Документы Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору



Серия 08

Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 12

ИНСТРУКЦИЯ
ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО ИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

РД 08-625–03

2009

gost.e-ecolog.ru

Документы Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору

Серия 08
Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 12

ИНСТРУКЦИЯ
ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО ИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

РД 08-625–03

Москва
НТЦ «Промышленная безопасность»
2009

ББК 33.36
И72

Ответственные разработчики:
Е.А. Иванов, С.Н. Мокроусов, Ю.К. Гиричев (Госгортехнадзор России), В.В. Ипполитов, С.А. Уросов, В.А. Мнацаканов (ДООО «Бургаз»), А.С. Оганов (Ассоциация буровых подрядчиков)

И72 **Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины (РД 08-625–03). Серия 08. Выпуск 12** / Колл. авт. — М.: Научно-технический центр «Промышленная безопасность», 2009. — 128 с.

ISBN 978-5-9687-0187-9.

Настоящая Инструкция составлена в целях упорядочения организации безопасного производства буровых работ для повышения продуктивности скважин и при восстановлении бездействующих скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного и горизонтального ствола или ответвлений на объектах предприятий.

В Инструкции изложен комплекс решений и мероприятий по проведению технологических операций и приведены основные характеристики специальных технических средств и средств контроля и измерения параметров ствола скважины.

Инструкция содержит организационные, технические и технологические требования, выполнение которых является обязательным для должностных лиц и других работников буровых предприятий для обеспечения безопасного ведения работ.

В Инструкции учтены предложения предприятий и организаций нефтегазового комплекса.

ББК 33.36

ISBN 978-5-9687-0187-9



© Оформление. Научно-технический центр «Промышленная безопасность», 2009

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие требования 5
II. Требования к технологии строительства дополнительного ствола или ответвлений 6
III. Проектирование профилей дополнительных стволов 10
3.1. Выбор профиля скважины 10
3.2. Проектирование профилей направляющей и завершающей частей дополнительных стволов и ответвлений 11
IV. Выбор глубины вырезания колонн для забуривания дополнительного ствола 18
V. Специальные технические средства для удаления части обсадной колонны и создания щелевидного «окна» 19
5.1. Устройства вырезающие универсальные (УВУ) 19
5.2. Устройство вырезающее УВ.114 24
5.3. Устройство вырезающее УВ.216 24
5.4. Труборезы наружные механические (РН) 25
5.5. Фрезы раздвижные гидравлические для вырезания обсадной колонны диаметром от 114 до 219 мм 26
5.6. Фрезы колонные раздвижные для вырезания участков обсадной колонны диаметром от 114 до 219 мм 26
5.7. Расширители раздвижные гидравлические 27
5.8. Расширители раздвижные 28
5.9. Техническая характеристика РР-168 и РР-178 29
5.10. Труборезы внутренние механические (РВ) 29
VI. Подготовительные работы к забуриванию дополнительного ствола 32
VII. Установка цементного моста 38

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

VIII. Технология вырезания щелевидного «окна» и части обсадной колонны 39
8.1. Технология вырезания части обсадной колонны 39
8.2. Технология создания щелевидного «окна» в обсадной колонне 43
8.3. Возможные неисправности при работе технических средств и способы их устранения 50
IX. Забуривание дополнительного ствола 51
X. Средства контроля и измерения параметров ствола скважины и положения отклоняющих КНБК 59
XI. Гидравлическая программа строительства дополнительного ствола 69
XII. Классификация многозабойных скважин и технико-технологические мероприятия по проводке стволов и ответвлений 96
12.1. Современная классификация многозабойных скважин 96
12.2. Технико-технологические мероприятия по проводке стволов и ответвлений 103
XIII. Подготовка ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны 110
XIV. Технические средства для заканчивания скважины 114
Литература 122

Утверждена
постановлением Госгортехнадзора
России от 27.12.02 № 69.
Введена в действие с 01.06.03 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ БЕЗДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО ИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

РД 08-625–03

I. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Строительство дополнительных наклонных и горизонтальных стволов и ответвлений из обсаженных эксплуатационной колонной малодебитных и бездействующих скважин производится в целях повышения дебита или восстановления и ввода их в фонд действующих.

1.2. Метод восстановления скважин путем зарезки и проводки дополнительного ствола может быть применен в тех случаях, когда другие способы ремонта технически невыполнимы или экономически нецелесообразны.

1.3. Представленная в Инструкции технология забуривания дополнительного ствола и ответвлений из обсаженной эксплуатационной скважины позволяет производить забуривание с цементного моста в интервале вырезанного участка обсадной колонны отклонителями на базе гидравлических забойных двигателей или со стационарного и съемного отклоняющего устройства (уипстока) и направленное бурение в соответствии с расчетным проектным профилем.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

1.4. Разрешается применение отдельных положений настоящей Инструкции при ликвидации аварий в бурящихся скважинах, вскрытии пропущенных продуктивных пластов, удалении поврежденных участков обсадных колонн и т.п.

1.5. При составлении планов работ на выполнение технико-технологических мероприятий предусмотрены меры безопасности для персонала, а также исключающие возникновение аварий и осложнений [1–8].

В случае проведения работ сервисными фирмами должен составляться совместный план работ, учитывающий мероприятия по обеспечению безопасности персонала.

При использовании технологий и оборудования, на которые имеются нормативные документы, учитывать требования охраны труда и техники безопасности, указанные в этих документах [9, 10, 23, 24, 28, 29].

1.6. Соблюдение настоящей Инструкции обязательно для всех буровых предприятий ДООО «Бургаз», предприятий и организаций нефтяной и газовой промышленности, использующих описанные в ней технические средства и технологические операции.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА ИЛИ ОТВЕТВЛЕНИЙ

2.1. Новые стволы из ранее пробуренных скважин должны буриться на хорошо изученных участках нефтяных месторождений.

2.2. При определении скважин, подлежащих восстановлению, должна быть произведена тщательная геологическая и экономическая оценка этих работ исходя из величины извлекаемых запасов и предельного начального дебита.

2.3. При вскрытии проектных объектов необходимо стремиться к тому, чтобы новый ствол скважины проходил на участках пласта с максимальной нефтенасыщенностью или в случае бурения горизонтального ствола траектория ствола определяется толщи-

ной пласта и наличием средств контроля и измерения параметров ствола.

2.4. После проведения геофизических исследований определяется экономическая целесообразность метода восстановления индивидуально для каждой конкретной скважины.

Скважины, подлежащие восстановлению, делятся на три категории:

скважины, в которых бурение стволов и ответвлений производится после вырезания «окна» или удаления части эксплуатационной колонны;

скважины, в которых бурение стволов и ответвлений производится после извлечения части эксплуатационной колонны;

скважины, в которых производится углубление забоя из существующей эксплуатационной колонны.

2.5. Если цемент за колонной ранее пробуренной скважины не поднят до устья, а продуктивные горизонты разобщены, то свободная часть колонны, определенная прихватоопределителем, отворачивается, обрывается геофизической торпедой или отрезается гидравлическим труборезом.

2.6. Вскрытие «башмака» эксплуатационной колонны и очистка забоя от металла производятся известными способами в зависимости от конструкции «стоп-колец» и обратных клапанов в каждой конкретной скважине.

2.7. Если продуктивные, проницаемые, водоносные пласты не разобщены и эксплуатационную колонну в этих интервалах поднять невозможно, то изоляция этих пластов производится по отдельному плану через спецотверстия.

2.8. Строительство дополнительного ствола или ответвлений осуществляется по рабочему проекту.

2.9. Для выбора скважин, подлежащих восстановлению, необходимо иметь следующую информацию:

дату ввода скважины в эксплуатацию;

дату перевода скважины в бездействующий фонд и причины ликвидации скважины;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

текущий и накопленный дебит скважины, метод эксплуатации;

конструкцию скважины, технические характеристики эксплуатационной колонны;

методы интенсификации добычи, виды обработки призабойной зоны, их результаты (фактические и планируемые);

данные исследования пласта для определения остаточных запасов нефти;

возможные осложнения при эксплуатации скважины;

характеристику добываемой жидкости (нефть, вода, их соотношение в %);

характеристику водогазонефтяного контакта;

температуру и давление на забое скважины;

мощность продуктивного горизонта, глубины «кровли-подошвы»;

геологическую информацию о скважине — типовой ГТН, особенности проводки скважины (нефтегазоводопроявления, потери циркуляции, литология продуктивной зоны и интервала до 500 м выше продуктивной зоны, углы наклона пластов, коллекторские свойства пластов);

инклинометрическую информацию о фактической траектории ствола скважины;

состояние эксплуатационной колонны;

наличие и прочность цементного камня за обсадной колонной.

2.10. Технология строительства дополнительного ствола и ответвлений предусматривает:

выбор наземного оборудования;

определение оптимальной глубины интервала забуривания ствола;

предварительный расчет длины участка обсадной колонны, подлежащего вскрытию;

выбор режимных параметров вскрытия обсадной колонны;

расчет установки цементного моста;

расчет проектного профиля и конструкции ствола и ответвлений;

расчет отклоняющих и неориентируемых компоновок бурильного инструмента для забуривания ствола;

выбор способа и технических средств ориентирования отклоняющей компоновки и контроля параметров ствола скважины;

выбор режимных параметров забуривания и бурения нового дополнительного ствола и ответвления;

заканчивание скважины.

2.11. Применение технологии забуривания дополнительного ствола обеспечивает:

забуривание ствола в интервале вырезанного участка обсадной колонны диаметром от 140 мм с цементного моста на глубине до 3500 м;

максимальную интенсивность изменения зенитного угла ствола скважины;

свободный пропуск в дополнительный ствол бурильного инструмента, геофизических приборов, отклоняющих компоновок бурильной колонны, «хвостовика», фильтра, пакеров и т.п.;

безопасность бурения, крепления и последующей эксплуатации скважины.

2.12. Технологический процесс включает следующие операции:

а) подготовку скважины к забуриванию:

отсечение нижерасположенной части эксплуатационной колонны путем установки цементного моста (мостовой пробки) или пакера;

опрессование обсадной колонны;

шаблонирование эксплуатационной колонны;

определение местоположения муфтовых соединений обсадной колонны;

б) вырезание «окна» или участка обсадной колонны необходимой длины;

в) установку клинового отклонителя или цементного моста в интервале вырезанного участка обсадной колонны;

г) забуривание ствола;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

д) бурение ствола в заданном направлении;
е) крепление дополнительного ствола и ответвлений.

III. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ

3.1. Выбор профиля скважины

Профиль ствола скважины должен удовлетворять следующим основным требованиям.

Проектный профиль должен быть выполнен имеющимся оборудованием.

Участок забуривания нового ствола выбирается в устойчивой части разреза. Забуривание нового ствола должно осуществляться на 30–50 м выше кровли или на 10–20 м ниже подошвы неустойчивых пород.

Интенсивность искривления ствола скважины выбирается такой, при которой обеспечиваются минимально возможные сопротивления при спускоподъемных операциях в процессе бурения, что способствует меньшей вероятности желобообразований и осложнений.

Возможность вращения бурильной колонны в процессе бурения с сохранением ее прочностных характеристик.

Осуществление спуска колонны или «хвостовика» за один прием, а цементирования, в зависимости от условий, в один или несколько приемов.

Сохранение герметичности резьбовых соединений обсадной колонны в процессе спуска и длительной эксплуатации.

Достижение заданного смещения точки входа в продуктивный пласт и прохождение ствола скважины под заданным углом в продуктивном пласте.

Предусматривать возможность проведения исправительных работ.

3.2. Проектирование профилей направляющей и завершающей частей дополнительных стволов и ответвлений

3.2.1. Проектирование профилей дополнительных стволов скважин — одна из составных частей технического проекта восстановления малодебитных и бездействующих скважин. Целью проектирования профиля ствола восстанавливаемой скважины является выбор его типа, расчет и построение траектории оси ствола [13, 14, 18, 20, 21].

3.2.2. Типы профилей дополнительных стволов можно разделить на две группы: плоскостные и пространственные. Наиболее распространенными типами профилей дополнительных стволов являются профили плоскостного типа (рис. 1).

3.2.3. Выбор типа профиля ствола для восстановления конкретной скважины зависит от геолого-технических условий бурения, от способа вскрытия продуктивного горизонта (горизонтальным, наклонным или вертикальным стволом), от расположения предполагаемой точки входа в продуктивный пласт относительно восстанавливаемой скважины и т.д.

3.2.4. Основное отличие профилей дополнительных стволов от профилей наклонно-направленных или горизонтальных скважин состоит в том, что дополнительный ствол обычно начинается с участка зарезки с некоторым начальным зенитным углом α_1. В частном случае $\alpha_1 = 0$. Величина зенитного угла α_1 зависит от параметров кривизны восстанавливаемой скважины на глубине зарезки и от азимута направления дополнительного ствола. Схема расчета дополнительного ствола отличается от расчета профилей наклонных и горизонтальных скважин.

3.2.5. Рекомендуется применять в основном пять типов профилей дополнительных стволов, каждому из которых присвоен условный номер. Предполагается, что зарезка ствола начинается с набора зенитного угла α_1.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

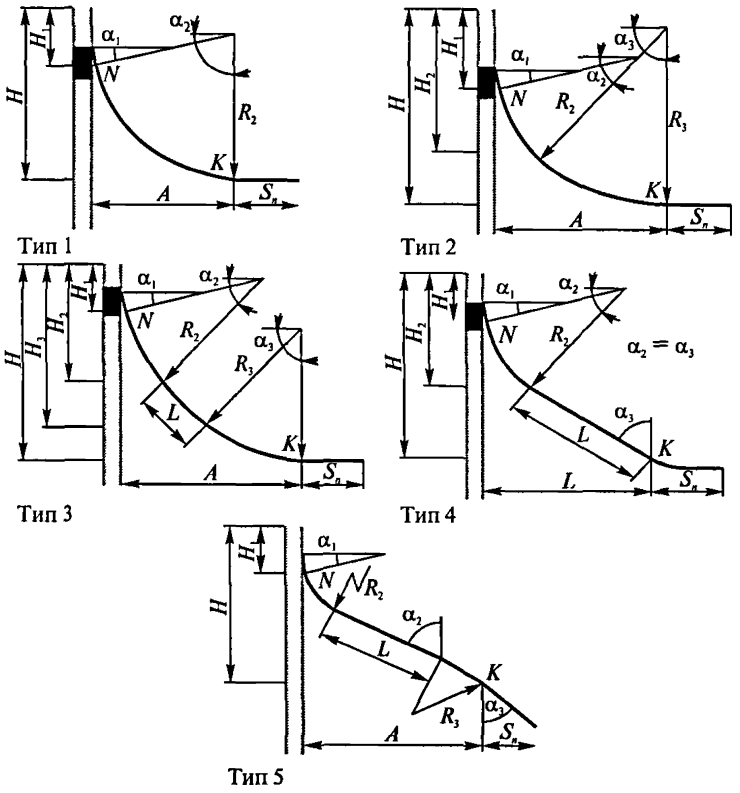

Рис. 1. Схема типовых профилей дополнительных стволов скважины

Условные обозначения:

H — глубина дополнительного ствола скважины по вертикали от устья до точки K в продуктивном пласте, м; H_1 — глубина скважины по вертикали от устья до точки зарезки дополнительного ствола скважины, м; α_1 — зенитный угол скважины в точке зарезки в плоскости дополнительного ствола, град; α_2 — зенитный угол скважины в конце участка зарезки дополнительного ствола, град; α_3 — зенитный угол скважины в точке K, град; R_2, R_3 — радиусы кривизны участка зарезки и участка изменения зенитного угла соответственно, м; L — длина прямолинейно-наклонного участка, м; A — смещение дополнительного ствола скважины (горизонтальная проекция от точки зарезки до точки K), м; S_n — участок ствола скважины в продуктивном пласте (интенсивность искривления I данного участка задается исходя из геологических условий залегания продуктивного пласта)

Профиль дополнительного ствола 1 типа (см. рис. 1) состоит из двух участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2 и участка S_n в продуктивном пласте.

Профиль дополнительного ствола 2 типа (см. рис. 1) состоит из трех участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2, набором зенитного угла до значения α_3 с постоянным радиусом кривизны R_3 и участка S_n.

Профиль дополнительного ствола 3 типа (см. рис. 1) состоит из четырех участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2, прямолинейно-наклонного участка L, набора зенитного угла до значения α_3 с постоянным радиусом кривизны R_3 и участка S_n.

Профиль дополнительного ствола 4 типа (см. рис. 1) состоит из трех участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2, прямолинейно-наклонного участка L и участка S_n.

Профиль дополнительного ствола 5 типа (см. рис. 1) состоит из четырех участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2, прямолинейно-наклонного участка L, уменьшения зенитного угла до значения α_3 с постоянным радиусом кривизны R_3 и участка S_n.

Участок S_n, который присутствует в каждом из типов профилей дополнительных стволов, располагается в продуктивном пласте. Форма участка S_n может быть криволинейной или прямолинейной в зависимости от решаемой задачи.

3.2.6. Расчет плоскостных профилей дополнительных стволов сводится к определению проекций и длин участков профиля, зенитного угла и интенсивности (радиуса) искривления каждого из участков, а также к определению длины дополнительного ствола (табл. 1).

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 1

Основные формулы для расчета каждого из типов профилей дополнительных стволов

№ типа профиля бокового ствола	Формулы
1	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) = 0$
2	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) = 0$
3	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$
4	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \sin \alpha_2 = 0$
5	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) + R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$

Для расчета профилей дополнительных стволов необходимы следующие исходные данные (табл. 2).

Таблица 2

Исходные данные и определяемые параметры профилей дополнительных стволов

№ типа профиля дополнительного ствола	Исходные данные	Определяемые параметры
1	H, H_1, A, α_1	α_2, R_2
2	$H, H_1 R_2, A, \alpha_1, \alpha_2$	α_3, R_3
3,5	$H, H_1, A, \alpha_1, \alpha_2, L$	α_3, R_3
4	H, H_1, A, α_1, L	α_2, R_2

3.2.7. При расчете профилей дополнительных стволов возможны другие сочетания исходных данных и определяемых параметров в

зависимости от поставленной задачи. Если определяемыми параметрами для 1 типа профиля дополнительного ствола являются α_2 и A, то исходными данными являются H, H_1, R_2, α_1 и т.д.

3.2.8. Фактором, влияющим на эффективность строительства восстанавливаемых скважин и последующую добычу, является форма траектории ствола в пределах продуктивного пласта. На рис. 2 приведены схемы двух наиболее распространенных типов завершающего участка профилей.

Первый тип — четырехинтервальный (см. рис. 2, *а*), включает:

интервал набора кривизны (обозначен линией AB) длиной l_1 по стволу и h_1 по вертикали. На этом интервале зенитный угол $\alpha_{кр}$ на глубине кровли продуктивного пласта увеличивается до $\alpha_г = 90°$ в середине пласта. Проекция ствола на горизонтальную плоскость (отклонение от вертикали на интервале) — a_1;

интервал стабилизации кривизны (BC), длина интервала $l_2 = a_2$;

второй интервал набора кривизны (CD), зенитный угол $\alpha_г = 90° + \beta$. Значение β определяется в зависимости от остальных параметров искривления данного интервала — l_3, a_3; $h_3 = h_1 - \delta_1$;

интервал спада кривизны (DE), зенитный угол α_{max} уменьшается до α_{min}. Параметры профиля l_4, a_4, $h_4 = h_{пл} - (\delta_1 + \delta_2)$ определяются расчетным путем в зависимости от общей протяженности горизонтального ствола, толщины пласта и т.д.

δ_1, δ_2 — расстояния от кровли и подошвы пласта до крайней верхней и нижней точек нахождения ствола скважины соответственно. Значения δ_1 и δ_2 могут быть приняты: $\delta_1 = 0{,}2h_{пл}$; $\delta_2 = 0{,}1h_{пл}$. Величина $L_г = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$, а длина проекции ствола скважины на горизонталь $A_г = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$. Ввиду больших значений α в пределах пласта с достаточной точностью можно принять $A_г = L_г$.

Второй тип — трехинтервальный (см. рис. 2, *б*) отличается от первого отсутствием второго участка набора кривизны.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

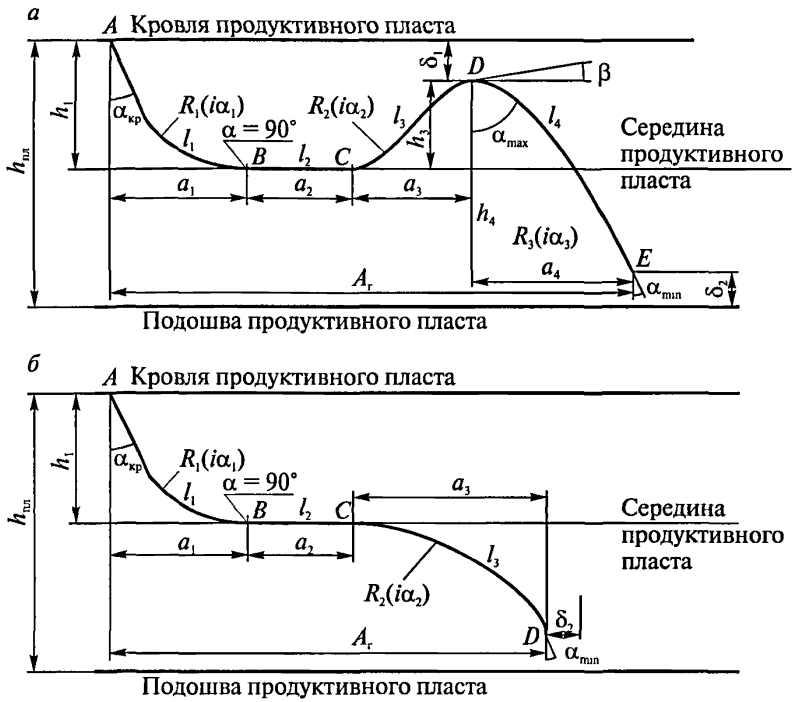

Рис. 2. Проектный профиль ствола горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта:
а — четырехинтервальный профиль; *б* — трехинтервальный профиль

3.2.9. Независимо от типа профиля на эффективность применения горизонтальных скважин влияет соотношение длин различных участков траектории ствола в пределах продуктивного пласта. Длина интервала набора кривизны l_1 должна быть меньше длины интервала спада кривизны l_3, в то же время основная часть длины ствола в пласте l_2 от общей величины $L_г$ должна проходить в середине пласта. Рекомендуемые соотношения длин для трехинтервального профиля могут быть следующими:

$$l_1 \cong 0{,}2L_г;\ l_2 \cong 0{,}5L_г;\ l_3 \cong 0{,}3L_г. \qquad (1)$$

3.2.10. Последовательность расчета основных параметров горизонтального ствола или ответвления следующая.

Параметры профиля горизонтального ствола на первом участке набора кривизны (интервал бурения от точки *A* до точки *B*) (см. рис. 2, *а*):

$$h_1 = R_1 (\sin 90° - \sin \alpha_{кр}) = R_1 (1 - \sin \alpha_{кр}); \quad (2)$$

$$a_1 = R_1 (\cos \alpha_{кр} - \cos 90°) = R_1 \cos \alpha_{кр}; \quad (3)$$

$$l_1 = 0{,}01745 R_1 (90° - \alpha_{кр}). \quad (4)$$

По формуле (5) при известных значениях h_1 и R_1 предварительно определяется $\alpha_{кр}$:

$$\alpha_{кр} = \arcsin(1 - h_1/R_1), \quad (5)$$

где $h_1 = 0{,}5 h_{пл}$;

R_1 — задается с учетом прогнозируемых результатов работы по набору кривизны принятой отклоняющей компоновки низа бурильной колонны.

