Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!
Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

А.И. Булатов
С.В. Долгов

спутник БУРОВИКА

КНИГА 2

A.I. Bulatov
S.V. Dolgov

DRILLER'S GUIDE

Work in two books

BOOK 2



Moscow NEDRA 2006

А.И. Булатов
С.В. Долгов

СПУТНИК БУРОВИКА

В двух книгах

КНИГА 2



Москва НЕДРА 2006

УДК 622.24(035)
ББК 33.131
Б90

Булатов А.И., Долгов С.В.
Б90 Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 2. – 534 с.: ил.
ISBN 5-8365-0218-8

Описаны основные технологические операции при бурении и заканчивании скважин. Приведены применяемые оборудование и инструменты. Рассмотрены материалы и химические реагенты, а также необходимые для инженерных расчетов формулы, графики и таблицы.

Для инженерно-технических работников предприятий по бурению и капитальному ремонту скважин. Может быть полезна аспирантам и студентам специальностей нефтепромысловых факультетов нефтяных и технических вузов, а также научным работникам научно-исследовательских институтов соответствующего профиля.

Bulatov A.I., Dolgov S.V.
Driller's Guide: Handbook: In two books.

The basic technologic processes in well drilling and completion are discussed. The applied equipment and instruments are also described. Consideration is given to materials and chemical reagents together with formulas, plots, and tables, which are of special need for engineering calculations.

Recommended for engineers and technicians engaged in facilities on well drilling and overhaul. Can be useful for post-graduate students and students in oil field departments of oil and engineering higher educational institutes, as well as researchers engaged in scientific research institutes of the corresponding specialization.

ISBN 5-8365-0220-X (кн.2)
ISBN 5-8365-0218-8

© Булатов А.И., Долгов С.В., 2006
© Оформление.
ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006

ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочное пособие включает все основные технологические этапы строительства нефтяных и газовых скважин, а также вопросы заканчивания.

С момента выхода последнего издания книги К.В. Иогансена «Спутник буровика» (М., 1990) прошло 16 лет.

За последнее время в результате внедрения передовых научных идей появились новые технологии, технические средства, материалы и химические реагенты, существенно повысившие сроки и качество строительства скважин. Кроме того, была издана соответствующая справочная литература по буровым установкам, бурильным трубам и обсадным колоннам, тампонажным материалам и химическим реагентам.

Все это, на взгляд авторов, потребовало обобщить многочисленные материалы для облегчения инженерных расчетов при проектировании строительства скважин, а также расчетов отдельных технологических операций.

Авторы с благодарностью примут замечания и пожелания инженерно-технических и научных работников соответствующих специальностей по совершенствованию последующих изданий справочного пособия.

12

БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

12.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет следующее:

повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;

продлить период безводной эксплуатации скважин;

увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

повысить эффективность закачки агентов в пласты;

вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;

освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;

улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленные скважины эффективны:

при бурении в обход осложненных зон горных пород;

при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;

при глушении открытых фонтанов;

при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Горизонтальная скважина – это скважина, которая имеет протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2–10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

морские месторождения углеводородов;

месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;

залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;

низкопроницаемые, неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;

карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;

переслаивающиеся залежи нефти и газа;

залежи на поздней стадии разработки.

12.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта.

12.2.1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Проектирование конфигурации направленной скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимых параметров:

глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;

длины вертикального участка;

значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования и на проектной глубине.

Конфигурацию направленной скважины выбирают с учетом:

назначения скважины;

геологических и технологических особенностей проводки ствола;

установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;

установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 12.1):

1 – тангенциальные скважины;

2 – S-образные скважины;

3 – J-образные скважины.

Скважины типа 1 отклоняют вблизи поверхности до угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип часто применяют для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используют промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

Тип 2 скважин предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом; S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для

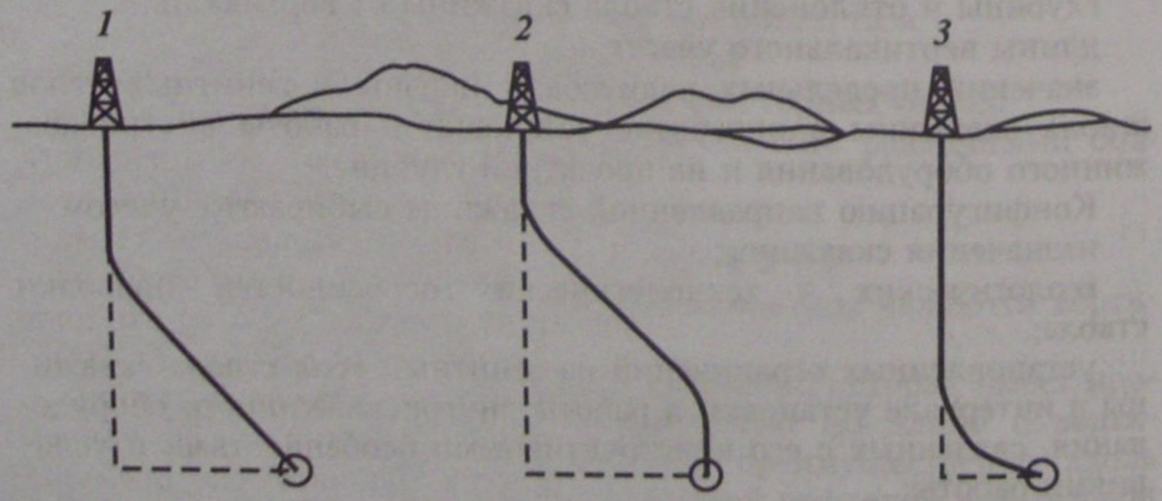


Рис. 12.1. Основные типы профилей вертикальных проекций наклонно направленных скважин

бурения направленной скважины в целях глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип 3 скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также для вскрытия глубоко залегающих объектов. К J-образным можно отнести также горизонтальные скважины.

12.2.2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

состав проходимых пород;

подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;

тип бурового раствора и конструкция скважины;

размеры ствола;

потенциальные возможности оборудования.

На рис. 12.2 показан план ствола скважины типа 1, на котором изображены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальную проекцию вычерчивают на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя от вертикали – это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Его вычерчивают в масштабе глубины. Для рассматриваемой скважины (см. рис. 12.2, *а*) отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) – 3000 м; измеренная глубина (MD) – длина ствола скважины – 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разность между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

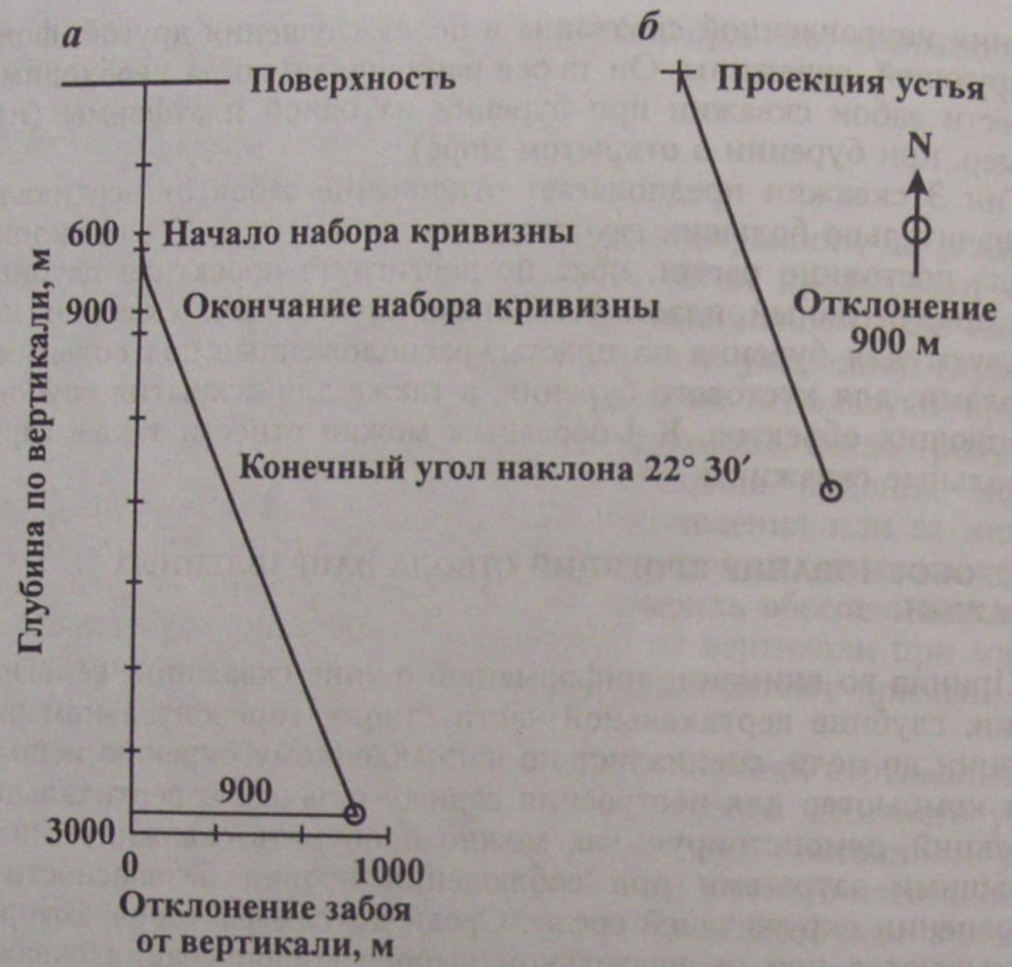


Рис. 12.2. Плановые проекции наклонно направленной скважины:
а – вертикальная; *б* – горизонтальная

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости (см. рис. 12.2, *б*) с истинным направлением севера (географического) вверх листа. В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный к юго-востоку под углом 20°45′. Это обозначается следующим образом: S20°45′E. Направление скважины можно также обозначить азимутом – числом градусов по часовой стрелке от севера (север – 0, юг – 180, восток – 90, запад – 270). Азимут скважины 159°15′. На горизонтальном плане также показывают в масштабе значение отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Рассматриваемая скважина (см. рис. 12.2) бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла 20°45′ на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой КОР – kickoff point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600–900 м и достигают его конечного значения 22°30′ на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле

$$\frac{10\ (\text{конечный угол} - \text{начальный угол})}{(\text{конечная MD} - \text{начальная MD})}.$$

Для данной скважины

$$10(22{,}5 - 0{,}0)/(900 - 600) = 0{,}8°/10\ \text{м}.$$

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке, поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 12.1.

Направленные скважины, которые бурят по типу 2 профиля, имеют следующие технологические недостатки:

требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;

Таблица 12.1

Формулы для расчета проекций и длин участков профиля скважины

Участок профиля	Проекция участка, м		Длина участка, м
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_в$	$H_в$
Начального искривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR/57{,}296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R/57{,}296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R/57{,}296$
Тангенциальный длиной L	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	L

Примечание. $H_в$ – интервал глубин по вертикали; R – радиус кривизны участка профиля; Z, Z_1, Z_2 – зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка; Z_L – зенитный угол тангенциального участка.

при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по типу 2 профиля на 35 % выше, чем при бурении по типу 3, и на 20 % выше, чем при бурении по типу 1 профиля.

Применение типов 1 и 3 направленных скважин взамен типа 2 позволяет на практике:

уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;

минимизировать длину участка начального искривления;

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, типы 1 и 3 направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами типа 2.

12.2.3. ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали необходимо задавать значение зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решение системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости. Вертикальную и горизонтальную проекции, а также длину каждого участка профиля можно определить, используя приведенные формулы (см. табл. 12.1).

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким (ультракоротким) радиусом.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны (>190 м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600–1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления (0,7–2° на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны (60–190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин 3–10° на 10 м при длине горизонтального участка 450–900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с малым радиусом искривления (10–60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют 0–25° на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90–250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким (<10 м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

12.2.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели. При этом следует иметь в виду применение профилей трех основных типов:

тангенциальный, состоящий из трех участков – вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;

S-образный, состоящий из пяти участков – вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;

J-образный, состоящий из двух участков – вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

глубина проектного забоя;

отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;

азимут цели по отношению к устью;

конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для профилей типов 1 и 2 должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для профиля типа 3 длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траектория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше, однако его значение часто ограничено снизу следующими требованиями:

при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запредельные напряжения;

обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;

должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

12.2.5. РАСЧЕТ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Для профиля типа 1 (рис. 12.3) необходимое значение максимального зенитного угла α находят по формуле

$$\cos\alpha = \frac{\left[R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}\right]}{(R-A)^2 + H^2},$$

где R – радиус искривления второго участка ствола, м; A – смещение забоя от вертикали, м; H – интервал глубин по вертикали второго и третьего участков ствола скважины, м.

Длину второго и третьего участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 12.2.

При расчете профиля типа 2 (рис. 12.4) сначала устанавливают длину пятого вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанное значение превышения длины пятого участка над мощностью залежи обусловлено часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце четвертого ствола.

Необходимый зенитный угол третьего участка ствола определяют из формулы

$$\sin\alpha = \frac{\left[R_0 H(R_0 - A)\sqrt{[(H_2)^2 - A(2R_0 - A)]}\right]}{[H^2 - (R_0)^2] - A(2R_0 - A)},$$

где $R_0 = R_1 + R_2$; $H = H_0 - H_в - H_з$.

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют с помощью формул, приведенных в табл. 12.3.

При расчете профиля типа 3 (рис. 12.5), когда известны глубина скважины, длина первого вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют радиус искривления второго участка. Кроме того, может быть задан угол с продуктивным пластом (угол между осью ствола скважины и плоскостью напластования). Тогда зенитный угол в месте входа в пласт

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta,$$

где γ – угол встречи скважины с пластом; β – угол падения пласта.

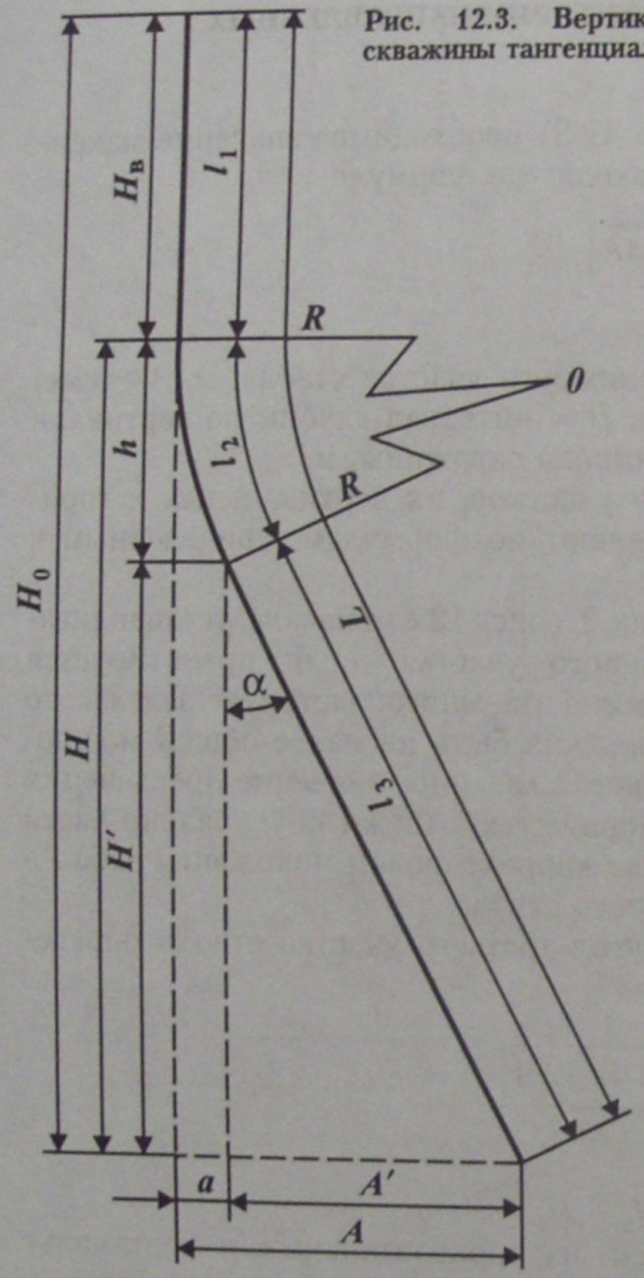


Рис. 12.3. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального типа (профиля типа 1)

Таблица 12.2

Формулы для расчета профиля типа 1 (см. рис. 12.3)

Участок профиля	Длина участка, м	Проекция участка, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	–	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174Ra$	$a = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R\sin\alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H'/\cos\alpha$	$A' = H'\operatorname{tg}\alpha$	$H' = H_0 - (H_в + h)$
Длина стола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_в + h + H'$

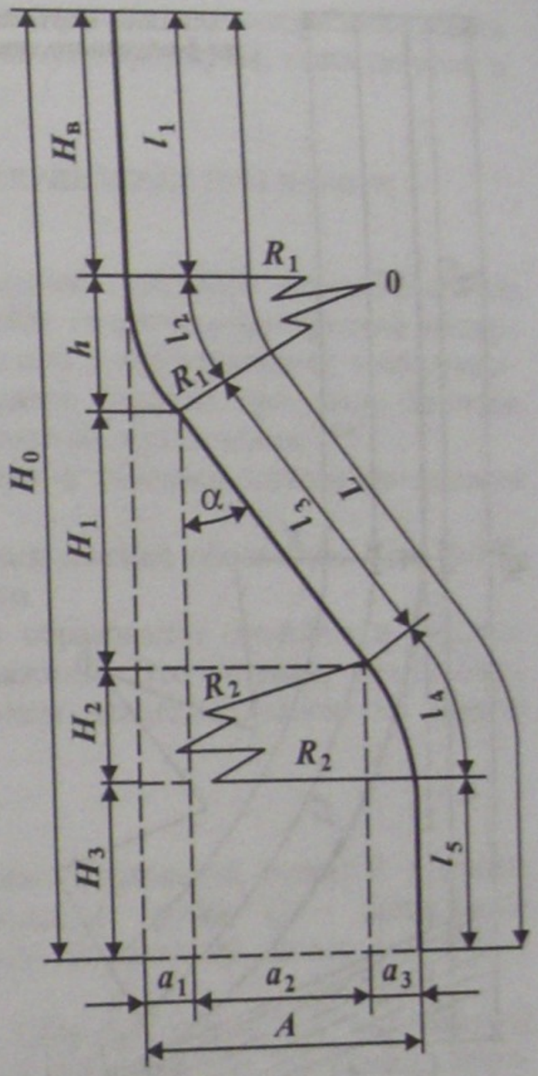


Рис. 12.4. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного типа (профиля типа 2)

Таблица 12.3

Формулы для расчета профиля типа 2 (см. рис. 12.4)

Участок профиля	Длина участка, м	Проекция участка, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	–	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174R_1a_1$	$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1\sin\alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H_1/\cos\alpha$	$a_2 = H_1\operatorname{tg}\alpha$	$H_1 = H_0 - H_в - H_3 - R_0\sin\alpha$
Уменьшения зенитного угла	$l_4 = 0{,}01745R_2a_3$	$a_3 = R_2(1 - \cos\alpha)$	$H_2 = R_2\sin\alpha$
Нижний вертикальный	$l_5 = H_3$	–	H_3
Длина стола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_в + h + H_1 + H_2 + H_3$

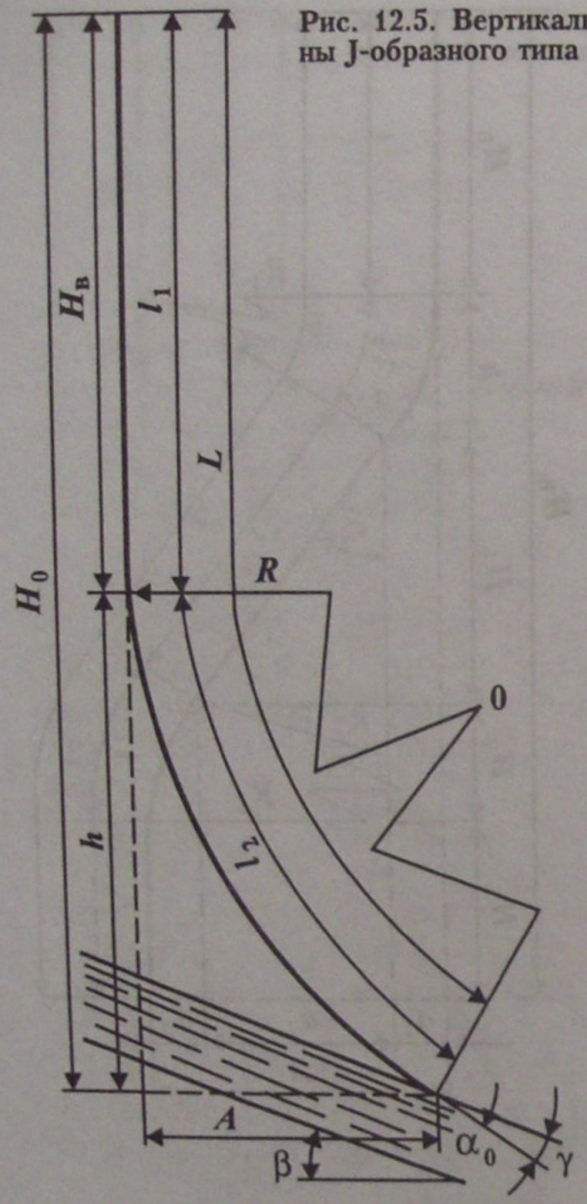


Рис. 12.5. Вертикальная проекция направленной скважины J-образного типа (профиля типа 3)

Кроме того,

$\cos \alpha = 1 - A/R.$

Длину вертикальной части ствола скважины можно при необходимости корректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

Таблица 12.4

Формулы для расчета профиля типа 3 (см. рис. 12.5)

Участок профиля	Длина участка, м	Проекция участка, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$	–	$H_в$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0{,}0174RA$	$A = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
Длина стола по инструменту	$L = l_1 + l_2$	A	$H_0 = H_в + h$

Для расчета длин участков, вертикальных и горизонтальных проекций ствола скважины используют формулы, приведенные в табл. 12.4.

12.2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ ПРИ НАБОРЕ КРИВИЗНЫ СКВАЖИНЫ

Радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать 1,5°/10 м проходки.

2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3. Должно быть исключено образование желобов в искривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено значением давления замков на стенки ствола скважины:

$R > 12P/Q,$

где 12 – средняя длина половины бурильной свечи; P – осевое усилие, действующее на бурильные трубы; Q – допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение Q можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости, – 20–30 кН, для пород твердых и крепких – 40–50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб $\sigma_т$:

$R > dE/(2\,\sigma_т),$

где d – наружный диаметр бурильных труб; E – модуль Юнга.

5. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$R > 0{,}25L_j^2[0{,}74(D - d_i) - K],$

где L_j, d_i – соответственно длина и наружный диаметр забойного

двигателя; D – диаметр долота; K – зазор, выбираемый на основании геологических условий (K = 0 для твердых пород, K = = 0,003÷0,006 м для мягких и средних).

При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R > E_к d_к/(2\sigma_т),$$

где $E_к$, $\sigma_т$ – соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб; $d_к$ – наружный диаметр обсадной колонны.

6. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R > L^2/[8(d_в - d_н - k)],$$

где L – длина спускаемого в колонну погружного устройства; $d_в$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; $d_н$ – диаметр спускаемого в колонну погружного устройства; k – зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства (в большинстве случаев k = 0,0015÷0,003 м).

Выбранный на основании приведенных ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Значение радиуса искривления корректируют на основании сравнения осевого усилия, возникающего при подъеме бурильной колонны из искривленной скважины, с допустимым его значением для данной бурильной колонны и буровой установки.

Профиль направленной скважины строят следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, сначала наносят точку, обозначающую устье скважины, затем с помощью транспортира из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычисляют по формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

12.3. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки низа бурильной колонны (КНБК):

долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (УБТ) (рис. 12.6, *а*); угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно 1,5–3°, длина УБТ (при коротких турбобурах) 12–25 м;

долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом 0,5–1,5° (рис. 12.6, *б*);

долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 12.6, *в*); рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса 1–2°;

долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильные трубы (рис. 12.6, *г*); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 12.6, *д*); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным 1,5–3°;

долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 12.6, *е*);

долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 12.6, *ж*).

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований

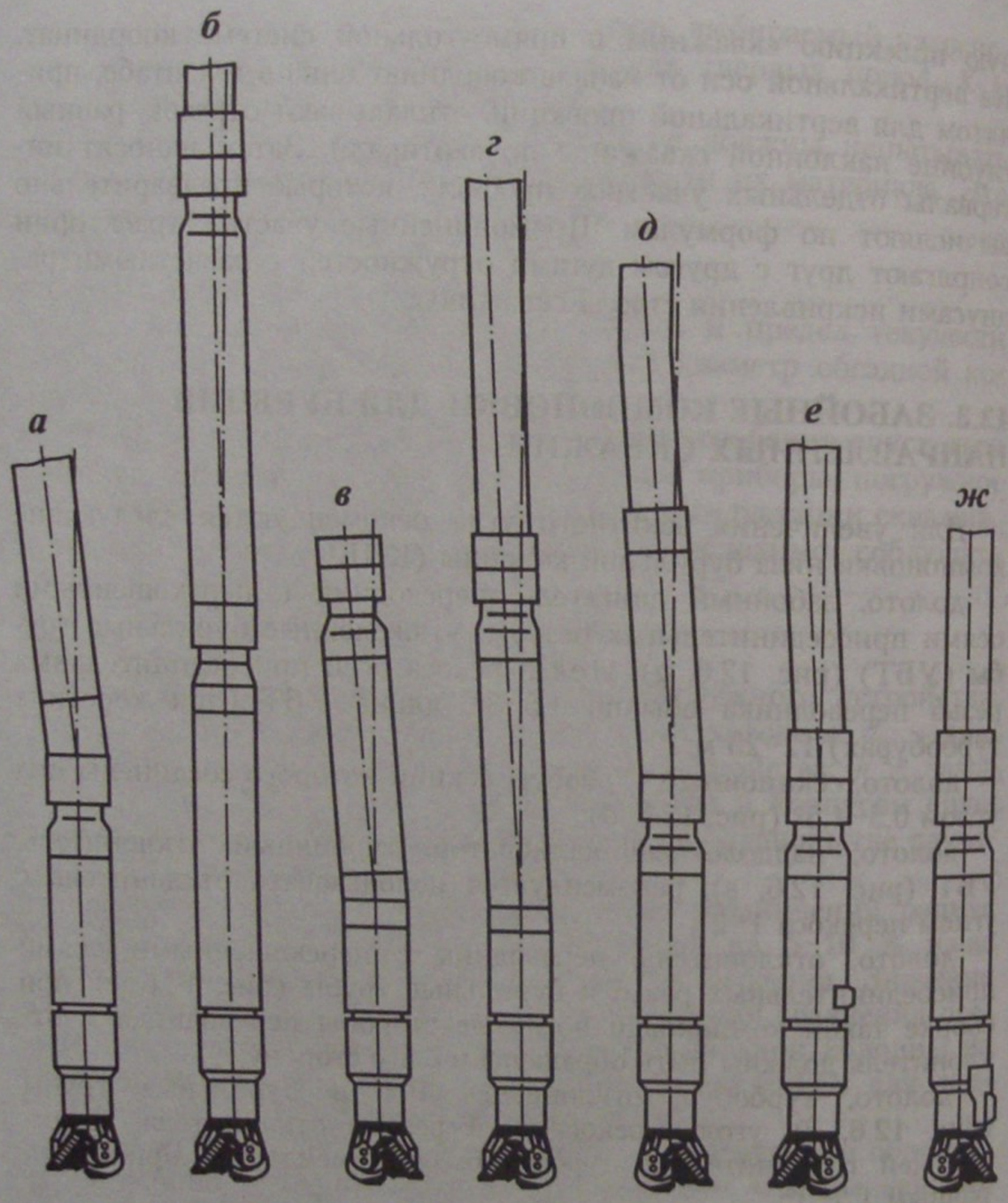


Рис. 12.6. Компоновки низа бурильной колонны для искривления скважин:
а – с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* – с искривленным секционным турбобуром; *в* – с турбинным отклонителем; *г* – с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* – с отклонителем; *е* – с накладкой и кривым переводником; *ж* – с эксцентричным ниппелем

точности искривления. Компоновки (см. рис. 12.6, *а*, *б*) рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка (см. рис. 12.6, *в*),

так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения: механическую скорость и проходку на долото. Компоновки (см. рис. 12.6, *г*, *д*) рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки (см. рис. 12.6, *е*, *ж*).

Геометрические размеры компоновки низа бурильных колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок (см. рис. 12, *е*, *ж*) следует выбирать их размеры такими, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более 1° на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

Для уменьшения зенитного угла рекомендуется применять следующую компоновку низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла – долото, забойный двигатель и бурильные трубы;

для уменьшения зенитного угла со средней интенсивностью – долото, сбалансированная толстостенная труба в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3–4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла – одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 12.6).

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять одну из трех приведенных компоновок:

долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с накладкой, приваренной к его корпусу или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

12.4. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

Чтобы определить изменения конфигурации ствола, проводят единичные выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для замены долота. Более прогрессивные системы такие, как контролирующие инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD), в конкретные моменты времени предоставляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших, постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практика чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые – зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют с помощью глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонта и мест аварий.

Среди приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат Петросяна, принцип действия которого основан на том, что плавиковая (фтористоводородная) кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схему действия этого прибора иллюстрирует рис. 12.7. В стальной корпус *1* с крышками помещен на осях *3* с заостренными концами полуцилиндр *5*. Его центр тяжести смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях *3* до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размеща-

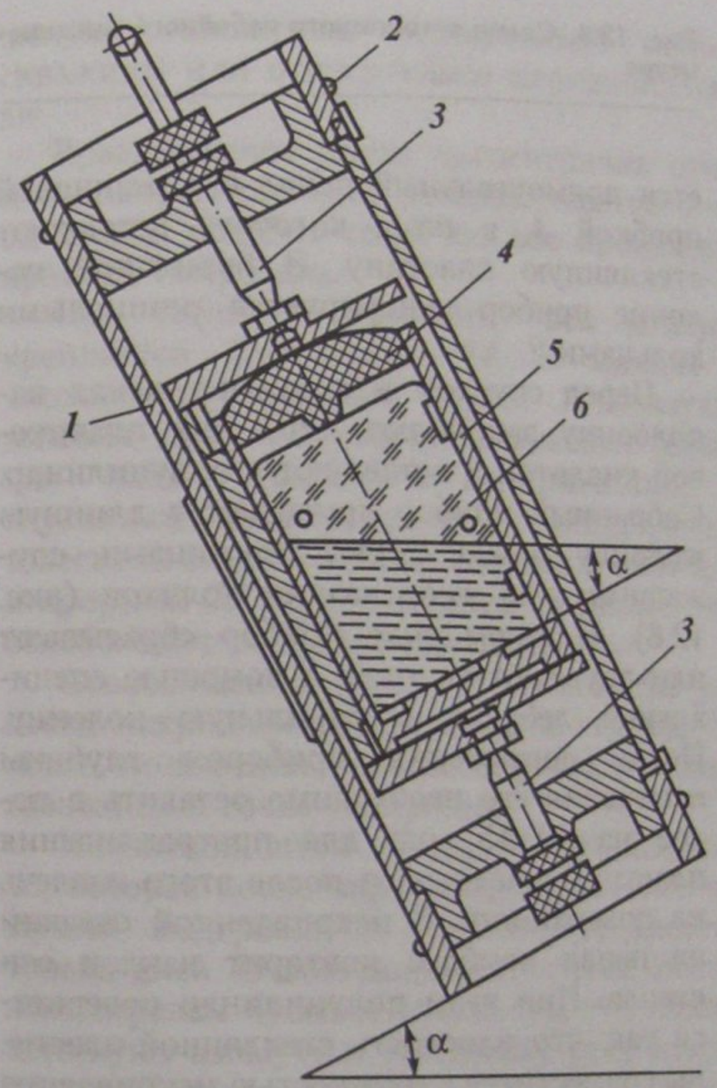


Рис. 12.7. Прибор Петросяна

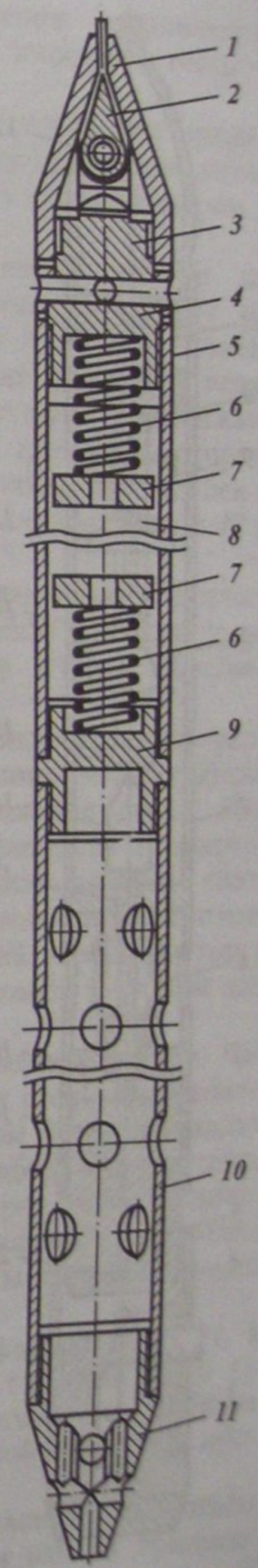


Рис. 12.8. Желонка с прибором Петросяна:
1 – верхнее направление – замок; *2* – «рыбка»; *3* – пробка; *4* – прокладка; *5* – корпус; *6* – пружина; *7* – деревянные диски, между которыми размещается прибор; *8* – место для измерительного прибора; *9* – соединительный ниппель; *10* – труба; *11* – направляющая пробка

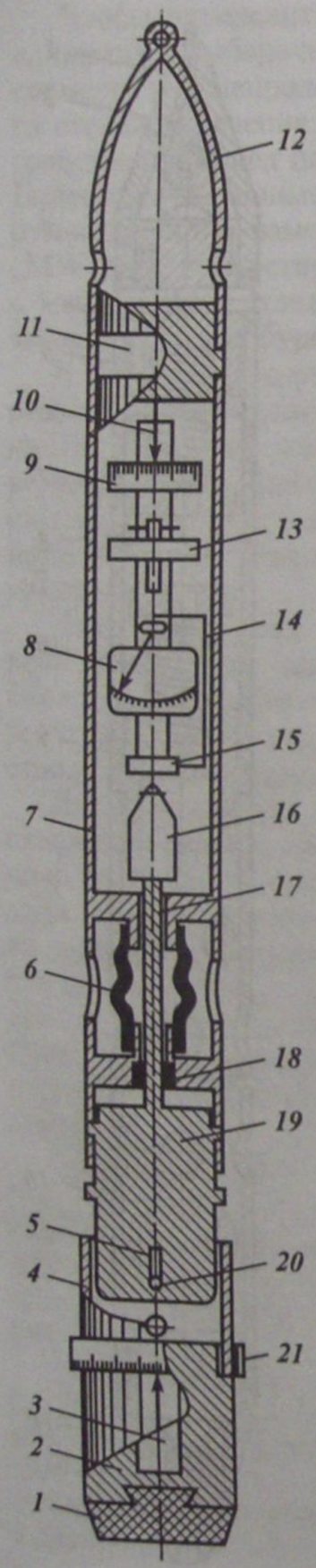


Рис. 12.9. Схема автономного забойного инклинометра

ется прямоугольный пенал *6* с резиновой пробкой *4*, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами *2*.

Перед спуском в скважину пенал наполовину заполняют 20%-ной плавиковой кислотой и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (рис. 12.8). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе с помощью специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлечь на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр (ЗИ) (рис. 12.9). Прибор имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки *10*, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой *13* для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, отвес *8* для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб *9* для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север – юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором *14*. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати *1* образуются отпечатки ножей, нижняя часть *4* корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть *7* вместе с измерительной системой продолжает спускаться, надвигаясь на цилиндрический груз *19*, который телескопически соединен с обеими частями с помощью пальцев *5* и прорезей *20*. При этом диск *15* садится на нажимной шток *17* и освобождает измерительную систему.

Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке измерения.

Нажимной шток *17* имеет специальное гидравлическое реле *16*, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск *15* возвращается на свое место, фиксатор *14* закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан *2* можно вставить пробирку *3* с плавиковой кислотой для контрольного измерения угла искривления.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор *6* гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника *18*, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб *21*, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска *11*. Лимбы *9*, *21* и риска *11* позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну с помощью вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикреп-

ленном к кольцу колпака *12*. Измерение длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак *12* и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса *8*, а азимут – по показанию магнитной стрелки буссоли *13*.

В зарубежной практике наиболее простым считают обслуживание с помощью фотографических устройств.

Контролирующие инструменты, применявшиеся ранее, записывают информацию на забое скважины, которую затем, после подъема на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов:

устройство может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее с помощью троса или кабеля малого диаметра;

устройство может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено с помощью овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе;

устройство может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для замены долота) извлечено из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 12.10). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен вертикально, подобно отвесу *3*. Электрический свет, сфокусированный на края диска со светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас *5*. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается, (например, коррозионно-стойкая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

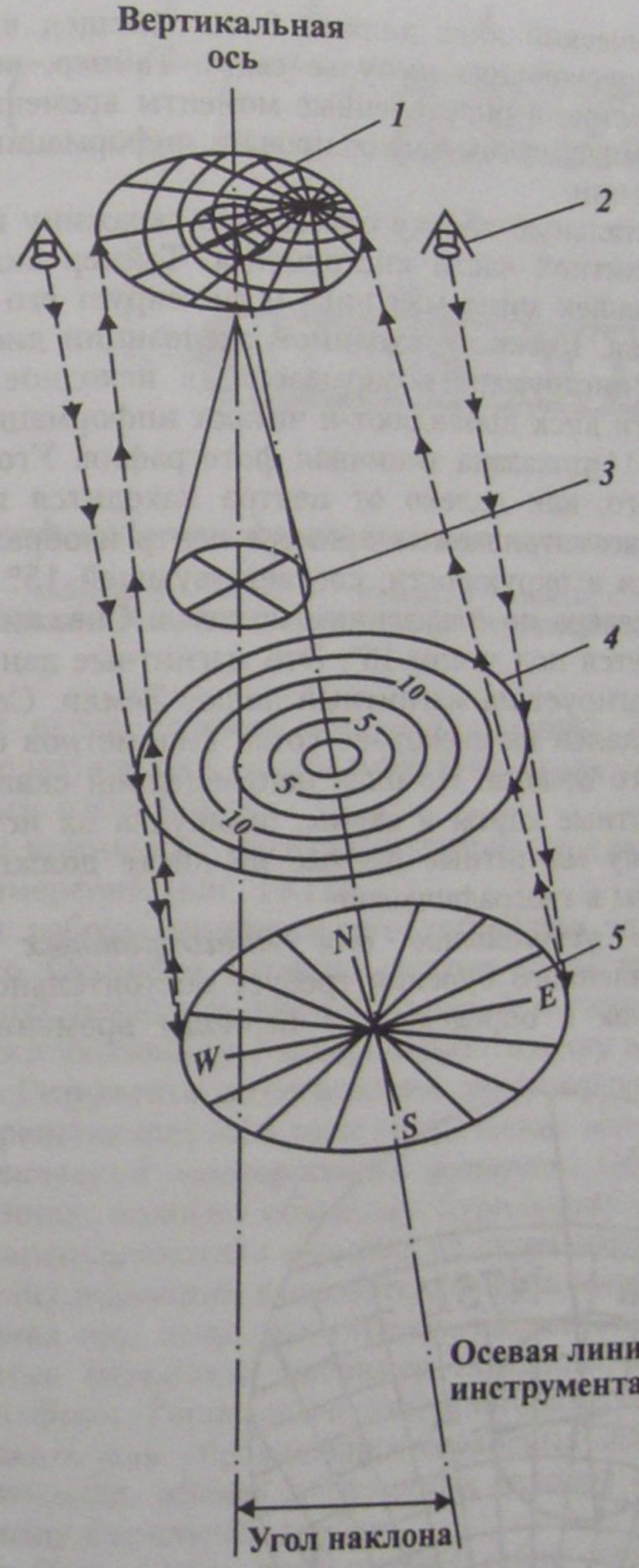


Рис. 12.10. Принцип действия фотографического измерительного прибора:
1 – изображение на фотографическом диске; *2* – источник света; *3* – отвес; *4* – собирающая линза; *5* – компас

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически впускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который направлен мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается, и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 12.11 показана типичная фотография. Угол скважины зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15°. Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от северного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Магнитное устройство для многократных измерений. Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

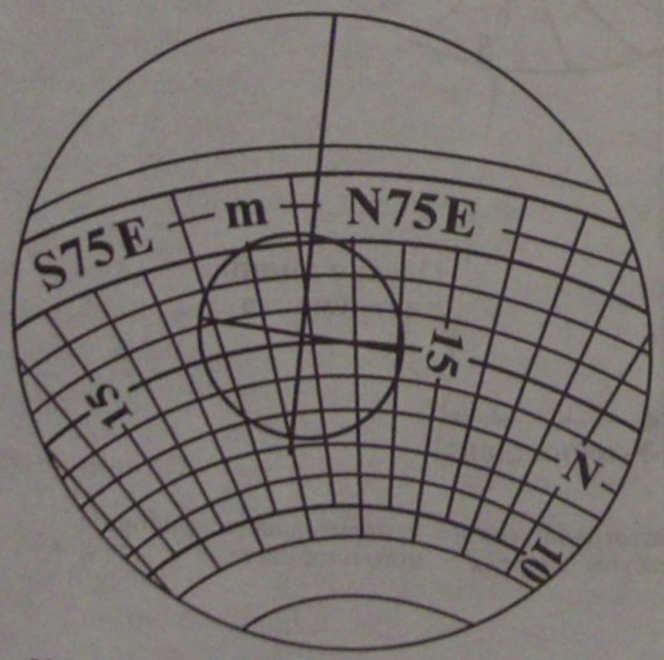


Рис. 12.11. Фотография магнитного диска с проекцией отвеса

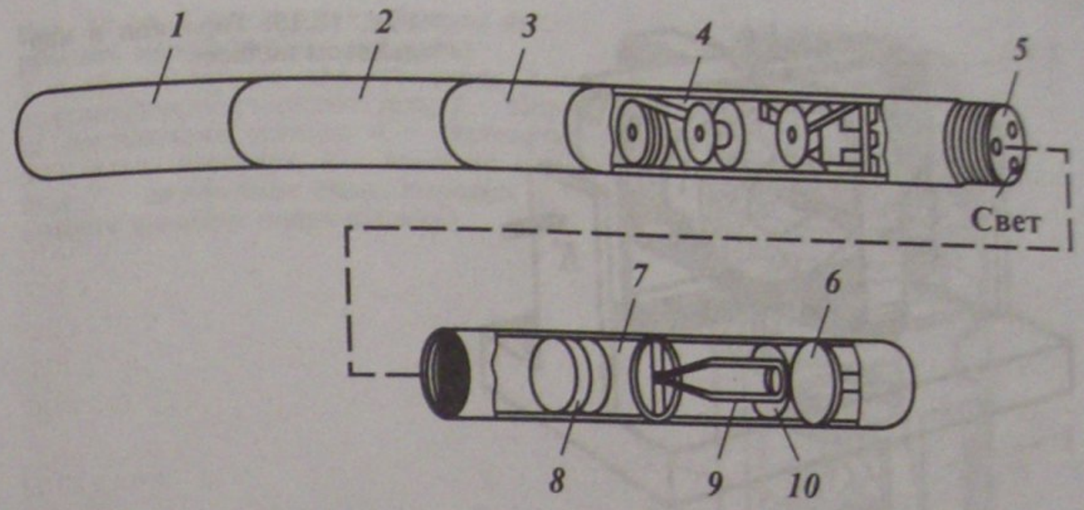


Рис. 12.12. Схема глубинного фотографического инструмента многократного действия:
1 – батарея; *2* – таймер; *3* – мотор; *4* – камера; *5* – линзы; *6* – шкала; *7* – жидкость; *8* – стеклянная крышка; *9* – отвес; *10* – фокусирующая линза

При этом применяют магнитное устройство для многократных точечных измерений (рис. 12.12).

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одноразового. Основное различие состоит в том, что оно снабжено встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах. Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

Гироскопический многоразовый аппарат. Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например скважины, пробуренные с морских платформ. Гироскопический многоразовый прибор можно использовать для управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гироскоп (рис. 12.13) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться вокруг одной оси (*AB*), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей (*KG* и *ED*). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в

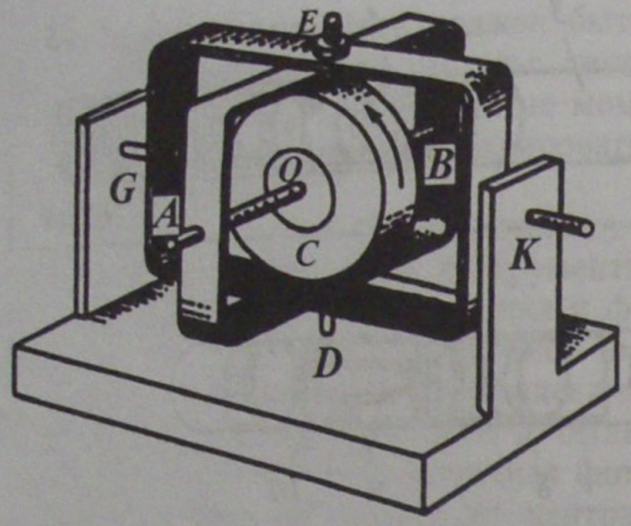


Рис. 12.13. Гироскоп в карданновом подвесе

установленном направлении, несмотря на то как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гироскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гироскопу. Собственно гироскоп – это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой 40 000 мин$^{-1}$. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гироскопы влияют вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурильную колонну и извлекать из нее с помощью троса. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее (так же, как и для магнитных приборов).

На рис. 12.14 показана компоновка рабочих частей в гироскопическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или поверхностного источника по кабелю.

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому устройству, этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 12.15). Крест на каждой фотографии – это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, указывает направление оси вращения.

Рис. 12.14. Гироскоп в глубинном инструменте многократного действия:
1 – сборка мотора для гироскопа; *2* – нивелирующий переключатель; *3* – сборка вращающего мотора; *4* – гирокарта; *5* – шкала верньера; *6* – внешний шарнир; *7* – внутренняя опора шарнира; *8* – нижняя внешняя опора шарнира

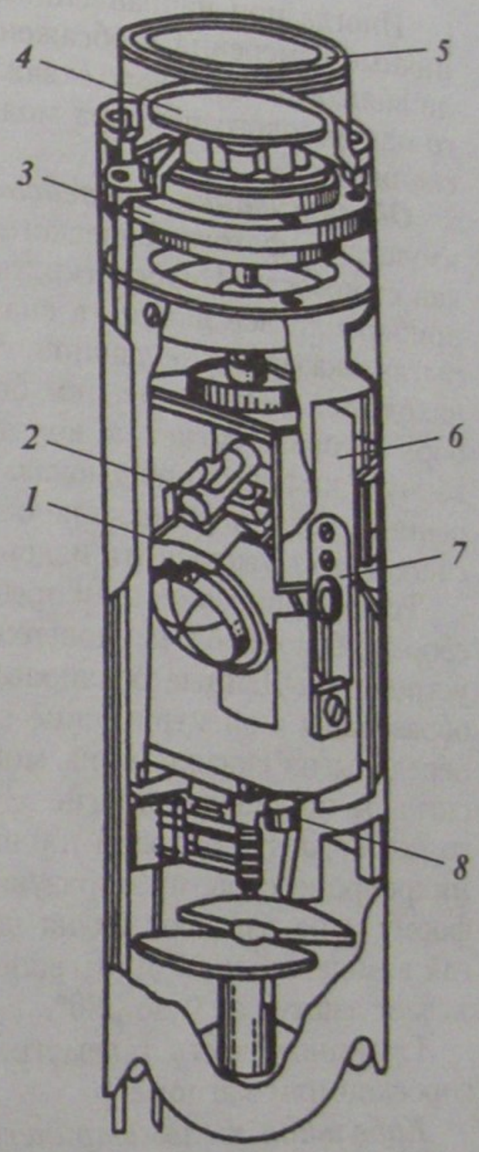
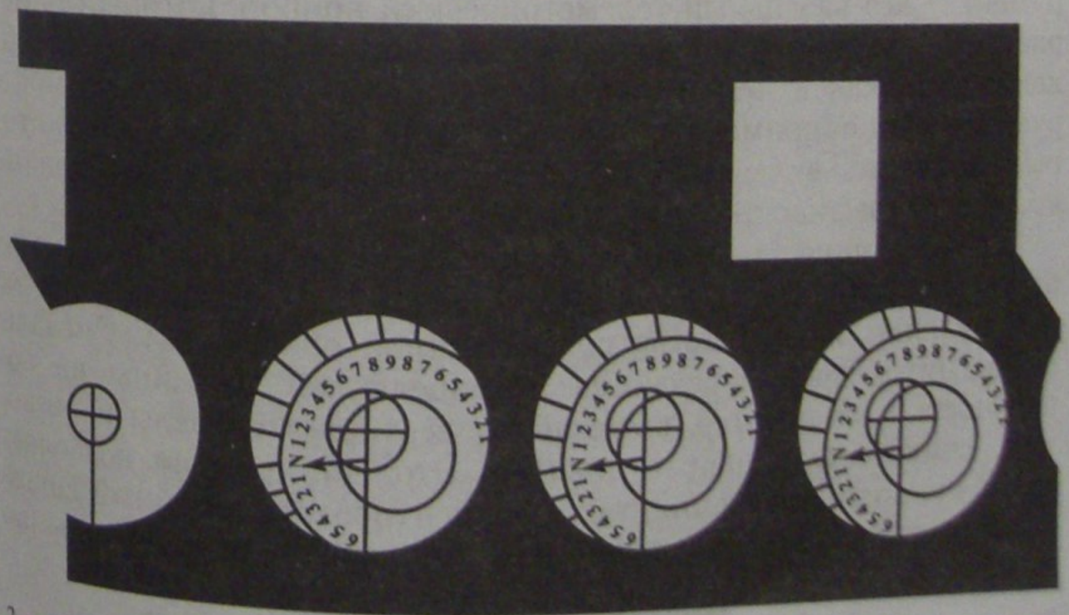


Рис. 12.15. Запись на фотопленке многократных показаний гироскопа



Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

Обслуживание посредством забойной телеметрии. Преимущества фотографического обслуживания: его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спускать и поднимать прибор или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дольше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может в короткий срок предоставить расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), хотя первоначально может быть дорогим, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие – посредством бурового промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает гироскоп или магнометр.

Кабельная телеметрическая система. Управляющий инструмент – это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда бурильная колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и позволяет считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, ориентируя по направлению курса скважины.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давления. Положительные импульсы бурового раствора – серия увеличения давления, отрицательные – серия уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы типа СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ164 и СТЭ215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), присоединительный фильтр (ФП).

Компоновка аппаратуры типа СТЭ включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

Телеметрическая система типа СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружаю-

щей среды до 100 °С. Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0–110°, азимут 0–360°.

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 12.16). Принцип действия датчика азимута (ДА) основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз *1* для приведения прибора в горизонтальном положение.

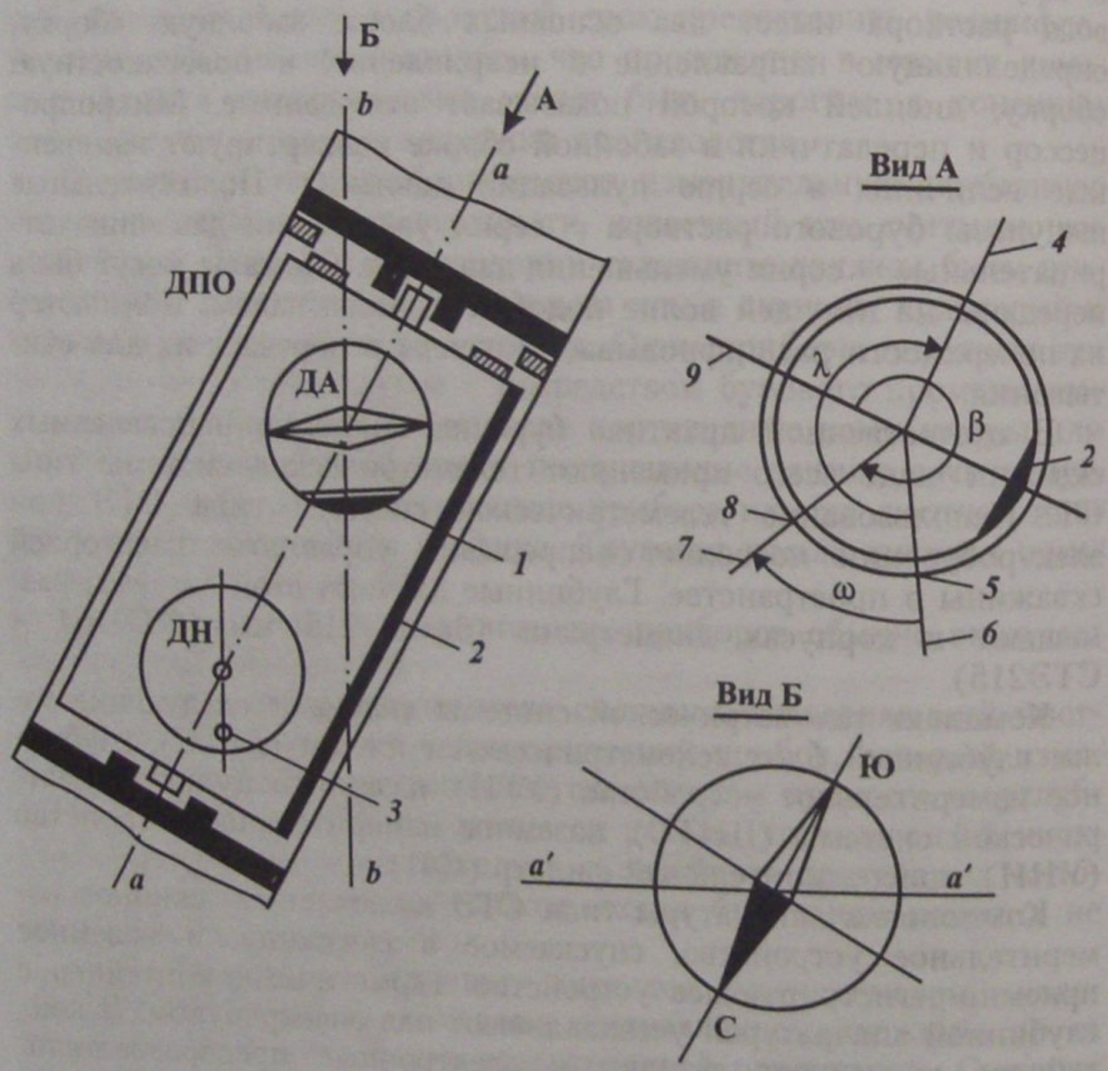


Рис. 12.16. Схема измерительной части телеметрической системы типа СТ:
1, 3 – эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; *2* – груз рамы; *4* – заданное направление; *5* – метка отклонителя; *6, 7* – реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; *8* – метка «0» УГИ; *9* – след апсидальной плоскости; λ – угол поворота бурильной колонны; β – угол установки отклонителя; ω – угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя)

Принцип действия датчика наклона (ДН) основан на применении эксцентричного груза *3*, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза *3* связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному градусу механического поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6°.

