–75	168 ГОСТ 632–80
К 150–128	150	128	194	117	3–147 ГОСТ 5286–75	194 ГОСТ 632–80
К 174–143	174	143	220	140	3–171 ГОСТ 5286–75	219 ГОСТ 632–80
КЭ 59–114	59	40	90	35	3–66 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 59	59	40	95	35	3–76 ГОСТ 5286–75	89 ГОСТ 633–80
КЭ 68–114	68	50	90	45	3–66 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 68	68	50	95	45	3–76 ГОСТ 5286–75	89 ГОСТ 633–80
КЭ 82–127	82	60	102	45	3–76 ГОСТ 5286–75	102 ГОСТ 633–80
КЭ 98–140	98	75	112	56	3–88 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 98–146	98	75	118	56	3–88 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 98	98	75	125	56	3–88 ГОСТ 5286–75	В 114 ГОСТ 633–80
КЭ 120–168	120	86	138	56	3–88 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 120	120	86	146	70	3–121 ГОСТ 5286–75	146 ГОСТ 632–80
КЭ 137–194	137	105	164	86	3–121 ГОСТ 5286–75	—
КЭ 137	137	105	170	86	3–121 ГОСТ 5286–75	168 ГОСТ 632–80
Сквозные						
КСЭ 82	82	64	108	64	89 ГОСТ 633–80	102 ГОСТ 633–80
КСЭ 98	98	78	125	78	89 ГОСТ 633–80	В 114 ГОСТ 632–80
КСЭ 120–168	120	93	140	93	114 ГОСТ 633–80	—
КСБ–100	100	79	122	79	102 ГОСТ 633–80	В 114 ГОСТ 633–80
КСБ–115	115	94	140	94	114 ГОСТ 632–80	140 ГОСТ 632–80
КСБ–125	125	106	148	106	127 ГОСТ 632–80	146 ГОСТ 632–80
КСБ–125	150	123	178	123	146 ГОСТ 632–80	178 ГОСТ 632–80
КСБ–160	160	138	194	138	168 ГОСТ 632–80	194 ГОСТ 632–80

# Размерный ряд метчиков

Таблица 12.2

Обозначение	Диаметры, мм				Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный максималь- ный	внутренний минималь- ный	к колонне труб по ГОСТ 5286-75	к направляющей
	максималь- ный	мини- мальный				
Метчики универсальные						
МБУ 20-45	20	45,6	80	10	3-66	73 ГОСТ 633-80
МБУ 22-54	22	54,2	95	10	3-76	89 ГОСТ 633-80
МБУ 32-73	32	73,1	108	14	3-88	102 ГОСТ 633-80
МБУ 58-94	58	93,7	120	22	3-102	114 ГОСТ 632-80
МБУ 74-120	74	120,3	178	32	3-147	168 ГОСТ 632-80
МБУ 100-142	100	142,5	203	50	3-171	194 ГОСТ 632-80
МБУ 127-164	127	164,5	220	70	3-189	219 ГОСТ 632-80
МЭУ 36-60	36	60	65	15	3-50	—
МЭУ 46-80	46	80	90	17	3-76	—
МЭУ 69-100	69	100	108	20	3-88	—
МЭУ 85-127	85	127	134	30	3-117	—
Метчики специальные						
МС3-66	3-66		80	16	3-66	—
МС3-73	3-73		86	16	3-73	—
МС3-76	3-76		95	16	3-76	—
МС3-86	3-86		108	16	3-86	—
МС3-88	3-88		108	16	3-88	—
МС3-101	3-101		118	20	3-101	—
МС3-102	3-102		120	30	3-102	—
МС3-108	3-108		133	30	3-108	—
МС3-117	3-117		140	50	3-117	—
МС3-121	3-121		146	50	3-121	—
МС3-122	3-122		146	50	3-122	—
МС3-133	3-133		155	50	3-133	—
МС3-140	3-140		172	50	3-140	—
МС3-147	3-147		178	50	3-147	—
МС3-152	3-152		197	50	3-152	"
МС3-161	3-161		185	80	3-161	
МС3-171	3-171		203	80	3-171	—
МС3-189	3-189		212	100	3-189	—
МС3-201	3-201		254	80	3-201	—

Обозначение	Диаметры, мм				Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный максималь- ный	внутренний минималь- ный	к колонне труб по ГОСТ 5286-75	к направляющей
	максималь- ный	мини-				
МЭС-В33	В-33 ГОСТ 633-80		65	12	3-50	—
МЭС-В42	В-42 ГОСТ 633-80		65	15	3-50	—
МЭС-48	48 ГОСТ 633-80		65	15	3-50	—
МЭС-В48	В-48 ГОСТ 633-80		65	15	3-50	—
МЭС-60	60 ГОСТ 633-80		90	20	3-76	—
МЭС-В60	В-60 ГОСТ 633-80		90	20	3-76	—
МЭС-73	73 ГОСТ 633-80		90	20	3-76	—
МЭС-В73	В-73 ГОСТ 633-80		90	20	3-76	—
МЭС-89	89 ГОСТ 633-80		108	30	3-88	—
МЭС-В89	В-89 ГОСТ 633-80		108	30	3-88	—
МЭС-102	102 ГОСТ 633-80		134	40	3-117	—
МЭС-В102	В-102 ГОСТ 633-80		134	40	3-117	—
МЭС-114	114 ГОСТ 633-80		134	50	3-117	—
МЭС-В114	В-114 ГОСТ 633-80		134	50	3-117	—

**Комплектующие изделия для ловильных инструментов.** К комплектуемым изделиям относятся головки и воронки.

**Головка** центрирующего устройства представляет собой переводник с аварийного инструмента (ниппель, резьба замковая) на бурильную колонну (муфта, резьба замковая) с наружной резьбой по ГОСТ 633-80 или ГОСТ 632-80 для навинчивания удлинительного патрубка. Нижняя и верхняя резьбы одинакового размера по ГОСТ 5286-75. Буквенное обозначение головок — «Г». Далее в шифре указывается замковая резьба и резьба под удлинитель.

*Пример обозначения: головка центрирующего устройства с замковой резьбой 3-117 и резьбой под удлинитель 168 ГОСТ 632-80: Г-3-117/168, то же с левыми резьбами: Г-3-117/168Л.*

**Воронка** — устройство, облегчающее ввод торца аварийной колонны в направляющую. Имеет в верхней части внутреннюю резьбу под удлинительный патрубок по ГОСТ 633-80 или ГОСТ 632-80, а в нижней — заводную прорезь. Общее обозначение воронок — буква «В». Далее в шифре следуют: условный размер резьбы, минимальный внутренний и максимальный наружный диаметры.

*Пример обозначения: воронка с резьбой 178 по ГОСТ 632-80 с минимальным внутренним диаметром 170 мм и наружным 230 мм: В-178-170/230, то же, левая: В-178-170/230Л.*

Потребитель может заказать воронки с необходимыми параметрами, указав их в соответствии с приведенной кодировкой — присоединительная резьба, внутренний диаметр, максимальный наружный диаметр.

**Фрезеры** предназначены для разрушения всевозможных посторонних предметов в скважинах, а также иных препятствий, затрудняющих или вовсе не позволяющих нормальное продолжение технологического цикла в скважинах.

Традиционно выпускавшиеся фрезеры (забойные и кольцевые) подверглись некоторой модернизации по вооружению (фрак-

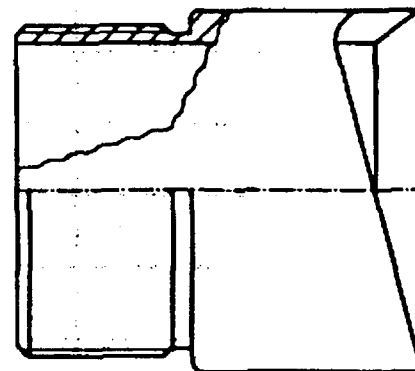


Рис. 12.4. Воронка

Размерный ряд головок — центрирующих устройств

Таблица 12.3

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Резьба верхняя, ГОСТ 5286-75, для соединения с колонной труб	Резьба нижняя, ГОСТ 5286-75, для соединения с аварийным инструментом	Резьба для направляющей
Г-3-50/73	75	3-50	3-50	73 ГОСТ 633-80
Г-3-50/89	90	3-50	3-50	89 ГОСТ 633-80
Г-3-66/В89	106	3-66	3-66	В89 ГОСТ 633-80
Г-3-66/102	106	3-66	3-66	102 ГОСТ 633-80
Г-3-76/102	106	3-76	3-76	102 ГОСТ 633-80
Г-3-76/114	118	3-76	3-76	114 ГОСТ 632-80
Г-3-76/127	132	3-76	3-76	127 ГОСТ 632-80
Г-3-88/127	132	3-88	3-88	127 ГОСТ 632-80
Г-3-88/140	140	3-88	3-88	140 ГОСТ 632-80
Г-3-101/140	140	3-101	3-101	140 ГОСТ 632-80
Г-3-102/140	140	3-102	3-102	140 ГОСТ 632-80
Г-3-102/168	168	3-102	3-102	168 ГОСТ 632-80
Г-3-117/168	168	3-117	3-117	168 ГОСТ 632-80
Г-3-121/168	168	3-121	3-121	168 ГОСТ 632-80
Г-3-122/168	168	3-122	3-122	168 ГОСТ 632-80
Г-3-122/178	178	3-122	3-122	178 ГОСТ 632-80
Г-3-133/178	178	3-133	3-133	178 ГОСТ 632-80
Г-3-140/194	194	3-140	3-140	194 ГОСТ 632-80
Г-3-147/194	194	3-147	3-147	194 ГОСТ 632-80
Г-3-147/219	219	3-147	3-147	219 ГОСТ 632-80
Г-3-147/245	245	3-147	3-147	245 ГОСТ 632-80
Г-3-147/273	273	3-147	3-147	273 ГОСТ 632-80
Г-3-147/299	299	3-147	3-147	299 ГОСТ 632-80
Г-3-147/324	324	3-147	3-147	324 ГОСТ 632-80
Г-3-152/219	219	3-152	3-152	219 ГОСТ 632-80
Г-3-152/245	245	3-152	3-152	245 ГОСТ 632-80
Г-3-152/273	273	3-152	3-152	273 ГОСТ 632-80
Г-3-152/299	299	3-152	3-152	299 ГОСТ 632-80
Г-3-152/3 24	324	3-152	3-152	324 ГОСТ 632-80
Г-3-161/219	219	3-161	3-161	219 ГОСТ 632-80
Г-3-161/245	245	3-161	3-161	245 ГОСТ 632-80



Обозначение	Наружный диаметр, мм	Резьба верхняя, ГОСТ 5286–75, для соединения с колонной труб	Резьба нижняя, ГОСТ 5286–75, для соединения с аварийным инструментом	Резьба для направляющей
Г-3-161/273	273	3-161	3-161	273 ГОСТ 632–80
Г-3-161/299	299	3-161	3-161	299 ГОСТ 632–80
Г-3-161/324	324	3-161	3-161	324 ГОСТ 632–80
Г-3-171/245	245	3-171	3-171	245 ГОСТ 632–80
Г-3-171/273	273	3-171	3-171	273 ГОСТ 632–80
Г-3-171/299	299	3-171	3-171	299 ГОСТ 632–80
Г-3-171/324	324	3-171	3-171	324 ГОСТ 632–80
Г-3-189/245	245	3-189	3-189	245 ГОСТ 632–80
Г-3-189/273	273	3-189	3-189	273 ГОСТ 632–80
Г-3-189/299	299	3-189	3-189	299 ГОСТ 632–80
Г-3-189/324	324	3-189	3-189	299 ГОСТ 632–80

ционный состав твердого сплава), что позволило заметно улучшить показатели их работы. При испытании на стенде забойным фрезером ФЗ-118 замковое соединение ЗН-95 длиной 500 мм, изготовленное из стали 40ХН с включением дополнительных кусков металла, имитирующих посторонние предметы, было расфрезеровано за 1,5 часа. Износ рабочей поверхности при этом не превысил 5–7%. Кольцевым фрезером ФК-118х89 расфрезерован стальной имитатор (сталь 40ХН) длиной 150 мм, установленный рядом с бурильной трубой 60,3 мм, за 15 минут. Износ фрезера не превысил 5%.

Все фрезеры выпускаются с правой и левой резьбой.

*Примеры обозначения:*

*Фрезер забойный правый с наружным диаметром 118 мм – ФЗ-118;*

*Фрезер кольцевой левый с наружным диаметром 118 мм и внутренним диаметром 89 мм – ФК-118х89Л;*

*Фрезер торцово-конусный правый с наибольшим наружным диаметром 121 мм и наименьшим наружным диаметром 66 мм – ФТК-121х66.*

**Фрезеры новых конструкций.** Разработанные нормальные ряды фрезеров и их конструкции охватывают практически все возможные размеры (диаметры) скважин как обсаженных, так и необсаженных. Конструкции фрезеров обеспечивают высокую производительность в каждом конкретном случае за счет улучшенной очистки забоя от обломков и стружки породы, цемента, осадка и металла, «лезвийного резания», а не шлифования при минимальном вредном воздействии на обсадные колонны.

Рекомендуемые зазоры (по диаметрам) между стенкой скважины и фрезером — 3...6 мм.

По требованию заказчика могут быть изготовлены фрезеры с размерами и присоединительными резьбами, не включенными в нормальный размерный ряд.

**Фрезеры забойные (ФЗ).** Применительно к конкретным ситуациям, возникающим в скважинах, забойные фрезеры подразделяются на три типа:

- обычный или легкий (обозначение в шифре 1);
- средний (обозначение в шифре 2);
- особый или тяжелый (обозначение в шифре 3).

Обычный — предназначен для разрушения любого осадка, цемента, кусков металла отдельных труб и колонн тонкостенных насосно-компрессорных и обсадных труб или иных приборов и устройств трубчатой конструкции, изготовленных из обычных сталей и не армированных особо твердыми материалами. При этих условиях обеспечивается высокая скорость фрезерования.

### Размерный ряд воронок

Таблица 12.4

Обозначение	Максимальный наружный диаметр, мм	Минимальный внутренний диаметр, мм	Присоединительная резьба
B-60-50/72	72	50	60 ГОСТ 633-80
B-60-50/89	89	50	60 ГОСТ 633-80
B-73-69/89	89	59	73 ГОСТ 633-80
B-89-75/114	114	75	89 ГОСТ 633-80
B-102-98/114	114	98	102 ГОСТ 633-80
B-102-98/132	132	98	102 ГОСТ 633-80
B-114-110/132	132	110	114 ГОСТ 632-80
B-127-119/140	140	119	127 ГОСТ 632-80
B-140-130/160	160	130	140 ГОСТ 632-80
B-140-130/185	185	130	140 ГОСТ 632-80
B-146-136/185	185	136	146 ГОСТ 632-80
B-146-136/205	205	136	146 ГОСТ 632-80
B-168-156/185	185	156	168 ГОСТ 632-80
B-168-156/205	205	156	168 ГОСТ 632-80
B-178-170/205	205	170	178 ГОСТ 632-80
B-178-170/230	230	170	178 ГОСТ 632-80
B-194-186/230	230	186	194 ГОСТ 632-80
B-194-186/245	245	186	194 ГОСТ 632-80
B-194-186/260	260	186	194 ГОСТ 632-80
B-219-217/245	245	217	219 ГОСТ 632-80
B-219-217/260	260	217	219 ГОСТ 632-80
B-245-240/273	273	240	245 ГОСТ 632-80
B-245-240/285	285	240	245 ГОСТ 632-80
B-273-271/299	299	271	273 ГОСТ 632-80
B-299-301/326	326	299	299 ГОСТ 632-80
B-324-319/351	351	324	324 ГОСТ 632-80

### Размерный ряд забойных фрезеров ФЗ

Таблица 12.5

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75
ФЗ-118	118	3-76
ФЗ-127	127	3-76
ФЗ-140	140	3-88

### Размерный ряд кольцевых фрезеров ФК

Таблица 12.6

Обозначение	Наружн. диаметр, мм	Внутр. диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 631-75
ФК-118x89	118	89	102
ФК-127x109	127	109	114
ФК-140x120	140	120	127

### Размерный ряд фрезеров торцово-конических ФТК

Таблица 12.7

Обозначение	Наружный диаметр, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75
	наибольший	наименьший	
ФТК-121x66	121	66	3-76
ФТК-127x71	127	71	3-76

Средний — предназначен для выполнения тех же работ, что и обычный фрезер, но в более сложных условиях, например, фрезерование бурильных труб с замками, отдельных не очень массивных устройств и деталей.

Особый — предназначен для разрушения крупных и прочных предметов и устройств, например, долот, замков, переводников, калибраторов и стабилизаторов, всевозможных аварийных инструментов и т.п.

Внутри каждого типа забойных фрезеров делается разделение по особенностям скважины, в которой предстоят работы: в обсадной колонне — К, в открытом стволе — О, и по форме рабочей поверхности: с плоской (не обозначается) и с вогнутой (добавляется буква «В») поверхностями. Присоединительные резьбы для всех забойных фрезеров — замковые по ГОСТ 5286—75 правые или левые. С помощью специальных устройств (головок центрирующих устройств) забойные фрезеры могут оснащаться опережающими кольцевыми фрезерами.

*Примеры обозначения:*

*фрезер забойный обычного типа для открытого ствола с диаметром 185 мм и правой присоединительной резьбой: 10 ФЗ-185;*

*фрезер забойный особого типа, для обсаженной скважины диаметром 118 мм и левой присоединительной резьбой: 3К ФЗ-118Л.*

**Фрезеры кольцевые (ФК).** Кольцевые фрезеры подразделяются на три типа:

- обычный или легкий (обозначение в шифре 1);
- средний (обозначение в шифре 2);
- особый или тяжелый (обозначение в шифре 3).

Обычный — имеет зубчатую форму режущего торца, предназначен для работы по шламу, породе или цементу с включениями отдельных мелких металлических предметов.

Средний — имеет волнистую форму режущей поверхности, предназначен и для тех же работ, что и обычный, но с включениями более крупных металлических предметов типа плашек, всевозможных ключей, молотков, болтов и т.д.

Особый — имеет массивную режущую поверхность, предназначен для работы по очень крупным металлическим предметам, например, при обрезании лопастей калибраторов и центраторов, лап долот и расширителей и т.п.

Кольцевые фрезеры разделяются по виду ствола: открытый — О и обсаженный колонной — К.

Кольцевые фрезеры могут быть поставлены с диаметрами (наружным и внутренним) и присоединительными резьбами, отличающимися от указанных в таблице.

*Примеры обозначения:*

*фрезер кольцевой обычного типа, для открытого ствола, с наружным диаметром 120 мм, внутренним диаметром 89 мм и правой присоединительной резьбой 102 ГОСТ 633—80: 10 ФК-120/89 - Резьба 102 ГОСТ 633—80.*

*фрезер кольцевой среднего типа, для обсаженной скважины с наружным диаметром 140 мм, внутренним 105 мм и правой присоединительной резьбой 127 ГОСТ 632—80: 2К ФК-140/105 - Резьба 127 ГОСТ 632—80.*

**Фрезеры колонные конусные (ФКК).** Предназначены для восстановления проходимости деформированных обсадных колонн.

*Пример обозначения: фрезер колонный конусный, с наибольшим диаметром 121 мм: ФКК-121.*

**Фрезеры специальные калибрующие (ФС)** предназначены для обработки деформированных верхних торцов труб, оставшихся в скважинах, с целью придания им стандартных размеров и последующего захвата штатными ловителями наружного зацепления.

*Пример обозначения при заказе: фрезер специальный калибрующий, с внутренним диаметром 128 мм и наружным 185 мм. ФС-128/185.*

**Фрезеры-ловители магнитные (ФЛМ)** предназначены для очистки кольцевого пространства между стенками скважины и металлическими предметами и последующего извлечения последних из скважины. Выпускаются без захвата и с механическим захватом (ФМЗ).

*Пример обозначения: фрезер-ловитель магнитный с наружным диаметром 184 мм и правой присоединительной резьбой: ФЛМ-184.*

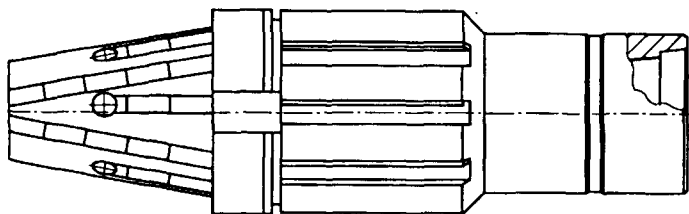


Рис. 12.5. Фрезер типа ФТК

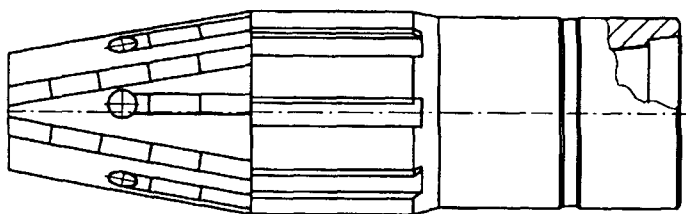


Рис. 12.6. Фрезер типа ФКК

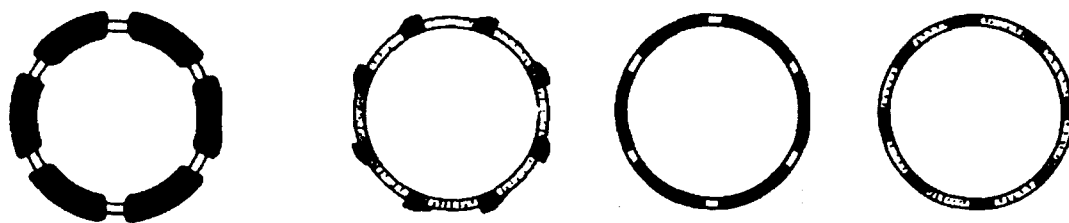


Рис. 12.7. Кольцевые фрезеры

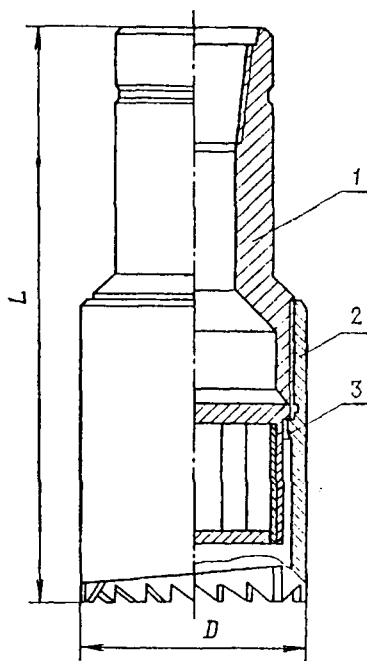


Рис. 12.8. Фрезер-ловитель магнитный  
1 — переводник; 2 — корпус; 3 — магнитная система.