Параметры профиля горизонтального ствола на втором участке набора кривизны (интервал бурения от точки *C* до точки *D*) — от середины пласта до расстояния Δ_1 от кровли пласта (см. рис. 2, *а*):

$$h_3 = R_2 (\sin 90° - \sin \alpha_{max}) = R_2 (1 - \cos \beta); \quad (6)$$

$$\alpha_3 = R_2 (\cos 90° - \cos \alpha_{max}) = R_2 \sin \beta; \quad (7)$$

$$l_3 = 0{,}01745 R_2 (\alpha_{max} - 90°). \quad (8)$$

Так как $\alpha_{max} > 90°$, то $\sin \alpha_{max} = \sin(90° + \beta) = \cos \beta$;

$$\cos \alpha_{max} = \cos(90° + \beta) = -\sin \beta. \quad (9)$$

Для расчета параметров профиля задаются либо величиной R_2, используемой для известной КНБК, и определяют β, либо, наоборот, задаются величиной β и находят R_2:

$$R_2 = h_3/(1 - \cos \beta); \quad (10)$$

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

$$\beta = \arccos [(R_2 - h_3)/R_2]. \quad (11)$$

Расчетные формулы для определения параметров профиля горизонтального ствола на участке спада кривизны (интервал бурения от точки *D* до точки *E*) (см. рис. 2, *а*).

Расчетные формулы имеют различный вид в зависимости от величины $\alpha_{ср}$, радиуса искривления на участке спада кривизны R_3, значений максимального зенитного угла — начального α_{max} и конечного минимального значения α_{min}. Варианты расчетных формул следующие:

при $\alpha_{ср} = (\alpha_{max} + \alpha_{min})/2 > 90°$ и $\alpha_{min} < 90°$

$$h_4 = R_3(\sin \alpha_{min} - \sin \alpha_{max}) = R_3(\sin \alpha_{min} - \cos \beta), \quad (12)$$

где $\sin \alpha_{max} = \sin(90° + \beta) = \cos \beta$;

$$a_4 = R_3(\cos \alpha_{min} - \cos \alpha_{max}) = R_3(\cos \alpha_{min} + \sin \beta), \quad (13)$$

где $\cos \alpha_{max} = \cos(90° + \beta) = -\sin \beta$;

при $\alpha_{ср} < 90°$ и $\alpha_{min} < 90°$

$$h_4 = R_3(\sin \alpha_{max} - \sin \alpha_{min}) = R_3(\cos \beta - \sin \alpha_{min}), \quad (14)$$

где $\sin \alpha_{max} = \cos \beta$;

$$a_4 = R_3(\cos \alpha_{min} - \cos \alpha_{max}) = R_3(\cos \alpha_{min} + \sin \beta). \quad (15)$$

Для обоих вариантов длина ствола

$$l_4 = 0{,}01745 R_3(\alpha_{max} - \alpha_{min}). \quad (16)$$

Заданными могут быть либо R_3, либо α_{min}.

IV. ВЫБОР ГЛУБИНЫ ВЫРЕЗАНИЯ КОЛОНН ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

Определение глубины и метода вырезания колонн для забуривания дополнительного ответвления или ствола — создание «щелевидного окна» или удаление участка обсадной колонны обусловливается следующим:

скважина в интервале забуривания закреплена одной или несколькими обсадными колоннами;

наличие или отсутствие цементного кольца за обсадной колонной;

необходимость и возможность затрубного цементирования;

устойчивость стенок скважины, минимальная твердость горных пород в интервале забуривания;

максимальный зенитный угол и интенсивность искривления оси скважины в зоне выше интервала забуривания;

возможность реализации проектного профиля восстанавливаемой скважины;

наименьшая вероятность выбросов нефти и газа при забуривании.

V. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЧАСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ И СОЗДАНИЯ ЩЕЛЕВИДНОГО «ОКНА»

5.1. Устройства вырезающие универсальные (УВУ) [23]

5.1.1. УВУ предназначены для вырезания участка обсадной колонны диаметром от 168 до 219 мм (ТУ 39-04-851–83):

УВУ.168 (А) — для колонны диаметром 168 мм;

УВУ.178 — для колонны диаметром 178 мм;

УВУ.194 — для колонны диаметром 194 мм;

УВУ.219 — для колонны диаметром 219 мм.

Изготовитель — опытный завод ВНИИБТ, г. Котово.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.1.2. Техническая характеристика УВУ (табл. 3).

Таблица 3

Диаметр по раскрытым резцам, мм		
	УВУ.168	212
	УВУ.178	220
	УВУ.194	236
	УВУ.219	260
Диаметр корпуса по ограничителям, мм		
	УВУ.168	140
	УВУ.178	148
	УВУ.194	164
	УВУ.219	190
Масса, кг		
	УВУ.168	160
	УВУ.178	167
	УВУ.194	180
	УВУ.219	203
Длина, мм, не более		1866
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286–75		З-88
Количество резцов в комплекте на сборку, шт.		5
Осевая нагрузка на резцы, кН, не более		40
Количество прокачиваемой жидкости, $м^3/с$		0,01–0,016
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)		0,66–1,17(40–70)
Перепад давления на устройстве, МПа		2,0–4,0
Температура рабочей среды, °С, не более		100
Средняя механическая скорость вырезания, м/с (м/ч)		0,00019 (0,7)
Проходка на комплект резцов, м, не менее		9
Вид промывочной жидкости		Вода или буровой раствор без добавок абразивных утяжелителей

5.1.3. УВУ представляет собой устройство с раздвижными резцами, работающее за счет перепада давления бурового раствора или технической воды, прокачиваемых через него, и вращения бурильной колонны или винтового забойного двигателя.

5.1.4. УВУ (рис. 3) состоит из цилиндрического корпуса *6*, в котором на втулке *7* укреплена игла *8*, оснащенная насадкой *10*, необходимой для прохода жидкости, и уплотнительным кольцом *11* и связанная с поршнем *9*, толкателем *16* и возвратной пружиной *17*, служащими в свою очередь для выдвижения трех рычагов *29* с резцами *32* из пазов патрона *26*.

Резцы *32* крепятся к рычагам *29* винтами *30*, *31* и *33*, *34*.

Выдвижение рычагов ограничивается кольцевой опорой *27* и ограничителем *35*.

Поршень *9* снабжен уплотнительным кольцом *12*.

В верхней части толкателя *16* установлены кольцо *13*, распорная втулка *15* и возвратная пружина *17*.

На уровне рычагов в толкателе установлено пружинное кольцо *28* для фиксации рычагов *29* в транспортном положении.

В корпусе *19* расположены шпонки *25*, взаимодействующие со вставкой *21*, которая закреплена относительно корпуса *19* фиксатором *22*, пружиной *23*, гайкой *20* и винтом *24*.

Вставка *21* соединена с патроном *26* метрической конической резьбой МК 90×6×1:16.

На патрон *26* снизу навинчен и зафиксирован винтом *37* наконечник *36* с лопастями для разбуривания цементных пробок.

Центрирование УВУ осуществляется тремя направляющими *3*, расположенными в пазах корпуса *1* и застопоренными кольцом *5*.

При прокачивании бурового раствора под действием перепада давления посредством поршней *2* с установленными на них уплотнительными кольцами *4* направляющие выдвигаются и достигается усиление центрирования УВУ.

5.1.5. Принцип действия устройства.

УВУ опускают на бурильных трубах в скважину до интервала вырезания обсадной колонны. После этого включают ротор, а затем буровой насос.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

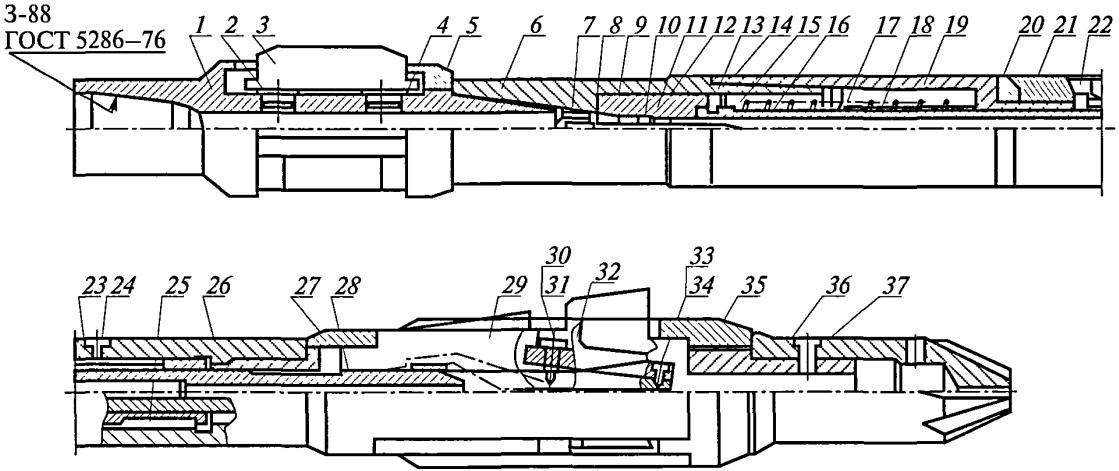

Рис. 3. Универсальное вырезающее устройство УВУ.168

При прохождении бурового раствора через кольцевой зазор между иглой *8* и насадкой *10* возникает перепад давления, под действием которого поршень *9* перемещает вниз толкатель *16*, сжимая пружину *17*.

Толкатель в свою очередь выдвигает из пазов патрона *26* рычаги *29* до соприкосновения резцов *32* со стенками обсадной колонны.

Резцы прорезают стенку колонны, после чего рычаги выдвигаются в рабочее положение до упорного кольца *27* и ограничителя *35*.

При этом насадка *10* вместе с поршнем *9* опускается вниз, увеличивая отверстие для прохода бурового раствора между иглой *8* и насадкой *10*.

О выходе рычагов в рабочее положение сигнализирует снижение давления в нагнетательной линии.

При равномерной подаче вниз инструмент продолжает резание колонны до заданной глубины, превращая в металлическую стружку обсадную колонну.

При отрыве резцов от забоя и прекращении подачи бурового раствора поршень *9* с толкателем *16* возвращается под действием пружины *17* в исходную позицию.

Толкатель *16*, перемещаясь вверх, при помощи пружинного кольца *28* возвращает рычаги *29* в транспортное положение.

В случае незакрытия рычагов они при подъеме инструмента упираются в торец колонны, а при создании тягового усилия в 22–40 кН фиксатор *22* выходит из зацепления с корпусом *19*, в результате чего толкатель *16* перемещается относительно патрона *26* вверх, освобождая пазы патрона для захода рычагов с резцами.

При этом рычаги занимают транспортное положение и не могут выдвинуться даже при прокачивании бурового раствора, что позволяет осуществлять циркуляцию в случае прихвата вырезающего устройства в открытом стволе или внутри обсадной колонны.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.2. Устройство вырезающее УВ.114

5.2.1. УВ.114 предназначено для вырезания участка обсадной колонны диаметром 140–146 мм (ТУ 39-1190–87).

5.2.2. Техническая характеристика УВ.114 (табл. 4).

Таблица 4

Диаметр корпуса, мм	114
Диаметр по раскрытым резцам, мм	175
Длина, мм, не более	1890
Масса, кг	120
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286–75	3-88
Количество резцов в комплекте на сборку, шт.	5
Осевая нагрузка на резцы, кН, не более	40
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	0,5–1,5(30–90)
Количество прокачиваемой жидкости, $м^3/с$	0,01–0,016
Температура рабочей среды, °С, не более	100
Средняя механическая скорость вырезания, м/с (м/ч)	0,00019(0,7)
Перепад давления на устройстве, МПа	2,0–4,0
Проходка на комплект резцов, м, не менее	9
Вид промывочной жидкости	Вода или буровой раствор без добавок абразивных утяжелителей

5.3. Устройство вырезающее УВ.216

5.3.1. УВ.216 предназначено для вырезания участка обсадной колонны диаметром 245 мм.

5.3.2. Технические характеристики УВ.216 (табл. 5).

Таблица 5

Диаметр корпуса, мм	216±1,15
Диаметр направляющей, мм	230±2,3
Диаметр по раскрытым резцам, мм	280±2,6
Длина, мм	2030±14
Масса, кг, не более	275±11
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286–75	3-117

Окончание табл. 5

Количество резцов в комплекте на сборку, шт.	5
Осевая нагрузка на резцы, кН, не более	40
Частота вращения, $с^{-1}$, в пределах	0,5–1,0
Количество прокачиваемого бурового раствора, $м^3/с$	0,012–0,020
Температура рабочей среды, °С, не более	100
Перепад давления на устройстве, МПа, в пределах	2,0–4,0
Средняя механическая скорость вырезания, м/ч, не менее	0,4
Масса комплекта поставки, кг	375±15
Установленный ресурс, ч	200
Вид промывочной жидкости	Вода или буровой раствор без добавок абразивных утяжелителей

5.4. Труборезы наружные механические (РН)

Таблица 6

Шифр типоразмера трубореза	РВ-42	РВ-50	РВ-60	РВ-73	РВ-89
Условный диаметр срезаемых труб, мм	33–42	48–50	60–63,5	60–73	73–89
Наружный диаметр корпуса, мм	78	91	110	120	136
Внутренний проходной диаметр, мм	59	69	86	96	110
Присоединительная резьба	ВНКТ 60	ВНКТ 73	ВНКТ 89	ВНКТ 102	ВНКТ 114
Шифр типоразмера трубореза	РВ-102	РВ-114	РВ-127	РВ-140	РВ-146
Условный диаметр срезаемых труб, мм	89–102	102–114	114–127	127–140	140–146
Наружный диаметр корпуса, мм	150	180	190	206	232
Внутренний проходной диаметр, мм	12	149	158	174	192
Присоединительная резьба	ВНКТ 140	ВНКТ 168	ВНКТ 178	ВНКТ 194	ВНКТ 192

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.5. Фрезы раздвижные гидравлические для вырезания обсадной колонны диаметром от 114 до 219 мм

Таблица 7

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
ФР-95/114	92	114	З-76
ФР-114/140	114	140	З-86
ФР-114/146	114	146	З-86
ФР-146	114	146	З-86
ФР-146М	114	146	З-86
ФР-168	140	168	З-88, З-86
ФР-219	185	219	З-147

Изготовитель НПП «Азимут», г. Уфа.

5.6. Фрезы колонные раздвижные для вырезания участков обсадной колонны диаметром от 114 до 219 мм

Таблица 8

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	Наружный диаметр по раскрытым лопастям, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
ФКР-114	92	114	140	З-66
ФКР-140/146	114	140/146	182	З-86
ФКР-168	138	168	215	З-88
ФКР-219	185	219	270	З-147

5.6.1. Техническая характеристика ФКР-146.

Таблица 9

Длина, мм	1300
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	З-86
Расход промывочной жидкости при врезке, л/с	8,0–8,5
Расход промывочной жидкости при фрезеровании, л/с	12,0

Окончание табл. 9

Перепад давления на фрезе при врезке, МПа	4,0–4,5
Перепад давления на фрезе при фрезеровании, МПа	2,5–3,0
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	0,63–0,42 (38–42)
Нагрузка, т	1–5

5.6.2. Техническая характеристика ФКР-168.

Таблица 10

Длина, мм	1704
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	3-88
Расход промывочной жидкости при врезке, л/с	8,0–8,5
Расход промывочной жидкости при фрезеровании, л/с	12,0
Перепад давления на фрезе при врезке, МПа	4,0–4,5
Перепад давления на фрезе при фрезеровании, МПа	2,5–3,0
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	0,63–1,0 (38–60)
Нагрузка, т	1–5

Изготовитель НПП «Азимут», г. Уфа.

5.7. Расширители раздвижные гидравлические

Таблица 11

Обозначение	Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
РРГ-114/146	144	146	3-76
РРГ-114/152	114	152	3-76
РРГ-120/240	120	240	3-86
РРГ-132/168	132	168	3-88
РРГ-138/280	138	280	3-88
РРГ-185/380	185	380	3-147

Изготовитель НПП «Азимут», г. Уфа.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.8. Расширители раздвижные

Таблица 12

Обозначение	Наружный диаметр корпуса, мм	Наружный диаметр по выдвинутым лопастям, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
РР-114/152	114	152	З-86
РР-120/240	120	240	З-86
РР-132/168	132	168	З-88
РР-138/280	138	280	З-88
РР-185/380	185	380	З-147

5.8.1. Техническая характеристика РР-120/240.

Таблица 13

Длина, мм	1590
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	З-86
Расход промывочной жидкости, л/с	10–12
Перепад давления на фрезе, МПа	4,0
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	1,33–3,0 (80–180)
Нагрузка, т	1–2,5

5.8.2. Техническая характеристика РР-132/168.

Таблица 14

Длина, мм	1190
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	З-88
Расход промывочной жидкости, л/с	12–14
Перепад давления на фрезе, МПа	3,0
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	1,33–3,0 (80–180)
Нагрузка, т	1–2,5

Изготовитель «Буринтех», г. Уфа.

5.9. Техническая характеристика РР-168 и РР-178

Таблица 15

Параметры	Модель	
	РР-168	РР-178
Длина, мм	1425	1425
Диаметр корпуса, мм	140	150
Диаметр скважины, мм	300	330
Масса, кг	72	80
Количество лопастей (комплект) на сборку, шт.	3	3
Средняя проходка на комплект лопастей, не менее, м:		
для мягких пород	40	40
для средних пород	20	20
для твердых пород	5	5

Изготовитель — Опытный завод ВНИИБТ, г. Котово.

5.10. Труборезы внутренние механические (РВ)

Таблица 16

Шифр типоразмера трубореза	РВ 48	РВ 60	РВ 73	РВ 89	РВ 102	РВ 114	РВ 127	РВ 140
Условный диаметр срезаемых труб, мм	48	60	73	89	102	114	127	140
Наружный диаметр корпуса, мм	36	47,6	57,5	67	82	90	102	110
Присоединительная резьба	З-30	З-38	З-50	З-50	З-66	З-73	З-76	З-88
Шифр типоразмера трубореза	РВ 146	РВ 168	РВ 178	РВ 194	РВ 219	РВ 245	РВ 273	РВ 299
Условный диаметр срезаемых труб, мм	146	168	178	194	219	245	273	299
Наружный диаметр корпуса, мм	117	133	143	159	188	210	241	266
Присоединительная резьба	З-101	З-108	З-117	З-117	З-147	З-147	З-147	З-147

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.11. Прорезание и создание щелевидного «окна» в обсадной колонне производится с помощью фрезеров-райберов различной конструкции в сочетании с клиновым отклоняющим устройством (изготовители НПО «Буровая техника», Буртехмаш, Биттехника и др.).

5.11.1. Основные технические размеры фрезеров-райберов типа ФРС приведены в табл. 17, 18.

Таблица 17

Краткая характеристика фрезеров-райберов

Тип	Основные размеры, мм			Масса, кг
	Диаметр конуса		Общая длина	
	начальный	конечный		
1. ФРС-168-1	130	50,0	380	26,0
ФРС-168-2	142	70,0	496	40,0
ФРС-168-3	142	110,0	500	46,0
2. Комбинированный райбер	142	50,0	520	52,0
3. РПМ-168	143	79,6	404	38,5
4. РУ-168	142	50,0	456	43,0
5. ФРЛ-143	143	—	1000	85,0
6. КРИЗ-168				
Фрезер-райбер	142	—	650	34,0
Фрезер-долото	142	—	260	14,0
7. РК-118	118	—	593	47,0
8. РК-146	143	—	1670	99,0

Таблица 18

Краткая характеристика комплектов фрезеров

Наименование	Комплект фрез (КФ-124) для 146-мм колонны	Комплект фрез (КФ-142) для 168-мм колонны	Комплект фрез (КФ-151) для 178-мм колонны
Диаметр, мм	124	142	151
Частота вращения, с	0,5–2,0	0,5–2,0	0,5–2,0
Присоединительная резьба	З-76	З-88	З-88
Условный диаметр колонны, мм	146	168	178

5.11.2. Фрезер-райбер (ФРС) изготавливается в комплекте, в который входят три райбера для последовательного увеличения «окна».

5.12. Основными элементами клина-отклонителя являются три узла: опора, клин-отклонитель и спускной клин. Опора имеет плашечные захватные устройства для закрепления ее с клином в обсадной колонне. Спускной клин (табл. 19) соединяется с клином-отклонителем двумя болтами и служит для спуска отклонителя в скважину.

Таблица 19

Основные размеры клиньев-отклонителей, стационарных для обсадных колонн диаметром 146–168 мм (ТУ 39-01-596–80, ТУ 26-02-206–75)

Шифр	Диаметр клина, мм	Длина, мм	Угол наклона, град	Масса, кг	Форма клина
ОП-168	136	6000	1,5	490	Плоский
ОТЗ-115-1	115	5865	2,5	315	Желобчатый
ОТЗ-134-1	134	6140	2,5	416	Желобчатый
ОЗС1-168	136	4900	2,5	—	Желобчатый

Таблица 20

Основные размеры клиньев-отклонителей для обсадных колонн 146–178 мм

Наименование	КОП-115.М	КОП-115.П	КОП-115.С	КОП-135.М	КОП-135.П	КОП-135.С	КОП-140.М
1	2	3	4	5	6	7	8
Наружный диаметр, мм	115	115	115	135	135	135	140
Длина клина в сборе	3955	4390	4505	5135	5135	5340	5260
Длина желоба клина, мм	2500	2580	2500	3100	3100	3120	3200
Длина наклона желоба клина, град	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

1	2	3	4	5	6	7	8
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	146	146	168	168	168	178
Масса, кг	195	225	230	305	305	340	350

VI. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К ЗАБУРИВАНИЮ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

6.1. Строительство дополнительных наклонных и горизонтальных стволов из эксплуатационной колонны может осуществляться в зависимости от конструкции и проектной глубины скважины, с помощью стационарной буровой установки, а также с передвижных установок грузоподъемностью не менее 60 тонн, например, А 60/80, АРБ-100, БР-125, КОРО-80, МБУ-60/80ВС (Россия), а также зарубежных передвижных установок (табл. 21, 22, 23, 24).

Таблица 21

Технические параметры агрегатов для ремонта и бурения скважин

Параметры	Тип установки			
	АР-60	А60/80	АРБ-100	БР-125
1	2	3	4	5
Грузоподъемность на крюке, кН:				
номинальная	—	600	—	750
максимальная	600	800	1000	900
Наибольшая глубина скважин, м: при бурении:				
бурильные трубы диаметром 114 мм	2000	2000	2500	—
бурильные трубы диаметром 89 мм	2500	2500	3500	2500
при ремонте и освоении:				
трубы диаметром 89 мм	3500	3500	5000	—
трубы диаметром 73 мм	5000	5000	8000	6400

1	2	3	4	5
Диапазон скоростей подъема крюка, м/с	0,19–1,6	0,13–1,6	0,15–1,44	0,1–1,54
Номер схемы привода установки*	1	1	1	1
Суммарная мощность привода основных механизмов установки, кВт:	220	220	330	500
буровой лебедки	220	220	320	302
ротора	160	160	130	170
буровых насосов	220 (2 шт.)	220 (2 шт.)	220 (2 шт.)	470 (2шт.)
Оснастка талевой системы	3×4	3×4	4×5	4×5
Диаметр каната, мм	25	25,5	25	25
Мощность бурового насоса, кВт	110	110	110	235
Наибольшее рабочее давление, МПа	32	32	32	40
Наибольшая (идеальная) подача, $дм^3/с$	22	22	22	26,7
Длина свечи, м	16	16	16	16–21
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	410	410	410	560
Тип вышки	Телескопическая двухсекционная наклонная			
Угол наклона вышки в рабочем положении	6°	6°	4° 31′	3° 30′
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм	1050	1050	2070	1650
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	22	22,4	30	39
Высота пола рабочей площадки, м	1,2–2,5	1,2–2,5	2,2–4,0	6,4
Просвет для установки стволовой части сборки превенторов, м	2,2	2,2	3,2	5,05

* Привод буровой лебедки и ротора осуществляется от общего двигателя, привод буровых насосов — индивидуально.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

1	2	3	4	5
Емкость магазинов полатей (для бурильных труб диаметром 73 мм при длине свечи 12 м), м	3000	3000	5200	4600 (при длине свечи 16 м)
Монтажная база	КрАЗ-65101	БАЗ-69507	БАЗ-69507	Шасси МЗКТ-79191, прицеп 4МЗАП-9859
Масса установки, кг	26 000	37 000	12 500	265 000

Изготовители: АР-60, А 60/80, АРБ-100 — НПАК «Ранко»; АРБ-100 — АООТ «Кунгурский машиностроительный завод»; БР-125 — АООТ«ВЗБТ».