Принцип действия датчика положения отклонителя (ДПО) основан на повороте рамки с эксцентричным грузом *2* и укрепленными на ней ДА и ДН. Груз *2* стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному градусу поворота соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1°.

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

На базе телеметрической системы типа СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, который снабжен 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 (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного

положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде времяимпульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы типа СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, в котором сигналы дешифрируют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере сигнал информации усиливается и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводится в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры в телеметрических системах для турбинного бурения и для бурения с применением электробуров аналогичен.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания бурильной колонны при забуривании наклонного или горизонтального ствола скважины;

определение угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя;

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя.

12.5. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ И НАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Горизонтальная скважина состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть включает вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный (прямолинейный) участок и участки увеличения зенитного угла или состоит только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Одним из главных участков такой скважины является вертикальный. В процессе бурения вертикального участка его ось отклоняется от вертикали и скважина приобретает вид спирали. Такое искривление препятствует дальнейшему нормальному ходу бурения скважины: ухудшаются условия продвижения инструмента в ней в процессе спускоподъемных операций, создания достаточной нагрузки на забой, проведения инклинометрических и геофизических работ и т.д.

Для уменьшения отклонения применяют компоновки низа бурильных колонн самых разнообразных конструкций, подразделяющихся на три основных типа: маятниковые, жесткие и опорные.

Эффективность работы КНБК при этом определяют три основных элемента: жесткость, зазор между компоновкой и стенками скважины и длина компоновки. В настоящее время применяют в основном жесткие КНБК, расчет места установки в них опорно-центрирующих элементов проводят с допущением, что отклоняющая сила на долоте равна нулю и угол между осью компоновки и осью скважины также равен нулю.

При уравнивании искривленных и прямолинейных участков горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин в отечественной практике используют КНБК и их элементы, приведенные на рис. 12.17.

В КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу (см. рис. 12.17, *а*) используются турбинные отклонители ТО2-240 и ШО-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота обеспечивается интенсивность искривления 0,8–2,0° на 10 м (R = 286÷716 м). КНБК для набора зенитного угла по среднему радиусу собирается в соответствии со схемами (см. рис. 12.17, *а*, *б*).

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 (см. рис. 12.17, *а*) в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривленного ствола скважины в диапазоне 2,9–3,8° на 10 м (R = 150÷200 м). В случае применения двигателей ДГ-172, ДГ-155 и искривленного переводника с подпором (см. рис. 12.17, *б*) интенсивность искривления находится в пределах 5,7–10,0° на 10 м (R = 57÷100 м).

При бурении горизонтальной скважины по малому радиусу КНБК собираются в соответствии со схемами (см. рис. 12.17, *в*,

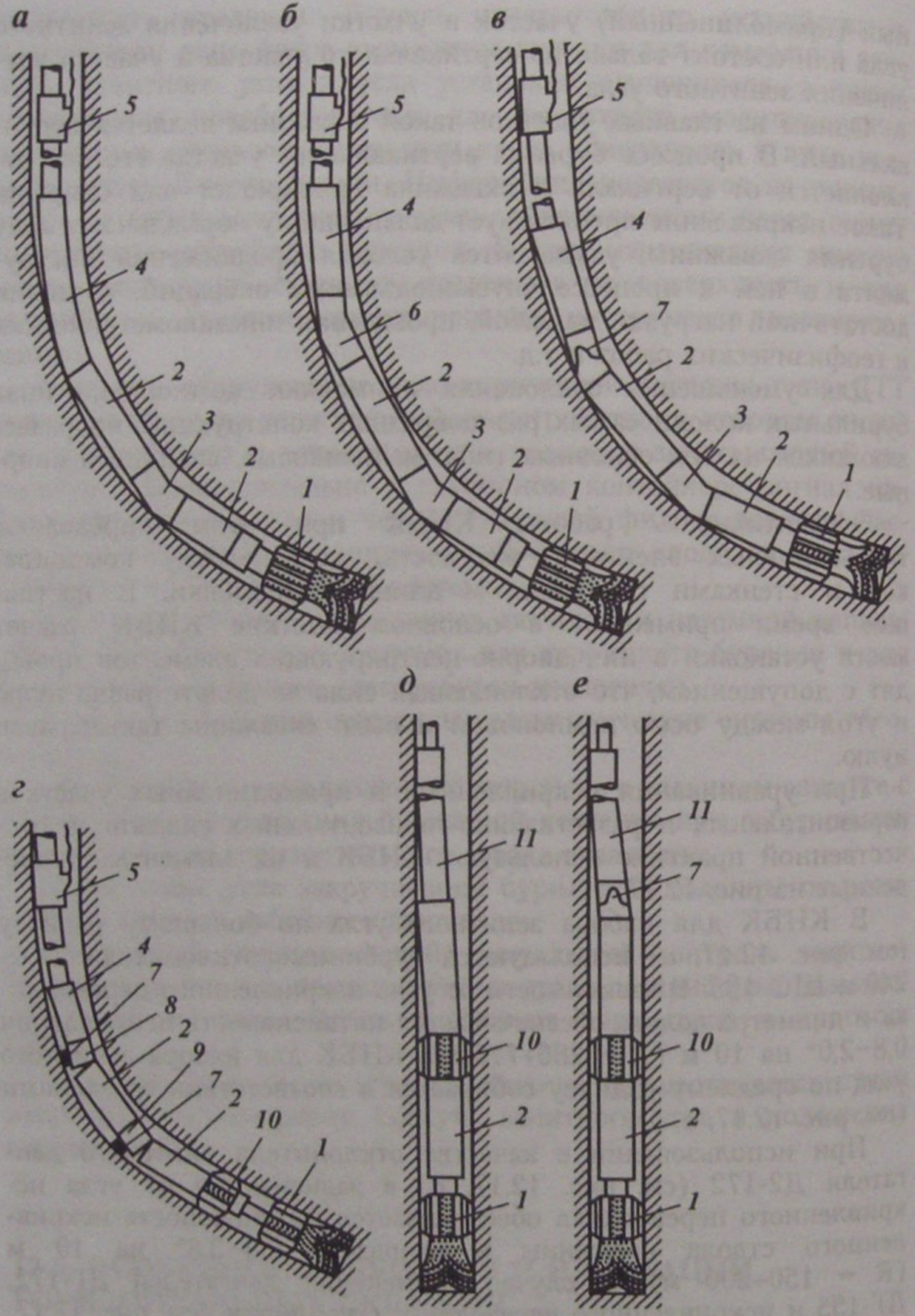


Рис. 12.17. Схемы компоновок низа бурильной колонны для искривления горизонтальных скважин:
1 – наддолотный калибратор; *2* – забойный двигатель-отклонитель; *3, 6* – нижний и верхний кривые переводники; *4* – телесистема с кабельным каналом связи; *5* – переводник с боковым выводом для кабеля; *7* – подпор кривого переводника; *8* – шарнирное соединение; *9* – корпусный шарнир; *10* – центратор забойного двигателя; *11* – диамагнитные трубы

г). При использовании отклонителей ДГ2-106, ДГ-155, ОШ-172 с шарнирным соединением (см. рис. 12.17, *в*) обеспечивается интенсивность искривления в диапазоне 1,1–1,4° на 1 м (R = 40÷50 м). Применение отклонителей ДГ-106, ДГ2-106 и ДГ-155 в сочетании с корпусным шарниром (см. рис. 12.17, *г*) дает возможность получить интенсивность искривления в пределах 1,9–2,9° на 1 м (R = 20÷30 м).

КНБК для стабилизации, малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла (см. рис. 12.17, *д*, *е*) базируются на использовании серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей с центратором на корпусе забойных двигателей. Конструкция КНБК обеспечивает ее проходимость в искривленном стволе скважины и бурение горизонтального участка с интенсивностью искривления 0–5° на 100 м. Ориентирование отклонителя и постоянный контроль параметров искривления ствола скважины при наборе зенитного угла проводятся телеметрической системой с проводным каналом связи при турбинном бурении типа СТТ, а при электробурении типа СТЭ с использованием долот диаметрами 295,3 и 215,9 мм, а также инклинометрами (серийными) в сочетании со специальным устройством «Зенит».

При забуривании дополнительного ствола из обсаженной скважины ориентирование отклонителя проводится с помощью устройств, включающих гироскопические инклинометры ИГ-50, ИГ-36.

Оперативный контроль параметров искривления ствола скважины осуществляется одноточечными инклинометрами с часовым механизмом сбросового и встроенного типов.

Инклинометры и геофизические приборы доставляются по бурильной колонне к точке измерения потоком бурового раствора с помощью специального устройства типа КТГ.

Многозабойные и горизонтально-разветвленные скважины бурят обычными буровыми установками с помощью серийно выпускаемого оборудования.

Мощность и грузоподъемность буровой установки необходимо выбирать с учетом дополнительных сил сопротивления, возникающих на участках резкого искривления и горизонтальных участках при взаимодействии бурильной и обсадной колонн со стенками скважины при осевых перемещениях. Напряженность бурильных и обсадных колонн дополнительно возрастает вследствие изгиба труб на участках резкого искривления стволов. Колонны для этого вида бурения следует выбирать по допустимым напряжениям, возникающим в теле трубы, при их деформированном положении в скважине. При этом выбираемый при рас-

чете коэффициент запаса прочности должен быть минимальным, равным 1,25.

В монолитных устойчивых породах дополнительные стволы не закрепляют обсадными трубами. Верхнюю часть разреза при этом закрепляют до кровли продуктивного пласта. Такая конструкция позволяет облегчить проходку и освоение всех ответвлений скважин. В продуктивных пластах, сложенных неустойчивыми породами, основной ствол должен быть закреплен хвостовиком (разъемным). На хвостовики устанавливают воронки для облегчения ввода труб. Это необходимо в том случае, если скважина многозабойная. Если скважина заканчивается одним пологим стволом, пройденным в продуктивном пласте, проблема крепления скважины упрощается. Ствол до продуктивного пласта закрепляют обсадной колонной и цементируют.

В горизонтальную часть скважины спускают заранее перфорированный хвостовик с таким расчетом, чтобы его верхний конец оставался внутри основной эксплуатационной колонны.

Кустовое бурение – способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки пласта, месторождения.

Кусты делят на: локальные, т.е. не связанные постоянными дорогами с базой; расположенные вдоль транспортной магистрали; находящиеся в центре транспортной магистрали. В первом случае скважины, как правило, направляют во все стороны (веером), что позволяет собрать в куст максимальное число устьев скважин. При разбуривании многопластовых залежей число скважин в кусте увеличивается. В случае расположения кустов вдоль транспортной магистрали (Азербайджан – море, Западная Сибирь) число скважин в кусте уменьшается по сравнению с числом скважин на локальном кусте.

Одна из основных особенностей проводки скважин кустами – необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести: вынужденную консервацию уже пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности; увеличение опасности пересечения стволов скважин; трудности в проведении капитального и подземного ремонтов скважин, а также в ликвидации грифонов в условиях морского бурения и др.

Многозабойное бурение. Сущность этого способа бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т.е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают.

В ОАО «Буровая техника» (б. ВНИИБТ) разработаны укороченные турбобуры Т12М2К, в которых применена проточная пята, отработана технология попадания в дополнительные стволы, разработана система доставки геофизических приборов в горизонтальные стволы.

13 ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Телеметрические системы используются для получения информации о траектории движения долота (ориентации ствола скважины при бурении), режимах бурения и техническом состоянии скважин, управлении процессом бурения и т.д.

Выпускаются следующие телеметрические системы: Пилот-БП26-01 (УфГНПП «Пилот»); ЭТО-2М (б. ВНИИБТе); геонавигационный комплекс НПФ «Самарские горизонты» (Самарское ЗАО НПФ); МЛМ-36, ДЛМ-42, ЛПМ-42, СМАШ-12, ИДК-107 (ООО «Кубаньгазпром») и др.

13.1. КАБЕЛЬНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА Пилот-БП26-01

Система для управления бурением скважины по заданной траектории 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).

Телеметрическая система обеспечивает:

измерение угловых параметров траектории скважин;

измерение температуры;

измерение уровня вибраций;

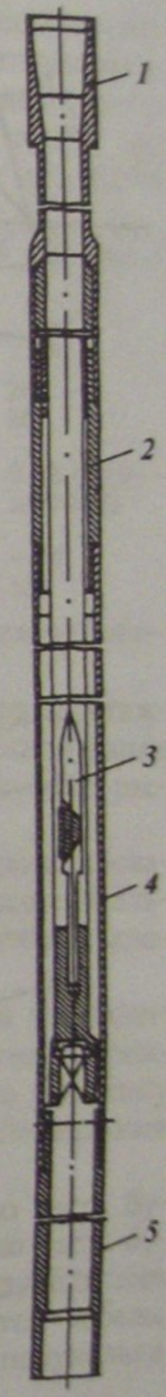
определение угла установки отклонителя;

расчет траектории скважины и выдачу прогнозов по траектории скважины.

Технические характеристики телеметрической системы Пилот-БП26-01

Габаритные размеры забойного модуля в сборе, мм:	
длина	1500
диаметр наружный	36
Измеряемые параметры:	
азимут, градус	0–360
зенитный угол, градус	0–95
угол установки отклонителя, градус	0–180
ускорение по продольной и поперечной осям, м/с	±500

Рис. 13.1. Схема устройства кабельной телеметрической системы Пилот-БП26-01:
1 – переводник верхний; *2* – переводник средний; *3* – центратор; *4* – корпус телесистемы; *5* – переводник нижний



Погрешности измеряемых параметров:	
азимута магнитного, градус	±1,5
зенитного угла, градус	±0,15
угла установки отклонителя, градус	±1,0
температуры, °С	±2,0
механических ускорений, %	±10
Температура, °С:	
для забойной части	+120
для наземной части	±50

Телесистема Пилот-БП26-01 (рис. 13.1) имеет:

точность измерений по углу установки отклонителя и азимуту 1,5°, по зенитному углу 0,15°;

малую погрешность измерения параметров, что позволяет точно соблюдать проектный профиль скважины;

малое число спускоподъемных операций, поскольку забойная часть является извлекаемой;

высокую надежность подземной части, выполненной на элементной базе SMD-технологии, что ведет к уменьшению простоев;

высокую надежность из-за отсутствия сбросной муфты с электрическим контактом;

возможность проводить замеры параметров кривизны скважины во время спуска телесистемы (т.е. действует как многоточечный инклинометр);

транспортировку на забой на геофизическом кабеле, что позволяет оперативно (30–40 мин) провести замену глубинного электронного блока;

возможность работать с геофизическим кабелем любого типа;

малые габариты (диаметр D = 32 мм, длина l = = 1500 мм) и небольшую массу (до 10 кг).

Кроме того, с телесистемой может использоваться простой персональный компьютер.

13.2. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЭТО-2М

Система предназначена для передачи информации о зенитном угле и направлении действия отклонителя забойной компоновки по отношению к апсидальной плоскости скважины по

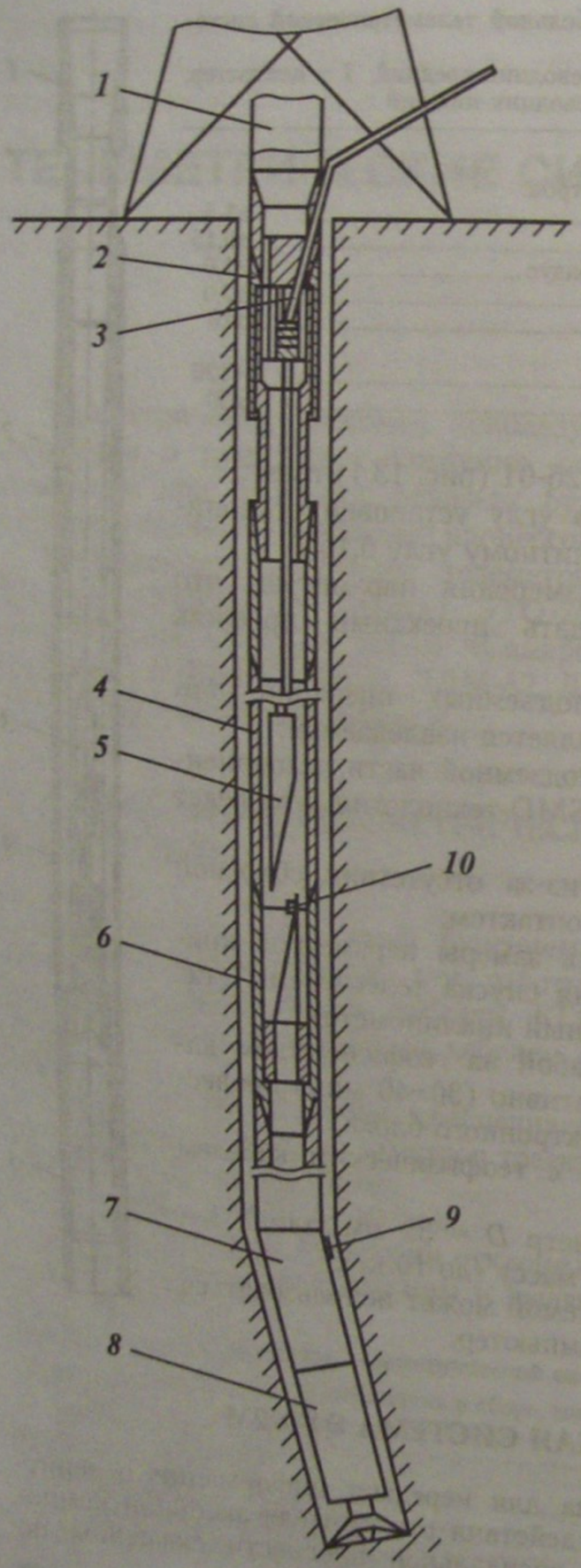


Рис. 13.2. Схем установки телесистемы ЭТО-2М в бурильной колонне:
1 – квадратная ведущая труба; *2* – переводник кабельный типа УВК; *3* – трехжильный геофизический кабель; *4* – бурильная труба; *5* – зонд измерительный; *6* – переводник ориентирующий ОП-108; *7* – отклонитель; *8* – двигатель гидравлический; *9* – метка отклонителя; *10* – выступ штыря ориентирующего

трехжильному каротажному кабелю. Для контроля азимута система применяется совместно с гироскопом или магнитным инклинометром с наружным диаметром 36 мм. Система комплектуется немагнитной УБТ с наружным диаметром 105 и 164 мм, а также технологической оснасткой для прокладки и защиты кабеля.

На рис. 13.2 изображена схема установки ЭТО-2М в бурильной колонне.

Технические характеристики телесистемы ЭТО-2М

Габаритные размеры забойного модуля в сборе, мм:	
длина	700
диаметр наружный	36
Измеряемые параметры и погрешность, градус:	
зенитный угол	0–95 (±0,5)
угол установки отклонителя	±180 (±2)
Температура, °С:	
для забойной части	+120
для наземной части	±50

Технические характеристики составных частей телеметрической системы приведены в табл. 13.1–13.5.

Устройство ввода кабеля предназначено для ввода каротажного кабеля с измерительным устройством во внутренний канал бурильной колонны и его герметизации от утечек бурового раствора.

Ориентирующий переводник предназначен для ориентирования спускаемого в скважину на каротажном кабеле измерительного устройства в плоскости искривления двигателя-отклонителя.

Устройство защиты кабеля (*УЗК*) предназначено для защиты геофизического каротажного кабеля от механических повреждений при спуске бурильной колонны в обсаженную скважину диаметрами 140, 146, 168 мм. Состоит из четырех специальных полуколец и двух шпилек.

Два верхних полукольца обхватывают ниппельную часть бурильной трубы, а два нижних полукольца – муфтовую часть бурильной трубы. Между верхними и нижним полукольцами вставляются шпильки, между которыми укладывается кабель, который зажимается болтами. Верхние и нижние полукольца стягиваются болтами.

Устройство продавочное типов УП и УПП. Устройство типа УП предназначено для проталкивания в бурильный инструмент инклинометров, забойных измерительных модулей телесистем и других приборов, спускаемых на каротажном кабеле в скважинах с зенитными углами более 45°. Устройство состоит из продавочной головки, разрезной втулки и ключа. Применяется совместно с устройством ввода кабеля типа УВК.

Таблица 13.1

Технические характеристики устройства ввода кабеля

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм	Максимальное давление, МПа
				Верхняя	Нижняя		
УВК-108	108	820	45	Муфта З-86	Ниппель З-86	36	25
УВК-130	130	790	65	Муфта З-86	Ниппель З-86	36	25
УВК-196	196	1250	160	Муфта З-133	Ниппель З-133	70	25

Таблица 13.2

Технические характеристики сриентирующих переводников

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм
				Верхняя	Нижняя	
ОП-100	100	800	38	Муфта З-86	Ниппель З-76	36
ОП-172	172	1200	120	Муфта З-133	Ниппель З-133	36–70

Таблица 13.3

Технические характеристики устройства защиты кабеля

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр бурильных труб, мм
УЗК-108	104,8	430	2	73
УЗК-130/160	180	560	3,5	127

Таблица 13.4

Технические характеристики продавочного устройства

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм	Максимальное давление, МПа
				Верхняя	Нижняя		
УП-108	108	400	12	Муфта З-86	Ниппель З-86	Не более 50	25
УПП-133/86	168	600	22	Муфта З-133	Ниппель З-86	До 60	25
УП-196	196	520	30	Муфта З-133	Ниппель З-133	Не более 70	25

Таблица 13.5

Технические характеристики подквадратного переводника

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба	
				Верхняя	Нижняя
ППН-108	105	400	17	Ниппель З-86	Ниппель З-86
ППН-165	174	275	46	Ниппель З-133	Ниппель З-133
ППС-174	174	525	28	Муфта З-133	Муфта З-133
ППС-203	203	525	36	Муфта З-133	Муфта З-133

Устройство типа УПП предназначено для проталкивания в бурильный инструмент геофизических приборов, в том числе инклинометров, спускаемых на каротажном кабеле в скважинах с зенитными углами более 45°. Устройство имеет боковой ввод для промывочной жидкости и устанавливается на верхнюю трубу бурильных колонн диаметром 127 или 73 мм. Для этого нижняя часть УПП-133/86 с ниппелем (резьба З-133) комплектуется дополнительным переходным переводником (муфта З-133×ниппель З-86).

Подквадратные переводники специальные типа ППС предназначены для защиты каротажного геофизического кабеля от повреждений при продвижении ведущей штанги квадратного сечения (140 мм×140 мм) внутри вкладышей ротора. Место установки переводников типа ППС – в бурильной колонне под квадратом, при этом кабель укладывается в один из продольных пазов и фиксируется по наружному диаметру киперной лентой, а по нижней муфте и замку бурильной трубы – через ниппельный переводник типа ППН с помощью устройства защиты кабеля.

Подквадратные переводники типа ППН предназначены для соединения подквадратного переводника типа ППС с бурильной трубой.

13.3. ГЕОНАВИГАЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС НПФ «САМАРСКИЕ ГОРИЗОНТЫ»

Комплекс предназначен для определения пространственной ориентации компоновки низа бурильной колонны и оперативного управления процессом бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Геонавигационный комплекс состоит из телеметрической системы (ТС) модульной конструкции, которая включается в состав компоновки низа бурильной колонны, и наземной аппаратуры, состоящей из приемного устройства, компьютера и принтера.

Принцип действия геонавигационного комплекса следующий. Поток промывочной жидкости приводит в действие турбину генератора, за счет чего вырабатывается электроэнергия, питающая электронный блок скважинного прибора. Информация от датчиков преобразуется в кодовую последовательность, которая передается в зависимости от условий бурения и наличия соответствующих модулей по электромагнитному и гидравлическому каналам связи.

На поверхности сигнал принимается антенной, удаленной на 30–50 м от буровой установки или датчиком-преобразователем, установленным в нагнетательной линии буровых насосов.

В приемном устройстве принятый сигнал декодируется и выводится на монитор компьютера и принтер.

Приемное устройство УСО-00-1 работает с программой ЗТС-172М в операционной среде WINDOWS.

Технические характеристики комплекса НПФ «Самарские горизонты»

Температура окружающей среды, °С	10–120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Диапазон измерения, градус:	
зенитного угла	0–102
азимута	0–360
Погрешность измерения, градус:	
зенитного угла	0,15
азимута	1,0
угла установки отклонителя	2,0
Диаметр скважинного прибора, мм	110, 172, 195

Геонавигационный комплекс (рис. 13.3) состоит из установленной в колонне бурильных труб *1* над забойным двигателем *2* забойной телеметрической системы *3* с источником питания *4*, бурового насоса *5* с приводом *6*. Насос соединен с приемной емкостью *7*, в которой установлен датчик уровня *8* бурового раствора. В нагнетательном трубопроводе *9* бурового насоса установлены датчики давления *10*, расхода *11*, плотности бурового раствора *12*, содержания газа *13*. В ней уже установлен управляющий клапан *14* . К антенне *15* подключено приемное устройство *16*, выход из которого подключен ко входу в компьютер *17*. Ко второму входу в компьютер подключен преобразовательный комплекс *18*. На лебедке буровой *19* с приводом *20* установлен датчик длины колонны бурильных труб *21*. Индикатор *22* веса на крюке установлен на талевом канате *23*. Колонна бурильных

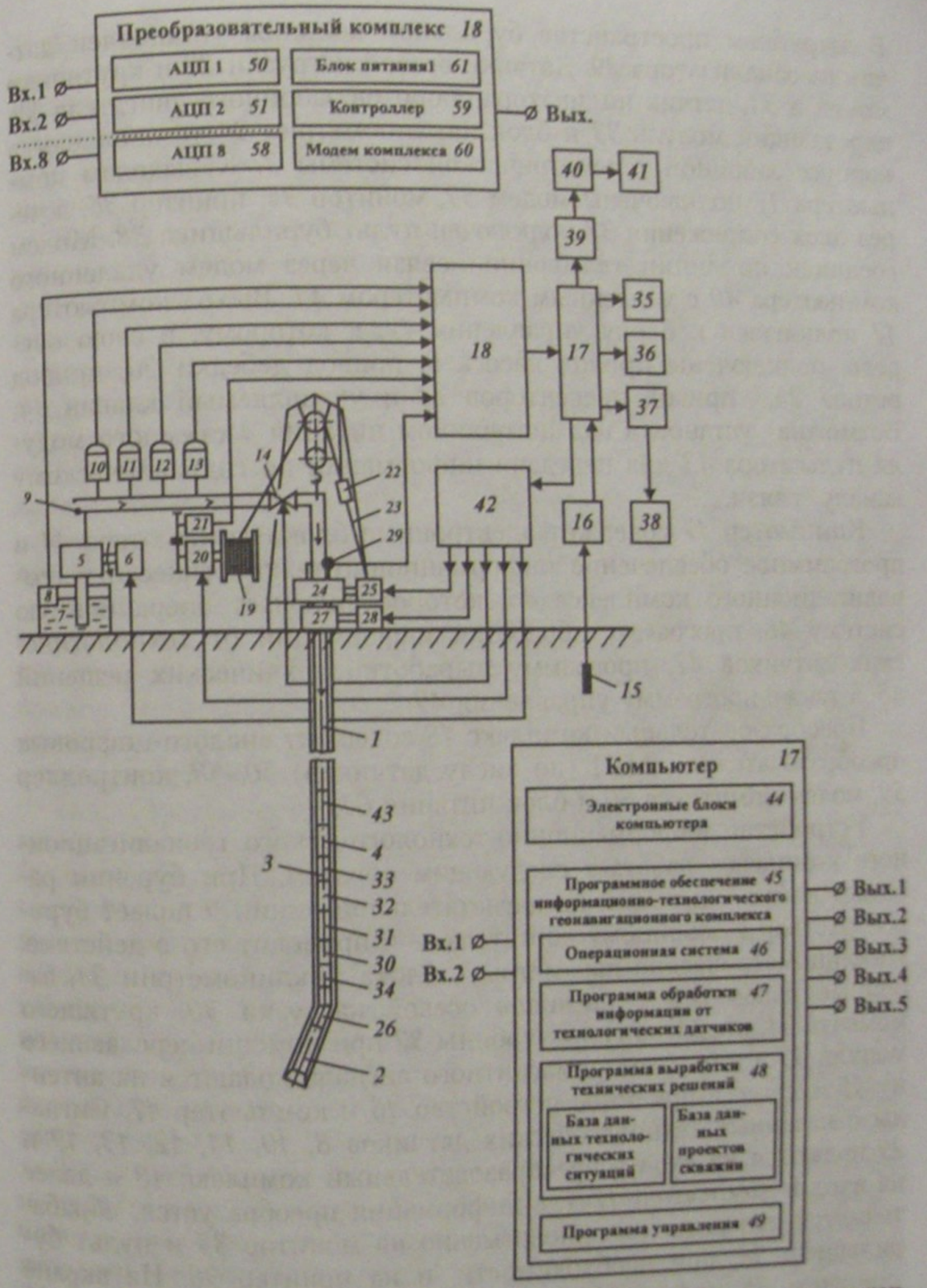


Рис. 13.3. Схема устройства информационно-технологического геонавигационного комплекса

труб *1* проходит через ротор *24* с приводом *25* для ориентации отклоняющей компоновки *26*. В верхней части скважины на обсадные трубы установлен блок превенторов *27* с приводом *28*.

В затрубном пространстве бурильной колонны установлен датчик газоанализатора *29*. Датчики осевой нагрузки *30* и крутящего момента *31*, датчик индикатора оборотов забойного двигателя *32*, передающий модуль *33* и блок инклинометрии *34* установлены в корпусе забойной телеметрической системы *3*. К выходам компьютера *17* подключены модем *39*, монитор *35*, принтер *36*, а через блок сопряжения *37* подключен пульт бурильщика *38*. Модем соединен по линии телефонной связи через модем удаленного компьютера *40* с удаленным компьютером *41*. Выход компьютера *17* подключен к блоку управления *42*, к которому, в свою очередь, подключены привод насоса *6*, привод лебедки *20*, привод ротора *25*, привод превенторов *28* и управляемый клапан *14*. Возможна установка над источником питания *4* съемного модуля пульсатора *43* для передачи информации по гидравлическому каналу связи.

Компьютер *17* содержит электронные блоки компьютера *44* и программное обеспечение информационно-технологического геонавигационного комплекса *45*, которое включает операционную систему *46*, программу обработки информации от технологических датчиков *47*, программу выработки технических решений *48*, а также программу управления *49*.

Преобразовательный комплекс *18* содержит аналого-цифровые преобразователи – АЦП (по числу датчиков) *50–58*, контроллер *59*, модем комплекса *60* и блок питания *61*.

Устройство информационно-технологического геонавигационного комплекса работает следующим образом. При бурении работает насос *5*, который по нагнетательной линии *9* подает буровой раствор к забойному двигателю *2* и приводит его в действие. Инклинометрические параметры с блока инклинометрии *34*, забойные параметры с датчиков осевой нагрузки *30*, крутящего момента *31*, оборотов гидротурбины *32* при помощи передающего модуля *33* в виде электромагнитного сигнала подаются на антенну *15* и далее в приемное устройство *16* и компьютер *17*. Сигналы с наземных технологических датчиков *8*, *10*, *11*, *12*, *13*, *19* и *29* подаются на вход в преобразовательный комплекс *18* и далее на вход в компьютер *17*, где информация преобразуется, обрабатывается и передается одновременно на монитор *35* и пульт бурильщика *38*, при необходимости, и на принтер *36*. На экране монитора *35* информация оперативно, качественно и наглядно доводится до исполнителя-геофизика, а на пульте бурильщика *38* часть этой информации представляется в виде цифровой и аналоговой форме, причем в аналоговой форме при помощи светодиодов, размещенных по окружности, представляются преимущественно инклинометрические данные.

Преобразовательный комплекс *18* преобразует показания со всех наземных датчиков в сигнал, приемлемый для компьютера *17*. Датчики, установленные в корпусе забойной телеметрической системы, передают информацию на поверхность через передающий модуль *33* на антенну *15*, приемное устройство *16* и далее в персональный компьютер *17*.

Программа обработки информации от технологических датчиков *47* обрабатывает всю информацию, полученную с датчиков для представления первоначально в цифровом виде, затем для наглядности в форме таблиц, графиков и диаграмм на экране монитора *35* и, кроме того, рассчитывает и выдает данные, полученные путем математических преобразований с замеренными параметрами, например, отклонение от траектории.

Программа выработки технических решений *48* осуществляет более сложные логические и математические преобразования информации для выработки рекомендаций по управлению процессом бурения скважины.

Программа управления *49* непосредственно подает управляющие сигналы на исполнительные органы системы управления, к которым относятся привод бурового насоса *6*, привод лебедки *20*, привод ротора *25* и привод превенторов *28*. Возможна выдача предупреждающих (звуковых и световых) сигналов при возникновении аварийной ситуации.

Предложенный НПФ «Самарские горизонты» геонавигационный комплекс обеспечивает и полную автоматизацию процесса бурения путем воздействия на приводы насоса, лебедки, ротора и превенторов. При этом каждое из этих управляющих воздействий может быть реализовано либо в отдельности, либо совместно в любом сочетании. Обратная связь между компьютером *17* и забойной телеметрической системой *3* осуществляется путем воздействия на управляющий клапан *14* и посылки управляющего импульса по гидравлическому каналу. Такая связь может быть использована, например, для включения или выключения источника питания *4*.

Если установлен пульсатор *43*, создающий гидравлические импульсы бурового раствора, то информации об инклинометрических параметрах скважины и с забойных датчиков может быть передана по гидравлическому каналу связи на датчик давления *10* и далее к преобразовательному комплексу *18* и в компьютер *17*. При этом возможно использование либо одного гидравлического канала связи или одновременно обоих каналов связи: гидравлического и электромагнитного для дублирования передачи или параллельной посылки различных данных. Информация с датчиков расхода *11*, плотности раствора *12* и датчика газосо-

держания *13*, поступающая также через преобразовательный комплекс *18*, подается в компьютер *17*, по которому проводится коррекция данных, полученных с забоя по гидравлическому каналу связи на датчик давления *10*. Это необходимо, чтобы учесть влияние характеристик бурового раствора на скорость распространения гидравлической волны в жидкости (буровом растворе) для избежания искажения результата. Кроме того, предложенный комплекс обеспечивает передачу всей информации на удаленный компьютер, чтобы осуществлять контроль за процессом бурения скважины не только на одной буровой, но и в масштабах куста или месторождения.

Телеметрическая система, входящая в состав информационно-технологического геонавигационного комплекса, предназначена для определения пространственной ориентации компоновки низа бурильной колонны, а также забойных параметров, необходимых для оптимизации процесса бурения.

Скважинная часть телеметрической системы имеет модульную конструкцию. Функциональные возможности телесистемы зависят от состава входящих в нее модулей, который определяется технологической необходимостью.

Базовые комплектации скважинных приборов ЗТС-172-005, ЗТС-172-015, ЗТС-108-014, ЗТС-108-017 и ЗТС-195-016 обеспечивают ориентацию отклонителя на забое, а также непрерывную передачу и индикацию на поверхности азимута, зенитного угла скважины в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями в геологических породах, не имеющих магнитных аномалий. Системы ЗТС-172-005, ЗТС-172-015, ЗТС-108-014 и ЗТС-195-016 используют для передачи электромагнитный канал связи, система ЗТС-108-017 может использовать электромагнитный и гидравлический каналы связи, что обеспечивает более высокую помехозащищенность и скорость передачи информации.

Скважинный прибор телесистемы выпускается с различными вариантами комплектации и соединяется с колонной бурильных труб на резьбах, указанных в табл. 13.6.

Таблица 13.6

Технические характеристики присоединительных резьб скважинных приборов

Тип скважинного прибора	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
SG005.000.000	195/172	З-171/МК150×6×1:8
SG014.000.000	108	З-88/МК100×4×1:32
SG015.000.000	172	З-147/РКТ156×6×1:32
SG016.000.000	195	З-171/РКТ177×5,08×1:16

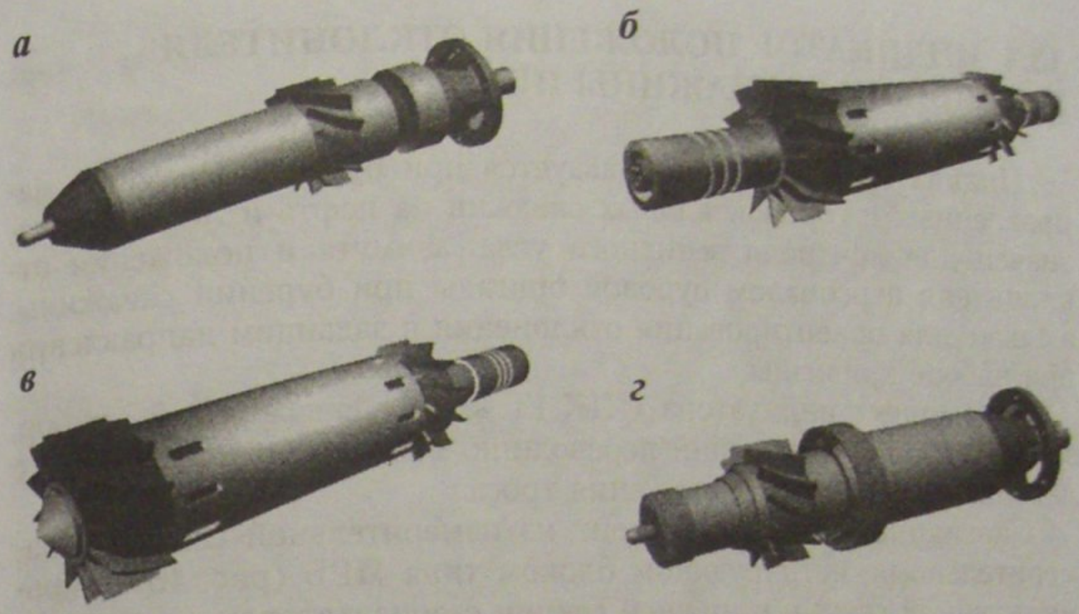


Рис. 13.4. Генераторы питания скважинной аппаратуры:
а – Sg043; *б* – Sg032; *в* – Sg052; *г* – Sg045

Генератор питания (рис. 13.4) входит в состав забойной телеметрической системы и предназначен для обеспечения питания скважинной аппаратуры электроэнергией.

Техническая характеристика генератора питания скважиной аппаратуры

Частота вращения турбины генератора, об/мин	2000±500
Номинальное напряжение, В	18–70
Минимальное сопротивление изоляции между электрически разобщенными цепями генератора, кОм	100

Особенности конструкции генератора следующие. Генераторы Sg043 и Sg045 (см. рис. 13.4, *а*, *г*) маслонаполненные. Предназначены для питания электроники скважинного прибора телесистемы с электромагнитным каналом связи. Генератор Sg032 (см. рис. 13.4, *б*) открытого, проточного типа, с двухсторонними разъемами и транзитными проводами передачи данных. Он предназначен для питания телеметрической системы с дополнительными модулями гидравлического канала, электромагнитного каротажа (ЭМК), каротажа сопротивлений. Генератор Sg052 (см. рис. 13.4, *в*) открытого, проточного типа. Он предназначен для питания электроники скважинного прибора телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

По конструкции телеметрические системы НПФ «Самарские горизонты» совместимы с генератором фирмы «Anadrill Schlumberger». Необходимый комплект переходных и корпусных деталей модели SG041.000.000 обеспечивает надежную работу генератора ANADRILL с телеметрическими системами ЗТС-172 и может быть поставлен по требованию заказчика.

13.4. ИНДИКАТОР ПОЛОЖЕНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ И КРИВИЗНЫ СКВАЖИНЫ ИПК-1Т

Индикатор ИПК-1Т используется при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ и предназначен для контроля зенитного угла, азимута и положения отклонителя персоналом буровой бригады при бурении скважины, а также для ориентирования отклонения в заданном направлении при наборе кривизны.

В комплект индикатора ИПК-1Т входят скважинный прибор, забойный ориентирующий переводник, малогабаритная лебедка с датчиками глубины и натяжения троса.

Скважинный прибор состоит из измерительной секции с измерительно-регистрирующим блоком типа ИРБ (рис. 13.5), промежуточной секции и нижней секции с ориентатором.

Технические характеристики скважинного прибора

Длина, мм	4690
Наружный диаметр, мм	70
Масса, кг	25
Максимально допустимое наружное давление, МПа	35

Блок типа ИРБ представляет собой датчик механического типа с одноточечной регистрацией трех параметров.

Технические характеристики блока типа ИРБ

Диапазон измерения, градус:	
зенитного угла	0–50 (0–100)*
азимута	
угла установки отклонителя	0–360
Погрешность измерения, градус:	
зенитного угла	±0,5
азимута в диапазоне зенитных углов 1–50°	±2,5
угла установки отклонителя	
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	36
длина	225
Масса, г	450
Максимальная установка времени, мин	55

*При доставке скважинного прибора к точке измерения потоком циркулирующей промывочной жидкости.

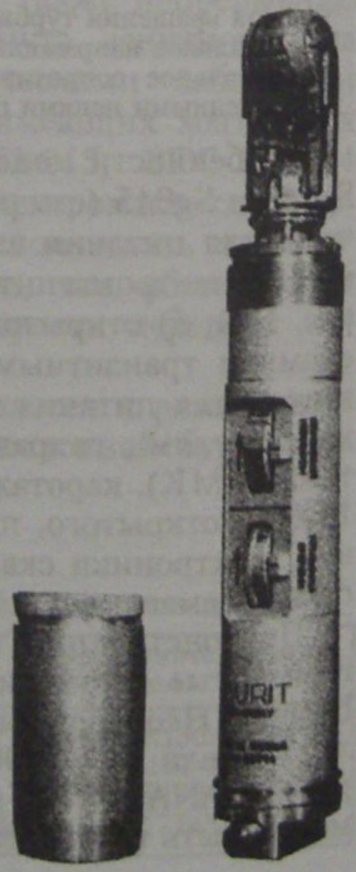


Рис. 13.5. Измерительно-регистрирующий блок инклинометрических параметров типа ИРБ индикатора ИПК-1Т

Малогабаритная лебедка с датчиками глубины имеет следующие характеристики:

Технические характеристики малогабаритной тросовой лебедки

Грузоподъемность, кг	75
Диаметр троса, мм	1,8
Максимальная скорость подъема, м/с	1,8±0,15
Габаритные размеры, мм	750×540×1100
Масса, кг	85

13.5. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

Отечественной промышленностью выпускается малой серией телеметрическая система под названием «Индикатор частоты вращения вала турбобура типа ИЧТ», в которой для передачи информации о режиме работы турбобура с забоя скважины на ее устье используется гидравлический (естественный) канал связи. Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи состоит из двух устройств под названиями «Индикатор частоты вращения вала турбобура типа ИЧТ» и «Индикатор определения работоспособности турбобура ИРТ-1».

Схема индикатора типа ИЧТ изображена на рис. 13.6. Данная система позволяет буровой бригаде иметь непрерывную информацию о частоте вращения турбобура и на ее основе регулировать скорость подачи бурильной колонны с целью отработки долот в режиме максимума механической мощности забойного двигателя. В свою очередь это позволяет более эффективно использовать вооружение долота и исключить преждевременную заклинку его опор, а следовательно, увеличить проходку на долото и механическую скорость бурения.

Накопленный опыт промышленной эксплуатации телесистемы типа ИЧТ при бурении скважин в различных горно-геологических условиях показывает, что ее применение позволяет увеличить в среднем проходку на долото на 25–30 %, а механическую скорость – на 15–20 %.

Очень важным аспектом применения телесистемы типа ИЧТ является возможность с ее помощью осуществлять обнаружение признаков «прихвата» бурильной колонны на начальной стадии его формирования, что позволяет принять оперативные меры по предупреждению возникновения аварийной ситуации такого типа. Как правило, при применении телесистемы типа ИЧТ достигается отработка вооружения долот на 80–85 % при люфтах в опорах шарошек не более 3–5 мм.

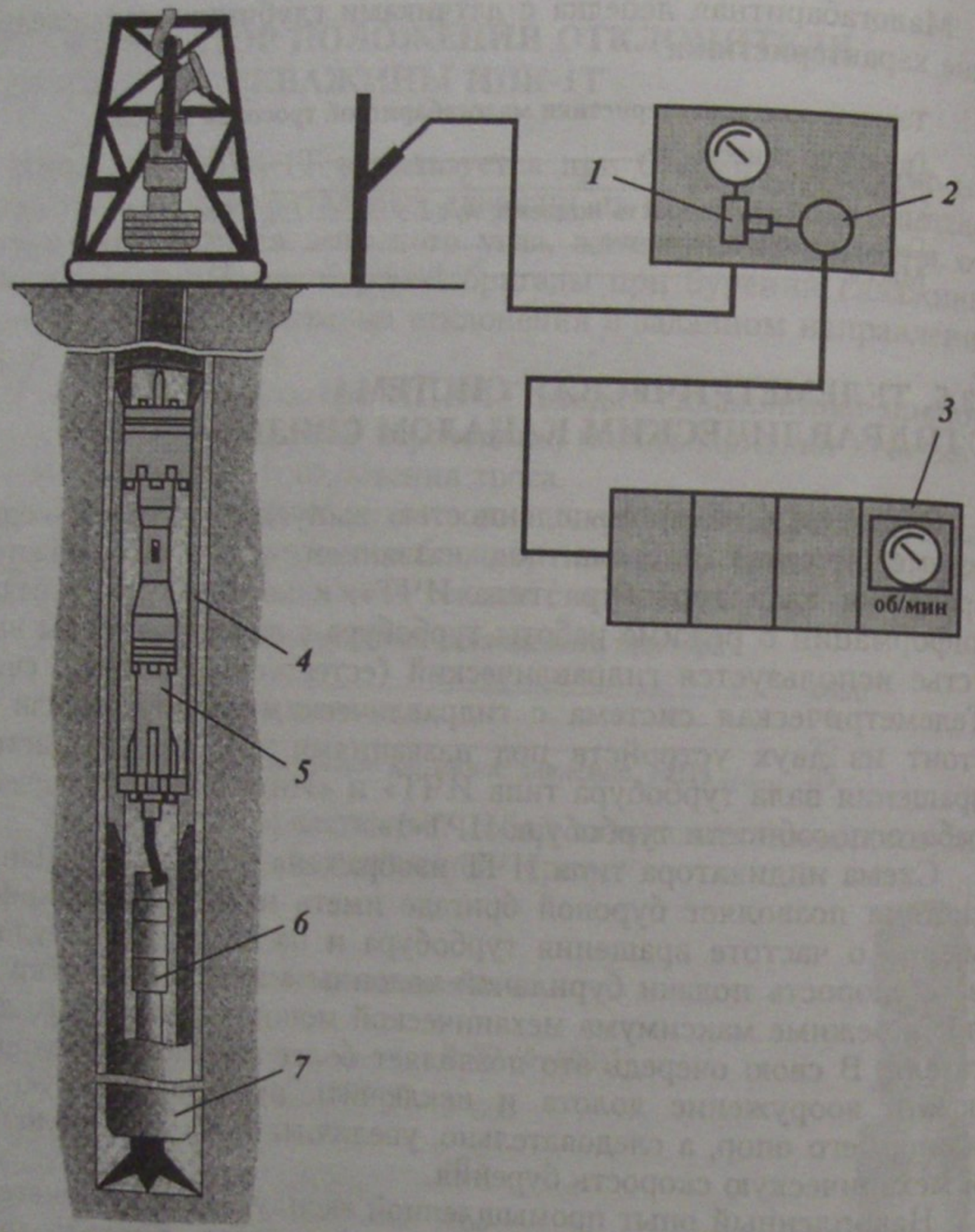


Рис. 13.6. Схема телеметрической системы типа ИЧТ:
1 – тройник; *2* – преобразователь давления; *3* – приемник сигналов; *4* – контейнер; *5* – таходатчик; *6* – привод; *7* – турбобур

Индикатор типа ИЧТ устанавливается над турбобуром и предназначен для контроля работы гидравлического забойного двигателя с наружным диаметром 195 и 240 мм при бурении скважины глубиной до 3500 м.

Диапазон контролируемых частот вращения от 150 до 1200 об/мин. При этом погрешность измерения ±25 об/мин.

В комплект поставки входят забойный переводник с замковыми резьбами З-171, два забойных таходатчика, наземный аппаратурный комплекс, привод на вал забойного двигателя – турбобура.

Опыт практической эксплуатации телесистемы типа ИЧТ в различных горно-геологических условиях показывает, что ее применение при бурении скважин позволяет сократить число долот, необходимых для бурения нижних интервалов глубоких скважин; увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото, а соответственно уменьшить число циклов спуско-подъемных операций бурильного инструмента для смены долота; практически исключить вероятность оставления шарошек долота на забое скважины и подъем недоработанных долот; осуществить раннее обнаружение начала прихвата бурильной колонны; в общей совокупности снизить календарное время бурения скважины.

Индикатор ИРТ-1 устанавливается также над турбобуром и предназначен для измерения на устье скважины частоты вращения вала турбобура и турбинных отклонителей всех типоразмеров в режиме холостого хода при заданном расходе бурового раствора. Измерение осуществляется с целью определения соответствия указанного параметра паспортным данным конкретного типа забойного двигателя для принятия решения о целесообразности его использования. В комплект поставки входят измерительный переводник, привод с датчиком, устанавливаемый на вал турбобура, измерительный блок с цифровым табло (дисплеем).

Принцип действия ИРТ-1 следующий. После установки привода на вал турбобура, а измерительного переводника на корпус турбобура и затем ведущей рабочей трубы («квадрата») запускается буровой насос. После запуска турбобура к измерительному переводнику подносится измерительный блок, на табло которого регистрируется частота вращения вала турбобура в режиме холостого хода. По совокупности трех параметров – зарегистрированной частоты вращения, давления на манометре и расхода бурового раствора определяется степень работоспособности турбобура, на основании которой принимается решение о целесообразности (или нецелесообразности) спуска данного турбобура на забой скважины.

Техническая характеристика индикатора ИРТ-1

Диаметр турбобура (турбинного отклонителя), мм	195, 240
Диапазон измеряемой частоты вращения, об/мин	120–1500
Время измерения, с	70±10
Напряжение питания измерительного блока, В	3±0,5

Габаритные размеры измерительного переводника, мм:	
длина	500
диаметр (максимальный)	195
Присоединительная резьба	Муфта З-147, ниппель З-171

13.6. КОМПЛЕКС СРЕДСТВ И МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН ПРЕДПРИЯТИЯ «КУБАНЬГАЗПРОМ»

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность нефтяных и газовых скважин во многом определяется техническим состоянием обсадных колонн, являющихся основным элементом крепи, а также качеством цементирования и крепи в целом.

Повреждения обсадных колонн предопределяют межколонные проявления и межпластовые перетоки, загрязнения недр, источников водоснабжения и окружающей среды, что в свою очередь приводит к болезням и страданиям людей, проживающих не только вблизи нефтяных и газовых месторождений, но и на значительном удалении от них.

Известно, что повреждения обсадных колонн происходят на всех этапах «жизни» скважин: при бурении, креплении, перфорации и эксплуатации и обусловливаются механическим износом труб при проведении спускоподъемных операций, действием избыточного давления, сероводородной агрессией, коррозией и т.п. На поздней стадии эксплуатации скважин часто происходит растрескивание металла обсадных труб из-за усталостных явлений и под действием механических напряжений, образующихся в разных частях обсадных колонн из-за изменения теплового режима скважин, разрушения призабойной зоны за счет выноса песка при больших дебитах истощения пластов. Особую актуальность проблема контроля технического состояния крепи скважин приобретает при эксплуатации подземных газохранилищ. Актуальным также является совершенствование технологии оценки качества перфорации скважин, особенно в условиях чередующихся, сравнительно маломощных и истощенных пластов при близости газонефтяного контакта (ГНК), водонефтяного контакта (ВНК), газоводяного контакта (ГВК) или водоносных горизонтов.

С помощью аппаратуры дефектоскопии обсадных колонн (дифференциальный локатор муфт, индукционный дефектомер колонны) была создана технология комплексной оценки качества перфорации скважин (табл. 13.7).

Применение технологии позволяет определить:

Таблица 13.7

Аппаратура для исследования отвода скважин

Наименование	Назначение	Преимущества
Малогабаритный локатор муфт МЛМ-36	Привязка к муфтовым соединениям (МС) насосно-компрессорных труб (НКТ) и магнитным меткам	Повышенное отношение полезный сигнал – помеха, возможность установки магнитных меток
Дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42	Привязка к МС, определение интервалов перфорации, дефектов колонн и НКТ	Повышенное отношение сигнал – помеха, чувствительность к МС, дефектам колонны и НКТ
Локатор потери металла ЛПМ-42(80)	Определение мест интенсивной коррозии НКТ, колонны и интервалов перфорации	Повышенная чувствительность к интервалам потери металла НКТ и колонны
Аппаратура механоакустических каротажа СМАШ-42	Определение изменений внутреннего диаметра НКТ, колонны и интервалов заколонных перетоков	Повышенная разрешающая способность и чувствительность к изменениям диаметра колонны и шумам в скважине
Индукционный дефектомер колонны ИДК-107(127)	Определение порывов и трещин колонн произвольной ориентации	Повышенная помехозащищенность, возможность обнаружения продольных и поперечных колонн

характер сообщаемости проперфорированного пласта с внутренней полостью колонны;

границы интервала перфорации и зон растрескивания колонны выше и ниже проперфорированного интервала;

степень изоляции проперфорированной части пласта от выше- и нижезалегающих пластов-коллекторов или ГНК, ГВК, ВНК.