**Размерный ряд фрезеров забойных ФЗ**

Таблица 12.8

Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	Наружный диаметр открытого ствола, мм	Условный диаметр и толщина стенок обсадных труб, в которые рекомендуется спускать ФЗ, мм
69	3-42	76	89, все НКТ
72	3-42	76	89х6,5
85	3-66	93	102, все
90	3-66	98,4	114, все
94	3-66	98,4	114х8,6 и менее
96	3-66	-	114х7,4 и менее; 127, все
102	3-66	108	127х10,7 и менее
105	3-66	108; 112	127х7,5 и менее
110	3-66	112	127х6,4 и менее
115	3-76	120,6	140, все
118	3-76	120,6	140х7,7 и менее
122	3-76	-	140х7 и менее; 146, все
125	3-88	132	146х7,7 и менее
128	3-88	132	146х7 и менее
135	3-88	139,7	168, все
140	3-88	142,9	168, все
144	3-88	146; 149,2	168х10,6 и менее; 178, все
148	3-88	151	168х8 и менее; 178, все
153	3-88	158,7	178х10,4 и менее
160	3-88	165,1	178х6,9 и менее; 194, все
165	3-88	171,4	194х12,7 и менее
170	3-88	187,3	194х9,5 и менее
174	3-88	187,3	194х8,3 и менее
185	3-117	190,5	219, все
190	3-117	196,9	219х12,7 и менее
195	3-117	200,8	219х10,2 и менее
200	3-117	212,7	219х7,7
208	3-117	212,7	245, все
212	3-117	215,9	245х13,8 и менее
216	3-117	222,3	245х12,0 и менее
220	3-117	228,6	245х10,0 и менее

Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75	Наружный диаметр открытого ствола, мм	Условный диаметр и толщина стенок обсадных труб, в которые рекомендуется спускать ФЗ, мм
239	3-152	244,5	273x15,1 и менее
244	3-152	250,8	273x12,6 и менее
250	3-152	269,9	273x10,2 и менее
264	3-152	269,9	299, все
270	3-152	295,3	299x12,4 и менее
275	3-152	295,3	299x9,5 и менее
290	3-152	295,3	324, все
295	3-152	311,1	324x12,4 и менее
300	3-152	311,1	324x9,5 и менее
305	3-152	311,1	340, все
310	3-152	320	340x13,1 и менее
315	3-152	320	340x10,9 и менее
322	3-152	349,2	351, все
327	3-152	349,2	351x10 и менее
344	3-152	349,2	377, все
348	3-177	374,6	377, все
370	3-177	374,6	406, все
375	3-177	381,0	406x12,6 и менее
380	3-177	393,7	406x11,1 и менее
394	3-177	-	426, все
435	3-177	444,5	-
445	3-177	469,3 и более	473, все
470	3-177	490 и более	508, все

**Размерный ряд кольцевых фрезеров ФК**

Таблица 12.9

Диаметры ФК, мм		Наружный диаметр обурочных труб, мм	Номинальный диаметр открытого ствола, мм	Условный диаметр и толщина стенки обсадных труб, мм
наружный	внутренний		в которые рекомендуется спускать ФК с обеспечением минимального зазора 3...6 мм	
90	61	86	93,0	114, все
90	64	86	93,0	114, все
95	73	89	98,4	114; 7,4 и менее
105	77,2	97	108,0	127, все
105	80	97	108,0	127, все
109	78	102	112,0	127; 7,5 и менее
115	78	102	120,6	140, все
120	89	114	132,0	140; 7,7 и менее
120	97	114	132,0	146, все
125	100	120	132,0	146; 9,5 и менее
130	102	127	139,7	146; 7 и менее
140	105	127	142,9; 146,0	168, все
144	118	140	149,2	168; 10,6 и менее
147	121	140	151,0	168; 8,9 и менее
149	121	140	158,7	178; 12,7 и менее
157	124	146	165,1	178; 9,2 и менее
160	133	152	165,1	178; 6,9 и менее
160	137	152	165,1	194, все
165	137	152	171,4	194; 12,7 и менее
172	145	165	187,3	194; 9,5 и менее
187	158	178	190,5	219, все
193	158	178	196,9	219; 11,4 и менее
196	158	178	200	219; 10,2 и менее
210	171	194	215,9	245, все
217	174	194	222,3	245; 12 и менее
222	174	203	228,6	245; 10 и менее
222	180	203	228,6	245; 10 и менее
237	195	219	244,5	273, все
245	203	229	269,9	273; 12,6 и менее
250	219	245	269,9	273; 10,2 и менее
265	218	245	295,3	299; все

Диаметры ФК, мм		Наружный диаметр обурочных труб, мм	Номинальный диаметр открытого ствола, мм	Условный диаметр и толщина стенки обсадных труб, мм
наружный	внутренний		в которые рекомендуется спускать ФК с обеспечением минимального зазора 3...6 мм	
265	221	245	295,3	299; все
285	245	273	295,3	324; все
285	249	273	295,3	324; все
290	249	273	295,3	324; все
300	249	273	311,1 и более	324; все
315	270	299	320,0 и более	324; все
340	273	299	349,2 и более	324; все

**Труболовки внутреннего захвата.** Труболовки внутреннего захвата выпускаются двух типов: труболовки ТВ — неосвобождающиеся и труболовки ТВМ — освобождающиеся.

*Примеры обозначения:*

*Труболовка левая неосвобождающаяся с максимальным наружным диаметром 80 мм для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм: ТВ 48-80Л.*

*Труболовка правая освобождающаяся для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм: ТВМ 1-73-1.*

**Наружные ловители труб освобождающиеся.** Ловители предназначены для захвата за наружную поверхность бурильных и обсадных труб при ловильных работах с одновременной промывкой скважины через ловимый объект.

**Труболовки наружные освобождающиеся типа ТНС** предназначены для ловли и извлечения оставшихся в скважине в результате аварии бурильных и насосно-компрессорных труб за наружную поверхность.



Рис 12.9. Труболовка типа ТВ

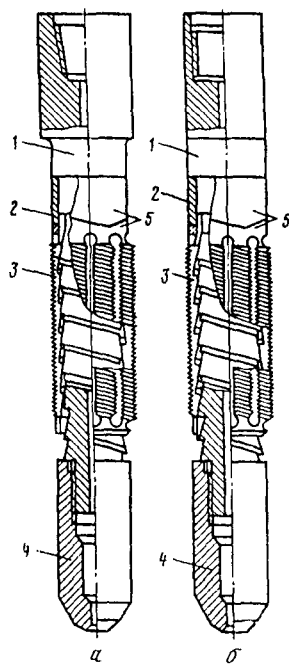


Рис. 12.10. Труболовка внутренняя распорная типа ТВР  
а — с муфтовой частью; б — гладкая.



**Размерный ряд фрезеров колонных конусных типа ФК**

Таблица 12.10

Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба	Условный диаметр и толщина труб, для работы в которых предназначен фрезер, мм	Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба	Условный диаметр и толщина труб, для работы в которых предназначен фрезер, мм
70	3-42	89, все НКТ	195	3-117	219х10,2 и менее
73	3-42	89х6,5, все НКТ	209	3-117	245, все
85	3-42	102х6,5	213	3-117	245х13,8 и менее
91	3-66	114, все НКТ и обсадные	217	3-117	245х12 и менее
94	3-66	114х8,6 и менее	221	3-117	245х10 и менее
96	3-66	114х7,4 и менее	235	3-152	273, все
102	3-66	127, все	244	3-155	273х12,6 и менее
105	3-66	127х9,2 и менее	249	3-152	273х10,2 и менее
109	3-66	127х7,5 и менее	265	3-152	299, все
115	3-76	140, все	270	3-152	299х12,4 и менее
118	3-76	140х9,2 и менее	276	3-152	299х9,5 и менее
121	3-76	140х7,7 и менее	292	3-152	324, все
124	3-76	146х9,5 и менее	296	3-152	324х12,4 и менее
127	3-76	146х7,7 и менее	301	3-152	324х9,5 и менее
141	3-88	168, все	305	3-152	340, все
145	3-88	168х8,9 и менее	312	3-152	340х12,2 и менее
149	3-88	178х12,7 и менее	314	3-152	340х10,9 и менее
154	3-88	178х10,4 и менее	323	3-152	351, все
160	3-88	194, все	350	3-177	377, все
165	3-88	194х12,7 и менее	377	3-177	406х12,6 и менее
171	3-88	194х9,5 и менее	381	3-177	406х11,1 и менее
187	3-117	219, все	396	3-177	426, все
190	3-117	219х12,7 и менее	446	3-177	473, все

Размерный ряд фрезеров специальных калибрующих

Таблица 12.11

Диаметры фрезеров, мм					
наружный	внутренний	наружный	внутренний	наружный	внутренний
73	34	155	128	220	141
73	43	164	73	220	147
73	49	164	90	220	169
84	43	164	103	220	179
84	49	164	115	240	115
90	43	164	128	240	128
90	49	170	73	240	141
93	43	170	90	240	148
93	49	170	103	240	169
93	61	170	115	240	179
96	43	170	128	240	195
96	49	170	141	263	115
96	61	185	90	263	128
100	61	185	103	263	141
100	74	185	115	263	169
105	61	185	128	263	179
105	74	185	147	263	195
110	61	185	147	263	220
120	61	190	90	285	115
120	74	190	103	285	128
120	90	190	115	285	141
125	61	190	128	285	147
125	74	190	141	285	179
125	90	190	147	285	195
140	74	195	115	285	220
140	90	195	128	285	246
140	103	195	141	300	128
145	74	195	147	300	141
145	90	210	115	300	220
145	103	210	128	300	246
150	74	210	141	380	128
150	103	210	147	380	141
150	115	210	169	380	274
155	74	210	179	380	300
155	103	220	115	380	325
155	115	220	128		

**Размерный ряд фрезеров-ловителей магнитных**

Таблица 12.12

Обозначение	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба	Обозначение	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба
ФЛМ-70	70	48 ГОСТ 633-80	ФЛМ-220	220	3-147 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-83	83	60 ГОСТ 633-80	ФЛМ-235	235	3-147 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-90	90	3-66 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-245	245	3-147 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-95	95	3-66 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-260	260	3-147 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-102	102	3-76 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-270	270	3-147 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-109	109	3-76 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-290	290	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-115	115	3-76 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-300	300	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-120	120	3-76 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-320	320	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-125	125	3-88 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-340	340	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-140	140	3-88 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-350	350	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-148	148	3-88 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-370	370	3-152 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-160	160	3-88 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-385	385	3-177 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-170	170	3-121 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-395	395	3-177 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-184	184	3-121 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-435	435	3-177 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-195	195	3-121 ГОСТ 5286-75	ФЛМ-475	475	3-177 ГОСТ 5286-75
ФЛМ-205	205	3-121 ГОСТ 5286-75			

**Размерный ряд фрезеров типа ФМЗ**

Таблица 12.13

Типоразмер	Грузоподъемность условная, Н	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Номинальная осевая нагрузка при офрезеровывании, кН	Масса, кг
ФМЗ-89	700	88	480	3-66	3	19
ФМЗ-103	800	103	520	3-76	4	25
ФМЗ-118	1000	118	580	3-76	5	26
ФМЗ-135	1200	135	580	3-88	6	45
ФМЗ-150	2400	150	600	3-121	7	50
ФМЗ-170	2800	170	610	3-121	8	65
ФМЗ-195	3250	195	620	3-147	9	120
ФМЗ-225	560	225	700	3-147	10	140
ФМЗ-270	680	270	750	3-147	11	170
ФМЗ-315	1200	315	850	3-147	12	230

**Размерный ряд труболовок внутренних**

Таблица 12.14

Обозначение	Максимальный наружный диаметр, мм	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Присоедини- тельная резьба по ГОСТ 5286-75	Грузо- подъемность, кН (тс)
ТВ 48-80	80	48	3-66	350 (35)
ТВ 60-80	80	60	3-66	520 (52)
ТВ 60-113	113	60	3-88	520 (52)
ТВ 73-95	95	73	3-76	600 (60)
ТВ 73-113	113	73	3-88	880 (88)
ТВ 89-120	120	89	3-102	1200 (120)
TBM 1-60-1	90	60	3-66	300 (30)
TBM 1-73-1	90	73	3-76	500 (50)
TBM 1-89-1	113	89	3-88	700 (70)
TBM 1-102-1	132	102	3-102	800 (80)
TBM 1-114-11-114-1	132	102	3-102	1200 (120)
TBM 1-127-21-127-2	140	127-140	3-117	1600 (160)
TBM 1-146-21-146-2	155	146	3-133	1600 (160)
TBM 1-168-21-168-2	178	168-178	3-147	1600 (160)
TBM 1-194-21-194-2	200	194	3-147	1600 (160)
TBP-48	63,5	48	НКТ-48	250 (25)
TBP-60	80	60	3-66	450 (45)
TBP1-73	95	73	3-76	550 (55)
TBP2-73	95	73	3-76	550 (55)
TBP1-89	95	89	3-76	1200 (120)
TBP2-89	95	89	3-76	1200 (120)
TBP-102	108	102	3-88	1500 (150)
TBP-114	113	114	3-88	2000 (200)

# Технические характеристики ловителей типа ЛБП

Таблица 12.15

Типоразмер	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Диаметр D, мм	Длина L, мм	Масса, кг
ЛБП 89/114-175	89-114	190	800	175	930	88
ЛБП 114/140-200	114-140	214	1000	200	970	102
ЛБП 127/155-225	127-155	243	1250	225	970	124
ЛБП 140/178-245	140-178	269	1250	245	1050	148
ЛБП 168/203-270	168-203	295	1600	270	1050	162

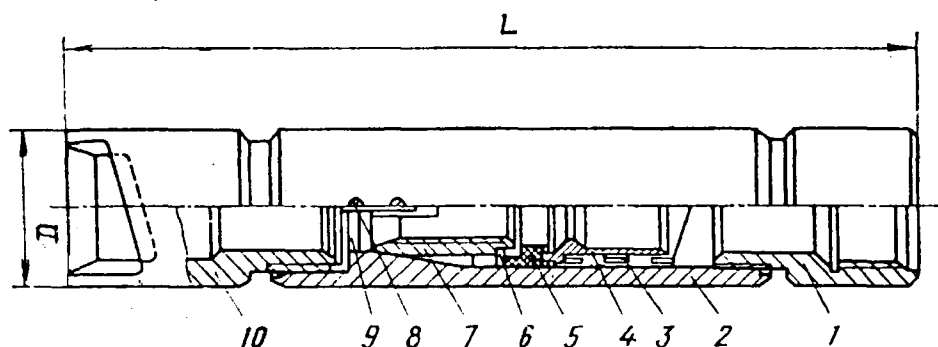


Рис. 12.11. Плащечный ловитель труб типа ЛБП

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — пружина; 4 — нажимная втулка; 5 — уплотнительные манжеты; 6 — кольцо; 7 — плашки; 8 — винты; 9 — шпонки; 10 — воронка.

# Технические характеристики труболовок типа ТНС

Таблица 12.16

Типоразмер	Условный диаметр захватываемых труб, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Грузоподъемность, т	Диаметр D, мм	Длина L, мм	Масса, кг	Резьба присоединительная
ТНС60-120,6	60	120,6	100	108	1563	54	3-66
ТНС73-139,7	73	139,7	110	120	1569	74	3-76
ТНС89-158,7	89	158,7	130	140	1764	111	3-86
ТНС102-165,1	102	165,1	140	145	1820	122	3-108
ТНС114-190,5	114	190,5	200	170	1820	144	3-121
ТНС127-215,9	127	215,9	270	196	1840	152	3-133
ТНС140-215,9	140	215,9	300	196	1840	151	3-147
ТНС147-215,9	146	215,9	270	200	1840	153	3-147
ТНС165-295	168	290	390	245	1840	255	3-147

**Овершоты** предназначены для извлечения бурильной колонны с захватом под замок, если нельзя применить ловитель или колокол.

Освобождающиеся овершоты с промывкой серии 150 фирмы BOWEN состоят из трех наружных деталей: верхнего переводника, воронки и направляющей. Базовая модель овершота может быть снабжена любым из 2-х комплектов внутренних деталей в зависимости от того, насколько размер извлекаемого предмета близок к максимальному размеру данного овершота. Если диаметр ловимого инструмента приблизительно равен максимальному размеру захвата овершота, применяется спиральный захват, регулятор спирального захвата и пакер типа «А».

Если диаметр ловимого инструмента значительно меньше максимального размера захвата (обычно 12,5 мм), используется захват с ловушкой в виде воронки и регулируемый пакер (либо гладкий, либо с фрезерованными зубцами).

Часть внутренней поверхности воронки овершота представляет собой коническую винтовую спираль. Конфигурация захватывающих элементов (спиральный захват или захват с ловушкой) точно соответствует этому участку. Когда инструмент, извлекаемый из скважины, оказывается под натяжкой, растягивающее усилие распространяется на большой участок воронки, а сжимающее усилие — на большой участок извлекаемого инструмента. В результате не повреждается ни овершот, ни инструмент, упавший в скважину. Эта конструкция придает гораздо большую прочность овершоту при внешнем диаметре меньшем, чем у обычного овершота с одним коническим участком с захватывающими плашками.

В процессе операции захвата по мере того, как овершот вращается вправо и опускается, и входит в контакт с ловимым инструментом, захват расширяется, давая возможность ловимому инструменту проникнуть внутрь овершота. После того как вращение прекращается и начинается подъем, захватывающее устройство заклинивается в конической части воронки, а глубокие спиральные захваты крепко удерживают ловимый инструмент.

В процессе освобождения резкий бросок вниз перемещает более широкую коническую часть воронки к захватывающему устройству, тем самым освобождая последнее. Затем, когда овершот поворачивается вправо и медленно приподнимается, захватывающее устройство отворачивается, освобождаясь от ловимого инструмента.

Чрезвычайно важен тот факт, что для работы освобождающихся овершотов с промывкой фирмы Bowen требуются только вращения вправо как во время операции по захвату, так и во время освобождения. Это позволяет избежать опасности, которая существует, когда необходимо повернуть колонну труб в направлении развинчивания.

Использование того или иного типа уплотняющего устройства зависит от компоновки овершота по выбору оператора. Когда овершот снабжен спиральным захватом, используется трубный пакер типа «А». Этот пакер — втулочного типа. Он осуществляет уплотнение между своей внешней поверхностью и внутренней поверхностью воронки. Он имеет внутренний буртик, охватывающий и уплотняющий извлекаемый инструмент.

Каждый пакер типа «А» предназначается для захватывающего устройства определенного размера. Для каждого размера спирального захвата должен быть заказан пакер типа «А». Регулируемые пакеры, гладкие или с фрезерованными зубцами, применяются в овершотах, снабженных захватом с ловушкой. Они имеют сменные внутренний и наружный уплотнители. И тот, и другой могут при необходимости быть заменены в полевых условиях.

*Процесс захвата и извлечения аварийного инструмента.* Собрать овершот с ловильной колонной и спустить его в скважину. По достижении верхнего конца ловимого инструмента медленно повернуть ловильную колонну вправо и постепенно опустить овершот на инструмент. Повернуть вправо ловильную колонну и дать натяжку, подымая колонну. Если инструмент не пойдет, включить буровой насос и увеличить натяжку, пока жидкость с напором промывает ловимый инструмент.

*Освобождение от ловимого инструмента.* С силой разгрузить вес ловильной колонны на овершот, затем одновременно поворачивая вправо, медленно приподнять ее до тех пор, пока овершот не освободится. Для извлеченного инструмента проделать ту же процедуру, удерживая инструмент под овершотом.

*Принадлежности к овершоту.* Обычно используемыми принадлежностями к овершотам серии 150 являются: расширители, направляющие увеличенного размера, направляющие с отводным крюком, фрезы для обработки оставшегося в скважине инструмента и стопорные кольца.