Таблица 22

Краткая спецификация на самоходные буровые установки фирмы «IRI»

Грузоподъемность буровой, т	125	100	80
Серия	750	400	300
Применение	Бурение, ремонт	Бурение, ремонт	Бурение, ремонт, освоение
Мощность, л.с. (кВт)	800 (600)	500 (375)	360 (270)
Количество двигателей	2	1	1
Грузоподъемность мачты, т (API 4F)	125 (160)	100 (125)	80 (100)
Высота мачты, м	35,6	32,3	29,3
Наружные оттяжки	Есть	Есть	Есть
Оснастка талей	6×5	5×4	5×4
Стойки для низких температур	Есть	Есть	Есть
Тип лебедки (О — однобарабанная, Д — двухбарабанная)	О/Д	О/Д	О/Д
Грузоподъемность одной тали, т	18,5	18,5	18,5
Тип вращательного привода	Механический	Гидравлический, механический	Гидравлический, механический

Таблица 23

Краткая спецификация на самоходные буровые установки фирмы «IDECO»

Тип	Мощность, л.с.	Средний вес, т	Габаритные размеры, м			Высота мачты, м	Грузоподъемность мачты, т
			длина	ширина	высота		
DIR-3000	329	36,8	16,7	2,5	4,0	29,4	89,0
DIR-5000	375	46,0	17,7	2,5	4,0	31,8	92,8
DIR-7000	750 (2 агрег.)	56,0	19,5	3,0	4,0	33,8	115,0
DIR-800	882 (2 агрег.)	62,5	19,8	3,0	4,0	34,1	158,3
DIR-900	950 (2 агрег.)	69,6	19,8	3,0	4,0	34,1	200,0

Таблица 24

Техническая характеристика НБО 2500/160 ДПБМ

Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	1600(160)
Условная глубина бурения, м	2500
Скорость подъема крюка, м/с	0,15–1,5
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Отметка пола буровой площадки, м	6,6
Мощность на входе буровой лебедки, кВт	550
Диаметр барабана лебедки и его длина, мм	450×990
Торможение колонн труб при спуске	Ленточным тормозом и вспомогательным тормозом типа ТЭП-45У
Регулирование подачи долота	Тормозом типа ТЭП-45У
Диаметр талевого каната, мм	28
Оснастка талевой системы	4×5
Мощность бурового насоса УНБТ-600, кВт	600
Максимальное рабочее давление насоса, МПа	35

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Окончание табл. 24

Ротор типа Р-700 с угловым редуктором	
Максимальный крутящий момент на столе ротора, кгс·м	5000
Вертлюг УВ-160 МА с коническим подшипником	
Максимальное рабочее давление в вертлюге, МПа	35
Тип вышки монтаж подъем в рабочее положение	С передней открытой гранью, наклонная, из трех модульных секций в горизонтальном положении с помощью телескопических гидроцилиндров
Полезная высота вышки, м	31
Длина бурильной свечи, м	18
Вместимость магазинов бурильных свечей	1000 м трубы стальные ∅ 114 мм; 2052 м трубы ЛБТ ∅ 129 мм; 120 м трубы УБТ ∅ 203 мм
Основание буровой площадки	Поперечного типа, на телескопических стойках, поднимаемое с помощью талевой системы или крана
Нагрузка на подроторные балки, кН (тс)	1600 (160)
Нагрузка на подсвечник, кН (тс)	960 (96)
Средства механизации: захват бурильных труб свинчивание и развинчивание труб грузоподъемные работы	 пневмоклинья ПКР-560М-ОР ключ буровой типа АКБ пневмолебедка 3 тс тали ручные червячные для монтажа ПВО-5 тс и в модуле насоса — 0,2 тс

6.2. При использовании передвижных буровых установок произвести монтаж бурового оборудования: вышки или мачты достаточной грузоподъемности, ротора, обеспечивающего вращение инструмента с частотой 0,5–1,5 $с^{-1}$, насоса с производительностью до 0,020 $м^3/с$, циркуляционной системой с двух-трех ступенчатой очисткой и контрольно-измерительными приборами.

6.3. Провести все необходимые ремонтно-изоляционные работы согласно Инструкции по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов, утвержденной постановлением коллегии Госгортехнадзора России от 19.08.94 № 51.

6.4. Если это необходимо, то на устье скважины монтируется и опрессовывается противовыбросовое оборудование согласно Техническим условиям на монтаж ПВО.

6.5. Провести с помощью гироскопического инклинометра измерение параметров фактической траектории скважины.

6.6. Установить пакер или цементный мост (не менее 50 м) внутри обсадной колонны для отсечения нижней части обсадной колонны.

6.7. Прошаблонировать эксплуатационную колонну трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3–4 мм менее внутреннего диаметра колонны.

6.8. Определить местоположение муфтовых соединений обсадных труб с помощью магнитного локатора муфт.

6.9. Проверить герметичность эксплуатационной колонны путем ее опрессовки давлением, величина которого определяется геологической службой предприятия.

6.10. Рекомендуется провести дефектоскопию обсадной колонны.

6.11. При отсутствии цементного кольца за обсадной колонной прострелять колонну ниже интервала забуривания и произвести затрубное цементирование с подъемом цемента не менее чем на 20 м выше интервала забуривания.

6.12. Оборудование и инструмент должны обеспечить возможность работы с использованием бурильного инструмента ∅ 73 мм и ∅89 мм.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

6.13. Комплект переводников, калибраторов, центраторов, забойных двигателей, отклонителей, шаблонов для долот и колонны должен соответствовать внутреннему диаметру колонны и позволять собирать КНБК в любых сочетаниях. При сборке бурильных труб ∅ 73 мм или ∅ 89 мм в свечи с приемных мостков БУ производится их контрольный замер и шаблонирование. Длина шаблона 50 мм.

VII. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

7.1. С помощью каверномера, профилемера определить поперечные размеры ствола скважины в интервале установки цементного моста.

7.2. Произвести замер фактической температуры в интервале установки моста.

7.3. Определить марку цемента и количество реагентов — регуляторов сроков схватывания тампонажного раствора исходя из динамической температуры и расчетной продолжительности процесса цементирования.

7.4. Произвести спуск бурильных труб или НКТ до нижней отметки устанавливаемого моста, промыть скважину до полного выравнивания параметров бурового раствора.

7.5. Произвести технологическую операцию по установке цементного моста.

7.6. Произвести подъем бурильных труб до верхней отметки моста.

7.7. Промыть скважину для удаления излишнего цементного раствора, поднять инструмент и оставить скважину на время затвердения цемента — ОЗЦ.

VIII. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРЕЗАНИЯ ЩЕЛЕВИДНОГО «ОКНА» И ЧАСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

8.1. Технология вырезания части обсадной колонны

8.1.1. В зависимости от диаметра обсадной колонны выбрать бурильный инструмент диаметром 73 мм или 89; 101,6; 114,3 мм и утяжеленные бурильные трубы диаметром 95 мм или 108 мм, 146 мм длиной не менее 80–100 м. Бурильный инструмент опрессовать для проверки на герметичность.

8.1.2. В случае применения универсального вырезающего устройства (УВУ — 168, 178, 219, 216/245) для работы на технической воде используется УВУ с насадкой в заводской сборке, а для работы на буровом растворе необходимо установить насадку с проходным сечением 14 мм.

8.1.3. Проверить надежность раскрытия и закрытия резцов вырезающего устройства путем прокачивания через него воды или бурового раствора в количестве 0,01–0,012 м^3/с, при этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах 2,0–4,0 МПа. При прокачивании воды или бурового раствора резцы должны выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции полностью «утапливаться» в корпус.

8.1.4. В состав инструмента рекомендуется включать ударные механизмы — ясы.

8.1.5. После спуска вырезающего устройства на проектную глубину, ниже муфтового соединения на 0,5–1,0 м, приступить к прорезанию стенок обсадной колонны.

8.1.5.1. Участок эксплуатационной колонны, подлежащий удалению с помощью вырезающего устройства типа УВУ (конструкции ВНИИБТ, фирмы VEATHERFORD марки HI-FLOV или других, выпускающихся размером от 5,5″ до 13,375″), определяется исходя из геолого-технических условий осложненного ствола, наличия качественного цемента за колонной и величины проектного смещения нового забоя от забоя ранее пробуренной скважины [4, 5, 6, 11, 12, 23].

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Необходимая длина вырезаемого участка обсадной колонны с учетом осложнений, обусловленных желобообразованием, определяется по формуле

$$L = K\left(l_1 + R\sin\theta\right) + \frac{D_3}{2\sin\theta}, \qquad (17)$$

где L — длина вырезаемого участка, м;

l_1 — расстояние от торца долота до искривленного переводника отклонителя, м;

R — радиус искривления ствола скважины, м;

K — коэффициент, учитывающий возможное увеличение интервала забуривания, $K = 1{,}1$;

$$\theta = \arccos\left(1 - \frac{D_д}{2R}\right), \qquad (18)$$

где θ — угол выхода долота из скважины, град;

$D_д$ — диаметр долота, м;

$D_з$ — диаметр замка бурильной колонны, м.

8.1.6. Уточнение интервала вырезки и отбивки муфт можно дополнительно произвести с помощью ГК-ЛМ в эксплуатационной колонне и бурильном инструменте.

Собрать компоновку в такой последовательности: УВУ, одна труба УБТ, репер, бурильные трубы.

Произвести точный замер расстояния от репера до вырезающих ножей УВУ.

Компоновка опускается до глубины производства работ согласно «меры» бурильного инструмента. По окончании спуска бурильного инструмента по реперу производится привязка вырезающего устройства относительно муфтовых соединений эксплуатационной колонны геофизическими методами, например локатором муфт (ГК-ЛМ) путем наложения кривых ГК-ЛМ в бурильном инструменте и ГК-ЛМ в обсадной колонне.

8.1.7. Включить ротор и вращать бурильную колонну (вырезающее устройство) с частотой 0,5–1,0 $с^{-1}$ (30–60 об/мин).

При фрезеровании колонн из сталей J-55, K-55 подбирается повышенная частота вращения и пониженная нагрузка.

При фрезеровании колонн из сталей P-110 и N-80 лучше использовать пониженную частоту вращения и пониженную нагрузку.

8.1.8. Включить буровой насос и прокачивать буровой раствор в количестве 0,01–0,012 м³/с.

8.1.9. Через 15–20 мин приступить к подаче инструмента вниз при осевой нагрузке на резцы от 5 до 10 кН, постепенно увеличивая количество прокачиваемой жидкости до 0,014–0,016 м³/с. Прорезание стенок обсадной колонны фиксируется по резкому снижению перепада давления на 1,0–1,5 МПа, что характеризует полное раскрытие резцов вырезающего устройства.

Фрезерование желательно вести без наращивания колонны, особенно при плохом качестве цементирования обсадной колонны. После окончания фрезерования секции до искусственного забоя в обсадной колонне должно оставаться не менее 35–40 м.

8.1.10. После появления в буровом растворе на поверхности металлической стружки шириной не менее 5 мм и заколонного цементного камня приступить к торцеванию обсадной колонны при частоте вращения инструмента 1–1,5 $с^{-1}$ (60–90 об/мин) и осевой нагрузке до 40 кН.

8.1.11. Через каждые 0,5–1,0 м фрезерования обсадной колонны производится профилактическая промывка.

Лучшим с точки зрения выносной способности металлической стружки при фрезеровании являются полимерные растворы, на втором месте — глинистые растворы, а затем — растворы на нефтяной основе. При этом рекомендуется минимальная вязкость бурового раствора 30 сП.

8.1.12. Скорость потока бурового раствора является решающим фактором для обеспечения выноса стальной стружки в процессе фрезерования секции. Минимальная необходимая скорость потока в затрубном пространстве определяется по формуле

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

$$V_м = 14{,}41\frac{D_т^2 - D_{бт}^2}{D_т\rho}, \qquad (19)$$

где $V_м$ — скорость потока раствора в кольцевом пространстве, м/с;
$D_т$ — внутренний диаметр обсадной колонны, мм;
$D_{бт}$ — наружный диаметр бурильных труб или УБТ, мм;
ρ — плотность бурового раствора, кг/м³.

8.1.13. Для уменьшения возможности возникновения осложнений, связанных со стальной стружкой, рекомендуется прокачивать вязкие пачки раствора через каждые 3,0–4,5 м фрезерования обсадной колонны.

Для этого останавливают процесс фрезерования и закачивают на забой пачку раствора вязкостью 70–80 сП при подаче около 0,008 м³/с.

8.1.14. При фрезеровании обсадной колонны в скважине с большим углом наклона перед прокачкой высоковязкой пачки раствора рекомендуется закачать пачку раствора с низкой вязкостью. Минимальная скорость бурового раствора в кольцевом пространстве должна быть 0,65–0,70 м/с.

8.1.15. Процесс разрушения обсадной колонны продолжается до проектной глубины или полного срабатывания резцов УВУ, которое сопровождается резким изменением механической скорости (в зависимости от группы прочности обсадной колонны скорость разрушения может составить 0,4–1,2 м/ч, муфтового соединения — 0,1–0,3 м/ч).

8.1.16. Перед подъемом бурильного инструмента на поверхность приподнять инструмент над «забоем» на 0,1–0,2 м и промыть скважину в течение 1–1,5 цикла с производительностью насоса 0,014–0,016 м³/с.

8.1.17. Отключить насос и произвести подъем вырезающего устройства из скважины.

8.1.18. Для продолжения работы заменить резцы, произвести спуск инструмента в скважину так, чтобы резцы находились на 0,3–0,5 м выше нижней отметки вырезанного участка колонны, и

продолжить торцевание. В случае необходимости осуществляется разрушение муфтового соединения обсадной колонны.

8.1.19. После завершения технологического этапа вырезания участка обсадной колонны промыть скважину и произвести подъем вырезающего устройства из скважины.

8.1.20. Уточнить длину вырезанного участка обсадной колонны электрокаротажем (при необходимости).

8.1.21. Провести техническое обслуживание вырезающего устройства.

8.1.22. Спустить «открытый конец» бурильного инструмента. Скважину тщательно промыть для удаления металлической стружки и по специальному плану произвести установку цементного моста с ускорителем схватывания с таким расчетом, чтобы высота цементного камня была выше верхней и ниже нижней части выреза колонны на 30–50 м.

8.1.23. После ОЗЦ в течение 48 ч цемент разбурить «прямой» неориентируемой КНБК до верхней части вырезанного участка плюс 0,5 м, с тем чтобы не допустить работу долота в обсаженной части во избежание поломки зубьев.

8.2. Технология создания щелевидного «окна» в обсадной колонне

8.2.1. Вскрытие «окна» в обсадной колонне осуществляется с помощью направляющего клина-отклонителя и фрезеров-райберов [23, 24, 25, 26, 29].

8.2.2. Подготовительные работы производятся согласно разд. 6.

8.2.3. Перед спуском клина-отклонителя провести следующие операции.

8.2.3.1. Оценка возможности свободного спуска клина-отклонителя к месту его установки осуществляется с помощью печати, а затем направлением (шаблоном), имеющим следующие основные размеры:

$$D_{п} = D_{вн} - (10 \div 12) \text{ мм}; \qquad (20)$$

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

$$D_{ш} = D_{о} + (3 \div 4) \text{ мм}; \quad (21)$$

$$L_{ш} = L_{о} + (2 \div 3) \text{ м}, \quad (22)$$

где $D_{п}$, $D_{вн}$, $D_{ш}$, $D_{о}$ — соответственно диаметры печати, внутренний обсадной колонны, шаблона и клина-отклонителя;

$L_{ш}$, $L_{о}$ — соответственно длины шаблона и клина-отклонителя.

8.2.3.2. Определение глубины нахождения муфтовых соединений обсадной колонны с помощью локатора муфт или других устройств в целях установки клина-отклонителя между муфтами.

8.2.3.3. Установка цементного моста до 10–15 м выше интервала установки клина-отклонителя. Целесообразно эту операцию совмещать с изоляцией нижележащего участка обсадной колонны. Для получения качественного цементирования рекомендуется в нижней части моста устанавливать пробки (резиновые, резинометаллические, пакера взрывного действия и др.).

8.2.3.4. Разгрузкой веса бурильного инструмента проверить прочность цементного моста. Величина разгрузки в колоннах ∅ 146 мм — 6–8 т, в колоннах ∅ 168 мм — 10–12 т.

8.2.3.5. Поднять бурильный инструмент. Отбить искусственный забой скважины с помощью геофизических приборов.

8.2.4. Собранный клин-отклонитель ориентируется в нужном направлении и плавно ставится на забой. Создается осевая нагрузка, срезаются винты крепления плашек, клин перемещается вниз, разводятся плашки и клин-отклонитель закрепляется в обсадной колонне. Дальнейшим повышением осевой нагрузки срезают винты крепления спускного клина с клином-отклонителем и инструмент поднимается из скважины. Особое внимание следует обращать на точное определение места посадки клина на «забой».

8.2.5. В процессе работ допускается использование клиньев-отклонителей различных конструкций по техническим условиям, утвержденным руководством предприятия.

8.2.6. Допускается производить раскрепление трубного клина-отклонителя в колонне цементированием, при этом цементный раствор поднимается на высоту, превышающую длину клина на 20–30 м. После ОЗЦ цементную пробку разбуривают пикообразным долотом.

8.2.7. При заданных размерах клина-отклонителя длина вырезки окна определяется по формуле

$$l = \frac{D_{от}}{\mathrm{tg}\beta}, \qquad (23)$$

где $D_{от}$ — диаметр отклонителя;

β — угол скоса клина.

8.2.8. С учетом технологических размеров райбера длина окна может определяться по формуле

$$l = D_к \mathrm{ctg}\beta - \frac{D_б - D_м}{2\sin\beta} - h, \qquad (24)$$

где $D_к$ — внутренний диаметр обсадной колонны;

$D_м$, $D_б$ — соответственно наименьший и наибольший диаметры райбера;

h — высота цилиндрической части райбера.

8.2.9. При применении клиньев-отклонителей с одинаковым углом скоса следует учитывать, что:

при использовании плоского клина по сравнению с желобообразным наибольшая возможная длина «окна» может быть увеличена на 350–380 мм;

при применении желобообразного клина моменты на разворот его и энергетические затраты на истирание в скважине увеличиваются;

при уменьшении угла скоса клина с 2,5 до 1,5° максимальная длина «окна» увеличивается в 1,5 раза.

8.2.10. Для снижения затрат на вскрытие «окна» рекомендуется применять плоский клин-отклонитель с переменным углом скоса (МОД): на начальной длине 2250 мм угол скоса составляет 1,5°, а далее, до 2500 мм, угол скоса увеличен до 10°. Это позволяет

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

вскрывать «окно» одинакового диаметра по всей длине и обеспечивает получение минимальной его длины 1950 мм, а максимальной — 2850 мм, что удовлетворяет нормальным условиям бурения и крепления скважин.

8.2.11. Вскрытие «окна» райберами типа ФРС в комплекте осуществляется двумя способами.

8.2.12. Райбером № 1 при осевой нагрузке 20–25 кН колонна прорезается на 1,0–1,2 м. Затем пройденный интервал разрабатывается райбером № 2 при нагрузке 10–12 кН. После этого вновь работают райбером № 1 при осевой нагрузке 20–25 кН и колонна прорезается на полную длину скоса отклонителя с выходом райбера на 0,4–0,5 м ниже скоса отклонителя. Райбером № 2 прорабатывают этот интервал при нагрузке 10–12 кН. Последняя операция (расширение «окна» райбером № 3) производится при нагрузке 5–6 кН. Наиболее оптимальная частота вращения ротора составляет 1,5 $с^{-1}$.

8.2.13. Райбером № 1 при нагрузке 20–25 кН прорезают колонну по длине конической части отклонителя. После этого последовательным спуском райберов № 2 и № 3 расширяют «окно» при нагрузке 5–12 кН. При работе райбера № 3 не следует увеличивать механическую скорость более 0,5–0,6 м/ч, так как при большей скорости «окно» может получиться неполноразмерным.

8.2.14. Комбинированный райбер рекомендуется применять как расширяющий взамен райбера № 3.

8.2.15. Фрезер-райбер прогрессивного резания (РПМ) и универсальный райбер (РУ) также предназначены для вскрытия «окна» за один проход (табл. 17). При применении этих райберов рекомендуется поддерживать осевую нагрузку при прохождении первого метра 10 кН, затем увеличивать ее до 20 кН при частоте вращения ротора 1,0–1,66 $с^{-1}$.

Сочетание отклонителя МОД и райбера РУ обеспечивает лучшие условия вскрытия «окна» в колонне.

8.2.16. Фрезер-райбер ФРЛ-143 (табл. 17) предназначен также для прорезания «окна» за один проход и имеет ресурс — два «окна» при нагрузке 30 кН и частоте вращения 1,66 $с^{-1}$.

8.2.17. Комплект режущего инструмента КРИЗ (табл. 17) включает фрезер-райбер и фрезер-долото. С помощью первого, имеющего направляющий шток, достигается плавный выход из колонны. Фрезер-долото калибрует «окно» и часть ствола за ним, что гарантирует прохождение долота любого типа соответствующего размера. При проведении работ поддерживают осевую нагрузку 10–20 кН и частоту вращения 1,0–1,33 $с^{-1}$.

8.2.18. Для повышения надежности прорезания «окна» в колонне на всю длину целесообразно придерживаться следующего.

8.2.18.1. Независимо от используемого фрезера-райбера первоначальное прорезание «окна» осуществлять райбером ФРС-168-1 на всю длину «окна». Если же райбер преждевременно износился до полного прохода «окна», заменить его аналогичным и продолжить работы.

8.2.18.2. Расширение и калибрование «окна» осуществлять одним из комбинированных райберов (РПМ, РУ, ФР1).

8.2.18.3. Режим промывки должен обеспечивать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не менее 0,8–1,0 м/с, так как при меньших скоростях на забое скапливается металлическая стружка, приводящая к преждевременному износу райбера и т.д.

8.2.18.4. При фрезеровании не допускается превышение рекомендуемых осевых нагрузок, что может обусловить преждевременный выход райбера из колонны, а также опасность смещения клина как в вертикальном, так и в радиальном направлении, что приведет к потере «окна».

8.2.18.5. Во избежание получения укороченного «окна» над райбером необходимо устанавливать УБТ с более высокой жесткостью, чем у элементов КНБК, предназначенной для дальнейшего использования, а также планируемой к спуску обсадной колонны.

8.2.19. Операцию можно считать завершенной, если после калибрования последний райбер без промывки и вращения свободно без посадок проходит через «окно».

8.2.19.1. В случае совмещения операций по установке клинового отклонителя с компоновкой для фрезерования обсадной колонны порядок их выполнения следующий.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.2.19.2. После ОЗЦ подбурить цементный мост с таким расчетом, чтобы клиновой отклонитель был установлен на 4–5 м выше нижней очередной муфты обсадной трубы.

8.2.19.3. Собрать КНБК в такой последовательности: клин-отклонитель, стартовый фрез, одна бурильная труба, устройство для ориентации.

8.2.19.4. Спустить КНБК на бурильных трубах до искусственного забоя, не допуская посадок и резких срывов. Скорость спуска не более 0,25 м/с.

8.2.19.5. Соединить рабочую трубу (квадрат) с бурильными трубами, не допуская поворота колонны бурильных труб.

8.2.19.6. Вызвать циркуляцию и провести промывку скважины не менее двух циклов.

8.2.19.7. Произвести ориентирование и установку отклонителя.

8.2.19.8. Заменить в стволе воду на буровой раствор вязкостью не менее 30 с, поддерживать расход 9–10 л/с (0,009–0,01 $м^3$/с), включить ротор. Скорость вращения ротора 1,0 $с^{-1}$ (60 об/мин).