На рис. 13.7 показана скважинная аппаратура контроля технического состояния крепи скважин: малогабаритный локатор муфт МЛМ-36; дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42; локатор потери металла ЛПМ-42(80); аппаратура механоакустического каротажа СМАШ-42; индукционный дефектомер колонны ИДК-107(127).

Малогабаритный локатор муфт МЛМ-36 предназначен для определения местонахождения муфтовых соединений в обсадных колоннах и НКТ, привязки диаграмм ГИС к характерным элементам колонн и контроля спуска скважинных приборов в нефтяных и газовых скважинах.

МЛМ-36 обладает повышенным соотношением сигнал–помеха и возможностью установки и регистрации магнитных меток.

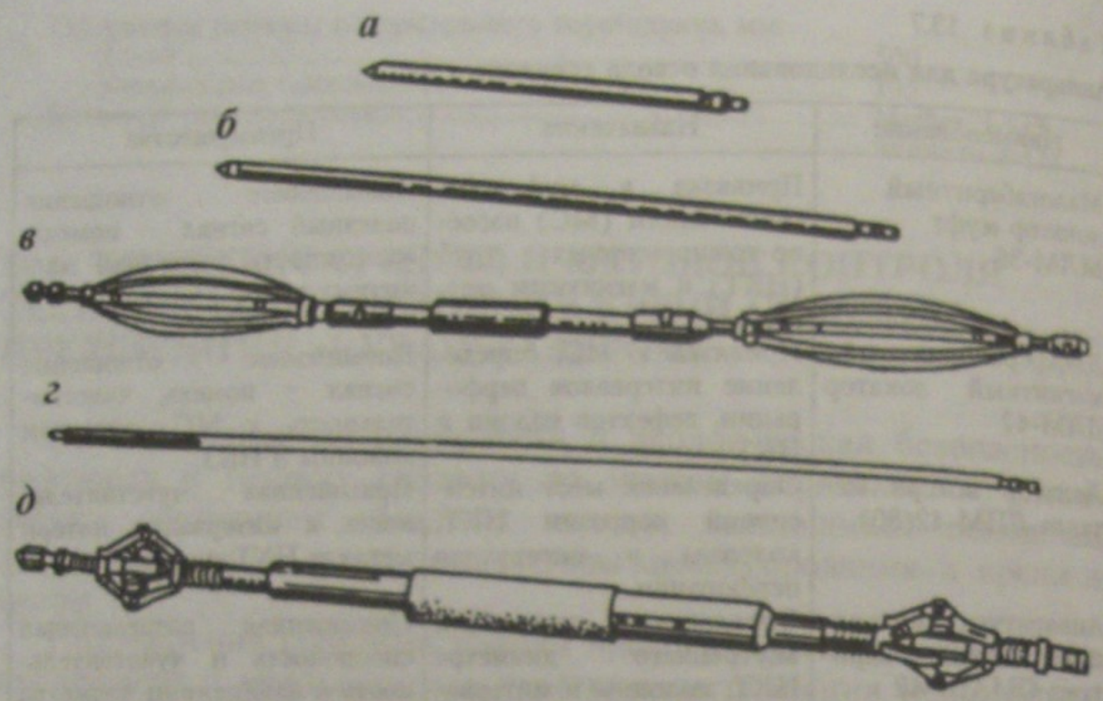


Рис. 13.7. Средства контроля технического состояния скважин:
а – малогабаритный локатор муфт МЛМ-36; *б* – дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42; *в* – локатор потери металла ЛПМ-42(80); *г* – аппаратура механоакустического каротажа СМАШ-42; *д* – индукционный дефектомер колонны ИДК-107(127)

Технические характеристики МЛМ-36

Максимальная температура, °С	200
Максимальное давление, МПа	60
Максимальная длина кабеля, м	6000
Длина, мм	950
Диаметр, мм	36
Масса, кг	9,7
Скорость подъема при записи диаграмм, м/ч	1000+1200

Малогабаритный локатор муфт МЛМ-36 работает на одно- и трехжильном кабеле с любой каротажной станцией и может быть скомплексирован с другими скважинными приборами.

Дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42 предназначен для определения местонахождения муфтовых соединений в обсадных (бурильных) колоннах и НКТ, привязки диаграмм ГИС к характерным элементам колонн, выделения интервалов перфорации, порывов и трещин труб. В ДЛМ-42 установлен дополнительный датчик, считывающий фон помех для их последующей компенсации, что позволяет значительно увеличить соотношение сигнал – помеха и чувствительность к повреждениям труб (обрывы, порывы, трещины и т.п.).

Технические характеристики ДЛМ-42

Максимальная температура, °С	200
Максимальное давление, МПа	60
Максимальная длина кабеля, м	6000
Длина, мм	1120
Диаметр, мм	42
Масса, кг	11,8
Скорость подъема при записи диаграмм, м/ч	1000+1200

Дифференциальный локатор муфт ДЛМ-42 работает с одно- и трехжильным кабелем с любой каротажной станцией.

Локатор потери металла ЛПМ-42(80) предназначен для обнаружения интервалов интенсивной коррозии обсадных колонн и НКТ, определения местоположения муфтовых соединений труб, привязки диаграммы ГИС к характерным элементам колонн, выделения интервалов перфорации.

Выходной сигнал ЛПМ-42 пропорционален массе металла в зоне чувствительного элемента, представлен в частотной форме и не снижается при уменьшении скорости движения прибора, что позволяет комплектовать его с приборами радиоактивного каротажа для одновременной привязки глубин к муфтовым соединениям и геологическому разрезу.

Технические характеристики ЛПМ-42(80)

Максимальная температура, °С	125
Максимальное давление, МПа	80
Максимальная длина кабеля, м	5000
Скорость регистрации кривой, м/ч	200+800
Длина, мм	960
Диаметр, мм	80
Масса, кг	18,7

Локатор потери металла ЛПМ-42 работает с одно- и трехжильным кабелем с любой каротажной станцией.

Аппаратура механоакустического каротажа СМАШ-42 предназначена для измерения изменений внутреннего диаметра обсадных колонн и НКТ; выявления мест их повреждений; определения заколонных перетоков путем регистрации акустических сигналов в скважинах; выделения негерметичностей в муфтовых соединениях и дефектных участках обсадных колонн при комплектовании с гидродинамическими методами.

Акустические шумы регистрируются с помощью широкополосного приемника. Аппаратура СМАШ-42 имеет высокую разрешающую способность и чувствительность при измерении внутреннего диаметра труб и акустических сигналов, работает на трехжильном кабеле, а скважинный прибор снабжен тремя управляемыми с поверхности сменными измерительными рычагами.

Технические характеристики СМАШ-42

Максимальная температура, °С	125
Максимальное давление, МПа	35
Максимальная длина кабеля, м	4000
Погрешность измерения диаметра обсадных труб и НКТ, м	±1,0
Число полос регистрации акустических сигналов	6
Частотный диапазон, Гц	10+30000
Длина, мм	2350
Диаметр, мм	42
Масса, кг	26

Индукционный дефектомер колонны ИДК-107(127) предназначен для контроля качества перфорации и выявления повреждений обсадных колонн (порывов, трещин, сквозных проржавлений и других дефектов труб) в скважинах, заполненных буровым раствором, водой, газом, нефтью и их смесями. В отличие от известных приборов ИДК-107(127) позволяет обнаруживать трещины как продольной, так и поперечной ориентации по телу труб с одновременной «привязкой» их к муфтовым соединениям, что, в свою очередь, позволит выбирать наиболее эффективную технологию ремонтно-восстановительных работ.

Технические характеристики ИДК-107(127)

Диаметр исследуемых колонн, мм	139,7; 146; 168
Наружный диаметр скважинных приборов, мм	105; 127
Длина, мм	1970; 2300
Масса, кг	50–70
Протяженность (в мм) выявленных дефектов в 140- и 146-мм колоннах:	
продольной ориентации	50
поперечной ориентации	70
Протяженность (в мм) выявленных дефектов в 168-мм колоннах:	
продольной ориентации	70
поперечной ориентации	80+100
Избыточное давление для скважинного прибора, МПа	До 50
Температура окружающей среды, °С	125
Напряжение питания наземной аппаратуры, В	220^{+22}_{-33}
Частота тока питания, Гц	50±5
Потребляемая мощность, Вт	170

14

ЗАРЕЗКА И БУРЕНИЕ ВТОРОГО СТВОЛА

Вскрывать «окно» в эксплуатационной колонне рекомендуется в интервалах, которые сложены глинистыми породами. Первоначально колонну шаблонируют, затем с помощью локатора муфт определяют местонахождение муфт эксплуатационной колонны, между которыми предполагается вскрывать «окно». После этого устанавливают цементный мост и спускают отклонитель, при помощи которого и проводится зарезка второго ствола.

Отклонитель типа ОЗС представляет собой плоский или желобообразный клин (рис. 14.1), который спускают на бурильных трубах. Спуск ведут с небольшой скоростью с контролем по гидравлическому индикатору веса (ГИВ). При достижении кровли цементного моста срабатывает телескопическое устройство, шпильки срезаются и отклонитель, перемещаясь вниз, зацепляется плашками к колонне. После этого резкой посадкой инструмента (80–100 кН) срезают болты, которые соединяют отклонитель с клином, и поднимают бурильные трубы с клином, оставив таким образом отклонитель на заданной глубине.

В табл. 14.1 приводятся технические характеристики отклонений.

Для вскрытия «окна» применяют фрезеры-райберы типа ФРС, технические характеристики которых даны в табл. 14.2.

Зарезку «окна» начинают райбером с наименьшим диаметром при нагрузке 20–30 кН и частоте вращения ротора 40–60 об/мин. С углублением частоту вращения ротора увеличивают до 50–70 об/мин при той же нагрузке. После вскрытия «окна» длиной 1,4–1,6 м от конца отклонителя частоту вращения ротора увеличивают до 90 об/мин, а нагрузку снижают до 10–15 кН. Вторым райбером при нагрузке 10–15 кН расширяют интервал, пройденный первый райбером по всей длине отклонителя. Третьим райбером обрабатывают стенки «окна» и обеспечивают выход в породу при осевой нагрузке до 10 кН и частоте враще-

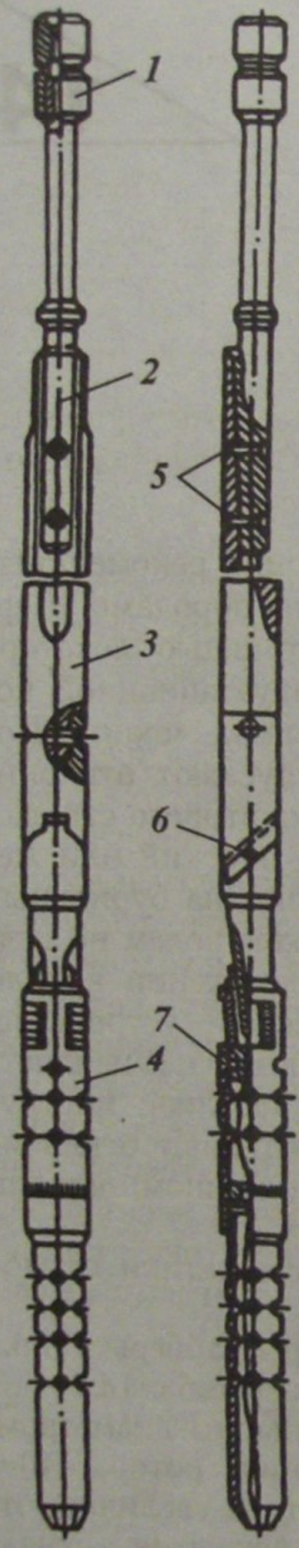
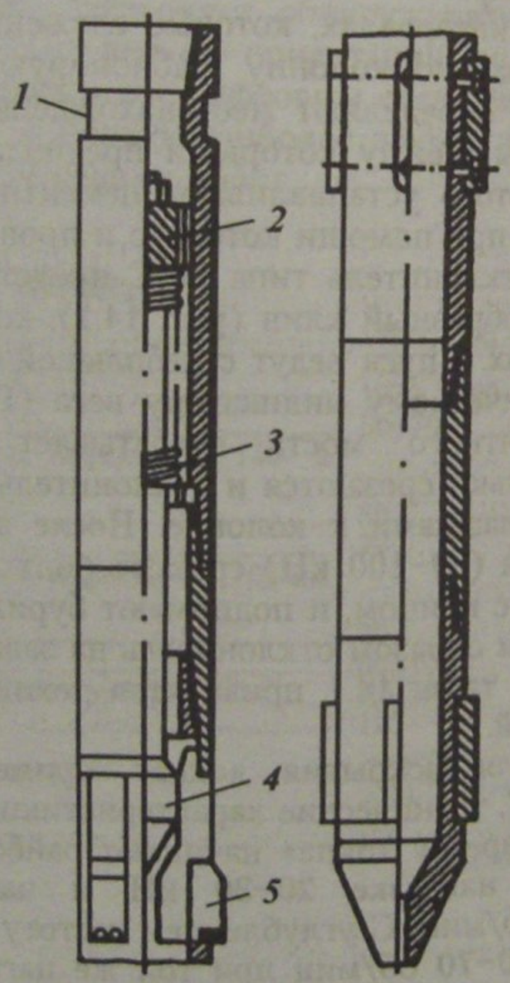


Рис. 14.1. Отклонитель типа ОЗС:
1 – переводник для соединения с бурильной колонной; *2* – узел спускного клина; *3* – узел клина-отклонителя; *4* – узел опоры и закрепления; *5* – болты для соединения спускного клина с инструментом; *6* – винт, перпятствующий произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры; *7* – болты, фиксирующие плашки в утопленном положении

Рис. 14.2. Универсальное вырезающее устройство



ния ротора 80–90 об/мин. Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну и укорачивают длину «окна», что может привести к поломке бурильных труб.

Таблица 14.1

Технические характеристики отклонителей для зарезки и бурения второго состава

Тип	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина, мм		Угол скоса
		отклонителя	желоба конической части	
ОЗС-146	108	4500	2500	2°30′
ОЗС-168	136	4900	2600	2°30′

При использовании универсального вырезающего устройства (УВУ) необходимость применения отклонителя и райберов исключается. С помощью универсального вырезающего устройства полностью вырезают часть обсадной колонны длиной 5–6 м в намеченном интервале зарезки. Затем с помощью двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-127 и винтового забойного двигателя Д-127, согласно проектному профилю, бурят второй ствол с заданным отклонением.

Универсальное вырезающее устройство (рис. 14.2) предназначено для полного удаления части эксплуатационных колонн диаметром 168–219 мм. Поршень *2*, имеющий отверстия для прохода промывочной жидкости, снабжен металлокерамическими насадками и уплотнительными манжетами. Возвратная пружина *3* служит для возврата поршня *2* и толкателя *4* в исходное положение. Резцы *5* – съемные, располагаются в прорезях корпуса *1* и удерживаются толкателем, пальцами и опорным кольцом. Прорезание стенки обсадной трубы осуществляется прорезными резцами, армированными твердым сплавом, а торцевые тела трубы – торцующими резцами, снабженными заменяемыми твердосплавными вставками. Промывочная жидкость, проходя через отверстие в поршне, создает перепад давления, под действием которого толкатель выдвигает резцы из корпуса. При этом резцы пово-

Таблица 14.2

Технические характеристики фрезеров-райберов для вскрытия «окна» в колонне

Тип	Диаметр обсадной колонны, мм	Наибольший диаметр райбера, мм	Наименьший диаметр райбера, мм	Длина райбера, мм	Масса райбера, кг
ФРС146-1	146	110	47	430	12
ФРС146-2	146	120	62	425	20,5
ФРС146-3	146	120	95	431	25,5
ФРС168-1	168	130	50	380	26
ФРС168-2	168	142	70	496	40
ФРС168-3	168	142	110	500	46

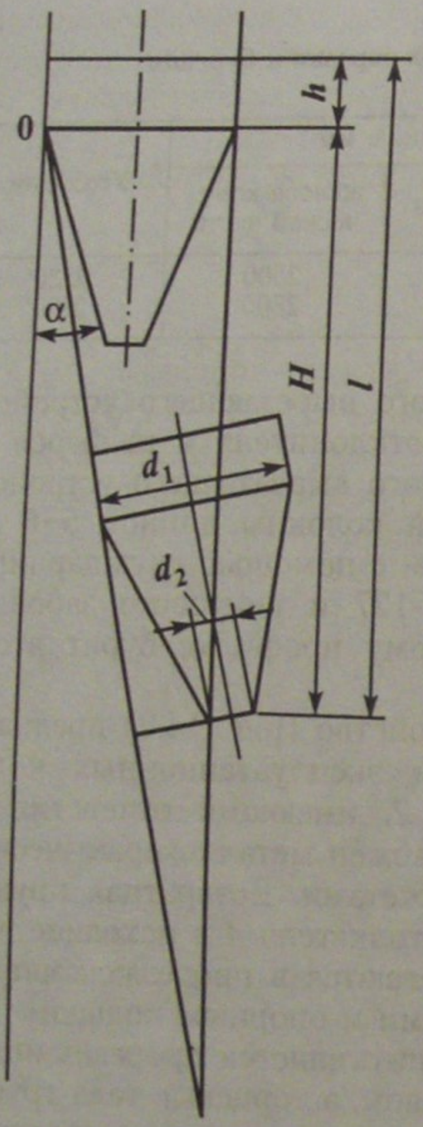


Рис. 14.3. К определению длины «окна» в обсадной колонне

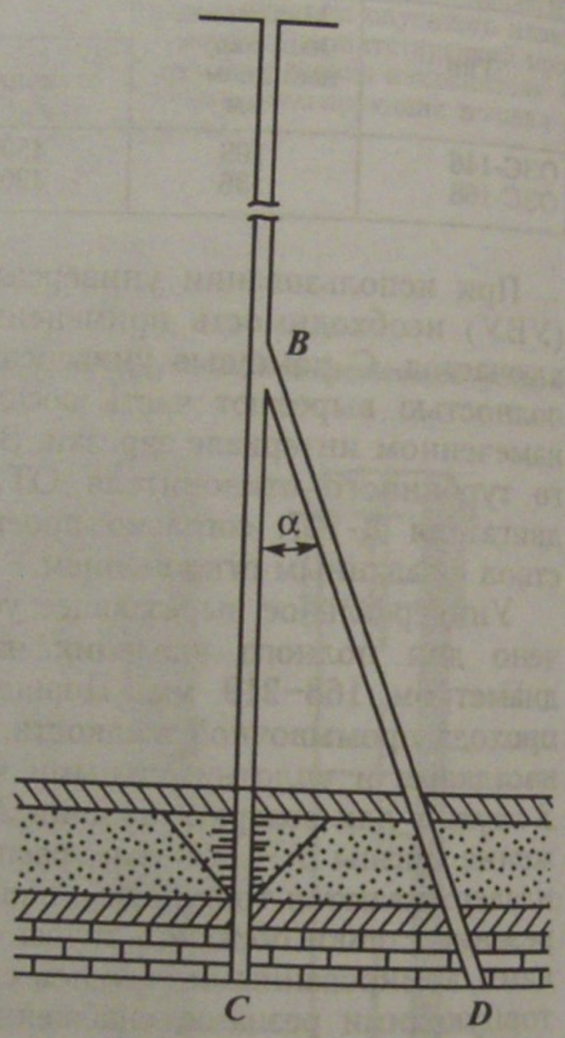


Рис. 14.4. Вертикальный разрез скважины, в которой проведены зарезка и бурение которого ствола

рачиваются относительно съемного опорного кольца, которым воспринимается реактивная сила от осевой нагрузки при торцевании трубы. Вращение устройства осуществляется ротором.

Проверку внедрения резцов в тело обсадной трубы в начальный период прорезания «окна» проводят без нагрузки в течение 10–15 мин. Дальнейшее прорезание колонны осуществляют постепенным увеличением осевой нагрузки до 5–10 кН при расходе жидкости 10–12 дм^3.

По мере сработки резцов торцевание колонны проводят увеличением нагрузки от минимальной до 50 кН при том же расходе. Длина «окна» зависит от диаметра прорезаемой колонны, угла скоса клина отклонителя, диаметра и рабочей длины райбера.

Пример 1. Определить длину «окна» вскрываемого комбинированным райбером в 168-мм эксплуатационной колонне с толщиной стенки 12 мм. В скважину спущен желобообразный отклонитель ОЗС1-168.

Решение. Длину окна l (рис. 14.3) определяют по формуле

$$l = D_{вн}\operatorname{ctg}\alpha - \frac{d_1 - d_2}{2\sin\alpha} + \frac{h}{2}, \qquad (14.1)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр прорезаемой колонны, мм; α – угол скоса клина отклонителя, равный 2°30′; d_1 – наибольший диаметр райбера, равный 142 мм; d_2 – наименьший диаметр райбера, равный 50 мм; h – рабочая длина райбера, равная 420 мм.

Подставив значения величин, входящих в формулу (14.1), получим

$$l = 144 \cdot 22{,}904 - \frac{142 - 50}{2 \cdot 0{,}0436} + \frac{420}{2} = 2980{,}7 \text{ мм}.$$

Таким образом, длина вскрываемого «окна» равна 2,98 м.

После вскрытия «окна» в эксплуатационной колонне приступают к бурению второго ствола. Для этого прежде всего необходимо определить, каким должен быть минимальный угол наклона нового ствола от старого, чтобы не попасть в зону выработки.

В связи с тем, что промысловая практика не располагает методами определения размеров зоны выработки, на практике рекомендуется принимать оптимальное отклонение нового забоя от старого в пределах 13–15 м.

Пример 2. Определить, каким должен быть минимальный угол наклона нового ствола от старого, чтобы не попасть в зону выработки, если в скважине глубиной 1050 м, где отверстия фильтра в интервале 1040–1045 м, необходимо провести зарезку и бурение второго ствола с глубины 950 м.

Решение. Из треугольника BCD (рис. 14.4) имеем

$$\operatorname{tg}\alpha = CD/BC.$$

Отклонение CD принимаем равным 15 м, тогда минимальный угол наклона

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{15}{1050 - 950} = 0{,}15, \text{ т.е. } \alpha = 8°30'.$$

После определения оптимального отклонения нового забоя от старого при зарезке и бурении второго ствола определяют оптимальные параметры режима бурения второго ствола.

Режим роторного бурения характеризуется осевой нагрузкой на долото, частотой вращения долота в минуту, количеством и качеством подаваемой на забой промывочной жидкости. Чтобы получить высокие показатели бурения, необходимо над долотом установить утяжеленные бурильные трубы и за счет части их веса передавать требуемую осевую нагрузку на долото. В процессе бурения осевая нагрузка на долото не должна превышать 0,76 массы УБТ.

Пример 3. Определить осевую нагрузку на долото диаметром 140 мм при бурении второго ствола в породе средней твердости.

Решение. Осевая нагрузка на долото

$$P_д = apF_к, \qquad (14.2)$$

где a – эмпирический коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на изменение твердости (a = 0,3÷1,59); p – твердость породы, определяемая по методике Л.А. Шрейнера, Па; $F_к$ – площадь контакта зубьев долота с забоем, определяемая по формуле В.С. Федорова

$$F_к = \frac{D}{2}\eta\delta, \qquad (14.3)$$

где D – диаметр долота, мм; η – коэффициент перекрытия; δ – притупление зубьев долота, мм (табл. 14.3).

Подставив значения величин, входящих в формулу (14.3), получим

$$F_к = \frac{140}{2}1 \cdot 0{,}95 = 66{,}5 \text{ мм}^2.$$

Для обеспечения объемного разрушения породы твердостью до 1,1 МПа расчетная осевая нагрузка по формуле (14.2) $P_д$ = 0,8·1,1·66,5 = 58,5 кН.

Таблица 14.3

Характеристики вооружения серийных шарошечных долот для сплошного бурения при нулевом погружении зубцов в породу

Тип долота	δ, мм	η
1В-93; 1В-93Т	1	1,04
2В-97С	1	1,12
2В-97Т	1	1,43
2В-118С	1	1,05
2В-118Т	1	1,80
4В-140С; 4В-140Т	1	0,95

По существующим нормам максимальная допустимая нагрузка на трехшарошечное долото диаметром 140 мм равна 100 кН (табл. 14.4).

Пример 4. Определить осевую нагрузку на трехшарошечное долото диаметром 100 мм, если показания индикатора веса перед началом бурения, когда долото не касается забоя, было равно 28 делениям, а когда создали нагрузку на долото – 25 делениям. Оснастка талевой системы 3×4, диаметр талевого каната 25 мм. Допустим, что по данным паспорта ГИВ 30 делениям соответствует нагрузка 3450 кг, а 20 делениям – 1825 кг. Тогда средняя цена одного деления ГИВ между 20 и 30 делениями $\frac{3450-1825}{10}$ = = 162,5 кг.

Нагрузка на долото при 5 делениях по ГИВ 162,5·5·6 = 4875 кг ≈ ≈ 4,9 т ≈ 49 кН.

Пример 5. На сколько делений бурильщик должен разгрузить талевую систему, чтобы нагрузка на долото составила 9 т. Оснастка талевой системы 4×5, т.е. число рабочих струн 8. Перед началом бурения, когда долото еще не касается забоя, ГИВ показал 78 делений.

Решение. Допустим, что по данным паспорта 70 делениям соответствует нагрузка 7850 кг, а 80 делениям – 9240 кг. Следовательно, цена одного деления в интервале между 70 и 80 делениями $\frac{9240-7850}{10}$ = 139 кг.

Определим число делений, соответствующее разгрузке 9 т:

$\frac{9000}{139 \cdot 8}$ = 8,1, т.е. 8 делений.

Таблица 14.4

Основные параметры шарошечных долот для сплошного бурения

Диаметр долота, мм	Диаметр корпуса долота, мм	Присоединительная резьба	Длина резьбового ниппеля, мм	Допустимая осевая нагрузка, кН	Масса, кг
46	43	З-33	40	15	1
59	56	З-41	45	20	1,5
76	72	З-42	50	35	2
93	90	З-50	60	40	3,5
97	94	З-62	70	50	4,2
112	109	З-63,5	70	60	5
118	115	З-76	88	60	6,5
132	128	З-63,5	70	70	8
140	136	З-88	96	100	11,8

Следовательно, чтобы создать нагрузку на долото 9 т, бурильщик должен держать по ГИВ 78 – 8 = 70 делений.

Задаваясь осевой нагрузкой на долото, определяют длину УБТ, которая необходима для создания этой нагрузки.

Нагрузка на долото создается за счет 75 % веса УБТ с учетом облегчения их при погружении в жидкость. Исходя из этого, длина УБТ

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{KP_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}}\left(1 - \frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \qquad (14.4)$$

где K – коэффициент, учитывающий превышение веса УБТ над нагрузкой на долото (K = 1,25); $P_{\text{д}}$ – нагрузка на долото, кН; $q_{\text{УБТ}}$ – масса 1 м УБТ в растворе, кг/м; $\rho_{\text{р}}$ – плотность раствора, кг/см^3; $\rho_{\text{м}}$ – плотность металла, кг/см^3.

Пример 6. Определить длину УБТ диаметром 108 мм, задаваясь осевой нагрузок 60 кН на долото диаметром 140 мм. Плотность раствора 1260 кг/м^3.

Решение. Подставив исходные данные в формулу (14.4), получим

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1{,}25 \cdot 60000}{630\left(1 - \frac{1260}{7850}\right)} = 141\,\text{мм}.$$

Забуривание вторых стволов из обсадных колонн диаметром 140–168 мм старого фонда скважин предусматривает:

безориентированное забуривание второго ствола из обсаженной колонной части скважины;

ориентированное забуривание второго ствола из обсадных колонн.

15

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Для обеспечения крепления ствола скважины в него спускают обсадные колонны различного назначения. Они собираются (свинчиваются или реже свариваются) из обсадных труб, различающихся по диаметру, толщине стенки, марке стали, конструкции соединительных элементов, профилю резьбы и т.д.

Отечественной промышленностью изготовляются обсадные трубы следующих конструкций:

муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 632–80 и API Spec 5CT);

муфтовые типа ОТТМ с конической резьбой трапецеидального профиля (ГОСТ 632–80);

муфтовые типа ОТТГ с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками на концах за резьбой со стороны меньших диаметров (ГОСТ 632–80);

типа ОТТМ с уплотнительным противозадирным покрытием резьбы муфт (ТУ 14-3-1417–86, ТУ 14-3-1487–87);

по ГОСТ 632–80 с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-157-11–98);

гладкие безмуфтовые типа ОГ1М с резьбой (ТУ 14-3-714–78);

типа ОТТГ с повышенной пластичностью и хладостойкостью и муфты к ним (ТУ 14-162-4–94, ТУ 14-3-1505–87, ТУ 14-3-1736–90);

муфтовые с упорной конической резьбой типа «Батресс» трапецеидального профиля (ТУ 14-162-13–95, ТУ 14-3Р-29–2000);

равнопроходные с резьбой типа «Батресс» (ТУ 14-161-169–96);

типа ОТТМ с резьбой типа «Батресс» стойкие к сероводородному растрескиванию в среде, содержащей сероводород до 6 % (ТУ 14-162-3–94, ТУ 14-157-47–97);

муфтовые электросварные типа ОТТМ с упорной конической резьбой и резьбой типа «Батресс» (ТУ 39.0147016.40–93);

типа ОТТГ (исполнение А) и муфты к ним в хладостойком исполнении с резьбой (ТУ 14-157-24–92);

муфтовые электросварные с упорной конической резьбой «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732–90);

безмуфтовые толстостенные типа ОТТМ с резьбой, высокопрочные (ТУ 39-0147016-28–92 или ТУ 14-3-1487–87);

муфтовые с резьбой типа «Батресс» с повышенным сопротивлением смятию (ТУ 39-0147016-40–93 и ТУ 39-0147016-63–96);

муфтовые с резьбой типа «Батресс» (по спецификации стандарта API Spec 5CT, ТУ 14-162-13–95);

муфтовые бесшовные типа ОТТМ-В, оснащенные резьбой, унифицированной с резьбой типа «Батресс» (по ТУ 14-162-18–96);

безмуфтовые бесшовные типа СТТ с резьбовым соединением, которое является аналогом резьбы типа FL4S по стандарту API;

типа ОТТГ диаметром 245 мм из стали группы прочности Р.

Трубы обсадные изготовляются из стали групп прочности Д, К, Е, Л и М, механические свойства которой приведены в табл. 15.1.

Сортамент отечественных обсадных труб и основные технические характеристики приведены в табл. 15.2.

Сортамент обсадных труб остальных технических условий полностью соответствует ГОСТ 632–80. Механические свойства отечественных обсадных труб сведены в табл. 15.3.

Сортамент обсадных труб по стандартам АНИ в основном соответствует ГОСТ 632–80 по наружному диаметру, толщине стенки и весу 1 м трубы. В стандарте АНИ отсутствуют трубы диаметров 146, 324, 351, 377, 426 мм, но имеется труба диаметром 197 мм. По стандартам АНИ выпускаются обсадные трубы с треугольной короткой и длинной резьбами, резьбами типа «Батресс» и «Экстрем Лайн». Прочностные характеристики этих труб приведены в табл. 15.4.

В связи с тем, что резьбовые соединения обсадных труб не всегда обеспечивают надежную герметичность обсадных колонн,

Таблица 15.1

Механические свойства стали для обсадных труб

Показатель	Группа прочности стали				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	637	687	690	758	861
Предел текучести $\sigma_т$, МПа:					
не менее	372	490	551	655	758
не более	551	–	758	861	964
Относительное удлинение δ_5, %	16	12	13	12,5	10,8

Таблица 15.2

Сортамент отечественных обсадных труб и их технические характеристики

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	ГОСТ 632–80				Тип ОТТГ	
		Трубы с треугольной резьбой					
		короткой		удлиненной			
		Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг
114	5,2	Д	11,0	–	–	–	–
	5,7	Д	15,2	–	–	–	–
	6,4	ДКЕ	16,9	ДЕЛМ	16,9	ДЕЛМРТК	16,9
	7,4	ДКЕ	19,4	ДЕЛМРК	19,4	ЛМРТ	19,4
	8,6	ДКЕЛМРТ	22,3	ДЕЛМРТК	22,3		22,3
	10,2	–	–	ЛМРТ	26,7		26,7
127	5,6	Д	16,7	–	–	–	–
	6,4	ДКЕ	19,4	ДЕЛМ	19,1	–	–
	7,5	ДКЕЛ	22,1	ДЕЛМРТК	22,1	ДЕЛМРТК	22,1
	9,2	ДКЕЛМРТ	26,3	ДЕЛМРТК	26,7	ДЕЛМРТ	26,7
	10,2	–	–	ДЕЛМРТ	30,7		30,7
140	6,2	ДКЕ	20,4	–	–	–	–
	7,0	ДКЕ	22,9	ДЕЛМК	20,4	Д	20,4
	7,7	ДКЕЛ	25,1	ДЕЛМРТК	22,9	ДЕЛМРТК	22,9
	9,2	ДКЕЛМРТ	29,5	ДЕЛМРТК	25,1	ДЕЛМРТК	25,1
	10,5	ДКЕЛМРТ	33,6	ДЕЛМРТК	29,5	ДЕЛМРТК	29,5
					33,6		33,6
146	6,5	ДКЕ	22,3	–	–	–	–
	7,0	ДКЕ	24,0	ДЕЛМК	22,3	Д	22,3
	7,7	ДКЕ	26,2	ДЕЛМК	24,0	ДКЕ	24,0
	8,5	ДКЕЛМРТ	28,8	ДЕЛМРТК	26,2	ДЕЛМРТ	26,2
	9,5	ДКЕЛМРТ	32,0	ДЕЛМРТК	28,8	ДЕЛМРТК	28,8
	10,7	ДКЕЛМРТ	35,7	ДЕЛМРТК	32,0	ДЕЛМРТК	32,0
					35,7		35,7

Продолжение табл. 15.2

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	ГОСТ 632–80							
		Трубы с треугольной резьбой				Тип ОТТМ		Тип ОТТГ	
		короткой		удлиненной					
		Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	
168	7,3	ДКЕЛ	29,0	ДЕ	29,0	ДЕ	29,0	–	
	8,0	ДКЕ	31,6	ДКЕЛ	31,6	ДКЕЛ	31,6	–	
	8,9	ДКЕЛМРТ	35,1	ДЕЛМРТК	35,1	ДЕЛМРТК	35,1	ДЕЛМРТК	
	10,6	ДКЕЛМРТ	41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМРТК	
	12,2	ДКЕЛМРТ	46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМРТК	
178	5,9	Д	24,9	–	–	–	–	–	
	6,9	ДКЕ	29,1	–	–	Д	29,1	–	
	8,1	ДКЕЛ	33,7	ДЕЛК	33,7	ДЕЛК	33,7	–	
	9,2	ДКЕЛМРТ	38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМРТК	
	10,4	ДКЕЛМРТ	42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМРТК	
	11,5	ДКЕЛМРТ	47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМРТК	
	12,7	ДКЕЛМРТ	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМРТК	
	13,7	–	–	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ	
	15,0	–	–	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ	
194	7,6	ДКЕ	35,0	–	–	Д	35,0	–	
	8,3	ДКЕ	38,1	ДЕЛМРТК	38,1	ДЕЛМРТ	38,1	–	
	9,5	ДКЕЛМРТ	43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМРТК	
	10,9	ДКЕЛМРТ	49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМРТК	
	12,7	ДКЕЛМРТ	56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМРТК	
	15,1	–	–	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ	
219	6,7	Д	35,1	–	–	–	–	–	
	7,7	ДКЕ	40,2	–	–	ДКЕ	40,2	–	
	8,9	ДКЕЛМ	46,3	ДЕЛМК	46,3	ДЕЛМК	46,3	ДЕЛМ	
	10,2	ДКЕЛМРТ	52,3	ДЕЛМРТК	52,3	ДЕЛМРТК	52,3	ДЕЛМРТК	
	11,4	ДКЕЛМРТ	58,5	ДЕЛМРТК	58,5	ДЕЛМРТК	58,5	ДЕЛМРТК	
	12,7	ДКЕЛМРТ	64,6	ДЕЛМРТК	64,6	ДЕЛМРТК	64,6	ДЕЛМРТК	
	14,2	ДКЕЛМРТ	71,5	ДЕЛМРТК	71,5	ДЕЛМРТК	71,5	ДЕЛМРТК	
245	7,9	ДКЕ	46,2	–	–	ДКЕ	46,2	–	
	8,9	ДКЕЛМ	51,9	ДЕЛМК	51,9	ДЕЛМК	51,9	ДЕЛМ	
	10,0	ДКЕЛМРТ	58,0	ДЕЛМРТК	58,0	ДЕЛМРТК	58,0	ДЕЛМРТК	
	11,1	ДКЕЛМРТ	63,6	ДЕЛМРТК	63,6	ДЕЛМРТК	63,6	ДЕЛМРТК	
	12,0	ДКЕЛМРТ	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК	
	13,8	ДКЕЛМРТ	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК	
	15,9	–	–	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ	
273	7,1	ДКЕ	46,5	–	–	–	–	–	
	8,9	ДЕЛМК	57,9	–	–	ДЕЛМК	57,9	ДЕЛМ	
	10,2	ДЕЛМРТК	65,9	–	–	ДЕЛМРТК	65,9	ДЕЛМРТК	
	11,4	ДЕЛМРТК	73,3	–	–	ДЕЛМРТК	73,7	ДЕЛМРТК	
	12,6	ДЕЛМРТК	80,8	–	–	ДЕЛМРТК	80,8	ДЕЛМРТК	
	13,8	ДЕЛМРТК	88,5	–	–	ДЕЛМРТ	88,5	ДЕЛМРТ	
	15,1	ЕЛМРТ	96,5	–	–	ЕЛМРТ	96,1	ЕЛМРТ	
	16,5	ЛМРТ	104,5	–	–	ЛМРТ	104,5	ЛМРТ	
299	8,5	ДКЕ	60,5	–	–	ДКЕ	60,5	–	
	9,5	ДКЕЛМРТ	67,9	–	–	ДКЕЛМ	67,9	–	
	11,1	ДЕЛМРТК	78,3	–	–	ДЕЛМК	78,3	–	
	12,4	ДЕЛМРТК	87,6	–	–	ДЕЛМРТК	87,6	–	
	14,8	ЕЛМРТДК	108,5	–	–	ЕЛМРТ	108,5	–	
324	8,5	Д	66,1	–	–	–	–	–	
	9,5	ДЕЛК	73,6	–	–	ДЕЛМК	73,6	–	
	11,0	ДЕЛМРТК	84,8	–	–	ДЕЛМК	84,8	–	
	12,4	ДЕЛМРТК	95,2	–	–	ДЕЛМРТК	95,2	–	
	14,0	ДЕЛМРТК	106,9	–	–	ДЕЛМРТ	106,9	–	
340	8,4	Д	68,5	–	–	–	–	–	
	9,4	ДЕЛК	78,6	–	–	ДЕЛК	78,6	–	
	10,9	ДЕЛК	88,6	–	–	ДЕЛК	–	–	
	12,2	ДЕЛМК	98,5	–	–	ДЕЛМК	98,5	–	
	13,1	ДЕЛМРТК	105,2	–	–	ДЕЛПМТ	105,2	–	
	14,0	ДЕЛМРТК	112,2	–	–	ДЕЛМРТ	112,2	–	
	15,4	ЛМРТ	123,5	–	–	ЛМРТ	123,5	–	

Продолжение табл. 15.2

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	ГОСТ 632–80						
		Трубы с треугольной резьбой				Тип ОТТМ		Тип ОТТГ
		короткой		удлиненной				
		Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали
351	9,0	ДК	75,9	–	–	–	–	–
	10,0	ДЕЛК	84,1	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕЛМК	92,2	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕЛМК	100,3	–	–	–	–	–
377	9,0	ДК	81,7	–	–	–	–	–
	10,0	ДЕК	90,5	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕЛК	99,3	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕЛК	108,0	–	–	–	–	–
406	9,5	ДК	93,2	–	–	–	–	–
	11,1	ДЕК	108,3	–	–	–	–	–
	12,6	ДЕК	122,1	–	–	–	–	–
	16,7	ДЕ	160,1	–	–	–	–	–
426	10,0	ДК	102,7	–	–	–	–	–
	11,0	ДЕК	112,6	–	–	–	–	–
	12,0	ДЕК	122,5	–	–	–	–	–
473	11,1	ДК	125,9	–	–	–	–	–
508	11,1	ДК	136,3	–	–	–	–	–
	12,7	Д	155,1	–	–	–	–	–
	16,1	Д	195,6	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 15.2

Условный диаметр трубы, мм	ГОСТ 632–80			ТУ 14-3-714–78, ТУ 14-3-1658–89		ТУ 14-3-1599–88		ТУ 14-3-1575–88	
	Тип ОТТГ	Тип ТБО		Тип ОГ1М		Трубы электросварные с резьбой типа «Батресс»		Трубы с резьбой треугольной крупной	
	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг
114	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	22,3	–	–	–	–	–	–	–	–
	26,7	–	–	–	–	–	–	–	–
127	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	26,7	ДЕЛМРТК	22,0	–	–	–	–	–	–
	30,7	ДЕЛМРТК	26,7	–	–	–	–	–	–
140	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	22,9	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	25,1	–	–
	29,5	ДЕЛМРТК	29,5	–	–	–	–	–	–
	33,6	ДЕЛМРТК	33,6	ДЕЛМ	–	–	–	–	–
146	–	–	–	–	–	Дс	22,4	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	24,8	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	26,3	–	–
	28,8	ДЕЛМРТ	28,8	–	–	Дс	26,8	–	–
	32,0	ДЕЛМРТК	32,0	–	–	Дс	32,0	–	–
	35,7	ДЕЛМРТК	35,7	–	–	Дс	35,7	–	–

Продолжение табл. 15.2

Условный диаметр трубы, мм	ГОСТ 632–80			ТУ 14-3-714–78, ТУ 14-3-1658–89		ТУ 14-3-1599–88		ТУ 14-3-1575–88	
	Тип ОТТГ	Тип ТБО		Тип ОГ1М		Трубы электросварные с резьбой типа «Батресс»		Трубы с резьбой треугольной крупной	
	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг
168	–	–	–	–	–	Дс	29,0	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	31,6	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	35,0	–	–
	35,1	ДЕЛМРТК	35,1			Дс	41,2	–	–
	41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМ	41,2	–	–	–	–
	46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМ	46,5				
178	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	ДЕЛМР	33,7	–	–	–	–
	–	–	–	ДЕЛМР	38,2	–	–	–	–
	38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМР	42,8	–	–	–	–
	42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМР	47,2	–	–	–	–
	47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМРТК	51,5	–	–	–	–
	51,5	ДЕЛМРТК	51,5	–	–	–	–	–	–
	55,5	ЕЛМРТ	55,5	–	–	–	–	–	–
	60,8	ЛМРТ	60,8						
194	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	ДЕЛМР	38,1	–	–	–	–
	43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМР	43,3	–	–	–	–
	49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМР	49,2	–	–	–	–
	56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМР	56,7	–	–	–	–
	66,5	ЛМРТ	66,5	–	–	–	–	–	–
219	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	Дс	40,1	–	–
	46,3	–	–	ДЕЛМР	46,3	Дс	46,1	–	–
	52,3	–	–	ДЕЛМР	52,3	Дс	52,3	–	–
	58,5	–	–	ДЕЛМР	58,5	–	–	–	–
	64,6	–	–	ДЕЛМР	64,6	–	–	–	–
	71,5	–	–	–	–	–	–	–	–
245	–	–	–	–	–	Дс	46,1	–	–
	51,9	–	–	ДЕЛМР	51,9	Дс	51,7	–	–
	58,0	–	–	ДЕЛМР	58,0	Дс	57,8	–	–
	63,6	–	–	ДЕЛМР	63,6	–	–	–	–
	68,7	–	–	ДЕЛМР	68,7	–	–	–	–
	78,7	–	–	–	–	–	–	–	–
	89,5	–	–	–	–	–	–	–	–
273	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	57,9	–	–	–	–	–	–	–	–
	65,9	–	–	–	–	–	–	–	–
	73,7	–	–	–	–	–	–	–	–
	80,8	–	–	–	–	–	–	–	–
	88,5	–	–	–	–	–	–	–	–
	88,5	–	–	–	–	–	–	–	–
	104,5	–	–	–	–	–	–	–	–
299	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
324	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
340	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 15.2

Условный диаметр трубы, мм	ГОСТ 632–80			ТУ 14-3-714–78, ТУ 14-3-1658–89		ТУ 14-3-1599–88		ТУ 14-3-1575–88	
	Тип ОТТГ	Тип ТБО		Тип ОГ1М		Трубы электросварные с резьбой типа «Батресс»		Трубы с резьбой треугольной крупной	
	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали	Масса 1 м трубы, кг
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
351	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	СД	84,4
	–	–	–	–	–	–	–	СД	92,6
	–	–	–	–	–	–	–	СД	100,7
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
377	–	–	–	–	–	–	–	СД	90,8
	–	–	–	–	–	–	–	СД	99,7
	–	–	–	–	–	–	–	СД	108,4
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
406	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
426	–	–	–	–	–	–	–	СД	103,0
	–	–	–	–	–	–	–	СД	113,0
	–	–	–	–	–	–	–	СД	123,0
473	–	–	–	–	–	–	–	–	–
508	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 15.3

Механические свойства стали для отечественных обсадных труб

Показатель	Группа прочности стали							
	С	Д	$Д_э$	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	527	668	550	700	703	773	879	1019	1125
Предел текучести, МПа:									
не менее	387	387	320	500	562	668	773	949	1055
не более	562	562	–	–	773	879	984	1160	1265

для повышения ее, а также с целью нормального свинчивания обсадных труб без задиров и заеданий поверхность резьб следует покрывать специальными уплотнительными составами – смазками, которые должны противостоять высоким контактным давлениям, возникающим на поверхности витков резьбы в процессе ее свинчивания и докрепления.

Свойство смазок предохранять резьбовые соединения от задиров обеспечивается за счет таких компонентов, как графит и чешуйчатая медь, а уплотняющая способность состава достигается посредством добавок свинцового порошка и цинковой пыли (табл. 15.5).

Выпускаются также обсадные трубы специального назначения.

Таблица 15.4

Прочностные характеристики импортных обсадных труб

Марка	Предел текучести, МПа	
	минимальный	максимальный
H-40	276	552
У-55, K-55	379	552
N-80	552	758
C-75	517	620
L-80	552	655
C-90	620	724
C-95	655	758
P-105	724	931

Таблица 15.5

Состав смазок (массовая доля, %) для резьбовых соединений обсадных труб

Тип смазки	Основа					Наполнитель						Итого	Отвердитель
	Силиконовая жидкость № 6	Масло типа МВП или веретенное	Масло машинное	Загуститель	Эпоксидный компаунд К-150	Графитовый порошок	Свинцовый порошок	Цинковая пыль	Медная пудра	Свинцовый сурик	Сернистый свинец		
Р-402	22	–	9	5	–	20	28	12	4	–	–	64	–
Р-113	19,8	–	8,8	6,4	–	–	58	–	–	2	5	65	–
Р-2МВП		14	18,4	4,6	–	18	29	12	4	–	–	63	–
Р-416	–	24,3	3,5	6,4	–	–	18	–	–	2	5	65	–
УС-1	–	–	–	–	55,7	10,35	14,4	6,22	2,13	–	–	33,1	11,2
Лента ФУМ	Фторопластовый уплотнительный материал (ФУМ) из фторопласта 4Д												

Таблица 15.6

Технические характеристики труб типов ОТТМ и ОТТГ с полимерным узлом уплотнения

Труба			Муфта		
Диаметр трубы D, мм ±0,75 %	Толщина стенки трубы S, мм – 12,5 %	Масса 1 м, кг	Диаметр муфты $D_м$, ±3 мм	Длина муфты $l_м$, мм ±3 мм	Масса, кг
168	8,9–12,1	35,1–46,5	187,7	225	11,3
219	8,9–14,2	46,3–71,5	244,5	254	21,6
245	8,9–15,9	51,9–89,5	269,9	254	23,9

Примечание. Длина труб L = 9500÷13 000 мм; допускается в партии труб длиной 8000–9500 мм до 20 % и длиной 5000–8000 мм до 10 %.

Трубы обсадные типов ОТТМ в ОТТГ с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-157-11–98, ТУ 14-3-1667–89 и ТУ 14-162-4–94). Отличительной особенностью резьбового соединения является наличие в муфтах специальных проточек для размещения уплотнительных колец из полимерного материала. Размеры и месторасположение проточек обеспечивают неизменность эксплуатационных характеристик труб при высокой герметичности соединения (табл. 15.6).

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 15.7.

Трубы всех групп прочности изготовляются в соответствии с ГОСТ 632–80.

Трубы обсадные безмуфтовые типа ОГ1М предназначены для спуска в скважину в качестве потайных колонн (хвостовиков), но могут быть использованы и для эксплуатационных колонн в скважинах со стесненными зазорами. В соединении труб типа ОГ1М (рис. 15.1) использована трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм и рабочей высотой профиля 1,4 мм. Конусность

Таблица 15.7

Технические характеристики обсадных труб типов ОТТМ и ОТТГ

Диаметр трубы D, мм	Диаметр муфты $D_м$, мм	Длина треугольной резьбы, мм	Длина трапецеидальной резьбы, мм	Диаметр проточки $D_{вр}$, мм	Высота проточки h, мм
140	153,7	53	60	139,1	4,6
146	166,0	53	60	145,0	4,6
168	187,7	53	60	167,5	4,6
219	244,5	53	60	217,4	4,6
245	269,9	53	60	242,8	4,6

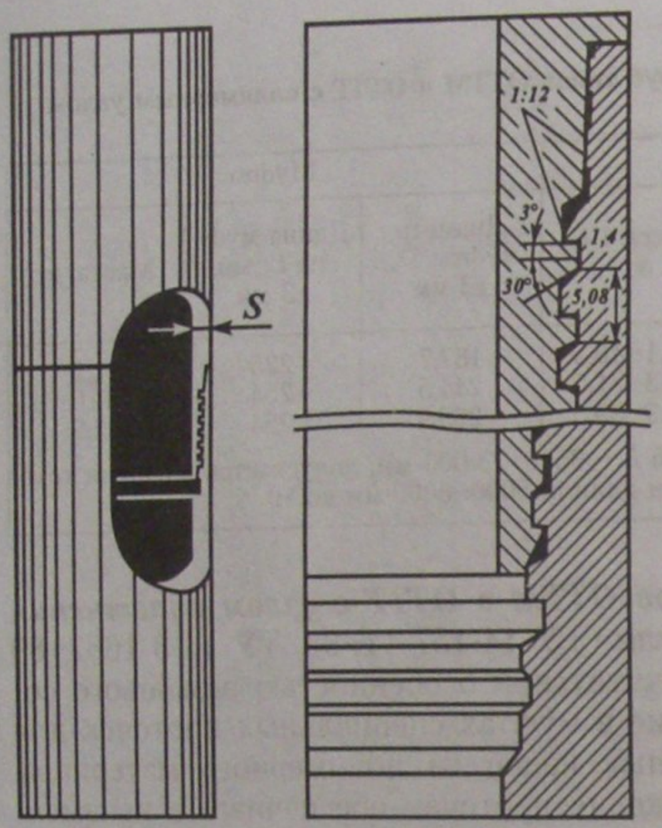


Рис. 15.1. Трубы обсадные безмуфтовые типа ОГ1М с трапецеидальной резьбой (ТУ 14-3-714–78)

резьбы 1:12 и углы наклона 3° и 30°. Для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка с натягом по срезанным вершинам профиля резьбы на участке от начала сбега резьбы ниппельного конца до упорного уступа. Основные размеры труб типа ОГ1М приведены в табл. 15.8. Конструкция труб типа ОГ1М с резьбой разработана для диаметров от 114 до 273 мм изготовляется из сталей всех групп прочности по ТУ 14-3714–78.

Трубы обсадные муфтовые повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с резьбой типа «Батресс» изготовляют по ТУ 14-157-47–97 из сталей марок 25«М»селект, 20«М»селект и 20«С»селект (коррозионно-стойкие), ОД, 32Г2(Д), 32Г2 (обычного исполнения). Диаметр труб от 114 до 245 мм, длина от 7,62 до 10,36 м и от 10,36 до 13,0. Механические свойства сталей для этих труб приведены в табл. 15.9. Там же приведены свойства стали группы прочности М для обсадных труб и муфт к ним в хладостойком исполнении диаметром от 114 до 245 мм по ТУ 14-157-24–92.

Трубы обсадные электросварные с резьбой типа «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732–90), изображенные на рис. 15.2, предназначены для крепления газлифтных и газоконденсатных скважин в диапазоне температур от −60 до +250 °С, а технические характеристики приведены в табл. 15.10. Размеры и местоположение проточек для

Таблица 15.8

Технические характеристики обсадных труб типов ОТТМ и ОТТГ

Условный диаметр трубы D, мм	Диаметр наружный, мм	Толщина стенки S, мм	Диаметр большого основания конуса резьбы по ниппельной части, мм	Длина конуса резьбы, мм	Диаметр конической выточки в плоскости торца, мм	Длина резьбы муфтовой части, мм
114	114,3	8	109,5	66	109,3	82
		9	109,5	78	109,3	82
127	127,0	8	122,2	66	122,0	82
		9	122,2	78	122,0	82
140	139,7	8	134,9	66	134,7	95
		9	134,9	78	134,7	95
		10–11	134,9	90	134,7	95
146	146,0	8	141,2	66	137,1	95
		9	141,2	78	137,1	95
		10–11	141,2	90	137,1	95
168	168,3	8	163,5	66	159,4	95
		9	163,5	78	159,4	95
		10–12	163,5	90	159,4	95
178	177,8	8	173,0	66	168,9	95
		9	173,0	78	168,90	95
		10–14	173,0	90	168,9	95
194	193,7	8	188,9	66	184,8	95
		9	188,9	78	184,8	95
		10–14	188,9	90	184,8	95
219	219,1	9	214,3	89	210,2	95
		10–12	214,3	90	210,2	95
245	244,5	8	239,7	66	235,6	95
		9	239,7	78	235,6	95
		10–14	239,7	90	235,6	95
273	273,1	8	268,3	66	264,2	95
		9	268,3	78	264,2	95
		10–12	268,3	90	264,2	95

размещения уплотнительных колец обеспечивают высокую герметичность соединения. Эксплуатационные характеристики труб аналогичны трубам по ТУ 14-3-1667–89.