# Основные размеры овершотов

Таблица 12.17

Условное обозначение овершота	A	B	C	D	H	L	Резьба присоединительная	Размеры скважины	Размер воронок	Вес, кг
146x89	166	124	128	145	330	725	146	190	146x166	41
168x114	195	152	152	174	350	750	168	214-243	168x195 168x216	50
194x140	224	178	178	200	380	800	194	243-269	194x216 194x243	66
219x140	243	190	200	217	390	800	219	269-295	219x243 219x269	77
219x168	254	204	203	230	400	800	219	269-346	219x243 219x269 219x298	82
245x168	269	215	225	242	400	800	245	295-490	245x269 245x298 245x343 245x394 245x445	90
273x168	298	250	250	274	455	925	273	346-490	273x298 273x343 273x394 273x445	114

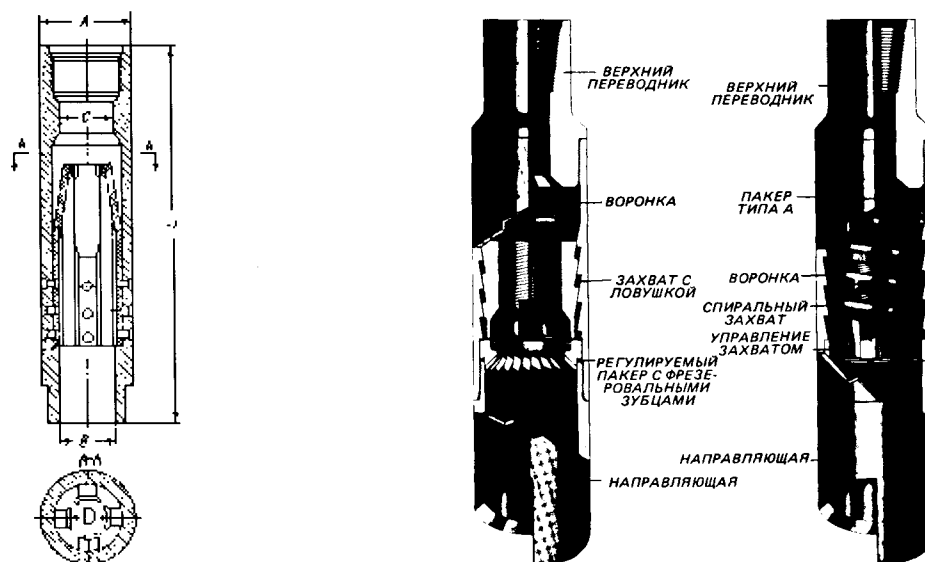


Рис. 12.12. Овершоты

**Устройство очистки забоя скважины УОЗС-118.** Устройство УОЗС-118 предназначено для захвата и подъема на поверхность крупных обломков металла, породы, посторонних предметов и т.п. Устройство может использоваться с магнитом или без него, с лепестковыми и обычными цангами. При работе с магнитной системой направление циркуляции в призабойной зоне обратное, а при использовании устройства без магнитной системы осуществляется прямая циркуляция с возможностью перехода на обратную. Устройство УОЗС-118 снабжается сменными цангами и фрезерами различных диаметров.

Наружный диаметр, мм .....	118
Длина, мм .....	923-1056
Масса, кг .....	40-50
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90 ...	3-76

Достоинства: возможность извлекать из ствола любых по конфигурации, размерам и магнитным свойствам объектов в достаточно большом объеме с предварительным их офрезеровыванием и принудительным перемещением в приемное устройство; высокая надежность и универсальность; возможность надежного применения как в вертикальных, так и наклонных, и даже горизонтальных стволах.

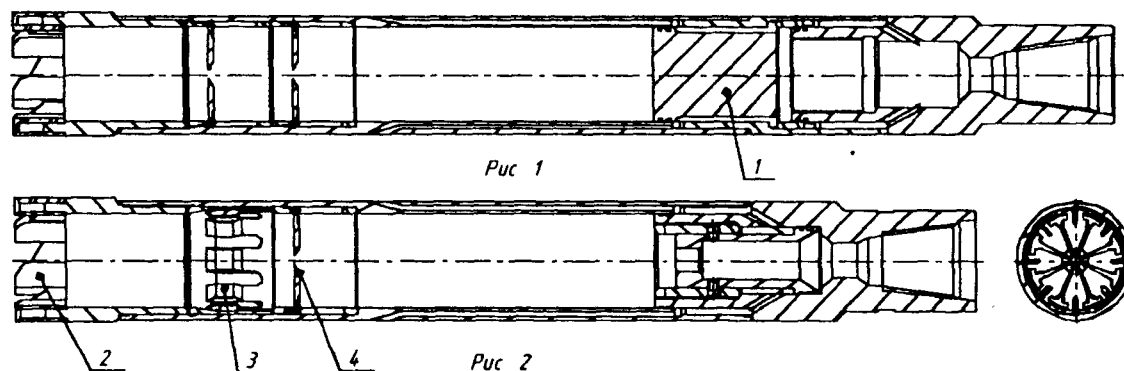


Рис. 12.13. УОЗС-118

1 — магнит; 2 — фрезер; 3 — цанга; 4 — лепестковая цанга.



## 12.4. ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ УСТРАНЕНИИ АВАРИИ В БУРЕНИИ

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРХНЕЙ ГРАНИЦЫ ПРИХВАТА КОЛОННЫ ТРУБ

Самый простой способ определения верхней границы прихвата — приближенный расчет, при котором считают, что каждые 1000 метров труб, свободных от прихвата, при натяжении с усилием на 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняются следующим образом:

Диаметр трубы, мм	114	127	140	168
Удлинение, м	0,35	0,3	0,25	0,2

Для одноразмерных труб верхнюю границу прихвата или длину свободной части труб находят по формуле:

$$L = 1,05 \frac{10FE}{P_2 - P_1} \Delta l,$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий наличие жестких замков;  
 E — модуль Юнга ( $0,21 \cdot 10^6$  МПа);  
 F — площадь поперечного сечения трубы, см<sup>2</sup>;  
 P<sub>2</sub> и P<sub>1</sub> — растягивающие усилия, Н;  
 Δl — удлинение колонны, см.

Удлинение l и растягивающие усилия P<sub>1</sub> и P<sub>2</sub> определяют следующим образом.

1. Прикладывают к колонне усилие P<sub>1</sub>, которое должно превышать на пять делений показания индикатора веса, соответствующие весу бурильных труб до прихвата, и делают отметку на ведущей трубе напротив неподвижной плоскости ствола ротора.

2. Повторно натягивают колонну с усилием, превышающим на пять делений первоначальное, и быстро снимают его до первоначального веса (P<sub>1</sub>). Разница между первой и второй отметками объясняется трением в роликах талевого механизма.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и принимают среднюю черту верхней отметки для отсчета.

4. Прикладывают к колонне бурильных труб усилие P<sub>2</sub>, которое по индикатору веса будет на 10–20 делений превышать усилие P<sub>1</sub>, и делают новую отметку на ведущей трубе. При этом величина P<sub>2</sub> должна быть такой, чтобы деформации, вызванные этой силой, находились в зоне упругости материала.

5. Повторно натягивают колонну с усилием, не более чем на пять делений превышающим усилие P<sub>2</sub>, затем быстро снижают нагрузку до P<sub>2</sub> и делают вторую отметку на ведущей трубе.

6. Делят расстояние между двумя последними отметками пополам и полученную черту считают нижней отметкой отсчета.

7. Расстояние между верхней и нижней отметками — искомое удлинение l.

Часто попытки определить место прихвата натяжением колонны с усилием, меньшим ее собственного веса, и напряжением, превышающим предел текучести, приводят к большим погрешностям.

Для многоступенчатой бурильной колонны найдены простые формулы, позволяющие рассчитывать верхнюю границу прихвата.

Исходной служит формула получения суммарного удлинения колонны l под действием силы P:

$$l = H_1 \cdot 10 \frac{P}{28,1q_1} + L_2 \cdot 10 \frac{P}{28,1q_2} + L_3 \cdot 10 \frac{P}{28,1q_3} + K + L_n \cdot 10 \frac{P}{28,1q_n},$$

где H<sub>1</sub> — длина прихваченной части труб;  
 L<sub>2</sub>, L<sub>3</sub>...L<sub>n</sub> — длина соответствующей секции труб;  
 q<sub>1</sub>, q<sub>2</sub>, q<sub>3</sub>...q<sub>n</sub> — масса одноразмерных по наружному диаметру и толщине стенок труб в воздухе.

Из этого выражения определяют длину неприхваченной части труб  $H_1$  самой нижней секции  $L_1$ :

$$H_1 = q(28,1 \frac{1}{10P} - \frac{L_2}{q_2} - \frac{L_3}{q_3} - K - \frac{L_n}{q_n})$$

Если она окажется отрицательной, то, очевидно, верхняя граница прихвата расположена в вышестоящей секции труб, т. е. надо найти длину неприхваченной части  $H_2$  второй от низа секции колонны:

$$H_2 = q_2(28,1 \frac{1}{10P} - \frac{L_3}{q_3} - K - \frac{L_n}{q_n})$$

Расчеты продолжают до получения положительного значения:

$$H_i = q_i \left[ 28,1 \frac{1}{10P} - \sum \left( \frac{L_n}{q_n} \right) \right]$$

Тогда верхняя граница прихвата определяется из уравнения:

$$H = H_i + \sum L_n$$

Пример. Прихвачена колонна длиной 4000 м, состоящая из трех секций бурильных труб с приваренными замками (ТБПВ)

Номер секции	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина секции, м	Масса 1 м колонны труб, кг
$H_1$	114	10	1000	29,8
$H_2$	127	10	1000	32,9
$H_3$	146	11	2000	42,1

Для определения верхней границы прихвата приложили усилие  $P_2 - P_1 = 25$  кН. При этом удлинение колонны  $L$  оказалось равным 50 см. Находим:

$$H_1 = 29,8(28,1 \frac{50}{10 \cdot 2,5} - \frac{1000}{32,9} - \frac{2000}{42,1}) = 29,8(56,2 - 30,4 - 47,5) = -652,6 \text{ м}$$

Значение  $H$  отрицательное, следовательно, верхняя граница прихвата находится выше. Решая уравнение относительно второй секции  $H_2$ , получаем:

$$H_2 = 32,9(28,1 \frac{50}{10 \cdot 2,5} - \frac{2000}{42,1}) = 32,9(56,2 - 47,5) = 286,2 \text{ м}$$

Отсюда длина свободной части бурильной колонны:  $H = 286,2 + 2000 = 2286,2$  м.

Таким образом, верхняя граница прихвата находится на глубине 2286,2 м. Однако расчетным путем не всегда можно правильно определить верхнюю границу прихвата, так как скважинные условия существенно влияют на удлинение бурильной колонны. Поэтому необходимо стремиться находить верхнюю границу прихвата с помощью геофизических приборов и, исходя из полученных данных, выбирать способ ликвидации прихвата. Верхняя граница прихвата в стальных бурильных трубах хорошо определяется прихватоопределителем.

## РАСЧЕТ ВАННЫ

Для эффективного действия ванны необходимо, чтобы жидкость, закачиваемая в зону прихвата, перекрывала место прихвата. В скважинах номинального диаметра зону прихвата желательно перекрывать на 50–100 метров. Если в скважине имеются каверны, то следует увеличить количество жидкости для перекрытия места прихвата, так как возможны большие расхождения предполагаемых и истинных размеров каверн.

При расчетах ванн разницей между диаметрами турбобуров, УБТ и труб пренебрегают. Для расчета объема жидкости, необходимого для заполнения затрубного пространства, исходят их разницы между диаметрами скважины и диаметрами труб.

При прихвате труб, турбобура и УБТ на забое количество жидкого агента (в м<sup>3</sup>) для ванны (нефти, кислоты или воды) определяется по формуле:

$$Q = 0,785(kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2)(H + h) + 0,785d_{\text{в}}^2h_1,$$

- где  $D_{\text{д}}$  — диаметр скважины, м;  
 $k$  — коэффициент кавернозности скважины в зоне прихвата;  
 $D_{\text{тр}}$  — наружный диаметр бурильных труб, м;  
 $H$  — высота подъема жидкого агента от забоя до верхней части прихвата, м;  
 $h$  — высота подъема жидкого агента выше зоны прихвата, м;  
 $d_{\text{в}}$  — внутренний диаметр труб, м;  
 $h_1$  — высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, м.

При прихвате бурильной колонны высоко над забоем жидкий агент для ванны должен находиться в зоне прихвата, ниже и выше ее не менее чем на 50 метров.

Количество жидкости находят из выражения:

$$Q = 0,785(kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2)(H_1 + 2h),$$

- где  $H_1$  — высота прихваченного участка колонны, м.  
Объем продажной жидкости  $V_{\text{п}}$  вычисляют по формулам:  
— при ликвидации прихвата у забоя

$$V_{\text{п}} = 0,785d_{\text{в}}^2(L - h_1) + V_{\text{н.л}},$$

- где  $L$  — длина бурильной колонны, м;  
 $V_{\text{н.л}}$  — объем жидкости для заполнения нагнетательной линии и подводов к прихваченной колонне, м<sup>3</sup>;  
— при ликвидации прихвата над забоем

$$V_{\text{п}} = 0,785[d_{\text{в}}^2L + (kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2)h_3] + V_{\text{н.л}},$$

- где  $h_3$  — высота столба продажной жидкости в затрубном пространстве до места расположения жидкого агента для ванны.

## 12.5. ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ

Порядок расследования и учета аварий регламентируется «Инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ».

Все возникающие аварии должны быть расследованы в течение 72 часов с момента их возникновения.

Аварии расследуются назначенной приказом по УБР постоянно действующей комиссией. Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводов-изготовителей и других организаций.

Аварии всех видов разделяются на две категории: регистрируемые и учитываемые. Регистрации подлежат все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные аварии, затрачено менее 8 ч). Учитываются аварии, на ликвидацию которых затрачено более 8 ч. Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя обнаружена она может быть позже; концом аварии считается момент восстановления условий для продолжения бурения. Если авария произошла во время ликвидации первоначально возникшей аварии (осложнение аварии),

она отдельно не учитывается, а время на ее ликвидацию суммируется со временем ликвидации первоначально возникшей аварии.

При возникновении аварии и невозможности ее ликвидировать в течение данной смены бурильщик сообщает об этом буровому мастеру и производит первоочередные работы по недопущению ее усложнения. Буровой мастер ставит в известность об аварии главного инженера предприятия или лицо, его заменяющее, и производит работы по согласованию с ним.

При расследовании аварии устанавливаются причины, приведшие к ней и конкретные виновники. Составляется план, в котором предусматриваются конкретные мероприятия по ликвидации данной аварии, сроки проведения работ, мероприятия для предотвращения несчастных случаев и возможных осложнений назначается работник, ответственный за исполнение плана работ по ликвидации аварии.

Главный инженер УБР обязан:

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

При аварийных работах необходимо систематически контролировать их ход и при необходимости своевременно вносить коррективы.

Все распоряжения по изменению плана работ по ликвидации аварий передаются в письменном виде; при невозможности этого (например, при работе в отдаленных районах) — по радио или телефону с обязательной регистрацией и последующим направлением письменного подтверждения.

Следует помнить, что работы по ликвидации аварий являются трудоемкими, допущенные при этом ошибки ведут к возникновению новых аварий, что в конечном счете приводит к неоправданным потерям рабочего времени и непроизводительным затратам.

Материалы по авариям и осложнениям должны систематизироваться, обобщаться и анализироваться; на этой основе должны разрабатываться мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий и осложнений в данной организации. Учитывая, что никакие рекомендуемые мероприятия по предупреждению аварий и осложнений не могут претендовать на исчерпывающую полноту, необходимо регулярно проводить работу по изучению причин аварийности и разрабатывать методы, отражающие условия данного месторождения (участка, площади, района работ).

## **12.6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ В БУРЕНИИ**

**Для предупреждения аварий с бурильными трубами необходимо:**

- применять бурильные трубы, соответствующие по своей прочности выбранному режиму бурения (или рассчитывать режим бурения в соответствии с прочностью труб);
- применять УБТ для создания осевой нагрузки при бурении глубоких скважин;
- систематически проводить проверку износа бурильных труб и осмотр их соединений; частоту таких проверок определять в зависимости от условий работ, глубины скважины и степени износа бурильной колонны;
- обеспечить условия складирования и транспортировки бурильных труб, не допускающие их порчу (особенно резьбовых соединений);
- систематически проводить проверку состояния спуско-подъемного инструмента, механизмов для свинчивания и развинчивания труб; не допускать аномальных искривлений скважины.

**Для предупреждения аварий в результате прихватов бурильных колонн необходимо:**

- не допускать накопления и оседания шлама в скважине, для чего применять промывочные растворы, соответствующие условиям бурения, и в количестве, достаточном для выноса шлама; сооружать циркуляционную систему объемом и длиной, достаточными для очистки раствора; производить специальную очистку скважины от шлама (при необходимости — в каждом рейсе);

- своевременно перекрывать обсадными трубами зоны поглощения и неустойчивых пород;
- проводить подбор рецептур промывочных жидкостей, способствующих укреплению стенок скважины, и тампонажных смесей для ликвидации поглощения промывочной жидкости;
- при возникновении затяжек прорабатывать ствол скважины в зоне затяжек, спуск и подъем в этих интервалах производить с вращением и интенсивной промывкой растворами с пониженной водоотдачей, с добавлением нефти или графита (соответственно 5-10% или 1-2% от объема раствора).

**Для предупреждения аварий с обсадными трубами необходимо:**

- перед спуском обсадных труб производить их проверку по диаметру и длине, на целостность резьбы и тела труб; проверять исправность бурового оборудования и спуско-подъемных приспособлений; производить кавернометрию скважины; при возможности обогатить глинистый раствор;
- при спуске колонны обсадных труб не допускать их забивания и вращения; при спуске длинных колонн (особенно тонкостенных) применять обратные клапаны.

**Для предупреждения аварий с породоразрушающим инструментом необходимо:**

- не допускать спуск в скважину долот, имеющих дефекты резьбы, трещины корпусов и матриц, забитые промывочные отверстия и другие дефекты;
- навинчивание расширителей производить специальными ключами;
- при резком падении механической скорости, возникновении вибрации инструмента или посторонних процессов в скважине прекращать бурение и принимать меры по их устранению или производить подъем;
- обеспечивать полную герметичность всех соединений буровой колонны во избежание утечек промывочной жидкости;
- при смене долот следить за соответствием диаметров.

**Для предупреждения аварий при скважинных исследованиях необходимо:**

- перед производством работ ознакомить бригаду с конструкцией и особенностями данной скважины, с возможными зонами осложнений;
- прорабатывать скважину перед спуском геофизических, инклинометрических и других скважинных приборов и устройств;
- проверять соответствие кабеля или троса глубине производимых работ, целостность его, прочность крепления скважинных приборов;
- при непрохождении геофизических приборов и из затяжек следует работы прекратить, приборы поднять и приступить к повторной проработке скважины.

**Для предупреждения аварий из-за падения в скважину посторонних предметов необходимо:**

- при поднятых буровых трубах закрывать устье скважины;
- следить за исправностью ключей, вилок, ручного инструмента, спуско-подъемных приспособлений.

### 13. ОХРАНА ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

#### 13.1. ОХРАНА ТРУДА И ЕЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда.

Согласно статье 12 «Основ законодательства РФ об охране труда» работники предприятий, учреждений и организаций всех форм собственности, включая руководителей, обязаны проходить обучение, инструктаж, проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда. Допуск к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение, инструктирование и проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда, запрещается. (Ст. 5 «Основ...»). При организации проведения инструктажей по охране труда необходимо принимать во внимание, что безаварийная работа и сокращение производственного травматизма во многом и напрямую зависит от качества и полноты инструктажа работников.

В соответствии с ГОСТом 12.0.004–90 ССБТ обучение безопасности труда рабочих организуется в двух случаях: при подготовке рабочих, переподготовке и обучении вторым профессиям и при специальном обучении и проверке знаний рабочих.

Учебные программы по обучению безопасности труда при подготовке рабочих, переподготовке и обучении вторым профессиям должны предусматривать теоретическое и производственное обучение. Теоретическое обучение осуществляется в объеме не менее 10 часов, а при подготовке рабочих по профессиям, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, в объеме не менее 20 часов. Обучение безопасности труда при подготовке рабочих по профессиям, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, завершается экзаменом.

При подготовке рабочих других профессий вопросы охраны труда включаются в экзаменационные билеты по спецтехнологии и в письменные работы на квалификационных экзаменах. В отдельных отраслях, связанных с работами, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, организуется дополнительное специальное обучение безопасности труда. После обучения экзаменационная комиссия, назначенная приказом руководителя организации, проводит проверку теоретических знаний и практических навыков. Результаты проверки знаний оформляются протоколом в журнале и фиксируются в личной карточке прохождения обучения, если она применяется в организации. В том случае, если рабочий получил неудовлетворительную оценку на экзамене, повторная проверка назначается не позднее одного месяца. До повторной проверки он к самостоятельной работе не допускается.

Все рабочие, имеющие перерыв в работе по данному виду работ, профессий более трех лет, а при работе с повышенной опасностью — более одного года, должны пройти обучение по безопасности труда до начала самостоятельной работы.

#### ИНСТРУКТАЖИ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА

По характеру и времени проведения инструктажи подразделяются на вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

**Вводный инструктаж** осуществляется с целью ознакомления работников с общими положениями безопасности труда на территории и в цехах организации.

Вводный инструктаж проводят:

- со всеми вновь принимаемыми на работу независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности;
- с временными работниками;
- с командированными;
- с учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику.

**Первичный инструктаж на рабочем месте** должен проводиться непосредственным руководителем работ (мастером, механиком и др.), в распоряжение которого поступает рабочий, непосред-

ственно на рабочем месте до начала производственной деятельности.

По окончании инструктажа инструктирующий путем опроса и наблюдения за работой вновь принятого рабочего должен убедиться в усвоении рабочим инструктажа и инструкции по охране труда для данной профессии, а также в том, что рабочий знает эти требования и правильно применяет их в работе.

Все рабочие, в том числе выпускники профтехучилищ, учебно-производственных (курсовых) комбинатов, после первичного инструктажа на рабочем месте должны в течение первых 2—14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника и требований нормативных актов, действующих в отрасли) пройти стажировку под руководством лиц, назначенных приказом (распоряжением, решением).