8.2.19.9. Допустить стартовый фрез до «головы» отклонителя и произвести фрезерование колонны с нагрузкой 0,5–1,0 т. В таком режиме пройти 0,7–0,8 м.

8.2.19.10. Проработать интервал 4 раза, промыть забой до полного выхода металлической стружки. Поднять бурильный инструмент со стартовым фрезом.

8.2.19.11. Собрать компоновку: оконный фрез, райбер, переводник, одна бурильная труба, 100 м УБТ.

8.2.19.12. Спустить компоновку на бурильном инструменте, не доходя 2 м до «головы» отклонителя, вызвать циркуляцию, проработать интервал, в котором работал стартовый фрез 2 раза.

8.2.19.13. Промыть забой в течение часа. Поднять инструмент.

8.2.19.14. Собрать компоновку: оконная фреза, 2 райбера, переводник, 100 м УБТ, размеры согласно табл. 25.

Таблица 25

Диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Диаметр отклонителя, мм	114,3	139,7
Диаметр стартового фреза, мм	119,0	145,0
Диаметр оконного фреза, мм	120,6	146,0
Диаметр первого райбера, мм	120,6	146,0
Диаметр второго райбера, мм	121,0	146,0
Диаметр УБТ, мм	108	108
Диаметр бурильных труб, мм	73	73, 89
Диаметр долота, мм	120,6	139,7; 146
Диаметр забойного двигателя, мм	105, 108	105, 108, 127
Диаметр центратора, мм	118	138, 144

8.2.19.15. Спустить компоновку до «головы» отклонителя и проработать предыдущий интервал зарезки 3 раза.

8.2.19.16. Провести бурение до середины второго райбера. Проработать интервал до исчезновения посадок и затяжек.

8.2.19.17. Проверить неоднократно прохождение инструмента вверх и вниз в «окне» без вращения. Перемещение должно осуществляться без посадок и затяжек.

8.2.19.18. Промыть забой до прекращения выхода металлической стружки.

8.2.19.19. Качество очистки скважины от металлической стружки проверяется спуском магнитного фрезера. Диаметр магнитного фрезера должен соответствовать внутреннему диаметру эксплуатационной колонны и диаметру вырезанного «окна».

8.2.20. Спустить в скважину компоновку для роторного бурения с трехшарошечным долотом, соблюдая особую осторожность при подходе к вырезанному «окну». За 5–10 м до «окна» включить циркуляцию и с вращением ротора со скоростью подачи инструмента не более 0,1 м/с прошаблонировать «окно». В случае «подклинивания» долота извлечь инструмент из скважины и проработать «окно» райбером. В случае свободного прохождения долота в колонне углубить новый ствол скважины на 20–25 м. Промыть

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

скважину в течение 1,5 цикла циркуляции и извлечь инструмент из скважины.

8.3. Возможные неисправности при работе технических средств и способы их устранения

Неисправности, возможные при вырезании участков обсадной колонны, приведены в табл. 26.

Таблица 26

Наименование неисправности. Внешние проявления	Вероятная причина	Метод устранения
1	2	3
Посадки вырезающего устройства при спуске в скважину	Смятие колонны	Проработать колонну райбером и прошаблонировать
Полное или частичное отсутствие циркуляции бурового раствора	Негерметичность колонны. Поглощение раствора в интервале вырезания колонны	Ликвидировать негерметичность закачкой цементного раствора. Использовать буровой раствор с нужными параметрами
Повышение давления в нагнетательной линии в процессе вырезания	Забито отверстие насадки	Поднять вырезающее устройство, разобрать и прочистить отверстия
Понижение давления в нагнетательной линии в процессе вырезания обсадной колонны	Размыто отверстие насадки. Негерметичность бурильной колонны	Поднять вырезающее устройство и заменить насадку. Ликвидировать негерметичность заменой дефектных труб, замков и т.д.
Обсадная колонна не прорезается. Малое количество или отсутствие стружки металла в выносимом растворе	Негерметичность бурильной колонны. Неправильная сборка вырезающего устройства	Ликвидировать негерметичность. Проверить сборку вырезающего устройства

1	2	3
Инструмент «проваливается»	Резцы сработаны полностью, недостаточное количество прокачиваемой жидкости, размыто отверстие насадки	Поднять вырезающее устройство и заменить резцы
Резкое увеличение механической скорости без увеличения осевой нагрузки	Резцы устройства изношены по периферии и работают внутри колонны	Приподнять устройство, увеличить промывку и повторно резать тот же участок колонны. В случае неудачи поднять устройство, заменить резцы и повторно торцевать тот же участок
При выключении бурового насоса резцы устройства не утапливаются в пазы корпуса	Пружина не возвращает толкатель с поршнем в крайнее положение из-за задиров, грязи и т.п.	Промыть и смазать цилиндр, поршень, толкатель. Проверить состояние пружины

IX. ЗАБУРИВАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

9.1. В зависимости от технологии вырезания эксплуатационной колонны и проектного профиля выбирается тип КНБК.

9.2. До начала забуривания для обеспечения контроля процесса забуривания нового ствола по шламу буровой раствор меняется или тщательно очищается.

9.3. В случае фрезерования обсадной колонны на технической воде переход с воды на глинистый буровой раствор осуществляется через колонну бурильных труб с долотом, спущенных в скважину до забоя. Спуск УБТ или забойных двигателей для перехода на буровой раствор запрещается.

9.4. В зависимости от условий проводки скважины рекомендуется ввод в буровой раствор смазывающих добавок.

9.5. Выбрать и собрать ориентируемую КНБК с использованием винтового забойного двигателя. Технические характеристики винтовых забойных двигателей представлены в табл. 27, 28 и в [28, 30].

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Технические характеристики

Параметры	Шифр двигателя						
	Д-48	Д1-54	Д-75	Д-85	Д1-88	ДО1-88	ДГ-95
Диаметр корпуса, мм	48	54	76	88			95
Длина двигателя, мм	1850	2230	3820	3235	3230	2995	2640
Диаметр долот, мм	59–76	59–76	83–98,4	98,4–120,6			112,0–139,7
Длина шпинделя до места искривления, мм	—	—	1160	—	—	1455	530
Углы искривления между секциями, град	—	—	0,5–0,75	—	—	0–3	0–4
Длина активной части статора, мм	685	533	2000	770	1220	1080	1420
Кинематическое отношение рабочих органов	7/8	6/5	4/5	9/10	5/6		6/7
Расход рабочей жидкости, л/с	1,2–2,6	1–2,5	3–5	4–6	5–7		6–10
Частота вращения в режиме максимальной скорости, $с^{-1}$	4,1–6,7	3,0–7,5	2,6–4,4	3,0–4,0	3,5–5,0		2,0–3,3
Крутящий момент в режиме максимальной скорости, кН	0,08–0,1	0,7–0,11	0,5–0,7	0,4–0,6	0,8–0,9	0,5–0,7	0,6–0,9
Перепад давления в режиме максимальной скорости, МПа	4,0–5,0	4,5–50,5	6,0–10,0	6,0–9,0	8,0–9,0	6,0–8,0	4,5–6,0

Таблица 27

двигателей НПО «Буровая техника»

Шифр двигателя											
Д1-105	ДГ-105М	Д-106	ДО-106	ДР-106	ДГ-108	ДК-108.1	ДК-108.2	ДК-108.3	Д1-127	ДР-127	ДГ1-127
106					108				127		
3740	2355	4240	5245		2565	5000	3000		5800		4830
120,6–151,0					120,6–151,0				139,7—165,1		
1670	825	—	1450	1770	650	—	—	—	2135	2400	1280
0–3		—	0–3		0–4	—	—	—	0–2,5	0–3	0–2,5
1500	1000	2000			1400	2800	1400		2000		
5/6	6/7	7/8	9/10	6/7	7/8	14/15	7/8	4/5	9/10		
6–10		6–12	4–12	6–12	6–12	3–6	6–12	6–12	12–20		
2,6–3,8	2,4–4,0	1,2–2,4	0,5–1,5	1,9–3,7	1,3–2,5	0,3–0,7	1,3–2,5	2,0–4,0	1,8–3,0		
0,8–1,4	0,6–1,0	1,5–3,0	1,2–3,2	1,3–2,6	0,8–1,3	2,0–2,7	0,8–1,3	0,5–0,8	3,0–4,5		
5,0–8,0	4,0–7,0	5,0–10,0	3,0–8,0	6,0–12,0	3,5–5,5	5,5–7,5	3,5–5,5	3,0–5,0	6,0–12,0		

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 28

Техническая характеристика винтовых забойных двигателей Sperry Drill®

Наружный диаметр, мм	Диаметр скважины, мм	Производительность насосов, $м^3/с$ ($\times 10^{-3}$)	Скорость вращения долота, об/мин	Макс. крутящий момент, Нм	Перепад давления, МПа	Заходность винтовой пары	Длина с регулируемым корпусом, м
44,45	47,625–69,85	0,63–1,26	620–1240	0,03	3,96	1/2	3,75
44,45	47,625–69,85	0,63–1,26	310–620	0,03	1,96	1/2	3,75
60,325	73,025–88,9	1,26–3,15	550–1375	0,13	6,03	1/2	4,88
60,325	73,025–88,9	1,26–3,15	274–685	0,11	3,03	1/2	4,88
60,325	73,025–88,9	1,26–3,15	160–400	0,15	2,62	5/6	3,38
85,725	98,425–120,65	1,26–6,30	195–650	0,38	4,72	1/2	7,25
85,725	98,425–120,65	1,89–6,93	98–360	0,76	5,0	4/5	5,64
85,725	98,425–120,65	1,82–6,93	48–176	0,94	3,31	7/8	5,64
92,075	101,6–149,225	5,04–8,83	242–565	0,50	3,79	1/2	7,22
92,075	101,6–149,225	5,04–10,09	128–256	1,06	5,31	4/5	6,07
92,075	101,6–149,225	5,04–10,09	68–136	1,33	2,58	7/8	6,07
120,65	149,225–200,025	6,30–12,61	225–450	0,60	2,62	1/2	7,1
120,65	149,225–200,025	6,30–15,77	105–262	1,64	3,44	4/5	6,37
120,65	149,225–200,025	6,30–15,77	56–140	1,99	2,48	7/8	6,37

9.5.1. В состав КНБК установить телеметрическую систему с гироскопическим датчиком или устройство под спуск гироскопического инклинометра.

9.5.2. Интенсивность набора зенитного угла для ориентируемых КНБК на базе серийных винтовых двигателей-отклонителей при угле перекоса осей забойного двигателя 1,0 и 2,0° может составить соответственно 1,1–2,0 град/10 м и 4,7–6,5 град/10 м.

9.6. Расчет отклоняющих компоновок низа бурильной колонны для забуривания и бурения дополнительного ствола скважины может производиться в соответствии с расчетной схемой с использованием программного обеспечения для персональных компьютеров, например по программе «NNB» и др. [5, 18].

9.6.1. Под отклоняющей силой понимается поперечная составляющая силы, действующей на долото.

9.6.2. Величина отклоняющей силы зависит от размеров и жесткости двигателя, угла между осями искривленного переводника, диаметра скважины, осевой нагрузки.

9.6.3. Значение отклоняющей силы определяется с учетом указанных факторов при упругом взаимодействии плеч двигателя-отклонителя со стволом скважины в соответствии со схемой, которая приведена на рис. 4.

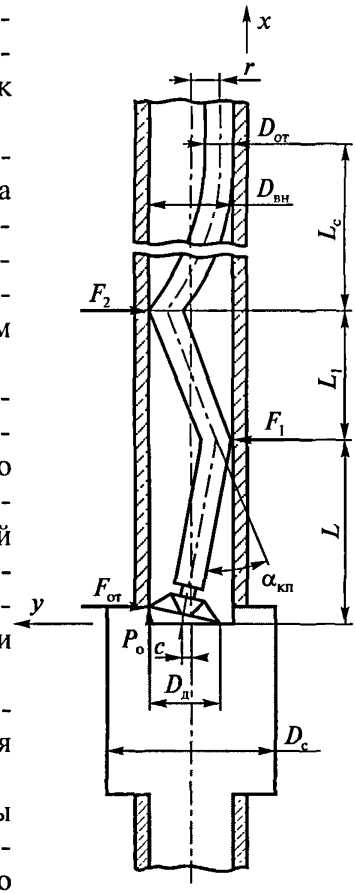

Рис. 4. Расчетная схема компоновки низа бурильной колонны с двигателем-отклонителем для забуривания дополнительного ствола скважины

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

В расчетной схеме принято:

в точке $x = 0$ — шарнирная опора;

в точке $x = L$ — точечная опора;

в точке $x = L + L_1$ и $x = L + L_1 + L_c$ — точки касания двигателя-отклонителя со стенкой скважины.

9.6.4. Дифференциальные уравнения перерезывающих сил, действующих в сечениях участков L, L_1, L_c отклонителя, имеют вид

$$EJy''' + P_o y' + F + xg\sin\gamma - xy'g\cos\gamma = 0 \qquad (25)$$

и записываются для каждого участка с соответствующим индексом.

9.6.5. Граничные и сопряженно-граничные условия представляются следующим образом:

в точке $x = 0$	$y = c, y'' = 0;$	
в точке $x = L$	$y = 0, y_1 = 0, y' = y_1' - \alpha_{кп}, y' = y_1'';$	(26)
в точке $x = L + L_1$	$y_1 = 2r, y_2 = 2r, y_1' = 0, y_1'' = y_2'';$	
в точке $x = L + L_1 + L_c$	$y_2 = 0, y_2' = 0, y_2'' = 0,$	

где $r = \dfrac{D_{вн} - D_{от}}{2}$ — радиальный зазор между осями корпуса двигателя-отклонителя и обсадной колонной, м;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$D_{от}$ — диаметр корпуса двигателя-отклонителя, м;

c — радиальное смещение оси долота от оси скважины, м;

D_c — диаметр скважины, м;

$D_д$ — диаметр долота, м;

$\alpha_{кп}$ — угол между осями искривленного переводника, рад;

γ — зенитный угол скважины, рад;

P_o — осевая нагрузка на долото, кН;

EJ — жесткость двигателя-отклонителя на изгиб, кНм^2;

g — вес единицы длины двигателя с учетом плотности бурового раствора, кН/м;

F — поперечная реакция на опоре, кН.

9.6.6. Радиус искривления ствола скважины при бурении отклонителем на базе гидравлического забойного двигателя с одним углом перекоса осей находится по формуле

$$R = \frac{l_1 + l_2}{2\sin(\gamma - \beta)}, \qquad (27)$$

где l_2 — длина верхнего плеча отклонителя, м;

γ — угол перекоса осей отклонителя, град;

β — угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, град,

$$\beta = \operatorname{arctg}\frac{D_д - d_т}{2l_1}, \qquad (28)$$

где $d_т$ — диаметр отклонителя, м.

9.6.7. Для отклонителя с дополнительным кривым переводником над забойным двигателем или других конструкций при расчете радиуса искривления рекомендуется пользоваться формулами, приведенными в [4–6].

9.7. Спустить ориентируемую КНБК на бурильных трубах до верхней отметки вырезанного участка обсадной колонны.

9.8. Сориентировать двигатель-отклонитель в проектном направлении с учетом значения расчетного угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя.

9.9. Приступить к забуриванию ствола в интервале, равном длине нижнего плеча отклонителя несколькими подачами долота при минимальной осевой нагрузке. Каждую последующую подачу начинать ниже отметки начала предыдущей подачи не более чем на 0,2–0,3 м.

9.10. Дальнейшее забуривание ствола осуществлять путем подачи долота с постепенным увеличением осевой нагрузки до оптимальной величины.

При выходе на 3–4 м ниже «окна» рекомендуется, не углубляясь и не меняя положения отклонителя, в течение 3–4 ч прорабатывать «желоб», затем нагрузку на долото постепенно увеличивать до проектной.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

9.11. По составу шлама, выносимого буровым раствором из скважины, определить момент полного выхода долота в породу. Успешность забуривания нового ствола определяется отсутствием в шламе цементной фракции. После чего пробурить ствол на 8–10 м.

9.12. Поднять бурильный инструмент из скважины и произвести замеры зенитного угла и азимута забуренного ствола инклинометром через каждые 1–2 м от забоя.

В случае неудачного проведения работ забуривание повторяют с установкой вновь в этом интервале цементного моста.

9.13. При спуске бурильной колонны на очередное долбление необходимо производить промежуточные промывки в колонне через 500 м, в открытом стволе — через 200 м.

9.14. Вызов циркуляции производить при малой производительности насосов, следя за давлением по манометру в насосном блоке.

9.15. В случае положительного забуривания нового ствола по проектному профилю (при зенитном угле более 12°) возможно дальнейший набор зенитного угла производить с помощью неориентируемых компоновок.

9.16. Для стабилизации зенитного угла возможно использование компоновки с винтовыми забойными двигателями с дополнительной установкой между шпиндельной и двигательной секциями центратора диаметром на 1–2 мм меньше, чем долото, в сочетании с одной УБТ над забойным двигателем.

9.17. В случае необходимости снижения угла наклона ствола применять компоновки без опорно-центрирующих элементов. При этом интенсивность снижения угла может достигать 0,6 град/10 м.

9.18. В целях прохождения геофизических приборов для проведения ГИС в верхнюю часть КНБК включаются 50 м АБТ-90×9 мм, минимальный внутренний диаметр которых равен 54 мм.

9.19. Для большей надежности прохождения приборов вместо АБТ-90×9мм в конкретных геолого-технических условиях можно использовать алюминиевые бурильные трубы беззамковой конс-

трукции (ГОСТ 23786–79) АБТ-108×8 мм, минимальный внутренний диаметр которых равен 56 мм.

9.20. В процессе углубления скважины вскрытые зоны водопроявлений и поглощений бурового раствора должны быть ликвидированы.

X. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ПОЛОЖЕНИЯ ОТКЛОНЯЮЩИХ КНБК

10.1. Для измерения фактической траектории обсаженного ствола скважины, параметров дополнительного ствола и ориентирования отклоняющей КНБК внутри обсадной колонны и в открытом стволе используются гироскопические инклинометры и инклинометрические телеметрические системы (ИГ-36, ИГ-50, ДНГ, «Гидрокурсор», «SRO», ЭТО-2М, МСТ-45, «Radius», ЗТС 108-017, табл. 29, 30, 31, 32, 33) [23, 28, 29].

Таблица 29

Технические характеристики гироскопических инклинометров ИГ-36, ИГ-50 и телеметрических систем ЭТО-2М и СТТЗП-108

№ п/п	Параметры	ИГ-50	ИГ-36	ЭТО-2М	СТТЗП-108
1	2	3	4	5	6
1	Диаметр зонда, мм	50	36	36	108
2	Длина зонда, мм с удлинителем, мм	2040	1950 3260	675	6390
3	Диапазон измерения зенитного угла, град	0–60	0–60	0–90	0–120
4	Диапазон изменения азимута, град	0–360	0–360	—	0–360
5	Диапазон изменения положения отклонителя, град	—	—	0–360	0–360
6	Точность измерения зенитного угла, град	±0,5	±0,5	±0,5	±1,0

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

7	Точность измерения азимута: в диапазоне изменения зенитного угла, град:				
	от 2 до 4	±5	±6	—	—
	от 4 до 25	±4	±5	—	—
	от 25 до 60	±8	±10	—	—
8	Минимальный зенитный угол для измерения азимута, град	2	2	—	—
9	Точность измерения положения отклонителя, град	—	—	±5	±6
10	Максимально допустимая температура при измерении, °С	60	70	90	100
11	Общий вес всего комплекта с принадлежностями в транспортном ящике, кг	70	61	150	230
12	Диаметр каротажного кабеля, мм	9	9	9–12	9–12
13	Курсовой уход гироскопа при динамических условиях составляет за 60 мин при зенитном угле 15±2°	Не более ±25		—	—

Таблица 30

Основные технические характеристики телесистемы «Гирокурсор» (НТ «Курс»)

Габариты внешнего корпуса, мм	Диаметр 45* Длина 2000
Диапазон измерений, град	Азимута 0–360° при угле наклона до 70° Зенитного угла 0–180° Положения отклонителя 0–360°
Погрешности измерения, град	Азимута ± 1,5° Зенитного наклона ±0,15° Положения отклонителя ± 1 °
Забойная температура, °С	85
Давление на забое, МПа	До 40*

* Возможна дополнительная комплектация корпусом диаметром 50 мм, при этом давление на забое — до 70 МПа.

Окончание табл. 30

Габариты наземного блока, мм	120×450×450
Линия связи	Одножильный геофизический кабель
Питание (на поверхности)	Сеть переменного тока 220 В
Потребляемая мощность, Вт	Не более 50

Таблица 31

Кабельная телеметрическая система «Пилот-БП26-01»

Кабельная телеметрическая система для управления бурением скважин по заданной траектории «Пилот-БП26-01» предназначена для работы со стандартным одножильным геофизическим кабелем КГ1×0,35-10-130 при длине не более 4000 м (или другим кабелем с аналогичными параметрами)
Рабочие условия для скважинной части: давление до 60 МПа; забойная температура (в зависимости от варианта исполнения) до 85 °С, 125 °С; атмосферное давление $100^{\pm 4}$ кПа ($750^{\pm 30}$ мм рт. ст.); напряжение питания (в зависимости от варианта поставки): а) автомобильная бортовая сеть 11–13,8 В при токе нагрузки до 7 А; б) промышленная однофазная сеть 50 Гц, $220^{\pm 20}$ В
Технические данные
Телесистема обеспечивает: измерение угловых параметров траектории скважин; измерение температуры; измерение уровня вибраций; определение угла установки отклонителя; расчет траектории скважины и выдачу прогнозов по траектории
Перечень измеряемых параметров и основные погрешности: магнитный азимут, град 0–360; зенитный угол, град 0–180; угол установки отклонителя, град 0–180; температура, °С 0–120
Погрешности измерения, не более: азимута, град 1,5; зенитного угла, град 0,15; угла установки отклонителя, град 1; температуры, °С 2

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 32

Технические характеристики телеметрической системы ЗТС

Наименование параметра	Диапазон измерений	Погрешность
Зенитный угол	0–130	±0,1
Азимут	0–360	±1,0
Отклонитель	0–360	±1,0
Возможность измерения угловых параметров в «статике» без циркуляции бурового раствора		
Возможность измерения кажущегося сопротивления горных пород (КС) Ом/м 0–200,0		
Возможность измерения технологических параметров: частота вращения забойного двигателя, об/мин частота вращения турбогенератора, об/мин температура на забое, °С		 0–500 0–3000 0–125
Максимальная рабочая температура, °С		125
Максимальное гидростатическое давление, МПа		50
Расход промывочной жидкости, л/с		12–20
Максимальные растягивающие и сжимающие нагрузки, кН		500
Максимальный вращающий момент, кН/м		20
Минимальный радиус кривизны скважины, м		50
Максимальная достигнутая глубина работы комплекса по вертикали, м		3400
Содержание песка в растворе, %		<3
Наработка на отказ, не менее, ч		100
Диаметр скважинной части телесистемы, мм		108
Длина телесистемы в сборе без диамагнитного удлинителя, м		3,0
Длина диамагнитного удлинителя, м		2×2
Масса телесистемы в сборе без диамагнитного удлинителя, кг		120
Присоединительные резьбы		Замковые
Материал корпусных деталей телесистемы — немагнитная сталь		

Таблица 33

Технические характеристики инклинометров и телеметрических систем (SPERRY SUN)

Параметры	Средства измерения			
	Многоточечный	Система ориентирования	MWD	Гироскоп SRO
Диаметр зонда, мм	44,5	44,5	88,9 и 120,7	44,5
Длина защитного кожуха, мм	1829–2743	1829–2743	6400–11000	2743
Максимально допустимая температура, °С	125	125	125	125
Предельное забойное давление, МПа	102	102	103,4	66,8
Источник питания	11 батарей	90–260 В, переменный ток	—	—
Объем памяти, точка измерения	1500	Запись на поверхности		
Диапазон измерения зенитного угла, град	0–180	0–180	0–180	0–180
Диапазон измерения азимута, град	0–360	0–360	0–360	0–360
Диапазон измерения положения отклонителя, град	—	0–360	0–360	0–360
Точность измерения зенитного угла, град	±0,1	±0,1	±0,2	±0,25
Точность измерения азимута, град	±1	±1	±1,5	±1,5
Рекомендуемое содержание песка, %	—	—	2	—
Минимальное время обновления данных, с:				
инклинометрии	—	—	9,3	—
гамма каротажа	—	—	11,3	—

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

10.2. В основном в средствах контроля и измерения параметров ствола скважины и положения отклоняющих КНБК используются гидравлический, кабельный и электромагнитный каналы связи.