Трубы обсадные типа ОТТМ безмуфтовые толстостенные с резьбой, высокопрочные (ТУ 39-0147016-28–92) предназначены для крепления скважин с высоким внешним сминающим давлением. Отличительной особенностью соединения является введение в конструкцию резьбы дополнительного уплотнения на

Таблица 15.9

Технические характеристики сталей для труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости по ТУ 14-157-47–97

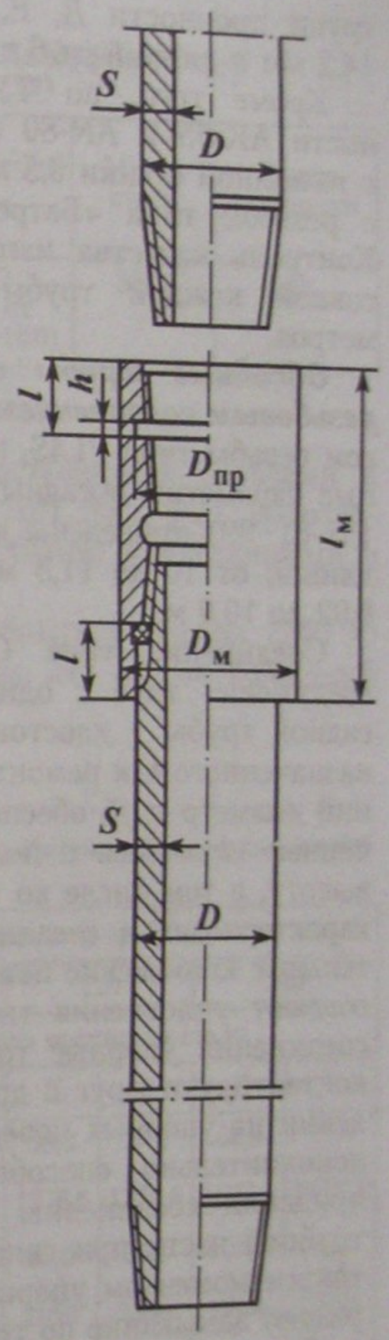
Показатель	Группа прочности труб						
	Коррозионно-стойкого исполнения		Обычного исполнения				По ТУ 14-157-24–92
	J55	K55	J55	K55	N80	C95	M
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа (кгс/см^2)	517 (52,7)	655 (66,8)	517 (52,7)	655 (66,8)	689 (70,2)	724 (73,8)	862 (87,9)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/см^2):							
не менее	379 (38,6)	379 (38,6)	379 (38,6)	379 (38,6)	552 (56,3)	655 (66,8)	758 (77,3)
не более	552 (56,3)	552 (56,3)	552 (56,3)	552 (56,3)	758 (77,3)	758 (77,3)	965 (98,4)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	20	20	20	17	16	15,5	11,3
Твердость, HRB, не более	90	95	–	–	–	–	–
Отношение $\sigma_т/\sigma_в$, не более	0,80	0,85	–	–	–	–	–
Ударная вязкость KCV, (продольный образец) Дж/см^2 (кгс/см^2), не менее:							
20 °C	147 (15)	120 (12)	–	–	–	–	68,6 (6,99)
–40 °C	98 (10)	98 (10)	–	–	–	–	–
–55 °C	–	–	–	–	–	–	39,2 (3,99)
–70 °C	69 (7)	69 (7)	–	–	–	–	–

Таблица 15.10

Технические характеристики обсадных муфтовых труб с резьбой типа «Батресс» (см. рис. 15.2)

Диаметр трубы D, мм	Диаметр муфты $D_м$, мм	Длина муфты $l_м$, мм ±3 мм	Диаметр проточки $D_{пр}$, мм ±0,25 мм	Высота проточки h, мм ±0,13 мм
146	166,0	81	146,5	4,8
168	187,7	81	168,7	4,8
245	269,9	86	244,6	4,8

Рис. 15.2. Трубы обсадные муфтовые электросварные с резьбой типа «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732–90)



торце ниппельного конца и торце муфтового конца, обеспечивающего высокую герметичность труб.

Геометрические параметры безмуфтовых толстостенных обсадных труб типа ОТТМ

Диаметр трубы D, мм	245
Толщина стенки S, мм	24
Длина ниппеля $l_н$, мм	105
Длина трубы, мм	8000–12 000
Масса 1 м трубы, кг	130,8

Критическое сминающее давление для труб групп прочности Л – 100 МПа, М – 125 МПа. Расчетное гидравлическое давление для труб групп прочности Л – 102,6 МПа, М – 118,7 МПа, Р – 145,7 МПа.

Трубы обсадные типа ОТТМ-В с резьбой типа «Батресс» стойкие к сероводородному растрескиванию в среде, содержащей сероводород до 6 % (по объему), выпускаются по ТУ 14-162-3–94 диаметром 219 и 249 мм из стали группы прочности АС-75-2 (28ГМ), с толщиной стенки от 8,9 до 14,2 мм и длиной от 7,6 до 11,7 м. Механические свойства стали ($\sigma_т$ = 517÷620 Н/мм^2; $\sigma_{вр}$ = 655 Н/мм^2; относительное удлинение 18 %) обеспечиваются термообработкой. Каждая труба и заготовка для изготовления муфт подвергаются неразрушающему контролю с помощью ультразвукового и электромагнитного дефектоскопов, а в собранном виде – испытанию гидравлическим давлением.

Трубы обсадные типа ОТТГ в хладостойком исполнении диаметром 245 мм (ТУ 14-162-4–94) предназначены для крепления газовых скважин в районах Крайнего Севера и выпускаются из стали групп прочности Д, Е, Л и М с толщиной стенки 10, 11,1 и 12 мм и длиной от 8 до 11,7 м.

Трубы с резьбой типа «Батресс» (ТУ 14-162-13–95) изготовляются диаметрами 168,3; 219,1; 244,5 и 323,9 мм из стали

групп прочности Д, Е, Л и М с толщиной стенки от 7,9 до 14,2 мм и длиной от 6 до 11,7 м.

Кроме того, по ТУ 14-162-18–96 из стали групп прочности АК-55 и AN-80 изготовляются трубы диаметром 324 мм с толщиной стенки 9,5 мм с резьбой типа ОТТМ-В, 11 и 12,4 мм с резьбой типа «Батресс», 14 мм с резьбой типа ОТТГ-BV. Контроль качества изготовленных труб осуществляется опрессовкой каждой трубы и проверкой метрологических параметров.

Обсадные трубы стальные бесшовные безмуфтовые с резьбовым соединением типа СТТ являются ближайшим аналогом резьбы типа FL4S, предусмотренной стандартом API. Основные параметры обсадных труб с соединением типа СТТ (ТУ 14-157-61–99) приведены в табл. 15.11, 15.12. Поставляются трубы длиной от 10 до 11,3 м либо по согласованию с заказчиком от 6,92 до 10,0 м.

Соединение типа СТТ представляет собой конструкцию соединения труб с одинаковым наружным диаметром для обсадной трубы – хвостовика (потайной трубной колонны), предназначенного для ремонтных работ при высоком давлении. Внешний диаметр труб обеспечивает прохождение в наклонно направленные скважины и подъем цементного раствора на требуемую высоту, в том числе до устья. Для улучшения эксплуатационных характеристик в соединении типа СТТ используются дополнительные конические поверхности, которые при посадке с натягом создают уплотнения типа металл – металл. При свинчивании соединения упорные торцы ниппельного и раструбного концов контактируют друг с другом, создавая высокие контактные давлении на упорных поверхностях соединений, что обеспечивает и дополнительно способствует герметичности соединения. Для придания соединению лучшей жесткости, предохранения раструбной части при свинчивании соединения с чрезмерным крутящим моментом упорные торцы скошены под углом 150° и образуют замыкание по типу «ласточкин хвост».

При промысловых испытаниях трубы выдержали сложное нагружение при действии внутреннего давления 36,8 (группа прочности стали Д) и 52,5 МПа (группа прочности стали Е), осевого растягивающего усилия 395,7 и 574,6 кН и изгибающих моментов, соответствующих интенсивности искривления: 5° на 30 м; 5° на 20 м; 5° на 10 м.

Использование обсадных труб с резьбовым соединением типа СТТ позволяет устранить проблемы с ремонтом скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами и обеспечивает возможность ремонта наклонно направленных скважин.

Таблица 15.11

Технические характеристики бесшовных обсадных безмуфтовых труб с резьбовым соединением типа СТТ (ТУ 14-157-61–99)

Размеры труб				Марка стали	Группа прочности
Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина, м		
условный	наружный				
114 120 140	114,3 120,7 139,7	6,88 6,90 7,00	10,0–11,3 (До 10 % от партии 9,5–10,0)	36Г2	ДЕ

Обсадные трубы, выпускаемые отечественными заводами в соответствии с требованиями стандарта API Spec 5CT, изготовляются из стали с механическими свойствами, приведенными в табл. 15.13.

В 2001 г. в России была выпущена опытная партия (200 т) обсадных труб типа ОТТГ с диаметром 245 мм и толщиной

Таблица 15.12

Основные технологические параметры бесшовных обсадных безмуфтовых труб с резьбовым соединением типа СТТ

Показатель	Диаметр труб, мм					
	114		120		140	
	Группа прочности стали					
	Д	Е	Д	Е	Д	Е
Прочность соединения на растяжение, т*	50,5	73,3	53,3	77,4	62,9	91,4
Площадь опасного сечения в соединении, мм^2	1304,1	1304,1	1376,6	1376,6	1627,1	1627,1
Разрушающая нагрузка, т**	87,1	91,7	92,0	96,8	108,7	114,4
Рекомендуемый запас прочности	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Длина колонны при заложенном запасе прочности, м***	1990	2890	1950	2830	1960	2850
Рекомендуемый момент при свинчивании, кгс·с:						
минимальный	305	335	330	370	400	400
максимальный	395	435	420	470	500	500

*Прочность соединения на растяжение является показателем от минимального предела текучести стали соединения.

**Справочная минимальная разрушающая нагрузка является показателем от минимального предела прочности стали соединения.

***Справочная длина колонны труб учитывает рекомендуемый коэффициент запаса прочности и не учитывает влияние температуры, кривизны ствола, наличие и плотность жидкости в скважине, влияние динамических нагрузок при спуске труб и т.д.

Таблица 15.13

Механические свойства стали по стандарту API Spec 5CT

Группа прочности стали	Предел текучести $\sigma_т$, МПа		Наименьший предел прочности при растяжении $\sigma_в$, МПа
	наименьший	наибольший	
H-40	276	552	414
J-55	379	552	517
K-55	379	552	655
N-80	552	758	689
C-75	517	620	655
L-80	552	655	655
C-95	655	758	724
P-110	758	965	862

Таблица 15.14

Химический состав стали для труб типа ОТТГ Северского трубного завода

Марка стали	C	Mn	Si	Mo	V	Al
32Г2МФА	0,30–0,35	1,35–1,55	0,17–0,37	0,15–0,25	0,07–0,10	0,01
22Х2МФБА	0,20–0,25	0,40–0,70	0,17–0,37	0,60–0,80	0,15–0,30	0,01

Продолжение табл. 15.14

Марка стали	Nb	Cr	P	S	Ni	Cu
32Г2МФА	–	0,25	≤ 0,025	≤ 0,025	≤ 0,25	≤ 0,25
22Х2МФБА	0,04–0,08	1,7–2,1	≤ 0,015	≤ 0,015	≤ 0,25	≤ 0,25

стенки 12 мм из стали марок 32Г2МФА и 22Х2МФБА (для трубы и муфты соответственно) с пределами прочности 1000 МПа (не менее) и текучести 930–1137 МПа, относящихся к группе прочности Р по ГОСТ 632–80. Химический состав сталей для этих труб приведен в табл. 15.14.

16 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

В зависимости от геологического строения месторождения и условий залегания продуктивных пластов применяются следующие способы цементирования нефтяных и газовых скважин: одноступенчатое, двухступенчатое, манжетное, цементирование хвостовика, обратное цементирование, цементирование под давлением.

Сущность каждого из названных способов цементирования скважин заключается в закачке цементного раствора в затрубное пространство скважины для того, чтобы при помощи затвердевшего цементного камня создать прочную перемычку, разобщающую вскрытые нефтяные или газовые пласты от водяных.

Процесс цементирования скважин осуществляют с помощью комплекса специального оборудования, которое обеспечивает доставку порошкообразного тампонажного материала на буровую, механизированное приготовление тампонажного раствора и нагнетание его в затрубное пространство скважины.

Для доставки тампонажных материалов на буровую применяют цементно-смесительные агрегаты и машины, цементовозы с пневматической системой разгрузки, а также грузовые автомобили, если тампонажный материал затарен в мешки.

Для механизированного приготовления тампонажного раствора используют цементно-смесительные машины (СМН-2, УС6-30 и др.), цементировочные агрегаты (ЦА-320М, ЦА-320А, 3ЦА-400А, 4АН-700 и др.), станции контроля (СКЦ-2М, СКЦ2М-80) и осреднительные емкости.

16.1. СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБВЯЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН (СРАВНИТЕЛЬНЫЕ)

В различных нефтегазовых районах применяют несколько отличающихся друг от друга технологических схем приготовления

и нагнетания тампонажных растворов. Это отличие вызвано спецификой геолого-технических, а иногда и климатических условий данного района, что обусловливает выбор типа конструкции скважины, способа цементирования и тампонажного материала для каждого конкретного района.

Отличие этих схем заключается в использовании различного числа цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин, а также в применении специальных устройств или механизмов, повышающих качество раствора или цементирования в целом, а также улучшающих условия труда обслуживающего персонала. Схема обвязки оборудования при использовании 20–40 т сухого тампонажного материала для приготовления раствора приведена на рис. 16.1.

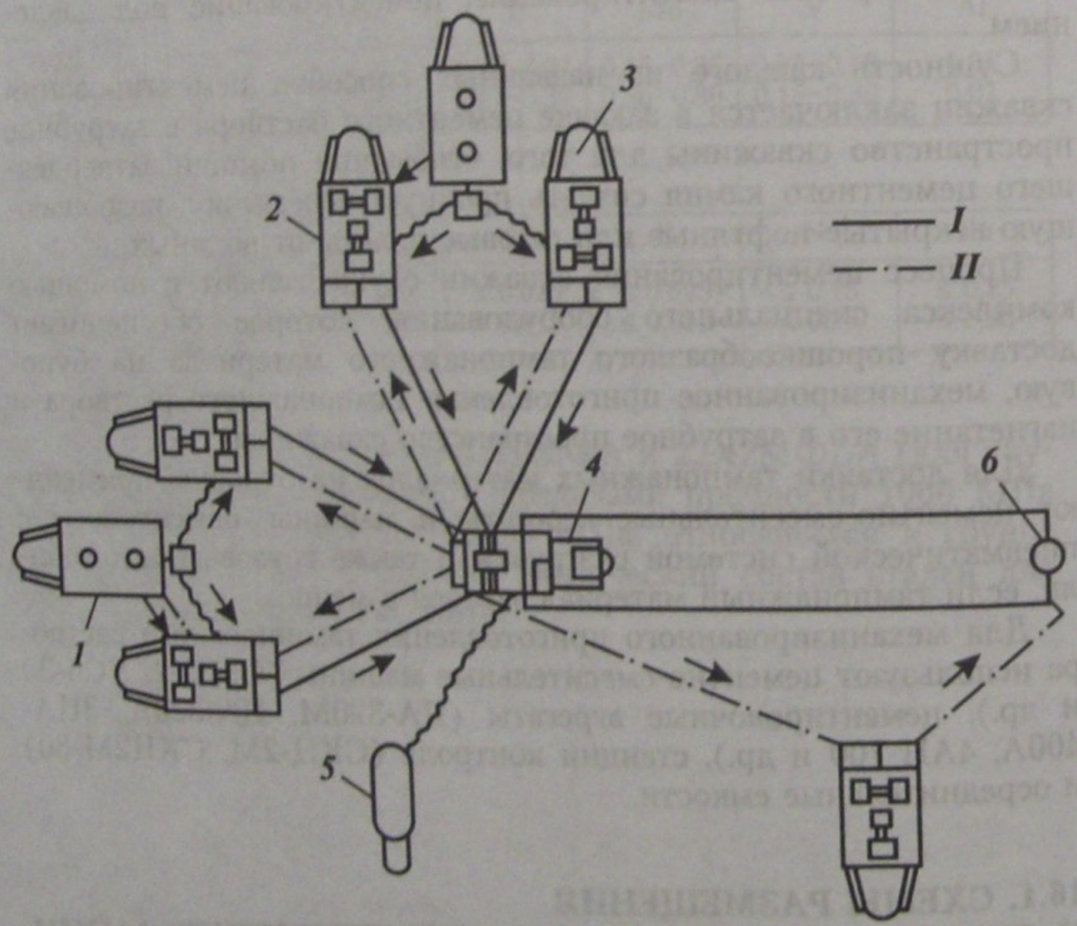


Рис. 16.1. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием 20–40 т сухого тампонажного материала:
I – движение тампонажного раствора; *II* – движение продавочной жидкости; *1* – цементно-смесительная машина 2СМН-20; *2* – цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; *4* – блок манифольда 1БМ-700; *5* – станция контроля цементирования; *6* – цементировочная головка

При использовании 40–60 т сухого материала для приготовления и нагнетания тампонажного раствора применяют большее число агрегатов, позволяющих аккумулировать весь сухой материал в трех точках затворения. Если масса сухого материала превышает 60 т, изменяется схема обвязки цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин (рис. 16.2).

Во всех этих схемах, как правило, предусматривается такое соотношение между числами цементно-смесительных машин и цементировочных агрегатов, при котором обеспечивается бесперебойное приготовление и нагнетание тампонажного раствора в скважину с заданным темпом. Обычно с одной цементно-смесительной машиной 2СМН-20 работают два цементировочных агрегата, один из которых (имеющий водоподающий насос) подает жидкость на затворение в гидровакуумное смесительное

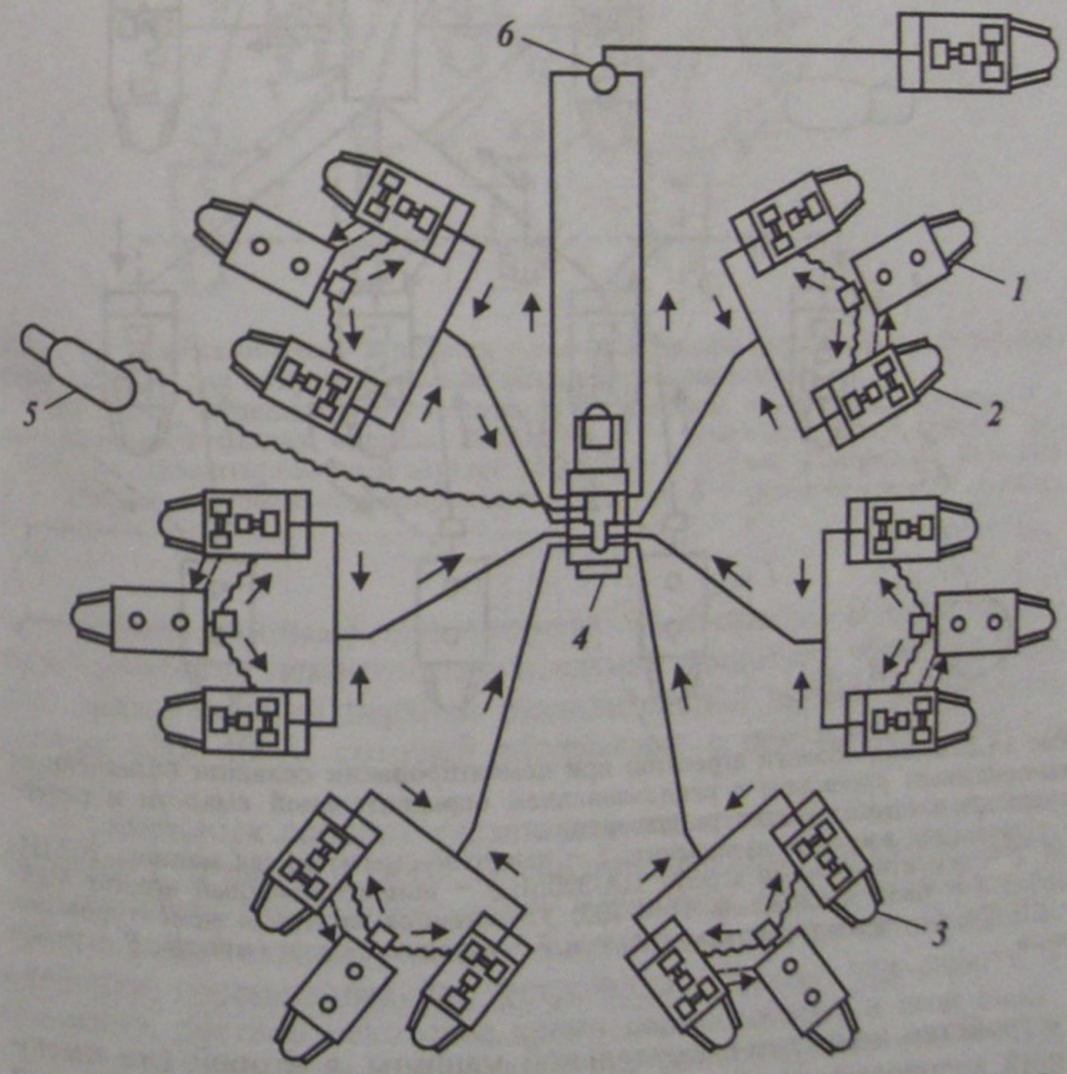


Рис. 16.2. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин с использованием более 60 т сухого материала (обозначение см. рис. 16.1)

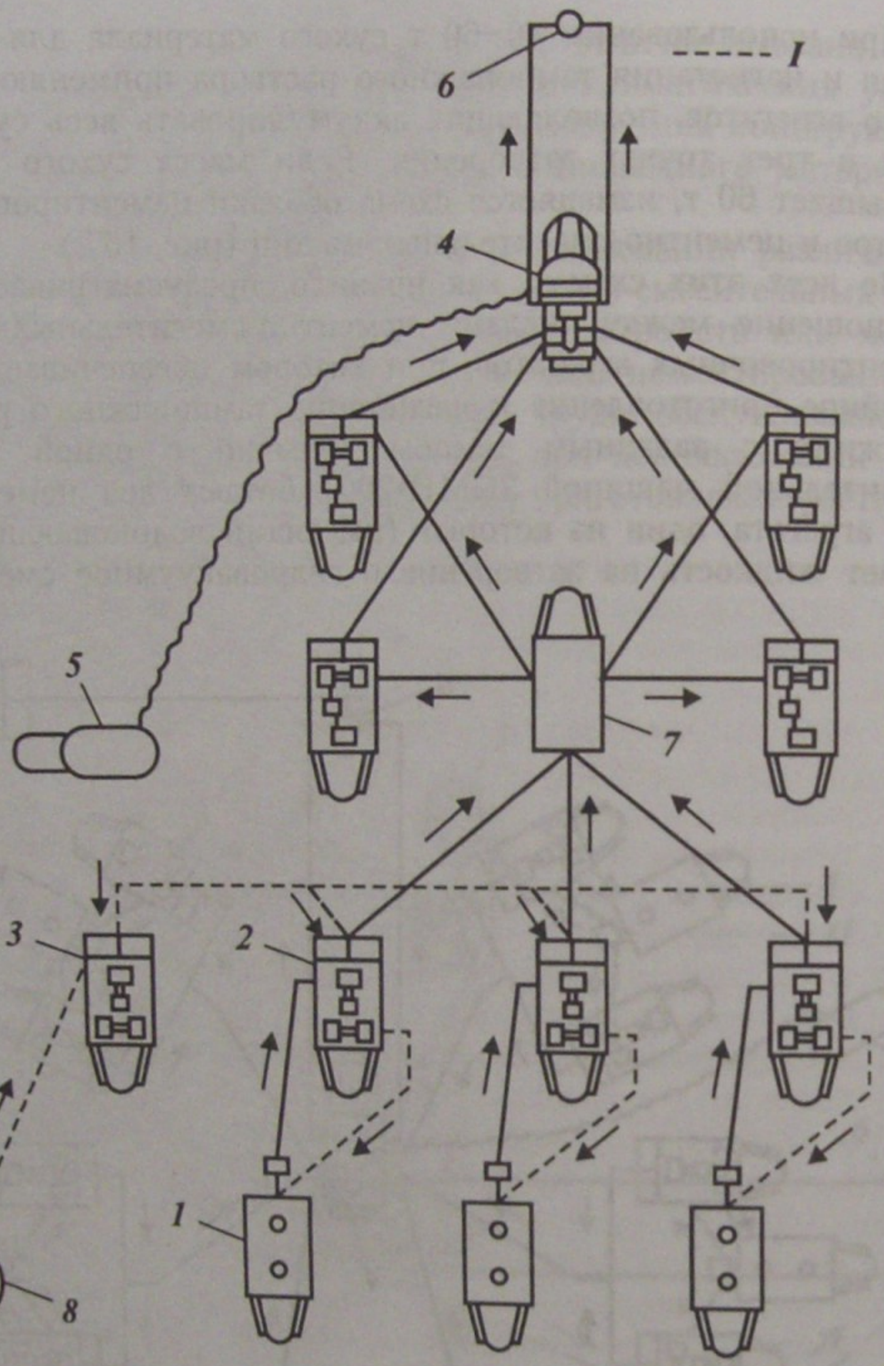


Рис 16.3. Схема обвязки агрегатов при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара для заготовки жидкости затворения:
I – движение жидкости затворения; *1* – цементно-смесительная машина 2СМН-20; *2* – цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; *4* – блок манифольда 1БМ-700; *5* – станция контроля цементирования СКЦ-2М; *6* – цементировочная головка; *7* – осреднительная емкость; *8* – резервуар

устройство цементно-смесительной машины, а второй (не имеющий водоподающего насоса) вместе с первым нагнетает готовый раствор в скважину. При этом суммарная подача жидкости (по

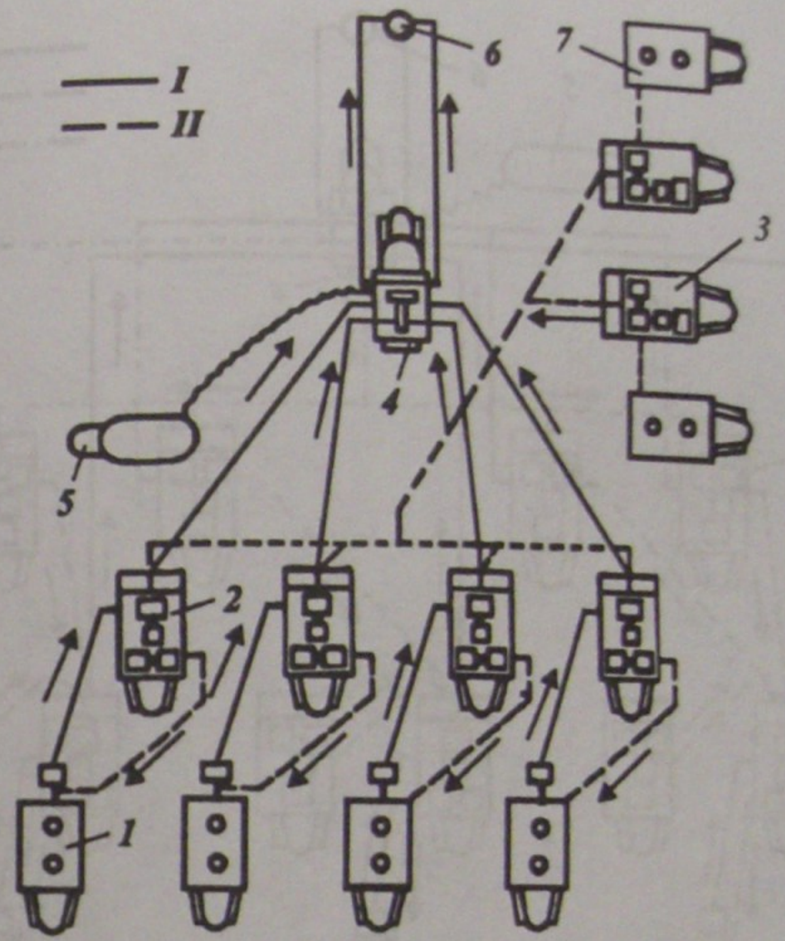


Рис. 16.4. Схема обвязки агрегатов с использованием двух емкостей вместимостью по 25 м^3 для аккумулирования жидкости затворения:
I – движение тампонажного раствора; *II* – движение жидкости затворения; *1* – цементно-смесительная машина 2СМН-20; *2* – цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; *4* – блок манифольда 1БМ-700; *5* – станция контроля цементирования СКЦ-2М; *6* – цементировочная головка; *7* – емкость

паспортным данным) двумя агрегатами несколько больше производительности цементно-смесительной машины. Как правило, для продавливания верхней разделительной пробки используют агрегат ЗЦА-400А, который обвязывают с цементировочной головкой.

В различных районах страны для повышения качества цементирования, а также в связи со специфическими условиями схемы обвязки оборудования несколько видоизменяются. Часто используют осреднительные емкости, смонтированные на автомобиле и имеющие перемешивающие устройства. Прежде чем подать в скважину, раствор некоторое время перемешивают в этой емкости, вследствие чего улучшается его однородность, что весьма существенно для повышения качества цементирования.

На рис. 16.3 показана схема расстановки и обвязки оборудо-

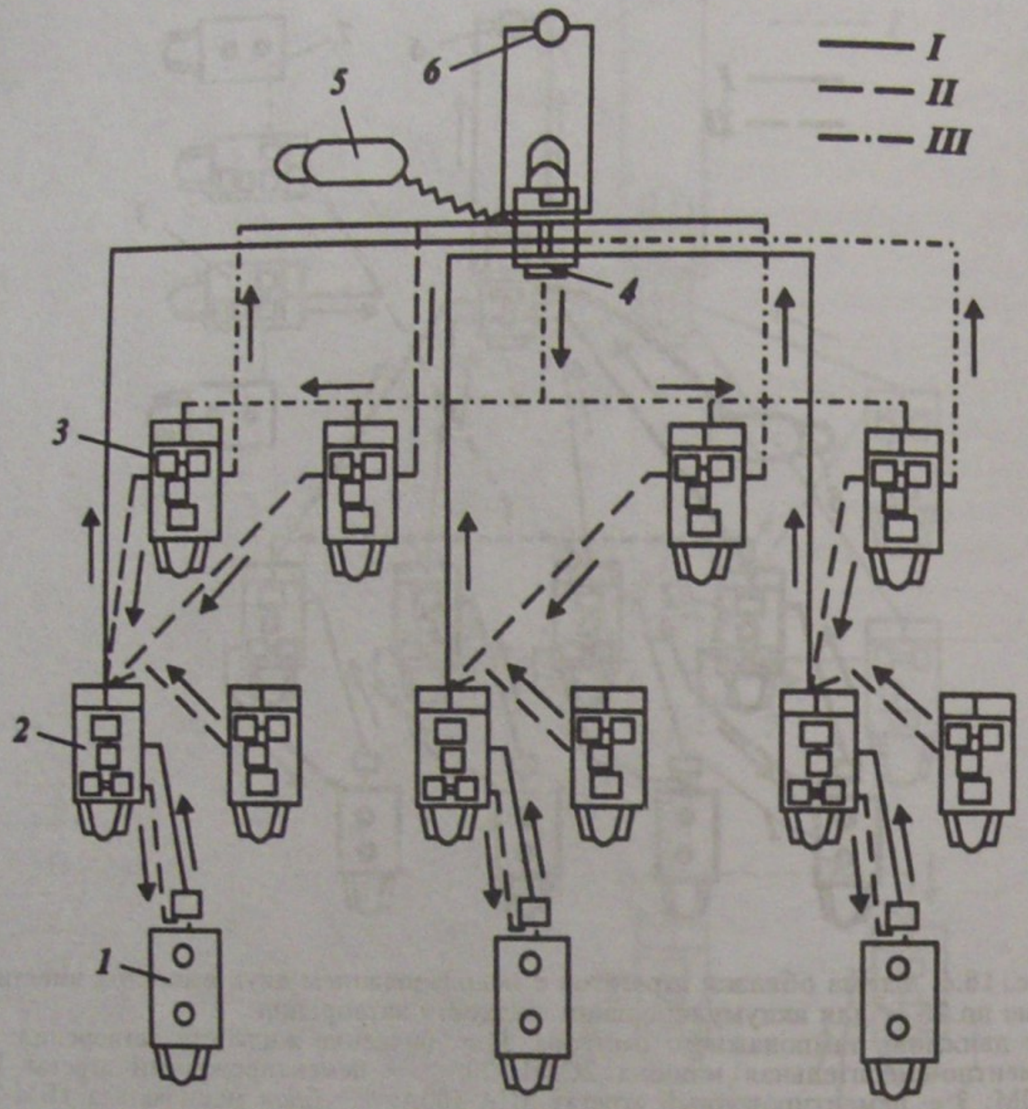


Рис. 16.5. Схема обвязки оборудования при цементировании с использованием для аккумулирования жидкости затворения мерных емкостей цементирования агрегатов:
I – движение тампонажного раствора; *II* – движение воды; *III* – движение продавочной жидкости (остальные обозначения см. рис. 16.1)

вания при цементировании скважин облегченным тампонажным раствором с использованием осреднительной емкости и резервуара вместимостью 40 м^3 для заготовки воды затворения.

Иногда для аккумулирования жидкости затворения используют передвижные емкости, вместимость которых может быть различной (рис. 16.4).

Когда нет возможности для аккумулирования жидкости затворения применить стационарные или передвижные емкости, тогда для этой цели используют мерные емкости цементировочных агрегатов. В этом случае число цементировочных агрегатов резко возрастает (рис. 16.5). При работе по этой схеме после

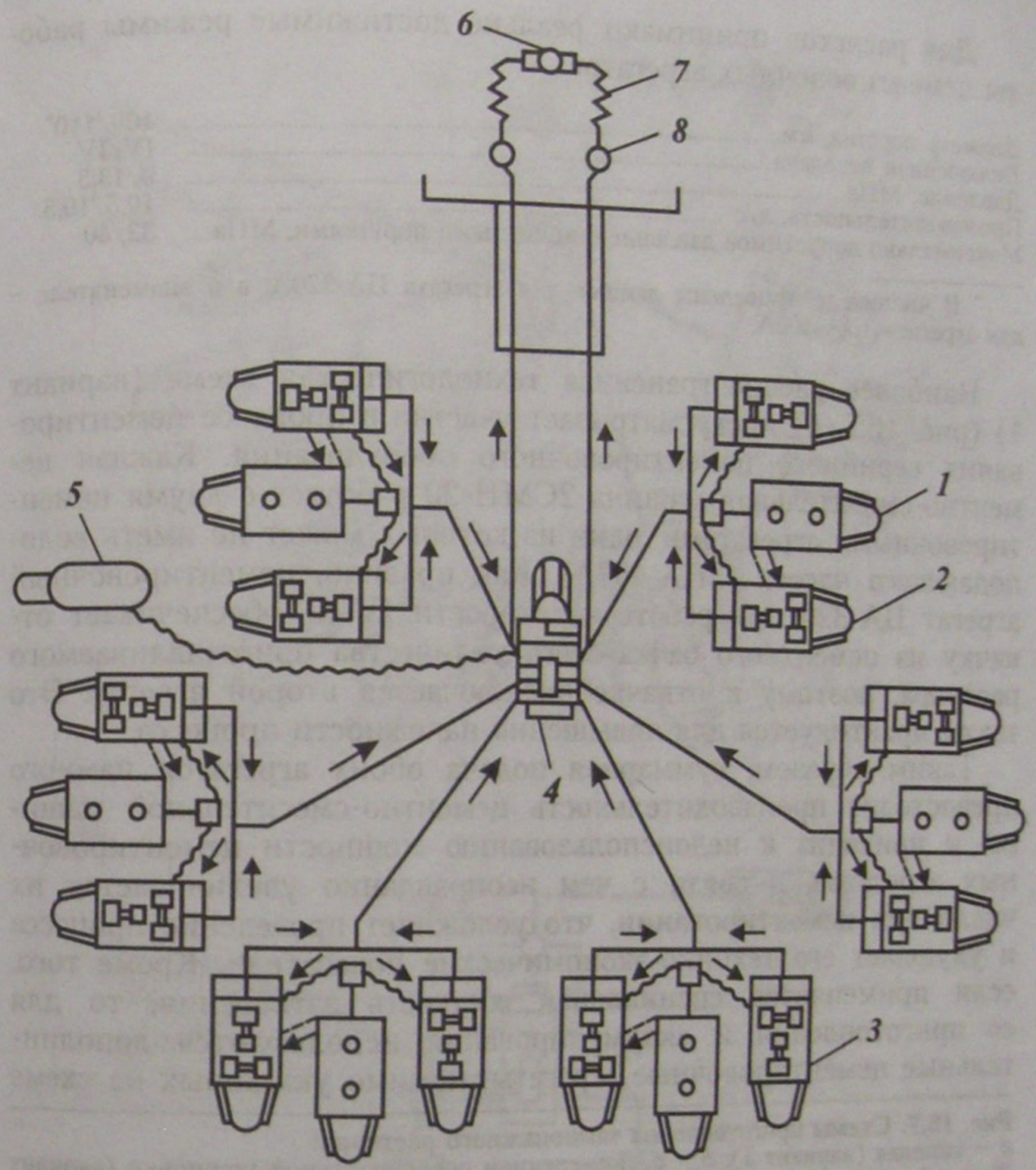


Рис. 16.6. Схема размещения и обвязки оборудования при цементировании скважины с расхаживанием колонны:
1 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; *2* – цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; *4* – блок манифольда 1БМ-700; *5* – станция контроля цементирования; *6* – цементировочная головка; *7* – шарнирные звенья гибкого металлического шланга; *8* – стояк

приготовления и нагнетания тампонажного раствора при его продавливании смесительные машины и обвязанные с ними цементировочные агрегаты могут быть отсоединены и отправлены на базу.

На рис. 16.6 представлена схема расположения оборудования и отдельных устройств, обеспечивающих расхаживание колонны в процессе нагнетания жидкости при цементировании.

Для расчетов принимают реально достижимые режимы работы цементировочных агрегатов:

Диаметр поршня, мм	100/110*
Включенная передача	IV/IV
Давление, МПа	9/13,5
Производительность, л/с	10,5/19,5
Максимально допустимое давление с принятыми поршнями, МПа	32/40

* В числителе приведены данные для агрегата ЦА-320А, а в знаменателе – для агрегата ЗЦА-400А.

Наиболее распространенная технологическая схема (вариант 1) (рис. 16.7, *а*) предусматривает участие в процессе цементирования серийного цементировочного оборудования. Каждая цементно-смесительная машина 2СМН-20 работает с двумя цементировочными агрегатами, один из которых может не иметь водоподающего насоса (ЗЦА-400А). Как правило, цементировочный агрегат ЦА-320 при работе на скорости IV не обеспечивает откачку из цементного бачка всего количества приготавливаемого раствора, поэтому к откачке подключается второй агрегат. Это также практикуется для повышения надежности процесса.

Таким образом, суммарная подача обоих агрегатов намного превосходит производительность цементно-смесительной машины и приводит к недоиспользованию мощности цементировочных агрегатов, в связи с чем неоправданно увеличивается их число при цементировании, что усложняет проведение процесса и ухудшает его технико-экономические показатели. Кроме того, если применяется специальная жидкость затворения, то для ее приготовления и аккумулирования используются дополнительные цементировочные агрегаты, помимо указанных на схеме

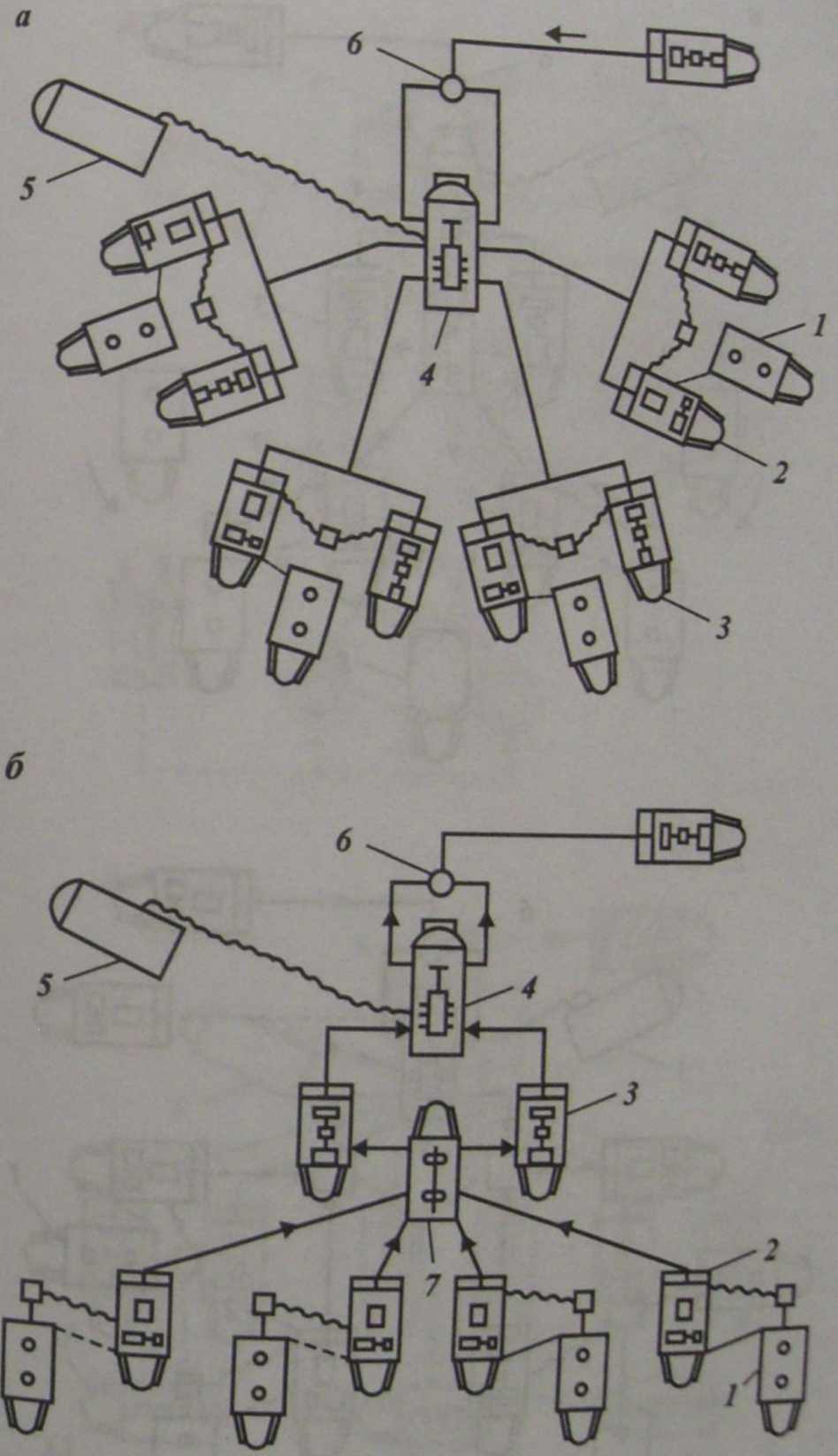
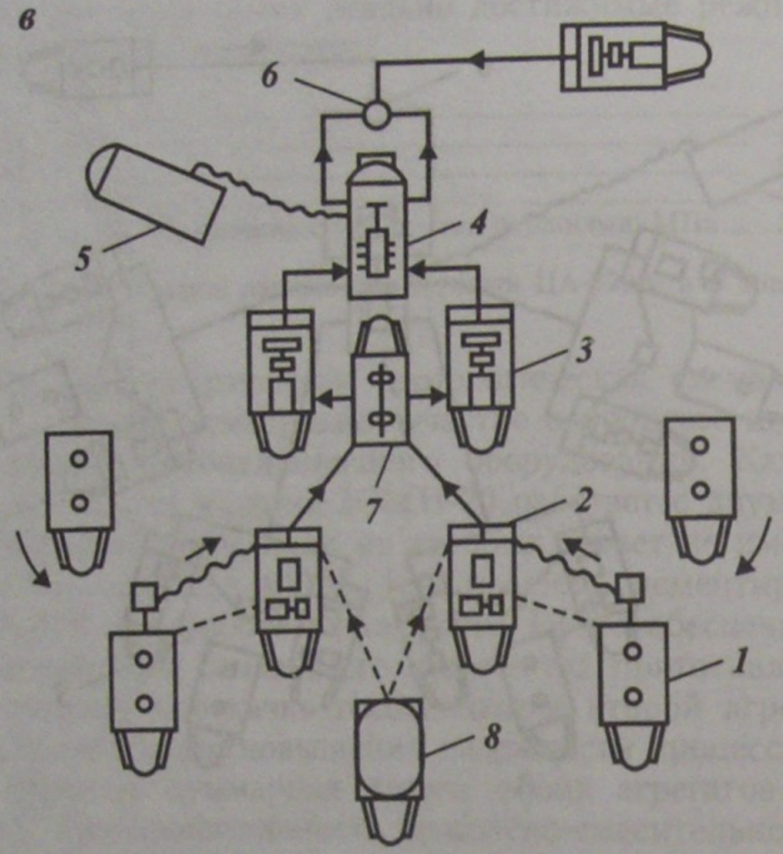


Рис. 16.7. Схемы приготовления тампонажного раствора:
а – типовая (вариант 1); *б* – с применением осреднительной установки (вариант 2); *в* – с применением осреднительной установки и установки для приготовления и раздачи жидкости затворения (вариант 3); *г* – с применением гидроактиваторов (вариант 4); *д* – с использованием стационарных блоков приготовления буровых растворов и смесительного устройства ВНИИКРнефти (вариант 5); *е* – с применением смесительной установки периодического действия (вариант 6); *ж* – с применением смесительных установок УС5-30 (вариант 7); *з* – с применением насосных установок УНБ2-630 (вариант 8); *и* – с применением смесительных установок УС5-30, насосных установок УНБ2-630 и автоцементовозов (вариант 9); *к* – с применением автоматизированного комплекса (вариант 10); *л* – с применением блочного цементировочного оборудования (вариант 11); *1* – цементно-смесительная машина 2СМН-20; *2* – цементировочный агрегат ЦА-320М; *3* – цементировочный агрегат ЗЦА-400А; *4* – блок манифольда 1БМ-700; *5* – самоходная лаборатория СКЦ2М-69; *6* – скважина; *7* – осреднительная установка; *8* – установка для приготовления и раздачи жидкости затворения; *9* – гидроактиваторы; *10* – стационарные блоки приготовления буровых растворов 2БПР; *11* – смесительная установка периодического действия; *12* – цементовоз; *13* – смесительная установка УС5-30; *14* – насосная установка УНБ2-630; *15* – автоматизированный комплекс; *16* – блок насосный; *17* – блок приводной; *18* – силосы передвижные; *19* – блок смесеприготовительный; *20* – загрузчик; *21* – склад



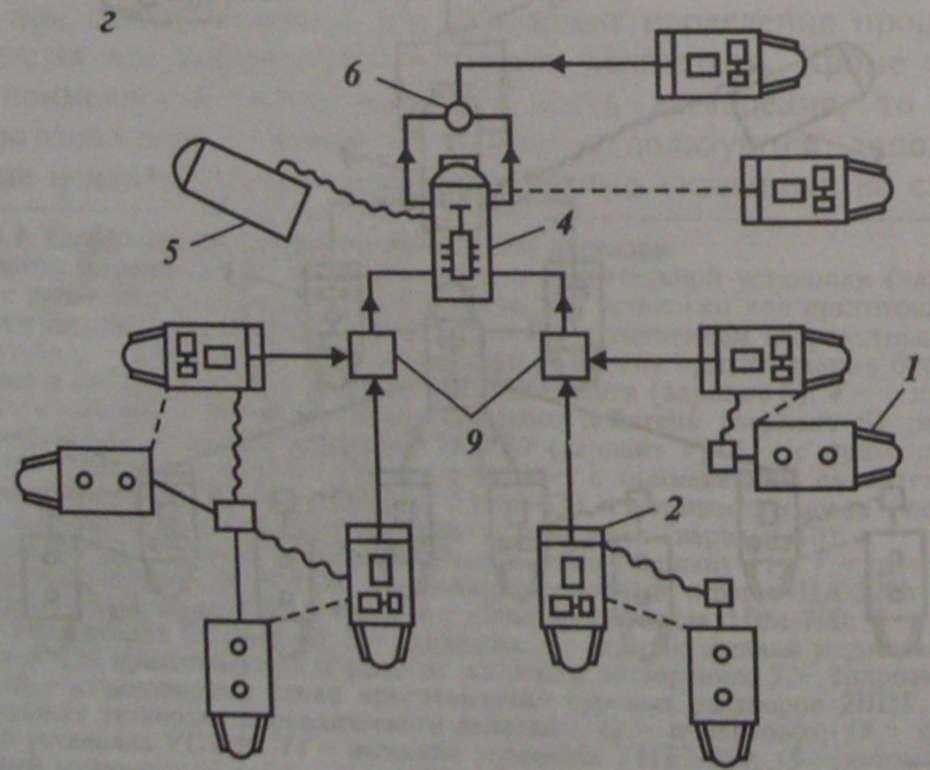
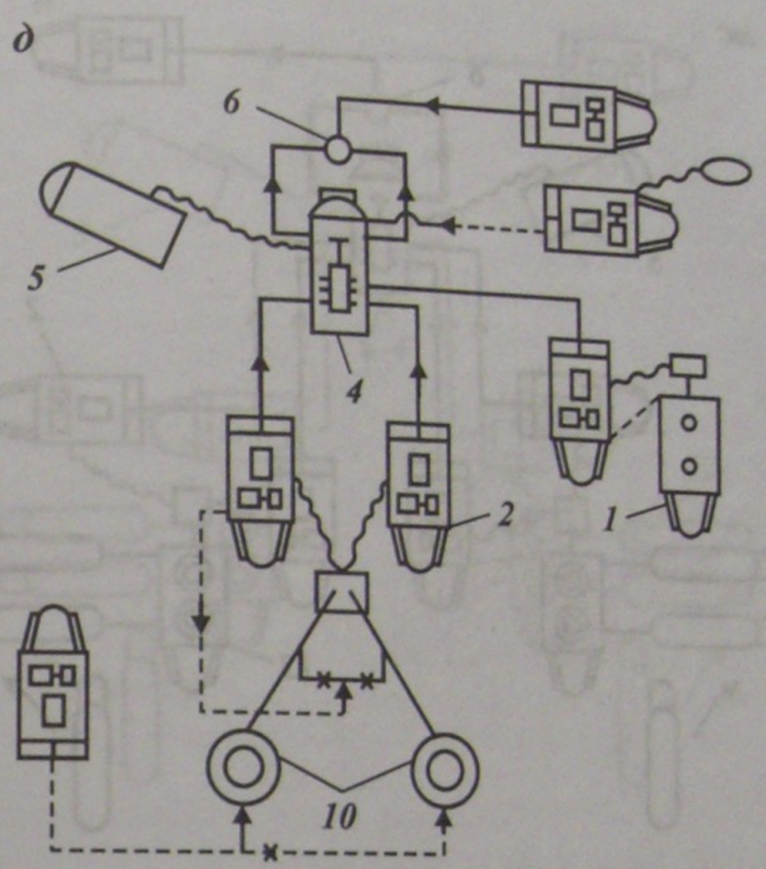
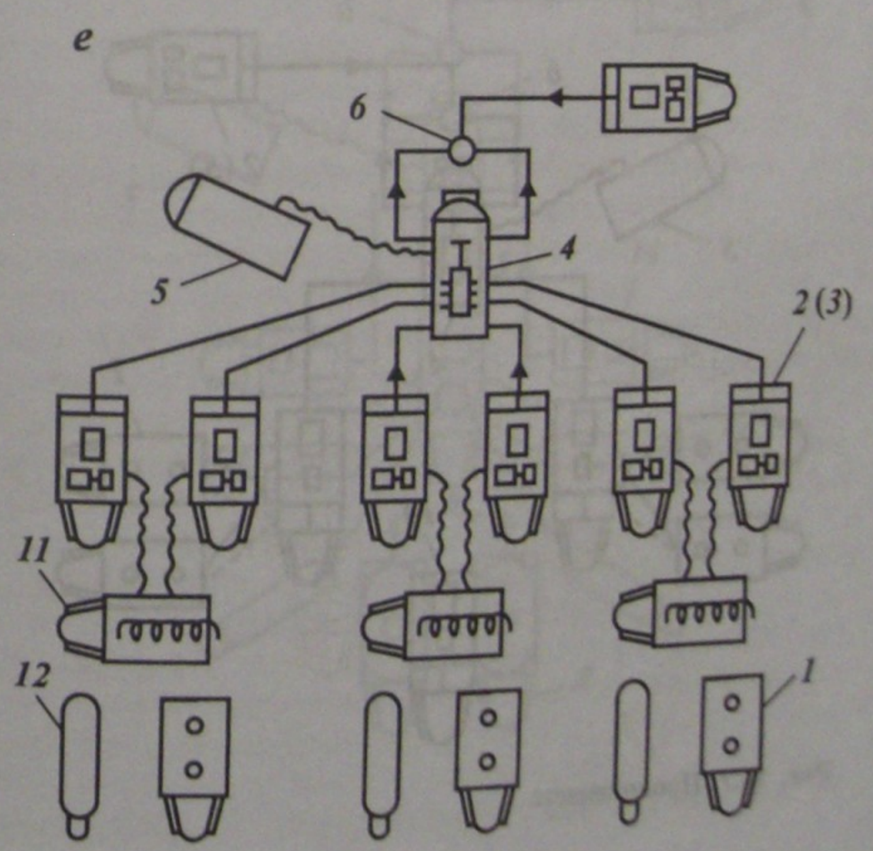
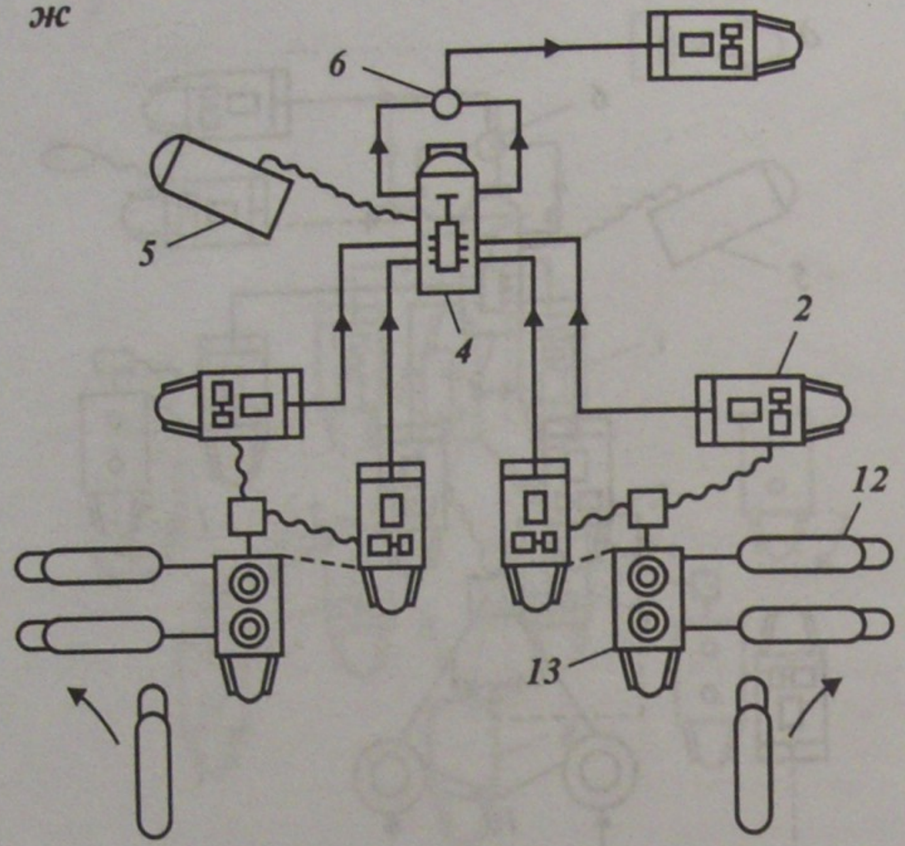