Инструктажи на рабочем месте завершаются проверкой знаний — устным опросом или с помощью технических средств обучения, а также проверкой приобретенных безопасных навыков, безопасных способов работы. Знания проверяет работник, проводивший инструктаж. Лица, показавшие неудовлетворительные значения, к самостоятельной работе не допускаются и должны вновь пройти инструктаж.

Руководство цеха, участка и т.п. по согласованию с отделом охраны труда и профсоюзным комитетом может освобождать от стажировки работника, имеющего стаж работы по специальности не менее трех лет.

О проведении первичного инструктажа на рабочем месте, стажировке и допуске к работе работник, проводивший инструктаж, делает запись в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте и в личной карточке обучения (если таковые используются) с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

**Повторный инструктаж** по безопасности труда проходят все рабочие, за исключением работников профессий и должностей, указанных в утвержденном руководителем предприятия перечне работ, профессий и должностей работников, освобожденных от первичного инструктажа.

Повторный инструктаж должен проводиться по истечении установленных сроков, но не реже одного раза в полугодие, а на работах с повышенной опасностью — раз в квартал. Завершается повторный инструктаж на рабочем месте проверкой знаний, а также проверкой приобретенных безопасных навыков и способов работы. Знания проверяет работник, проводивший инструктаж.

**Внеплановый инструктаж** на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ в следующих случаях:

- при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда;
- при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений, исходного сырья и других факторов;
- при нарушении работающими требований безопасности труда, которые могут привести к травме, взрыву или пожару, отравлению;
- по требованию органов надзора при установлении недостаточных знаний работника;
- при перерывах в работе — для работ, к которым предъявляют дополнительные требования безопасности труда, более чем на 30 календарных дней, а для остальных работ — 60 дней.

Инструктаж завершается проверкой знаний. При регистрации внепланового инструктажа указывается причина его проведения.

**Целевой инструктаж** проводит непосредственный руководитель работ при:

- выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности;
- ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф;
- проведении экскурсий в организации, организации массовых мероприятий с учащимися;
- производстве работ на которые оформляется наряд-допуск, разрешение (распоряжение) и другие документы.

Инструктаж завершается устным опросом, а также проверкой приобретенных безопасных навыков, безопасных способов работы.

Лица, показавшие неудовлетворительные знания после проведения повторного, внепланового и целевого инструктажей, к работе не допускаются и должны вновь пройти инструктаж.

## 13.2. ГИГИЕНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ

### ПОНЯТИЕ О ГИГИЕНЕ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ САНИТАРИИ

Под гигиеной труда принято понимать отрасль науки, изучающую влияние трудовой деятельности и производственной среды на организм работающих и состояние здоровья коллектива.

Производственная санитария служит для практического использования научных положений гигиены труда и занимается изучением вопросов санитарного устройства, эксплуатации и содержания предприятия и оборудования; разработкой требований, обеспечивающих нормальные условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятий.

Производственная санитария и гигиена труда направлены на устранение факторов, неблагоприятно влияющих на здоровье трудящихся, и создание нормальных условий на производстве.

### МИКРОКЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ

К микроклиматическим условиям относят:

- температуру окружающего воздуха;
- его влажность;
- скорость движения и излучения от нагретых предметов;
- барометрическое давление.

При благоприятных сочетаниях параметров микроклимата человек испытывает состояние теплового комфорта, что является важным условием высокой производительности труда и предупреждения заболеваний. Значительное отклонение микроклимата рабочей зоны от оптимального может быть причиной ряда физиологических нарушений в организме работающих, привести к резкому снижению работоспособности и даже к профессиональным заболеваниям.

Длительное и сильное воздействие низких температур может вызвать различные неблагоприятные изменения в организме человека. Местное и общее охлаждение организма является причиной многих заболеваний: миозитов, невритов, радикулитов и др., а также простудных заболеваний. Любая степень охлаждения характеризуется снижением частоты сердечных сокращений и развитием процессов торможения в коре головного мозга, что ведет к уменьшению работоспособности. В особо тяжелых случаях воздействие низких температур может привести к обморожениям и даже к смерти.

Влажность воздуха определяется содержанием в нем водяных паров. Физиологически оптимальной является относительная влажность в пределах 40–60%. Повышенная влажность воздуха (более 75...85%) в сочетании с низкими температурами оказывает значительное охлаждающее действие. Относительная влажность менее 25% приводит к высыханию слизистых оболочек.

Подвижность воздуха. Человек начинает ощущать движение воздуха при его скорости примерно 0,01 м/с. Большая скорость движения воздуха, особенно в условиях низких температур, вызывает увеличение теплопотерь конвекцией и испарением и ведет к сильному охлаждению организма.

Согласно Постановлению «О работе на открытом воздухе в холодное время года» от 10.02.1996г. №194 в целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха: установить на территории автономного округа предельную температуру, ниже которой не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

а) на лесозаготовительных работах:

- без ветра ..... –42°C;
- при скорости ветра до 5 м/с ..... –40°C;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с ..... –38°C;
- при скорости ветра свыше 10 м/с ..... –35°C.

б) на строительно-монтажных и ремонтных работах, связанных с работой на высоте:

- без ветра ..... –35°C;
- при скорости ветра до 5 м/с ..... –33°C;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с ..... –30°C;
- при скорости ветра свыше 10 м/с ..... –28°C.



в) на всех остальных работах:

- без ветра .....—38°C;
- при скорости ветра до 5 м/с .....—36°C;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с .....—35°C;
- при скорости ветра свыше 10 м/с .....—32°C.

При температуре воздуха минус 28°C и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Количество и продолжительность перерывов устанавливается администрацией предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется распоряжением администрации. Оплата простоев в связи с применением настоящего решения производится согласно ст. 94 КЗоТ РФ.

### **СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ**

Средства индивидуальной защиты — одна из неотъемлемых технических мер в комплексе мероприятий по охране труда.

Средства индивидуальной защиты включают:

- изолирующие костюмы;
- специальную одежду;
- специальную обувь;
- средства защиты рук, лица, глаз, головы, органов дыхания;
- предохранительные приспособления;
- защитные дерматологические средства.

Спецодежда — одно из индивидуальных средств, предназначенных для защиты человека от воздействия вредных производственных факторов. В зависимости от времени года и специфики работы работающие обеспечиваются теплой спецодеждой, качество которой определяется соответствием ее теплового сопротивления и воздухопроницаемости метеорологическим условиям, тяжести физической работы, продолжительности пребывания на холоде. Спецодежда для защиты от низкой температуры, ветра и атмосферных осадков в зависимости от условий труда изготавливается из хлопчатобумажных и смешанных тканей с водонепроницаемыми и другими пропитками, из меха и синтетических утеплителей. Комплект спецодежды должен обязательно дополняться эффективными средствами защиты от холода рук, ног и головы.

Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) подразделяются на два класса: фильтрующие и изолирующие. Фильтрующие СИЗОД имеют меньшие массу и габариты, однако их применение допустимо, когда содержание токсичных газов не превышает 0,5%, а содержание кислорода не менее 18%. В остальных случаях применяют изолирующие СИЗОД.

Фильтрующие СИЗОД подразделяются на:

- фильтрующие противопылевые (У-2К, Ф-62Ш);
- фильтрующие противоаэрозольные («Кама»);
- противогазовые респираторы (РПГ-67);
- универсальные респираторы (РУ-60МУ);
- фильтрующие самоспасатели (СПП-2, СПП-4).

Респираторы можно применять при содержании аэрозоли или пыли в воздухе рабочей зоны, не превышающем 200 мг/м, и содержании газов 10–15 величин ПДК.

Изолирующие СИЗОД подразделяются на:

- автономные противогазы;
- шланговые противогазы.

Принцип действия шланговых противогазов состоит в том, что воздух для дыхания подается в лицевую часть по шлангу из зоны с нормальным для человека газовым составом. Шланговые противогазы используются при выполнении работ внутри различных емкостей, в колодцах, трубопроводах, дымоходах и т.д.

Выпускаются два типа шланговых противогазов: ПШ-1, ПШ-2. ПШ-1 состоит из шлем-маски с двумя гофрированными трубками, воздухоподводящего ар-мированного шланга длиной 10 м и фильтрующей коробки. Противогаз комплектуется спасательным поясом с плечевыми тесь-

мами, сигнально-спасательной веревкой и штырем для крепления конца шланга к фильтрующей коробке в зоне чистого воздуха. Противогаз ПШ-2 в отличие от ПШ-1 снабжен двумя воздухоподводящими шлангами и воздуходувкой, обеспечивающей принудительную подачу чистого воздуха под лицевую часть.

Автономные изолирующие СИЗОД подразделяются на: резервуарные (газобалонные) и кислородные изолирующие аппараты.

## ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ВЕНТИЛЯЦИЯ

Вентиляция создает нормальные санитарно-гигиенические условия труда в производственных помещениях, в воздух которых попадают взрывоопасные или токсичные газы, пары, пыль, избытки влаги и тепла. Вентиляция может быть естественной либо искусственной. При естественной вентиляции воздухообмен происходит в результате разности температур воздуха в помещении и вне его. Используется также ветровой напор.

Искусственная, или механическая вентиляция бывает общеобменной и местной. Основные элементы механической вентиляции — вентиляторы, воздуховоды, калориферы.

Вентиляционные системы делятся на: приточные, вытяжные, приточно-вытяжные.

С помощью вентиляции опасная концентрация вредных веществ в рабочей зоне производственных помещений снижается и доводится до предельно допустимой за счет разбавления загрязненного воздуха чистым. Зная количество выделяющихся вредностей  $G$  (мг/ч) и ПДК их в воздухе  $D$  (мг/м<sup>3</sup>), можно определить подачу (м<sup>3</sup>/ч) системы вентиляции:

$$Q = G/D$$

Эта подача, деленная на объем помещения  $V$  (м<sup>3</sup>), называется кратностью воздухообмена. Она определяет число полных смен воздуха в объеме помещения за 1 час:

$$K = Q/V$$

## ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Рациональное освещение (освещение, при котором достаточно ярко освещена поверхность, световой поток равномерно распределен на рабочих поверхностях, глаз не испытывает слепящего действия, отсутствуют резкие и глубокие тени на рабочих поверхностях и на полу в проходах) облегчает труд, делает движения работающего более уверенными, снижает опасность травматизма. За единицу освещенности принимается люкс (лк). Это освещенность, создаваемая перпендикулярно падающими лучами от источника света силой в одну международную свечу, расположенную на расстоянии 1 м от освещаемой площади.

Освещение может быть искусственным и естественным. При недостаточности естественного освещения используется совмещенное освещение.

Естественное освещение бывает: боковым (через окна); верхним (через световые фонари и проемы в перекрытиях); комбинированным (через световые фонари и окна). Поскольку естественный свет изменяется в зависимости от времени дня, времени года, метеорологических условий, основной величиной для расчета и нормирования естественного освещения внутри помещения принят коэффициент естественной освещенности (КЕО). Он равен выраженному в процентах отношению освещенности в данной точке внутри помещения  $E_v$  к одновременной наружной горизонтальной освещенности  $E_n$ , создаваемой рассеянным светом всего небосвода.

Искусственное освещение бывает общее или комбинированное. Для общего освещения применяют высоко подвешенные светильники. При комбинированном освещении в дополнение к общим светильникам на рабочих местах устанавливают местные источники света.

В производственных помещениях, в которых прекращение освещения может привести к взрыву или пожару или же недопустимо длительному расстройству технологического процесса, предусматривается аварийное освещение, которое должно составлять не менее 10% основного. Аварийное освещение должно быть рассчитано на напряжение электрического тока 12 В.

В нефтяной и газовой промышленности для освещения широко применяются лампы накаливания. Это связано с тем, что светильники во взрывобезопасном исполнении выпускаются только для ламп накаливания. Одно из преимуществ таких ламп — большая тепловая инертность их нитей, что снижает пульсацию светового потока при питании их переменным током промышленной частоты, а также относительно небольшое изменение светового потока к концу срока службы (примерно на 15% от первоначального). Однако низкий коэффициент полезного действия, малая светоотдача (13–20 лм/Вт) и небольшой срок службы снижают эффективность применения ламп накаливания. На территории буровой установки, на открытых площадках для оборудования, на скважинах при проведении ремонта и других работ широко применяется прожекторное освещение.

Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности установлены следующие нормы общей минимальной освещенности (в лк) буровых установок:

Роторный стол .....	40
Щит КИП .....	50
Полы верхового рабочего .....	25
Путь талевого блока .....	13
Кронблок .....	25
Приемный мост .....	13
Редукторное помещение .....	30
Насосное помещение:	
Пусковые ящики .....	50
Буровые насосы .....	25
Глиномешалка .....	26
Превентор .....	26
Площадка ГСМ .....	10
Желобная система .....	10

## ШУМ И ВИБРАЦИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

**Шумом** принято называть совокупность беспорядочного сочетания звуков различной силы и интенсивности, возникающих в результате колебательных процессов, вызывающих неприятные ощущения у человека.

Шум условно делят на механический и аэродинамический. Шум механического происхождения возникает в результате соударения твердых тел упругих деформирующих деталей машин, вибрации узлов или агрегатов в целом. Аэродинамический шум возникает при больших скоростях движения газов, тел в воздухе, в результате взрывных процессов.

Действие шума на организм человека характеризуется уровнем звукового давления, измеряемого в децибелах (дБ), и уровнем звука, измеряемого в дБА.

Источником шума и вибрации в нефтяной и газовой промышленности являются грязевые насосы (до 92 дБ), роторный ствол (до 115 дБ), буровая лебедка (до 96 дБ), вибросито, ДВС, электродвигатели (до 100 дБ), компрессоры газогенераторные (до 115 дБ).

Сильный шум, действуя на органы слуха, может привести к полной глухоте или профессиональной тугоухости. При этом нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой и пищеварительной систем, возникают хронические заболевания. Под действием шума наблюдается истощение клеток головного мозга, замедленные психологические реакции и функциональные сдвиги нервной системы, которые проявляются в поступках, не соответствующих нормальной деятельности человека. Известно, что под действием длительного систематического шума высокого уровня производительность труда в ряде случаев снижается до 50%, а число ошибок в расчетных работах увеличивается более, чем на 50%.

**Вибрацией** называются механические колебания упругих тел, различных сооружений, машин и инструментов, ведущие в ряде случаев к нарушению механической прочности и герметичности оборудования и коммуникаций. Вредное воздействие вибрации на организм человека выражается в возникновении вибрационной болезни. Под действием вибраций могут произойти изменения в нервной и костно-суставной системах, падение мышечной силы и массы, повышение артериального давления, нарушение остроты зрения, ослабление памяти, спазмы сосудов

сердца. Для измерения шума и вибрации принимают частотные анализаторы, шумомеры, вибрографы, виброметры.

Снижение уровней шума и вибрации может достигаться различными путями. Прежде всего, необходимо уменьшить их в самом источнике образования, заменяя металлические детали на пластмассовые, ударные процессы — безударными, уменьшая поверхности соударяющихся частей, применяя безредукторные передачи, демпфирующие материалы.

Если смонтированное производственное оборудование создает повышенные вибрацию и шум, то его изолируют от строительных конструкций установкой на специальные фундаменты. Для устранения жесткой связи оборудования с фундаментом, между ними располагают амортизаторы.

К основным способам уменьшения вибрации относятся:

- жесткое применение вибрирующих деталей и узлов;
- амортизация и виброизоляция;
- хорошая балансировка движущихся и быстровращающихся деталей и механизмов;
- увеличение общей массы фундамента;
- изменение частоты вращения источника вибрации для увеличения разрыва между собственной частотой колебания и резонансной частотой;
- установка буферных акустических емкостей и уменьшение числа поворотов и обвязки трубопроводов.

В тех случаях, когда на рабочих местах уровень шума или параметры вибрации превышают допустимые значения, работающие должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты — антифонами или противошумами.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

*Вредными* называют вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Попадающие в организм химические вещества и пыль приводят к нарушению здоровья лишь в том случае, если их количество в воздухе превышает определенную для каждого вещества величину (ПДК).

Под *предельно допустимой концентрацией (ПДК)* вредных веществ в воздухе рабочей зоны понимают концентрацию, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 часов или при другой продолжительности (но не более 41 часа в неделю) во время всего рабочего стажа не может вызвать заболевание или отклонение в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования в процессе работы или в отдаленные сроки настоящего или последующих поколений. Значения ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 13.1.

ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Таблица 13.1

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Окислы азота	5	2	Ртуть	0,01	1
Оксид углерода	20	4	Известь	5	4
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>1</sub>	300	4	Силикат натрия	6	3
Метилмеркаптан	0,8	2	Цемент	6	4
Метанол	5	3	Барит	6	4
Каустическая сода	0,5	2	Гематит	5	4
Кальцинированная сода	2	4	Сера	2	4
Сероводород	10	2	Серная кислота	1	2

Существуют три способа определения содержания газов и паров в воздухе: лабораторный, с помощью индикаторов, и автоматический. Лабораторный способ наиболее точный, но вследствие продолжительности определения состава воздуха его обычно используют в качестве контрольного. Автоматический анализ воздуха быстрее, поэтому он широко распространен. Контроль воздушной среды на кусте скважин следует осуществлять постоянно с помощью прибора СГГ-3 или периодически с помощью приборов ПГФ-2М1-ИЗГ «Эфир», ПГФ-2М1-И1А «Метан», УГ-2. Газоанализатором «Метан» можно определять концентрацию воздушных паров и газов в ремонтируемых аппаратах, в колодцах и других емкостях, но газоанализатор в данном случае должен находиться на чистом воздухе, а забор анализируемых взрывоопасных компонентов производится с помощью резиновых шлангов, входящих в комплект газоанализатора (при этом погрешность показаний газоанализатора возрастет на 50%). При контроле воздушной среды при помощи универсального переносного газоанализатора УГ-2 температура воздуха в местах замера должна быть от 10° до 30°.

### 13.3. ОГНЕВЫЕ И ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

#### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выполнение работ в опасных зонах допускается только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), содержащих конкретные решения по защите работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

Лицо, выдающее наряд-допуск, является руководителем работ с повышенной опасностью и несет всю ответственность за безопасное их выполнение. Лица, которым предоставлено право выдавать наряды-допуски, должны быть определены приказом по организации и иметь удостоверения соответствующего образца.

Наряды на проведение работ повышенной опасности подлежат регистрации в журнале, который должен быть пронумерован и прошнурован. Срок хранения нарядов-допусков — один год со дня их выдачи, а журнала — пять лет.

Наряд-допуск должен выдаваться до начала производства работ с повышенной опасностью, и в нем должны быть предусмотрены меры безопасности. В случае необходимости к нарядам-допускам должны быть приложены эскизы защитных устройств и приспособлений, схемы расстановки постов оцепления или установки предупредительных знаков. Наряд выдается ответственному производителю (исполнителю) работ на руки. По окончании подготовки инструмента и выполнении мер безопасности должен быть произведен допуск к работе.

В исключительных случаях (необходимость производства работ с целью предупреждения явной аварии, устранения угрозы жизни работающих или ликвидации аварии в начальной стадии) наряд-допуск может не составляться. Если такие работы могут принять затяжной характер, то наряд-допуск должен быть составлен в установленном порядке.

Ответственный руководителем работами повышенной опасности обязан лично проинструктировать ответственного производителя (исполнителя) работ о содержании наряда-допуска, проверить выполнение всех указанных в наряде-допуске мер безопасности и осуществлять контроль за соблюдением мер безопасности как при проведении работ, так и после их окончания.

Наряд-допуск должен быть оформлен заново, если до окончания работ по данному наряду:

- изменен объем и характер работ, что вызвало изменение условий труда;
- изменялся состав бригады;
- предусмотренные в наряде-допуске меры по безопасности были недостаточны.

Наряд-допуск составляется в двух экземплярах на бланке установленной формы. При допуске к работе один экземпляр передается ответственному исполнителю работ, а второй экземпляр остается у лица, выдающего наряд-допуск. Ежедневно после окончания рабочего дня место приводится в порядок и наряд-допуск сдается ответственному руководителю работами с повышенной опасностью.

К прерванным работам можно приступать только после получения наряда-допуска. После окончания всех работ повышенной опасности закрытие наряда-допуска оформляется подписями ответственного руководителя и ответственного исполнителя работ. Закрытый наряд-допуск возвращается к лицу, выдавшему его.

Наряд-допуск оформляется на каждый вид работ с повышенной опасностью и действителен в течение одной рабочей смены. Если эти работы не закончены в установленный срок, то наряд-допуск может быть продлен начальником объекта, но не более чем на одну смену.

## **ОГНЕВЫЕ РАБОТЫ**

К огневым работам относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температур, способных вызвать воспламенение материалов и конструкций (электросварка, газосварка, начальные работы, механическая обработка металла с выделением искр и т. п.). Огневые работы на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах должны проводиться только в дневное время (за исключение аварийных случаев).

Огневые работы подразделяются на два этапа: подготовительный и непосредственного проведения огневых работ. К подготовительным работам относятся все виды работ, связанные с подготовкой оборудования, коммуникаций, конструкций проведению огневых работ.

При подготовке к огневым работам мастер буровой совместно с ответственным за подготовку и проведение этих работ определяют опасную зону, границы которой четко обозначаются предупредительными знаками и надписями.

Аппараты, машины, емкости, трубопроводы и др. оборудование, на которых будут проводиться огневые работы, должны быть остановлены, освобождены от взрывоопасных, взрывопожароопасных, пожароопасных и токсичных продуктов, отключены заглушки от действующих аппаратов и коммуникаций и подготовлены к проведению огневых работ. Пусковая аппаратура, предназначенная для включения машин и механизмов, должна быть выключена и приняты меры, исключающие внезапный пуск машин и механизмов. Место проведения огневых работ должно быть обеспечено необходимыми первичными средствами пожаротушения.