Измеряются следующие параметры: зенитный угол, азимут, положение отклонителя и глубина спуска системы (при оснащении глубиномером).

10.3. В гироскопическом инклинометре отклонение от вертикали определяется измерительным потенциометром и совпадает с углом, образованным вертикальной и продольной осями зонда. Измеряемый азимут — это угол, образованный проекцией вертикальной оси зонда на горизонтальную плоскость и ранее выбранным направлением.

Сигналы отклонения азимута, поступающие из зонда посредством каротажного кабеля, передаются на пульт измерения. Измерительная часть системы образована компенсационными потенциометрами отклонителя и азимута с индикаторным микроамперметром.

Питающая часть системы оснащена разветвленным входом для питания прибора как постоянным, так и переменным током. Трансформаторные и выпрямительные контуры питающей системы служат для преодоления падений, вызванных сопротивлением каротажного кабеля. Конструкции приборов рассчитаны на подключение каротажных кабелей разных диаметров с числом жил не менее трех.

Для соблюдения правильных соотношений напряжения в приборе должно быть обеспечено определенное сопротивление проводов в используемом кабеле, что достигается за счет подсоединения вспомогательных сопротивлений. Для обеспечения более быстрого разбега гироскопа до рабочих оборотов (34 000–60 000 мин$^{-1}$) служит вспомогательный источник питания, установленный в зонде.

10.4. Инклинометрическая телеметрическая система позволяет проводить следующие операции:

ориентирование отклоняющей компоновки по заданному азимуту в стволе скважины путем измерения направления действия отклонителя относительно апсидальной плоскости;

определение угла закручивания бурильной колонны под действием реактивного вращающего момента забойного двигателя и его учет при бурении скважины с использованием отклоняющего инструмента;

проведение инклинометрических измерений непосредственно в процессе проводки скважины.

Комплект телеметрической системы типа СТТ (рис. 5) включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы, глубинное измерительное устройство, наземный пульт телеметрической системы, наземное измерительное устройство, присоединительный фильтр.

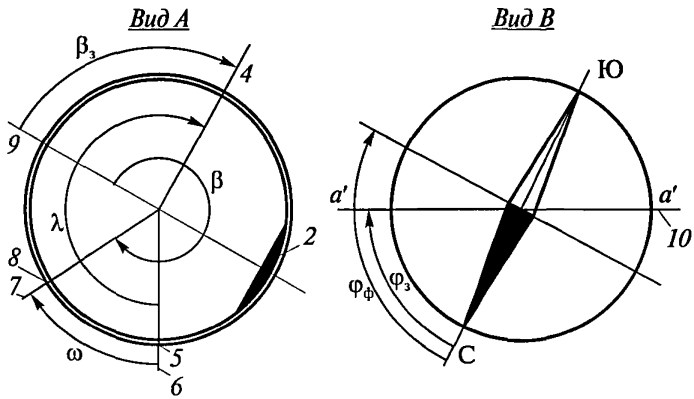

Рис. 5. Схема измерительной части телеметрической системы СТТ: *1, 3* — эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; *2* — груз рамы; *4* — заданное направление; *5* — метка отклонителя; *6, 7* — реперная ось соответственно отклонителя и глубинного измерительного устройства; *8* — метка «0» глубинного измерительного устройства; *9* — след апсидальной плоскости; $\varphi_з$ — проектный азимут скважины; ω — угол смещения, определяемый как угол между меткой «0» глубинного измерительного устройства и направлением изгиба отклонителя; λ — угол поворота бурильной колонны; β — угол установки отклонителя; $\beta_з$ — заданный угол установки отклонителя; $\varphi_ф$ — фактический азимут скважины

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Связь глубинной аппаратуры с наземной может осуществляться по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, снабженного контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля в составе бурильной колонны.

В глубинном контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла положения отклонителя и зенитного угла. Принцип действия датчика азимута основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающего трансформатора, работающего в режиме фазовращателя.

Работа датчика наклона основана на применении эксцентричного груза, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. Угол поворота посредством ротора трансформатора, связанного с грузом, преобразуется в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному механическому градусу поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6°.

Принцип действия датчика положения отклонителя основан на повороте рамки с эксцентричным грузом и укрепленными на ней датчиками азимута и наклона. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному механическому градусу соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1°.

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками, имеют различную фазу (от 0 до 360°) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок, который осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токопровод.

10.5. Типовая схема операций при ориентировании отклоняющих компоновок в вертикальных и наклонных стволах скважины следующая.

До сборки отклонителя с телеметрической системой на нижнем переводнике ее корпуса строго на верхней образующей наносится метка «0», соответствующая нулевому показателю датчика положения отклонителя. После сборки отклонителя метка с верхнего переводника отклонителя переносится на нижний переводник телеметрической системы. Измеряется угол ω от метки, показывающей направления изгиба отклонителя, до метки «0» телеметрической системы по направлению движения часовой стрелки, если смотреть сверху вниз (рис. 6).

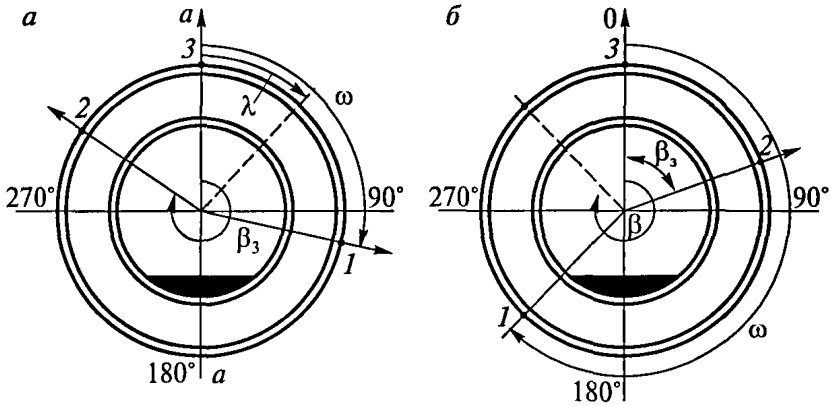

Рис. 6. Схема ориентирования отклонителя:
а — при $A > 360°$; *б* — при $A < 360°$; *1* — метка «0» глубинного измерительного устройства; *2* — заданное направление; *3* — метка отклонителя; *4* — апсидальная плоскость

10.6. При ориентировании отклонителя в стволе скважины с зенитным углом более 3° проводятся следующие измерения (см. рис. 6):

определяют сумму заданного угла установки отклонителя и угла смещения меток «Отклонитель» и «0», то есть $A = \beta_з + \omega$, где $\beta_з$ — заданный угол установки отклонителя; ω — угол смещения меток «Отклонитель» и «0»;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

поворотом бурильной колонны достигают показаний цифрового индикатора «Отклонитель», равных ранее вычисленному значению угла A (если угол $A > 360°$, то из него нужно вычесть 360°);

поворот бурильной колонны необходимо вести по направлению движения часовой стрелки;

после поворота бурильной колонны для снятия упругих деформаций колонны несколько раз приподнимают ее и опускают, контролируя по индикатору «Отклонитель» полученное значение (в случае его изменения поворотом колонны достигают нужных показателей).

10.7. Для ориентирования отклонителя в вертикальном стволе скважины необходимо (см. рис. 6):

определить сумму заданного азимута и измеренного угла смещения меток «Отклонитель» и «0», то есть $A = \beta_з + \omega$, где $\beta_з$ — заданный азимут искривления ствола скважины; ω— угол смещения меток «Отклонитель» и «0»;

установить тумблер ОА (азимут отклонителя) на наземном пульте в верхнее положение;

поворотом бурильной колонны добиться показаний индикатора «Отклонитель», равных полученному значению А (в процессе бурения поддерживать указанные показания индикатора «Отклонитель»);

после набора зенитного угла по метке отклонителя тумблер ОА выключить и дальнейшее ориентирование отклонителя производить для условий наклонной скважины.

10.8. Скважинная часть телеметрической системы ЗТС-108-017 имеет модульную конструкцию. Функциональные возможности телеметрической системы зависят от состава модулей.

Базовая комплектация скважинного прибора обеспечивает навигацию и непрерывную передачу информации на поверхность в процессе бурения в геологических средах без магнитных аномалий. Использование одновременно электромагнитного и гидравлического каналов связи обеспечивает более высокую помехозащищенность и скорость передачи информации.

XI. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

11.1. Гидравлическая программа строительства дополнительного ствола определяет ряд технико-технологических рекомендаций [9, 16, 22, 25, 26] по:

режиму промывки и составу бурового раствора;

снижению гидродинамического давления в скважине;

обеспечению выноса шлама, особенно с участков с зенитным углом более 55–65°, путем оптимизации режима промывки и реологических параметров бурового раствора;

предотвращению прихватов и обеспечению передачи рациональной осевой нагрузки на долото за счет улучшения смазывающих свойств бурового раствора, уменьшения толщины и липкости корки;

сохранению устойчивости стенок скважины путем регулирования кольматирующих, фильтрационных свойств бурового раствора и выбора оптимального диапазона его плотности.

11.2. Величина гидродинамического давления в скважине слагается из потерь в каждом элементе технологического процесса кругового движения бурового раствора и может быть выражена формулой

$$p = p_{бт} + p_{УБТ} + p_{д} + p_{зд} + p_{зп} + p_{нл} + p_{КНБК}, \qquad (29)$$

где $p_{бт}$ — потери давления в бурильных трубах и замковых соединениях, МПа;

$p_{УБТ}$ — потери давления в УБТ, МПа;

$p_{д}$ — потери давления в отверстиях долота, МПа;

$p_{зд}$ — потери давления в забойном двигателе, МПа (согласно техническим характеристикам на двигатель);

$p_{зп}$ — потери давления в затрубном пространстве, МПа;

$p_{нл}$ — потери давления в напорной линии, МПа;

$p_{КНБК}$ — потери давления в затрубном пространстве в зоне КНБК.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

11.3. Потери давления в циркуляционной системе скважины определяют по методике [16].

11.4. Для упрощения расчетов можно использовать следующие зависимости и табличные значения.

Потери давления в бурильных трубах и замковых соединениях определяются по формуле

$$p_{бт} = \alpha_{бт} \rho Q^2 L_{бт} g \cdot 10^4, \quad (30)$$

где $\alpha_{бт}$ — коэффициент, пропорциональный коэффициенту сопротивления (табл. 36);

ρ — плотность бурового раствора, т/м^3;

Q — подача насоса, л/с;

$L_{бт}$ — длина бурильных труб, м.

Потери давления в утяжеленных бурильных трубах определяются по формуле

$$p_{УБТ} = \alpha_{УБТ} \rho Q^2 L_{УБТ} g \cdot 10^4, \quad (31)$$

где $L_{УБТ}$ — длина УБТ, м.

Значения $\alpha_{УБТ}$ приведены в табл. 34.

Таблица 34

Значения коэффициента сопротивления в утяжеленных бурильных трубах

Диаметр УБТ, мм		Значение коэффициента $\alpha_{УБТ}$
наружный	внутренний	
95	32	$7{,}51 \cdot 10^{-4}$
108	38	$2{,}19 \cdot 10^{-3}$
146	75	$5{,}17 \cdot 10^{-3}$

Потери давления в насадках долота можно определить по формуле

$$p_д = \alpha_д Q^2 g \cdot 10^4. \quad (32)$$

Значения $\alpha_д$ приведены в табл. 35.

Таблица 35

Значения коэффициента сопротивления в отверстиях долота

Диаметр долота, мм	Значение коэффициента $\alpha_д$
120,6	$92{,}65 \cdot 10^{-3}$
139,7	$56{,}75 \cdot 10^{-3}$
161	$37{,}62 \cdot 10^{-3}$
190	$31{,}52 \cdot 10^{-3}$

Таблица 36

Значения коэффициента сопротивления в бурильных трубах и замках типа ЗН

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки	Значение коэффициента $\alpha_{бт}$ при подаче насоса, дм³/с				
		5	6–10	11–15	16–20	21–25
73	7	$11{,}44 \cdot 10^{-4}$	$11{,}35 \cdot 10^{-4}$	$11{,}33 \cdot 10^{-4}$	—	—
	9	$24{,}33 \cdot 10^{-4}$	$24{,}26 \cdot 10^{-4}$	$24{,}24 \cdot 10^{-4}$	—	—
	11	$52{,}02 \cdot 10^{-4}$	$51{,}93 \cdot 10^{-4}$	$51{,}90 \cdot 10^{-4}$	—	—
89	7	$5{,}02 \cdot 10^{-4}$	$4{,}92 \cdot 10^{-4}$	$4{,}90 \cdot 10^{-4}$	$4{,}83 \cdot 10^{-4}$	—
	8	$5{,}94 \cdot 10^{-4}$	$5{,}91 \cdot 10^{-4}$	$5{,}89 \cdot 10^{-4}$	$5{,}88 \cdot 10^{-4}$	—
	11	$6{,}35 \cdot 10^{-4}$	$6{,}31 \cdot 10^{-4}$	$6{,}29 \cdot 10^{-4}$	$6{,}28 \cdot 10^{-4}$	—
114	7	—	$2{,}53 \cdot 10^{-5}$	$2{,}49 \cdot 10^{-5}$	$2{,}47 \cdot 10^{-5}$	$2{,}42 \cdot 10^{-5}$
	8	—	$3{,}18 \cdot 10^{-5}$	$3{,}14 \cdot 10^{-5}$	$3{,}10 \cdot 10^{-5}$	$3{,}08 \cdot 10^{-5}$
	9	—	$4{,}02 \cdot 10^{-5}$	$3{,}98 \cdot 10^{-5}$	$3{,}93 \cdot 10^{-5}$	$3{,}91 \cdot 10^{-5}$
	10	—	$5{,}19 \cdot 10^{-5}$	$5{,}16 \cdot 10^{-5}$	$5{,}11 \cdot 10^{-5}$	$5{,}09 \cdot 10^{-5}$
	11	—	$6{,}70 \cdot 10^{-5}$	$6{,}68 \cdot 10^{-5}$	$6{,}63 \cdot 10^{-5}$	$6{,}61 \cdot 10^{-5}$

Потери давления в затрубном пространстве можно определить по формуле

$$p_{зп} = \rho Q^2 g \cdot 10^4 (\alpha_{1зп} L_{бт} + \alpha_{2зп} L_{уБТ} + \alpha_{2зп} L_{зл}), \qquad (33)$$

где $\alpha_{1зп}$ и $\alpha_{2зп}$ — коэффициенты сопротивления для определения потерь давления при течении бурового раствора в затрубном пространстве между стенками сква-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

жины и бурильными трубами (табл. 38) и между стенками скважины и утяжеленными бурильными трубами или забойным двигателем (табл. 39).

При оценке составляющей КНБК она рассматривается в целом как местное гидравлическое сопротивление, так как длина КНБК много меньше длины бурильного инструмента. Потери давления в кольцевом пространстве и на элементах КНБК определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{гд} = \frac{8\xi\rho Q^2}{\pi^2(D^2 - d^2)}, \qquad (34)$$

где D, d — номинальные диаметры элемента и гладкой части трубы или тела элемента, м;

ξ — коэффициент местного гидравлического сопротивления (табл. 37);

ρ — плотность бурового раствора, кг/м^3;

Q — расход бурового раствора, м^3/с.

Таблица 37

Коэффициенты местных гидравлических сопротивлений основных элементов КНБК

Элемент КНБК	ξ
Трехшарошечное долото	224–232
Калибратор типа К	91–98
Калибратор типа КС	196–212
Центратор ЦД	222–236
Центратор 6-лопастной	196–208

Потери давления в напорной линии

$$p_{нл} = \alpha_{нл}\,\rho\, Q^2 g \cdot 10^4, \qquad (35)$$

где $\alpha_{нл}$ — коэффициенты сопротивления для определения потерь давления элементов обвязки насоса:

$$\alpha_{нл} = \alpha_{ст} + \alpha_{бш} + \alpha_{в} + \alpha_{вт}. \qquad (36)$$

где $\alpha_{ст}$ — коэффициент сопротивления стояка диаметром 114 мм ($\alpha_{ст} = 0{,}00355$);

$\alpha_{бш}$ — коэффициент сопротивления бурового шланга ($\alpha_{ст} = 0{,}00293$);

$\alpha_{в}$ — коэффициент сопротивления вертлюга ($\alpha_{ст} = 0{,}009$);

$\alpha_{вт}$ — коэффициент сопротивления ведущей трубы.

$Re \geq 2 \cdot 10^4$ — в местном гидравлическом сопротивлении турбулентный режим течения.

Таблица 38

Значения коэффициента сопротивления в затрубном пространстве между стенками скважины и бурильными трубами

Диаметр долота, мм	Диаметр бурильных труб, мм	Значение коэффициента $\alpha_{1зп}$ при подаче насоса, дм³/с				
		5	6–10	11–15	16–20	21–25
120,6	73	$12{,}3 \cdot 10^{-5}$	$8{,}05 \cdot 10^{-5}$	$6{,}85 \cdot 10^{-5}$	—	—
139,7	89	$10{,}4 \cdot 10^{-5}$	$4{,}51 \cdot 10^{-5}$	$3{,}53 \cdot 10^{-5}$	$3{,}25 \cdot 10^{-5}$	—
161	89	$7{,}0 \cdot 10^{-5}$	$2{,}58 \cdot 10^{-5}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$	$1{,}08 \cdot 10^{-5}$	—
190	114	—	$2{,}07 \cdot 10^{-5}$	$1{,}06 \cdot 10^{-5}$	$0{,}66 \cdot 10^{-5}$	$0{,}62 \cdot 10^{-5}$

Таблица 39

Значения коэффициента сопротивления в затрубном пространстве между стенками скважины и утяжеленными бурильными трубами, забойным двигателем

Диаметр долота, мм	Диаметр утяжеленных бурильных труб или забойного двигателя, мм	Значение коэффициента $\alpha_{2зп}$ при подаче насоса, дм³/с				
		5	6–10	11–15	16–20	21–25
120,6	95	$46{,}8 \cdot 10^{-5}$	$42{,}41 \cdot 10^{-5}$	$38{,}32 \cdot 10^{-5}$	—	—
139,7	108	$18{,}83 \cdot 10^{-5}$	$12{,}82 \cdot 10^{-5}$	$11{,}4 \cdot 10^{-5}$	$10{,}61 \cdot 10^{-5}$	—
161	108	$9{,}63 \cdot 10^{-5}$	$3{,}71 \cdot 10^{-5}$	$2{,}34 \cdot 10^{-5}$	$2{,}21 \cdot 10^{-5}$	—
190	146	—	$5{,}82 \cdot 10^{-5}$	$2{,}77 \cdot 10^{-5}$	$2{,}52 \cdot 10^{-5}$	$2{,}37 \cdot 10^{-5}$

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

11.5. Для выполнения практических расчетов при строительстве дополнительного ствола можно пользоваться результатами составленных таблиц с величинами потерь давления в отдельных элементах циркуляционной системы при прокачивании технической воды и бурового раствора плотностью 1140 кг/м³ (табл. 40–59).

11.6. Вырезание «окна» в колонне может производиться на технической воде с обработкой 0,2 % кальцинированной соды для удаления и нейтрализации цемента. Применение воды обеспечивает необходимое охлаждение инструмента при работе по металлу. При фрезеровании колонны для сбора металла и цемента, вынос которых затруднен, применяется металлошламоуловитель. После углубления ствола на 20–25 м может добавляться 0,3 % КМЦ (в виде водного раствора) и скважина промывается до полной очистки ствола от породы, обломков цемента и металлической стружки.

11.7. Забуривание ствола и набор кривизны следует проводить на буровом растворе.

11.8. При бурении участков ствола с зенитным углом до 55° технологические параметры бурового раствора регламентируются режимом работы забойного двигателя. Основные требования на этих участках — предупреждение гидроразрыва пород и кольматация стенок скважины для предотвращения фильтрации бурового раствора.

11.9. При бурении участков ствола с большим зенитным углом особое внимание уделяется регулированию напряжения сдвига бурового раствора. Для скважины с диаметром до 139,7 мм эта величина может составлять 7–10 дПа, для 190 и 215,9 мм — 35–40 дПа. Для повышения эффективности бурения раствор рекомендуется обрабатывать смазочной добавкой для снижения липкости глинистой корки менее 0,1 и кольматирующей добавкой (например, Ken-Seal, лигнин) для предотвращения фильтрации раствора в пористые породы.

11.10. Особое внимание рекомендуется обращать на вязкость бурового раствора и поддерживать ее в пределах 12–14 МПа·с.

11.11. При недостаточном выносе выбуренной породы (что может быть обусловлено началом шламонакопления в стволе скважины) необходимо изменить режим промывки. Изменения вязкости «пачки» бурового раствора и увеличения скорости его движения позволяют обеспечить турбулизацию потока и увеличить его размывающую способность. Объем и скорость подачи воды в ствол скважины определяются в каждом конкретном случае с учетом обеспечения необходимого противодавления на пласт.

11.12. Особенность проходки горизонтального участка обусловлена возможной потерей устойчивости верхней стенки скважины и шламоилообразованием в нижнем сечении ствола. Для обеспечения устойчивости горных пород плотность раствора регламентируется в диапазоне максимальных значений и определяется с учетом режима промывки и фактических градиентов гидроразрыва пород.

11.13. Предотвращение шламообразования и обеспечение очистки ствола от выбуренной породы достигается за счет регулирования скорости потока, реологии и плотности бурового раствора. При этом соотношение «динамического напряжения сдвига и пластической вязкости» должно быть более 150 обр. сек. (наиболее оптимальное соотношение — 400 обр. сек.). В качестве профилактики шламонакопления следует использовать вращение бурильной колонны и промывку при СПО.