Рис. 16.7. Продолжение





ж



з

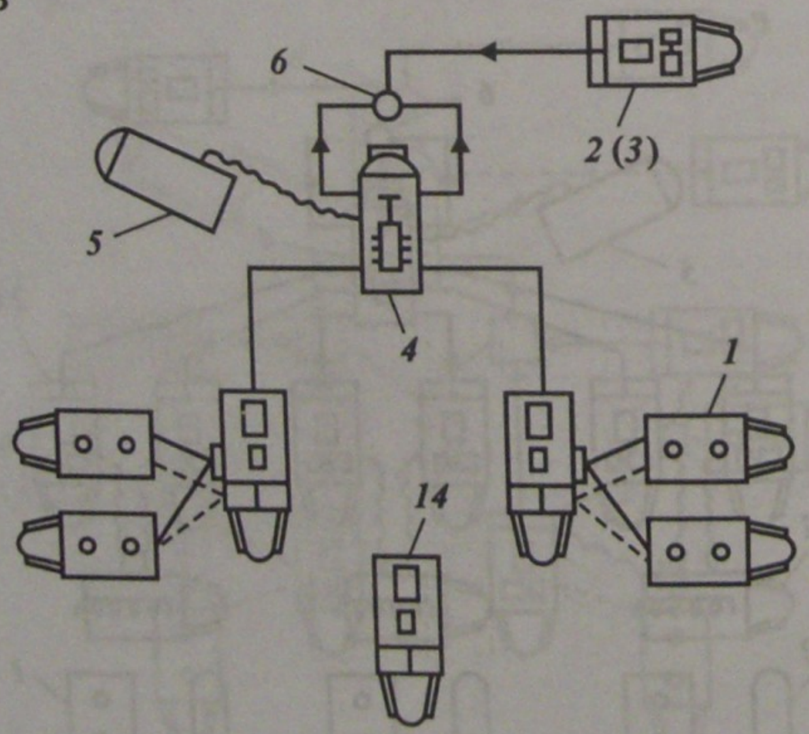
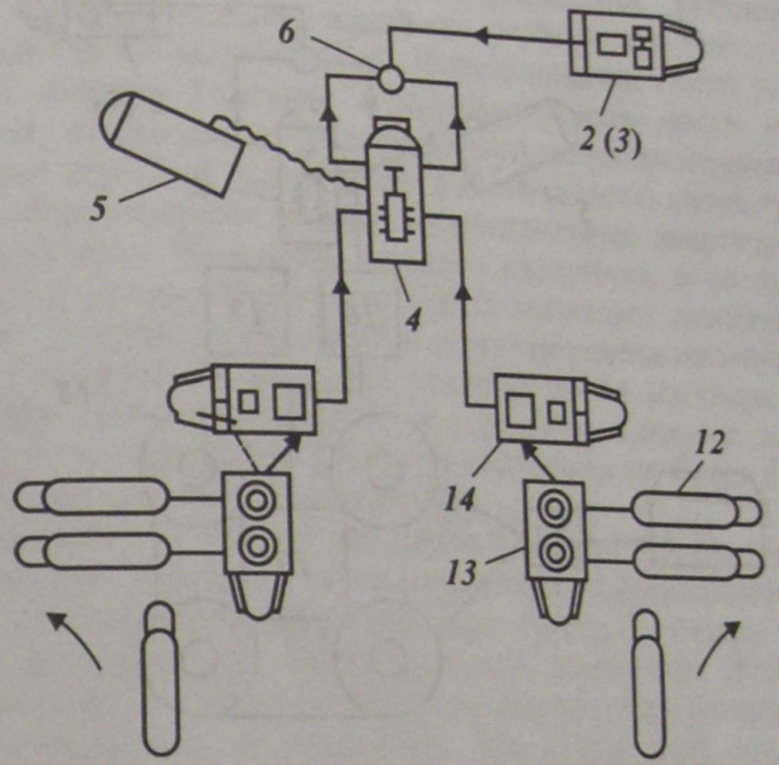
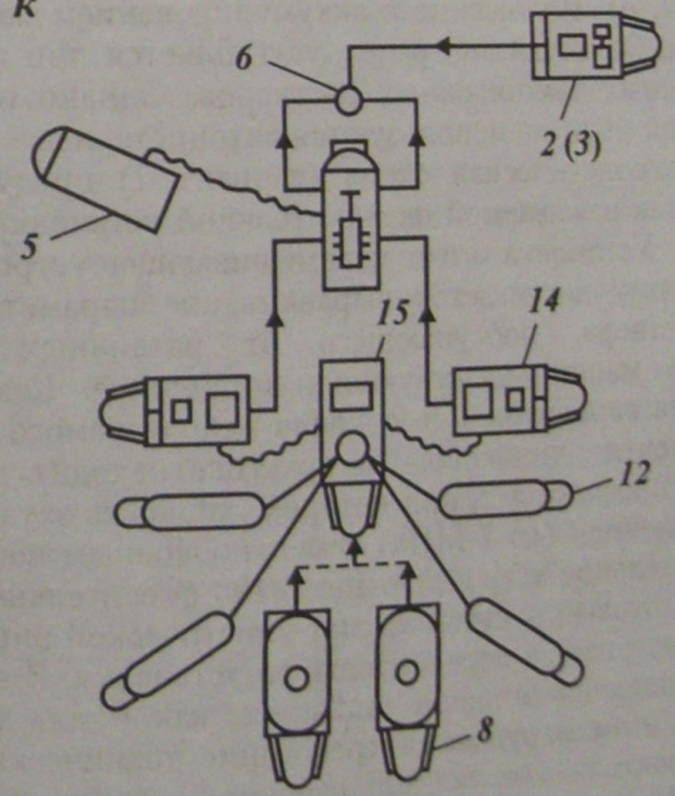


Рис. 16.7. Продолжение

и



к



л

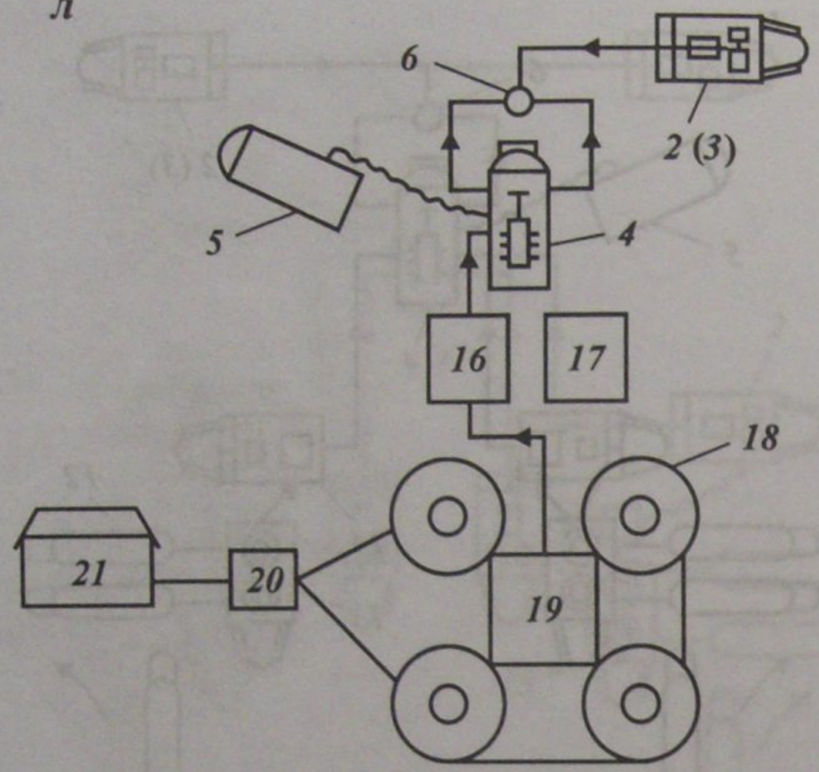


Рис. 16.7. Продолжение

(см. рис. 16.7, *а*). Положение с аккумулированием жидкости затворения, как было указано ранее, усугубляется при приготовлении облегченных тампонажных растворов. Однако практически нигде для этой цели не используются автоцистерны.

Вторая технологическая схема (вариант 2) предусматривает применение так называемой осреднительной установки (емкости) (рис. 16.7, *б*). Установка имеет перемешивающее устройство, благодаря которому достигается выравнивание параметров тампонажного раствора, поступающего от различных цементно-смесительных машин, участвующих в процессе. Как видно из сопоставления вариантов 1 и 2, число используемого оборудования в них почти одинаково. На практике находит применение разновидность варианта 2, при котором жидкость затворения под большим давлением (до 7 МПа) цементировочным насосом подается в смесительное устройство цементно-смесительной машины 2СМН-20, а готовый раствор за счет кинетической энергии струи по шлангу поступает в осреднительную установку. В этом случае число оборудования остается таким же, как и для варианта 2. Однако при этом нарушается требование технических условий (ТУ) на смеситель, где указано рабочее давление затворяющей жидкости 2 МПа.

Третья технологическая схема (вариант 3) предусматривает

применение, кроме осреднительной установки, установки для приготовления и раздачи жидкости затворения (рис. 16.7, *в*), также серийно не выпускаемой. Использование такой установки позволяет заранее готовить и аккумулировать часть жидкости затворения, исключив из этого процесса дополнительные цементировочные агрегаты. Однако при работе по этой схеме требуется заменять отработавшие цементно-смесительные машины на другие, заполненные 20 т тампонажного материала, в то время как завод-изготовитель автомобиля КрАЗ запрещает движение с перегрузкой. Замена отработавших цементно-смесительных машин связана с остановкой процесса приготовления раствора, хотя ее можно проводить поочередно, что особого влияния на режим нагнетания тампонажного раствора оказывать не будет благодаря наличию осреднительной установки.

На рис. 16.7, *г* приведена схема (вариант 4) приготовления тампонажного раствора с использованием гидроактиваторов для улучшения диспергирования раствора. Здесь, благодаря тому, что текущее давление при продавливании составляет 3–4 МПа и предусмотрено уменьшение темпа приготовления раствора (условия, отличающиеся от принятых, для сравнения), сокращается число задействованных единиц техники.

На рис. 16.7, *д* приведена схема (вариант 5) приготовления тампонажного раствора с применением блоков приготовления буровых растворов 2БПР и устройства ВНИИКРнефти. Здесь, благодаря использованию стационарных блоков 2БПР, в которые цементовозами загрузили 60 т гельцементной смеси, и специального смесительного устройства ВНИИКРнефти, приготовление и закачка гельцементного тампонажного раствора выполнялись без участия цементно-смесительных машин 2СМН-20. Продуктивную часть цементировали «чистым» цементом по обычной схеме с использованием 2СМН-20.

На рис. 16.7, *е* представлена схема (вариант 6) приготовления тампонажного раствора с применением порционной смесительной установки вместимостью 25 м^3. Отличительной особенностью этой установки является оригинальная технология приготовления тампонажного раствора. В емкость установки набирают воду и вводят необходимые реагенты, которые мешалкой тщательно смешиваются с водой, образуя жидкость затворения. Затем в емкость подают сухое вяжущее цементовозами или смесительными машинами 2СМН-20 до достижения заданной плотности раствора, который затем откачивают в скважину цементировочными агрегатами. Недостатком этого способа является периодичность действия установки, что особенно проявляется при больших объемах тампонажного раствора.

На рис. 16.7, *ж* приведена схема (вариант 7) приготовления тампонажного раствора с применением смесительных установок УС5-30. Установка имеет два вертикальных бункера цилиндроконической формы, вмещающих 11 т цемента. В процессе приготовления раствора из одного бункера возможна загрузка цементом второго бункера.

На рис. 16.7, *з* представлена технология (вариант 8) приготовления и нагнетания тампонажного раствора с применением освоенных производством насосных установок УНБ2-630, которые могут работать одновременно с двумя цементно-смесительными машинами за счет оснащения их высокопроизводительными водоподающим и цементировочным насосами. В этом случае число техники, участвующей в цементировании, сокращается.

На рис. 16.7, *и* приведена схема (вариант 9), где приготовление тампонажного раствора проводят с участием агрегатов УНБ2-630 и установок смесительных УС5-30. Преимущества такой схемы очевидны. Число оборудования здесь сведено к минимальному. Однако участие в цементировании большого числа цементовозов потребует дооснащения ими тампонажных организаций.

На рис. 16.7, *к* дана схема (вариант 10), где приготовление тампонажного раствора осуществляется автоматизированным комплексом. Максимальная производительность комплекса 50 л/с раствора с допустимыми колебаниями плотности ±0,03 г/см^3. Исходные требования предусматривают компоновку оборудования комплекса на шасси автомобиля. Этот комплекс должен содержать устройства, средства регулирования и контрольно-измерительную аппаратуру, которые автоматически должны обеспечивать приготовление качественного раствора с заданным темпом. В состав комплекса должны входить установки для приготовления и выдачи жидкости затворения, снабженные устройствами, обеспечивающими требуемую степень автоматизации для работы всего оборудования.

На рис. 16.7, *л* представлена схема (вариант 11) с применением блочного оборудования, которая может быть использована при разбуривании автономных кустов и отдельных разведочных скважин. Масса блоков не превышает 5 т, что позволяет перевозить их либо автотранспортом, либо вертолетом. Насосный и приводной блоки следует транспортировать отдельно и на месте сочленять. Кроме того, должны быть предусмотрены отдельный блок приготовления раствора и вертикальные бункера для тампонажного материала с загрузчиком.

Сопоставление и анализ приведенных схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов, данные о числе и типах

Таблица 16.1

Число и тип оборудования, применяемого при цементировании скважин

Оборудование	Номер варианта схемы (см. рис. 16.7)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Цементно-смесительная машина 2СМН-20 (УС6-30)	4	4	4	4	1	3	–	4	–	–	–
Цементировочный агрегат ЦА-320А (УНБ2-160)	4	4	2–3	6	6	6	4	1	1	1	1
Цементировочный агрегат 3ЦА-400А (УНБ2-400)	5	3–4	3–4	–	–	–	–	–	–	–	–
Блок манифольда 1БМ-700	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Станция контроля СКЦ2М-69 (80)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Цементировочная головка	В общем числе не учитывается										
Осреднительная установка	–	1	1	–	–	–	–	–	–	–	–
Установка для приготовления и раздачи жидкости затворения	–	–	1	–	–	–	–	–	–	2	–
Гидроактиватор	В общем числе не учитывается										
Блок БПР	–	–	–	–	2	–	–	–	–	–	–
Порционная установка	–	–	–	–	–	3	–	–	–	–	–
Цементовоз ТЦ-6 (10 т)	4	4	4	4	7	6	6	4	6	–	–
Установка смесительная УС5-30	–	–	–	–	–	–	2	–	2	–	–
Установка насосная УНБ2-630	–	–	–	–	–	–	–	3	2	2	–
Цементовоз С-652 (22 т)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4	–
Автоматизированный комплекс	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–
Блок насосный	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Блок приводной	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Силосы передвижные	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4–8
Блок смесеприготовительный	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Загрузчик	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Склад цемента	В общем числе не учитывается										
Итого	19	18–19	17–19	16	18	20	14	14	13	12	11–15

применяемого оборудования (табл. 16.1) показывают, что во всех схемах по различным причинам серийное оборудование используется недостаточно эффективно.

16.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Методика расчета предусматривает определение:

потребного количества цементного раствора, цемента и воды для приготовления раствора;

потребного количества глинистого раствора для продавки цементного раствора в затрубное пространство;

давления на головке колонны к моменту окончания цементирования;

количества цементного и глинистого растворов, закачиваемых на различных скоростях агрегата;

времени, потребного на цементирование скважины, а также числа агрегатов и цементно-смесительных машин.

Рассмотрим момент цементирования (рис. 16.8), когда уровни цементного раствора в колонне и за колонной выравнялись. К этому моменту в колонну должно быть закачано определенное количество глинистого раствора.

Обозначим:

$\gamma_{г.р}$ – удельный вес глинистого раствора;

$\gamma_{ц.р}$ – удельный вес цементного раствора;

p – допустимое давление агрегата на данной скорости;

$p_г$ – давление, затрачиваемое на преодоление гидравлических сопротивлений;

L – длина колонны;

h_0 – высота цементного раствора в скважине;

l_0 – высота столба глинистого раствора над верхней пробкой.

В момент выравнивания уровней цементного раствора в скважине давление на головке колонны, которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, будет равно:

а) давлению на преодоление гидравлических сопротивлений $p_г$, которое определяется заранее – при одинаковом удельном весе глинистого раствора $\gamma'_{г.р}$ в колонне и $\gamma''_{г.р}$ за колонной (т.е. $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$);

б) некоторому давлению

$$p_0 = p_г + \frac{l_0(\gamma'_{г.р} - \gamma''_{г.р})}{10} \qquad (16.1)$$

при неодинаковом удельном весе глинистого раствора (т.е. $\gamma'_{г.р} \neq \gamma''_{г.р}$).

При дальнейшей закачке глинистого раствора в колонну высота столба его в колонне будет увеличиваться, цементного раствора – уменьшаться, а в кольцевом пространстве – возрастать. Давление на головке колонны будет возрастать за счет создания разности высот столбов цементного и глинистого растворов в колонне и кольцевом пространстве. Давление на головке колонны будет увеличиваться пропорционально снижению уровня цементного раствора в колонне (при условии постоянного внутреннего диаметра колонны и постоянного диаметра скважины), т.е. пропорционально повышению столба глинистого раствора над верхней пробкой.

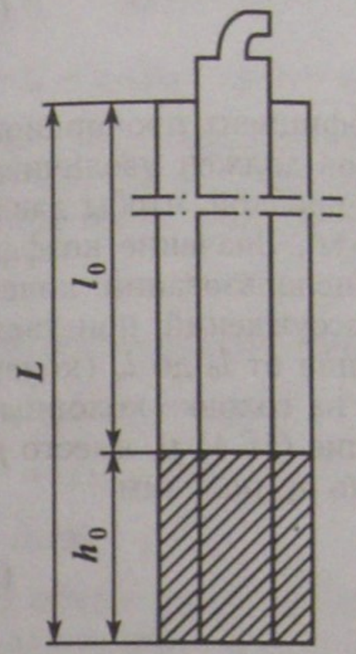


Рис. 16.8. Схема положения уровней в колонне и скважине

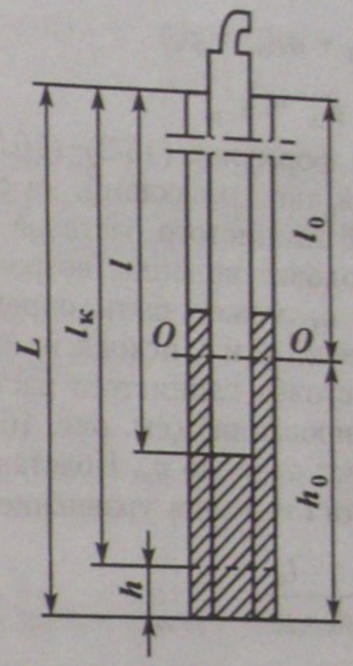


Рис. 16.9. Схема промежуточного положения уровней

Исходя из этого, можно составить уравнение для любого промежуточного момента цементирования (рис. 16.9).

При увеличении высоты столба глинистого раствора в колонне от l_0 до l давление на головке колонны возрастает от p_0 ($p_г$) до p, т.е.

$$l - l_0 = a_1(p - p_0) \qquad (16.2)$$

или

$$l - l_0 = a_1(p - p_г). \qquad (16.3)$$

Из этого уравнения может быть определено значение l при заданном p:

$$l = l_0 + a_1(p - p_0) \qquad (16.4)$$

при $\gamma'_{г.р} \neq \gamma''_{г.р}$, или

$$l = l_0 + a_1(p - p_г) \qquad (16.5)$$

при $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$.

В формулах (16.2)–(16.5): a_1 – коэффициент пропорциональности, показывающий, на сколько метров должен увеличиваться столб глинистого раствора над верхней пробкой, чтобы давление на головке колонны возросло на 1 кг/см^2. Значение коэффициента a_1 может быть определено при использовании конечных значений p и l, исходя из следующих рассуждений: при увеличении столба глинистого раствора в колонне от l_0 до $l_к$ (конец цементирования) (см. рис. 16.9) давление на головке колонны возрастает от p_0 до $p_к$. Подставив в уравнение (16.4) $p_к$ вместо p и $l_к$ вместо l и решив уравнение относительно a_1, получим

$$a_1 = \frac{l_к - l_0}{p_к - p_0}. \qquad (16.6)$$

Исходя из равенства столбов цементного и глинистого растворов (см. рис. 16.9), заменяем разность столбов глинистого раствора разностью столбов цементного раствора

$$l_к + h = l_0 + h_0, \qquad (16.7)$$

где h – высота цементного стакана, оставляемого в колонне.

После подстановки получаем уравнение для нахождения

$$a_1 = \frac{h_0 - h}{p_к - p_0} \qquad (16.8)$$

(это при условии $\gamma''_{г.р} \neq \gamma'_{г.р}$).

Для этого случая, когда $\gamma''_{г.р} \neq \gamma'_{г.р}$ ($p_0 = p_г$), величину a_1 найдем следующим образом. Из уравнения $p_к = p_\gamma + p_г$ получаем, что $p_\gamma = p_к - p_0$. После чего уравнение (16.8) примет вид

$$a_1 = \frac{h_0 - h}{p_\gamma}, \qquad (16.8а)$$

где p_γ – давление, затрачиваемое на преодоление разности удельных весов и столбов глинистого и цементного растворов в колонне и затрубном пространстве.

Подставляя в уравнения (16.4) и (16.5) значения p_{IV}, p_{III}, p_{II} и p_I максимального давления, допускаемого при работе агрегата на скоростях IV, III, II, I, определяем высоты столбов глинистого раствора над верхней пробкой, при которых агрегат должен быть переключен на следующую (меньшую) скорость:

$$l_{IV} = l_0 + a_1(p_{IV} - p_0);$$

$$l_{III} = l_0 + a_1(p_{III} - p_0) \text{ и т.д.} \qquad (16.9)$$

Для упрощения расчета можно вместо l_{III}, l_{II}, l_I определять сразу h_{III}, h_{II}, h_I – высота столба глинистого раствора, закачиваемого на скоростях III, II, I. Исходя из уравнений

$$h_{III} = l_{III} - l_{IV};\ h_{II} = l_{II} - l_{III};\ h_I = l_I - l_{II},$$

после подстановки и приведения находим

$$h_{III} = a_1(p_{III} - p_{IV});$$

$$h_{II} = a_1(p_{II} - p_{III}); \qquad (16.10)$$

$$h_I = a_1(p_к - p_{II}).$$

В общем виде по этой методике дается расчет цементирования скважины.

1. Объем $V_{ц.р}$ цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, находим по формуле

$$V_{ц.р} = 0{,}785(k'D_д^2 - D_н^2)H_{ц.р} + 0{,}785 d_{вн}^2 h, \qquad (16.11)$$

где k' – коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (значение его колеблется в пределах 1,05–1,3); $D_д$, $D_н$, $d_{вн}$ – соответственно диаметр долота, наружный и внутренний диаметры колонны, мм; $H_{ц.р}$ – высота подъема цементного раствора за колонной, м; h – высота цементного стакана, м.

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_ц = \frac{1}{1+W} V_{ц.р}\, \gamma_{ц.р}, \qquad (16.12)$$

где W – водо-цементное отношение.

3. Потребное количество воды для затворения цемента

$$V_в = W G_ц. \qquad (16.13)$$

4. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = F_т(L - h), \qquad (16.14)$$

где $F_т$ – площадь внутреннего сечения колонны, м^2; L – длина колонны, м.

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед схождением пробок).

Значение давления, которое должен преодолеть насос цементировочного агрегата, состоит из двух значений

$$p_к = p_г + p_\gamma.$$

Так как здесь движутся две жидкости – цементный и глинистый растворы (в колонне и за колонной), то обычные формулы трубной гидравлики неприменимы, поэтому пользуются эмпирическими формулами.

При работе одного или двух цементировочных агрегатов

$$p_г = 0{,}01L + 8, \qquad (16.15)$$

при работе трех и более агрегатов

$$p_г = 0{,}02L + 16. \qquad (16.16)$$

Значение p_γ находим, пользуясь рис. 16.10,

$$p_\gamma = 0{,}1[(\gamma_{ц.р} - \gamma''_{г.р})(H_{ц.р} - h) + (\gamma'_{г.р} - \gamma''_{г.р})(L - H_{ц.р})] \qquad (16.17)$$

(при $\gamma'_{г.р} \neq \gamma''_{г.р}$).

Если $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$, то второй член равен нулю, т.е.

$$p_\gamma = 0{,}1(\gamma_{ц.р} - \gamma''_{г.р})(H_{ц.р} - h). \qquad (16.18)$$

6. По значению $p_к$ выбирают цементировочный агрегат.

7. Количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата:

а) для многих случаев (при $p_{IV} > p_г$) весь цементный раствор может быть закачан на скорости IV цементировочного агрегата, если $p_{IV} < p_г$, то столб цементного раствора, который должен быть закачан на скорости III до переключения агрегата на скорость IV может быть определен по формуле

$$h^{III}_{ц.р} = \frac{10(p_г - p_{IV})}{(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р})}; \qquad (16.19)$$

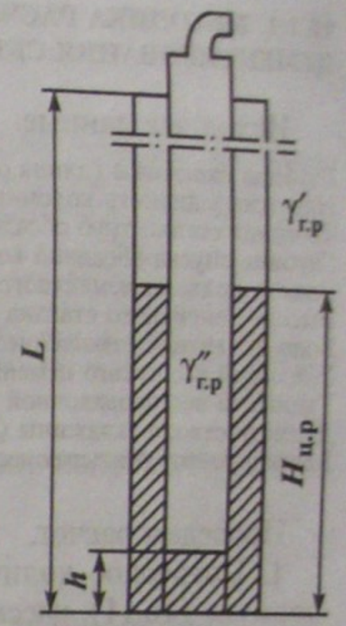
б) высоты столбов глинистого раствора, которые могут быть закачаны при работе агрегата на различных скоростях:

$$h_0 = \frac{V_{ц.р}}{F_т + k_1 F_к};\ l_0 = L - h_0;\ a_1 = \frac{h_0 - h}{p_\gamma};$$

$$l_{IV} = l_0 + a_1(p_{IV} - p_г);\ h_{III} = a_1(p_{III} - p_{IV}) \text{ и т.д.}, \qquad (16.20)$$

где $F_к$ – площадь кольцевого пространства скважины с учетом увеличения объема за счет каверн;

Рис. 16.10. Схема положения уровней в конце цементирования



в) количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$$V_{IV} = l_{IV} F_т \text{ и т.д.} \qquad (16.21)$$

8. Время цементирования при условии работы одного цементировочного агрегата

$$T_ц = t_{IV} + t_{III} + t_{II} + t_I + t, \qquad (16.22)$$

где t_{IV}, t_{III}, t_{II}, t_I – время работы агрегата на скоростях IV, III, II, I; t – время на отвинчивание стопорных болтов цементировочной головки для закладывания или освобождения пробок;

$$t_{IV} = \frac{V^{IV}_{ц.р} + V^{IV}_{г.р}}{q_{IV}};\ t_{III} = \frac{V^{III}_{ц.р} + V^{III}_{г.р}}{q_{III}};\ t_{II} = \frac{V^{II}_{г.р}}{q_{II}};\ t_I = \frac{V^{I}_{г.р}}{q_I},$$

где q_{IV}, q_{III}, q_{II}, q_I – производительность агрегата на скоростях IV, III, II, I.

9. Потребное число цементно-смесительных машин:

а) по грузоподъемности

$$m = G_ц / G_м, \qquad (16.23)$$

где $G_м$ – емкость бункера одной цементно-смесительной машины;

б) по производительности

$$m = \frac{\sum q^{IV}_{ц.а}}{q_м}, \qquad (16.24)$$

где $\sum q^{IV}_{ц.а}$ – суммарная производительность всех агрегатов при работе на высшей скорости; $q_м$ – максимальная производительность одной цементно-смесительной машины.

Число цементно-смесительных машин, так же как число агрегатов, принимается большее из полученных при двух подсчетах.

16.2.1. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Исходные данные:

Глубина скважины (длина обсадной колонны) L, м	3000
Наружный диаметр колонны D, мм	146
Толщина стенки труб обсадной колонны, мм	8; 10; 12
Глубина спуска обсадной колонны, м	170; 1955; 1175
Высота подъема цементного раствора $H_{ц.р}$, м	800
Высота цементного стакана h, м	15
Водо-цементное отношение W	0,45
Удельный вес сухого цемента $\gamma_ц$, т/м^3	3,15
Удельный вес продавочной жидкости $\gamma_{г.р}$, т/м^3	1,3
Диаметр ствола скважины (диаметр долота № 10) $D_д$, мм	243
Коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины, k'	1,1

Проведем расчет.

1. Потребное количество цементного раствора определяем по формуле (16.11), рассматривая ее по частям:

$$V_{ц.р} = F_к H_{ц.р} + F_{ст} h, \qquad (16.11а)$$

где $F_к = 0{,}785\,(k'D_д^2 - D^2) = 0{,}785(1{,}1 \cdot 0{,}243^2 - 0{,}146^2) = 0{,}0328$ м^2;

$F_{ст}$ – площадь внутреннего сечения колонны в пределах цементного стакана, $F_{ст} = 0{,}785\,d_{вн}^2 = 0{,}785 \cdot 0{,}122^2 = 0{,}0117$ м^2.

Подставив полученные значения в формулу (16.11а), получим

$$V_{ц.р} = 0{,}0328 \cdot 800 + 0{,}0117 \cdot 15 = 26{,}4 \text{ м}^3.$$

2. Потребное количество сухого цемента определяем по формуле (16.12), где удельный вес цементного раствора

$$\gamma_{ц.р} = \frac{\gamma_ц \gamma_в (1+W)}{W\gamma_ц + \gamma_в} = \frac{3{,}15\,(1+0{,}45)}{3{,}15 \cdot 0{,}45 + 1} = 1{,}9 \text{ т/м}^3,$$

где $\gamma_ц$, $\gamma_в$ – удельный вес соответственно цемента и воды.

Подставив полученное значение удельного веса цементного раствора в формулу (16.12), получим

$$G_ц = \frac{1}{1+0{,}45} \cdot 26{,}4 \cdot 1{,}9 = 34{,}7 \text{ т}.$$

3. Потребное количество воды для затворения цемента находим по формуле (16.13)

$$V_в = 0{,}45 \cdot 34{,}7 = 15{,}6 \text{ м}^3.$$

4. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = F_{ск}(L - h),$$

где $F_{ск}$ – площадь поперечного внутреннего сечения колонны (среднеквадратичная),

$$F_{ск} = 0{,}785\,d_{вн(ср)}^2;$$

здесь $d_{вн(ср)}^2 = \dfrac{\sum l d_{вн}^2}{L-h} = \dfrac{1160 \cdot 0{,}122^2 + 11955 \cdot 0{,}126^2 + 170 \cdot 0{,}13^2}{3300 - 15} = 0{,}0166$ м.

Тогда $F_{ск} = 0{,}785 \cdot 0{,}0166 = 0{,}013$ м^2.

Подставляя это значение в формулу для получения объема продавочной жидкости, получаем

$$V_{пр} = 0{,}013 \cdot 3285 = 42{,}7 \text{ м}^3.$$

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед схождения пробок) определим при условии, что число агрегатов более трех. В этом случае при определении давления, необходимого для преодоления гидравлических сопротивлений при продавке, воспользуемся формулой (16.16):

$$p_г = 0{,}02 \cdot 3300 + 16 = 82 \text{ кг/см}^2.$$

Давление, необходимое для уравновешивания столбов более тяжелого цементного раствора (за колонной) и более легкого глинистого раствора (внутри ее),

$$p_г = 0{,}1(H_{ц.р} - h)(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}) = 0{,}1(800 - 15)(1{,}9 - 1{,}3) = 47 \text{ кг/см}^2.$$

Давление в конце цементирования определяется как сумма давлений $p_г$ и p

$$p_к = 82 + 47 = 129 \text{ кг/см}^2.$$

6. По значению, конечного давления выбираем цементировочный агрегат ЦА-300.

7. Устанавливаем режим работы цементировочных агрегатов:

а) сопоставляя значение $p_г$ с характеристикой агрегата, видим, что закачка цементного раствора в колонну должна быть начата на скорости III, так как $p_{III} > p_г > p_{IV}$. В дальнейшем, когда давление по мере закачки раствора начнет падать, можно будет воспользоваться скоростью IV, а затем скоростью V. Определим объемы раствора, закачиваемого на различных скоростях агрегата;

б) столб цементного раствора, который необходимо закачать на скорости III, до переключения агрегата на скорость IV

$$h_{ц.р}^{III} = \frac{10(p_г - p_{IV})}{\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}} = \frac{10(82-56)}{1{,}9-1{,}3} = 430 \text{ м};$$

в) объем этого раствора

$$V_{ц.р} = F_{ск} h_{ц.р} = 0{,}013 \cdot 430 = 5{,}6 \text{ м}^3;$$

г) столб цементного раствора, который должен быть закачан на скорости IV,

$$h_{ц.р}^{IV} = \frac{10(p_{IV} - p_V)}{\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}} = \frac{10(56-43{,}5)}{1{,}9-1{,}3} = 210 \text{ м};$$

д) объем этого раствора

$$V_{ц.р}^{IV} = F_{ск} h_{ц.р}^{IV} = 0{,}013 \cdot 210 = 2{,}7 \text{ м}^3;$$

г) остальной объем цементного раствора, закачиваемого на скорости V,

$$V_{ц.р}^{V} = 26{,}4 - 5{,}6 - 2{,}7 = 2{,}7 \text{ м}^3;$$

ж) постоянные элементы для данной скважины

$$h_0 = \frac{V_{ц.р}}{F_{ск} + F_к} = \frac{26{,}4}{0{,}013 + 0{,}0328} = 576 \text{ м};$$

$$l_0 = L - h_0 = 3300 - 576 = 2724 \text{ м};$$

$$a = \frac{h_0 - h}{p_г} = \frac{57-15}{47} = 11{,}9 \ \frac{\text{м}}{\text{кг/см}^2};$$

з) высоты (в м) столбов продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, находятся при помощи постоянных l_0 и a_1 следующим образом:

$$l_{пр}^{V} = l_0 + a_1(p_V - p_г) = 2724 + 11{,}9(43{,}5 - 82) = 2266;$$

$$h_{пр}^{IV} = a_1(p_{IV} - p_V) = 11{,}9(56 - 43{,}5) = 149;$$

$$h_{пр}^{III} = a_1(p_{III} - p_{IV}) = 11{,}9(100 - 56) = 524;$$

$$h_{пр}^{II} = a_1(p_к - p_{III}) = 11{,}9(129 - 100) = 345.$$

и) количество (в м^3) продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$$V_{пр}^{II} = F_{ск} l_{пр}^{V} = 0{,}013 \cdot 2266 = 29{,}46;$$

$$V_{пр}^{IV} = F_{ск} h_{пр}^{IV} = 0{,}013 \cdot 149 = 1{,}94;$$

$$V_{пр}^{III} = F_{ск} h_{пр}^{III} = 0{,}013 \cdot 524 = 6{,}81;$$

$$V_{пр}^{II} = F_{ск} h_{пр}^{II} = 0{,}013 \cdot 345 = 4{,}48.$$

Общее количество продавочной жидкости $\sum V_{пр} = 42{,}7$ м^3. Как видим, полученное количество продавочной жидкости совпадает с количеством, полученным в п. 4, что свидетельствует о правильном выполнении и достаточной точности расчетов.

8. Рассчитываем время цементирования. Предварительно проводим расчет при условии работы одного цементировочного агрегата.

Время работы одного агрегата на скорости II при продавке объема $V_{пр}^{II}$ производительностью q_{II}

$$t_{II} = \frac{V_{пр}^{II} \cdot 1000}{q_{II} 60} = \frac{4{,}48 \cdot 1000}{3{,}8 \cdot 60} = 19{,}7 \text{ мин.}$$

Аналогично определяется время работы агрегата на скорости III (объемы $V_{ц.р}^{III}$ и $V_{пр}^{III}$):

$$t_{III} = \frac{(5{,}6 + 6{,}81)1000}{7{,}25 \cdot 60} = 28{,}5 \text{ мин.}$$

Время работы на скорости IV (объемы $V_{ц.р}^{IV}$ и $V_{пр}^{IV}$):

$$t_{IV} = \frac{(2{,}7 + 1{,}94)1000}{12{,}94 \cdot 60} = 6{,}0 \text{ мин.}$$

Время работы агрегата на скорости V (объемы $V_{ц.р}^{V}$ и $V_{пр}^{V}$):

$$t_V = \frac{(17{,}1 + 29{,}46)1000}{16{,}6 \cdot 60} = 46{,}8 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования

$T_ц = t_V + t_{IV} + t_{III} + t_{II} + t_п = 19{,}7 + 28{,}5 + 6{,}0 + 46{,}8 + 15 = 116$ мин,

где $t_п$ – время на промывку соединительных трубопроводов.

9. Температура забоя скважины

$T_з = 15 + 0{,}025 \cdot 3300 = 97{,}5$ °С.

Подсчет показывает, что необходим цемент для горячих скважин, время схватывания которого $T_{схв} = 105$ мин.

10. Потребное число n цементировочных агрегатов определяем по двум параметрам: по времени схватывания и из условия обеспечения необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве с учетом одного запасного агрегата. Из двух расчетов выбирается больший результат.

а) по времени схватывания

$$n = \frac{T_ц}{0{,}75T_{схв}} + 1 = \frac{116}{0{,}75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) для обеспечения необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{v_т F_к \cdot 100}{q_V} + 1 = \frac{2{,}0 \cdot 0{,}0328 \cdot 1000}{16{,}6} + 1 = 5,$$

где $v_т$ – технически необходимая скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве $v_т = 2$ м/с); q_V – производительность агрегата на скорости V.

Следовательно, для цементирования скважины необходимо принять пять цементировочных агрегатов.

Время, потребное для всего процесса цементирования с использованием пяти агрегатов,

$$T'_ц = \frac{T_ц - t_п}{n} + 15 = \frac{116 - 15}{5} + 15 = 36 \text{ мин.}$$

11. Потребное число m цементно-смесительных машин:

а) по грузоподъемности

$m = G_ц / G_б = 34{,}7/20 = 2,$

где $G_ц$ – вес цемента, т; $G_б$ – вместимость бункера цементно-смесительной машины, т;

б) по производительности

$$m = \frac{nq_V}{q_m} = \frac{5 \cdot 16{,}6}{20} = 5,$$

где q_m – производительность цементно-смесительной машины.

Принимаем для цементирования пять цементно-смесительных машин.

16.2.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Расчет двухступенчатого цементирования проводится подобно расчету одноступенчатого цементирования. Отличается расчет в основном тем, что вначале находится место установки цементировочной муфты. Возможны три случая двухступенчатого цементирования.

1. При двухступенчатом цементировании предусматривается создание в затрубном пространстве прерывистого кольца. Ступенчатое цементирование с созданием прерывистого кольца проводится в том случае, когда по геологическим причинам необходимо изолировать цементным кольцом горизонты, далеко отстоящие друг от друга.

При этом высота установки цементировочной муфты определяется без расчета, из геологических соображений. Муфта устанавливается на 50–100 м ниже подошвы пласта, подлежащего изоляции цементным раствором второй порции (ступени).

2. При двухступенчатом цементировании создается сплошное цементное кольцо в затрубном пространстве. Цементирование проводится таким образом, что процесс продавки первой порции цементного раствора в затрубное пространство совмещается с закачкой второй порции цементного раствора в обсадную колонну. К моменту окончания продавки первой порции цементного раствора вторая порция доходит до цементировочной муфты, открываются отверстия цементировочной муфты и сразу же начинается продавка второй порции цементного раствора в затрубное пространство.

М.М. Глоговский предложил определять место установки муфты так, чтобы давления в конце продавки первой и второй порций были равны. Это обеспечивает проведение цементирования при минимальных давлениях на головке колонны и за минимальное время, так как при меньших давлениях можно использовать для продавки цементного раствора высшие скорости цементировочного агрегата.

Исходя из соотношения предложенных М.М. Глоговским критериев

$$\beta = \frac{2L - H_{ц.р}}{2H_{ц.р} - L}, \qquad (16.25)$$

$$\alpha = \frac{kD^2 - d_н^2}{d_в^2}, \qquad (16.26)$$

рассматриваются три варианта решения поставленной задачи:

первый вариант $\beta < \alpha$;

второй вариант $\beta = \alpha$;

третий вариант $\beta > \alpha$.

Высота установки цементировочной муфты различна для указанных вариантов.

При первом варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора в затрубное пространство вторая порция цементного раствора не войдет еще полностью в обсадную колонну. В этом случае высота установки цементировочной муфты

$$h_м = \frac{L + H_{ц.р}}{3}. \qquad (16.27)$$

При втором варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора вторая порция полностью войдет в обсадную колонну. Высота установки муфты

$$h_м = H_{ц.р}\frac{1+\alpha}{1+2\alpha}. \qquad (16.28)$$

Этот вариант представляет собой частный случай третьего варианта.

3. При третьем варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора в колонну закачаны полностью вторая порция цементного раствора и некоторое количество продавочной жидкости. Высоту установки муфты следует определять по формуле (16.28).

При двухступенчатом цементировании в затрубном пространстве создается сплошное цементное кольцо. Опыт двухступенчатого цементирования показал, что иногда первая порция цементного раствора поднимается выше цементировочной муфты. За время продавки второй порции цементного раствора у этой части порции (выше муфты) может наступить момент схватывания и процесс продавки второй порции не будет доведен до конца. Во избежание этого процесс цементирования проводится таким образом, чтобы после окончания продавки первой порции цементного раствора открылись отверстия цементировочной муфты для промывки верхней части скважины для удаления из нее цементного раствора, поднявшегося выше цементировочной муфты. После окончания промывки (не менее двукратного объема затрубного пространства) закачивают и продавливают вторую порцию цементного раствора.

Для этого случая место установки цементировочной муфты также следует определять, исходя из условия равенства давлений

в конце продавки первой и второй порций цементного раствора. Это позволит провести процесс цементирования при минимальных давлениях и за минимальное время. Давление на головке колонны в конце продавки первой порции (рис. 16.11) будет

$$p_I = 0{,}1(\gamma_{п.р} - \gamma_{г.р})(h_м - h) + 0{,}02L + 16. \qquad (16.29)$$

Давление на головке колонны в конце продавки второй порции (рис. 16.12)

$$p_{II} = 0{,}1(\gamma_{п.р} - \gamma_{г.р})(H_{ц.р} - h_м - h) + 0{,}02L + 16. \qquad (16.30)$$

Приравняв уравнения (16.29) и (16.30) и решив их относительно $h_м$, получим формулу для определения высоты установки муфты

$$h_м = \frac{H_{ц.р}(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р})}{2(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р} + 0{,}1)}. \qquad (16.31)$$

Дальнейший расчет двухступенчатого цементирования в этом случае не отличается от расчета одноступенчатого цементирования.

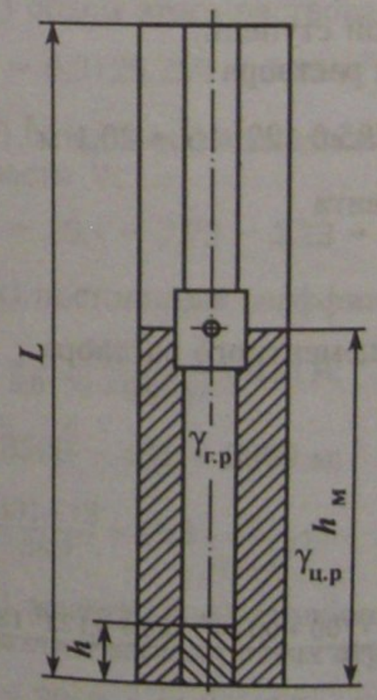


Рис. 16.11. Схема положения уровней в конце продавки первой порции цемента

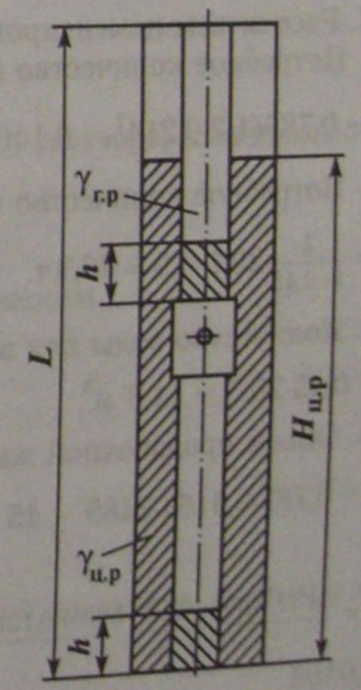


Рис. 16.12. Схема положения уровней в конце продавки второй порции цемента

Исходные данные:

Глубина скважины (длина колонны) L, м	3500
Высота подъема цементного раствора $H_{ц.р}$, м	1800
Диаметр ствола скважины (долото № 9) $D_д$, мм	214
Наружный диаметр колонны D, мм	146
Площадь внутреннего сечения колонны $F_{ср}$, м^2	0,0129
Площадь кольцевого пространства скважины с учетом коэффициента k' $F_к$, м^2	0,0337
Толщина стенки труб обсадной колонны, мм	7; 8; 9; 10; 11; 12
Глубина спуска обсадной колонны, м	600; 800; 900; 700; 300; 200
Высота цементного стакана первой и второй ступени h, м	15
Водо-цементное отношение W	0,45
Удельный вес промывочной жидкости $\gamma_{г.р}$, т/м^3	1,4
Удельный вес цементного раствора $\gamma_{ц.р}$, т/м^3	1,9
Коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины, k'	1,2

Расчет проведем для третьего случая двухступенчатого цементирования. .

I. Определим высоту установки цементировочной муфты по формуле (16.31)

$$h_м = \frac{1800(1,9-1,4)}{2(1,9-1,4+0,1)} = 750 \text{ м}.$$

Отсюда найдем высоту подъема цементного раствора первой ступени $H^{I}_{ц.р} = 750$ м, второй ступени $H^{II}_{ц.р} = 1800 - 750 = 1050$ м.

II. Рассчитаем цементирование первой ступени.

1. Потребное количество цементного раствора

$$V_{ц.р} = 0,785(1,2 \cdot 0,214^2 - 0,146^2)750 + 0,785 \cdot 0,122^2 \cdot 15 = 20,1 \text{ м}^3.$$

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_ц = \frac{1}{1+0,45} 20,1 \cdot 1,9 = 26,3 \text{ т}.$$

3. Количество воды для затворения цементного раствора

$$V_в = 0,45 \cdot 26,3 = 11,8 \text{ м}^3.$$

4. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 0,0164 \cdot 3485 = 45 \text{ м}^3,$$

где

$$d^2_{ср} = \frac{0,132^2 \cdot 600 + 0,13^2 \cdot 800 + 0,128^2 \cdot 900 + 0,126^2 \cdot 700 + 0,124^2 \cdot 300 + 0,122^2 \cdot 185}{3500 - 15} =$$

$$= 0,0164 .$$

5. Давление (в кг/см^2) на головке колонны перед схождением пробок:

$$p_г = 0,02 \cdot 3500 + 16 = 85;$$

$$p_\gamma = 0,1(750 - 15)(1,9 - 1,4) = 36,9;$$

$$p_в = 86 + 36,9 = 122,9.$$

6. Принимаем для цементирования агрегат ЦА-300 с диаметром втулок 127 мм.

7. Устанавливаем режим работы цементировочных агрегатов при закачке и продавке первой порции цементного раствора:

а) так как $p_г > p_{IV} > p_{III}$, то закачка цементного раствора должна быть начата на скорости III;

б) столб цементного раствора, который должен быть закачан на скорости III

$$h^{III}_{ц.р} = \frac{10(86-56)}{1,9-1,4} = 600 \text{ м};$$

в) объем этого раствора

$$V^{III}_{ц.р} = 0,0129 \cdot 600 = 7,73 \text{ м}^3;$$

г) столб цементного раствора, закачиваемый на скорости IV,

$$h^{IV}_{ц.р} = \frac{10(56-43,5)}{1,9-1,4} = 250 \text{ м};$$

д) объем этого раствора

$$V^{IV}_{ц.р} = 0,0129 \cdot 250 = 3,23 \text{ м}^3;$$

е) остальное количество цементного раствора, закачиваемое на скорости V,

$$V^{V}_{ц.р} = 20,1 - 7,73 - 3,23 = 9,14 \text{ м}^3;$$

ж) постоянные коэффициенты скважины

$$h_0 = \frac{20,1}{0,0129 + 0,0337} = 431 \text{ м};$$

$$l_0 = 3500 - 431 = 3069 \text{ м};$$

$$a = \frac{431 - 15}{36,9} = 11,3 \frac{\text{м}}{\text{кг/см}^2};$$

з) высота (в м) столбов продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$$h^{V}_{пр} = 3069 + 11,3 \ (43,5 - 86) = 2589;$$

$$h^{IV}_{пр} = 11,3(56 - 43,5) = 141;$$

$h_{пр}^{III} = 11{,}3\ (100 - 56) = 497;$

$h_{пр}^{II} = 11{,}3\ (122{,}9 - 100) = 258;$

и) количество (в м^3) продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$V_{пр}^{V} = 0{,}0129 \cdot 2589 = 33{,}42;$

$V_{пр}^{IV} = 0{,}0129 \cdot 141 = 1{,}84;$

$V_{пр}^{III} = 0{,}0129 \cdot 497 = 6{,}41;$

$V_{пр}^{II} = 0{,}0129 \cdot 258 = 3{,}33;$

$\Sigma V_{пр} = 45$ м^3 совпадает с объемом, полученным в п. 4 расчета.

8. Время (в мин) цементирования при условии работы одного агрегата

$$t_{II} = \frac{3{,}33 \cdot 1000}{3{,}8 \cdot 60} = 14{,}6; \quad t_{III} = \frac{(6{,}41 + 7{,}73)1000}{7{,}25 \cdot 60} = 32{,}5;$$

$$t_{IV} = \frac{(3{,}23 + 1{,}84)1000}{12{,}96 \cdot 60} = 6{,}5; \quad t_{V} = \frac{(10{,}12 + 33{,}42)1000}{16{,}6 \cdot 60} = 43{,}8.$$

Общее время цементирования

$T_ц = 14{,}6 + 32{,}9 + 6{,}5 + 43{,}8 = 97{,}8$ мин.

9. Температура забоя скважины

$$t_з = 15 + \frac{3500}{50} = 85\ °C.$$

Цемент для горячих скважин характеризуется началом схватывания 105 мин.

10. Потребное число цементировочных агрегатов:

а) по времени схватывания

$$n = \frac{97{,}4}{0{,}75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) по скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{2{,}0 \cdot 0{,}0337 \cdot 1000}{16{,}6} + 1 = 5.$$

Принимаем для цементирования первой ступени пять агрегатов.

III. Рассчитаем цементирование второй ступени.

1. Потребное количество цементного раствора

$V_{ц.р} = 0{,}785\ (1{,}2 \cdot 0{,}214^2 - 0{,}146^2)1050 + 0{,}785 \cdot 0{,}122^2 \cdot 15 = 27{,}6$ м^3.

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_ц = \frac{1}{1 + 0{,}45} 27{,}6 \cdot 1{,}9 = 33{,}6\ м^3.$$

3. Потребное количество воды для затворения цементного раствора

$V_в = 0{,}45 \cdot 36{,}6 = 16{,}5$ м^3.

4. Объем продавочной жидкости

$V_{пр} = 0{,}785 \cdot 0{,}0164 \cdot 2735 = 35{,}5$ м^3.

5. Давление (в кг/см^2) на головке колонны перед схождением пробок

$p_г = 0{,}02 \cdot 2750 + 16 = 71;$

$p_г = 0{,}1(1050 - 15)(1{,}9 - 1{,}4) = 51{,}8;$

$p_к = 71 + 51{,}8 = 122{,}8$ (при цементировании первой ступени 122,9 кг/см^2).

6. Принимаем для цементирования агрегаты ЦА-300.