Во время проведения огневых работ должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды в опасной зоне, в аппаратах и коммуникациях, на которых проводятся указанные работы. Огневые работы разрешается начинать при отсутствии взрывоопасных и взрывопожарных веществ в воздушной среде или при наличии их не выше предельно-допустимой концентрации по действующим санитарным нормам. Во время проведения огневых работ технологическим персоналом буровой бригады, бригады освоения должны быть приняты меры, исключающие возможности выделения в воздушную среду взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ. Запрещается вскрытие люков и крышек аппаратов, выгрузка, перегрузка и слив продуктов, загрузка через открытые люки, а также другие операции, которые могут привести к возникновению пожаров и взрывов из-за загазованности и запыленности мест, где проводятся огневые работы.

## **ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ**

Выполнять газоопасные работы имеют право лица, прошедшие инструктаж и сдавшие экзамены на право ведения газоопасных работ. Выполнение газоопасных работ в зависимости от их сложности должно производиться не менее чем двумя рабочими, а в колодцах, туннелях, глубоких траншеях, а также в резервуарах — бригадой в составе не менее трех человек.

Газоопасные работы, связанные с разгерметизацией технологического оборудования и нефтегазокоммуникаций куста скважин, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывоопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрывы, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода в воздушной среде должны выполняться по наряду-допуску, предусматривающему комплекс мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ. Эти работы выполняются в дневное время, но в исключительных случаях проведение неотложных газоопасных работ может быть разрешено в темное время суток с участием членов добровольной, газоспасательной дружины. При этом в наряде-допуске должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия по обеспечению безопасности работ с учетом их выполнения в темное время.

Газоопасные работы, связанные с предупреждением развития аварийных ситуаций и необходимостью локализации аварий, проводятся в соответствии с планом ликвидации аварий.

К газоопасным работам, связанным с применением кислородно-изолирующих противогазов и воздушных изолирующих аппаратов, могут привлекаться только лица, прошедшие специальное обучение.

Исполнители газоопасных работ несут ответственность за выполнение всех мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске и в плане ликвидации аварий. Исполнители газоопасных работ обязаны:

- пройти инструктаж по безопасному проведению данной работы и расписаться об этом в наряде-допуске;
- ознакомиться с условиями, характером и объемом работы на месте ее выполнения;
- приступать к выполнению работы только по указанию ответственного за проведение этой работы;
- применять средства защиты и соблюдать меры безопасности, предусмотренные нарядом-допуском;
- знать признаки отравления вредными веществами, места расположения средств связи и сигнализации, порядок эвакуации пострадавших из опасной зоны;
- уметь пользоваться спасательным снаряжением и инструментом;
- следить за состоянием товарищей по работе, оказывать им необходимую помощь (при ухудшении собственного самочувствия или при обнаружении признаков недомогания у товарищей работу следует прекратить и немедленно сообщить об этом ответственному за проведение работы);
- прекращать работу при возникновении опасной ситуации, а так же по требованию ответственного за выполнение работы начальника цеха, смены, работников службы техники безопасности, представителей инспектирующих органов.

При подготовке куста скважин к газоопасным работам должны быть приняты меры по максимальному снижению опасности путем сброса давления, удаления вредных и взрывоопасных продуктов, исключения их поступлений из смежных технологических схем, а также по исключению возможных источников искрообразования.

Место проведения газоопасной работы, связанной с возможностью выброса взрывоопасных и вредных продуктов, необходимо обозначить или оградить, а при необходимости выставить посты с целью недопущения посторонних лиц к опасной зоне.

О готовности куста скважин и исполнителей к проведению газоопасных работ необходимо сообщить службе ТБ. Без разрешения этой службы нельзя приступать к работе. Газоопасные работы следует начинать в присутствии ответственного за проведение этих работ. При газоопасных ремонтных работах следует применять инструмент, исключающий возможность искрообразования.

Перед входом в загазованную зону необходимо: тщательно проверить противогаз (исправность шланга, гофрированной трубки и маски, прочность и надежность соединения всех частей, наличие резиновых прокладок в местах соединения) и продуть шланг от пыли. В загазованную зону для производства работ можно войти только после того, как убедишься в том, что под маску поступает воздух в количестве, достаточном для нормального дыхания. При появлении малейшего запаха следует немедленно выйти из загазованной зоны.

Срок единовременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяется нарядом-допуском, но не должен превышать 30 минут.

### **13.4. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

#### **ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПОЖАРОВ И ВЗРЫВОВ В БУРЕНИИ**

Опасность возникновения пожаров на предприятиях нефтяной и газовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами нефти, газоконденсата, нефтяного и природного газа, который добывается и транспортируется, и используется в процессе производства. Степень пожарной опасности зависит также от особенностей технологического процесса производства. Для предприятий нефтяной и газовой промышленности характерно наличие большого объема нефти, нефтепродуктов и др. горючих жидкостей, их паров и горючих газов в технологической ап-

паратуре; применение высоких давлений в аппаратах, оборудовании и системе трубопроводов; применение высоких рабочих температур и открытого огня с огнеопасными веществами.

При бурении нефтяных и газовых скважин опасность возникновения пожара связана с возможностью открытого газонефтяного фонтана из-за нарушения технологии бурения (несвоевременный долив промывочного раствора во время подъема бурильного инструмента или неудовлетворительное качество раствора, неумелое применение нефтяных ванн для освобождения прихваченного инструмента), неисправности противовыбросового оборудования или несвоевременного использования его для предупреждения выбросов и открытых фонтанов.

Причинами возгорания могут быть также:

- пропуски дизельного топлива из топливной линии, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;
- нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, касание их к сгораемым конструкциям;
- неисправность искрогасителей;
- применение открытого огня, курение, проведение электрогазосварочных работ вблизи мест хранения горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;
- неисправности в электрооборудовании, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев продуктов;
- прокладка силовой и осветительной сети с нарушением правил непосредственно по сгораемым конструкциям и по местам, где возможно соприкосновение с горюче-смазочными материалами;
- перегрузка электропровода;
- неисправность оборудования или некачественный его ремонт;
- атмосферное электричество;
- нарушение противопожарного режима, производственной и трудовой дисциплины.

### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОЖАРОВ**

Во избежание возникновения пожаров и обеспечения нормальных условий его ликвидации необходимо знать и выполнять следующее:

1. За противоположное состояние на буровой отвечает буровой мастер.
2. К проведению работ на буровой допускаются рабочие, обученные и сдавшие экзамены по программе, в которую включены действующие правила пожарной безопасности.
3. Скважины, бурящиеся на нефть и газ, должны быть расположены не ближе:
  - 500 метров от жилых и общественных зданий;
  - 50 метров от границы лесного массива;
  - 300 метров от резервуаров товарных парков;
  - высоты вышки плюс 10 метров от охранных зон линий электропередач.
4. Площадка, предназначенная для строительства буровой, предварительно должна быть спланирована, чтобы на ней не было ям, бугров и др. препятствий.
5. Вокруг буровой в радиусе не менее 50 метров необходимо выкосить траву, а территорию очистить от валежника и листьев.
6. Территорию буровой необходимо содержать в чистоте, разлитые нефть и нефтепродукты немедленно убирать.
7. Территория буровой в ночное время должна освещаться.
8. Буровая должна иметь телефонную или радио связь с постоянным вызовом.
9. Запрещается загромождать материалами и др. предметами производственные помещения, рабочие места у буровой установки, выходы из буровой и других помещений, подходы к противопожарному оборудованию.
10. Запрещается хранить горюче-смазочные материалы в буровой и привышечных помещениях.
11. Емкости для хранения ГСМ должны быть заземлены, чтобы защитить их от проявления статического электричества, покрыты белой краской или побелены. Запас ГСМ должен храниться в закрытых емкостях с четкой надписью наименования.



12. Отогревание замерзших трубопроводов и аппаратуры, а также разогревание в зимнее время промывочной жидкости производить только паром или горячей водой, применять для этой цели открытый огонь запрещается.
13. На всей территории буровой запрещается разведение костров, выжигание травы, а также сжигание мусора и разлившихся нефтепродуктов; курение разрешается только в специальном месте, оборудованном кадкой с водой для окурков и надписью «ДЛЯ КУРЕНИЯ».
14. Электронагревательные приборы (печь, плитки и т. п.) необходимо устанавливать на расстоянии не менее 35 см от сгораемых стен и обязательно на лист асбеста или паранита.
15. Запрещается к одной розетке подключать несколько электронагревательных приборов.
16. Силовые и осветительные линии на буровой необходимо прокладывать строго в соответствии с требованиями электробезопасности.
17. Буровая установка должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами, согласованными с местными органами Госпожнадзора.
18. В случае возникновения пожара буровая бригада под руководством бурового мастера или лица, его замещающего, обязана вызвать пожарную часть и до ее прибытия приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения в соответствии с табелем боевого пожарного расчета.

### 13.5. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

#### ДЕЙСТВИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

Действие электрического тока на организм человека может быть тепловым (ожог), механическим (разрыв тканей, повреждение костей); химическим (электролиз), биологическим (нарушение биотоков, свойств живой материи с которыми связана ее жизнеспособность).

Различают два вида поражения человека электротоком: электрический удар и электрическая травма. При электрическом ударе поражается весь организм в целом, поэтому этот вид поражения представляет наибольшую опасность. При этом появляются судороги, расстройство дыхания или сердечной деятельности, во многих случаях возникает фибриляция, т.е. беспорядочные сокращения волокон сердечной мышцы, нарушающие ритмичное нагнетание крови в сосудах и приводящие к остановке кровообращения.

Электрические травмы вызывают местные поражения: ожоги, металлизацию кожи, электрические знаки. Ожоги могут быть поверхностные или глубокие, сопровождающиеся поражением не только кожи, но и подкожной ткани, жира, глуболежащих мышц, нервов и костей.

Кожа обладает большим сопротивлением и поэтому наблюдается преимущественно кожные ожоги (70—80%). Однако при большой частоте тока возможны ожоги внутреннего характера, даже без заметного повреждения кожной поверхности.

Ожоги с тяжелыми исходами наблюдаются преимущественно при напряжении выше 1000 В. Электрические ожоги бывают трех степеней:

- 1) покраснение кожи;
- 2) образование пузырей;
- 3) обугливание и омертвление кожи.

При металлизации кожи происходит пропитывание ее мельчайшими частицами расплавленного дугой металла. Окраска кожи при металлизации зависит от вида металла токоведущей шины и бывает зеленая при контакте с красной медью, сине-зеленая при контакте с латунью, серо-желтая при контакте со свинцом.

Электрические знаки или отметки тока обычно возникают при контакте с токоведущими частями. По своему внешнему виду это пятно серого или бело-желтого цвета с резко очерченными краями. Обычно заживление электрических знаков заканчивается благополучно.

Электрический ток действует на центральную нервную систему, вызывая судорожные сокращения мышц и их паралич. Паралич дыхательной мускулатуры или мышц сердца может привести к смертельному исходу.

## ПЕРВАЯ ПОМОЩЬ ПОСТРАДАВШЕМУ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА

После освобождения пострадавшего от действия электрического тока необходимо оценить его состояние.

Цвет кожных покровов и наличие дыхания (по подъему и опусканию грудной клетки) оценивают визуально. Пульс на сонной артерии прощупывают подушечками второго, третьего и четвертого пальцев руки, располагая их вдоль шеи между кадыком и кивательной мышцей и слегка прижимая к позвоночнику.

Ширину зрачков при закрытых глазах определяют следующим образом: подушечки указательных пальцев кладут на верхние веки обоих глаз и, слегка придавливая их к глазному яблоку, поднимают вверх. Состояние зрачков (узкие или широкие) оценивают по тому, какую площадь радужки они занимают.

Если у пострадавшего отсутствуют сознание, дыхание, пульс, кожный покров синюшный, а зрачки широкие (0,5 см в диаметре), можно считать, что он находится в состоянии клинической смерти, и немедленно приступить к оживлению организма с помощью искусственного дыхания по способу «изо рта в рот» или «изо рта в нос» и наружного массажа сердца.

Способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос» являются наиболее эффективным способом искусственного дыхания, т. к. при этом обеспечивается поступление достаточного объема воздуха в легкие пострадавшего.

Для проведения искусственного дыхания пострадавшего следует уложить на спину, расстегнуть стесняющую дыхание одежду. Прежде чем начать искусственное дыхание, необходимо в первую очередь обеспечить проходимость верхних дыхательных путей, которые в положении на спине при бессознательном состоянии всегда закрыты запавшим языком. После этого оказывающий помощь располагается сбоку от головы пострадавшего, одну руку подсовывает под шею пострадавшего, а ладонью другой руки надавливает на его лоб, максимально запрокидывая голову. При этом корень языка поднимается и освобождает вход в гортань, а рот пострадавшего открывается. Оказывающий помощь наклоняется к лицу пострадавшего, делает глубокий вдох открытым ртом, полностью плотно охватывает губами открытый рот пострадавшего и делает энергичный выдох, с некоторым усилием вдувая воздух в его рот; одновременно он закрывает нос пострадавшего щекой или пальцами руки, находящейся на лбу. При этом обязательно надо наблюдать за грудной клеткой пострадавшего, которая поднимается. Как только грудная стенка поднялась, нагнетание воздуха приостанавливают, оказывающий помощь поворачивает лицо в сторону, происходит пассивный выдох у пострадавшего. При проведении искусственного дыхания, оказывающий помощь должен следить за тем, чтобы воздух не попал в желудок пострадавшего. При попадании воздуха в желудок (вздутие живота «под ложечкой») осторожно надавливают ладонью на живот между грудиной и пупком.

Если после вдувания воздуха грудная клетка не расправляется, необходимо выдвинуть нижнюю челюсть пострадавшего вперед.

Если челюсти пострадавшего стиснуты и открыть рот не удастся, следует проводить искусственное дыхание «изо рта в нос».

Интервал между искусственными вдохами должен составлять пять секунд (12 дыхательных циклов в минуту).

При сочетании искусственного дыхания с наружным массажем сердца имитируются функции дыхания и кровообращения.

Если помощь оказывает один человек, он делает два быстрых энергичных вдувания, затем поднимается, ладонь одной руки кладет на нижнюю половину грудины (отступив на два пальца выше от ее нижнего края), а пальцы приподнимает. Ладонь второй руки он кладет поверх первой поперек или вдоль и надавливает, помогая наклоном своего корпуса. Руки при надавливании должны быть выпрямлены в локтевых суставах. Надавливание следует производить быстрыми толчками так, чтобы смещать грудину на 4–5 см, продолжительность надавливания не более 0,5 секунды, интервал между отдельными надавливаниями 0,5 секунды. На каждые два вдувания производится 15 надавливаний на грудину. За одну минуту необходимо сделать 60 надавливаний и 12 вдуваний, т. е. выполнить 72 манипуляции. При участии в реанимации двух человек соотношение «дыхание-массаж» составляет 1:5.

Если реанимационные мероприятия проводятся правильно, кожные покровы розовеют, зрачки сужаются, самостоятельное дыхание восстанавливается.

Если пострадавший дышит очень редко и судорожно, но у него прощупывается пульс, необходимо сразу же начать делать искусственное дыхание (без наружного массажа сердца).

Если пострадавший в сознании, но до этого был в обмороке или находился в бессознательном состоянии, но с сохранившимся устойчивым дыханием и пульсом, его следует уложить на подстилку; расстегнуть одежду, стесняющую дыхание; создать полный покой, непрерывно наблюдая за пульсом и дыханием.

Ни в коем случае нельзя позволять пострадавшему двигаться, а тем более продолжать работу, т. к. отсутствие видимых тяжелых повреждений от электрического тока или других причин еще не исключает возможности последующего ухудшения его состояния.

### **13.6. РАССЛЕДОВАНИЕ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ НА ПРОИЗВОДСТВЕ**

#### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Расследованию и учету в соответствии с «Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве» (Постановление от 11.03.1999г. №279) подлежат несчастные случаи, происшедшие на производстве с работниками и другими лицами, в том числе подлежащими обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний при выполнении ими трудовых обязанностей и работы по заданию организации или индивидуального предпринимателя (в ред. Постановления Правительства РФ от 24.05.2000г. №406).

К ним относятся:

- работники, выполняющие работу по трудовому договору (контракту);
- граждане, выполняющие работу по гражданско-правовому договору;
- студенты образовательных учреждений высшего и среднего профессионального образования, учащиеся образовательных учреждений среднего, начального образования, проходящие производственную практику в организациях;
- лица, осужденные к лишению свободы и привлекаемые к труду администрацией организации;
- другие лица, участвующие в производственной деятельности организации или индивидуального предпринимателя.

Расследуются и подлежат учету как несчастные случаи на производстве: травма, в том числе полученная в результате нанесения телесных повреждений другим лицом, острое отравление, тепловой удар, ожог, обморожение, утопление, поражение электрическим током, молнией, излучением, укусы насекомых и пресмыкающихся, телесные повреждения, нанесенные животными, повреждения, полученные в результате взрывов, аварий, разрушений зданий, сооружений и конструкций, стихийных бедствий и других чрезвычайных ситуаций, повлекшие за собой необходимость перевода работника на другую работу, временную или стойкую утрату трудоспособности либо его смерть, если они произошли:

а) в течение рабочего времени на территории организации или вне территории организации (включая установленные перерывы), а также во время, необходимое для приведения в порядок орудий производства, одежды и т. п. перед началом или по окончании работы, а также при выполнении работ в сверхурочное время, выходные и праздничные дни;

б) при следовании к месту работы или с работы на предоставленном работодателем транспорте либо на личном транспорте при соответствующем договоре или распоряжении работодателя о его использовании в производственных целях;

в) при следовании к месту командировки и обратно;

г) при следовании на транспортном средстве в качестве сменщика во время междусменного отдыха (водитель-сменщик на автотранспортном средстве, проводник или механик рефрижераторной секции в поезде и т. п.);

д) при работе вахтово-экспедиционным методом во время междусменного отдыха, а также при нахождении на судне в свободное от вахты и судовых работ время;

е) при привлечении работника в установленном порядке к участию в ликвидации последствий катастрофы, аварий и других чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;

ж) при осуществлении не входящих в трудовые обязанности работника действий, но совершаемых в интересах работодателя или направленных на предотвращение аварий или несчастного случая.

Несчастный случай на производстве является страховым случаем, если он произошел с работником, подлежащим обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (далее именуется — застрахованный).

#### **ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ МЕРЫ, ПРИНИМАЕМЫЕ В СВЯЗИ С НЕСЧАСТНЫМ СЛУЧАЕМ НА ПРОИЗВОДСТВЕ**

О каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, пострадавший или очевидец несчастного случая извещает непосредственного руководителя работ, который обязан:

- немедленно организовать первую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;
- сообщить работодателю или лицу, им уполномоченному, о происшедшем несчастном случае;
- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;
- сохранить до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью других людей и не приведет к аварии). В случае невозможности ее сохранения — зафиксировать сложившуюся обстановку (схемы, фотографии и т.п.).

Если с застрахованным произошел несчастный случай на производстве, работодатель обязан в течение суток сообщить об этом в исполнительный орган Фонда социального страхования Российской Федерации (по месту регистрации в качестве страхователя).

При групповом несчастном случае на производстве (2 и более человек), тяжелом несчастном случае на производстве (по схеме определения тяжести несчастных случаев на производстве, утверждаемой Министерством здравоохранения РФ по согласованию с Министерством труда и социального развития РФ), несчастном случае на производстве со смертельным исходом работодателя или уполномоченное им в течение суток по форме, установленной Министерством труда и социального развития РФ, обязаны сообщить:

- а) о несчастном случае, происшедшем в организации;
  - в соответствующую государственную инспекцию труда (государственную инспекцию труда в субъекте Российской Федерации, межрегиональную государственную инспекцию труда);
  - в прокуратуру по месту происшествия несчастного случая;
  - в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации;
  - в федеральный орган исполнительной власти по ведомственной принадлежности;
  - в организацию, направившую работника, с которым произошел несчастный случай;
  - в территориальное объединение профсоюзов;
  - в территориальный орган государственного надзора, если несчастный случай произошел в организации, подконтрольной этому органу;
- б) о несчастном случае, происшедшем у индивидуального предпринимателя;
  - в соответствующую государственную инспекцию труда (государственную инспекцию труда в субъекте Российской Федерации, межрегиональную государственную инспекцию труда);
  - в прокуратуру по месту государственной регистрации в качестве индивидуального предпринимателя;
  - в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации;
  - в территориальный орган государственного надзора, если несчастный случай произошел на объекте, подконтрольном этому органу;

О случаях острого отравления работодатель или уполномоченное им лицо сообщают также в территориальный орган санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации.

О несчастных случаях на производстве со смертельным исходом соответствующая государственная инспекция труда (государственная инспекция труда в субъекте Российской Федерации, межрегиональная государственная инспекция труда) направляет сообщение в Министерство труда и социального развития Российской Федерации. Если несчастный случай со смертельным исходом произошел в организации (на объекте), подконтрольной территориальному органу государственного надзора, территориальный орган направляет сообщение в федеральный орган государственного надзора по подчиненности.

Работодатель обязан обеспечить своевременное расследование несчастного случая на производстве и его учет. Для расследования несчастного случая на производстве в организации работодатель незамедлительно создает комиссию в составе не менее 3 человек. В состав комиссии включаются специалист по охране труда (или лицо, назначенное приказом работодателя ответственным за организацию работы по охране труда), представители работодателя, профсоюзного органа или иного уполномоченного работниками представительного органа (например, член комитета или комиссии по охране труда из числа представителей работников, уполномоченный по охране труда). Комиссию возглавляет работодатель или уполномоченное им лицо. Состав комиссии утверждается приказом работодателя. Руководитель, непосредственно отвечающий за безопасность труда на участке, где произошел несчастный случай, в состав комиссии не включается.