При низких пластовых давлениях возможно использование полимерэмульсионного бурового раствора на основе лигносульфонатов.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 40

Потери давления в кольцевом пространстве за трубами типа ПН 88,9 мм длиной 1000 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	2,45	2,92	3,55	4,26	1,33	1,46	1,64	1,83	2,06	2,31	2,63	2,94	3,41
4	4,06	4,83	5,87	7,04	2,21	2,42	2,72	3,02	3,41	3,83	4,35	4,86	5,64
5	5,99	7,14	8,68	10,41	3,26	3,58	4,01	4,47	5,04	5,65	6,43	7,18	8,33
6	8,25	9,82	11,94	14,32	4,49	4,93	5,52	6,15	6,94	7,78	8,85	9,88	11,46
7	10,80	12,87	15,64	18,75	5,88	6,45	7,23	8,05	9,09	10,19	11,58	12,94	15,01
8	13,64	16,25	19,76	23,69	7,43	8,15	9,14	10,17	11,48	12,87	14,63	16,35	18,97
9	16,76	19,97	24,28	29,11	9,13	10,01	11,22	12,50	14,11	15,81	17,98	20,09	23,31
10	20,16	24,02	29,20	35,00	10,98	12,04	13,50	15,03	16,96	19,02	21,63	24,15	28,03
11	23,82	28,38	34,50	41,35	12,97	14,23	15,95	17,76	20,04	22,47	25,55	28,54	33,11
12	27,74	33,05	40,18	48,15	15,10	16,57	18,57	20,68	23,34	26,16	29,75	33,23	38,56
13	31,91	38,01	46,22	55,40	17,37	19,06	21,36	23,79	26,85	30,10	34,23	38,23	44,36
14	36,32	43,28	52,62	63,07	19,78	21,70	24,32	27,08	30,56	34,26	38,97	43,52	50,50
15	40,99	48,83	59,37	71,16	22,32	24,48	27,44	30,56	34,49	38,66	43,97	49,11	56,98

Таблица 41

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 88,9 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,02	0,03	0,04	0,04	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
4	0,04	0,05	0,06	0,07	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06
5	0,06	0,07	0,09	0,10	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08
6	0,08	0,10	0,12	0,14	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11
7	0,11	0,13	0,16	0,19	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15
8	0,14	0,16	0,20	0,24	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,19
9	0,17	0,20	0,24	0,29	0,09	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,23
10	0,20	0,24	0,29	0,35	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,24	0,28
11	0,24	0,28	0,35	0,41	0,13	0,14	0,16	0,18	0,20	0,22	0,26	0,28	0,33
12	0,28	0,33	0,40	0,48	0,15	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,30	0,33	0,39
13	0,32	0,38	0,46	0,55	0,17	0,19	0,21	0,24	0,27	0,30	0,34	0,38	0,44
14	0,36	0,43	0,53	0,63	0,20	0,22	0,24	0,27	0,31	0,34	0,39	0,44	0,50
15	0,41	0,49	0,59	0,71	0,22	0,24	0,27	0,31	0,34	0,39	0,44	0,49	0,57

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 42

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 101,6 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,04	0,05	0,07	0,08	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
4	0,07	0,09	0,11	0,14	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11
5	0,11	0,13	0,17	0,21	0,05	0,06	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,13	0,16
6	0,15	0,18	0,23	0,29	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,22
7	0,19	0,23	0,30	0,37	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,24	0,28
8	0,24	0,30	0,38	0,47	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,22	0,26	0,30	0,36
9	0,30	0,36	0,46	0,58	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,28	0,32	0,37	0,44
10	0,35	0,44	0,56	0,70	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,33	0,39	0,44	0,53
11	0,42	0,52	0,66	0,83	0,20	0,23	0,26	0,30	0,34	0,39	0,46	0,52	0,63
12	0,49	0,60	0,77	0,96	0,24	0,27	0,30	0,34	0,40	0,45	0,53	0,61	0,73
13	0,56	0,69	0,88	1,11	0,27	0,30	0,35	0,40	0,46	0,52	0,61	0,70	0,84
14	0,64	0,79	1,00	1,26	0,31	0,35	0,40	0,45	0,52	0,60	0,70	0,80	0,95
15	0,72	0,89	1,13	1,42	0,35	0,39	0,45	0,51	0,59	0,67	0,79	0,90	1,08

Таблица 43

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 108 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,06	0,08	0,10	0,13	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,10
4	0,10	0,13	0,17	0,22	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16
5	0,15	0,19	0,25	0,32	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,19	0,24
6	0,21	0,26	0,34	0,45	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,19	0,23	0,26	0,32
7	0,27	0,34	0,45	0,58	0,12	0,14	0,16	0,18	0,21	0,25	0,30	0,35	0,42
8	0,34	0,43	0,57	0,74	0,15	0,17	0,20	0,23	0,27	0,31	0,37	0,44	0,54
9	0,42	0,53	0,70	0,91	0,19	0,21	0,25	0,28	0,33	0,39	0,46	0,54	0,66
10	0,50	0,64	0,84	1,09	0,23	0,26	0,30	0,34	0,40	0,47	0,55	0,64	0,79
11	0,59	0,76	0,99	1,29	0,27	0,30	0,35	0,40	0,47	0,55	0,65	0,76	0,94
12	0,69	0,88	1,16	1,50	0,31	0,35	0,41	0,47	0,55	0,64	0,76	0,89	1,09
13	0,80	1,01	1,33	1,73	0,36	0,40	0,47	0,54	0,63	0,74	0,88	1,02	1,26
14	0,91	1,15	1,51	1,96	0,41	0,46	0,53	0,61	0,72	0,84	1,00	1,16	1,43
15	1,02	1,30	1,71	2,22	0,46	0,52	0,60	0,69	0,81	0,95	1,13	1,31	1,61

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 44

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 120,6 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,15	0,21	0,30	0,44	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,13	0,17	0,21	0,28
4	0,25	0,34	0,50	0,73	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18	0,22	0,28	0,34	0,46
5	0,36	0,50	0,74	1,08	0,13	0,15	0,18	0,22	0,27	0,33	0,41	0,51	0,68
6	0,50	0,69	1,01	1,48	0,18	0,21	0,25	0,30	0,37	0,45	0,57	0,70	0,93
7	0,65	0,91	1,33	1,94	0,23	0,27	0,33	0,39	0,48	0,59	0,74	0,91	1,22
8	0,83	1,14	1,68	2,46	0,30	0,34	0,41	0,49	0,61	0,74	0,94	1,16	1,55
9	1,01	1,41	2,06	3,02	0,36	0,42	0,51	0,61	0,75	0,91	1,15	1,42	1,90
10	1,22	1,69	2,48	3,63	0,44	0,51	0,61	0,73	0,90	1,10	1,39	1,71	2,28
11	1,44	2,00	2,93	4,29	0,52	0,60	0,72	0,83	1,06	1,30	1,64	2,02	2,70
12	1,68	2,32	3,41	4,99	0,60	0,70	0,84	1,01	1,24	1,51	1,91	2,35	3,14
13	1,93	2,67	3,93	5,74	0,69	0,80	0,97	1,16	1,42	1,74	2,20	2,70	3,61
14	2,20	3,04	4,47	6,54	0,79	0,91	1,10	1,32	1,62	1,98	2,50	3,08	4,12
15	2,48	3,44	5,04	7,38	0,89	1,03	1,24	1,49	1,83	2,23	2,82	3,47	4,64

Таблица 45

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ диаметром 90 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,03	0,03	0,04	0,04	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04
4	0,04	0,05	0,06	0,07	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
5	0,06	0,07	0,09	0,11	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
6	0,09	0,10	0,13	0,15	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12
7	0,11	0,13	0,16	0,20	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,14	0,16
8	0,14	0,17	0,21	0,25	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20
9	0,18	0,21	0,26	0,31	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,20	0,24
10	0,21	0,25	0,31	0,37	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,23	0,25	0,29
11	0,25	0,30	0,36	0,44	0,13	0,15	0,17	0,18	0,21	0,23	0,27	0,30	0,35
12	0,29	0,35	0,42	0,51	0,16	0,17	0,19	0,22	0,24	0,27	0,31	0,35	0,40
13	0,33	0,40	0,49	0,58	0,18	0,20	0,22	0,25	0,28	0,31	0,36	0,40	0,47
14	0,38	0,45	0,55	0,66	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,36	0,41	0,46	0,53
15	0,43	0,51	0,62	0,75	0,20	0,25	0,29	0,32	0,36	0,40	0,46	0,51	0,60

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 46

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ диаметром 103 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,05	0,06	0,07	0,09	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07
4	0,08	0,10	0,12	0,15	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,10	0,12
5	0,11	0,14	0,18	0,23	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,12	0,14	0,17
6	0,16	0,19	0,25	0,31	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24
7	0,20	0,25	0,32	0,41	0,10	0,11	0,13	0,14	0,17	0,19	0,22	0,26	0,31
8	0,26	0,32	0,41	0,52	0,12	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,28	0,32	0,39
9	0,32	0,39	0,50	0,64	0,15	0,17	0,19	0,22	0,26	0,30	0,35	0,40	0,48
10	0,38	0,47	0,61	0,77	0,18	0,20	0,23	0,27	0,31	0,35	0,42	0,48	0,58
11	0,45	0,56	0,72	0,90	0,22	0,24	0,28	0,31	0,36	0,42	0,49	0,56	0,68
12	0,52	0,65	0,83	1,05	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,49	0,57	0,66	0,79
13	0,60	0,75	0,96	1,21	0,29	0,32	0,37	0,42	0,49	0,56	0,66	0,76	0,91
14	0,69	0,85	1,09	1,38	0,33	0,37	0,42	0,48	0,56	0,64	0,75	0,86	1,04
15	0,78	0,96	1,23	1,56	0,37	0,42	0,48	0,54	0,63	0,72	0,85	0,97	1,17

Таблица 47

Потери давления внутри труб типа ПН длиной 1000 м при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр бурильных труб, мм		Тип замка	
	88,9		ЗП-121-68	ЗП-127-65
	Толщина стенки, мм		Внутренний диаметр, мм	
	9,4	11,4	68	65
3	89,25	117,98	33,5	38,0
4	147,65	195,19	59,6	67,6
5	218,19	288,43	93,1	105,6
6	300,19	396,83	134,0	152,0
7	393,15	519,71	182,4	206,9
8	496,65	656,52	238,3	270,3
9	610,33	806,8	301,6	342,0
10	733,9	970,16	372,3	422,3
11	867,11	1146,25	450,5	510,9
12	1009,73	1334,78	536,1	608,1
13	1161,55	1535,48	629,2	713,6
14	1322,4	1748,1	729,7	827,7
15	1492,1	1972,43	839,7	650,1

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 48

Потери давления внутри УБТ длиной 10 м при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр УБТ, мм					
	88,9		101,6	104,8	108	120,6
	Внутренний диаметр, мм					
	38,1	45	54	50,8	56	57,1
3	16,16	7,33	3,08	4,12	2,59	2,36
4	26,73	12,12	5,10	6,82	4,29	3,91
5	39,50	17,92	7,54	10,07	6,34	5,78
6	54,35	24,65	10,37	13,86	8,72	7,95
7	71,17	32,28	13,58	18,15	11,42	10,42
8	89,91	40,78	17,15	22,93	14,43	13,16
9	110,49	50,40	21,08	28,18	17,73	16,17
10	132,86	60,26	25,35	33,88	21,33	19,44
11	156,98	71,20	29,95	40,03	25,20	22,97
12	182,80	82,91	34,87	46,61	29,34	26,75
13	210,28	95,38	40,12	53,62	33,75	30,77
14	239,40	108,58	45,67	61,05	38,43	35,03
15	270,13	122,52	51,53	68,88	43,36	39,53

Таблица 49

Потери давления внутри алюминиевых бурильных труб длиной 10 м при течении воды, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр ЛБТ, мм		
	90	103	108
	Внутренний диаметр, мм		
	72	85	90
3	0,79	0,36	0,27
4	1,30	0,59	0,45
5	1,92	0,87	0,67
6	2,64	1,20	0,92
7	3,46	1,57	1,20
8	4,37	1,99	1,52
9	5,38	2,44	1,86
10	6,46	2,94	2,24
11	7,64	3,47	2,65
12	8,89	4,04	3,08
13	10,23	4,65	3,54
14	11,65	5,29	4,04
15	13,14	5,97	4,55

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 50

Потери давления в кольцевом пространстве за трубами типа ПН диаметром 88,9 мм длиной 1000 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	5,3	6,3	7,7	9,2	2,9	3,2	3,6	4,0	4,5	5,0	5,7	6,4	7,4
4	8,8	10,5	12,8	15,3	4,8	5,3	5,9	6,6	7,4	8,3	9,5	10,6	12,2
5	13,0	15,5	18,9	22,6	7,1	7,8	8,7	9,7	11,0	12,3	14,0	15,6	18,1
6	17,9	21,3	25,9	31,1	9,8	10,7	12,0	13,4	15,1	16,9	19,2	21,5	24,9
7	23,5	27,9	34,0	40,7	12,8	14,0	15,7	17,5	19,7	22,1	25,2	28,1	32,6
8	29,6	35,3	42,9	51,4	16,1	17,7	19,8	22,1	24,9	27,9	31,8	35,5	41,2
9	36,4	43,4	52,7	63,2	19,8	21,7	24,4	27,1	30,6	34,3	39,1	43,6	50,6
10	43,8	52,2	63,4	76,0	23,8	26,1	29,3	32,6	36,8	41,3	47,0	52,4	60,9
11	51,7	61,6	74,9	89,8	28,2	30,9	34,6	38,6	43,5	48,8	55,5	62,0	71,9
12	60,2	71,8	87,2	104,6	32,8	36,0	40,3	44,9	50,7	56,8	64,6	72,2	83,7
13	69,3	82,5	100,4	120,3	38,1	41,4	46,4	51,7	58,3	65,3	74,3	83,0	96,3
14	78,9	94,0	114,2	136,9	42,9	47,1	52,8	58,8	66,4	74,4	84,6	94,5	109,7
15	89,0	106,0	128,9	154,5	48,5	53,2	59,6	66,4	74,9	83,9	95,5	106,6	123,7

Таблица 51

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 88,9 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,05	0,06	0,08	0,09	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
4	0,09	0,10	0,13	0,15	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,11	0,12
5	0,13	0,16	0,19	0,23	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18
6	0,18	0,21	0,26	0,31	0,10	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,21	0,25
7	0,23	0,28	0,34	0,41	0,13	0,14	0,16	0,17	0,20	0,22	0,25	0,28	0,33
8	0,30	0,35	0,43	0,51	0,16	0,18	0,20	0,22	0,25	0,28	0,32	0,35	0,41
9	0,36	0,43	0,53	0,63	0,20	0,22	0,24	0,27	0,31	0,34	0,39	0,44	0,51
10	0,44	0,52	0,63	0,76	0,24	0,26	0,29	0,33	0,37	0,41	0,47	0,52	0,61
11	0,52	0,62	0,75	0,90	0,28	0,31	0,35	0,39	0,44	0,49	0,55	0,62	0,72
12	0,60	0,72	0,87	1,05	0,33	0,36	0,40	0,45	0,51	0,57	0,65	0,72	0,84
13	0,69	0,83	1,00	1,20	0,38	0,41	0,46	0,52	0,58	0,65	0,74	0,93	0,96
14	0,79	0,94	1,14	1,37	0,43	0,47	0,53	0,59	0,66	0,74	0,85	0,95	1,10
15	0,89	1,06	1,29	1,55	0,48	0,53	0,60	0,66	0,75	0,84	0,95	1,07	1,24

© Оформление: НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 52

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 101,6 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,09	0,12	0,15	0,18	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,03	0,10	0,12	0,14
4	0,15	0,19	0,24	0,31	0,08	0,08	0,10	0,11	0,13	0,14	0,17	0,19	0,23
5	0,23	0,28	0,36	0,45	0,11	0,12	0,14	0,16	0,19	0,21	0,25	0,29	0,34
6	0,32	0,39	0,50	0,62	0,15	0,17	0,20	0,22	0,26	0,29	0,34	0,39	0,47
7	0,41	0,51	0,65	0,81	0,20	0,22	0,26	0,29	0,34	0,38	0,45	0,51	0,62
8	0,52	0,64	0,82	1,03	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,49	0,57	0,65	0,78
9	0,64	0,79	1,01	1,26	0,31	0,35	0,40	0,45	0,52	0,60	0,70	0,80	0,96
10	0,77	0,95	1,21	1,52	0,38	0,42	0,48	0,54	0,63	0,72	0,84	0,96	1,15
11	0,91	1,13	1,43	1,79	0,44	0,49	0,56	0,64	0,74	0,85	0,99	1,13	1,36
12	1,06	1,31	1,67	2,09	0,52	0,58	0,66	0,75	0,86	0,99	1,15	1,32	1,58
13	1,22	1,51	1,92	2,40	0,59	0,66	0,76	0,86	0,99	1,14	1,33	1,52	1,82
14	1,39	1,72	2,18	2,73	0,68	0,75	0,86	0,98	1,13	1,29	1,51	1,73	2,07
15	1,57	1,94	2,46	3,08	0,76	0,85	0,97	1,10	1,27	1,46	1,70	1,95	2,34

Таблица 53

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 108 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,13	0,17	0,22	0,29	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,12	0,15	0,17	0,21
4	0,22	0,28	0,37	0,48	0,10	0,11	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,28	0,35
5	0,32	0,41	0,54	0,70	0,15	0,17	0,19	0,22	0,26	0,30	0,36	0,42	0,51
6	0,45	0,57	0,75	0,97	0,20	0,23	0,26	0,30	0,35	0,41	0,49	0,57	0,70
7	0,59	0,74	0,98	1,27	0,26	0,30	0,34	0,40	0,46	0,54	0,64	0,75	0,92
8	0,74	0,94	1,23	1,60	0,33	0,38	0,44	0,50	0,59	0,68	0,81	0,95	1,17
9	0,91	1,15	1,52	1,97	0,41	0,46	0,53	0,62	0,72	0,84	1,00	1,16	1,43
10	1,09	1,39	1,82	2,37	0,49	0,56	0,64	0,74	0,87	1,01	1,20	1,40	1,72
11	1,29	1,64	2,16	2,80	0,58	0,66	0,76	0,87	1,02	1,19	1,42	1,65	2,03
12	1,50	1,91	2,51	3,26	0,68	0,76	0,88	1,02	1,19	1,39	1,65	1,92	2,37
13	1,73	2,20	2,89	3,75	0,78	0,88	1,02	1,17	1,37	1,60	1,90	2,21	2,73
14	1,97	2,50	3,29	4,26	0,89	1,00	1,16	1,33	1,56	1,82	2,17	2,52	3,10
15	2,22	2,82	3,71	4,81	1,00	1,13	1,31	1,50	1,76	2,05	2,44	2,84	3,50

© Оформление: НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 54

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ диаметром 120,6 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,32	0,45	0,66	0,96	0,12	0,13	0,16	0,19	0,24	0,29	0,37	0,45	0,60
4	0,53	0,74	1,08	1,59	0,19	0,22	0,27	0,32	0,39	0,48	0,61	0,75	1,00
5	0,79	1,09	1,60	2,34	0,28	0,33	0,39	0,47	0,58	0,71	0,90	1,10	1,47
6	1,08	1,50	2,20	3,22	0,39	0,45	0,54	0,65	0,80	0,98	1,23	1,52	2,03
7	1,42	1,97	2,89	4,22	0,51	0,59	0,71	0,85	1,04	1,28	1,61	1,99	2,66
8	1,79	2,48	3,65	5,33	0,64	0,75	0,90	1,07	1,32	1,61	2,04	2,51	3,36
9	2,20	3,05	4,48	6,55	0,79	0,92	1,10	1,32	1,62	1,98	2,51	3,08	4,12
10	2,65	3,67	5,39	7,88	0,95	1,10	1,33	1,59	1,95	2,38	3,01	3,71	4,96
11	3,13	4,33	6,36	9,31	1,12	1,30	1,57	1,87	2,30	2,82	3,56	4,38	5,86
12	3,64	5,05	7,41	10,84	1,31	1,52	1,82	2,18	2,68	3,28	4,14	5,10	6,82
13	4,19	5,81	8,53	12,47	1,50	1,74	2,10	2,51	3,09	3,77	4,77	5,87	7,85
14	4,77	6,61	9,71	14,20	1,71	1,99	2,39	2,86	3,51	4,30	5,43	6,68	8,94
15	5,39	7,46	10,95	16,02	1,93	2,24	2,70	3,23	3,97	4,85	6,12	7,54	10,08

Таблица 55

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ диаметром 90 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,06	0,07	0,08	0,10	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08
4	0,09	0,11	0,13	0,16	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13
5	0,14	0,16	0,20	0,24	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,19
6	0,19	0,22	0,27	0,33	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,22	0,26
7	0,24	0,29	0,36	0,43	0,13	0,15	0,16	0,18	0,21	0,23	0,26	0,29	0,34
8	0,31	0,37	0,45	0,54	0,17	0,18	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,43
9	0,38	0,45	0,55	0,67	0,21	0,23	0,25	0,28	0,32	0,36	0,41	0,46	0,53
10	0,46	0,55	0,67	0,80	0,25	0,27	0,30	0,34	0,38	0,43	0,49	0,55	0,64
11	0,54	0,65	0,79	0,95	0,29	0,32	0,36	0,40	0,45	0,51	0,58	0,65	0,75
12	0,63	0,75	0,92	1,10	0,34	0,37	0,42	0,47	0,53	0,59	0,68	0,76	0,88
13	0,72	0,86	1,05	1,27	0,39	0,43	0,48	0,54	0,61	0,68	0,78	0,87	1,01
14	0,82	0,98	1,20	1,44	0,44	0,49	0,55	0,61	0,69	0,78	0,88	0,99	1,15
15	0,93	1,11	1,35	1,63	0,50	0,55	0,62	0,69	0,78	0,88	1,00	1,12	1,30

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 56

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ диаметром 103 мм длиной 10 м в обсадной колонне при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр обсадной трубы, мм												
	168,3				177,8								
	Толщина стенки, мм												
	7,3	8,9	10,6	12,1	5,9	6,9	8,1	9,2	10,4	11,5	12,7	13,7	15,0
3	0,10	0,13	0,16	0,20	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,15
4	0,17	0,21	0,26	0,33	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,16	0,18	0,21	0,25
5	0,25	0,31	0,39	0,49	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,23	0,27	0,31	0,37
6	0,34	0,42	0,54	0,68	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,32	0,37	0,42	0,51
7	0,44	0,55	0,71	0,89	0,21	0,24	0,27	0,31	0,36	0,41	0,48	0,56	0,67
8	0,56	0,70	0,89	1,12	0,27	0,30	0,34	0,39	0,45	0,52	0,61	0,70	0,85
9	0,69	0,86	1,09	1,38	0,33	0,37	0,42	0,48	0,56	0,64	0,75	0,86	1,04
10	0,83	1,03	1,32	1,66	0,40	0,44	0,51	0,58	0,67	0,77	0,90	1,04	1,25
11	0,98	1,22	1,56	1,96	0,47	0,52	0,60	0,68	0,79	0,91	1,07	1,22	1,48
12	1,14	1,42	1,81	2,29	0,55	0,61	0,70	0,80	0,92	1,06	1,24	1,43	1,72
13	1,31	1,63	2,08	2,63	0,63	0,70	0,80	0,92	1,06	1,22	1,43	1,63	1,98
14	1,49	1,85	2,37	2,99	0,72	0,80	0,92	1,04	1,21	1,39	1,63	1,87	2,25
15	1,68	2,09	2,68	3,38	0,81	0,90	1,03	1,18	1,36	1,57	1,84	2,11	2,54

Таблица 57

Потери давления внутри труб типа ПН длиной 1000 м при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр бурильных труб, мм		Тип замка	
	88,9		ЗП-121-68	ЗП-127-65
	Толщина стенки, мм		Внутренний диаметр, мм	
	9,4	11,4	68	65
3	193,8	256,2	30,2	43,3
4	320,6	423,8	53,7	77,0
5	473,7	626,2	83,9	120,4
6	651,8	861,6	120,8	173,3
7	853,6	1128,4	164,4	235,9
8	1071,3	1425,5	214,7	308,1
9	1325,2	1751,7	271,8	389,9
10	1593,5	2106,4	335,5	481,4
11	1882,7	2488,8	406,0	582,5
12	2192,3	2898,1	483,2	693,2
13	2522,0	3333,8	567,1	813,6
14	2871,2	3795,5	657,6	943,5
15	3239,7	4282,6	754,9	1083,1

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 58

Потери давления внутри УБТ длиной 10 м при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр УБТ, мм					
	88,9		101,6	104,8	108	120,6
	Внутренний диаметр, мм					
	38,1	45	54	50,8	56	57,1
3	35,08	15,91	6,69	8,95	5,63	5,13
4	58,04	26,32	11,07	14,80	9,32	8,49
5	85,76	38,90	16,36	21,87	13,77	12,55
6	118,00	59,52	22,51	30,09	18,94	17,27
7	154,54	70,09	29,48	39,41	24,80	22,62
8	195,22	88,54	37,24	49,78	32,33	28,57
9	239,90	108,81	45,77	61,17	38,51	35,11
10	288,47	130,84	55,03	73,56	46,30	42,22
11	340,84	154,59	65,02	86,91	54,71	49,88
12	396,89	180,01	75,72	101,21	63,71	58,08
13	456,57	207,08	87,10	116,43	73,28	66,82
14	519,79	235,76	99,16	132,55	83,43	76,07
15	586,50	266,01	111,89	149,56	94,14	85,83

© Оформление. НТП «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 59

Потери давления внутри алюминиевых бурильных труб длиной 10 м при течении бурового раствора, кПа

Расход воды, л/с	Диаметр ЛБТ, мм		
	90	103	108
	Внутренний диаметр, мм		
	72	85	90
3	1,71	0,78	0,59
4	2,82	1,28	0,98
5	4,17	1,90	1,45
6	5,74	2,61	1,99
7	7,52	3,42	2,60
8	9,50	4,32	3,29
9	11,67	5,30	4,04
10	14,03	6,38	4,86
11	16,58	7,54	5,74
12	19,31	8,78	6,69
13	22,21	10,10	7,70
14	25,29	11,49	8,76
15	28,53	12,97	9,89

XII. КЛАССИФИКАЦИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОВОДКЕ СТВОЛОВ И ОТВЕТВЛЕНИЙ

12.1. Современная классификация многозабойных скважин

12.1.1. При проектировании, бурении и заканчивании многозабойных скважин (МЗС) нефтяными компаниями во всем мире применяется специальная терминология [24, 26, 30].