7. Режим работы цементировочных агрегатов при цементировании второй ступени:

а) закачка цементного раствора должна быть начата на скорости III;

б) столб цементного раствора, который необходимо закачать на скорости III

$$h_{ц.р}^{III} = \frac{10(71 - 56)}{1{,}9 - 1{,}4} = 300\ м;$$

в) объем этого раствора

$V_{ц.р}^{III} = 0{,}0129 \cdot 300 = 3{,}87$ м^3;

г) столб цементного раствора, закачиваемый на скорости IV,

$$h_{ц.р}^{IV} = \frac{10(56 - 43{,}5)}{1{,}9 - 1{,}4} = 250\ м;$$

д) объем этого раствора

$V_{ц.р}^{IV} = 0{,}0129 \cdot 500 = 3{,}22$ м^3;

е) остальное количество раствора, закачиваемое на скорости V,

$V_{ц.р}^{V} = 27{,}6 - 3{,}87 - 3{,}22 = 20{,}51$ м^3;

ж) постоянные коэффициенты цементирования

$$h_0 = \frac{27{,}6}{0{,}0129 + 0{,}0337} = 592 \text{ м};$$

$l_0 = 2750 - 592 = 2158$ м;

$$a_1 = \frac{592 - 15}{51{,}8} = 11{,}2 \frac{\text{м}}{\text{кг/см}^2};$$

з) высота (в м) столбов продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$h_{пр}^{V} = 2158 + 11{,}2(43{,}5 - 71) = 1850$;

$h_{пр}^{IV} = 11{,}2\ (56 - 43{,}5) = 140$;

$h_{пр}^{III} = 11{,}2\ (100 - 56) = 490$;

$h_{пр}^{II} = 11{,}2\ (122{,}8 - 100) = 255$;

и) количество (в м^3) продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата,

$V_{пр}^{V} = 0{,}0129 \cdot 1850 = 23{,}38$; $V_{пр}^{IV} = 0{,}0129 \cdot 140 = 1{,}81$;

$V_{пр}^{III} = 0{,}0129 \cdot 490 = 6{,}32$; $V_{пр}^{II} = 0{,}0129 \cdot 255 = 3{,}29$.

$\Sigma V_{пр} = 35{,}3$ м^3 совпадает с объемом, полученным в п. 4 расчета.

8. Время цементирования (в мин) при условии работы одного агрегата

$$t_{II} = \frac{3{,}29 \cdot 1000}{3{,}8 \cdot 60} = 14{,}5; \qquad t_{III} = \frac{(3{,}87 + 6{,}32)1000}{7{,}25 \cdot 60} = 23{,}4;$$

$$t_{IV} = \frac{(3{,}22 + 1{,}81)1000}{12{,}96 \cdot 60} = 6{,}5; \quad t_{V} = \frac{(20{,}51 + 23{,}88)1000}{16{,}6 \cdot 60} = 44{,}5.$$

Общее время цементирования

$T_ц = 14{,}5 + 23{,}4 + 6{,}5 + 44{,}5 = 88{,}9$ мин.

9. Температура забоя скважины

$$t_з = 15 + \frac{2750}{50} = 70\ ^\circ\text{C}.$$

Необходим цемент для горячих скважин.

10. Потребное число цементировочных агрегатов:

а) по времени схватывания

$$n = \frac{88{,}9}{0{,}75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) по технически необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{2{,}0 \cdot 0{,}0337 \cdot 1000}{16{,}6} + 1 = 5.$$

Для цементирования первой и второй ступеней достаточно пять агрегатов.

11. Потребное число цементно-смесительных машин:

а) по производительности

$$m = \frac{5 \cdot 16{,}6}{20} = 5;$$

б) по грузоподъемности

$G_ц = 26{,}3 + 36{,}6 = 62{,}9$ т;

$$m = \frac{62{,}9}{20} = 4.$$

Для двухступенчатого цементирования необходимо пять цементно-смесительных машин с вместимостью бункера 20 т.

16.3. ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Для механизированного приготовления тампонажного раствора применяют различные цементировочные агрегаты и оборудование (табл. 16.2–16.4).

Таблица 16.2

Подача Q (в л/с) и давление p (в МПа), развиваемые цементировочными агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулки, мм									
		100		110		115 (120)		125		140	
		Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
ЦА-320М	I	1,4	40	–	–	1,7	32	2,3	24	–	–
	II	2,5	32	–	–	3,2	26	4,3	10	–	–
	III	4,8	16	–	–	6,0	14	8,1	10	–	–
	IV	8,6	9	–	–	10,7	8	14,5	6	–	–
3ЦА-400А	I	–	–	6,6	40	–	–	8,8	30	11,2	23
	II	–	–	9,5	27	–	–	12,6	21	16,1	16
	III	–	–	14,1	18	–	–	18,6	14	23,8	11
	IV	–	–	19,5	13	–	–	23,4	10	33,0	8
4АН-700	I	6,0	70	–	–	9,0	47	–	–	–	–
	II	8,3	51	–	–	12,3	34	–	–	–	–
	III	11,6	36	–	–	17,3	24	–	–	–	–
	IV	14,6	29	–	–	22,0	19	–	–	–	–

Таблица 16.3

Подача Q (в л/с) и давление p (в МПа), развиваемые агрегатами 11Т и 4Р-700

Частота вращения вала электродвигателя, об/мин	Агрегат 11Т					Агрегат 4Р-700				
	Число двойных ходов поршней в 1 мин	Диаметр втулки, мм				Число двойных ходов поршней в 1 мин	Диаметр втулки, мм			
		100		120			100		120	
		Q	p	Q	p		Q	p	Q	p
100	11,2	1,7	40	2,3	30	16,5	1,2	70	1,7	70
200	22,4	3,4	40	4,5	30	33,1	2,3	70	3,4	70
300	33,6	5,1	40	6,8	30	49,7	3,5	70	5,1	70
400	44,8	6,8	40	9,0	30	66,2	4,7	70	6,8	69
500	56,0	8,5	35	11,3	26	82,7	5,8	70	8,5	55
600	67,2	10,2	29	13,5	22	99,3	7,0	67	10,2	46
700	78,4	11,9	25	15,8	19	115,8	8,2	57	11,9	39
800	89,6	13,6	22	18,1	16	132,4	9,3	50	13,6	35
900	100,8	15,3	19	20,3	14	149,0	10,5	45	15,3	31
1000	112,0	17,0	17	22,6	13	165,5	11,7	40	17,0	28
1100	123,2	18,7	16	24,8	12	182,0	12,8	37	18,7	25
1200	134,4	20,4	15	27,1	11	198,6	14,0	33	20,3	23

Таблица 16.4

Технические параметры передвижных насосных установок и агрегатов цементировочных, промывочно-продавочных для гидроразрыва нефтяных пластов

Параметр	АНЦ-500	АНЦ-320	УЦП	ПА-80	АНП-320	УНК	УНБЭ-25×40	УНБ-160×62	УНБ1-160×63
Монтажная база	Автошасси						Рамное основание	Автошасси	
	КрАЗ 135	КрАЗ 110	КамАЗ 110	Урал 80	КрАЗ 110	КамАЗ 110	250	КрАЗ, Татра 108	КрАЗ, Урал 125
Отбираемая для привода насосов мощность (полезная), кВт									
Тип насоса высокого давления	Трехплунжерный ЗНП180	Двухпоршневой НЦ320		Двухпоршневой НБ80	Двухпоршневой НЦ320		Трехплунжерный 14Т или Н-200	Двухпоршневой НЦ320(9Т)	Трехплунжерный 14Т2
Привод насоса высокого давления	От ходового двигателя автомобиля						Тиристорный электропривод	От ходового двигателя автомобиля	От ходового двигателя ЯМЗ-238М
Наибольшее давление нагнетания, МПа	50,0	40,0	40,0	12,0	40,0	40,0	45,0	32,0	63,0
Наибольшее подача (идеальная), $дм^3/с$	23,0	26,0	26,0	10,8	26,0	26,0	28,0	26,0	22,8
Тип водоподающего насоса (блока)	Центробежный насос ЦНС38-154 с двигателем ЗМЗ-511			–	–	–	–	ЦНС38-154	ЦНС38-154
Вместимость мерного бака, $м^3$	6,0	6,0	5,0	4,0	6,0	5,0	–	6,0	5,0
Габаритные размеры, мм	10 150××2700××3225	10 150××2700××3225	8600××2500××3600	7875××2500××2980	10 150××2700××3225	8600×2500××3600	–	10 150×2700××3225	9900×2500××3700
Масса, кг	15 000	16 000	15 200	10 500	15 000	14 500	6800	16 000	16 970

Продолжение табл. 16.4

Параметр	УНБ1-320×63	УНБ1Р-320×63	УНБ2В-400×70	АЦ-32	ППА-200	АН-СИН-31	ЦА-СИН-35	СИН-34
Монтажная база	Автошасси КрАЗ	Рамное основание	КЗКТ	КрАЗ	КрАЗ	КрАЗ, Урал	КрАЗ	Урал
Отбираемая для привода мощность насосов (полезная), кВт	360	360	370	108	91,9	450,0	120	120
Тип насоса высокого давления	Трехплунжерный 14Т1		Трехплунжерный НПТ235/70	Двухпоршневой НПЦ-32	Двухпоршневой АПЦ-32	Трехплунжерный СИН-31-НМ	Трехплунжерный СИН-32-НМ	
Привод насоса высокого давления	От силового агрегата В2-500ТК-С4		От ходового двигателя ЯМЗ-8424 и силового агрегата	От ходового двигателя автомобиля		От силового агрегата В2-800ТК-С3	От ходового двигателя автомобиля	
Наибольшее давление нагнетания, МПа	63,0	63,0	70,0	32,0	32,0	70,0	32,0	24,0
Наибольшая подача (идеальная), $дм^3/с$	34,0	34,0	44,6	23,0	21,0	18,0	16,5	17,4
Тип водоподающего насоса (блока)	ЦСН60-198	–	ЦНС105-98	ЦНС38-154	–	–	ЦНС38-132	–
Вместимость мерного бака, $м^3$	5,5	5,5	6,0	6,4/0,25	5,0	–	6,0	0,5
Габаритные размеры, мм	10 550×2500××3500	7000×2500××2700	14 400×2880××4500	10 550××2650××3300	9900××2500××3700	9800×2900×3700	9700×2500×1800	7995××2500××2715
Масса, кг	21 385	10 870	47 000	16 610	16 970	19 500	15 000	11 700

16.4. ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА ТРУБ, МЕЖКОЛОННОГО И ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВ

Для расчетов технологии цементирования в табл. 16.5–16.16 приведены объемные параметры скважин.

Таблица 16.5

Объем (в м³/100 м) затрубного пространства скважина – обсадные трубы

Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм								
	600	575	550	525	500	475	450	425	400
–	28,27	25,97	23,76	21,65	19,64	17,72	15,90	14,19	12,57
114	–	–	–	–	–	–	–	–	11,55
127	–	–	–	–	18,37	16,45	14,63	12,92	11,30
140	26,73	23,43	22,22	20,11	18,10	16,18	14,36	12,65	11,03
146	26,60	24,30	22,09	19,98	17,97	16,05	14,23	12,52	10,90
168	26,05	23,75	21,54	19,43	17,42	15,50	13,68	11,97	10,35
178	25,78	23,48	21,27	19,16	17,15	15,23	13,41	11,70	10,08
194	25,31	23,01	20,80	18,69	16,68	14,76	12,94	11,23	9,61
219	24,50	22,20	19,99	17,88	15,87	13,95	12,13	10,42	8,80
245	23,56	21,26	19,05	16,94	14,93	13,01	11,19	9,48	7,86
273	22,42	20,12	17,91	15,80	13,79	11,87	10,05	8,34	6,72
299	21,25	18,95	16,74	14,63	12,62	10,70	8,88	7,17	5,55
324	20,02	17,72	15,51	13,40	11,39	9,47	7,65	5,94	4,22
340	19,19	16,89	14,68	12,57	10,56	8,64	6,82	5,11	3,39
351	18,59	16,29	14,08	11,97	9,96	8,04	6,22	4,51	2,79
377	17,11	14,81	12,60	10,49	8,46	6,56	4,74	3,03	1,31
407	15,26	12,96	10,75	8,64	6,63	4,71	2,89	1,18	–
426	14,02	11,72	9,51	7,40	5,39	3,47	1,65	–	–
508	6,00	5,70	3,49	1,38	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 16.5

Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм								
	375	350	325	300	275	250	225	200	175
–	11,04	9,62	8,30	7,07	5,94	4,91	3,98	3,14	2,40
114	10,02	8,60	7,28	6,05	4,92	3,89	2,96	2,12	1,38
127	9,77	8,35	7,03	5,80	4,67	3,64	2,71	1,87	1,13
140	9,50	8,08	6,76	5,53	4,40	3,37	2,44	1,60	0,86
146	9,37	7,95	6,63	5,40	4,27	3,24	2,31	1,47	–
168	8,82	7,40	6,08	4,85	3,72	2,69	1,76	0,92	–
178	8,55	7,13	5,81	4,58	3,45	2,42	1,49	–	–
194	8,08	6,66	5,34	4,11	2,98	1,95	1,02	–	–
219	7,27	5,85	4,53	3,30	2,17	1,14	–	–	–
245	6,33	4,91	3,59	2,36	1,23	–	–	–	–
273	5,19	3,77	2,45	1,22	–	–	–	–	–
299	4,02	2,60	1,28	–	–	–	–	–	–
324	2,79	1,37	–	–	–	–	–	–	–
340	1,96	–	–	–	–	–	–	–	–
351	1,36	–	–	–	–	–	–	–	–
377	–	–	–	–	–	–	–	–	–
407	–	–	–	–	–	–	–	–	–
426	–	–	–	–	–	–	–	–	–
508	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 16.6

Объемы (в м³/100 м) внутреннего пространства и металла обсадных труб

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
114,3	5,2	0,84	0,17
	5,7	0,83	0,20
	6,4	0,81	0,22
	7,4	0,77	0,26
	8,6	0,74	0,29
	10,2	0,69	0,34
127,0	5,6	1,05	0,22
	6,4	1,02	0,25
	7,5	0,98	0,29
	9,2	0,92	0,35
	10,7	0,87	0,40
	12,4	0,82	0,45
139,7	5,8	1,29	0,25
	6,2	1,27	0,27
	7,0	1,24	0,30
	7,7	1,21	0,33
	9,2	1,15	0,39
	10,5	1,10	0,44
	12,1	1,05	0,49
146,1	5,8	1,42	0,26
	6,5	1,39	0,29
	7,0	1,37	0,31
	7,7	1,34	0,34
	8,5	1,31	0,37
	9,5	1,27	0,41
	10,7	1,22	0,46
168,3	6,2	1,91	0,32
	7,3	1,85	0,38
	8,1	1,82	0,41
	8,9	1,78	0,45
	9,8	1,74	0,49
	10,6	1,70	0,53
	12,1	1,63	0,60
	13,1	1,58	0,65
177,8	5,9	2,16	0,33
	6,9	2,11	0,38
	7,6	2,07	0,42
	8,4	2,03	0,46
	9,2	1,99	0,50
	10,4	1,93	0,56
	11,5	1,88	0,61
	12,1	1,85	0,64
	12,7	1,82	0,67
	13,7	1,77	0,72
	15,0	1,71	0,78
	15,9	1,67	0,82
	16,3	1,66	0,83
	17,5	1,60	0,89

Продолжение табл. 16.6

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
177,8	18,5	1,55	0,94
	19,1	1,53	0,96
	20,6	1,46	1,03
	22,2	1,39	1,10
193,7	6,4	2,57	0,39
	7,6	2,50	0,46
	8,3	2,46	0,50
	9,5	2,39	0,57
	10,9	2,32	0,64
	11,7	2,28	0,68
	12,7	2,22	0,74
	15,1	2,10	0,86
219,1	6,7	3,32	0,47
	7,7	3,26	0,53
	8,9	3,18	0,61
	10,2	3,10	0,69
	10,8	3,06	0,73
	11,4	3,02	0,77
	12,4	2,96	0,83
	12,7	2,94	0,85
	13,8	2,88	0,91
	14,2	2,85	0,94
244,5	7,1	4,16	0,55
	7,9	3,10	0,61
	8,9	4,03	0,68
	9,4	4,00	0,71
	10,0	3,96	0,75
	11,1	3,88	0,83
	12,0	3,82	0,89
	13,8	3,69	1,02
	15,1	3,60	1,11
	15,9	3,55	1,16
	19,1	3,34	1,37
273,1	7,1	5,26	0,61
	7,8	5,20	0,67
	8,9	5,11	0,76
	10,2	5,01	0,86
	11,4	4,92	0,95
	12,6	4,82	1,05
	13,8	4,73	1,14
	15,1	4,63	1,24
	16,5	4,52	1,35
	17,1	4,48	1,39
	17,8	4,43	1,44
	18,6	4,36	1,51
	19,1	4,34	1,53
	20,2	4,25	1,62

Продолжение табл. 16.6

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
298,5	7,6	6,30	0,72
	8,5	6,22	0,80
	9,5	6,13	0,89
	11,1	5,99	1,03
	12,4	5,88	1,14
	13,6	5,78	1,24
	14,8	5,67	1,36
323,9	7,9	7,45	0,79
	8,5	7,39	0,85
	9,5	7,30	0,94
	9,9	7,26	0,98
	11,0	7,15	1,09
	12,4	7,02	1,22
	14,0	6,87	1,37
339,7	8,4	8,18	0,90
	9,7	8,05	1,03
	10,9	7,93	1,15
	12,2	7,80	1,28
	13,1	7,71	1,37
	14,0	7,62	1,46
	14,7	7,55	1,53
	15,4	7,49	1,59
	15,9	7,45	1,63
	17,1	7,33	1,75
	18,3	7,22	1,86
351	9,0	8,70	0,97
	10,0	8,60	1,07
	11,0	8,50	1,17
	12,0	8,39	1,28
377,0	9,0	10,12	1,04
	10,0	9,98	1,18
	11,0	9,89	1,27
	12,0	9,79	1,38
406,4	9,5	11,78	1,22
	11,1	11,59	1,41
	12,6	11,41	1,59
	16,7	10,92	2,08
426,0	10,0	12,94	1,31
	11,0	12,81	1,44
	12,0	12,68	1,57
473,1	11,1	15,96	1,66
508,0	11,1	18,52	1,82
	12,7	18,28	2,02
	16,1	17,77	2,53
762,0	25,4	39,70	6,05

Примечание. Толщина зарубежных обсадных труб приведена с округлением до 0,1 мм.

Таблица 16.7

Объем (в м³/100 м) межколонного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		114	127	140	146	168	178	194	219
168,3	6,2	0,88	0,64	–	–	–	–	–	–
	7,3	0,82	0,58	–	–	–	–	–	–
	8,1	0,79	0,54	–	–	–	–	–	–
	8,9	0,75	0,50	–	–	–	–	–	–
	9,8	0,71	0,46	–	–	–	–	–	–
	10,6	0,67	0,42	–	–	–	–	–	–
	12,1	0,60	0,36	–	–	–	–	–	–
	13,1	0,55	0,31	–	–	–	–	–	
177,8	5,9	1,13	0,89	0,62	–	–	–	–	–
	6,9	1,08	0,84	0,57	–	–	–	–	–
	7,6	1,04	0,80	0,53	–	–	–	–	–
	8,4	1,00	0,76	0,49	–	–	–	–	–
	9,2	0,96	0,72	0,45	–	–	–	–	–
	10,4	0,90	0,66	0,39	–	–	–	–	–
	11,5	0,85	0,61	0,34	–	–	–	–	–
	12,1	0,82	0,58	0,31	–	–	–	–	–
	12,7	0,79	0,55	–	–	–	–	–	–
	13,7	0,74	0,50	–	–	–	–	–	–
	15,0	0,68	0,44	–	–	–	–	–	–
	15,9	0,64	0,40	–	–	–	–	–	–
	16,3	0,63	0,39	–	–	–	–	–	–
	17,5	0,57	0,33	–	–	–	–	–	–
	18,5	0,52	–	–	–	–	–	–	–
193,7	6,4	1,54	1,30	1,03	0,89	–	–	–	–
	7,6	1,47	1,23	0,96	0,82	–	–	–	–
	8,3	1,43	1,19	0,92	0,78	–	–	–	–
	9,5	1,36	1,11	0,84	0,70	–	–	–	–
	10,9	1,29	1,04	0,77	0,63	–	–	–	–
	11,7	1,25	1,00	0,73	0,59	–	–	–	–
	12,7	1,19	0,95	0,68	0,54	–	–	–	–
	15,1	1,07	0,83	0,56	0,42	–	–	–	–
219,1	6,7	2,29	2,05	1,78	1,64	1,10	0,83	–	–
	7,7	2,23	1,99	1,72	1,58	1,04	0,77	–	–
	8,9	2,15	1,91	1,64	1,50	0,95	0,69	–	–
	10,2	2,07	1,83	1,56	1,42	0,87	0,61	–	–
	10,8	2,03	1,79	1,52	1,38	0,83	0,57	–	–
	11,4	1,99	1,75	1,48	1,34	0,79	0,53	–	–
	12,4	1,93	1,69	1,42	1,28	0,73	0,47	–	–
	12,7	1,91	1,67	1,40	1,26	0,71	–	–	–
	13,8	1,85	1,61	1,34	1,20	0,65	–	–	–
	14,2	1,82	1,58	1,31	1,17	0,62	–	–	–
244,5	7,1	–	2,89	2,62	2,48	1,93	1,67	1,21	–
	7,9	–	2,83	2,56	2,42	1,87	1,61	1,15	–
	8,9	–	2,76	2,49	2,35	1,80	1,54	1,08	–
	9,4	–	2,73	2,46	2,32	1,77	1,51	1,05	–
	10,0	–	2,69	2,42	2,28	1,73	1,47	1,01	–
	11,1	–	2,61	2,34	2,20	1,65	1,39	0,93	–
	12,0	–	2,55	2,28	2,14	1,59	1,33	0,87	–

Продолжение табл. 16.7

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		114	127	140	146	168	178	194	219
	13,8	–	2,42	2,15	2,01	1,46	1,20	0,74	–
	15,1	–	2,33	2,06	1,92	1,37	1,11	–	–
	15,9	–	2,28	2,01	1,87	1,32	1,06	–	–
	19,1	–	2,07	1,80	1,66	1,11	0,85	–	–
273,1	7,1	–	–	3,72	3,58	3,04	2,77	2,30	1,47
	7,8	–	–	3,66	3,52	2,98	2,71	2,24	1,41
	8,9	–	–	3,57	3,43	2,89	2,62	2,15	1,32
	10,2	–	–	3,47	3,33	2,79	2,52	2,05	1,22
	11,4	–	–	3,38	3,24	2,70	2,43	1,96	1,13
	12,6	–	–	3,28	3,14	2,60	2,33	1,86	1,03
	13,8	–	–	3,19	3,05	2,51	2,24	1,77	0,94
	15,1	–	–	3,09	2,95	2,41	2,14	1,67	–
	16,5	–	–	2,98	2,84	2,30	2,03	1,56	–
	17,1	–	–	2,94	2,80	2,26	1,99	1,52	–
	17,8	–	–	2,89	2,75	2,21	1,94	1,47	–
	18,6	–	–	2,82	2,68	2,14	1,87	1,40	–
	19,1	–	–	2,80	2,66	2,12	1,85	1,38	–
	20,2	–	–	2,71	2,57	2,03	1,76	1,29	–
298,5	7,6	–	–	–	4,62	4,07	3,81	3,34	2,51
	8,5	–	–	–	4,54	4,00	3,73	3,26	2,43
	9,5	–	–	–	4,45	3,90	3,64	3,17	2,34
	11,1	–	–	–	4,31	3,76	3,50	3,04	2,20
	12,4	–	–	–	4,20	3,65	3,39	2,93	2,09
	13,6	–	–	–	4,10	3,55	3,29	2,83	1,99
	14,8	–	–	–	3,99	3,44	3,18	2,72	1,88
323,9	7,9	–	–	–	–	5,22	4,96	4,49	3,66
	8,5	–	–	–	–	5,16	4,90	4,43	3,60
	9,5	–	–	–	–	5,07	4,81	4,34	3,51
	9,9	–	–	–	–	5,03	4,77	4,30	3,47
	11,0	–	–	–	–	4,92	4,66	4,19	3,36
	12,4	–	–	–	–	4,79	4,53	4,06	3,23
	14,0	–	–	–	–	4,64	4,38	3,91	3,08
339,7	8,4	–	–	–	–	5,95	5,69	5,22	4,39
	9,7	–	–	–	–	5,82	5,56	5,09	4,26
	10,9	–	–	–	–	5,70	5,44	4,97	4,14
	12,2	–	–	–	–	5,57	5,31	4,84	4,01
	13,1	–	–	–	–	5,48	5,22	4,75	3,92
	14,0	–	–	–	–	5,39	5,13	4,66	3,83
	14,7	–	–	–	–	5,32	5,06	4,59	3,76
	15,4	–	–	–	–	5,26	5,00	4,53	3,70
	15,9	–	–	–	–	5,22	4,96	4,49	3,66
	17,1	–	–	–	–	5,10	4,84	4,37	3,54
	18,3	–	–	–	–	4,99	4,73	4,26	3,43

Таблица 16.8

Объем (в м³/100 м) межколонного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		245	273	299	324	340	351	377	406
323,9	7,9	2,74	1,58	–	–	–	–	–	–
	8,5	2,68	1,52	–	–	–	–	–	–
	9,5	2,59	1,43	–	–	–	–	–	–
	9,9	2,55	1,39	–	–	–	–	–	–
	11,0	2,44	1,28	–	–	–	–	–	–
	12,4	2,31	1,15	–	–	–	–	–	–
	14,0	2,16	1,00	–	–	–	–	–	
339,7	8,4	3,47	2,31	1,16	–	–	–	–	–
	9,7	3,34	2,18	1,03	–	–	–	–	–
	10,9	3,22	2,06	0,91	–	–	–	–	–
	12,2	3,09	1,93	0,78	–	–	–	–	–
	13,1	3,00	1,84	–	–	–	–	–	–
	14,0	2,91	1,75	–	–	–	–	–	–
	14,7	2,84	1,68	–	–	–	–	–	–
	15,4	2,78	1,62	–	–	–	–	–	–
	15,9	2,74	1,58	–	–	–	–	–	–
	17,1	2,62	1,46	–	–	–	–	–	–
	18,3	2,51	1,35	–	–	–	–	–	–
351,0	9,0	4,00	2,83	1,68	–	–	–	–	–
	10,0	3,90	2,73	1,58	–	–	–	–	–
	11,0	3,80	2,63	1,48	–	–	–	–	–
	12,0	3,70	2,52	1,37	–	–	–	–	–
377,0	9,0	5,41	4,25	3,10	1,88	–	–	–	–
	10,0	5,27	4,11	2,96	1,74	–	–	–	–
	11,0	5,18	4,02	2,87	1,65	–	–	–	–
	12,0	5,07	3,91	2,76	1,54	–	–	–	–
406,4	9,5	7,07	5,91	4,76	3,54	2,70	2,11	–	–
	11,1	6,88	5,72	4,57	3,35	2,51	1,92	–	–
	12,6	6,70	5,54	4,39	3,17	2,33	1,73	–	–
	16,7	6,21	5,05	3,90	2,68	1,84	–	–	–
426,0	10,0	8,23	7,07	5,92	4,70	3,86	3,27	–	–
	11,0	8,10	6,94	5,79	4,57	3,73	3,14	–	–
	12,0	7,97	6,81	5,66	4,44	3,60	3,01	–	–
473,1	11,1	–	10,09	8,94	7,72	6,89	6,29	4,80	2,96
508,0	11,1	–	–	–	10,28	9,44	8,95	7,36	5,52
	12,7	–	–	–	10,04	9,20	8,71	7,12	5,28
	16,1	–	–	–	9,53	8,69	8,20	6,61	4,77

Таблица 16.9

Объемы (в м³/100 м) внутреннего пространства и металла бурильных труб

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутренний	металла
Отечественные, высадка внутрь			
42	5,0	0,077	0,060
50	5,5	0,120	0,081
60,3	7,0	0,162	0,131
	9,0	0,135	0,159
63,5	6,0	0,198	0,113
73,0	7,0	0,269	0,165
	9,0	0,234	0,200
	11,0	0,202	0,232
89,9	7,0	0,433	0,205
	9,0	0,388	0,250
	11,0	0,346	0,293
101,6	7,0	0,590	0,250
	8,0	0,564	0,278
	9,0	0,538	0,302
	10,0	0,512	0,327
114,3	7,0	0,777	0,278
	8,0	0,746	0,310
	9,0	0,716	0,340
114,3	10,0	0,686	0,370
	11,0	0,658	0,400
127,0	7,0	0,988	0,306
	8,0	0,953	0,341
	9,0	0,920	0,376
	10,0	0,886	0,409
139,7	8,0	1,182	0,395
	9,0	1,144	0,432
	10,0	1,107	0,472
	11,0	1,070	0,506
Отечественные, с приваренными замками, типа ТБПВ			
50,0	5,5	0,119	0,080
60,3	5,0	0,199	0,100
114,3	6,0	0,791	0,260
	7,0	0,759	0,290
	9,0	0,729	0,320
	10,0	0,699	0,350
127,0	6,0	1,003	0,271
	7,0	0,968	0,306
	9,0	0,934	0,340
	10,0	0,900	0,374
Алюминиевые			
108,0	9,0	0,588	0,337
114,3	10,0	0,685	0,354
129,0	9,0	0,995	0,382
	11,0	0,888	0,446
147,0	9,0	1,290	0,445
	11,0	1,213	0,521
	13,0	1,140	0,600
	15,0	1,040	0,700
	17,0	0,970	0,770
170,0	11,0	1,700	0,630
	13,0	1,620	0,710
Зарубежные, высадка внутрь и наружу			
60,3	4,8	0,200	0,100
	7,1	0,168	0,120
73,0	5,5	0,296	0,110
	9,2	0,236	0,185
88,9	6,5	0,454	0,167
	9,4	0,390	0,234
	11,4	0,346	0,278
101,6	6,7	0,612	0,199
	8,4	0,564	0,246
	10,9	0,532	0,280
114,3	6,9	0,794	0,232
	8,6	0,740	0,284
	10,9	0,670	0,354
127,0	7,5	0,985	0,282
	9,2	0,927	0,340
	12,7	0,811	0,456
139,7	9,2	1,155	0,376
	10,5	1,05	0,428

Таблица 16.10

Объемы (в м³/100 м) внутреннего пространства и металла НКТ

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем		Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутренний	металла			внутренний	металла
26,7	2,87	0,034	0,022	73,0	7,82	0,259	0,162
	3,00	0,034	0,024		9,19	0,234	0,187
					10,28	0,216	0,205
33,4	3,38	0,056	0,033				
	3,50	0,055	0,034	88,9	5,49	0,477	0,149
					6,45	0,454	0,173
42,2	3,18	0,101	0,040		7,34	0,433	0,193
	3,50	0,097	0,043		8,00	0,417	0,210
	3,56	0,097	0,044		9,52	0,383	0,243
					10,50	0,360	0,266
48,3	3,12	0,138	0,045		11,43	0,343	0,283
	3,68	0,131	0,052		12,40	0,329	0,297
	4,00	0,127	0,057				
				101,6	5,74	0,638	0,178
60,3	4,24	0,211	0,077		6,50	0,616	0,201
	4,83	0,202	0,086		6,65	0,612	0,204
	5,00	0,199	0,089		8,38	0,565	0,251
	5,54	0,191	0,097		9,65	0,531	0,285
	6,45	0,177	0,111		10,92	0,499	0,317
	7,12	0,167	0,121				
	8,53	0,147	0,141	114,3	6,88	0,794	0,241
					7,00	0,790	0,245
73,0	5,51	0,302	0,199				
	7,01	0,273	0,148				

Таблица 16.11

Объем (в м³/100 м) межтрубного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		147	140	129	127	114	102
508,0	11,1	16,81	16,95	17,20	17,23	–	–
	12,7	16,57	16,71	16,96	16,99	–	–
	16,1	16,06	16,20	16,45	16,48	–	–
473,1	11,1	14,25	14,39	14,64	14,67	–	–
426,0	10,0	11,23	11,37	11,62	11,65	11,89	12,11
	11,0	11,10	11,24	11,49	11,52	11,76	11,98
	12,0	10,97	11,11	11,36	11,39	11,64	11,85
406,4	9,5	10,07	10,21	10,46	10,49	10,73	10,95
	11,1	9,89	10,03	10,28	10,31	10,55	10,77
	12,6	9,70	9,84	10,09	10,12	10,36	10,58
	16,7	9,21	9,35	9,60	9,63	9,87	10,09
377,0	9,0	8,41	8,55	8,80	8,83	9,07	9,29
	10,0	8,27	8,41	8,66	8,69	8,93	9,15
	11,0	8,18	8,32	8,57	8,60	8,84	9,06
	12,0	8,07	8,21	8,46	8,49	8,73	8,95

Продолжение табл. 16.11

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		147	140	129	127	114	102
351,0	9,0	6,99	7,13	7,38	67,41	7,65	7,87
	10,0	6,89	7,03	7,28	7,31	7,65	7,77
	11,0	6,79	6,93	7,18	7,21	7,45	7,67
	12,0	6,68	6,82	7,09	7,12	7,34	7,56
339,7	8,4	6,47	6,61	6,86	6,89	7,13	7,35
	9,7	6,34	6,48	6,73	6,76	7,00	7,22
	10,9	6,21	6,35	6,60	6,63	6,87	7,09
	12,2	6,09	6,23	6,48	6,51	6,75	6,97
	13,1	6,00	6,14	6,39	6,42	6,66	6,88
	14,0	5,91	6,05	6,30	6,33	6,57	6,79
	14,7	5,94	5,98	6,23	6,26	6,50	6,72
	15,4	5,78	5,92	6,17	6,20	6,44	6,66
	15,9	5,74	5,88	6,13	6,16	6,40	6,62
	17,1	5,62	5,76	6,01	6,04	6,28	6,50
	18,3	5,51	5,65	5,90	5,93	6,17	6,39
323,9	7,9	5,70	5,84	6,09	6,12	6,36	6,58
	8,5	5,68	5,82	6,07	6,10	6,34	6,56
	9,5	5,59	5,73	5,98	6,01	6,25	6,47
	9,9	5,54	5,68	5,93	5,96	6,20	6,42
	11,0	5,44	5,58	5,83	5,86	6,10	6,32
	12,4	5,31	5,45	5,70	5,73	5,97	6,19
	14,0	5,16	5,30	5,55	5,58	5,82	6,04
298,5	7,6	4,59	4,73	4,98	5,01	5,25	5,47
	8,5	4,51	4,65	4,90	4,93	5,17	5,39
	9,5	4,42	4,56	4,81	4,84	5,08	5,30
	11,1	4,28	4,42	4,67	4,70	4,94	5,16
	12,4	4,17	4,31	4,56	4,59	4,72	4,95
	13,6	4,07	4,21	4,46	4,49	4,73	4,95
	14,8	3,96	4,10	4,35	4,38	4,62	4,84
273,1	7,1	3,55	3,69	3,94	3,97	4,21	4,43
	7,8	3,49	3,63	3,88	3,91	4,15	4,37
	8,9	3,40	3,54	3,79	3,82	4,06	4,28
	10,2	3,30	3,44	3,69	3,72	3,96	4,18
	11,4	3,21	3,35	3,60	3,63	3,87	4,09
	12,6	3,11	3,25	3,50	3,53	3,77	3,99
	13,8	3,02	3,16	3,41	3,44	3,68	3,90
	15,1	2,92	3,06	3,31	3,34	3,58	3,80
	16,5	2,81	2,95	3,20	3,23	3,47	3,69
	17,1	2,77	2,91	3,16	3,19	3,43	3,65
	17,8	2,72	2,86	3,11	3,14	3,38	3,60
	18,6	2,65	2,79	3,04	3,07	3,31	3,53
	19,1	2,63	2,77	3,02	3,05	3,29	3,51
	20,2	2,54	2,68	2,93	2,96	3,20	3,42
244,5	7,1	2,44	2,58	2,83	2,85	3,10	3,32
	7,9	2,38	2,52	2,77	2,80	3,04	3,26
	8,9	2,31	2,45	2,70	2,73	2,97	3,19
	9,4	2,28	2,42	2,67	2,70	2,94	3,16
	10,0	2,24	2,38	2,63	2,66	2,90	3,12
	11,1	2,16	2,30	2,55	2,58	2,82	3,04
	12,0	2,10	2,24	2,49	2,52	2,76	2,98
	13,8	1,98	2,12	2,37	2,40	2,64	2,86
	15,1	1,89	2,03	2,28	2,31	2,55	2,77
	15,9	1,84	1,98	2,23	2,26	2,50	2,72
	19,1	1,63	1,77	2,02	2,05	2,29	2,51

Таблица 16.12

Объем (в м³/100 м) межтрубного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		127,0	114,3	101,6	88,9	73,0	60,3
193,7	7,0	1,24	1,48	1,70	1,88	2,09	2,23
	7,6	1,21	1,45	1,67	1,85	2,06	2,20
	8,3	1,17	1,41	1,63	1,81	2,02	2,16
	9,5	1,10	1,34	1,56	1,74	1,95	2,09
	10,9	1,03	1,27	1,49	1,67	1,88	2,02
	11,7	0,99	1,23	1,45	1,63	1,84	1,98
	12,7	0,93	1,17	1,39	1,57	1,78	1,92
	15,1	–	1,05	1,27	1,45	1,66	1,80
177,8	5,9	–	1,11	1,33	1,51	1,72	1,86
	6,9	–	1,06	1,28	1,46	1,67	1,81
	7,6	–	1,02	1,24	1,42	1,63	1,77
	8,4	–	0,98	1,20	1,38	1,59	1,73
	9,2	–	0,94	1,16	1,34	1,55	1,69
	10,4	–	0,88	1,10	1,28	1,49	1,63
	11,5	–	0,83	1,05	1,23	1,44	1,58
	12,1	–	0,80	1,02	1,20	1,41	1,55
	12,7	–	0,77	0,99	1,17	1,38	1,52
	13,7	–	0,72	0,94	1,12	1,33	1,47
	15,0	–	0,40	0,88	1,06	1,27	1,41
	15,9	–	–	0,84	1,02	1,23	1,37
	16,3	–	–	0,83	1,01	1,22	1,36
	17,5	–	–	0,77	0,95	1,16	1,30
	18,5	–	–	0,72	0,90	1,11	1,25
	19,1	–	–	–	0,88	1,09	1,23
	20,6	–	–	–	0,81	1,02	1,16
	22,2	–	–	–	0,74	0,95	1,09
168,3	6,2	–	–	–	1,25	1,46	1,60
	7,3	–	–	–	1,20	1,41	1,55
	8,1	–	–	–	1,16	1,37	1,51
	8,9	–	–	–	1,12	1,33	1,47
	9,8	–	–	–	1,08	1,29	1,43
	10,6	–	–	–	1,05	1,26	1,40
	12,1	–	–	–	0,98	1,19	1,33
	13,1	–	–	–	0,93	1,14	1,28
146,0	5,8	–	–	–	–	0,98	1,12
	6,5	–	–	–	–	0,95	1,09
	7,0	–	–	–	–	0,93	1,07
	7,7	–	–	–	–	0,90	1,04
	8,5	–	–	–	–	0,86	1,00
	9,5	–	–	–	–	0,83	0,97
	10,7	–	–	–	–	0,78	0,92
139,7	5,8	–	–	–	–	0,85	0,99
	6,2	–	–	–	–	0,83	0,97
	7,0	–	–	–	–	0,80	0,94
	7,7	–	–	–	–	0,77	0,91
	9,2	–	–	–	–	0,71	0,85
	10,5	–	–	–	–	0,66	0,80
	12,1	–	–	–	–	0,61	0,75

Продолжение табл. 16.12

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		127,0	114,3	101,6	88,9	73,0	60,3
127,0	5,6	–	–	–	–	–	0,75
	6,4	–	–	–	–	–	0,72
	7,5	–	–	–	–	–	0,68
	9,2	–	–	–	–	–	0,62
	10,7	–	–	–	–	–	0,57
	12,4	–	–	–	–	–	0,52
114,3	5,2	–	–	–	–	–	0,54
	5,7	–	–	–	–	–	0,53
	6,4	–	–	–	–	–	0,51
	7,4	–	–	–	–	–	0,47
	8,6	–	–	–	–	–	0,44
	10,2	–	–	–	–	–	0,39

Таблица 16.13

Объем (в м³/100 м) межтрубного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		33,4	42,2	48,3	52,4	60,3	73,0
88,9	5,48	0,389	0,337	0,294	–	–	–
	6,45	0,366	0,314	0,271	–	–	–
	7,34	0,345	0,293	0,250	–	–	–
	9,52	0,296	0,244	0,200	–	–	–
	12,09	0,241	0,189	0,146	–	–	–
	12,95	0,224	0,172	0,129	–	–	–
	13,46	0,214	0,162	0,119	–	–	–
101,6	5,74	0,550	0498	0,455	–	–	–
	6,65	0,525	0,473	0,429	–	–	–
	7,26	0,508	0,456	0,412	–	–	–
	8,07	0,486	0,434	0,390	–	–	–
	8,38	0,478	0,426	0,382	–	–	–
114,3	5,20	0,760	0,708	0,665	0,632	0,562	0,429
	5,68	0,744	0,692	0,649	0,616	0,546	0,413
	6,35	0,723	0,671	0,628	0,595	0,525	0,392
	6,88	0,706	0,654	0,611	0,578	0,508	0,375
	7,36	0,691	0,639	0,596	0,563	0,493	0,360
	8,55	0,654	0,602	0,559	0,526	0,456	0,323
	9,47	0,626	0,474	0,531	0,498	0,428	0,295
	10,19	0,605	0,553	0,510	0,477	0,407	0,274
	10,92	0,584	0,532	0,488	0,456	0,386	0,252

Таблица 16.14

Объем (в м³/100 м) межтрубного пространства

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
127,0	5,6	0,871	0,768	0,635	–	–	–
	6,4	0,840	0,738	0,605	–	–	–
	7,5	0,802	0,699	0,566	–	–	–
	9,2	0,744	0,641	0,508	–	–	–
	10,07	0,692	0,589	0,456	–	–	–
	12,4	0,646	0,543	0,410	–	–	–
139,7	5,8	1,106	1,003	0,870	0,670	0,478	–
	6,2	1,090	0,987	0,854	0,652	0,462	–
	7,0	1,059	0,956	0,823	0,621	0,431	–
	7,7	1,030	0,927	0,794	0,592	0,402	–
	9,2	0,974	0,871	0,738	0,536	0,346	–
	10,5	0,922	0,819	0,686	0,484	0,294	–
	12,1	0,865	0,762	0,629	0,427	0,237	–
146,0	5,8	1,235	1,132	0,999	0,797	0,607	–
	6,5	1,207	1,104	0,971	0,769	0,579	–
	7,1	1,182	1,079	0,946	0,744	0,554	–
	7,7	1,152	1,049	0,916	0,714	0,524	–
	8,5	1,110	1,007	0,874	0,672	0,482	–
	9,5	1,079	0,976	0,843	0,641	0,451	–
	10,7	1,029	0,926	0,793	0,591	0,401	–
168,3	6,2	1,724	1,622	1,489	1,287	1,097	0,881
	7,3	1,671	1,568	1,435	1,223	1,043	0,828
	8,1	1,635	1,532	1,399	1,197	1,007	0,791
	8,9	1,594	1,491	1,358	1,156	0,966	0,750
	9,8	1,554	1,451	1,318	1,116	0,926	0,711
	10,6	1,517	1,414	1,281	1,079	0,889	0,673
	12,1	1,440	1,346	1,213	1,011	0,821	0,606
	13,1	1,403	1,301	1,167	0,966	0,776	0,560
177,0	5,9	1,983	1,881	1,747	1,545	1,355	1,140
	6,9	1,929	1,826	1,693	1,491	1,301	1,086
	7,6	1,892	1,789	1,656	1,455	1,264	1,048
	8,4	1,851	1,749	1,616	1,414	1,224	1,008
	9,2	1,813	1,710	1,577	1,375	1,185	0,970
	10,4	1,755	1,652	1,519	1,317	1,127	0,912
	11,5	1,699	1,596	1,463	1,261	1,071	0,856
	12,1	1,671	1,568	1,435	1,233	1,043	0,827
	12,7	1,644	1,541	1,408	1,206	1,016	0,801
	13,7	1,593	1,490	1,357	1,155	0,965	0,750
	15,0	1,534	1,431	1,298	1,096	0,906	0,690
	15,9	1,493	1,390	1,257	1,055	0,865	0,649
	16,3	1,475	1,372	1,239	1,037	0,847	0,632
	17,5	1,421	1,318	1,85	0,983	0,793	0,578
	18,5	1,372	1,269	1,136	0,934	0,744	0,529
	19,1	1,350	1,247	1,114	0,912	0,722	0,507

Продолжение табл. 16.14

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
	20,6	1,280	1,177	1,044	0,842	0,652	–
	22,2	1,213	1,110	0,977	0,775	0,585	–
193,7	7,0	2,350	2,247	2,114	1,912	1,722	1,507
	7,6	2,318	2,215	2,082	1,880	1,690	1,475
	8,3	2,78	2,176	2,041	1,840	1,650	1,435
	9,5	2,212	2,109	1,976	1,774	1,584	1,369
	10,9	2,136	2,033	1,900	1,698	1,508	1,293
	11,7	2,095	1,992	1,859	1,657	1,467	1,252
	12,7	2,041	1,938	1,805	1,603	1,413	1,198
	15,1	1,916	1,813	1,680	1,478	1,288	1,072
219,1	6,7	–	3,037	2,904	2,702	2,512	2,296
	7,7	–	2,971	2,838	2,636	2,446	2,231
	8,9	–	2,894	2,761	2,559	2,369	2,153
	10,2	–	2,817	2,684	2,482	2,292	2,077
	10,8	–	2,778	2,645	2,443	2,253	2,037
	11,4	–	2,738	2,605	2,403	2,213	1,998
	12,4	–	2,681	2,548	2,346	2,156	1,940
	12,7	–	2,661	2,528	2,326	2,136	1,920
	13,8	–	2,593	2,460	2,258	2,068	1,853
	14,2	–	2,573	2,440	2,238	2,048	1,833
244,5	7,1	–	3,877	3,744	3,542	3,352	3,136
	7,9	–	3,820	3,687	3,485	3,295	3,080
	8,9	–	3,747	3,614	3,412	3,222	3,007
	9,4	–	3,715	3,582	3,380	3,190	2,974
	10,0	–	3,670	3,537	3,335	3,145	2,930
	11,1	–	3,599	3,466	3,264	3,074	2,858
	12,0	–	3,533	3,400	3,198	3,008	2,793
	13,8	–	3,406	3,273	3,071	2,881	2,665
	15,1	–	3,320	3,187	2,985	2,795	2,579
	15,9	–	3,269	3,136	2,934	2,744	2,528
	19,1	–	3,060	2,927	2,725	2,535	2,319
273,1	7,1	–	4,979	4,845	4,644	4,453	4,238
	7,8	–	4,921	4,788	4,586	4,396	4,180
	8,9	–	4,833	4,700	4,498	4,308	4,092
	10,2	–	4,731	4,598	4,397	4,206	3,991
	11,4	–	4,631	4,498	4,296	4,106	3,891
	12,6	–	4,542	4,409	4,207	4,017	3,801
	13,8	–	4,443	4,310	4,108	3,918	3,703
	15,1	–	4,346	4,213	4,011	3,821	3,605
	16,5	–	4,240	4,107	3,905	3,715	3,499
	17,1	–	4,201	4,068	3,866	3,676	3,460
	17,8	–	4,145	4,012	3,810	3,620	3,404
	18,6	–	4,080	3,947	3,745	3,555	3,340
	19,1	–	4,050	3,917	3,715	3,525	3,310
	20,2	–	3,962	3,829	3,627	3,437	3,222

Продолжение табл. 16.14

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
298,4	7,6	–	6,015	5,882	5,680	5,490	5,274
	8,5	–	5,940	5,807	5,605	5,415	5,200
	9,5	–	5,846	5,713	5,511	5,321	5,106
	11,1	–	5,713	5,580	5,378	5,188	4,973
	12,4	–	5,595	5,462	5,260	5,070	4,854
	13,6	–	5,497	5,364	5,162	4,972	4,756
	14,8	–	5,393	5,260	5,058	4,868	4,653
323,9	7,9	–	–	–	6,836	6,646	6,431
	8,5	–	–	–	6,776	6,586	6,371
	9,5	–	–	–	6,679	6,488	6,273
	9,9	–	–	–	6,641	6,450	6,235
	11,0	–	–	–	6,536	6,345	6,130
	12,4	–	–	–	6,404	6,213	6,000
	14,0	–	–	–	6,255	6,064	6,850
339,7	8,4	–	–	–	7,573	7,383	7,167
	9,7	–	–	–	7,444	7,254	7,039
	10,9	–	–	–	7,317	7,127	6,911
	12,2	–	–	–	7,190	7,000	6,785
	13,1	–	–	–	7,105	6,915	6,700
	14,0	–	–	–	7,015	6,825	6,610
	14,7	–	–	–	6,945	6,755	6,540
	15,4	–	–	–	6,891	6,701	6,486
	17,1	–	–	–	6,715	6,525	6,309
	18,3	–	–	–	6,601	6,411	6,195

Таблица 16.15

Объемы (в м³/100 м) внутреннего пространства и металла УБТ

Диаметр, мм		Объем		Диаметр, мм		Объем	
наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла	наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла
73,0	35,0	0,10	0,32	172,8	57,1	0,26	2,22
79,4	31,7	0,08	0,41		71,4	0,40	2,08
					80,0	0,50	1,98

Продолжение табл. 16.15

Диаметр, мм		Объем		Диаметр, мм		Объем	
наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла	наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла
88,9	38,1	0,11	0,51	184,4	71,4	0,40	2,27
	45,0	0,16	0,46				
104,8	50,8	0,20	0,66	190,5	71,4	0,40	2,45
					76,2	0,46	2,39
120,6	50,8	0,20	0,94	196,8	71,4	0,40	2,64
	57,1	0,26	0,88		76,2	0,46	2,58
	63,5	0,32	0,82		90,4	0,64	2,40
127,0	57,1	0,26	1,01	203,2	71,4	0,40	2,84
					76,2	0,46	2,78
133,0	64,0	0,32	1,07		80,0	0,50	2,74
					90,4	0,64	2,60
139,7	57,1	0,26	1,41		100,0	0,79	2,45
146,0	57,1	0,26	1,41	209,6	71,4	0,40	3,05
	68,3	0,37	1,30		76,2	0,46	2,99
	74,0	0,42	1,24				
	76,2	0,46	1,21	215,9	71,4	0,40	3,26
152,4	57,1	0,26	1,56	228,6	71,4	0,40	3,71
	71,4	0,40	1,42		76,2	0,46	3,65
					90,4	0,64	3,47
158,7	57,1	0,26	1,72				
	71,4	0,40	1,58	241,3	76,2	0,46	4,12
					100,0	0,79	3,80
165,1	57,1	0,26	1,88				
	71,4	0,40	1,74	247,6	76,2	0,46	4,36
171,4	57,1	0,26	2,05	279,4	76,2	0,46	5,67
	71,4	0,40	1,91		100,0	0,79	5,34
247,6	100,0	0,79	4,03	285,7	100,0	0,46	5,95
254,0	76,2	0,46	4,61				
	100,0	0,79	4,28				
	90,0	0,64	1,84				

Таблица 16.16

Объем (в м³/100 м) затрубного пространства скважина – УБТ

Диаметр УБТ, мм	Диаметр скважины, мм												
	500	475	450	425	400	375	350	325	300	275	250	225	200	175	150
280	13,5	11,6	9,8	8,1	6,4	4,9	3,5	2,2	–	–	–	–	–	–	–
254	14,6	12,7	10,8	9,1	7,5	6,0	4,6	3,2	2,00	–	–	–	–	–	–
241	15,1	13,1	11,3	9,6	8,0	6,5	5,0	3,7	2,50	1,36	–	–	–	–	–
229	15,5	13,6	11,8	10,1	8,5	6,9	5,5	4,2	2,96	1,83	0,80	–	–	–	–
216	16,0	14,1	12,3	10,5	8,9	7,4	6,0	4,6	3,41	2,28	1,25	–	–	–	–
210	16,2	14,3	12,5	10,7	9,1	7,6	6,2	4,9	3,62	2,49	1,46	–	–	–	–
203	16,4	14,5	12,7	10,9	9,3	7,8	6,4	5,1	3,83	2,70	1,67	0,70	–	–	–
197	16,6	14,7	12,9	11,1	9,5	8,0	6,6	5,3	4,03	2,90	1,87	0,90	–	–	–
184	–	–	–	11,5	9,9	8,4	7,0	5,6	4,40	3,27	2,24	1,30	–	–	–
178	–	–	–	11,7	10,1	8,6	7,1	5,8	4,59	3,46	2,43	1,50	0,66	–	–
165	–	–	–	12,1	10,4	8,9	7,5	6,2	4,93	3,80	2,77	1,84	1,00	–	–
152	–	–	–	–	–	–	7,8	6,5	5,25	4,12	3,09	2,16	1,32	0,58	–
146	–	–	–	–	–	–	8,0	6,7	5,40	4,27	3,24	2,31	1,47	0,73	–
133	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,52	2,59	1,75	1,01	0,38
120	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,84	2,00	1,26	0,63
105	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,12	2,28	1,54	0,91
89	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,36	2,52	1,78	1,15
79	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,49	2,65	1,91	1,28
73	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,56	2,72	1,98	1,35

16.5. МАТЕРИАЛЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса, называют тампонажным.

Тампонажные растворы применяют для разобщения пластов в различных геолого-технических условиях: от −15 до +250 °С и от 1,5 до 200 МПа в каналах заколонного пространства размером от нескольких миллиметров до 0,5 м, в каналах размером от нескольких сот до нескольких тысяч метров при наличии разнообразных пород в разрезе скважины, представленных относительно инертными в химическом отношении породами и легко растворимыми солями, прочными или рыхлыми, подверженными гидроразрывам и разрушениям других видов.

В таких условиях, используя цементный раствор лишь одного типа, нельзя обеспечить герметичность заколонного пространства.

Нужен ряд растворов, изготовляемых из разных цементов и обрабатываемых химическими реагентами при использовании различных технологических схем приготовления.

Тампонажные цементы, из которых изготовляют тампонажные растворы, могут быть классифицированы по следующим признакам: вещественному составу, температуре применения, плотности тампонажного раствора, устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод, линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

По вещественному составу в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – без добавок, 2 – с добавками.

По температуре (в °С) применения тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – для низких температур (ниже +15), 2 – для нормальных температур (от +15 до +50), 3 – для умеренных температур (+50 до +100), 4 – для повышенных температур (+100 до +150), 5 – для высоких температур (от +150 до +250), 6 – для сверхвысоких температур (от +150 до +250), 6 – для сверхвысоких температур (выше +250), 7 – для циклически меняющихся температур.