Несчастный случай на производстве, происшедший с лицом, направленным для выполнения работ в другую организацию, расследуется комиссией, образованной работодателем, на производстве которого произошел несчастный случай. В состав комиссии входит полномочный представитель организации (индивидуального предпринимателя), направивший это лицо. Неприбытие или несвоевременное прибытие представителя не является основанием для изменения сроков расследования.

Несчастный случай, происшедший с работником организации, производящей работы на выделенном участке другой организации, расследуется и учитывается организацией, производящей эти работы. В этом случае комиссия, проводившая расследование, информирует руководителя организации, на территории которой производились эти работы, о своих выводах.

Несчастный случай, происшедший с работником при выполнении работы по совместительству, расследуется и учитывается по месту, где производилась работа по совместительству.

Расследование несчастного случая на производстве, происшедшего в результате аварии транспортного средства, проводится комиссией работодателя с обязательным использованием материалов расследования, проведенного соответствующим государственным органом надзора и контроля, с которыми должна быть ознакомлена комиссия.

Каждый работник имеет право на личное участие в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве.

Для расследования группового несчастного случая на производстве, тяжелого несчастного случая на производстве, несчастного случая на производстве со смертельным исходом:

- в комиссию, кроме лиц, указанных выше, включаются государственный инспектор по охране труда, представители органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органа местного самоуправления (по согласованию), представитель территориального объединения профсоюзов. Работодатель образует комиссию и утверждает ее состав, возглавляет комиссию государственный инспектор по охране труда;
- по требованию пострадавшего (в случае смерти пострадавшего — его родственников) в расследовании несчастного случая может принимать участие его доверенное лицо. В случае если доверенное лицо не участвует в расследовании, работодатель или председатель комиссии обязаны по требованию доверенного лица ознакомить его с материалами расследования;
- в случае острого отравления или радиационного воздействия, превысившего установленные нормы, в состав комиссии включается также представитель органа санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации;
- если несчастный случай явился следствием нарушений в работе, влияющих на обеспечение ядерной, радиационной и технической безопасности на объектах использования атом-

- ной энергии, в состав комиссии включается также представитель территориального органа Федерального надзора России по ядерной и радиационной безопасности;
- при несчастном случае, происшедшем в организациях и на объектах, подконтрольных территориальным органам Федерального горного и промышленного надзора России, состав комиссии, определяемый в соответствии с настоящим пунктом, утверждается руководителем соответствующего территориального органа и возглавляет комиссию представитель этого органа;
  - при групповом несчастном случае, с числом погибших 5 и более человек, в состав комиссии включаются также представители федеральной инспекции труда, федерального органа исполнительной власти по ведомственной принадлежности и общероссийского объединения профсоюзов. Председателем комиссии является главный государственный инспектор по охране труда соответствующей государственной инспекции труда (государственной инспекции труда в субъекте Российской Федерации, межрегиональной государственной инспекции труда), а на объектах, подконтрольных территориальному органу Федерального горного и промышленного надзора России, — руководитель этого территориального органа.

При крупных авариях, с человеческими жертвами 15 и более человек, расследование проводится комиссией, назначенной Правительством Российской Федерации.

### **ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ**

Расследование обстоятельств и причин несчастного случая на производстве (который не является групповым и не относится к категории тяжелых или со смертельным исходом) проводится комиссией в течение трех дней.

Расследование группового несчастного случая на производстве, тяжелого несчастного случая на производстве и несчастного случая на производстве со смертельным исходом проводится комиссией в течение 15 дней.

Несчастный случай на производстве, о котором не было своевременно сообщено работодателю, или в результате которого нетрудоспособность наступила не сразу, расследуется комиссией по заявлению пострадавшего или его доверенного лица в течение месяца со дня поступления указанного заявления.

В каждом случае расследования комиссия выявляет и опрашивает очевидцев происшествия несчастного случая, лиц, допустивших нарушения нормативных требований по охране труда; получает необходимую информацию от работодателя и по возможности — объяснения от пострадавшего.

При расследовании несчастного случая в организации по требованию комиссии работодатель за счет собственных средств обязан обеспечить:

- выполнение технических расчетов, лабораторных исследований, испытаний, других экспертных работ и привлечение в этих целях специалистов-экспертов;
- фотографирование места несчастного случая и поврежденных объектов, составление планов, эскизов, схем места происшествия;
- предоставление транспорта, служебного помещения, средств связи, специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, необходимых для проведения расследования.

В результате расследования группового несчастного случая на производстве, тяжелого несчастного случая на производстве, несчастного случая на производстве со смертельным исходом комиссия формирует следующие документы:

- а) приказ о создании комиссии по расследованию несчастного случая;
- б) планы, схемы, эскизы, а при необходимости — фото- или видеоматериалы места происшествия;
- в) документы, характеризующие состояние рабочего места, наличие опасных и вредных производственных факторов;
- г) выписки из журналов регистрации инструктажей и протоколов проверки знаний пострадавших по охране труда;

д) протоколы опросов, объяснения пострадавших, очевидцев несчастного случая и должностных лиц;

е) экспертные заключения специалистов, результаты лабораторных исследований и экспериментов;

ж) медицинское заключение о характере и степени тяжести повреждения, причиненного здоровью пострадавшего, или о причине смерти пострадавшего, а также о нахождении пострадавшего в состоянии алкогольного или наркотического опьянения;

з) копии документов, подтверждающих выдачу пострадавшему специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты в соответствии с действующими нормами;

и) выписки из ранее выданных на данном производстве (объекте) предписаний государственных инспекторов по охране труда и должностных лиц территориального органа государственного надзора (если несчастный случай произошел в организации или на объекте, подконтрольных этому органу), а также представлений профсоюзных инспекторов труда об устранении выявленных нарушений нормативных требований по охране труда;

к) другие материалы по усмотрению комиссии.

На основании собранных данных и материалов комиссия устанавливает обстоятельства и причины несчастного случая, определяет, был ли пострадавший в момент несчастного случая связан с производственной деятельности организации или индивидуального предпринимателя и объяснялось ли его нахождение в месте происшествия исполнением им трудовых обязанностей (работы), и квалифицирует несчастный случай как несчастный случай на производстве или несчастный случай, не связанный с производством, определяет лиц, допустивших нарушения требований безопасности и охраны труда, законодательных и иных нормативных правовых актов, и меры по устранению причин и предупреждению несчастных случаев на производстве.

Если при расследовании несчастного случая на производстве, происшедшего с застрахованным, комиссией установлено, что грубая неосторожность застрахованного содействовала возникновению или увеличению вреда, причиненного его здоровью, то с учетом заключения профсоюзного комитета или иного уполномоченного застрахованным представительного органа комиссия определяет степень вины застрахованного в процентах.

По результатам расследования группового несчастного случая на производстве, тяжелого несчастного случая на производстве, несчастного случая на производстве со смертельным исходом комиссия составляет акт о расследовании по форме. Расследованию подлежат и квалифицируются как несчастные случаи, не связанные с производством, с оформлением акта произвольной формы:

1) смерть вследствие общего заболевания или самоубийства, подтвержденная в установленном порядке учреждением здравоохранения и следственными органами;

2) смерть или повреждение здоровья, единственной причиной которых явилось (по заключению учреждения здравоохранения) алкогольное или наркотическое опьянение (отравление) работника, не связанное с нарушениями технологического процесса, где используются технические спирты, ароматические, наркотические и другие аналогичные вещества;

3) несчастный случай, происшедший при совершении пострадавшим проступка, содержащего по заключению представителей правоохранительных органов признаки уголовно наказуемого деяния.

Результаты расследования каждого несчастного случая рассматриваются работодателем с участием профсоюзного либо иного уполномоченного работниками представительного органа для принятия соответствующих решений, направленных на профилактику и предупреждение несчастных случаев на производстве.

### **13.7. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ГНВП**

#### **ГНВП В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ИЛИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ**

Признаки газонефтеводопроявлений:

а) снижение удельного веса раствора;

б) увеличение газопоказаний на станции газокаротажа;

в) падение давления в нагнетательной линии;

- г) увеличение механической скорости бурения;
- д) повышение уровня в приемных емкостях;
- е) перелив раствора из скважины при прекращении работы насосов.

#### **Практические действия вахты по герметизации устья скважины**

Бурильщик, не прекращая промывки скважины, поднимает бурильную колонну до полного выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора на 0,5–0,8 м, оставляет колонну труб на весу, надежно закрепляет тормоз лебедки.

При наличии самопроизвольного движения раствора из скважины после прекращения работы насосов бурильщик организует работы по закрытию превенторов, для чего:

а) убеждается в открытии задвижек от выкида превентора в желобную систему и закрытии всех концевых задвижек;

б) предварительно установив клапан на буртрубах, вместе с вахтой приступает к закрытию превенторов, лично контролируя число оборотов штурвала или наблюдая за давлением на гидро-системе, по которому убеждается в закрытии превенторов с гидроприводом;

в) при отсутствии универсального превентора сначала закрывается верхний плащечный превентор, а затем нижний. При наличии универсального превентора первым закрывается универсальный, плащечные превенторы используются в изложенном выше порядке.

После закрытия превенторов бурильщик немедленно организует сообщение о газонефтепроявлении руководству УБР, а сам, закрывая задвижки отводов в желобную систему, наблюдает за давлением в межколонном пространстве.

Если давление в затрубном пространстве не превышает 80% от давления опрессовки технической колонны или кондуктора, бурильщик, продолжая наблюдение за давлением в скважине, ожидает прибытия на буровую инженерно-технических работников. Если давление в скважине поднимается выше указанного предела, бурильщик, включая оба насоса для закачки раствора в скважину, одновременно приступает к плавному стравливанию давления в межколонном пространстве через штуцерные задвижки таким образом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало подаче буровых насосов. Стравливать давление следует периодически с целью создания условий для разделения раствора и газа непосредственно в скважине.

В процессе всех работ производится непрерывный (через 5–10 мин) замер удельного веса раствора и содержания в нем газа. Если удельный вес раствора, освобожденного от газа, по про-бам, отобраным перед входом в приемную емкость, окажется ниже установленного ГТН, вахта приступает к утяжелению раствора.

В случае проявления, не вызывающего увеличения уровня раствора в приемных емкостях или перелива его из скважины, после прокачки глинистого раствора из запаса в объеме скважины от забоя до башмака последней спущенной колонны, а также в случае поглощения раствора с падением уровня в скважине при вскрытых продуктивных горизонтах, бурильщик поднимает инструмент до башмака предыдущей колонны или на 100–150 м выше забойной зоны с непрерывным доливом раствора в затрубное пространство, после чего приступает к закрытию превенторов (во время подъема необходимо вести учет объема раствора, заливаемого в скважину, исходя из того, что при наличии раствора в трубах на одну поднятую свечу в среднем необходимо долить 150–170 л раствора).

Если вынужденное стравливание давления приводит к необходимости полного открытия концевой задвижки выкида и фонтанированию скважины, следует направить поток газа по выкидной линии в сторону от буровой и принять меры к предупреждению загорания газа.

Дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводятся после прибытия на скважину инженерно-технических работников.

#### **ГНВП ПРИ ПОЛНОСТЬЮ ИЗВЛЕЧЕННОЙ ИЗ СКВАЖИНЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЕ**

Признаки газонефтепроявлений:

- а) движение раствора по желобам;
- б) выплескивание раствора через ротор;
- в) запах углеводородов, сероводорода;



### **Практические действия вахты по герметизации устья скважины**

Немедленно закрыть превентор с глухими плашками. В случае его отсутствия буровая вахта быстро опускает в скважину одиночку (или несколько свечей, если позволяют обстоятельства) с клапаном вверх и оставляет колонну на весу так, чтобы замковый конус находился несколько ниже (0,4–0,5 м) плашек нижнего превентора, закрепляя тормоз лебедки; затем закрывает нижний плашечный превентор.

После закрытия превентора плавно прикрывает задвижку на выкидной линии превенторной установки до ее полного закрытия, непрерывно наблюдая за давлением на выкиде.

При возрастании давления под плашками превентора до недопустимых величин избыток давления стравливается через основную выкидную линию установки, поддерживая перед штуцером максимно допустимое давление. Для сжатия газа и снижения давления можно закачать в скважину раствор.

Если из-за недостаточного веса бурильная колонна будет подниматься из скважины, бурильщик приподнимает талевую систему до подхода замкового конуса к плашкам превентора, после чего закрепляет тормоз лебедки.

После проведения указанных работ включают буровые насосы и подкачивают раствор в один из отводов превентора до возрастания давления под превентором до заранее установленного предела. Стравливание давления и дальнейшие работы по ликвидации газопроявления выполняются в соответствии с вышеизложенным.

### **ГНВП ПРИ ПОДЪЕМЕ И СПУСКЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**

Признаки газонефтепроявлений:

- а) при подъеме инструмента уровень раствора в скважине не снижается;
- б) во время долива скважины или прекращения подъема инструмента наблюдается движение раствора по желобам;
- в) снижение удельного веса раствора;
- г) запах углеводородов, сероводорода.

### **Практические действия вахты по герметизации устья скважины**

Если проявления незначительны, вахта прекращает спуск или подъем инструмента (при возможности допускает инструмент до башмака колонны с креплением замковых соединений машинными ключами), присоединяет ведущую трубу с клапаном, после чего приподнимает бурильную колонну на 0,5–0,8 м и закрепляет тормоз лебедки. После присоединения ведущей трубы герметизируют устье скважины.

В случае внезапного и интенсивного проявления ведущую трубу из шурфа не брать, а наверх промывочную головку, подсоединив к ней впоследствии буровой шланг. Если проявления возникают внезапно и сразу приобретают бурный характер, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу, бурильщик наворачивает бурильную трубу с клапаном, спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор не доходил до ротора на 0,5–0,8 м и оставляет колонну труб на весу, закрепляя тормоз лебедки. Затем вахта герметизирует устье скважины.

После закрытия клапана вахта присоединяет к бурильной колонне ведущую трубу, пускает насосы и, приоткрывая задвижку на выкиде превентора, направляет поток раствора через штуцер в желоба.

Дальнейшие работы члены буровой вахты выполняют в соответствии с п. 13.7.

## **13.8. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ НА КУСТЕ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ, ОСВОЕНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Все рабочие, осуществляющие бурение, эксплуатацию, ремонт и освоение скважин, а также другие лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на данном кусте, должны пройти дополнительный инструктаж, знать и выполнять требования инструкций по предупреждению и ликвидации ГНВП и пройти практическое обучение по ликвидации аварий при разгерметизации действующих нефтяных скважин, а также в случаях внезапного выброса или газопроявления.

ний на скважине, находящейся в бурении, эксплуатации, ремонта или освоения.

После обучения рабочие сдают экзамены. Лицам, успешно сдавшим экзамен, в удостоверение вносится дополнительная запись на право ведения работ при одновременном бурении, освоении, эксплуатации и ремонте кустовых скважин.

Освоение, ремонт скважин должны производиться по плану, утвержденному главным инженером. В плане должны быть отражены: конструкция скважин, кривизна ствола и азимут, эксплуатационный горизонт, подземное оборудование, состояние забоя, пластовое, буферное давление, удельный вес и объем задавочной жидкости.

Площадка куста в радиусе 50 м от скважины должна быть спланирована и очищена от металлолома, бездействующего оборудования и материалов.

Освоение скважины при одновременной эксплуатации других скважин на кусте разрешается, если смежные скважины куста задавлены жидкостью, обеспечивающей гидростатическое давление столба ее в скважине выше текущего пластового давления, или оборудованы специальными экранирующими ограждениями, обеспечивающими защиту устьевого оборудования от механического повреждения падающими предметами. Соседние глубиннонасосные скважины могут быть остановлены или работать с соответствующими мерами предосторожности, определенными руководством ЦДНГ с записью в вахтовом журнале.

В случае затопления площадки куста паводковыми водами выше колонного фланца освоение скважины не допускается.

Разрешается одновременная работа двух бригад (ТРС, освоения, КРС), а также одной бригады с увеличенным числом вахт, оснащенной двумя подъемными агрегатами, на одном кусте при условии:

- расположение бригад (подъемных агрегатов) не ближе 9 м друг от друга (при расстоянии между осями скважины 3 м агрегаты располагаются через 2 скважины, при расстоянии 5 м – через одну скважину между ними);
- назначение мастером в свое отсутствие бурильщика старшим по смене с записью в вахтовом журнале при одновременной работе двух вахт одной бригады.

Бригада, оснащенная двумя подъемными агрегатами и осуществляющая одновременно освоение двух скважин, должна быть снабжена двойным комплектом оборудования и инструмента: герметизирующие устройства УГУ-2 или аварийные планшайбы; элеваторы и ключи трубные; приемные мостки и рабочие площадки; предохранительные колпаки (если соседние скважины фонтанные).

Освоение скважины при одновременном бурении, ремонте или эксплуатации других скважин на кусте запрещается:

- при отсутствии двухсторонней радио и телефонной связи;
- при неисправности подъездных путей и площадок;
- в случае затопления водой или замазученности насыпной площадки куста;
- при наличии нефтегазопроявлений и пропусков нефти и газа в эксплуатационных колоннах;
- при отсутствии или неукomплектованности первичных средств пожаротушения.

При обнаружении неисправности на устьевой арматуре действующих скважин работы на осваиваемой или ремонтируемой скважине должны быть прекращены и немедленно приняты меры по устранению неисправности.

При НГВП и открытом фонтанировании все работы на кусте скважин, включая добычу нефти, должны быть прекращены до ликвидации аварии.

# 14. ПРИЛОЖЕНИЯ

Объем одного метра скважины  
с учетом коэффициента кавернзности (м³)

Таблица 14.1

Коэффициент кавернзности	Диаметр долота							
	76	98,4	101,6	114,3	120,6	124	139,7	144
1	0,00453	0,00760	0,00810	0,01026	0,01142	0,01207	0,01532	0,01628
1,05	0,00476	0,00798	0,00851	0,01077	0,01199	0,01268	0,01609	0,0171
1,1	0,0049	0,00836	0,00891	0,01128	0,01256	0,01328	0,01686	0,01791
1,15	0,00521	0,00874	0,00932	0,01180	0,01313	0,01388	0,01762	0,01872
1,2	0,00544	0,00912	0,00972	0,01231	0,01370	0,01449	0,01839	0,01954
1,25	0,00567	0,00950	0,01013	0,01282	0,01427	0,01509	0,01916	0,02035
1,3	0,00589	0,00988	0,0105	0,01333	0,0148	0,01569	0,01992	0,02117
1,35	0,00612	0,01026	0,01094	0,01385	0,01542	0,01630	0,02069	0,02198
1,4	0,00635	0,01064	0,0113	0,01436	0,01599	0,01690	0,02145	0,0228
1,45	0,00657	0,01102	0,01175	0,01487	0,01656	0,01751	0,02222	0,02361
1,5	0,00680	0,01140	0,01216	0,01539	0,01713	0,01811	0,02299	0,02442
1,55	0,00703	0,01178	0,01256	0,01590	0,01770	0,01871	0,02375	0,02524
1,6	0,00725	0,01216	0,01297	0,01641	0,01827	0,01932	0,02452	0,02605
1,65	0,00748	0,01254	0,01337	0,0169	0,01884	0,01992	0,02529	0,02687
1,7	0,00771	0,01292	0,01378	0,01744	0,01941	0,02053	0,02605	0,02768
1,75	0,00793	0,01330	0,01418	0,01795	0,0199	0,02113	0,02682	0,02850
1,8	0,00816	0,01368	0,01459	0,01846	0,02056	0,02173	0,02759	0,02931
1,85	0,00839	0,01406	0,01499	0,01898	0,02113	0,02234	0,02835	0,03012
1,9	0,00861	0,01444	0,01540	0,01949	0,02170	0,02294	0,02912	0,03094
1,95	0,00884	0,01482	0,01580	0,02000	0,02227	0,02354	0,02988	0,03175
2	0,00907	0,01520	0,01621	0,02052	0,02284	0,02415	0,03065	0,03257

**Объем одного метра скважины  
с учетом коэффициента кавернзности (м³)**

Таблица 14.2

Коэффициент кавернзности	Диаметр долота							
	155,6	158,7	161	165,1	171,4	190,5	200	215,9
1	0,01902	0,01978	0,02036	0,02141	0,02307	0,02850	0,03142	0,03661
1,05	0,01997	0,02077	0,02138	0,02248	0,02423	0,02993	0,03299	0,03844
1,1	0,02092	0,02176	0,02239	0,02355	0,02538	0,03135	0,03456	0,04027
1,15	0,02187	0,02275	0,02341	0,02462	0,02653	0,03278	0,03613	0,04210
1,2	0,02282	0,02374	0,02443	0,02569	0,02769	0,03420	0,03770	0,04393
1,25	0,02377	0,02473	0,02545	0,02676	0,02884	0,03563	0,03927	0,04576
1,3	0,02472	0,02572	0,02647	0,02783	0,03000	0,03705	0,04084	0,04759
1,35	0,02567	0,02670	0,02748	0,02890	0,03115	0,03848	0,04241	0,04942
1,4	0,02662	0,02769	0,02850	0,02997	0,03230	0,03990	0,04398	0,05125
1,45	0,02757	0,02868	0,02952	0,03104	0,03346	0,04133	0,04555	0,05308
1,5	0,02852	0,02967	0,03054	0,03211	0,03461	0,04275	0,04712	0,05491
1,55	0,02947	0,03066	0,03156	0,03318	0,03576	0,04418	0,04869	0,05674
1,6	0,03042	0,03165	0,03257	0,03425	0,03692	0,04560	0,05027	0,05858
1,65	0,03138	0,03264	0,03359	0,03532	0,03807	0,04703	0,05184	0,06041
1,7	0,03233	0,03363	0,03461	0,03639	0,03922	0,04845	0,05341	0,06224
1,75	0,03328	0,03462	0,03563	0,03746	0,04038	0,04988	0,05498	0,06407
1,8	0,03423	0,03561	0,03664	0,03854	0,04153	0,05130	0,05655	0,06590
1,85	0,03518	0,03659	0,03766	0,03961	0,04269	0,05273	0,05812	0,06773
1,9	0,03613	0,03758	0,03868	0,04068	0,04384	0,05415	0,05969	0,06956
1,95	0,03708	0,03857	0,03970	0,04175	0,04499	0,05558	0,06126	0,07139
2	0,03803	0,03956	0,04072	0,04282	0,04615	0,05700	0,06283	0,07322