Многозабойная скважина — скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких ответвлений (основной ствол может быть вертикальным, наклонным или горизонтальным).

Боковой ствол — ствол, пробуренный из основного ствола скважины.

Горизонтальное ответвление — ствол, пробуренный от горизонтального бокового ствола в горизонтальном направлении.

Вертикальное ответвление — ствол, пробуренный от горизонтального бокового ствола в вертикальном направлении.

Двузабойная скважина — многозабойная скважина с двумя боковыми стволами.

Многозабойная скважина с противоположными ответвлениями — МЗС с двумя боковыми стволами, угол между которыми равен 180°.

Рядная многозабойная скважина — многозабойная скважина с параллельными боковыми стволами, расположенными в ряд по вертикали один над другим.

Точка разветвления — место пересечения основного ствола с ответвлениями или ответвлений между собой. Имеются два основных типа точек разветвления — обсаженная с цементированием и без него, а также необсаженная.

12.1.2. Основой для выбора технологии бурения можно считать горно-геологическое строение каждого конкретного месторождения, а также конструктивные особенности техники для бурения МЗС.

12.1.3. В целях более точного определения характеристик объектов разработки необходимо проводить компьютерное объемное моделирование режимов работы продуктивных пластов.

12.1.4. Для облегчения проектирования и эксплуатации МЗС разработана классификационная матрица (рис. 7), определяющая типы МЗС (уровень по TAML, т.е. так называемому техническому продвижению технологии бурения многозабойных скважин) и позволяющая:

привести в соответствие тип МЗС и проектируемый процесс бурения;

улучшить степень сравнения сложности бурения скважин на различных месторождениях;

определить рекомендации и требования к эксплуатации МЗС по ее типам.

12.1.5. Классификация по назначению состоит из двух разделов: «Описание скважины» и «Описание стыка» — и позволяет получить более подробную техническую информацию о скважине. Классификация предназначена для уточнения важнейших требований при проектировании многоствольной скважины или описании имеющейся скважины. В скважине с двумя стыками и более описывается каждый узел в направлении снизу вверх.

Первый показатель состоит из одной цифровой характеристики, описывающей технологические параметры всех типов разветвленной части МЗС (см. рис. 7).

Тип I — основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе подвешенный хвостовик.

Тип II — основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром).

Тип III — основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования).

Тип IV — основной и боковой стволы обсажены и зацементированы [боковой ствол имеет хвостовик (фильтр)].

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

1. **Открытый незацементированный многоствольный стык.**

Основной и боковой стволы не обсажены или в каждом стволе может быть подвешен хвостовик.

2. **Основной ствол обсажен и зацементирован. Открытый боковой ствол.**

Боковой ствол не обсажен или в открытом стволе может быть подвешен хвостовик.

3. **Основной ствол обсажен и зацементирован. Боковой ствол обсажен, но не зацементирован.**

Хвостовик бокового ствола крепится в основном стволе с помощью «подвесного устройства», но не зацементирован.

4. **Основной и боковой стволы зацементированы и обсажены.**

Оба ствола зацементированы на участке соединительного узла.

5. **Герметичный стык, достигаемый в процессе заканчивания.**

6. **Герметичный стык, достигаемый в процессе установки обсадной колонны.**

7. **Скважинный разделитель.**

Основной ствол большого диаметра с двумя одинаковыми боковыми стволами меньшего диаметра.

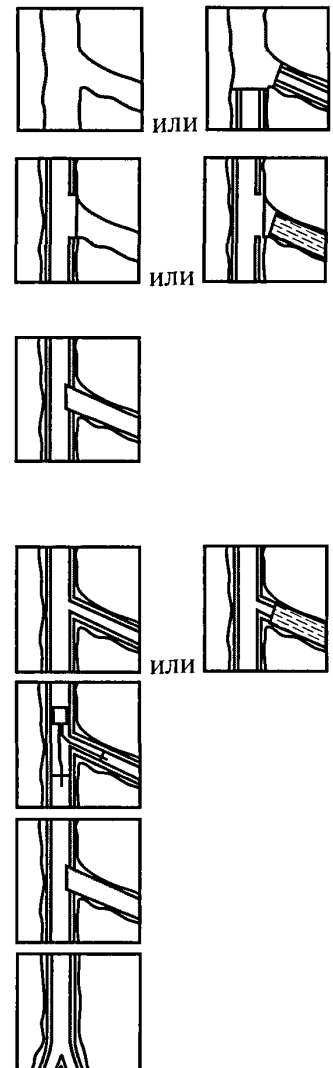

Рис. 7. Классификация многозабойных скважин

Тип V — основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров).

Тип VI — основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования.

Тип VII — основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи.

Второй показатель состоит из представленных буквенной и цифровой характеристик, описывающих скважину по ее технологическому оборудованию для добычи/нагнетания.

Описание скважины:

«Новая» или бездействующая скважина. Выбор способа выхода из обсадной колонны и герметичности стыка по давлению должен решаться в зависимости от конкретных условий.

Количество соединительных узлов — фактор при оценке степени сложности скважины.

Тип скважины — добывающая, с механизированной добычей или без механизированной добычи, нагнетательная или многоцелевая.

Тип заканчивания — описание заканчивания над эксплуатационным пакером, который определяет тип необходимого оборудования для стыка.

Описание стыка:

Связность — в двуствольных скважинах используется тот же показатель, что и при классификации по сложности. Для скважин с двумя и более стыками каждый стык классифицируется отдельно. При необходимости герметичности «по давлению» этот показатель также учитывается.

Уровень доступа — описание необходимого уровня доступа для повторного входа в боковой ствол.

Управление дебитом — описание степени контроля за добычей или потоком нагнетаемой жидкости через узел стыка.

Перед показателем имеется указание на тип самой скважины (новая — тип N, восстанавливаемая — тип E):

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Тип PA — добыча с применением насосного оборудования (при бурении новых скважин).

Тип PN — добыча с использованием естественного режима (при бурении новых скважин).

Тип IN — нагнетание (при восстановлении скважин).

Тип MP — многоцелевые (при восстановлении скважин).

Технологическое оборудование может различаться по способу заканчивания МЗС, например:

одновременная добыча из всех ответвлений;

раздельная добыча из ответвлений;

добыча с применением концентричной колонны труб.

Для характеристики технологического оборудования точки разветвления по возможности повторного вхождения в продуктивный пласт или ремонтных работ по восстановлению продуктивности используются следующие обозначения:

Тип NR — без возможности повторного входа в пласт.

Тип PR — с возможностью повторного входа при использовании подвесного оборудования.

Тип TR — с возможностью повторного входа при использовании предварительно вырезанных «окон» в обсадных трубах или колонны НКТ.

Для характеристики технологического оборудования, применяемого для контроля притока из продуктивного пласта и нагнетания в продуктивный пласт, используются следующие типы:

Тип NON — без контроля притока/нагнетания.

Тип SEL — с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии сетчатого хвостовика на точке разветвления или системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).

Тип SEP — с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).

Типы KEM и RMC — соответственно с дистанционным наблюдением за притоком/нагнетанием и с дистанционным управлением и контролем притока/нагнетания.

12.1.6. Конкретная МЗС может иметь сочетание указанных показателей [26].

Например, TAML 2; N-1-PN-S/2-TR-SEL.

Наименования и цифры, приведенные в классификации многоствольных систем, отражают характеристики скважины. Данная многоствольная система относится ко второму уровню сложности. Основной ствол обсажен и зацементирован, а боковой ствол не обсажен или в нем может быть подвешен заранее проперфорированный хвостовик (фильтр). Аббревиатура N-1-PN-S/2-TR-SEL означает, что скважина является новой (N), с одним соединительным узлом (1), добывающая (P) на естественном режиме притока (N) с заканчиванием одного ствола (S). Стык: основной ствол обсажен и зацементирован (2) с возможностью повторного выхода в боковой ствол через НКТ (TR) и избирательной добычей (SEL).

Например, TAML 5; E-2-IN-D/2-PR-NON/5 (20,7 МПа)-TR-SEP.

МЗС имеет следующую конструкцию — в основном стволе выше точки разветвления установлена система пакеров для раздельной эксплуатации стволов. Боковой ствол обсажен и зацементирован.

Сочетание E-2-IN-D показывает, что МЗС является восстановленной, с двумя точками разветвления, работает как нагнетательная, а также имеет оборудование для раздельной эксплуатации двух стволов.

Сочетание 2-PR-NON/5 (20,7 МПа)-TR-SEP дает представление о способе эксплуатации МЗС. Для нижней точки разветвления 2-PR-NON: без контроля притока, с использованием технологии повторного входа, с обсаженным и зацементированным основным стволом, а боковой ствол — открыт. Для верхней точки разветвления 5 (20,7 МПа)-TR-SEP: в основном стволе выше точки разветвления установлена система пакеров (на рабочее давление 20,7 МПа) для раздельной эксплуатации стволов, с использованием технологии повторного входа, а также с оборудованием для раздельной эксплуатации двух стволов.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

12.1.7. Существуют системы заканчивания NAML, DSML и LRS, каждая из которых имеет отличительные особенности [24, 26, 30].

12.1.7.1. Система NAML (так называемая система без доступа к ответвлениям при ремонтных работах) является комбинацией обычного оборудования для контроля притока флюида из продуктивного пласта, включая ответвления основного ствола. Эта система состоит из двух пакеров — нижнего и верхнего, разделяющих ответвления от основного ствола, и позволяет осуществлять выборочную эксплуатацию ответвлений. Данная конструкция не может обеспечить проведение ремонтных работ, поэтому необходимо извлекать систему на поверхность.

12.1.7.2. Система DSML (так называемая система с двойной колонной труб) представляет собой систему с сочетанием трех пакеров, первый из которых находится в ответвлении, а второй и третий — в основном стволе соответственно выше и ниже точки разветвления. Эта система позволяет гидравлически полностью изолировать ответвления от основного ствола. Уникальной особенностью данной системы является обеспечение возможности ремонтных работ в любом из существующих в МСЗ ответвлений при использовании обычных технологических операций и технических средств, а также наличие устройств контроля притока пластового флюида из каждого ответвления при стандартных типоразмерах фонтанной арматуры. При применении данной системы возможно проводить операции по кислотной обработке продуктивного пласта.

12.1.7.3. Система LRS (так называемая система повторного входа в продуктивный пласт) является развитием системы NAML, в ней обеспечивается доступ через «окна» в обсадных трубах к ответвлениям. Подобно системе NAML указанная система имеет верхний и нижний пакеры, обеспечивающие изоляцию основного ствола скважины от ответвлений, срабатывающие при повышении давления. Особенностью данной системы является наличие специальных «окон» в колонне труб, позволяющих производить ремонтные

работы в отдельных ответвлениях с помощью колонны НКТ или кабельных систем. Вызов притока или нагнетание в боковые стволы также производится с использованием колонны НКТ и специальных муфт. Изоляция основного ствола от отдельных ответвлений осуществляется срезанием колонной НКТ заглушек «окон» для повторного доступа. Большинство МЗС могут быть оборудованы системами данного типа, но требуется специальное технологическое оборудование для доступа к ответвлениям. Возможно сочетание одиночной колонны НКТ и системы LRS в одной системе заканчивания МЗС.

12.2. Технико-технологические мероприятия по проводке стволов и ответвлений

12.2.1. Большинство технико-технологических решений в соответствии с классификационной матрицей МЗС базируется на строительстве многозабойных ответвлений из вновь строящихся скважин.

12.2.1.1. Для этих целей используются системы с предварительно созданным на поверхности «окном» (рис. 8).

Система с предварительно фрезерованным «окном» предназначена для создания многоствольного стыка 4 уровня в тех случаях, когда необходимо обеспечение полнопроходного доступа в боковой ствол и герметичности стыка с применением цементирования. Также может использоваться для систем уровня 2 с необсаженным боковым стволом или спущенным в него хвостовиком. При необходимости сохранения механической целостности и полноразмерного диаметра для доступа в боковой ствол возможно подвешивание предварительно фрезерованного хвостовика бокового ствола в главном стволе, то есть формирование системы 3 уровня.

12.2.1.2. Преимуществами решения с предварительно созданным «окном» являются:

возможность использования при строительстве новых скважин, создания стыков 2, 3, 4 и 5 уровней, строительства скважин по способу снизу вверх или сверху вниз;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

обеспечение механической и гидравлической герметичности системы 4 уровня цементированием, полнопроходной диаметр законченных главного и боковых стволов;

отказ от использования фрезеров и райберов для уменьшения количества стружки;

минимальный объем фрезерования или обуривания для продолжения работ в основном стволе;

контроль глубины и ориентации с помощью стационарного установленного в составе обсадной колонны защелочного соединения;

возможность заканчивания стыка с использованием системы повторного ввода с доступом через НКТ;

возможность заканчивания и изоляции боковых стволов с помощью многорядной системы заканчивания уровня 5.

12.2.2. Комплекс технико-технологических мероприятий предусматривает следующие операции.

12.2.2.1. В процессе строительства основного ствола скважины в состав обсадной колонны включаются «оконные» соединения с заранее отфрезерованными окнами. В состав каждого «обсадного оконного» соединения входит «муфта-защелка» для последующей посадки в нее извлекаемого отклонителя (уипстока).

С внешней стороны «окно» прикрывается кожухом из стекловолокна; внутри «окна» расположена внутренняя втулка; в целях сохранности между внутренней втулкой и внешним стекловолокнистым покрытием при монтаже вводится специальная смазка (густой гель).

12.2.2.2. После ориентирования «окна» в необходимом азимутальном направлении основная обсадная колонна цементируется в соответствии со стандартной методикой.

12.2.2.3. Обеспечивающая сохранность «окна» от перепада давления внутренняя втулка извлекается использованием гидравлического возвратного механизма по завершении цементирования.

12.2.2.4. Извлекаемое отклоняющее устройство (уипсток) устанавливается в «окне» обсадной колонны, обеспечивая место зарезки для дополнительного (бокового) ствола.

12.2.2.5. Боковой ствол бурится по общепринятой технологии.

12.2.2.6. Бурильный инструмент извлекается из скважины и через «окно» обсадной колонны в боковой ствол спускается обсадная колонна-хвостовик.

12.2.2.7. Боковой ствол цементируется по обычной или ступенчатой технологии.

12.2.2.8. Для обеспечения доступа в основной ствол применяется обуривание части обсадной колонны-хвостовика бокового ствола, выступающего в основную обсадную колонну.

12.2.2.9. Доступ в боковую секцию осуществляется путем возвращения отклоняющего инструмента (уипстока) в «оконное» соединение.

12.2.3. Технико-технологические решения по созданию дополнительных стволов и ответвлений из восстанавливаемой скважины с помощью традиционных вырезающих и отклоняющих устройств, а также специальных невращаемых конструкций фрезеров (например, так называемая система RDS™ «СперриСан») предусматривают следующие работы.

12.2.3.1. В состав невращающих конструкций входит специальный многоразовый фрезер для фрезерования окон заданной геометрической формы на заданной глубине и в проектном направлении. Возможность задавать форму и положение окна, в частности, используется для строительства скважин 2, 3 и 4 уровней при наличии требований повторного входа в боковой ствол или возможности доступа в боковой ствол через НКТ, а также при установке систем заканчивания 5 уровня.

12.2.3.2. В результате создаются «окна» RDS™, отфрезерованные в форме продолговатого полнопроходного отверстия в точности вдоль оси обсадной колонны. Прямые, удлиненные формы «окон» позволяют избежать проблем, которые наблюдаются при спуске в боковые стволы хвостовиков или инструмента через фрезерованное обычными методами «окно».

12.2.3.3. Преимуществами и технико-технологическими особенностями данного решения являются:

возможность использования ее на существующих скважинах;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

обеспечение заданной формы и положения «окна» позволяет осуществление повторного доступа в боковой ствол в течение всего срока службы скважины;

совместимость с системой обеспечения повторного входа в боковой ствол и многоколонной системой заканчивания;

контроль азимута и глубина расположения «окна» обеспечивается якорным пакером и защелочным соединением;

совместима с извлекаемой системой для создания соединений 4 и 5 уровней;

продолжение добычи из существующего ствола скважины;

фрезерование «окна» в обсадной колонне за одну СПО;

в качестве основания для установки системы RDS™ используются защелочное соединение и якорный пакер;

долговечность фрезеровочной головки;

металлошламоуловители для сбора и извлечения стружки и шлама являются частью системы;

наличие совмещенной системы ориентации.

12.2.3.4. Для выполнения технологических операций удалить из скважины систему заканчивания.

12.2.3.5. Спустить в скважину компоновку RDS™ с якорным пакером и защелочным соединением, сориентировать и установить.

12.2.3.6. Отфрезеровать «окно» и извлечь фрезер, оставив в скважине пакер и защелочное соединение в качестве якоря и репера для ориентации.

12.2.3.7. Спустить в скважину уипсток с фрезами и обработать стык.

12.2.3.8. Пробурить боковой ствол.

12.2.3.9. Спустить в скважину хвостовик бокового ствола и зацементировать.

12.2.3.10. Обурить часть хвостовика бокового ствола, выведенного в основной ствол, для открытия доступа в основной ствол и извлечь уипсток.

12.2.3.11. Установить систему заканчивания и приступить к эксплуатации скважины.

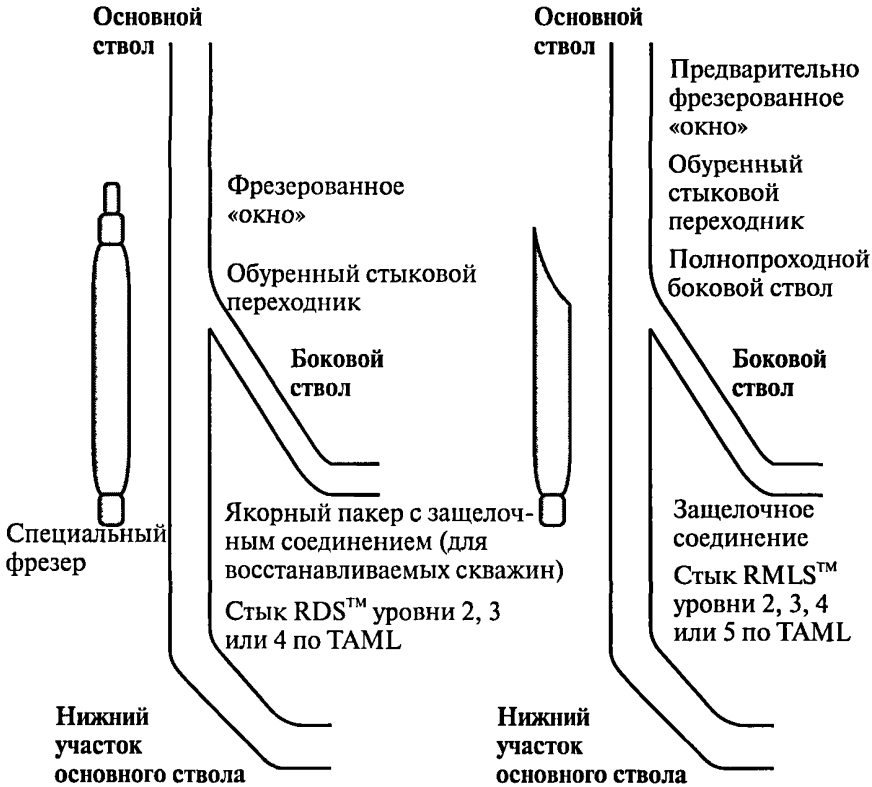

Рис. 8. Технико-технологические схемы по проводке стволов и ответвлений

12.2.4. Порядок выполнения технологических операций с помощью стандартных технических средств.

12.2.4.1. Провести комплекс подготовительных работ.

12.2.4.2. Выполнить операции по установке искусственного забоя внутри обсадной колонны.

12.2.4.3. После промывки и очистки скважины спустить мостовую пробку и установить ее на 1 м выше заданного муфтового соединения обсадной колонны.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

12.2.4.4. Для установки нижнего отклонителя сориентировать шплинт телеметрической системы (переводник под гироскоп) с поверхностью отклонителя и зафиксировать в этом положении.

12.2.4.5. Собрать компоновку извлекаемого отклонителя (уипстока) с металлошламоулавливающим инструментом в следующем порядке: якорь, отклонитель, оконная фреза, нижний райбер, специальный патрубок, верхний райбер, телеметрическая система или переводник под гироскоп, УБТ, бурильные трубы.

12.2.4.6. Спустить компоновку отклонителя с фрезами на пониженной скорости.

12.2.4.7. Не доходя 30–35 м до забоя, записать вес инструмента при разгрузке и подъеме и восстановить циркуляцию.

12.2.4.8. Сориентировать поверхность отклонителя в нужном направлении. Корреляция глубины осуществляется по местонахождению мостовой пробки.

12.2.4.9. Посадить якорь на забой, провести несколько измерений для подтверждения направления ориентации. Разгрузить вес инструмента выше усилия срезания якоря. При срезании штифтов должно быть заметно движение инструмента вниз. Натянуть инструмент (усилием срезания якоря) для проверки заякоривания.

12.2.4.10. Разгрузить инструмент больше усилия срезания якоря (примерно в 2 раза), промаркировать трубу, продолжить расхаживание до срезания болта.

12.2.4.11. Собрать и спустить обсадные трубы, заколонный пакер, искривленный патрубок, устройство подвески хвостовика или систему типа «крюк-подвеска» («Бейкер») с вертлюгом, позволяющим вращать «крюк-подвеску» независимо от хвостовика, телеметрическую систему, спусковой инструмент.

12.2.4.12. В компоновку входит телеметрическая система для ориентирования по отношению к «окну».

12.2.4.13. Спусковой инструмент освобождается гидравлически.

12.2.4.14. После установки нижнего хвостовика сориентировать шплинт телеметрической системы (переводник под гироскоп) с поверхностью отклонителя и зафиксировать в этом положении.

12.2.4.15. Собрать компоновку извлекаемого отклонителя с металлошламоулавливающим инструментом в следующем порядке: якорь, отклонитель, «оконная» фреза, нижний райбер, специальный патрубок, верхний райбер, телеметрическая система (переводник под гироскоп), УБТ, бурильные трубы.

12.2.4.16. Спустить компоновку отклонителя с фрезами на пониженной скорости.

12.2.4.17. Не доходя на 30–50 м до верхней части («головы») хвостовика (в нижнем «окне» колонны), записать вес инструмента при разгрузке и подъеме и восстановить циркуляцию.

12.2.4.18. Сориентировать поверхность отклонителя в нужном направлении.

12.2.4.19. Посадить якорь на заданной глубине или на «голову» хвостовика (в нижнем «окне» колонны), провести несколько измерений для подтверждения ориентации. Разгрузить вес инструмента выше усилия срезания якоря. При срезании штифтов должно быть заметно движение инструмента вниз. Натянуть инструмент (усилием срезания якоря) для проверки заякоривания.

12.2.4.20. Разгрузить инструмент больше усилия срезания якоря (примерно в 2 раза), промаркировать трубу, продолжить расхаживание до срезания болта.