По плотности (в кг/м³) тампонажного раствора тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – легкие (ниже 1400), 2 – облегченные (1400–1650), 3 – нормальные (1650–1950), 4 – утяжеленные (1950–2300), 5 – тяжелые (выше 2300).

По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяются на группы: 1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам, 2 – устойчивые к сульфатным водам, а также хлоркальциево-натриевым, 3 – устойчивые к магнезиальным водам, 5 – устойчивые к полиминеральным водам.

Кроме того, применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения применяют воду с солями (до насыщения), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

Под тампонажным цементом понимается продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и др.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс, кероген-Т и др.) добавок, после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

16.6. ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция (CaO) с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать и длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO_2 приводит к некоторому замедлению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

Увеличение оксида железа в цементе приводит к замедлению процессов схватывания тампонажных растворов и снижает раннюю прочность цементного камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды.

Оксид магния MgO в избыточных количествах (более 4,5 %) вызывает увеличение объема и разрушение твердеющего цементного камня. Это объясняется тем, что MgO, находясь в химически не связанном состоянии в клинкере, медленно вступает во взаимодействие с водой в то время, когда раствор уже затвердел.

Свободный, т.е. химически не связанный, оксид кальция – вредная составляющая, процесс его гидратации протекает с увеличением объема твердой фазы. Для предотвращения указанных отрицательных последствий содержание свободного оксида кальция не должно превышать 1 %.

При обжиге оксидов до температуры спекания (около 1450 °C) они, вступая во взаимодействие друг с другом, образуют искусственные минералы, называемые клинкерными.

К минералам-силикатам относятся трехкальциевый $3CaO \cdot SiO_2$ и двухкальциевый $2CaO \cdot SiO_2$ силикаты.

К минералам-плавням относятся следующие соединения: трехкальциевый алюминат $2CaO \cdot Al_2O_2$, пятикальциевый триалюминат $5CaO \cdot 3Al_2O_3$, однокальциевый алюминат $CaO \cdot Al_2O_3$, четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$, однокальциевый феррит $CaO \cdot Fe_2O_3$, двухкальциевый феррит $2CaO \cdot Fe_2O_3$, минерал Торопова $46CaO \cdot 16Al_2O_3 \cdot 7Fe_2O_3$.

Кроме минералов, в силикатном цементе содержится стекловидная масса, представляющая собой эвтектический расплав, из которого не успели выделиться минералы ввиду быстрого охлаждения цементного клинкера. Содержание этой массы составляет 5–12 %. Стекло состоит в основном из незакристаллизовавшихся ферритов, алюминатов, двухкальциевого силиката, щелочных соединений, части содержащегося в клинкере оксида магния.

К важнейшим минералам относятся алит и белит. Алит состоит в основном из трехкальциевого силиката. Белит представляет собой одну из модификаций двухкальциевого силиката $2CaO \cdot SiO_2$. Промежуточное вещество состоит в основном из целлита (алюмоферрит кальция) и заполняет промежутки между кристаллами алита и белита.

Свойства тампонажных портландцементом определяются в значительной степени важнейшими минералами, к которым относятся: трёхкальциевый силикат $3CaO \cdot SiO_2 (C_3S)$, двухкальциевый силикат $2CaO \cdot SiO_2 (C_2S)$, трехкальциевый алюминат $3CaO \cdot Al_2O_3 (C_3A)$, четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$.

При производстве тампонажных портландцементов применяются активные добавки. Согласно ОСТ 21-9–81, активными ми-

неральными добавками называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Активные минеральные добавки разделяются на две группы: I – природные (естественные), II – искусственные.

Группа I.

Добавки осадочного происхождения:

а) диатомиты – горные породы, состоящие преимущественно из скопления микроскопических панцирей диатомитовых водорослей и содержащие в основном кремнезем в аморфном состоянии;

б) трепелы – горные породы, состоящие из микроскопических преимущественно округлых зерен и содержащие главным образом кремнезем в аморфном состоянии;

в) опоки – уплотненные диатомиты и трепелы;

г) глиежи – породы, образующиеся в результате природного обжига глины при подземных пожарах в угольных пластах.

Добавки вулканического происхождения:

а) пеплы – породы, содержащие алюмосиликаты и находящиеся в природе в виде рыхлых, частично уплотненных отложений;

б) туфы – уплотненные и сцементированные вулканические породы;

в) пемзы – камневидные породы, характеризующиеся пористым губчатым строением (вспученное вулканическое стекло);

г) трассы – метаморфизованные разновидности вулканических туфов.

Группа II:

а) кремнеземистые отходы – отходы, богатые кремнекислотой, полученные при извлечении глинозема из глины;

б) обожженные глины – продукт искусственного обжига глинистых и самовозгорающихся пород в отвалах пустых шахтных пород (глинистые и углистые сланцы);

в) топливные золы и шлаки – побочный твердый продукт, образующийся в процессе сжигания при определенном температурном режиме топлива, некоторых видов в составе минеральной части которого преобладают кислотные оксиды;

г) доменные гранулированные шлаки (кислые и основные) – силикатные расплавы (кислые и основные) – силикатные расплавы, получаемые при выплавке чугуна и обращаемые в мелкозернистое состояние путем быстрого их охлаждения.

16.6.1. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Широкое разнообразие геолого-технических условий в отечественной практике бурения и крепления скважин вызывает необходимость разработки специальных тампонажных цементов.

Роль вяжущего материала в шлакопесчаных цементах исполняет шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а роль замедлителя – кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Свойства шлаковых цементов существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100 °С и выше процессы схватывания и твердения интенсифицируются и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочны камни, очень стойкие в агрессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

Доменный шлак – это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном – комовой. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой. Медленно охлаждаемый шлак успевает до некоторой степени закристаллизоваться и гидравлические свойства его снижаются. Химико-минералогический состав шлака и способ его охлаждения определяют физико-механические свойства шлаковых цементов, сроки схватывания, подвижность, плотность, механическую прочность и т.д.

Большая часть растворов на базе доменных гранулированных шлаков схватывается и затвердевает в камень, как при высоких, так и низких температурах. При комнатной температуре и атмосферном давлении сроки схватывания очень замедленны, а увеличение механической прочности происходит за большой промежуток времени, тогда как при повышенных температурах указанные процессы активизируются. Так, шлакопесчаный раствор состава 1:1 при количестве воды, подобранном по конусу АзНИИ до расплыва 16–17 см, твердея при комнатной температуре, ос-

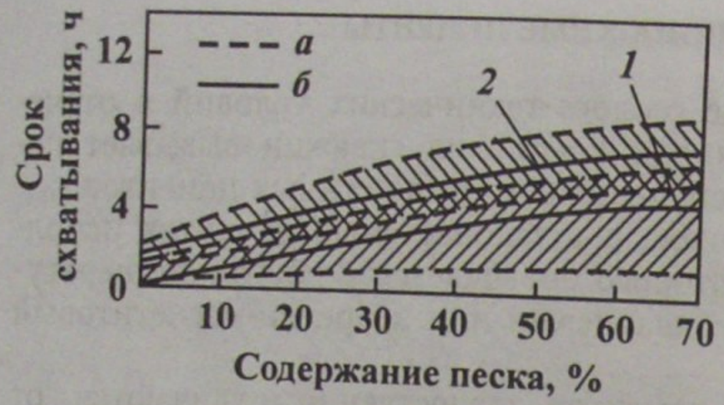


Рис. 16.13. Зависимость сроков схватывания шлакопесчаных растворов от содержания песка (t = 150 °С; p = 50 МПа):
а – области применения начала и конца схватывания; *б* – усредненные значения; *1, 2* – соответственно начало и конец схватывания

танется жидким в течение 5–6 сут. Масса шлакопесчаного раствора при твердении не расслаивается.

Активность смесей возрастает с увеличением температуры.

Для общей характеристики большого количества доменных гранулированных шлаков построен график (рис. 16.13), на котором показана зависимость сроков схватывания растворов от дозировки песка. Кривые, построенные на основании результатов приблизительно 700 анализов, дают качественную оценку шлакопесчаных смесей вообще как тампонажных растворов и позволяют судить о возможности применения их при температуре t = = 150 °С и давлении p = 50 МПа.

По данным опытов построены кривые (рис. 16.14), устанавливающие изменение пределов прочности на изгиб и сжатие шлакопесчаных образцов, выдержанных в течение 2 сут, при введении различных дозировок песка. В данном случае использовали

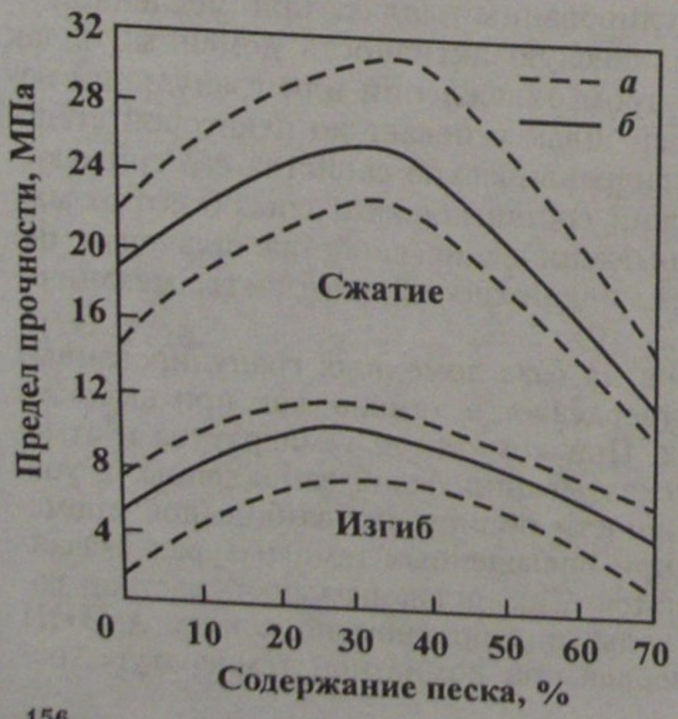
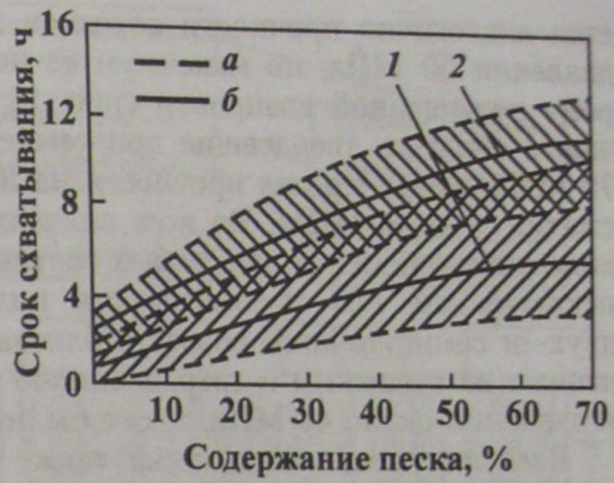


Рис. 16.14. Зависимость механической прочности шлакопесчаного камня от содержания песка (t = 150 °С; p = 50 МПа):
а – области сжатия и изгиба; *б* – усредненные значения

Рис. 16.15. Зависимость сроков схватывания шлакопесчаных растворов от содержания песка (t = 200 °С; p = 50 МПа):
а – области применения начала и конца схватывания; *б* – усредненные значения; *1, 2* – соответственно начало и конец схватывания



те же шлаки, что и при установлении сроков схватывания. Песок способствует интенсивному повышению прочности, и при наличии его в смеси в количестве 20–40 % предел прочности двухсуточных образцов достигает максимального значения. Последующее прибавление песка уменьшает прочность камня.

В условиях действия температур до 200 °С и давлений до 50–70 МПа (рис. 16.15) для получения шлакопесчаных растворов со сроками схватывания, приемлемыми для практики цементирования глубоких скважин, содержание песка должно быть повышено до 30–70 %.

Механическая прочность шлакопесчаного камня двухсуточного возраста при температуре 200 °С и давлении 50 МПа изменя-

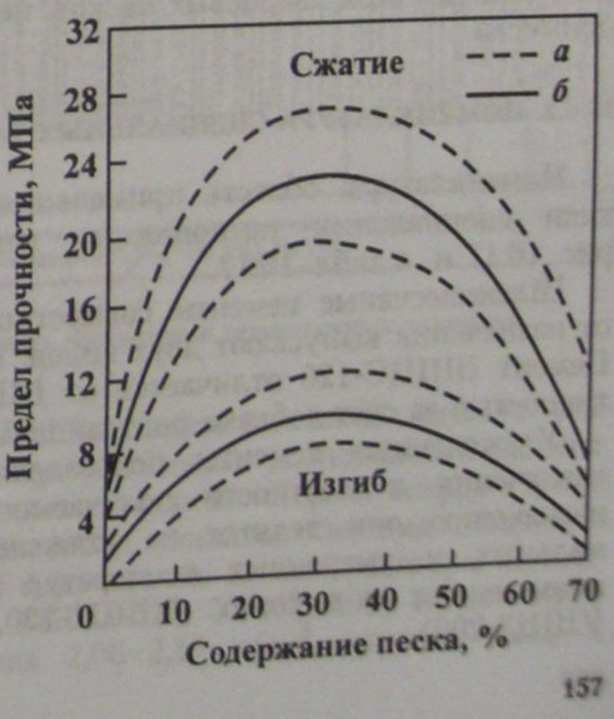


Рис. 16.16. Зависимость механической прочности шлакопесчаного камня от содержания песка (t = 200 °С; p = 50 МПа):
а – области сжатия и изгиба; *б* – усредненные значения

ется аналогично прочности образцов при температуре 150 °С и давлении 50 МПа, но максимум ее несколько сдвигается в сторону повышенной дозировки (рис. 16.16). Отдельные шлакопесчаные образцы, твердевшие при температуре 200 °С и давлении 70 МПа, имели предел прочности на изгиб до 12–14 МПа, а при сжатии – до 30 МПа. Во всех случаях при использовании шлакопесчаного цемента при любых соотношениях шлака и песка (за исключением 1:0) проницаемость получаемых образцов одно-, двух- и семисуточного возраста близка к нулю. Образцы, извлеченные из скважины и твердевшие 60 ч при температуре 140 °С и давлении около 40 МПа, также были непроницаемыми.

Введение немолотого песка также способствует увеличению прочности шлакопесчаного камня, хотя в некоторых случаях абсолютное значение приращения ее несколько ниже.

Наибольший эффект замедления сроков схватывания шлакопесчаных растворов обеспечивается при совместном помоле шлака и кварцевого песка. Если при прочих равных условиях начало схватывания шлакопесчаного раствора с немолотым кварцевым песком наступает через 1 ч, то при использовании молотого оно увеличивается ориентировочно до 1 ч 30 мин. При использовании шлакопесчаного цемента совместного помола начало схватывания удлиняется до 4 ч.

Эффект замедления сроков схватывания растворов из шлакопесчаных цементов совместного помола наблюдается при температуре до 200–250 °С и давлении до 100–120 МПа. Замедляющая способность песка, совместно измельченного со шлаком, характерна для всех кварцевых песков, не содержащих ускоряющих примесей.

16.6.2. НОМЕНКЛАТУРА СПЕЦИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

Номенклатура, область применения и основные характеристики специальных тампонажных цементов представлены на рис. 16.17 и в табл. 16.17.

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Цемент ШПЦС-120 отличается от ШПЦС-200 повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяются в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению они делятся на утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

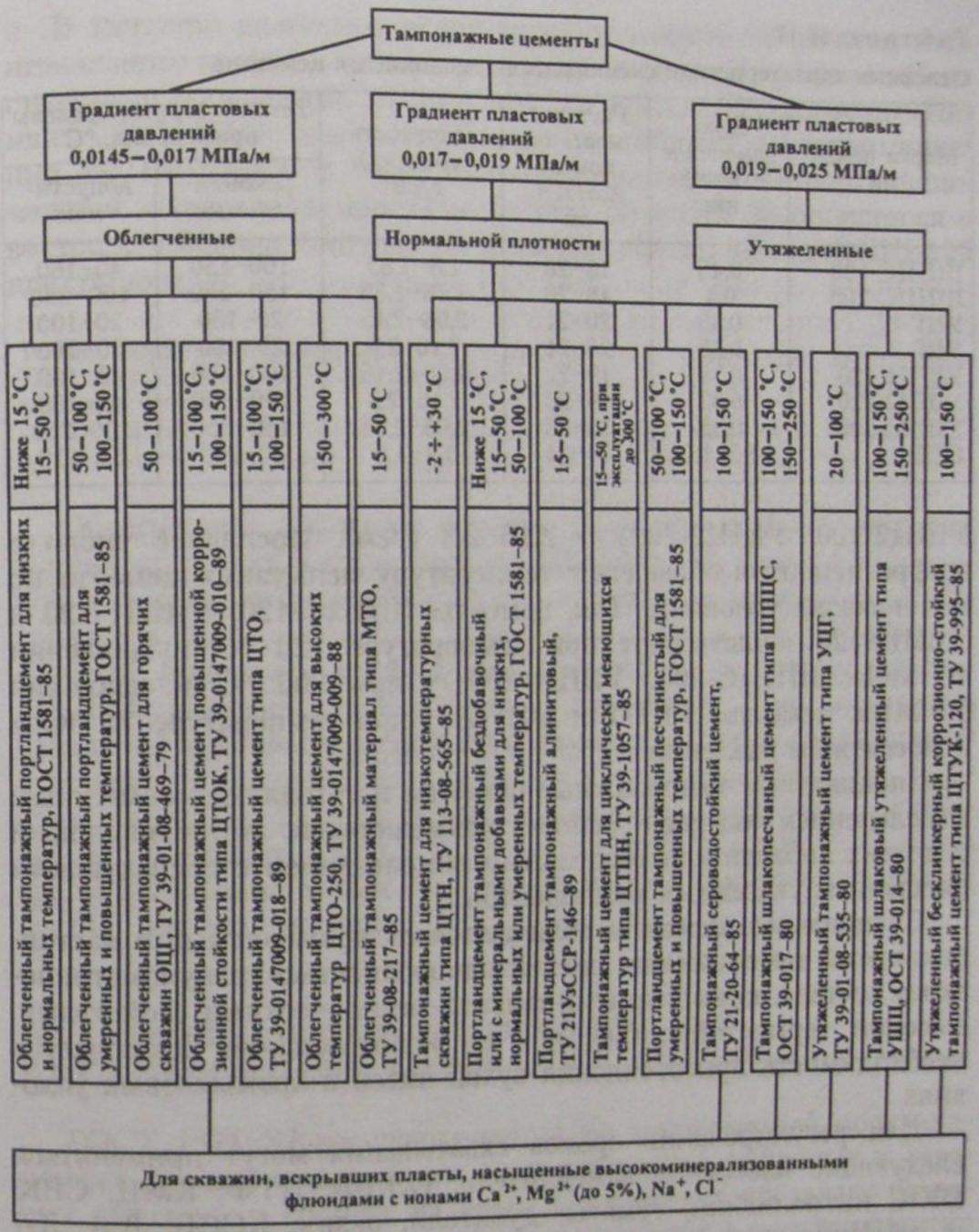


Рис. 16.17. Номенклатура и область применения тампонажных цементов

Шифры цементов: ШПЦС – шлакопесчаный цемент совместного помола; УЦГ – утяжеленный тампонажный цемент, УШЦ – утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 или 2) после буквенного обозначения указывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Цементы первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) имеют плотность раствора в пределах 2,06–2,15 г/см^3, второго (УЦГ-2,

Таблица 16.17

Основные характеристики специальных тампонажных цементов

Марка цемента	Водоцементное отношение	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Плотность (средняя), г/см^2	Температурные пределы применения, °С	
				рекомендуемые	допустимые
ШПЦС-120	0,45	18–20	1,8–1,83	100–150	40–160
ШПЦС-200	0,4	18–20	1,78–1,83	150–250	100–250
УЦГ-1	0,35	20–21	2,06–2,15	20–100	20–100
УЦГ-2	0,32	20–21	2,16–2,3	20–100	20–100
УШЦ1-120	0,35	19–22	2,06–2,15	100–150	40–160
УШЦ2-120	0,32	19–20	2,16–2,3	100–150	40–160
УШЦ1-200	0,35	20–23	2,06–2,15	150–250	100–250
ОЦГ	0,95–1,05	20–24	1,4–1,5	50–100	30–120

УШЦ2-120, УШЦ2-200) – 2,16–2,3 г/см^3. Последнее число в шифре цементов обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температуре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 – при 200 °С и давлении 60 МПа, цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 – при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Специальные тампонажные цементы изготовляют совместным измельчением вяжущей основы, утяжеляющей, активизирующей и других добавок или раздельным измельчением с последующим смешением указанных компонентов.

Специальные цементы отличаются от применяемых в настоящее время тампонажных смесей однородностью гранулометрического состава, повышенными физико-механическими свойствами, высокой термостойкостью: при их использовании исключается необходимость приготовления сухой смеси в промысловых условиях.

Для регулирования сроков схватывания могут применяться следующие известные замедлители: ОЭДФ, НТФ, КМЦ, СВК, ВКК, нитролигнин, гуматы, дубители, оксил, КССБ, Л-6, Л-7 и др. Цементы затворяют пресной или слабоминерализованной водой при цементировании в обычных отложениях или насыщенным раствором хлорида натрия в соленосных отложениях. При затворении цементов на насыщенном растворе поваренной соли плотность раствора увеличивается примерно на 0,1 г/см^3.

Газопроницаемость камня из специальных цементов при температуре твердения от 20 до 100 °С не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Перед каждым цементированием проводят лабораторные испытания проб цемента для уточнения рецептуры тампонажного раствора.

В качестве вяжущего вещества облегченного шлакового магнезиального цемента использован доменный основной шлак Константиновского завода, облегчающая добавка – палыгорскит. Цемент ОШЦ-200 – это смесь шлака с палыгорскитом в соотношении 4:1, ОШЦ-120 – та же смесь с добавкой 1,5 % портландцемента к массе смеси. Пределы прочности камня, хранившегося в растворе хлорида магния, из цементов ОШЦ-200 и ОШЦ-120 следующие:

Время твердения образца, сут	2	3	90	180	270	360
Предел прочности (в МПа) на сжатие образцов цемента:						
ОШЦ-120	0,7	7,4	8,6	9,5	9,8	13,1
ОШЦ-200	0	2,6	4,7	4,9	5,7	6,4

Облегченные шлаковые цементы на основе гранулированного доменного шлака и палыгорскита устойчивы против магнезиальной коррозии, термостойкости и могут быть рекомендованы для изоляции соленасыщенных водоносных горизонтов, а также отложений бишофита и карналлита в нефтяных и газовых скважинах при высоких температурах и давлениях. Для повышения начальной прочности цементного камня и регулирования сроков схватывания раствора рекомендуется увеличить количество портландцемента до 5–10 % и ввести жидкость затворения КМЦ-500 в количестве 0,3–0,5 % от массы сухой смеси. В качестве среды затворения может быть рекомендован только насыщенный раствор хлорида магния.

16.6.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРНОГО КОНТРОЛЯ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

ГОСТ 1571–82 распространяется на тампонажный портландцемент, предназначенный для цементирования нефтяных и газовых скважин, и состоит из нескольких самостоятельных разделов. В зависимости от назначения тампонажный портландцемент выпускают для низких (ниже 15 °С), нормальных (15–50 °С), умеренных (50–100 °С) и повышенных (100–150 °С) температур.

При испытании тампонажного портландцемента с целью определения его физико-механических свойств применяют цементное тесто, при приготовлении которого массовая доля воды составляет 50 %. Предел прочности при изгибе образцов-балочек размером 40×40×160 мм, стандартно изготовленных из цементного теста, через 2 сут их твердения должен соответствовать следующим значениям:

Тампонажный портландцемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Температура твердения, °С	22±2	75±3
Срок твердения, ч	48±1	24±1
Предел прочности при изгибе, МПа	2,7	3,5

Цементное тесто должно обладать такой растекаемостью, при которой расплыв образцов в виде конуса из этого теста составил бы не менее 180 мм.

Сроки схватывания тампонажных цементов следующие:

Тампонажный портландцемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания (после затворения), ч-мин:		
начало (не ранее)	2-00	1-45
конец (не позднее)	10-00	5-00

Правила приемки (ГОСТ 22236–85). Размер партии, за исключением отгрузки на судах, не должен превышать вместимости одного силоса. При отгрузке цемента в судах размер партии может превышать вместимость силоса и устанавливается по согласованию изготовителя с потребителем.

Каждая партия цемента или ее часть, поставляемая в один адрес, сопровождается документом о качестве, в котором должны быть указаны наименование предприятия-изготовителя и (или) его товарный знак и адрес; номера вагонов; обозначение тампонажного цемента по действующей нормативно-технической документации; номер партии и дата отгрузки; вид и количество добавки.

Перечень показателей, приводимых в документе о качестве, может быть дополнен или изменен в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на цемент конкретного вида.

Завод-изготовитель при отгрузке цемента и потребитель в случае надобности проводят контрольную проверку соответствия цемента требованиям стандарта, применяя при этом порядок отбора проб (СТ СЭВ 3477–81).

Для испытания цемента из каждой партии отбирают пробу массой не менее 20 кг. Из партии цемента методом случайного отбора выбирают не менее пяти мешков, из которых выбирают по одной точечной пробе. Отобранные из партии цемента пробы тщательно перемешивают и делят на две равные части. Одну часть подвергают испытаниям, другую – нумеруют и хранят в сухом помещении в сухой плотно закрытой таре в течение 1 мес на случай необходимости испытания.

При отправке цемента навалом в автомобилях порядок отбора проб устанавливают по соглашению между поставщиком и потребителем.

Тампонажный портландцемент должен быть забракован, если он не отвечает хотя бы одному из требований стандарта.

Методы испытаний. При испытании каждой пробы тампонажного цемента определяют тонкость помола, растекаемость, плотность, время загустевания, сроки схватывания цементного теста и предел прочности камня при изгибе и сжатии.

Физические и механические испытания цемента проводят по ГОСТ 26798.0–85 – ГОСТ 26798.2–85.

При проведении испытаний температура помещений и воды должна быть 20^{+3}_{-2} °С.

Для определения *сроков схватывания цементного теста* применяют лабораторную механизированную аппаратуру, которая включает мешалку для приготовления цементного теста и прибор для автоматической записи сроков схватывания. Указанные приборы должны удовлетворять требованиям соответствующих технических условий.

При проведении этих испытаний вручную применяют следующую аппаратуру: прибор Вика с кольцом, чашку и лопатку для приготовления цементного теста.

Прибор Вика (рис. 16.18) имеет цилиндрический металлический стержень *6*, свободно перемещающийся в обойме станины *7*. Стержень закрепляется на требуемой высоте зажимным винтом *3* или другим стопорным устройством. Стержень имеет указатель *1* для отсчета перемещения его относительно шкалы *2*, прикрепленной к станине. Шкала имеет цену деления 1 мм. При определении сроков схватывания тампонажных цементов в нижний то-

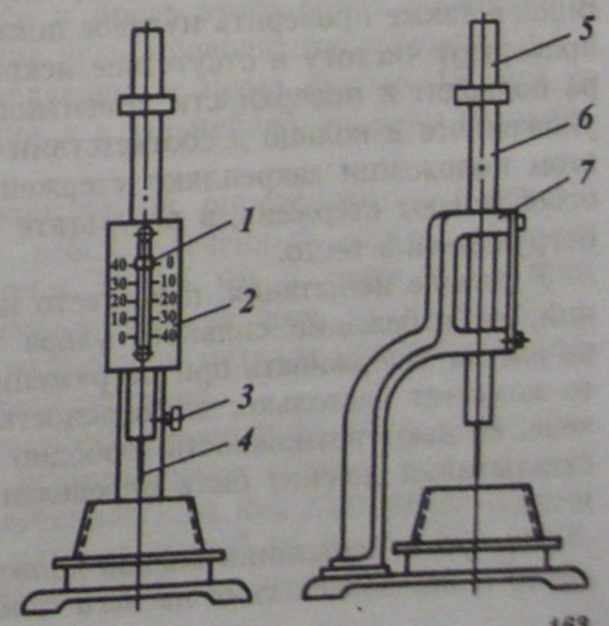


Рис. 16.18. Прибор Вика

рец стержня вставляют металлическую иглу *4*, при определении нормальной густоты теста из строительных цементов иглу заменяют металлическим цилиндром-пестиком.

Игла и пестик должны быть изготовлены из нержавеющей стали с полированной поверхностью и не должны иметь искривлений. Поверхности иглы и пестика должны быть чистыми.

При пользовании прибором масса перемещающейся части прибора при замене пестика иглой сохраняется с помощью дополнительного груза *5*, который помещают сверху стержня. При пользовании прибором масса перемещающейся части прибора сохраняется в результате взаимной перестановки пестика и иглы.

Размеры иглы и пестика и допустимые отклонения должны соответствовать следующим данным:

Деталь	Пестик	Игла
Диаметр, мм	10−0,1	1,1±0,04
Длина, мм	50±1	50±1

Кольцо к прибору Вика и пластинка, на которую устанавливают кольцо во время испытания, должны быть изготовлены из нержавеющей стали, пластмассы и стекла.

В том случае, когда в лаборатории отсутствует механизированная мешалка для приготовления цементного теста, применяют чашку сферической формы. Чашку и лопатку для перемешивания цементного теста рекомендуется изготовлять из нержавеющей стали.

Перед определением сроков схватывания цементного теста следует убедиться, свободно ли опускается стержень прибора Вика, а также проверить нулевое показание прибора. Кроме того, проверяют чистоту и отсутствие искривлений иглы. Иглу прибора подводят к поверхности цементного теста, приготовленного и уложенного в кольцо в соответствии с указанием стандарта, и в этом положении закрепляют стержень зажимным винтом, затем освобождают стержень, в результате чего игла должна свободно погружаться в тесто.

В начале испытания, пока тесто находится в жидком состоянии, во избежание сильного удара иглы о пластину, ее можно слегка задерживать при погружении в тесто. Как только тесто загустеет настолько, что опасность повреждения иглы исключена, ей дают возможность свободно опускаться. Момент начала схватывания должен быть определен при свободном опускании иглы.

Во время испытания кольцо должно находиться в затененном месте и без воздействия на него сквозняков, а также не должно

подвергаться сотрясениям. После каждого погружения иглу следует вытирать. Началом схватывания цементного теста считают время, прошедшее от начала затворения (момент вливания воды) до того момента, когда игла не доходит до пластины на 1–2 мм. Концом схватывания цементного теста считают время от начала затворения до момента, когда игла погружается в тесто на глубину 1–3 мм.

Начало и конец схватывания цементного теста на приборе для автоматической записи сроков схватывания определяют в соответствии с инструкцией, приложенной к этому прибору.

Сроки схватывания цементного теста, предназначенного для низких и нормальных температур, находят следующим образом: цементное тесто, оставшееся после определения растекаемости, сразу после заливки конуса энергично перемешивают в течение 0,5 мин, затем, продолжая перемешивать, заливают в кольцо. Спустя 1 ч после затворения поверхность теста выравнивают ножом и кольцо оставляют в воздухе при температуре 20^{+3}_{-2} °С. Первое погружение иглы проводят через 1,5 ч с момента затворения, последующие – не реже, чем через 15 мин.

Сроки схватывания цементного теста, предназначенного для умеренных температур, определяют в следующем порядке: заливают тесто в кольцо Вика, после чего поверхность теста выравнивают ножом и покрывают стеклянной пластинкой. Кольцо с тестом помещают в водный термостат с пресной водой, в котором поддерживают температуру 75±3 °С. Для этой цели можно применять водные термостаты с любым равномерным нагревом. Кольцо с цементным тестом извлекают из термостата, испытывают с помощью иглы Вика и после этого снова помещают в термостат. Первое погружение иглы проводят по истечении 1,5 ч с момента затворения, последующие – через каждые 15 мин до фиксации начала схватывания, а в дальнейшем не реже чем каждые 30 мин.

Растекаемость цементного теста определяют с помощью прибора, представляющего собой усеченный конус объемом 120 $см^3$ с верхним диаметром 36±0,5 мм в свету и высотой 60±0,5 мм в свету. Масса конуса должна быть не менее 300 г. Конус изготовляют из нержавеющего металла, внутренняя поверхность его должна быть отполирована.

При определении растекаемости цементного теста конус помещают на горизонтально установленное стекло, под которое подкладывают бумагу с начерченными на ней концентрическими окружностями, отстоящими одна от другой на расстоянии 5 мм. Диаметр наибольшей окружности 250 мм, наименьшей 100 мм.

Для установки конуса в центре на бумаге должна быть нанесена окружность, диаметр которой равен наружному диаметру конуса, т.е. 64 мм.

Для определения растекаемости портландцементного теста нормальной плотности взвешивают 600 г цемента, помещают его в сферическую чашку, в которую в один прием вливают 300 г воды, взвешенной или измеренной с точность до 0,5 г (0,5 мл). Массу энергично перемешивают в течение 3 мин и затем полученным тестом наполняют конус до краев, после чего резко поднимают его вертикально вверх.

Растекаемость определяют как среднее между наибольшим и наименьшим диаметрами расплыва. Внутренняя поверхность конуса и поверхность стекла должны быть чистыми и сухими.

Предел прочности при изгибе и сжатии цементного теста определяют с помощью образцов-балочек (по ГОСТ 310.4–96).

Для приготовления образцов используют разъемные формы из стали и чугуна. Отдельные детали форм для удобства сборки должна быть пронумерованы. Размеры форм следующие:

Ширина *B*, мм	40
Высота *H*, мм	40
Длина *L*, мм	160
Допустимые отклонения при изготовлении, мм	±0,02
Твердость металла по Бриннелю, НВ	> 140

Стенки форм должны быть отшлифованы сверху и снизу и плотно прилегать к отшлифованной поверхности поддона. Они скрепляются нажимным винтом таким образом, чтобы форма прижималась к поддону. Угол между стенками и дном формы должен быть 90±0,5°.

Размеры форм проверяют не реже одного раза в 6 мес с занесением результатов проверки в журнал. Если размеры форм отклоняются от номинальных размеров более чем на 0,2 мм, формы должны быть изъяты из употребления.

Приспособления для очистки форм должны быть изготовлены из материалов более мягких чем металл, из которого сделаны формы (например, медь, дерево и т.п.). Насадка к формам должна плотно прилегать к верхним граням стенок формы.

Для испытания образцов-балочек на изгиб могут быть использованы приборы любой конструкции, соответствующие следующим требованиям. Допустимая погрешность измерения разрушающей нагрузки должна быть не более ±2 %. Средняя скорость нарастания испытательной нагрузки на образец должна

быть (0,05±0,01) кН/с. Опорные и передающие нагрузки валики должны быть строго параллельны. Передающий нагрузку валик необходимо располагать в средней плоскости между опорами валиков. Расстояние между центрами опорных валиков 100 мм, диаметр валиков 10 мм. Приспособление для удерживания валика, передающего нагрузку, должно иметь шаровую опору. Валики изготовляют из твердой нержавеющей стали.

Для испытания могут быть использованы также рычажные приборы (например, прибор Михаэлиса). В этом случае захваты для образцов-восьмерок должны быть заменены приспособлением для испытания на изгиб, имеющем указанные характеристики.

Масса ведерка не должна превышать 600 г. Разрушающим грузом служит дробь (диаметр шариков 2–3 мм), равномерно падающая со скоростью 100 г/с. Пресс для определения предела прочности при сжатии образцов рекомендуется применять с предельной нагрузкой не более 50 кН. Он должен соответствовать требованиям ГОСТ 8905–96.

С учетом малых размеров испытуемых на сжатие образцов из цементных растворов в виде половинок балочек рекомендуется снабжать пресс опорными плитами размерами не более 10×10 см с приспособлением для центрированной установки пластинки, передающей нагрузку половине балочки. Пластинки для передачи нагрузки на половинки образцов-балочек должны быть изготовлены из нержавеющей стали и иметь плоскую шлифованную поверхность размером 40×62,5 мм. Допустимое отклонение от плоскости для новых пластин не должно превышать 0,02 мм и для пластин, бывших в употреблении, – 0,05 мм. Форму для изготовления образцов в собранном виде с насадкой устанавливают на мраморной, стеклянной или металлической пластине и смазывают внутреннюю поверхность формы; нижнюю часть стенок с наружной стороны формы смазывают солидолом или другой густой смазкой.

Цементное тесто для изготовления образцов затворяют вручную в количестве, достаточном для одновременного изготовления трех образцов. Для этой цели 1,6 кг цемента и 0,8 кг воды (пресной) перемешивают в сферической чашке в течение 3 мин. Тесто при непрерывном перемешивании разливают в формы. Гнезда заполняют последовательно в два приема: в первый прием тесто заливают примерно наполовину высоты формы, а во второй – гнездо заполняют тестом вровень с краями насадки без избытка. Заливать тесто следует как можно быстрее. Через 1 ч с момента затворения насадку снимают и поверхность цементного теста выравнивают ножом.

Образцы-балочки, предназначенные для испытаний при температуре 22±2 °С, первые сутки после изготовления в формах хранят в закрытом шкафу или ванне с гидравлическим затвором (с относительной влажностью 80–90 %). Через 24±1 ч после затворения образцы осторожно освобождают от форм, нумеруют и сразу же укладывают в бассейн или ванну с гидравлическим затвором для хранения до момента испытаний. Воду в бассейне следует менять каждые 14 дней. Образцы укладывают в один ряд на расстоянии не менее 1 см один от другого, уровень воды должен быть выше поверхности образцов не менее чем на 2 см. В тех случаях, когда при освобождении образца из формы обнаруживают, что он дал усадку более чем на 1 мм по сечению, на образце наносят соответствующую отметку. При испытании такого образца следует замерять его сечение.

Образцы-балочки, предназначенные для испытаний при температуре 75±3 °С, после удаления ножом избытка цементного теста покрывают стеклянной пластинкой и помещают в термостат с пресной водой при этой температуре. По истечении 24±1 ч после затворения образцы извлекают из термостата, быстро освобождают от форм, нумеруют и немедленно помещают в тот же термостат для последующего хранения. Воду в термостате меняют каждые 6 дней, предварительно нагревая ее до температуры 75±3 °С. Если во время хранения образца происходит испарение воды, то ее необходимо доливать в термостат, предварительно нагревая до 75±3 °С.

При определении предела прочности при изгибе образцы устанавливают на опоры изгибающего устройства таким образом, чтобы те грани его, которые были горизонтальными при изготовлении, находились в вертикальном положении. При использовании (для испытания на изгиб) рычажного прибора Михаэлиса предварительно проверяют правильность положения призм в опорах и равновесие прибора без ведерка (верхняя часть верхнего рычага должна совпадать с чертой или стрелкой на скобе).

После установки образца верхний рычаг с помощью установочного винта прибора поднимают на такую высоту, чтобы в момент излома рычаг находился по возможности ближе к положению равновесия. После установки образца ведерко нагружают дробью из бункера прибора. Когда масса дроби с ведерком достигает значения разрушающего груза, образец ломается, а ведерко, упав на педаль бункера, прекращает выпуск дроби. Масса дроби, высыпающейся из бункера в 1 с, должна составлять 100±10 г. Ведерко с дробью, находящейся в нем в момент излома образца, взвешивают с точностью до 10 г.

Предел прочности (в МПа) образца при изгибе

$$\sigma_{из} = -\frac{3Pl}{2bh^2}k,$$

где P – масса ведерка с дробью, кг; l – расстояние между опорами, см; b – ширина образца, см; h – высота образца, см; k – коэффициент, определяемый соотношением плеч рычагов прибора.

Для балочки размером 4×4×16 см при расстоянии между опорами 10 см и соотношении плеч рычагов 1:50 расчетная формула принимает вид $\sigma_{из} = 11{,}7P$.

Предел прочности при изгибе цементного образца определяется как средне арифметическое двух наибольших результатов испытания трех образцов.

Полученные после испытания на изгиб в результате излома шесть половинок балочек сразу же подвергают испытанию на сжатие. Каждую половинку балочки помещают между двумя пластинками таким образом, чтобы боковые грани, которые при изготовлении прилегали к продольным стенкам формы, находились на плоскостях пластинок, а упоры пластинок плотно прилегали к торцовой гладкой стенке образца. Образец вместе с пластинками подвергают сжатию на прессе.

Скорость увеличения нагрузки должна составлять 2±0,5 МПа/с, или 0,5 г/с общей нагрузки. Предел прочности при сжатии отдельного образца вычисляют как частное от деления разрушающей нагрузки на рабочую площадь пластинки, т.е. на 25 $см^2$.

Предел прочности образца при сжатии вычисляют как среднее арифметическое четырех образцов, по которым получены наибольшие результаты из шести испытанных образцов. Образцы, хранившиеся в воде при температуре 22±2 °С, по истечении 48±1 ч после затворения следует извлечь из воды и подвергнуть испытанию не позднее чем через 30 мин. Непосредственно перед испытанием образцы должны быть насухо вытерты. Образцы, хранившиеся в термостате при температуре 75±3 °С, по истечении 48±1 ч после затворения должны быть извлечены из термостата, охлаждены в течение 2 ч 30 мин при комнатной температуре и затем подвергнуты испытанию. Образцы охлаждают на деревянных подставках.

Для определения *проницаемости цементного камня* из тампонажного раствора общепринятые методики отсутствуют, в связи с чем водо-, воздухо-, газопроницаемость определяют различными методами и на разных приборах. Для указанных целей чаще всего пользуются методикой и аппаратурой для определения газопроницаемости кернов, поднятых из скважин (установка ГК-5).

Образцы, подлежащие испытанию, следует выдерживать при таких температурах и давлениях, для которых в лаборатории подбирают рецептуру тампонажного раствора. Цементные образцы для определения проницаемости целесообразно вытачивать из половинок образцов-балочек, которые твердели в ваннах или автоклавах при требуемых условиях и предназначались для испытания на изгиб.

Установка ГК-5 (рис. 16.19) состоит из следующих основных узлов: струбционного зажима ЗС-8 для заделки образца, хлорвиниловой трубки ХК-4 для просушивания газа, жидкостного манометра МЖ-10 для измерения давления перед керном, мерной колбы СР-1 для измерения расходов газа при движении через керн и определения давления на выходе и керна, узла редуктора, воздушного баллона с вентилем.

Работа по определению проницаемости начинается с подготовки образца цементного камня. Затвердевший в заданных условиях образец (балочку или кубик) обрабатывают для придания ему формы цилиндра с параллельными основаниями. При определении проницаемости легко разрушающихся образцов их необходимо подвергать специальной обработке, заделывая в глетовую оболочку или крепь из сплавов Вуда. После проверки установки на герметичность определяют проницаемость цементных образцов в следующем порядке.

Вращением против часовой стрелки закрывают вентиль редуктора *12*, открывают вентиль кислородного редуктора *14*, в редуктор пропускают газ, давление которого измеряют манометром *15*. При закрытом вентиле редуктора *14* устанавливают на манометре низкого давления *13* давление 0,1–0,12 МПа.

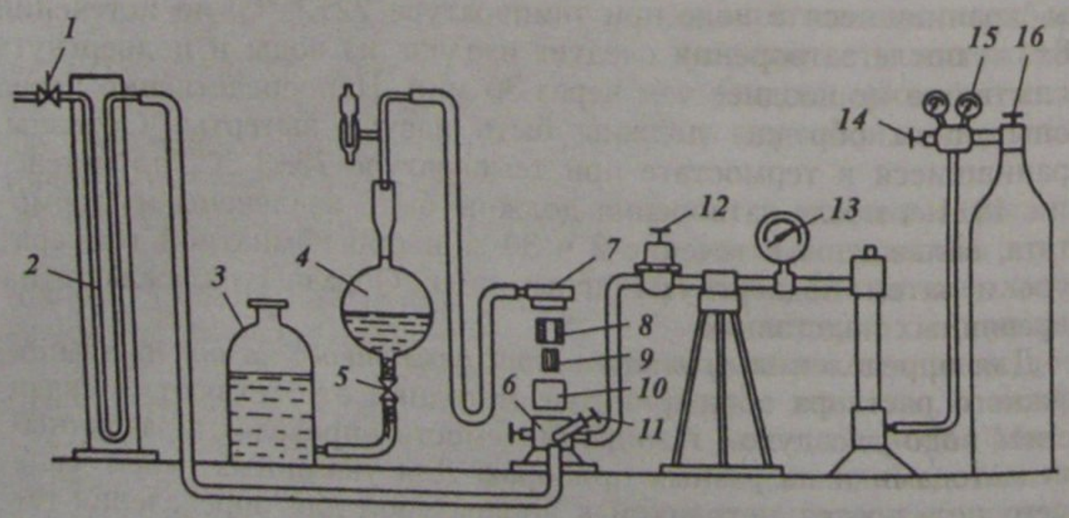


Рис. 16.19. Установка ГК-5

Определяют геометрические размеры высушенного до постоянной массы (исключая особые случаи) образца с точностью до десятых долей миллиметра (записывают в журнал средние диаметр $d_{ср}$ и длину образцов $l_{ср}$). Образец *9* вставляют в резиновую обойму-муфту *8*, которую помещают в стальной стакан *10* с сеткой внизу, и все вместе устанавливают на струбцину *6*, закрывают струбцинной головкой *7* и зажимают винтом *11*.

При открытом кране *1* из сосуда *3* подкрашенная вода переливается в мерную колбу *4* до уровня выше верхней отметки.

Вращением вентиля редуктора *12* по часовой стрелке пропускают азот (воздух) через образец и по U-образному манометру *2* устанавливают перепад давления 40 кПа. Одновременно закрывают кран *1* и открывают кран *5*. Начинается снижение уровня жидкости в колбе. При прохождении мениска жидкости через верхнюю отметку колбы *4* включают секундомер и наблюдают за уровнем жидкости в трубке индикаторного устройства *6*, который должен совпадать с общим уровнем жидкости в этом устройстве, что регулируется краном *5*. При резких изменениях давления, фиксируемых U-образным манометром *2*, опыт необходимо прекращать вследствие неисправности редуктора *12*. При прохождении мениска жидкости через нижнюю отметку колбы останавливают секундомер, открывают кран *1*, закрывают кран *5*. Время движения жидкости в колбе *4* от верхней отметки к нижней заносят в графу журнала.

Во время опыта измеряют давление и температуру окружающей среды и заносят в соответствующие графы журнала. По значениям температуры и давления находят коэффициент L. Затем вычисляют значения $d_{ср}^2$ и $l_{ср}^2/d_{ср}^3$, где $d_{ср}$ – диаметр образца, мм; $l_{ср}$ – длина образца, мм. Значение $Ll^2/d_{ср}^2$ делят на время движения жидкости в колбе *4* между верхней и нижней отметками и получают проницаемость (в мкм^2) образца.

Закрывают вентиль редуктор *12*, из струбцины извлекают образец, закрывают вентиль *16* на воздушном баллоне, открывают вентиль редуктора *14* и газ выпускают из системы. Опыт повторяют при большем давлении.

Транспортирование и хранение цементов. Цемент необходимо перевозить в бумажных мешках или специальных машинах-цементовозах.

Для упаковки цемента должны применяться многослойные бумажные мешки, соответствующие требованиям ГОСТ 2226–88. По согласованию сторон допускается транспортирование цемента в другой таре. На бумажных мешках должны быть обозначены

наименование завода, название цемента, номер заводской партии, год, месяц, число затаривания.

Цемент, перевозимый в цементовозах, должен сопровождаться документом, содержащим сведения, указанные в стандарте. При транспортировании и хранении цемент необходимо предохранять от влаги и загрязнения посторонними примесями. Цементы нужно хранить раздельно по видам.

16.6.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ (ГОСТ 1581–85, ОСТ И ТУ)

Для испытания физико-механических свойств тампонажного портландцемента применяют цементное тесто, приготовляемое с водо-цементным отношением В/Ц = 0,5.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение 2 сут должен соответствовать значениям: не менее 2,7 МПа для низких и нормальных температур и не менее 3,5 МПа для умеренных температур (но через 24 ч твердения).

Растекаемость цементного теста по конусу АзНИИ должна быть не мене 180 мм.

Сроки схватывания растворов после затворения тампонажных цементов должны быть следующими: начало схватывания не ранее 2 ч для низких и нормальных температур и 1 ч 45 мин для умеренных температур; конец схватывания – не позднее 10 ч и 5 ч соответственно.

Тампонажный цемент для низкотемпературных скважин типа ЦТН представляет собой гидравлическое вяжущее вещество, полученное тщательным смешением альфа-полугидрата сульфата кальция (70–80 %), портландцемента (20–30 %) и регулятора твердения (0,2–0,5 %).

Альфа-полугидрат сульфата кальция (высокопрочный гипс) получают при гидробаротермальной обработке фосфогипса в щелочной среде в присутствии регуляторов кристаллизации полугидрата, последующей сушки и тонкого измельчения до удельной поверхности 4500–6000 $см^2/г$.

Добавка портландцемента обеспечивает стойкость камня из цемента типа ЦТН при длительном твердении в пресной и минерализованных пластовых водах за счет уменьшения растворимости гипса и образования в процессе гидратации труднорастворимых гидросиликатов кальция, блокирующих активные центры кристаллогидратов сульфата кальция.

Использование эффективных регуляторов твердения (белковосодержащих веществ микробиологического синтеза), не замед-

Таблица 16.18

Свойства тампонажного раствора и камня из цемента типа ЦТН

В/Ц	Плотность раствора, $г/см^3$	Растекаемость, см	Температура твердения, °С	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность при изгибе (в МПа) при времени хранения образцов в водных условиях				
				начало	конец	6 ч	24 ч	28 сут	1 год	3 года
0,42	1,8	18–19	20	1-10	1-30	2	2,6	3,1	3,6	4
			5	1-30	1-55	1,8	2,8	3,2	3,5	3,8
			0	1-40	2-10	1,6	2,6	3	3,4	3,7
			–2	2-00	2-35	1,5	2,5	2,8	3,2	3,3
0,46	1.75	20–22	20	1-40	2-00	1,8	2,4	2,8	3,4	3,8
			5	2-00	2-25	1,6	2,6	3	3,5	4
			0	2-10	2-40	1,5	2,7	3	3,4	3,6
			–2	2-30	3-00	1,3	2,4	2,7	2,9	3,1
0,5	1,7	23–25	20	2-20	2-40	1,6	2,2	2,7	3,2	3,5
			5	2-45	3-10	1,5	2,3	2,8	3,3	3,6
			0	2-50	3-20	1,4	2,5	3	3,2	3,3
			–2	3-00	3-30	1,2	2,1	2,4	2,7	3

ляющих скорость гидратации клинкерных минералов, позволяет получить необходимую подвижность тампонажного раствора (время загустевания на консистометре КЦ-5 не мене 60 мин) при сохранении высокой скорости набора прочности в условиях низких температур.

Применение цемента типа ЦТН упрощает технологию приготовления тампонажного раствора за счет исключения введения ускорителей схватывания, являющихся, как правило, агрессивными веществами по отношению к металлу обсадных труб и цементному камню. Тампонажный раствор из цемента типа ЦТН совместим со всеми типами применяемых буровых растворов и буферных жидкостей, смешение цемента типа ЦТН с тампонажными портландцементами в количестве до 20–30 % практически не изменяет показатели раствора и камня.

Основные свойства тампонажного цемента для низкотемпературных скважин типа ЦТН представлены в табл. 16.18.

Тампонажный цемент типа ЦТН применяют для крепления кондукторов скважин. Экономический эффект от применения цемента типа ЦТН достигается за счет сокращения времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ).

Портландцемент алинитовый тампонажный типа ПЦАТ представляет собой гидравлическое вяжущее вещество, полученное по технологии низкотемпературного синтеза клинкера (НТС-технологии).

Цемент предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин при нормальных температурах.

Цемент типа ПЦАТ в отличие от тампонажного портландцемента в качестве основного структурообразующего элемента содержит не алит C_3S, а алинит $C_{22}(Al_{0,25}Si_{0,75}O_4)_8O_4Cl_2$. Наличие этого минерала обусловливает высокую реакционную способность цемента. Тампонажный раствор имеет короткие сроки схватывания при нормальных температурах, цементный камень отличается сравнительно высокой ранней прочностью, имеет плотную, газонепроницаемую структуру.

Тампонажный раствор из цемента типа ПЦАТ совместим со всеми типами применяемых буровых растворов и буферных жидкостей.

Основные свойства тампонажного цемента типа ПЦАТ, твердевшего при 22 °С, следующие:

В/Ц	0,45	0,5
Плотность раствора, г/см^3	1,82	1,78
Расеткаемость, см	20	22
Сроки схватывания, ч-мин:		
начало	2-30	3-00
конец	4-00	6-00

Предел прочности при изгибе (в МПа) после твердения в течение, сут:		
1	2,2	1,9
2	3,8	3
360	10	8,9

Портландцемент тампонажный песчанистый предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Предел прочности при изгибе образцов-балочек размером 40×40×160 мм, стандартно изготовленных из цементного теста, после твердения их в течение 2 сут, а также сроки схватывания тампонажных растворов после затворения данного цемента должны быть следующими:

Цемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Температура твердения, °С	22±2	75±3
Предел прочности при изгибе, МПа	2	4
Сроки схватывания (после затворения), ч-мин:		
начало (не ранее)	2-00	1-45
конец (не позднее)	12-00	6-00

Цемент тампонажный для циклически меняющихся температур типа ЦТПН предназначен для цементирования скважин со статическими температурами 15–50 °С на нефтяных месторождениях, разрабатываемых термическими методами (паронагнетание, закачивание горячей воды, создание внутрипластового движущегося очага горения и др.).

Цемент типа ЦТПН отличается повышенной стойкостью к воздействию циклически меняющихся температур (с амплитудой до 250 °С). Физико-механические свойства раствора и камня из цемента типа ЦТПН приведены в табл. 16.19.

Низкогигроскопичный тампонажный портландцемент является разновидностью тампонажного портландцемента и характеризуется повышенной сохраняемостью при длительном хранении. Сроки схватывания цементного раствора следующие:

Цемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания (после затворения), ч-мин:		
начало (не ранее)	2-00	1-45
конец (не позднее)	12-00	6-00

Реагент-гидрофобизатор – диметилксилоксанолят натрия является жидким побочным (ранее сжигавшимся) продуктом при получении полисилоксановых смол. Он не замерзает при температуре до –35 °С. Реагент вводится в цемент при помоле клинкера в количестве 0,1 % в пересчете на 100%-ный продукт.