**Объем одного метра скважины  
с учетом коэффициента кавернозности (м³)**

Таблица 14.3

Коэффициент кавернозности	Диаметр долота							
	244,5	250,8	269,9	279,4	295,3	311,1	393,7	444,5
1	0,04695	0,04940	0,05721	0,06131	0,06849	0,07601	0,12174	0,15518
1,05	0,04930	0,05187	0,06007	0,06438	0,07191	0,07981	0,12782	0,16294
1,1	0,05165	0,05434	0,06293	0,06744	0,07534	0,08361	0,13391	0,17070
1,15	0,05399	0,05681	0,06580	0,07051	0,07876	0,08742	0,14000	0,17846
1,2	0,05634	0,05928	0,06866	0,07357	0,08219	0,09122	0,14608	0,18621
1,25	0,05869	0,06175	0,07152	0,07664	0,08561	0,09502	0,15217	0,19397
1,3	0,06104	0,06422	0,07438	0,07971	0,08903	0,09882	0,15826	0,20173
1,35	0,06338	0,06669	0,07724	0,08277	0,09246	0,10262	0,16434	0,20949
1,4	0,06573	0,06916	0,08010	0,08584	0,09588	0,10642	0,17043	0,21725
1,45	0,06808	0,07163	0,08296	0,08890	0,09931	0,11022	0,17652	0,22501
1,5	0,07043	0,07410	0,08582	0,09197	0,10273	0,11402	0,18260	0,23277
1,55	0,07277	0,07657	0,08868	0,09503	0,10616	0,11782	0,18869	0,24053
1,6	0,07512	0,07904	0,09154	0,09810	0,10958	0,12162	0,19478	0,24829
1,65	0,07747	0,08151	0,09440	0,10116	0,11301	0,12542	0,20087	0,25605
1,7	0,07982	0,08398	0,09726	0,10423	0,11643	0,12922	0,20695	0,26380
1,75	0,08216	0,08645	0,10012	0,10730	0,11985	0,13302	0,21304	0,27156
1,8	0,08451	0,08892	0,10298	0,11036	0,12328	0,13682	0,21913	0,27932
1,85	0,08686	0,09139	0,10584	0,11343	0,12670	0,14062	0,22521	0,28708
1,9	0,08921	0,09386	0,10870	0,11649	0,13013	0,14443	0,23130	0,29484
1,95	0,09156	0,09633	0,11157	0,11956	0,13355	0,14823	0,23739	0,30260
2	0,09390	0,09880	0,11443	0,12262	0,13698	0,15203	0,24347	0,31036

Для определения объема скважины глубиной L необходимо выбранное табличное значение умножить на L.

**Необходимое количество барита (в кг) плотностью 1,42 г/см<sup>3</sup> и влажностью 5%  
для доутяжеления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора до необходимой плотности**

Таблица 14.4

Исходная плотность, г/см <sup>3</sup>	Необходимая плотность, г/см <sup>3</sup>											
	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32
1,04	81,9	110,0	138,7	167,7	197,3	227,4	257,9	289,0	320,6	352,7	385,4	418,6
1,06	54,6	82,5	110,9	139,8	169,1	198,9	229,2	260,1	291,4	323,3	355,7	388,7
1,08	27,3	55,0	83,2	111,8	140,9	170,5	200,6	231,2	262,3	293,9	326,1	358,8
1,10	-	27,5	55,5	83,9	112,7	142,1	171,9	202,3	233,1	264,5	296,4	328,9
1,12	-	-	27,7	55,9	84,6	113,7	143,3	173,4	204,0	235,1	266,8	299,0
1,14	-	-	-	28,0	56,4	85,3	114,6	144,5	174,8	205,7	237,1	269,1
1,16	-	-	-	-	28,2	56,8	86,0	115,6	145,7	176,3	207,5	239,2
1,18	-	-	-	-	-	28,4	57,3	86,7	116,6	147,0	177,9	209,3
1,20	-	-	-	-	-	-	28,7	57,8	87,4	117,6	148,2	179,4
1,22	-	-	-	-	-	-	-	28,9	58,3	88,2	118,6	149,5
1,24	-	-	-	-	-	-	-	-	29,1	58,8	88,9	119,6
1,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,4	59,3	89,7
1,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,6	59,8
1,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,9
1,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56
1,04	452,4	486,9	521,9	557,6	593,9	630,9	668,6	707,0	746,1	785,9	826,6	868,0
1,06	422,3	456,5	491,2	526,6	562,7	599,4	636,8	674,9	713,7	753,2	793,5	834,6
1,08	392,1	426,0	460,5	495,7	531,4	567,8	604,9	642,7	681,2	720,5	760,4	801,2
1,10	362,0	395,6	429,8	464,7	500,2	536,3	573,1	610,6	648,8	687,7	727,4	767,8
1,12	331,8	365,2	399,1	433,7	468,9	504,7	541,3	578,4	616,3	655,0	694,3	734,4
1,14	301,6	334,7	368,4	402,7	437,6	473,2	509,4	546,3	583,9	622,2	661,3	701,1
1,16	271,5	304,3	337,7	371,7	406,4	441,7	477,6	514,2	551,5	589,5	628,2	667,7
1,18	241,3	273,9	307,0	340,8	375,1	410,1	445,7	482,0	519,0	556,7	595,1	634,3
1,20	211,1	243,4	276,3	309,8	343,9	378,6	413,9	449,9	486,6	524,0	562,1	600,9
1,22	181,0	213,0	245,6	278,8	312,6	347,0	382,1	417,8	454,1	491,2	529,0	567,5
1,24	150,8	182,6	214,9	247,8	281,3	315,5	350,2	385,6	421,7	458,5	495,9	534,1
1,26	120,7	152,2	184,2	216,8	250,1	283,9	318,4	353,5	389,3	425,7	462,9	500,8
1,28	90,5	121,7	153,5	185,9	218,8	252,4	286,5	321,4	356,8	393,0	429,8	467,4
1,30	60,3	91,3	122,8	154,9	187,6	220,8	254,7	289,2	324,4	360,2	396,8	434,0
1,32	30,2	60,9	92,1	123,9	156,3	189,3	222,9	257,1	292,0	327,5	363,7	400,6
1,34	-	30,4	61,4	92,9	125,0	157,7	191,0	225,0	259,5	294,7	330,6	367,2
1,36	-	-	30,7	62,0	93,8	126,2	159,2	192,8	227,1	262,0	297,6	333,8
1,38	-	-	-	31,0	62,5	94,6	127,4	160,7	194,6	229,2	264,5	300,5

Исходная плотность, г/см <sup>3</sup>	Необходимая плотность, г/см <sup>3</sup>											
	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76	1,78	1,80
1,04	910,2	953,2	997,2	1042,0	1087,7	1134,3	1182,0	1230,6	1280,3	1331,0	1382,8	1435,8
1,06	876,5	919,2	962,8	1007,2	1052,6	1098,9	1146,1	1194,4	1243,7	1294,0	1345,4	1398,0
1,08	842,8	885,2	928,4	972,5	1017,5	1063,4	1110,3	1158,2	1207,1	1257,0	1308,1	1360,2
1,10	809,1	851,1	894,0	937,8	982,4	1028,0	1074,5	1122,0	1170,5	1220,1	1270,7	1322,4
1,12	775,3	817,1	859,6	903,0	947,3	992,5	1038,7	1085,8	1133,9	1183,1	1233,3	1284,7
1,14	741,6	783,0	825,2	868,3	912,2	957,1	1002,9	1049,6	1097,4	1146,1	1196,0	1246,9
1,16	707,9	749,0	790,8	833,6	877,2	921,6	967,1	1013,4	1060,8	1109,2	1158,6	1209,1
1,18	674,2	714,9	756,5	798,8	842,1	886,2	931,2	977,2	1024,2	1072,2	1121,2	1171,3
1,20	640,5	680,9	722,1	764,1	807,0	850,7	895,4	941,0	987,6	1035,2	1083,8	1133,5
1,22	606,8	646,8	687,7	729,4	771,9	815,3	859,6	904,8	951,0	998,2	1046,5	1095,7
1,24	573,1	612,8	653,3	694,6	736,8	779,9	823,8	868,7	914,5	961,3	1009,1	1058,0
1,26	539,4	578,8	618,9	659,9	701,7	744,4	788,0	832,5	877,9	924,3	971,7	1020,2
1,28	505,7	544,7	584,5	625,2	666,6	709,0	752,2	796,3	841,3	887,3	934,3	982,4
1,30	471,9	510,7	550,2	590,4	631,6	673,5	716,3	760,1	804,7	850,4	897,0	944,6
1,32	438,2	476,6	515,8	555,7	596,5	638,1	680,5	723,9	768,2	813,4	859,6	906,8
1,34	404,5	442,6	481,4	521,0	561,4	602,6	644,7	687,7	731,6	776,4	822,2	869,0
1,36	370,8	408,5	447,0	486,2	526,3	567,2	608,9	651,5	695,0	739,4	784,8	831,3
1,38	337,1	374,5	412,6	451,5	491,2	531,7	573,1	615,3	658,4	702,5	747,5	793,5
	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00	2,02	2,04
1,04	1489,9	1545,3	1601,9	1659,9	1719,1	1779,8	1841,9	1905,5	1970,7	2037,4	2105,9	2176,0
1,06	1451,7	1506,7	1562,9	1620,3	1679,2	1739,4	1801,0	1864,1	1928,8	1995,0	2062,9	2132,5
1,08	1413,5	1468,0	1523,8	1580,8	1639,2	1698,9	1760,1	1822,7	1886,8	1952,6	2019,9	2089,0
1,10	1375,3	1429,4	1484,7	1541,3	1599,2	1658,5	1719,1	1781,3	1844,9	1910,1	1976,9	2045,5
1,12	1337,1	1390,8	1445,7	1501,8	1559,2	1618,0	1678,2	1739,8	1803,0	1867,7	1934,0	2002,0
1,14	1298,9	1352,1	1406,6	1462,3	1519,2	1577,6	1637,3	1698,4	1761,0	1825,2	1891,0	1958,4
1,16	1260,7	1313,5	1367,5	1422,7	1479,3	1537,1	1596,3	1657,0	1719,1	1782,8	1848,0	1914,9
1,18	1222,5	1274,9	1328,4	1383,2	1439,3	1496,7	1555,4	1615,6	1677,2	1740,3	1805,0	1871,4
1,20	1184,3	1236,3	1289,4	1343,7	1399,3	1456,2	1514,5	1574,1	1635,2	1697,9	1762,1	1827,9
1,22	1146,1	1197,6	1250,3	1304,2	1359,3	1415,8	1473,5	1532,7	1593,3	1655,4	1719,1	1784,4
1,24	1107,9	1159,0	1211,2	1264,7	1319,3	1375,3	1432,6	1491,3	1551,4	1613,0	1676,1	1740,8
1,26	1069,7	1120,4	1172,2	1225,1	1279,4	1334,9	1391,7	1449,9	1509,5	1570,5	1633,1	1697,3
1,28	1031,5	1081,7	1133,1	1185,6	1239,4	1294,4	1350,7	1408,4	1467,5	1528,1	1590,2	1653,8
1,30	993,3	1043,1	1094,0	1146,1	1199,4	1254,0	1309,8	1367,0	1425,6	1485,6	1547,2	1610,3
1,32	955,1	1004,5	1054,9	1106,6	1159,4	1213,5	1268,9	1325,6	1383,7	1443,2	1504,2	1566,8
1,34	916,9	965,8	1015,9	1067,1	1119,4	1173,1	1227,9	1284,2	1341,7	1400,7	1461,2	1523,2
1,36	878,7	927,2	976,8	1027,5	1079,5	1132,6	1187,0	1242,7	1299,8	1358,3	1418,2	1479,7
1,38	840,5	888,6	937,7	988,0	1039,5	1092,2	1146,1	1201,3	1257,9	1315,9	1375,3	1436,2

Исходная плотность, г/см <sup>3</sup>	Необходимая плотность, г/см <sup>3</sup>											
	2,06	2,08	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28
1,04	2248,0	2321,8	2397,6	2475,4	2555,3	2637,4	2721,8	2808,5	2897,7	2989,5	3084,0	3181,3
1,06	2203,9	2277,2	2352,4	2429,6	2508,8	2590,3	2674,0	2760,1	2848,6	2939,7	3033,5	3130,0
1,08	2159,9	2232,5	2307,1	2383,7	2462,4	2543,2	2626,3	2711,7	2799,5	2889,9	2982,9	3078,7
1,10	2115,8	2187,9	2261,9	2337,9	2415,9	2496,1	2578,5	2663,2	2750,4	2840,0	2932,3	3027,4
1,12	2071,7	2143,2	2216,7	2292,0	2369,5	2449,0	2530,8	2614,8	2701,3	2790,2	2881,8	2976,1
1,14	2027,6	2098,6	2171,4	2246,2	2323,0	2401,9	2483,0	2566,4	2652,1	2740,4	2831,2	2924,8
1,16	1983,5	2053,9	2126,2	2200,4	2276,5	2354,8	2435,3	2518,0	2603,0	2690,6	2780,7	2873,5
1,18	1939,5	2009,3	2081,0	2154,5	2230,1	2307,7	2387,5	2469,5	2553,9	2640,7	2730,1	2822,1
1,20	1895,4	1964,6	2035,7	2108,7	2183,6	2260,6	2339,8	2421,1	2504,8	2590,9	2679,5	2770,8
1,22	1851,3	1920,0	1990,5	2062,8	2137,2	2213,5	2292,0	2372,7	2455,7	2541,1	2629,0	2719,5
1,24	1807,2	1875,3	1945,2	2017,0	2090,7	2166,4	2244,3	2324,3	2406,6	2491,3	2578,4	2668,2
1,26	1763,1	1830,7	1900,0	1971,2	2044,2	2119,3	2196,5	2275,8	2357,5	2441,4	2527,9	2616,9
1,28	1719,1	1786,0	1854,8	1925,3	1997,8	2072,2	2148,8	2227,4	2308,3	2391,6	2477,3	2565,6
1,30	1675,0	1741,4	1809,5	1879,5	1951,3	2025,1	2101,0	2179,0	2259,2	2341,8	2426,8	2514,3
1,32	1630,9	1696,7	1764,3	1833,6	1904,9	1978,0	2053,3	2130,6	2210,1	2292,0	2376,2	2463,0
1,34	1586,8	1652,1	1719,0	1787,8	1858,4	1930,9	2005,5	2082,2	2161,0	2242,1	2325,6	2411,7
1,36	1542,8	1607,4	1673,8	1742,0	1811,9	1883,9	1957,8	2033,7	2111,9	2192,3	2275,1	2360,3
1,38	1498,7	1562,8	1628,6	1696,1	1765,5	1836,8	1910,0	1985,3	2062,8	2142,5	2224,5	2309,0



**Необходимое количество воды (м³)  
для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины**

Таблица 14.5

Необходимая плотность, г/см³	Исходная плотность, г/см³											
	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32
1,04	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00
1,06	0,67	1,00	1,33	1,67	2,00	2,33	2,67	3,00	3,33	3,67	4,00	4,33
1,08	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
1,10		0,20	0,40	0,60	0,80	1,00	1,20	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20
1,12			0,17	0,33	0,50	0,67	0,83	1,00	1,17	1,33	1,50	1,67
1,14				0,14	0,29	0,43	0,57	0,71	0,86	1,00	1,14	1,29
1,16					0,13	0,25	0,38	0,50	0,63	0,75	0,88	1,00
1,18						0,111	0,22	0,33	0,44	0,56	0,67	0,78
1,20							0,100	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60
1,22								0,091	0,18	0,27	0,36	0,45
1,24									0,083	0,17	0,25	0,33
1,26										0,077	0,15	0,23
1,28											0,071	0,14
1,30												0,067
1,32												
1,34												
1,36												
1,38												
	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56
1,04	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00
1,06	4,67	5,00	5,33	5,67	6,00	6,33	6,67	7,00	7,33	7,67	8,00	8,33
1,08	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00
1,10	2,40	2,60	2,80	3,00	3,20	3,40	3,60	3,80	4,00	4,20	4,40	4,60
1,12	1,83	2,00	2,17	2,33	2,50	2,67	2,83	3,00	3,17	3,33	3,50	3,67
1,14	1,43	1,57	1,71	1,86	2,00	2,14	2,29	2,43	2,57	2,71	2,86	3,00
1,16	1,13	1,25	1,38	1,50	1,63	1,75	1,88	2,00	2,13	2,25	2,38	2,50
1,18	0,89	1,00	1,11	1,22	1,33	1,444	1,56	1,67	1,78	1,89	2,00	2,11
1,20	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,300	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80
1,22	0,55	0,64	0,73	0,82	0,91	1,00	1,09	1,182	1,27	1,36	1,45	1,55
1,24	0,42	0,50	0,58	0,67	0,75	0,83	0,92	1,00	1,083	1,17	1,25	1,33
1,26	0,31	0,38	0,46	0,54	0,62	0,69	0,77	0,85	0,92	1,00	1,08	1,15
1,28	0,21	0,29	0,36	0,43	0,50	0,57	0,64	0,71	0,79	0,86	0,929	1,00
1,30	0,13	0,20	0,27	0,33	0,40	0,47	0,53	0,60	0,67	0,73	0,80	0,867
1,32	0,06	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,44	0,50	0,56	0,63	0,69	0,75
1,34	0,0	0,06	0,12	0,18	0,24	0,29	0,35	0,41	0,47	0,53	0,59	0,65
1,36		0,0	0,06	0,11	0,17	0,22	0,28	0,33	0,39	0,44	0,50	0,56
1,38			0,0	0,05	0,11	0,16	0,21	0,26	0,32	0,37	0,42	0,47

Необходимая плотность, г/см <sup>3</sup>	Исходная плотность, г/см <sup>3</sup>											
	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76	1,78	1,80
1,04	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,00	16,50	17,00	17,50	18,00	18,50	19,00
1,06	8,67	9,00	9,33	9,67	10,00	10,33	10,67	11,00	11,33	11,67	12,00	12,33
1,08	6,25	6,50	6,75	7,00	7,25	7,50	7,75	8,00	8,25	8,50	8,75	9,00
1,10	4,80	5,00	5,20	5,40	5,60	5,80	6,00	6,20	6,40	6,60	6,80	7,00
1,12	3,83	4,00	4,17	4,33	4,50	4,67	4,83	5,00	5,17	5,33	5,50	5,67
1,14	3,14	3,29	3,43	3,57	3,71	3,86	4,00	4,14	4,29	4,43	4,57	4,71
1,16	2,63	2,75	2,88	3,00	3,13	3,25	3,38	3,50	3,63	3,75	3,88	4,00
1,18	2,22	2,33	2,44	2,56	2,67	2,778	2,89	3,00	3,11	3,22	3,33	3,44
1,20	1,90	2,00	2,10	2,20	2,30	2,40	2,500	2,60	2,70	2,80	2,90	3,00
1,22	1,64	1,73	1,82	1,91	2,00	2,09	2,18	2,273	2,36	2,45	2,55	2,64
1,24	1,42	1,50	1,58	1,67	1,75	1,83	1,92	2,00	2,083	2,17	2,25	2,33
1,26	1,23	1,31	1,38	1,46	1,54	1,62	1,69	1,77	1,85	1,92	2,00	2,08
1,28	1,07	1,14	1,21	1,29	1,36	1,43	1,50	1,57	1,64	1,71	1,786	1,86
1,30	0,93	1,00	1,07	1,13	1,20	1,27	1,33	1,40	1,47	1,53	1,60	1,667
1,32	0,81	0,88	0,94	1,00	1,06	1,13	1,19	1,25	1,31	1,38	1,44	1,50
1,34	0,71	0,76	0,82	0,88	0,94	1,00	1,06	1,12	1,18	1,24	1,29	1,35
1,36	0,61	0,67	0,72	0,78	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06	1,11	1,17	1,22
1,38	0,53	0,58	0,63	0,68	0,74	0,79	0,84	0,89	0,95	1,00	1,05	1,11
	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00	2,02	2,04
1,04	19,50	20,00	20,50	21,00	21,50	22,00	22,50	23,00	23,50	24,00	24,50	25,00
1,06	12,67	13,00	13,33	13,67	14,00	14,33	14,67	15,00	15,33	15,67	16,00	16,33
1,08	9,25	9,50	9,75	10,00	10,25	10,50	10,75	11,00	11,25	11,50	11,75	12,00
1,10	7,20	7,40	7,60	7,80	8,00	8,20	8,40	8,60	8,80	9,00	9,20	9,40
1,12	5,83	6,00	6,17	6,33	6,50	6,67	6,83	7,00	7,17	7,33	7,50	7,67
1,14	4,86	5,00	5,14	5,29	5,43	5,57	5,71	5,86	6,00	6,14	6,29	6,43
1,16	4,13	4,25	4,38	4,50	4,63	4,75	4,88	5,00	5,13	5,25	5,38	5,50
1,18	3,56	3,67	3,78	3,89	4,00	4,111	4,22	4,33	4,44	4,56	4,67	4,78
1,20	3,10	3,20	3,30	3,40	3,50	3,60	3,700	3,80	3,90	4,00	4,10	4,20
1,22	2,73	2,82	2,91	3,00	3,09	3,18	3,27	3,364	3,45	3,55	3,64	3,73
1,24	2,42	2,50	2,58	2,67	2,75	2,83	2,92	3,00	3,083	3,17	3,25	3,33
1,26	2,15	2,23	2,31	2,38	2,46	2,54	2,62	2,69	2,77	2,85	2,92	3,00
1,28	1,93	2,00	2,07	2,14	2,21	2,29	2,36	2,43	2,50	2,57	2,643	2,71
1,30	1,73	1,80	1,87	1,93	2,00	2,07	2,13	2,20	2,27	2,33	2,40	2,467
1,32	1,56	1,63	1,69	1,75	1,81	1,88	1,94	2,00	2,06	2,13	2,19	2,25
1,34	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,71	1,76	1,82	1,88	1,94	2,00	2,06
1,36	1,28	1,33	1,39	1,44	1,50	1,56	1,61	1,67	1,72	1,78	1,83	1,89
1,38	1,16	1,21	1,26	1,32	1,37	1,42	1,47	1,53	1,58	1,63	1,68	1,74