12.2.4.21. Поднять инструмент в нейтральное положение, установить свободные вращение и промывку и приступить к фрезерованию «окна» в обсадной колонне.

12.2.4.22. Прорезать «окно» и пробурить боковой ствол.

12.2.4.23. Провести комплекс операций по извлечению отклонителя на поверхность.

12.2.4.24. Спустить во второе ответвление хвостовик.

12.2.4.25. Обурить выступающую часть хвостовика.

12.2.4.26. В случае применения системы типа «крюка-подвески» установить второй «крюк-подвеску».

В этом случае оба «крюка-подвески» одинаковы, за исключением внутреннего диаметра верхнего переводника (больше, чем в нижнем крюке).

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

12.2.4.27. Спустить в скважину НКТ с планируемым внутрискважинным оборудованием.

XIII. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

13.1. Основное требование к подготовке ствола скважины перед креплением обсадной колонной — обеспечить успешный спуск ее до намеченной глубины и при необходимости качественное цементирование скважины. По результатам инклино-метрических работ проводится оценка возможности спуска обсадной колонны на отдельных участках резкого изменения параметров искривления в следующих случаях [18, 27]:

13.1.1. Когда ось скважины имеет изгиб, условиями безопасности являются:

$$\theta_{max} \geq \Delta\alpha_{факт}, \tag{37}$$

$$\theta_{max} = 280{,}7\sqrt{\frac{\sigma_т \delta}{E d_н K_\sigma}} \tag{38}$$

или

$$\delta_{min} = \frac{\theta_и^2 E d_н K_\sigma}{78792\sigma_т}, \tag{39}$$

где θ_{max} — максимально допустимая величина изгиба, град;
$\Delta\alpha_{факт}$ — фактическое приращение искривления, град;
δ — радиальный зазор между муфтой трубы и стенкой скважины, м;
$\sigma_т$ — предел текучести материала труб, Па;
E — модуль упругости материала труб, Па;
K_σ — коэффициент запаса прочности;
$d_н$ — наружный диаметр обсадной колонны, м;
δ_{min} — минимально допустимый радиальный зазор при $\Delta\alpha_{факт} > \theta_{max}$ (из условия $\sigma_и \leq [\sigma_и]$), м;

$\sigma_и$ — напряжение изгиба в теле трубы, Па;

$[\sigma_и]$ — допускаемое напряжение изгиба в теле трубы, Па;

$\theta_и$ — фактический угол изгиба, град.

13.1.2. Когда ось скважины искривлена с высокой интенсивностью, условиями безопасности являются:

$$\Delta\alpha_{max} \geq \Delta\alpha_{факт}, \tag{40}$$

$$\Delta\alpha_{max} = \frac{114,6}{\Delta l}\left(\delta + \frac{2\Delta l^2 \sigma_т}{3Ed_н K_\sigma}\right) \tag{41}$$

или

$$\delta_{min\ плавн} = \left(\frac{\Delta\alpha_{факт}}{114,6} - \frac{2\Delta l\ \sigma_т}{3Ed_н K_\sigma}\right), \tag{42}$$

где $\Delta\alpha_{max}$ — максимально допустимое приращение искривления на участке длины Δl (м), град;

$\Delta_{min\ плавн}$ — минимально допустимый радиальный зазор при $\Delta\alpha_{факт} > \Delta\alpha_{max}$ (из условия $\sigma_и \leq [\sigma_и]$), м.

13.2. В отдельных случаях в скважинах, где отмечаются участки резкого изменения кривизны, а также при близких значениях допустимых и фактических значений критериев безопасности перед спуском обсадных колонн может производиться шаблонировка ствола (сборка из обсадных труб, спускаемых для проверки проходимости обсадной колонны).

13.2.1. В зависимости от характера изменения параметров искривления размеры шаблона определяются по формулам:

13.2.1.1. Вогнутый изгиб.

$$l_{ш1} \geq \frac{1375\delta}{\theta_и}. \tag{43}$$

13.2.1.2. Выпуклый изгиб.

При $\theta_и < \theta^*$, где θ^* — критическая величина угла выпуклого изгиба оси скважины,

$$\theta^* = 462\sqrt{\frac{\delta^3 q \sin\alpha}{EI}}, \tag{44}$$

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

где q — вес 1 м колонны в жидкости, Н/м;
I — осевой момент инерции труб, м^4.

$$l_{ш2} = 0{,}01\sqrt[4]{\frac{\theta_и^2 EI}{\delta q \sin\alpha}} + 687{,}6\frac{\delta}{\theta_и}. \quad (45)$$

При $\theta_и > \theta^*$ — труба, расположенная выше точки изгиба, прижата к верхней стенке скважины

$$l_{ш3} = 4{,}64\sqrt[4]{\frac{EI\delta}{q\sin\alpha}} + 687{,}6\frac{\delta}{\theta_и}. \quad (46)$$

13.2.1.3. Вогнутый искривленный участок

$$l_{ш4} \geq l_0 + l_2, \quad (47)$$

где

$$l_0 = \sqrt{6l_1^2 + 24R\delta}; \quad (48)$$

$$l_1 = l_и - l_2; \quad (49)$$

$$l_2 = \sqrt{6R\delta}; \quad (50)$$

$l_и$ — длина криволинейного участка, м;
R — радиус искривленного участка, м.

13.2.1.4. Выпуклый искривленный участок.

$$l_{ш5} \geq l_2 + \sqrt{\frac{2EI}{qR\sin\alpha}}. \quad (51)$$

13.3. В общем случае проходимость обсадных колонн при спуске в ствол скважины с большим зенитным углом обеспечивается при условии

$$\Sigma T - B \leq G \leq G_{кр}, \quad (52)$$

где G — допустимая нагрузка обсадной колонны при необходимости ее принудительного проталкивания, Н;
ΣT — суммарная сила сопротивления движению колонны в искривленном стволе скважин, Н;

B — осевая составляющая собственного веса колонны, расположенной ниже начала участка искривления, под действием которой осуществляется движение колонны в наклонном стволе;

$$B = qL\cos\alpha_{ср}; \tag{53}$$

здесь q — вес 1 м обсадных труб с учетом потери веса в буровом растворе, Н/м;

L — длина участка ствола, в пределах которого определяется проходимость колонны, м;

$\alpha_{ср}$ — средний угол наклона ствола скважины на определяемом участке ствола, град;

$G_{кр}$ — критическая нагрузка на колонну весом труб, расположенных выше искривленного участка ствола скважины, при которой начинается продольный изгиб первого порядка колонны труб, Н;

$$G_{кр} = 1{,}94\sqrt[3]{EIq^2}; \tag{54}$$

здесь E — модуль Юнга, Па, для стали $E = 2{,}1\cdot10^{11}$ Па;

I — осевой момент инерции труб, м^4.

Суммарная сила сопротивления (ΣT) в целом может быть определена в процессе спуска шаблона по показаниям индикатора веса по методикам [27].

13.3.1. При необходимости увеличение разгрузки обсадной колонны свыше $G_{кр}$ проверяют резьбовые соединения труб, расположенных в искривленном участке, на совместное действие напряжений сжатия и изгиба

$$n \geq \frac{\sigma_т}{\sigma_{сж} + \sigma_и}, \tag{55}$$

где

$$\sigma_{сж} = \frac{\sum T}{F}, \tag{56}$$

здесь F — площадь поперечного сечения, м^2;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

$$\sigma_и = \frac{EI}{RW}, \qquad (57)$$

здесь W — осевой момент сопротивления опасного сечения, м^3;

n — коэффициент запаса прочности (для импортных труб и труб с трапецеидальной резьбой n = 1,8, для труб с резьбой закругленного профиля диаметром до 168 мм n = 1,3).

13.4. Проработка ствола скважины перед спуском обсадной колонны ведется на качественном буровом растворе с параметрами согласно ГТН компоновкой низа бурильной колонны, которая использовалась при бурении последнего интервала, с исключением телеметрической системы и диамагнитных труб в нижней части компоновки, или роторной КНБК.

13.4.1. При проработке ствола расход и скорость восходящего потока бурового раствора должны быть такими же, как при бурении последнего интервала.

13.4.2. Подавать долото следует непрерывно с нагрузкой 20–40 кН, не допуская длительной работы на одном месте, скорость проработки не должна превышать 20–25 м/ч при равномерной подаче инструмента, с частотой вращения ротора 1,0 с$^{-1}$.

13.4.3. После достижения забоя необходимо закончить обработку бурового раствора с обязательным введением смазывающих добавок. После промывки скважины в течение 1,5–2 циклов бурильный инструмент поднимают для спуска обсадной колонны.

XIV. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ

14.1. Дополнительный ствол скважины в зависимости от геолого-технических условий может быть оставлен открытым или обсажен эксплуатационной колонной (хвостовиком) диаметром 114,3; 101,6 или 89 мм. Новая эксплуатационная колонна — в виде «хвостовика» может быть подвешена и зацементирована в «старой» экс-

плуатационной колонне с помощью специальных устройств подвески и герметизации (табл. 62, 64) [11, 17, 23, 24, 28, 30].

14.2. Обсадные трубы должны быть испытаны на давление опрессовки не менее 1,5P рабочего расчетного давления при цементировании скважины, но не более допускаемого согласно ГОСТ.

14.3. Обратные клапаны, подвеска «хвостовика», башмачный патрубок должны быть опрессованы на давление $P_{опр} = 1{,}5P_{расч}$.

14.4. В процессе спуска каждая труба должна шаблонироваться жестким двойным шаблоном, диаметр которого на 3 мм меньше внутреннего диаметра обсадной трубы, а длина не менее 150 мм.

14.5. Крутящий момент докрепления резьбового соединения обсадных труб ключом УМК в процессе спуска в скважину должен соответствовать табл. 60.

Таблица 60

Условный диаметр, мм		73	89	102	114
Крутящий момент, Нм	Минимальный	900	1260	1725	1940
	Максимальный	1500	2110	2880	3240

14.6. В целях качественной герметизации резьбовых соединений целесообразно применять в процессе спуска «хвостовиков» уплотняющую резьбовую смазку (например, «П-1» — ТУ 13005298-002–96, с зарегистрированным товарным знаком).

14.7. Для качественного центрирования «хвостовика» в стволе скважины рекомендуется устанавливать жесткие центраторы ЖЦ в количестве и соотношениях согласно табл. 61.

1 — на последней обсадной трубе «хвостовика» на 1 м ниже муфты;

1 — на последней обсадной трубе выше вырезанного «окна» на 4–5 м;

1 — выше кровли продуктивного пласта на 4 м;

2 — на каждой обсадной трубе в зоне продуктивного горизонта.

14.8. Скорость спуска «хвостовика» не должна превышать 1 м/с.

14.9. При спуске необходимо следить за количеством выхода бурового раствора из скважины и своевременно и регулярно доливать в трубы буровой раствор.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 61

№ п/п	Наименование	Диаметр долота, мм				
		112	120,6	132	139,7	146
1	Диаметр обсадной трубы, мм	73,0	88,9	88,9; 101,6	101,6; 114,3	101,6; 114,3
2	Рекомендуемая длина центратора, мм	110,0	120,0	130,0	140,0	150,0
3	Расчетный проходной диаметр ЖЦ, мм	108,0	116,0	127,0	135,0	141,0
4	Номинальный зазор по трубе, мм	19,5	15,85	21,55; 15,2	19,05; 12,7	22,2; 15,85
5	Номинальный зазор по муфте, мм	11,5	6,3	12,0; 5,7	9,55; 6,35	12,7; 9,5

Таблица 62

Устройство для спуска, подвески и герметизации «хвостовиков»

Параметры	Модель		
	ПХЦ-114/168 ПХЦ-102/146 Цементирование «хвостовика»	УСПГХ-Ц-114/168 Манжетное цементирование «хвостовика»	ПХН-114/168 ПХН-102/146 Без цементирования «хвостовика»
Диаметр «хвостовика», мм	114/102	114	114/102
Диаметр обсадной колонны, мм	168/146	168	168/146
Диаметр колонны труб для спуска «хвостовика» в скважину, мм	89	89	89
Максимальный наружный диаметр устройства (по центраторам), мм	144/124	143	144/124
Проходной диаметр устройства, мм	95	95	95
Длина устройства, мм	3000	4800	3000
Грузоподъемность устройства, кН	200	200	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент, МПа, не менее	30	30	30
Рабочая температура, °С	120	120	120

14.10. В процессе спуска «хвостовика» промежуточные промывки скважины проводить через 300 м в обсадной колонне и 150 м в открытом стволе скважины. Промывку проводить с расхаживанием инструмента на длину квадрата, не оставляя без движения более 5 мин.

14.11. После спуска «хвостовика» на забой скважины отбить забой и установить башмак «хвостовика». Провести промывку скважины в течение 1,5–2 циклов с расхаживанием инструмента на длину квадрата, не оставляя без движения более 5 мин.

14.12. Верхняя часть «хвостовика» («голова») должна располагаться выше вырезанной части или «окна» на величину не менее 70 м.

14.13. В процессе спуска «хвостовика» на подвеске бурильных труб категорически запрещается вращать буровой инструмент.

14.14. Цементирование «хвостовика» проводится по специальному плану.

14.15. Способ отсоединения «хвостовика» от бурильного инструмента определяется в зависимости от конструкции используемой системы подвески и герметизации «хвостовика».

14.16. После отсоединения «хвостовика» обратной промывкой произвести срезку излишнего цементного раствора.

14.17. Поднять бурильный инструмент, скважину оставить на ОЗЦ в течение 24 часов.

14.18. После ОЗЦ для определения качества цементирования и разобщения пластов, высоты подъема тампонажной смеси за «хвостовиком» произвести ГИС радиоактивным цементомером ГГК, акустическим цементомером АКЦ, гамма-дефектомером, электротермометром.

14.19. После получения данных о хорошем качестве крепления опрессовать колонну.

14.20. Провести перфорацию обсадной колонны.

14.21. Перфорацию можно провести с помощью гидромеханического перфоратора (табл. 63).

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 63

Технические характеристики перфораторов

№ п/п	Наименование основных параметров и размеров	Шифр перфораторов		
		ПГМ-102	ПГМ-114	ПГМ-146
1	Силовой агрегат			
1.1	Максимальное рабочее давление, МПа	12–13	10–11	9–10
1.2	Рабочая среда	Техническая вода, буровой раствор, кислота и др.		
1.3	Температура рабочей среды, К	373		
1.4	Наружный диаметр, мм	78	92	122
1.5	Длина, мм	900	800	800
1.6	Масса, кг	13	15	20
2	Перфоратор			
2.1	Количество резцов, шт.	2	2	2
2.2	Максимальный условный диаметр по вылету резцов, мм	130	145	220
2.3	Сечение перфорированного канала, мм	8×30	8×30	10×35
2.4	Габаритные размеры, мм: максимальный диаметр длина	78 350	92 400	120 460
2.5	Масса, кг	15	15	25
3	Общая масса, кг	28	30	45

14.22. Заканчивание восстанавливаемых скважин может предусматривать спуск в зону продуктивного пласта заранее перфорированных обсадных труб диаметром 114 мм, 101,6 мм или 89 мм.

14.23. Для успешного спуска обсадной колонны с перфорированным низом до намеченной глубины рекомендуется в фильтровой части колонны отверстия в трубах перекрывать жестко установленными полыми заглушками, которые крепятся за счет упругости материала или на резьбе.

14.24. Заглушки выполняются в виде стакана с внутренним диаметром не менее 10 мм, внутренняя полость может быть круглого вида или щелевидного сечения. Форма поперечного сечения

внутренней полости заглушек и размеры щелей выбираются в зависимости от прочностной характеристики и гранулометрического состава пород коллектора.

14.25. Конструкция фильтровой части обсадной колонны позволяет осуществить промывку ствола скважины через башмак колонны в процессе ее спуска.

14.26. Последующее сообщение фильтра с коллектором проводится механическим разрушением донышек заглушек.

14.27. Возможна установка в отверстия фильтровой части обсадной колонны магниевых заглушек, которые после спуска обсадной колонны разрушаются под воздействием кислоты.

Таблица 64

Техническая характеристика пакера-подвески (УПГК)

Наименование	Шифр		
	ПП-140 (УПГК-140)	ПП-146 (УПГК-146)	ПП-168 (УПГК-168)
Условный диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается пакер-подвеска, мм	140	146	168
Наружный диаметр пакер-подвески, мм	112	117	138
Диаметр проходного канала пакер-подвески, мм	65	65	85
Длина пакер-подвески, мм	1020	1020	1020
Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами в обсадной колонне, МПа	30	30	30
Максимальная осевая нагрузка на пакер-подвеску, кН	250	250	350
Максимальная температура в скважине на глубине установки пакер-подвески, °С	150	150	150

14.28. Эксплуатационная колонна-хвостовик может быть оснащена специальным щелевидным или сетчатым фильтром ФНС, ФГС-114 и ФГС-102 длиной 6000 мм с тонкостью фильтрации от

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

0,15 до 1,0 мм (ОАО «Тяжпрессмаш»), ЗСМФЭ-114 и ЗСМФЭ-101,6 (ЗАО «Самарские горизонты») для предотвращения выноса песка в процессе эксплуатации (табл. 65, 66).

Таблица 65

Закрытый сетчатый многослойный фильтр ЗСМФЭ-114,- 101,6

1. Назначение фильтра	
1.1. Фильтр предназначен для очистки от песка жидкостей и газов	
2. Технические данные	
2.1. Труба по ГОСТ 232–80 перфорированная: диаметр наружный, мм толщина стенки, мм резьба ниппеля и муфты	 114/101,6 8,5 ОТТМ ГОСТ 632–80
2.2. Расстояние от муфты трубы до фильтрующей части, мм	1000
2.3. Длина фильтрующей части, мм	3000
2.4. Количество отверстий с герметизирующими пробками, отв. на 1 п.м.	24
2.5. Диаметр отверстий с герметизирующими пробками, мм	10
2.6. Давление гидроиспытания фильтра с герметизирующими пробками, МПа	5
2.7. Фильтрующий элемент состоит из: дренажной сетки (нерж. сталь) с ячейкой, мм фильтрующей сетки (нерж. сталь) с ячейкой, мм защитного перфорированного кожуха (нерж. сталь) толщиной, мм	 3,2 0,2 0,8
2.8. Количество отверстий в защитном кожухе, шт., на 1 п.м. диаметр отверстий, мм	48 20
2.9. Длина фильтра, мм	Не менее 5000

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Таблица 66

Скважинный фильтр на проволочной основе

Параметры	Условный диаметр трубы D, мм					
	168	146	114	102	89	73
Тип резьбы	ТУ 390147016.40–93		ОТТМ 114 ГОСТ 632–80 или НКТ 114 ГОСТ 633–80	НКТ 102 ГОСТ 633–80 или ОТТМ 102 ТУ 14-161-163–96	НКТ 89 ГОСТ 633–80	НКТ 73 ГОСТ 633–80
	ОТТМ 168 ГОСТ 632–80 или БТС 168	ОТТМ 146 ГОСТ 632–80 или БТС 146				
Толщина стенки S, мм	8,9 (10,6)	8,5 (9,5)	8,6 (7)	6,5	6,5	7,0
Длина фильтроэлемента l, мм	До 5000					
Длина трубы L, мм	До 13 000					
Зазор между витками фильтроэлемента, мм	От 0,1 ±0,05 до 1,0±0,05					
Количество отв. на 1 п.м. фильтроэлемента, шт.	40	24	24,653^{+}	20,622^{+}	20, 440^{+}	400^{+}
Материал герметизирующих колпачков	АК12М2 ГОСТ 1583–89					
Диаметр отв. в колпачках d, мм	10,2					
Наружный диаметр муфты D_1, мм, не более	187,7	166	133(127)	120,6	108	88,9
Наружный диаметр центраторов D_2, мм, не более	—	195 (205)	136 (148)	127(125, 122)	120	—

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624–03). М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. Сер. 08. Вып. 4.

2. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте (РД 08-435–02). М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. Сер. 08. Вып. 7.

3. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов (РД 08-492–02). М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. Сер. 08. Вып. 8.

4. Регламент на восстановление скважин зарезкой вторых стволов на Уренгойском и Ямбургском ГКМ (РД 00158758-197–98) / ОАО «Газпром». Тюмень, 1998.

5. Инструкция по забуриванию дополнительного ствола из обсадной колонны эксплуатационной скважины (РД 39-0148052-550–88). М., 1998.

6. Регламент по бурению боковых стволов и углублению забоев из ранее пробуренных скважин. № 352 / АО «Татнефть», 1998.

7. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. Госгортехнадзор России, 11.03.98 № 10-13/137.

8. Рекомендации по разработке проектно-сметной документации на строительство скважин. Согласованы с Госгортехнадзором России от 14.12.99 № 10-13/797.

9. Технологический регламент по химической обработке промывочных жидкостей при строительстве скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Крайнего Севера (РД 0159000-171–95) / ТюменНИИгипрогаз. Тюмень, 1995.

10. Регламент на систему сбора, нейтрализацию и ликвидацию отходов бурения при строительстве скважин на газоконденсатных месторождениях Тюменской области (РД 00158758-173–95) / ТюменНИИгипрогаз. Тюмень, 1995. 61 с.

11. *Оганов А.С., Беляев В.М., Повалихин А.С. и др.* Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины // Нефтяное хозяйство. 1993. № 9.

12. *Оганов А.С., Балденко Д.В.* Техника и технология восстановления бездействующих нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: Энергоиздат, 1993. Вып. 8.

13. *Оганов А.С., Прохоренко В.В.* Криволинейные профили наклонных и горизонтальных скважин // Газовая промышленность. М.: Энергоиздат, 1997. Вып. 10.

14. *Додонов А.В.* Методологический подход к проектированию многоствольных скважин для нефтеизвлечения из целиков залежи // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2000. № 10.

15. *Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И.* Крепление и цементирование наклонно направленных скважин. М.: Недра, 1983.

16. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин (оптимизированный вариант) (РД 39-0147009-516–86).

17. *Цыбин А.А., Торопынин В.В.* Устройство для подвески и герметизации потайных обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 1994. № 3.

18. *Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З.* Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. М.: Недра, 1997.

19. *Булатов А.И., Аветисов Г.А.* Справочник инженера по бурению. М.: Недра, 1985. Т. 1, 2.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

20. *Оганов С.А., Перов А.В., Меденцев В.М., Оганов Г.С.* Проектирование профиля наклонной скважины с горизонтальным стволом в продуктивном пласте // Сборник НТИ. М.: ВНИИОЭНГ, 1992.

21. *Оганов Г.С, Прохоренко В.В.* Проектирование профилей боковых стволов восстанавливаемых скважин // Нефтегазовые технологии. 2000. № 1.

22. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г.* Строительство наклонных и горизонтальных скважин. М.: Недра, 2000.

23. Новые технологии ВНИИБТ. Бурение, восстановление, проектирование скважин: Каталог. М., 1999.

24. Sperry-Sun Drilling Services. Sperry drill technical information handbook. 1993.

25. *Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С.* Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984.

26. *Оганов А.С., Оганов Г.С., Позднышев С.В.* Многозабойное бурение скважин — развитие, проблемы и успехи. М.: ВНИИОЭНГ, 2001.

27. *Александров А.А.* Взаимодействие колонн труб со стенками скважины. М.: Недра, 1982. 52 с.

28. Composite Catalog of Oilfield Equipment and Services. 43-rd edition. 1998–1999 years.

29. *Ропяной А.Ю., Скобло В.З.* Измерительный навигационный комплекс «Курс» // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2002. № 3.

30. Baker Hughes / Baker OilTools. 1998.

31. *Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н.* Винтовые забойные двигатели: Справочное пособие. М.: Недра, 1999.

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсам:
(495) 984-23-56, 984-23-57, 984-23-58, 984-23-59
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 26.05.2009. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 8,0 печ. л.
Заказ № 178
Тираж 40 экз.

Научно-технический центр
«Промышленная безопасность»и
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 21

Отпечатано в ООО «Полимедиа»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 18, стр. 1

gost.e-ecolog.ru