Необходимая плотность, г/см <sup>3</sup>	Исходная плотность, г/см <sup>3</sup>											
	2,06	2,08	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28
1,04	25,50	26,00	26,50	27,00	27,50	28,00	28,50	29,00	29,50	30,00	30,50	31,00
1,06	16,67	17,00	17,33	17,67	18,00	18,33	18,67	19,00	19,33	19,67	20,00	20,33
1,08	12,25	12,50	12,75	13,00	13,25	13,50	13,75	14,00	14,25	14,50	14,75	15,00
1,10	9,60	9,80	10,00	10,20	10,40	10,60	10,80	11,00	11,20	11,40	11,60	11,80
1,12	7,83	8,00	8,17	8,33	8,50	8,67	8,83	9,00	9,17	9,33	9,50	9,67
1,14	6,57	6,71	6,86	7,00	7,14	7,29	7,43	7,57	7,71	7,86	8,00	8,14
1,16	5,63	5,75	5,88	6,00	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,75	6,88	7,00
1,18	4,89	5,00	5,11	5,22	5,33	5,444	5,56	5,67	5,78	5,89	6,00	6,11
1,20	4,30	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,900	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40
1,22	3,82	3,91	4,00	4,09	4,18	4,27	4,36	4,455	4,55	4,64	4,73	4,82
1,24	3,42	3,50	3,58	3,67	3,75	3,83	3,92	4,00	4,083	4,17	4,25	4,33
1,26	3,08	3,15	3,23	3,31	3,38	3,46	3,54	3,62	3,69	3,77	3,85	3,92
1,28	2,79	2,86	2,93	3,00	3,07	3,14	3,21	3,29	3,36	3,43	3,500	3,57
1,30	2,53	2,60	2,67	2,73	2,80	2,87	2,93	3,00	3,07	3,13	3,20	3,267
1,32	2,31	2,38	2,44	2,50	2,56	2,63	2,69	2,75	2,81	2,88	2,94	3,00
1,34	2,12	2,18	2,24	2,29	2,35	2,41	2,47	2,53	2,59	2,65	2,71	2,76
1,36	1,94	2,00	2,06	2,11	2,17	2,22	2,28	2,33	2,39	2,44	2,50	2,56
1,38	1,79	1,84	1,89	1,95	2,00	2,05	2,11	2,16	2,21	2,26	2,32	2,37

# Характеристика насосов цементировочных агрегатов

Таблица 14.6

Основная характеристика	Насосные агрегаты				
	ЦА-320А	5 ЦА-320С	ЗЦА-400А	4АН-700	АС-400М1
Монтажная база	шасси автомобиля				
Шифр насоса	9Т	9Т	11Т	4Р-700	ЗРС-220М
Гидравлическая мощность, кВт	93	105,3	258		140
Максимальное давление, МПа	32	32	40	70	40
Максимальная подача, л/сек	26	24,5	36,5	22	15,4
Давление при максимальной подаче, МПа	4	4	8	20,7	9,2
Подача при максимальном давлении, л/сек	2,9	2,9	6,6	6,3	3,55
Длина хода поршня, мм	250	250	200	200	200
Диаметр сменных втулок, мм	100, 115, 127	100, 115, 127	100, 125, 140	100, 120	90, 100, 115
Параметры манифольда					
диаметр приемного трубопровода, мм	100	100	125	130	100
диаметр напорного трубопровода, мм	50	50	50	50	50
диаметр вспомогательного трубопровода, мм	50	50	50	50	50
общая длина, м	22	24	22	23,5	-
вместимость мерного бака, м³	6	4	6	-	3
вид соединения	посредством шарнирных колен				
Масса агрегата с автомобилем, кг	17600	16040	21500	21200	17700

### Гидравлическая характеристика насоса 9Т

Таблица 14.7

Режим работы насоса 9Т	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре поршня, мм			Производительность (л/сек) при диаметре поршня, мм		
				100	115	127	100	115	127
Максимальная подача	1700	2	28	30,5	22,5	18,5	3,0	4,1	5,1
	1700	3	54	159	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	1700	4	83	1 026	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	1700	5	125	69	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0
Максимальное давление	1600	2	27	32	23	18,5	2,9	4,0	4,9
	1500	3	48	18	13,4	10,7	5,2	7,0	8,7
	1500	4	73	11,7	8,7	7,0	7,9	10,7	13,3
	1500	5	110	7,8	5,8	4,7	11,9	16,1	20,0

### Гидравлическая характеристика насоса 11Т

Таблица 14.8

Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре поршня, мм			Производительность (л/сек) при диаметре поршня, мм		
			110	125	140	110	125	140
1600	1	43,2	40,0	30	23,5	6,6	8,8	11,2
1600	2	62,0	27,5	21	16,2	9,5	12,6	16,1
1600	3	91,8	18,5	14	11	14,1	18,6	23,8
1600	4	127,0	13,5	10	8	19,5	25,8	33

### Гидравлическая характеристика насоса ЗРС-220М

Таблица 14.9

Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре поршня, мм			Производительность (л/сек) при диаметре поршня, мм		
		90	100	115	90	100	115
1	56	40	32,4	24,5	3,55	4,38	5,8
2	102	21,9	17,8	13,4	6,50	8,00	10,58
3	149	15,1	12,2	9,2	9,42	11,62	15,4

# Гидравлическая характеристика насоса 4Р-700

Таблица 14.10

Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление (МПа) при диаметре поршня, мм		Производительность (л/сек) при диаметре поршня, мм	
		100	120	100	120
1	80	71,9	50	6,3	9
2	109	52,9	36,6	8,5	12,3
3	153	37,4	26	12	17,3
4	192	29,8	20,7	15	22

## Площадь проходного сечения различных комбинаций гидромониторных насадок (мм<sup>2</sup>)

Таблица 14.11

Диаметр	Количество насадок, шт									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ	КВ. ММ
4	12,57	25,13	37,70	50,27	62,83	75,40	87,96	100,53	113,10	125,66
5	19,63	39,27	58,90	78,54	98,17	117,81	137,44	157,08	176,71	196,35
6	28,27	56,55	84,82	113,10	141,37	169,65	197,92	226,19	254,47	282,74
7	38,48	76,97	115,45	153,94	192,42	230,91	269,39	307,88	346,36	384,85
8	50,27	100,53	150,80	201,06	251,33	301,59	351,86	402,12	452,39	502,65
9	63,62	127,23	190,85	254,47	318,09	381,70	445,32	508,94	572,56	636,17
10	78,54	157,08	235,62	314,16	392,70	471,24	549,78	628,32	706,86	785,40
11	95,03	190,07	285,10	380,13	475,17	570,20	665,23	760,27	855,30	950,33
12	113,10	226,19	339,29	452,39	565,49	678,58	791,68	904,78	1017,88	1130,97
13	132,73	265,46	398,20	530,93	663,66	796,39	929,13	1061,86	1194,59	1327,32
14	153,94	307,88	461,81	615,75	769,69	923,63	1077,57	1231,50	1385,44	1539,38
15	176,71	353,43	530,14	706,86	883,57	1060,29	1237,00	1413,72	1590,43	1767,15
16	201,06	402,12	603,19	804,25	1005,31	1206,37	1407,43	1608,50	1809,56	2010,62
17	226,98	453,96	680,94	907,92	1134,90	1361,88	1588,86	1815,84	2042,82	2269,80
18	254,47	508,94	763,41	1017,88	1272,35	1526,81	1781,28	2035,75	2290,22	2544,69
19	283,53	567,06	850,59	1134,11	1417,64	1701,17	1984,70	2268,23	2551,76	2835,29
20	314,16	628,32	942,48	1256,64	1570,80	1884,96	2199,11	2513,27	2827,43	3141,59
21	346,36	692,72	1039,08	1385,44	1731,80	2078,16	2424,52	2770,88	3117,25	3463,61
22	380,13	760,27	1140,40	1520,53	1900,66	2280,80	2660,93	3041,06	3421,19	3801,33
23	415,48	830,95	1246,43	1661,90	2077,38	2492,85	2908,33	3323,81	3739,28	4154,76

## Не метрические единицы, применяемые в англоязычных странах

### Длина

1 дюйм /inch/	25,4 мм
1 фут /foot/ = 12 дюймам	304,8 мм
1 ярд /yard/ = 3 футам	914,4 мм
1 миля морская международная /nautical mile international/	1,852 км
1 миля морская (Великобритания) /nautical mile/	1,85318 км
1 миля сухопутная (США) /statute mile/	1,60934 км
1 калибр=1/100 дюйма	254 мкм
1 кабельтов международный /cable's length international/	185,2 м

### Площадь

1 кв. дюйм /square inch/	6,45 см <sup>2</sup>
1 кв. фут /square foot/	929,03 см <sup>2</sup>
1 кв. ярд /square yard/ = 9 кв. футам	0,836127 м <sup>2</sup>
1 акр /acre/	4,047 м <sup>2</sup> =0,4047 га
1 кв. Сухопутная миля /statute square mile/	2,58999 км <sup>2</sup> =258,99 га

### Объем, вместимость

1 баррель нефтяной (США) /petroleum barrel/	158,987 дм <sup>3</sup>
1 баррель сухой (США)	115,627 дм <sup>3</sup>
1 бушель (Великобритания) /bushel/	36,3687 дм <sup>3</sup>
1 бушель (США)	35,2391 дм <sup>3</sup>
1 галлон (Великобритания)	4,54609 дм <sup>3</sup>
1 галлон жидкостный (США)	3,78541 дм <sup>3</sup>
1 галлон сухой (США)	4,40488 дм <sup>3</sup>
1 кварта (Великобритания) /quart/	1,1361 дм <sup>3</sup>
1 кварта сухая (США)	1,10122 дм <sup>3</sup>
1 кварта жидкостная (США)	0,946353 дм <sup>3</sup>
1 унция жидкостная (Великобритания) /fluid ounce/	28,4130 см <sup>3</sup>
1 унция жидкостная (США)	29,5735 см <sup>3</sup>
1 пинта (Великобритания)	0,568261 дм <sup>3</sup>
1 пинта сухая (США)	0,550610 дм <sup>3</sup>
1 пинта жидкостная (США)	0,473176 дм <sup>3</sup>

### Масса

1 гран /grain/	64,7989 мг
1 драхма (Великобритания) /dram/	1,77185 г
1 унция /avoirdupois ounce/	28,3495 г
1 фунт торговый /avoirdupois pound/	0,453592 кг
1 кварталер /quarter/	12,7006 кг
1 центнер длинный (Великобритания) /long cental/	50,8023 кг
1 центнер короткий, квинтал (США) /short cental/	45,3592 кг
1 тонна длинная (Великобритания) /long ton/	1016,05 кг
1 тонна короткая (США) /short ton/	907,185 кг

### Мощность

1 лошадиная сила /horse power/	745,700 Вт
--------------------------------	------------

## Международная система единиц (СИ)

Величина	Единица		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с <sup>2</sup>	m/s <sup>2</sup>
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с	rad/s
Угловое ускорение	радиан на секунду в квадрате	рад/с <sup>2</sup>	rad/s <sup>2</sup>
Длина волны	метр	м	m
Сила	Ньютон	Н	N
Вес	Ньютон	Н	N
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м <sup>3</sup>	kg/m <sup>3</sup>
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м <sup>3</sup> /кг	m <sup>3</sup> /kg
Удельный вес	Ньютон на кубический метр	Н/м <sup>3</sup>	N/m <sup>3</sup>
Момент силы, момент пары сил	ньютон-метр	Н • м	N • m
Момент инерции (динамический момент инерции)	килограмм-метр в квадрате	кг • м <sup>2</sup>	kg • m <sup>2</sup>
Полярный момент инерции площади плоской фигуры	метр в четвертой степени	м <sup>4</sup>	m <sup>4</sup>
Момент сопротивления плоской фигуры отрезка	метр в третьей степени	м <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Давление	Паскаль	Па	Pa
Градиент давления	Паскаль на метр	Па/м	Pa/m
Количество движения	килограмм-метр в секунду	кг • м/с	kg • m/s
Момент количества движения	килограмм-метр в квадрате в секунду	кг • м <sup>2</sup> /с	kg • m <sup>2</sup> /s
Работа, энергия	Джоуль	Дж	J
Мощность	Ватт	Вт	W
Продольная и поперечная силы в сечении бруса	Ньютон	Н	N
Интенсивность распределения нагрузки	Ньютон на метр	Н/м	N/m
Напряжение, касательное напряжение	Паскаль	Па	Pa
Угловая деформация (деформация сдвига)	радиан	рад	rad



Величина	Единица		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Модуль продольной упругости, модуль упругости при сдвиге	Паскаль	Па	Pa
Изгибающий момент, крутящий момент	Ньютон-метр	Н • м	N • m
Жесткость при растяжении, сжатии	Ньютон на метр	Н/м	N/m
Жесткость при кручении, изгибе	Ньютон-метр на радиан	Н • м/рад	N • m/rad

**Внесистемные единицы,  
допускаемые к применению наравне с единицами СИ**

Таблица 14.14

Величина	Единица			Соотношение с единицей СИ
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Масса	тонна	т	t	10 <sup>3</sup> кг
Время	минута	мин	min	60 с
	час	час	h	3600 с
	сутки	сут	d	86400 с
Плоский угол	градус			1,745329x10 <sup>-2</sup> рад
	минута			2,908882x10 <sup>-4</sup> рад
	секунда			4,848137x10 <sup>-6</sup> рад
Объем, вместимость	литр	л	l	10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup>

**Важнейшие производные единицы СИ**

Таблица 14.15

Величина	Единица		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Площадь	квадратный метр	м <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
Объем, вместимость	кубический метр	м <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Частота	Герц	Гц	Hz
Частота дискретных событий (частота импульсов, ударов и т.п.)	секунда в минус первой степени	с <sup>-1</sup>	s <sup>-1</sup>
Частота вращения	секунда в минус первой степени	с <sup>-1</sup>	s <sup>-1</sup>
Период	секунда	с	s

Таблица 14.16

Величина	Единица			Примечание
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Электрическая проводимость	Сименс	См	S	Сименс равен электрической проводимости участка электрической цепи сопротивлением 1 Ом
Магнитный поток	Вебер	Вб	Wb	Вебер равен магнитному потоку, при убывании которого до нуля в сцепленном с ним контуре сопротивлением 1 Ом через поперечное сечение проводника проходит количество электричества 1 Кл
Магнитная индукция	Тесла	Тл	T	Тесла равен магнитной индукции, при которой через поперечное сечение площадью 1 м² проходит магнитный поток 1 Вб
Индуктивность	Генри	Г	H	Генри равен индуктивности электрической цепи, с которой при силе постоянного тока в ней 1 А сцепляется магнитный поток, равный 1 Вб

## Эмпирическая формула определения давления на долоте

$$P = \frac{Q^2 Y}{d_{\text{ЭКВ}}^4}; \quad d_{\text{ЭКВ}}^4 = \sqrt{n d_n^2}$$

где: P - давление на долоте, кг/см<sup>2</sup>

Q - производительность бурового насоса, л/сек

Y - удельный вес промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>

d<sub>ЭКВ</sub> - площадь эквивалентная сумме площадей всех насадок долота, см<sup>2</sup>

n - количество насадок на долоте, шт

d<sub>n</sub> - диаметр насадок, см.

## Пример:

Производительность насоса 32 л/с; удельный вес раствора 1,14 г/см<sup>3</sup>;

количество насадок 3 шт;

диаметр насадок 1,8 см и 1,5 см по 1 шт. или 3 шт диаметром 1,5 см.

$$d_{\text{ЭКВ}}^4 = (1,8^2 + 1,5^2)^2 = 30,1 \text{ см}^2$$

$$d_{\text{ЭКВ}}^4 = (3 \times 1,5^2)^2 = 45,6 \text{ см}^2$$

$$P_1 = 32^2 \times 1,14 / 30,1 = 38,8 \text{ кгс/см}^2$$

$$P_2 = 32^2 \times 1,14 / 45,6 = 25,6 \text{ кгс/см}^2$$

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие/под ред. Р.С. Яремийчука. — М.: ОО «Недра-Бизнесцентр», 1999. — 472 с.: ил.
2. Временная методика составления технических проектов на бурение, крепление и испытание нефтяных и газовых скважин. — М.: «Недра», 1976
3. Временное методическое руководство по рациональному использованию заколонных пакеров на месторождениях ПО «Сургутнефтегаз». — Сургут: «Сургутнефтегаз», 1989.
4. ГОСТ 1581—91. Портландцементы тампонажные. Технические условия.
5. ГОСТ 632—80. Трубы обсадные и муфты к ним. — Москва, 1989.
6. Ивачев Л.М. Промывка и тампонируание геологоразведочных скважин. Справочное пособие — М.: «Недра», 1989.
7. Инструкция по аэрированию тампонажного раствора буровыми компрессорами на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень, 1981.
8. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. — Куйбышев, 1977.
9. Инструкция по режиму спуска обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. — Куйбышев: ВНИИТнефть, 1980.
10. Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013—90. — Куйбышев, 1990.
11. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. — Москва, 1997.
12. Каталог нефтяного оборудования, средств автоматизации, приборов и спецматериалов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1993.
13. Куцын Г.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1987.
14. Колчерин В.Г., Колесников И.В., Копылов В.С., Баренбойм Ю.Л. Новое поколение буровых установок Волгоградского завода в Западной Сибири. — Сургут: ГУП ХМАО «Сургутская типография», 2000. — 320 с.
15. Подгорнов Ю.М. Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ. — М.: «Недра», 1988.
16. Подгорнов М.И. Пустовойтенко И.П. Ловильный инструмент. Учеб. Пособие для рабочих. — М.: «Недра», 1984. — 148 с.
17. Постановление от 11 марта 1999 г. №279 «Об утверждении положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».
18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Госгортехнадзор России, 1993.
19. Приказ РГТИ ТО №31 от 04.11.92г.
20. РД 3147076-001—94. Технологический процесс крепления кондукторов до устья скважин без спуска направлений.
21. РД 39-137—95. Конструкция нагнетательных и добывающих скважин для нефтяных месторождений Западной Сибири, СибНИИНП, Тюмень, 1995.
22. РД 39-2-1009—84. Промышленно-технологический регламент по выбору резьбовых соединений обсадных труб и герметизирующих средств для нефтяных и газовых скважин Западной Сибири.
23. РД 39-2-132—78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.
24. РД 39-2-175—79. Временная инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири.
25. РД 39-7/1-001—89. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. — Куйбышев: 1989, 196 с.
26. РД 5753490-006—98. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (буровые растворы).
27. РД 5753490-008—98. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (наклонно направленное бурение).
28. РД 5753490-009—98. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (крепление скважин).

29. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин.
30. Регламент по предупреждению и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок ствола скважины. СУБР-1, 2000 г.
31. Рекомендации по эксплуатации и порядку разбраковки бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, 2000 г.
32. Серeda Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. — М.: «Недра», 1986. — 325 с.
33. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. — М., «Недра», 1988.
34. Справочник инженера по бурению. Т. 1,2 под редакцией Мищевича В.И., Сидорова Н.А. — М.: «Недра», 1973.
35. Справочник монтажника буровых установок/Гноевых А.Н., Лобкин А.Н., Абубакиров В.Ф. и др. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. — 491 с.: ил.
36. СТО 51.00.027-86. Технология крепления скважин с близким расположением нефтеводогазовых горизонтов на Самотлорском месторождении. — Тюмень, СибНИИНП, 1986, 7 с.
37. СТО 5753490-027-90. Инструкция по бурению под кондуктор и креплению колонн диаметром 245 мм. — Сургут: СургутНИПИнефть, 1990.
38. СТП 5753490-010-89. Технология цементирования скважин тампонажными смесями с добавками цеолита. — Сургут: СургутНИПИнефть, 1989.
39. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (крепление скважин). — Тюмень: СибНИИНП 1988, 71 с.
40. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных и газовых скважин (крепление скважин). — Сургут: СургутНИПИнефть, 1994, 42 с.
41. Трубы обсадные электросварные и муфты к ним, (Технические условия), ТУ 39.0147016.40-93.
42. Цементы тампонажные. Технические условия ГОСТ 1581-96. — М., 1998.

ОАО «Сургутнефтегаз»

**СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО**  
**ДЛЯ МАСТЕРОВ БУРОВЫХ БРИГАД**

г. Сургут  
2002 год