Таблица 16.19

Физико-механические свойства раствора и камня из цемента типа ЦТПН (В/Ц = 0,45 и ρ = 1,83 г/см³)

Добавка ускорителя, %		Растекаемость, см	Сроки схватывания (в ч-мин) при T = 22 °С		Прочность (в МПа) при T = 22±2 °С через 48 ч		Среда испытания	Прочность (в МПа) тампонажного камня после циклического температурного воздействия с амплитудой 250 °С			
								После первого цикла		После пятого цикла		После десятого цикла		После пятнадцатого цикла	
NaCl	$CaCl_2$		Начало	Конец	Изгиб	Сжатие		Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие
–	–	20	5-30	7-00	2	3,2	Вода	8,4	17,4	9,4	24,3	10,9	26,9	13	36,4
							Пар	8,7	18,3	9,8	25,2	11,8	31,7	13,7	38,6
–	2	19,5	3-40	4-50	2,6	4	Вода	8,8	19	9,2	22,4	10,4	30,5	12,9	37,2
							Пар	8,9	19,2	9,5	23,2	10,9	31,6	13,4	37,6
2	–	21	3-00	3-50	2,8	4,5	Вода	8,6	17,6	9,4	22,1	11,1	30,3	13,1	37,8
							Пар	9	19,3	9,6	23,7	11,2	30,9	13,4	38,2

Реагент – сильный интенсификатор помола цемента; он повышает производительность мельниц на 30 % и более и увеличивает тонкость помола.

Гидрофобизованный цемент обладает несколько большей растекаемостью. Растекаемость раствора с В/Ц = 0,5 составляла 20 см для эталона и 25 см для гидрофобизованного в случае свежеприготовленных цементов. Для эталонного и гидрофобизованного цементов, хранившихся 1 мес на открытом воздухе, растекаемость с В/Ц = 0,5 составляла 15 и 23 см соответственно.

Гидрофобизованный цемент обладает весьма малым водоотделением – 0,5 % (эталон – 3,2 %) и высокой седиментационной устойчивостью. Газопроницаемость (в 10^{-3}мкм^2) цементного камня следующая:

Эталонного	9,4/3,7*
Гидрофобизованного	1,6/0,53

* В числителе – вдоль образца, в знаменателе – поперек образца.

Гидрофобизованный цемент обладает теми же сроками схватывания и загустевания, что и обычный.

Прочность цементного камня из гидрофобизованного цемента в ранние сроки твердения более чем в 1,5 раза выше эталонного; к 28 сут прочность одинакова.

Гидрофобизованный цемент лучше сохраняется в негерметичной таре (бумажных мешках). Прочность двухсуточного цементного камня (температура твердения 22±2 °С), изготовленного из цемента, хранившегося 1–6 мес, следующая:

Время хранения, мес	0	1	2	3	6
Предел прочности цементного камня:					
эталонного	2,8/8,35*	1,42/4,56	1,22/3,31	0,9/2,25	0/0,6
гидрофобизованного	4,52/13,9	3,58/12,6	3,27/12,4	2,96/11,76	1,95/8,4

* В числителе – предел прочности на изгиб, в знаменателе – на сжатие.

Белито-кремнезимстый тампонажный цемент для высокотемпературных скважин типа БКЦ (ТУ 21-1-3–67) предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин при повышенных и высоких температурах.

Растекаемость стандартного приготовленного цементного теста по конусу АзНИИ должна быть не менее 180 мм.

При этом сроки схватывания раствора при твердении в условиях повышенных и высоких температур должны быть следующими:

Условия испытания:		
температура, °С	90–130	130–200
давление, МПа	20–40	40–70
Сроки схватывания, ч-мин:		
начало (не ранее)	1-45	1-45
конец (не позднее)	10-00	10-00

Предел прочности при изгибе цементных образцов-балочек размером 20×20×100 мм после твердения их в течение 2 сут в автоклаве имеет следующие значения:

Температура, °С	90–130	130–150	150–300
Давление, МПа	20–40	40–70	50–70
Предел прочности, МПа	3	4	5

Цемент шлакопесчаный совместного помола (ОСТ 39-017–80) предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, в том числе для изоляции соленосных отложений. В зависимости от назначения эти цементы выпускают двух марок: ШПЦС-120 и ШПЦС-200.

Параметры шлакопесчаных цементов совместного помола приведены в табл. 16.20.

Сроки схватывания шлакопесчаных цементов определяют при тех же условиях, что и для утяжеленных.

Температура воды в автоклаве в момент помещения кольца с цементным тестом должна быть 75±5 °С.

Облегченные тампонажные цементы (ГОСТ 1581–85) предназначены для цементирования нефтяных, газовых и других скважин, вскрывших зоны с аномально низким пластовым давлением (АНПД) или низким градиентом давления гидроразрыва (0,0145–0,0170 МПа/м).

Сроки схватывания растворов из облегченного тампонажного портландцемента, а также пределы прочности при изгибе цементных образцов-балочек после твердения в течение 2 сут должны соответствовать следующим значениям:

Цемент	Для низких и нормальных температур	Для умеренных температур
Сроки схватывания, ч-мин:		
начало (не ранее)	2-00	1-45
конец (не позднее)	18-00	8-00
Температура твердения, °С	22±2	75±3
Предел прочности при изгибе (в МПа) при плотности теста, г/см^3:		
1,4±0,05	0,5	1
1,5±0,05	0,7	1,5
1,6±0,05	1	1,5

Таблица 16.20

Параметры шлакопесчаных цементов

Параметр	ШПЦС-120	ШПЦС-200
Тонкость помола, см^2/г	3000±300	2600±200
Растекаемость цементного теста, см (В/Ц)	18–20 (0,45)	18–20 (0,43)
Сроки схватывания, ч:		
начало (не ранее)	2	2
конец (не позднее)	10	8
Прочность камня через 24 ч твердения, МПа:		
на изгиб	2,5–7	3–10
на сжатие	10–30	12–35
Выход раствора из 1 т цемента, м^3	0,75–0,78	0,7–0,75

Примечание. Предел прочности при сжатии определяют при необходимости.

Облегченные тампонажные цементы типа ЦТО предназначены для цементирования скважин, вскрывших зоны с АНПД, при геостатической температуре от 15 до 250 °С.

Цемент типа ЦТО получают при смешении вяжущего с облегчающей добавкой – фильтроперлитом или тампонажным перлитом и, при необходимости, со стабилизирующей добавкой (бентонит, палыгорскит, ПВС).

В зависимости от температуры применения в качестве вяжущего в цементе типа ЦТО используют: при температурах в скважинах от 15 до 100 °С – тампонажный портландцемент для нормальных или умеренных температур; при 100–250 °С – тампонажный цемент типа ЦТПН.

Фильтроперлит и тампонажный перлит – высокоэффективные облегчающие добавки (водопотребность до 6–8 кг/кг), получаемые при обжиге перлита. Они отличаются от перлитового вспученного песка большой удельной поверхностью и минимумом (массовая доля не более 12 %) воздухосодержащих сферических частиц.

В зависимости от температуры применения цемент типа ЦТО подразделяют на три марки:

Марка цемента	ЦТО-10	ЦТО-150	ЦТО-250
Температура в скважине, °С	15–100 (нормальная и умеренная)	100–150 (повышенная)	150–250 (высокая)

Плотность растворов из тампонажных цементов типа ЦТО может быть от 1,35 до 1,65 г/см^3. Предел прочности камня из цемента типа ЦТО приведен в табл. 16.21.

Для регулирования технологических свойств раствора и камня из цемента типа ЦТО рекомендуется использовать выпускае-

Таблица 16.21

Физико-механические свойства тампонажного раствора и камня из облегченного цемента типа ЦТО

Марка тампонажного цемента	В/Ц*	Плотность тампонажного раствора, г/см³	Режим твердения		Предел прочности камня при изгибе (в МПа) при твердении в течение, сут	
			температура, °С	давление, МПа	1	2
ЦТО-4-100	1,15±0,05	1,40±0,05	75	20	1,1–1,3	2,2–3,0
ЦТО-5-100	0,90±0,05	1,50±0,05			1,2–1,4	3,0–4,2
ЦТО-6-100	0,70±0,05	1,60±0,05			1,4–1,6	3,5–4,5
ЦТО-4-150	1,15±0,05	1,40±0,05	120	40	2,2–2,6	3,0–4,0
ЦТО-5-150	0,90±0,05	1,50±0,05			2,9–3,8	4,1–4,6
ЦТО-4-250	1,20±0,05	1,40±0,05	200	60	3,2–3,7	3,4–3,7
ЦТО-5-250	0,95±0,05	1,50±0,05			3,8–4,4	4,0–4,3

*Растекаемость тампонажного раствора 22±2 см.

мые промышленностью химические реагенты. Применение цемента типа ЦТО позволяет качественно цементировать скважины, обеспечивает подъем тампонажного раствора на большую высоту в одну ступень, во многих случаях позволяет отказаться от использования муфты ступенчатого цементирования (МСЦ).

Облегченный тампонажный цемент повышенной коррозионной стойкости типа ЦТОК (ТУ 39-0147009-010–89) получают при смешении до однородного состояния вяжущего и облегчающей добавки – керогена марки Т.

Цемент типа ЦТОК предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, вскрывших зоны с АНПД, при температуре от 15 до 150 °С.

В зависимости от температуры применения в качестве вяжущего в цементе типа ЦТОК используют: тампонажный портландцемент для нормальных или умеренных температур при температуре в скважинах от 15 до 100 °С; шлакопесчаный тампонажный цемент ШПЦС-120 или цемент типа ЦТПН при температуре от 100 до 150 °С.

Кероген марки Т представляет собой гидрофобный тонкомолотый органоминеральный порошок плотностью около 1250 кг/м³. Сырьем для получения керогена служит горючий сланец.

В зависимости от плотности тампонажного раствора цементы типа ЦТОК подразделяются на три марки:

Марка цемента	ЦТОК-4	ЦТОК-5	ЦТОК-6
Плотность раствора, г/см³	1,4±0,05	1,5±0,05	1,6±0,05
В/Ц	0,7±0,03	0,65±0,02	0,6±0,02
Предел прочности камня при 75 °С через 48 ч твердения, МПа	2	2,8	< 4,5

Применение тампонажного цемента типа ЦТОК позволяет качественно цементировать скважины со сложными геолого-техническими условиями, увеличить межремонтный период эксплуатации скважин. Вследствие гидрофобности керогена цемент типа ЦТОК отличается повышенной сохраняемостью. Коррозионная стойкость камня обеспечивается химической стойкостью керогена и сравнительно низким водосодержанием (В/Ц) раствора.

Облегченный тампонажный материал типа МТО в качестве облегчающей добавки содержит вспученный перлитовый песок марки М75-100 (ГОСТ 10832–83), а в качестве вяжущего – тампонажный анилитовый портландцемент типа ПЦАТ.

Полученный материал имеет следующие технологические параметры: плотность раствора 1,5±0,05 г/см³, сроки схватывания при температуре 22±2 °С 4 и 8 ч (начало и конец соответственно), предел прочности при изгибе через 24 ч твердения не менее 0,9 МПа.

Приготовление материала типа МТО в заводских условиях обеспечивает однородность материала и стабильность его свойств. При этом исключается приготовление облегченных тампонажных смесей в условиях тампонажных предприятий.

Облегченный цемент для горячих скважин типа ОЦГ предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями.

Цемент типа ОЦГ может быть использован при температурах от 50 до 100 °С (с реагентами-регуляторами сроков схватывания – в интервале температур 30–120 °С).

Основные параметры цемента типа ОЦГ следующие:

Плотность тампонажного раствора, г/см³	14,5–1,50
В/Ц	0,95–1,05
Прочность (в МПа) камня через 48 ч твердения при 75 °С:	
на изгиб	1,5–4,5
на сжатие	4–18
Выход раствора из 1 т цемента, м³	1,3–1,35

Утяжеленные тампонажные цементы (ТУ 08-535–80, ОСТ 39-014–80) предназначены для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), в том числе для изоляции пластов соленосных отложений.

В зависимости от плотности приготовляемого раствора и температурных условий применения утяжеленные тампонажные цементы подразделяются на несколько марок.

Параметры утяжеленных тампонажных цементов должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 16.22. Режим ис-

пытаний цементов типов УЦГ и УШЦ определен в соответствии с ГОСТ 26798.8–95:

Марка цемента	УЦГ-1 УЦГ-2	УШЦ1-120, УШЦ2-120	УШЦ1-200, УШЦ2-200
Время выхода на режим, мин	–	25±3	60±5
Температура, °С	75±3	120±5	200±5
Давление, МПа	Атмосферное	40±6	60±9

Утяжеленный бесклинкерный коррозионно-стойкий тампонажный цемент типа ЦТУК-120 предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, вскрывших зоны АВПД, при наличии в интервале цементирования полиминерализованных пластовых вод, углекислой и сероводородной агрессий. Температурный диапазон применения от 80 до 150 °С.

Цемент типа ЦТУК-120 получают при смешении совместно измельченных доменного гранулированного шлака, кварцевого песка и парафина (гидрофобизирующая добавка) с баритом (утяжеляющая добавка). Цемент типа ЦТУК-120 выпускают двух марок: ЦТУК-1-120 плотностью тампонажного раствора 2050–2150 кг/м^3 и ЦТУК-2-120 плотностью 2160–2300 кг/м^3.

Таблица 16.22

Параметры утяжеленных тампонажных цементов

Параметр	УЦГ-1	УЦГ-2	УШЦ1-120	УШЦ2-120	УШЦ1-200	УШЦ2-200
Тонкость помола, см^2/г	2500±200	2200±200	2500±200	2200±200	2500±200	2200±200
Растекаемость цементного раствора, см (В/Ц)	20–21 (0,35)	20–21 (0,32)	19–22 (0,35)	19–20 (0,32)	20–23 (0,35)	20–21 (0,32)
Плотность цементного раствора, г/см^3	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3
Сроки схватывания, ч:						
начало (не ранее)	1–45	1–45	2	2	2	2
конец (не позднее)	5	5	10	10	8	8
Прочность камня через 24 ч ОЗЦ, МПа:						
на изгиб	2–4,5	2–4	2,5–7	2,5–7	2,5–8	2,5–8
на сжатие	5–20	5–18	9–25	9–25	12–30	12–30
Выход раствора из 1 т цемента, м^3	0,62–0,64	0,58–0,6	0,63–0,65	0,6–0,65	0,63–0,65	0,58–0,6

Тампонажный цемент типа ЦТУК-120 отличается увеличенным сроком сохраняемости и неслеживаемостью при хранении, а тампонажный камень из него – повышенной коррозионной стойкостью в агрессивных гидротермальных водах. Эти свойства обеспечиваются наличием в составе цемента типа ЦТУК-120 химически стойких компонентов и гидрофобизирующей добавки.

Тампонажный раствор из цемента типа ЦТУК-120 готовят на серийном цементировочном оборудовании. В качестве реагентов-замедлителей можно использовать КССБ-2, декстрин, лигносульфонаты, бихроматы, а в качестве жидкости затворения – питьевую, техническую, морскую или пластовую воду. Предел прочности тампонажного камня из цемента типа ЦТУК-120 через 24 ч твердения при температуре 120 °С и давлении 60 МПа составляет 2,5–3,5 МПа.

Применение тампонажного цемента типа ЦТУК-120 позволяет повысить качество цементирования скважин, пробуренных в сложных геолого-технических условиях, и увеличить межремонтный период при эксплуатации скважин.

16.6.5. ПРАКТИКА ПОДБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕМЕНТНО-ПЕСЧАНЫХ, ОБЛЕГЧЕННЫХ И УТЯЖЕЛЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Наиболее важное значение для цементирования скважин имеют облегченный и утяжеленный тампонажный растворы. Для повышения долговечности применяемых портландских и шлаковых тампонажных цементов всех видов необходимо вводить в них кварцевый песок в молотом или естественном состоянии (или материалы, богатые SiO_2 и не имеющие вредных примесей).

Цементно-песчаные растворы. При высоких температурах и давлениях растворы из смеси тампонажного портландцемента и кварцевого песка затвердевают в долговечный прочный непроницаемый камень, более устойчивый, чем цементный камень из чистого портландцемента.

Процессы твердения цементно-песчаных смесей при высоких температурах и давлениях отличаются от чистых растворов и имеют свои особенности. Если при нормальных условиях добавка песка при принятых сроках твердения – практически инертный компонент, то при повышенных температурах кремнезем активно взаимодействует с составляющими цемента. Установлено, что кварцевый песок вступает в реакцию не только с гидроксидом кальция и гидросиликатами, но и с гидроалюминатами с образованием гидрогранатов.

Кремнезем (диоскид кремния SiO_2) – самый распространенный в природе минерал. Он содержится как компонент в боль-

шой группе силикатов. Кремнезем присутствует и в цементах – в связанном виде. Он является основной составляющей частью пуццолана и природных кварцевых песков.

Песок измельчают для увеличения реакционной способности песка с гидроксидом кальция (в первую очередь) и для повышения его активности при взаимодействии с некоторыми минералами клинкера.

Пригодность песка для добавки к тампонажным цементам следует рассматривать в зависимости от изменения свойств цементно-песчаного раствора и камня. На свойства цементно-песчаной смеси при одинаковых условиях гидратации наибольшее влияние оказывают ее минералогический состав, размер и форма зерен, предварительная обработка песка и т.д.

Чаще всего встречаются кварцевые пески с примесью зерен полевого шпата, листочков слюды и других минералов, реже – полевошпатовые, известняковые и др. Для введения в тампонажные шлаковые и известковый портландцементы пригодны кварцевые пески. Полевошпатовые пески нежелательно применять в связи с их пониженной стойкостью при воздействии на них вод, содержащих углекислоту. Для повышения свойств портландцементного камня и регулирования сроков схватывания шлакопесчаных цементов наиболее приемлемы кварцевые пески. В качестве наполнителей могут быть использованы и другие материалы. Обычный кварцевый песок содержит большое количество кремнезема, вполне достаточного для связывания гидроксида кальция при гидратации цемента.

В общем случае добавление кварцевого песка к тампонажному портландцементу крайне желательно, а при высоких температурах – совершенно необходимо. В этом случае введение в портландцементы песка даже пониженного качества при высоких температурах резко улучшает физико-механические свойства камня, повышает сопротивляемость его агрессивным водам и т.д. Как правило, целесообразно применять местный песок, прибегая к привозному только в крайних случаях.

После добычи песка его необходимо просушить. При разработке карьера загрязненный песок целесообразно промывать, удаляя пылевые частицы, с последующей его просушкой. Хранить песок рекомендуется в закрытых складах.

Как добавка к тампонажным цементам с точки зрения гранулометрического состава пригоден любой кварцевый песок, но менее желателен мелкий с большим количеством пылевых фракций, требующих введения повышенного количества воды. Однако нижнюю границу размера зерен устанавливать нецелесообразно, так как при использовании даже молотого песка с удельной по-

верхностью, примерно равной удельной поверхности цемента, были получены хорошие результаты. При наличии нескольких кварцевых песков целесообразно выбирать те, у которых фракция, прошедшая через сито со стороной ячейки 0,15 мм, составляла не более 30 %. Размалывать песок нецелесообразно, однако если необходимо получить и применить цементно-песчаные смеси низкой плотности при высоких температурах и давлениях, то помол песка обязателен.

Нежелательна добавка песка и с большим содержанием крупных фракций, так как последние могут осаждаться в приемном чане, под клапаном насоса и т.д. Для кварцевого песка плотностью 2,6 г/см^3 по практическим соображениям желательно, чтобы песок был крупнее 0,6–0,7 мм, при плотности 3 г/см^3 и более (кварцево-железистые пески) целесообразно, чтобы максимальный размер зерен составлял 0,3–0,4 мм. В противном случае при приготовлении цементно-песчаного раствора песок выпадает в осадок, что приводит к необходимости взбалтывания раствора в чане.

При температурах около 20–40 °С в тампонажные цементы, имеющие повышенную растекаемость цементного раствора (25 см и более), допускается введение определенного количества песка – в некоторых случаях до 30 %. При этом масса имеет удовлетворительную подвижность. В этих случаях сроки схватывания смеси будут сокращаться, а прочность и плотность камня возрастут вследствие снижения количества воды, удерживаемой поверхностью песка. Со временем прочность и плотность камня повысятся.

Повышение температуры до 75 °С позволяет увеличить массовую долю кварцевого песка до 50 % без понижения двухсуточной прочности цемента. Песок в этих условиях с увеличением срока твердения начинает играть положительную роль как связующее (повышение проницаемости) некоторого количества гидроксида кальция, понижающего плотность цементного камня. Увеличение температуры до 110 °С более резко изменяет физико-механические свойства цементно-песчаного раствора.

В табл. 16.23 приведены сравнительные данные цементного и цементно-песчаного камня, твердевшего при различных температурах и давлениях.

С добавлением к цементу немолотого кварцевого песка механические показатели цементно-песчаного камня резко возрастают. Это относится и к образцам, твердевшим при температуре 110–200 °С и давлении 30–50 МПа. Введение кварцевого песка в портландцементы, твердеющие при высоких температурах и дав-

Таблица 16.23

Изменение механической прочности цементных образцов с увеличением дозировки песка при различных температурах *T* и давлениях *p*

Состав цементно-песчаной смеси	Предел прочности (в МПа) через 24 ч			Предел прочности (в МПа) через 48 ч		
	T = 110 °С, *p* = = 30 МПа	*T* = 140 °С, *p* = = 40 МПа	*T* = 200 °С, *p* = = 50 МПа	*T* = 110 °С, *p* = = 30 МПа	*T* = 140 °С, *p* = = 40 МПа	*T* = 200 °С, *p* = = 50 МПа
1:0	–	1,96/5*	–	4,38/16,7	1,97/5	1,91/4,7
2:1	4,2/12,9	8,85/27,9	10,13/36,8	4,55/18,7	8,85/29,2	11,11/36,7
1:1	–	–	–	4,48/13,5	9/30,6	–
1:2	2,26/6,6	8/28	6,6/22	4,28/11,7	8,6/28,2	6,43/24,4
1:3	–	–	–	2,50/7,3	6,56/20,7	4,82/17
1:5	–	4,96/14,2	–	–	5,69/13,3	4,04/12,7

*В числителе – предел прочности на изгиб, в знаменателе – на сжатие.

лениях, резко повышает плотность цементно-песчаного камня (табл. 16.24).

Применение цементно-песчаных смесей при цементировании глубоких высокотемпературных скважин обусловливает необходимость обработки их замедлителями сроков схватывания. Рецептура добавок подбирается аналогично выбору рецептуры на базе тампонажных портландцементов без песка.

Облегченные тампонажные цементы и растворы. Облегченные тампонажные растворы получили широкое распространение. Добавками для снижения плотности цементных растворов являются бентонит, фильтроперлит, пуццолановые материалы, диатомитовая земля, гильсонит, кероген и др. При использовании большей части облегчающих добавок снижение плотности цементного раствора заключается в удержании добавками избыточного количества воды, т.е. в повышении водо-цементного отношения или введении с наполнителем воздуха (вспученный

Таблица 16.24

Изменение проницаемости цементного и цементно-песчаного камня двухсуточного возраста в зависимости от дозировки песка и условий твердения (цемент карадагский)

Условия твердения		Проницаемость (в 10^{-3} мкм^2) образцов состава Ц:П					
T, °С	*p*, МПа	1:0	2:1	1:1	1:2	1:3	1:5
110	30	0,27	0,58	1,35	–	–	26
140	40	29,6	0	0	0	0	0
200	50	30,4	0	0	0	0	0

Примечание. Ц – цемент, П – песок.

перлитовый песок, вермикулит). Во всех случаях введение облегчающих добавок способствует снижению механической прочности камня.

В качестве облегчающей добавки наибольшее распространение получил бентонит. Он дает возможность значительно повысить водо-цементное отношение и тем самым снизить плотность тампонажного теста.

Вспученный перлитовый песок и вермикулит также способствуют удержанию воды. Как правило, их вводят в цемент вместе с небольшим количеством бентонита (до 3–5 %) во избежание флотации частиц и для получения более однородного раствора. Однако растворы с добавкой перлита или вермикулита обладают недостатком: под влиянием давления воздух в частицах сжимается, некоторые из них разрушаются и, как следствие этого, плотность растворов повышается, а растекаемость уменьшается, что может привести к осложнениям при цементировании. Более высокой стабильностью отличаются растворы, содержащие фильтроперлит, позволяющий существенно понизить плотность тампонажных растворов (до 1,3 г/см^3).

Добавление пуццолановых материалов незначительно понижает плотность цементного раствора – всего до 1,55–1,6 г/см^3.

Применение облегчающих добавок, в частности бентонита, снижало механическую прочность цементного камня, что во всех случаях, несмотря на остальные положительные свойства, служит препятствием для использования облегченных тампонажных растворов.

Наиболее просты в приготовлении и для применения цементно-бентонитовые растворы. В этом случае облегченные растворы могут быть изготовлены одним из следующих трех способов.

1. Вяжущий материал затворяют буровым глинистым (бентонитовым) раствором или специально приготовленным бентонитовым раствором. Принципиально возможно применение обоих вариантов, но затворять на специально приготовленном бентонитовом растворе проще. Приготовление такого раствора связано с определенными трудностями. Поэтому часто целесообразно использовать имеющийся на буровой глинистый раствор, однако следует проверить его при пробном затворении.

При первом способе можно получить растворы более низкой плотности, но, несмотря на перечисленные преимущества, применять их рекомендуется только в случаях несложных цементирований по следующим причинам: а) в условиях буровой невозможно строго выдерживать подобранную в лаборатории рецептуру; б) как реологические, так и физико-механические свойства раствора, находясь в прямой зависимости от степени и качества

обработки глинистого раствора, будут резко изменяться, что может привести к неожиданным результатам.

2. Второй способ основан на затворении водой тщательно смешанных цемента и глины и успешно применяется во многих нефтегазовых районах.

3. При третьем способе заготовленный бентонитовый раствор вместе с цементным направляют в нагнетательные линии, перемешивая в блоке манифольдов БМ-700, и подают в скважину. Способ прост, но требует тщательной подготовки.

При высоких температурах и давлениях в связи с ухудшением физико-механических свойств камня из тампонажного портландцемента для приготовления облегченных цементных растворов целесообразно применять шлаки. На их основе могут быть изготовлены облегченные тампонажные растворы как с тонкоизмельченными кремнеземистыми, так и с глинистыми минералами.

Наибольшее распространение получили шлаковые облегченные растворы с бентонитовой глиной, а также с бентонитовой глиной и опокой.

На рис. 16.20 показано изменение плотности шлакобентонитового раствора с увеличением дозировки бентонита и воды. Различные шлаки по-разному реагируют на введение бентонитовой глины, но во всех случаях сроки схватывания последовательно замедляются. Некоторые шлаки при введении 30–50 % бентонитовой глины настолько удлиняют время начала схватывания, что смеси практически малопригодны для цементирования скважин.

Аэрированные цементные растворы. При строительстве скважин на истощенных месторождениях и месторождениях с низкими пластовыми давлениями и высокой проницаемостью пород применяют аэрированные буровые и цементные растворы.

Могут быть использованы аэрированные цементно-бентонитовые растворы и растворы, обработанные поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Цементные и цементно-бентонитовые растворы легко аэрируются при механическом перемешивании раствора, при этом сохраняется равномерное распределение воздуха в растворе. Однако разгазируются растворы относительно быстро (особенно цементный).

Введение в воду затворения цементного или цементно-бентонитового раствора 0,25–0,4 % сульфонола позволяет доводить степень аэрации до 20–22. Растворы становятся более стабильными. Для этих же целей применяют мылонафт.

Высокой устойчивости аэрированного тампонажного раствора можно добиться путем подбора состава твердых компонентов и

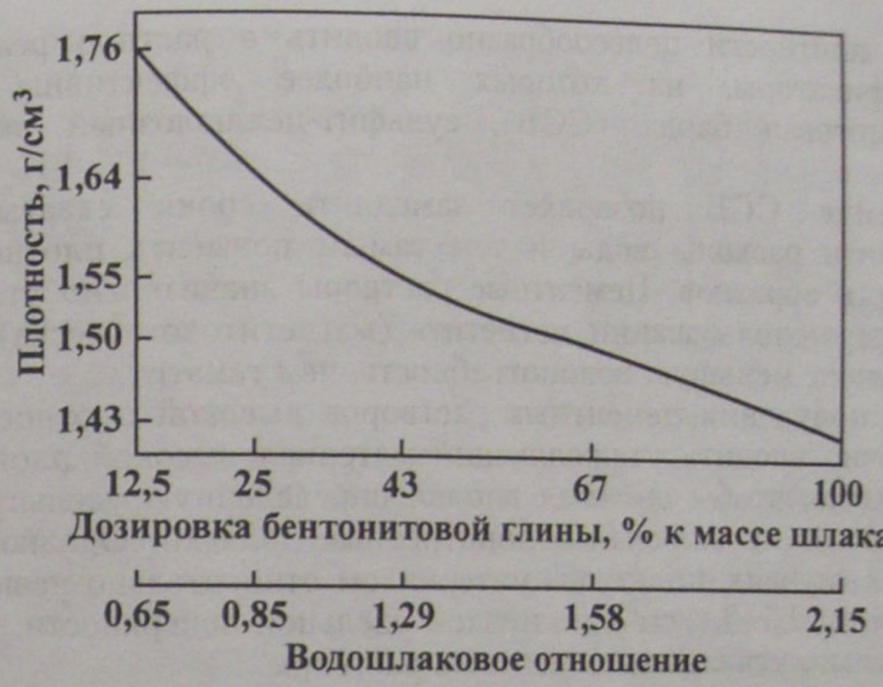


Рис. 16.20. График изменения плотности шлакобентонитового раствора с увеличением дозировки бентонита и воды

тщательного смешения жидкой, твердой и газовой (воздушной) фаз. Опыты показали, что на устойчивость пены доминирующее влияние оказывают удельная поверхность материалов, их морфология, габитус и поверхностные свойства минералов. Чем разнообразнее степень измельчения твердой фазы и форма зерен, составляющих тампонажную смесь, и чем выше их адсорбция на воздушных пузырьках, тем устойчивее пена.

Четырехкомпонентная тампонажная суспензия состоит (в % от массы трех компонентов) из: портландцемента 70, кварцевого песка 27, бентонита 3 и высокодисперсного оксида кремния – бутоксиэросил. Он в смеси с цементом, песком, глинопорошком после гидравлической активации равномерно распределяется в суспензии и, адсорбируясь на мельчайших пузырьках воздуха, создает устойчивый и прочный каркас. Опыт аэрирования тампонажных растворов указанного состава показал их высокие технологические и эксплуатационные качества.

Утяжеленные тампонажные растворы. В нефтяных и газовых скважинах применяют утяжеленные тампонажные цементы. Цементные растворы утяжеляют при цементировании скважин, бурящихся с использование буровых растворов плотностью примерно 1,9 г/см^3 и выше. Смешивая утяжелитель с цементом, можно регулировать плотность в широких пределах в зависимости от количества утяжелителя, его гранулометрии и влагоемкости. Для снижения количества воды с целью повы-

шения плотности целесообразно вводить в раствор реагенты-пластификаторы, из которых наиболее эффективны сульфит-спиртовая барда (ССБ), сульфит-целлюлозный экстракт и др.

Веление ССБ позволяет замедлить сроки схватывания, уменьшить расходы воды и тем самым повысить плотность и прочность образцов. Цементные растворы значительно утяжеляются при использовании магнетита (магнетитового песка). Магнетит имеет меньшую водопотребность, чем гематит.

Для получения цементных растворов высокой плотности недостаточно вводить утяжеляющий материал высокой плотности: необходимо, чтобы он имел вполне определенную удельную поверхность и не включал водопотребные добавки. Однако в отдельных случаях, пользуясь материалом относительно невысокой плотности (2,5–3 г/см^3), но низкой удельной поверхности, можно значительно утяжелить цементные растворы.

Высококачественным утяжелителем для повышения плотности цементных растворов могут считаться зерна оксида железа или других тяжелых материалов, гранулометрический состав которых ограничивается размером сит 0,6–0,15 мм или если указанная фракция еще более низка (0,6–0,4 мм). Верхнюю границу зерен утяжелителя следует подбирать с учетом отсутствия седиментации и сохранности оборудования при транспортировании цементного раствора в затрубное пространство скважины.

Вводя магнетитовый песок в портландцементы, можно получать сравнительно тяжелые цементные растворы. Так, добавка 50–100 % магнетитового песка в портландцементе повышает плотность растворов до 2,14–2,33 г/см^3. Наибольшие дозировки (до 0,4–0,5 %) сульфит-спиртовой барды способствуют разжижению растворов, что позволяет снизить количество воды и тем самым дополнительно увеличить плотность. При соотношении 1:1 (портландцемент:магнетитовый песок) и 0,4–0,6 % ССБ был получен раствор плотностью 2,45 г/см^3.

Для утяжеления тампонажных растворов часто применяют барий. Однако его высокая дисперсность не обеспечивает такой высокой плотности, как при введении магнетита.

Шлаковый цемент по сравнению с тампонажным портландцементом имеет пониженную плотность, однако на базе шлака получают тампонажные растворы плотностью 2,2–2,25 г/см^3. Введение гематита и магнетита способствует некоторому замедлению сроков схватывания шлаковых растворов. Наилучшие результаты по утяжелению растворов получены с магнетитом.

16.6.6. НЕФТЕЦЕМЕНТНЫЕ РАСТВОРЫ

Особое место среди тампонажных растворов занимают нефтецементные, состоящие из цемента и нефти или дизельного топлива. Основные преимущества таких растворов – несхватываемость при отсутствии воды и высокая прочность камня вследствие взаимодействия с незначительным количеством воды (20–25 %). В процессе проникновения в водопроводящие каналы раствор быстро густеет и, выделяя нефть (или другая основа – дизельное топливо, керосин и т.д.), вступает во взаимодействие с водой, создавая прочный камень.

При смешении нефтецементного раствора с водой масса очень быстро теряет подвижность, превращается в комки и камень с выделением почти всего количества нефтепродукта. Для увеличения подвижности раствора и лучшего отмыва нефтепродукта применяют высокодействующие ПАВ: кубовый остаток этилового эфира ортокремневой кислоты, крезол, димеру, асидол, нафтенат кальция. Менее дефицитен крезол $CH_3C_6H_4OH$, используемый нефтяной промышленностью в качестве селективного растворителя.

Нефтецементные растворы (без воды) не схватываются при температурах выше 200 °С и давлении 70 МПа. Однако замещение 20 % нефтепродукта водой приводит к тому, что растворы быстро густеют уже при температуре 120 °С и давлении 30 МПа и схватываются в течение 20–30 мин.

На основе нефтецементных растворов введением в них ускорителя могут быть приготовлены быстросхватывающиеся смеси для ликвидации поглощения в скважинах. Эти растворы при отсутствии воды не схватываются. Вода способствует быстрому их загустеванию, а ускоритель – схватыванию. Ускорителями сроков схватывания могут быть кальцинированная сода, гипс и другие материалы. В отдельных случаях в нефтецементные растворы можно вводить наполнители – песок, глину, улучшающие тампонажные и механические свойства раствора.

16.7. СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ИХ ОБРАБОТКИ

16.7.1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И КАМНЯ

Свойства цементного раствора зависят от многих факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав,

качество и количество наполнителей, водо-цементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Основные свойства цементного раствора применительно к цементированию скважин следующие: водосодержание, подвижность (растекаемость), плотность, показатель фильтрации, динамическое сопротивление сдвигу, структурная вязкость, седиментационная устойчивость, время загустевания, сроки схватывания и др. К свойствам цементного камня следует отнести механическую прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионную устойчивость в агрессивных средах и модуль упругости.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами.

Водосодержание характеризуется водо-цементным отношением, т.е. отношением массы воды к массе твердого тампонажного материала. Для стандартных тампонажных портландцементов с удельной поверхностью 2500–3500 $см^2/г$ водо-цементное отношение может колебаться в пределах 0,5–0,6.

Растекаемость. Важное свойство цементного раствора – подвижность, которую в начальный момент после затворения определяют с помощью усеченного конуса путем отсчета среднего диаметра расплывшегося раствора в двух направлениях (наибольшее и наименьшее).

Плотность – одна из важнейших характеристик цементного раствора. Это практически единственный показатель качества раствора, контролируемый в процессе его приготовления и транспортирования в скважину. Плотность цементного раствора зависит от плотности сухих тампонажных материалов и жидкости затворения, а также от водо-цементного отношения. Для стандартного цементного раствора при В/Ц = 0,5 (в соответствии с требованиями ГОСТ 1581–96) его плотность составляет 1,81–1,85 $г/см^3$.

Плотность цементного раствора в промысловых условиях чаще всего определяют с помощью ареометров АГ-1 и АГ-2 в каждой точке затворения независимо от наличия станции контроля цементирования (СКЦ), которая обеспечивает автоматическую регистрацию и запись средней плотности закачиваемого в скважину раствора.

Показатель фильтрации. Под воздействием перепада давления в цементном растворе происходит процесс водоотделения, который называется фильтрацией. Скорость фильтрации в значительной мере зависит от принятого В/Ц: она обратно пропор-

циональна квадрату удельной поверхности цемента (тонкости помола), количеству наполнителя и вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Вследствие высокой фильтрации цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются.

Фильтрация цементного раствора может быть определена с помощью прибор УВЦ или прибора ВМ-6, который применяется для измерения фильтрации бурового раствора при давлении 0,1 МПа (в этом случае говорят о предельной фильтрации за определенное время).

Седиментационная устойчивость. Под седиментационной устойчивостью подразумевают способность частиц тампонажного раствора оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести.

При цементировании обсадных колонн в газовых скважинах и скважинах с наличием зон АВПД появляется необходимость нормирования седиментационной устойчивости тампонажных растворов, для повышения которой может быть рекомендован к использованию весь комплекс мероприятий по снижению показателя фильтрации цементных растворов.

Загустевание. Спустя некоторое время после затворения и механического перемешивания начинает проявляться способность цементных растворов к структурообразованию, которая выражается последовательно в загустевании и схватывании растворов. Загустевание тампонажных растворов оценивают консистометром.

Существенное влияние на загустевание цементных растворов оказывают природа цемента, тонкость его помола, В/Ц, температура, давление и др.

Увеличение времени загустевания тампонажных растворов может быть достигнуто использованием замедлителей процессов структурообразования, качество и количество которых подбирают с учетом конкретных условий скважин (к числу замедлителей относятся ССБ, КМЦ, гипан, НТФ, ОЭДФ, ВКК и др.).

Сроки схватывания. Возможность применения тампонажных растворов в отечественной практике в большинстве случаев определяется сроками схватывания, которые зависят от химико-минерального состава цемента, его удельной поверхности, В/Ц, химических реагентов, вводимых в раствор, температуры, давления и др.

При прочих равных условиях с повышением удельной поверхности цемента и уменьшением В/Ц сроки схватывания це-

ментного раствора уменьшаются. На их уменьшение температура оказывает более существенное влияние, чем давление, а их совместное воздействие еще эффективнее.

Механическая прочность цементного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, растяжению или изгибу. С этой целью изготовленные определенной формы образцы цементного камня испытывают на прочность, причем определяют напряжение, соответствующе разрушению образца.

Механическая прочность цементного камня зависит от факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав цемента, В/Ц, удельная поверхность цемента, наличие наполнителей и химических добавок, условия твердения и др. Существенное влияние на прочность цементного камня оказывает также температура и давление.

Проницаемость цементного камня. Под проницаемостью цементного камня понимают его способность пропускать через себя жидкости или газы при определенном перепаде давления. Для обеспечения надежного разделения пластов цементный камень в затрубном пространстве должен иметь минимально возможную проницаемость для пластовых флюидов.

Проницаемость цементного камня изменяется в процессе его твердения и существенно зависит от природы цемента и наполнителей, В/Ц, условий и времени твердения и т.д.

16.7.2. ВЛИЯНИЕ РЕАГЕНТОВ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И КАМНЯ

При количественном изменении одного показателя тампонажного раствора изменяется другой (или другие) параметр, и в некоторых случаях в нежелательном направлении. Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров.

Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других условиях влияние тех же реагентов может быть противоположным. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать противоположные воздействия.

Применение тампонажных цементов в разных условиях связано с использованием различных реагентов (табл. 16.25).

Температурные области применения пеногасителей приведены в табл. 16.26.

Таблица 16.25

Температурные области применения различных реагентов

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
Реагенты-ускорители сроков схватывания и твердения		
0–10	Портландцемент	CaCl, NaCl, NaCl + $CaCl_2$, KCl, K_2CO_3, ННК, ННС, ННХК, НКМ, ННХК+М, НК, НН
0–20	Портландцемент	$CaCl_2$, NaCl, $CaCL_2$ + NaCl, NaOH, Na_2CO_3, Na_2SO_4, НК, НН, ННК, ННС, НКХ, мочевина
20–75	Портландцемент	$CaCl_2$, NaCl, NaOH, Na_2CO_3, Na_2SO_4, силикат натрия, НН, НК, меласса, ТЭА, фульфаниловая кислота
	Шлаковый	$CaCl_2$, NaCl, Na_2CO_3, Na_2SO_4, NaOH, силикат натрия, K_2CO_3, НК, НН, ННС, ННК
75–100	Портландцемент и песок	Ускорители вместе с замедлителями-пластификаторами и замедлителями-понизителями фильтрации
> 100	Портландцемент и шлаковый цемент	Замедлители схватывания
	Шлаковый	Na_2CO_3, NaOH вместе с замедлителями-понизителями фильтрации при малоактивных вяжущих без замедлителей
Реагенты-замедлители сроков схватывания и твердения		
20–75	Портландцемент	КМЦ, СДБ, ПФЛХ, ПЛА, КССБ, НЧК, сунил, СВК, эпоксидные смолы, фурфурол, гесаметафосфат, пирофосфат, КБД, ПАД-3
75–100	Портландцемент	НТФ, ОЭДФ, СДБ, оксил, ФХЛС, МА, СВК, Л-7, ПАА, КССБ, ПФЛХ, фурфурол, сунил, КМЦ, мочевина, декстрин, гипан, СВК+СДБ
	Шлаковый	Ускорители схватывания
100–130	Шлаковый и портландцемент	НТФ, ОЭДФ, гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, оксил, хромпик, СДБ, КССБ, декстрин, СДБ+МА, СВК, МА, СВК+СДБ, СДБ+ + хромпик, БК, ПФЛХ
130–160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, бура, декстрин, КМЦ + + хромпик, МА, гипан, СВК или ВКК, СДБ + МА, гипан + хромпик, ДБФ, БК, ТОГК, МК, хромпик, ПФЛХ, КССБ
> 160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, БК + СВК, ТОГК, СВК, гипан + хромпик, оксил, хромпик, оксил + хромпик, СВК + хромпик, КССБ

Продолжение табл. 16.25

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
	Реагенты-пластификаторы	
< 75	Портландцемент	КССБ, СДБ, С-3, гексаметафосфат, пирофосфат, НЧК, ПФЛХ, ПАШ, ФХЛС, ВЛХК, СПД, ГИФ-1, сунил, Д-1, Д-4, ЦНИПС-1, ГКЖ-10 и КГЖ-11, мылонафт, ВРП-1, АСМР
75–100	Портландцемент и шлаковый цемент	НТФ, ОЭДФ, СДБ, КССБ, сунил, ФХЛС, ПФЛХ, мочевина, оксил
100–130	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, хромпик, СДБ, КССБ, ФХЛС, СДБ + хромпик, сунил, оксил, ПФЛХ
130–160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, СДБ + хромпик, КССБ + + хромпик, ПФЛХ
> 160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, хромпик, оксил + хромпик
	Реагенты-понизители фильтрации	
< 75	Портландцемент	ПВС, МЦ, КМЦ, ПАА, декстрин, МК, бентонитовая глина
75–100	Шлаковый и портландцемент	Оксил, декстрин, МК, гипан, КМЦ, МЦ, К-4, бентонитовая глина
100–130	Шлаковый и портландцемент	Гипан + хромпик, гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, оксил, декстрин, оксил + хромпик, бентонитовая глина, метас
130–160	Шлаковый	Гипан + хромпик, КМЦ + хромпик, оксил + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик
> 160	Шлаковый	Гипан + хромпик, оксил + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик

Таблица 16.26

Температурные и физико-химические условия применения пеногасителей

Температура в скважине, °С	Растворы без добавок солей-электролитов	Растворы с добавлением солей-электролитов
< 50	РС, ПЭС, соапсток, карболениум, кальцинированный мылонафт, Т-66, НЧК, СМ, ПМС-1000А, ПМС-200А, СЗ-6, П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат, ВМСС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	РС (кроме нефтеэмульсионных растворов), ПЭС, соапсток, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хлорида кальция), Т-66, НЧК, ПМС-1000А и ПМС-200А (кроме высоких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, полиамид, стеарат алюминия

Продолжение табл. 16.26

Температура в скважине, °С	Растворы без добавок солей-электролитов	Растворы с добавлением солей-электролитов
5–100	РС, ПЭС, соапсток, карболениум, кальцинированный мылонафт, Т-66, НЧК, НМС-1000А, ПМС-200А, П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	РЭС, ПЭМ, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хлорида кальция), Т-66, НЧК, ПМС-1000А и ПМС-200А (кроме высоких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, стеарат алюминия, полиамид
100	Карболениум (до 150 °С), Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюминия, полиамид

16.8. БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из затрубного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

Под буферной понимают жидкость, которая прокачивается между буровым и тампонажным растворами, предотвращает их смешение и удаляет из затрубного пространства остатки бурового раствора.

Вследствие отсутствия универсальных буферных жидкостей, пригодных для широкого использования при всех условиях бурения, применяют следующие их виды: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот, воду.

16.8.1. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и времени загустевания раствора.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не следует использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

16.8.2. ВИДЫ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной основе или на основе других органических соединений.

По воздействию на стенки скважины буферные жидкости подразделяют на абразивные и неабразивные, при этом в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), по плотности и устойчивости к температурному воздействию.

Ниже приведены краткие сведения о некоторых видах буферных жидкостей.

Вода. В качестве буферной жидкости при цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных в устойчивых породах, широко используют воду. Она обладает хорошими вымывающими свойствами по отношению к цементным и буровым растворам.

Перед закачкой в скважину в ряде случаев в воде растворяют ПАВ (сульфонол, дисольван, НЧК и т.д.), которые улучшают смывание остатков буровых растворов со стенок скважины.

При использовании утяжеленных буровых растворов в качестве буферной жидкости воду применять нецелесообразно во избежание выпадения утяжелителя из буровых растворов в осадок в зоне их контакта с водой.

Высоту столба закачиваемой буферной воды выбирают максимально возможной для конкретных геолого-технических условий.

Утяжеленные буферные жидкости на основе водных растворов некоторых солей или на полимерной основе применяют в условиях, когда в геологическом разрезе скважин встречаются соляные купола и хемогенные отложения, осложненные интервалы в виде осыпей и обвалов пород, зоны с аномально высокими пластовыми давлениями и применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью возникновения осложнений.

Буферные жидкости на основе водных растворов NaCl, $CaCl_2$ и других солей характеризуются относительно высокими плотностями (по сравнению с водой), которые изменяются в широком диапазоне, г/см^3, не более:

NaCl	1,2
$CaCl_2$	1,4
$ZnCl_2$	1,57
$FeCl_3$	1,55
$Fe_2(SO_4)_3$	1,61

Для предотвращения отрицательного воздействия растворов солей на свойства контактирующих с ними буровых и тампонажных растворов перед ними и после них закачивают небольшие порции пресной воды объемом, составляющим примерно десятую долю объема буферной жидкости.

Для разделения бурового и тампонажного растворов повышенной плотности при цементировании используют утяжеленные буферные жидкости на полимерной основе, которые рекомендуются для температурных условий в скважине до 200 °С. Если буровой раствор содержит кальциевые соли с концентрацией более 0,3 %, то применение такой буферной жидкости исключается.

Утяжеленная буферная жидкость состоит из гипана, барита и воды. Для получения буферной жидкости плотностью 1,7–2,4 г/см^3 компоненты используют в следующем соотношении (по массовой доле): 4–8 частей 10%-ного гипана, 1–4 части воды на 10–20 частей барита. Стабильность систем как при нормальных, так и при высоких температурах обеспечивается определенным соотношением гипана и воды. Например, для получения буферной жидкости плотностью 1,9–2,15 г/см^3 соотношение 10%-ного раствора гидролизованного полиакрилонитрила и воды должно быть 6:1, а количество барита будет зависеть от его плотности и влажности. Для предупреждения чрезмерного повышения вязкости буферной жидкости при увеличении ее плотности отношение полиакрилонитрила к воде изменяют в сторону уменьшения, а при уменьшении – наоборот.

Растворы кислот предназначены для удаления фильтрационной корки, остатков бурового раствора со стенок скважины и

рекомендуются к применению при цементировании скважин. Они представляют собой 8–15%-ный раствор соляной кислоты или водный раствор сульфаминовой кислоты 20%-ной концентрации.

Объем буферной жидкости для разрушения фильтрационной корки должен быть равен объему кольцевого пространства скважины в интервале продуктивного пласта.

При применении растворов кислот в качестве буферных жидкостей соблюдается следующий порядок работ:

1) закачивают вязкоупругий разделитель объемом, соответствующим 6–10 м высоты затрубного пространства;

2) закачивают и продавливают раствор кислоты в интервал продуктивного пласта;

3) в течение 15–30 мин раствор кислоты оставляют в покое для обеспечения реакции с карбонатами фильтрационной корки;

4) закачивают и продавливают цементный раствор по обычной технологии.

Эрозионная буферная жидкость. Применение водопесчаных эрозионных буферных жидкостей целесообразно при цементировании скважин, стволы которых имеют большие каверны и стенки сложены глинистыми породами.

При добавлении на 1 м^3 воды 400 кг кварцевого песка турбулизуется поток при низких скоростях закачки продавочной жидкости и он становится абразивным для глинистой корки.

Стабилизация буферной жидкости достигается добавкой в нее КМЦ и цемента. Дозировку их подбирают лабораторным анализом по скорости оседания частиц в исследуемой суспензии.

Эрозионные буферные жидкости готовят с помощью цементно-смесительных машин, воронки-смесителя или непосредственно в приемном чане. При первом способе приготовления водопесчаной смеси песок загружают механически, а при двух последующих – вручную. Твердую фазу дозируют подбором режимов работы цементно-смесительной машины и цементировочного агрегата или специальным дозирующим устройством.

Буферную жидкость с низким показателем фильтрации целесообразно использовать при цементировании обсадных колонн на месторождениях с низкими пластовыми давлениями при наличии в разрезе поглощающих пластов или пропластков, склонных к осыпям и обвалам при воздействии на них воды. Особенно нежелательно попадание воды из буферной жидкости в продуктивные горизонты, поскольку это снижает их коллекторские свойства.

При испытаниях буферной жидкости, показатель фильтрации которой соизмерим с показателем фильтрации бурового раствора,

подтверждена ее эффективность, получена более полная очистка затрубного пространства, улучшена адгезия цементного камня с обсадной колонной.

Буферная жидкость с низким показателем фильтрации состоит из технической воды, обработанной 1,5–2 % карбофена и 3–5 % кальцинированной соды, и имеет по прибору ВМ-6 показатель фильтрации 6–30 см^3/30 мин. Предварительно растворенная сода облегчает растворение карбофена. Для соленосных разрезов после растворения карбофена воду засолоняют до насыщения с доведением ее плотности до 1,1–1,2 г/см^3.

В качестве стабилизатора применяют высокомолекулярные соединения (КМЦ, гипан, метас, полиакриламид, крахмал и др.), используемые для регулирования показателя фильтрации буровых растворов. Кальцинированную соду вводят для регулирования сроков схватывания цементного раствора и предотвращения загущающего действия реагента-стабилизатора.

Вязкоупругий разделитель представляет собой трехкомпонентную гелеобразную смесь плотностью 1 г/см^3. Он состоит из следующих компонентов: водного раствора полиакриламида 0,5%-ной концентрации по сухому продукту водного раствора гексарезорциновой смолы 2%-ной концентрации по твердому продукту (сухой 100 %), технического формалина 37–40%-ной концентрации по формальдегиду.

Объем вязкоупругого разделителя определяют из расчета обеспечения столба в кольцевом пространстве высотой 20–25 м.

Вязкоупругий разделитель приготовляют в следующем порядке.

1. Из твердого полиакриламида готовят 0,5%-ный водный раствор, для чего в мешалку заливают 890–895 л воды (для лучшего растворения полиакриламида подогретой до 50–60 °С), в которую вводят 59–60 кг товарного полиакриламида и перемешивают до полного растворения. Раствор полиакриламида можно приготовлять также созданием циркуляции насосом цементировочного агрегата по схеме емкость – насос – емкость.

2. Готовят 2%-ный раствор гексарезорциновой смолы, для чего 1,9–2 кг сухой смолы растворяют в 85–90 л воды; после этого раствор перекачивают в специальную емкость для последующей добавки его в раствор полиакриламида.

3. В специальную емкость с краном заливают 18 л технического формалина 37–40%-ной концентрации.

4. После подготовки исходных компонентов раствор полиакриламида вводят в перемешивающийся насосом раствор гексарезорциновой смолы, а затем технический формалин. Полученный состав перемешивают в течение 1 ч.

5. Полученную смесь перекачивают в отдельную емкость и оставляют в ней в течение суток для обеспечения условий более глубокого протекания реакции между компонентами с целью получения необходимой кондиции вязкоупругого гель-разделителя.

Комбинированная буферная жидкость на основе раствора с тампонирующими свойствами (РТС) содержит 6–10%-ный водный раствор сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3$, а при отсутствии последнего – техническую воду и РСТ.

Рекомендуемые объемы раствора сернокислого алюминия – коркоудаляющего агента следующие:

Номинальный диаметр, мм:			
обсадной колонны	146	168	146
скважины	190	214	214
Объем раствора $Al_2(SO_4)_3$, $м^3$	10–12	10–12	15–16

Количество технической воды при отсутствии раствора $Al_2(SO_4)_3$ принимается не мене 5 $м^3$.

РТС характеризуется способностью к формированию на проницаемых стенках скважины тонких, затвердевающих и прочных корок с высокими адгезионными свойствами.

Составы и основные параметры раствора с тампонирующими свойствами могут быть следующими:

Номер состава	I	II
Количество компонентов, кг:		
цемент	400	400
глинопорошок	100	200
вода	1000	1000
КМЦ	10,0	7,5
кальцинированная сода	20	20
Параметры:		
плотность, $г/см^3$	1,28	1,30
вязкость по СПВ-5, с	22	27
показатель фильтрации по ВМ-6, $см^3$/30 мин	14	12

Объемы РТС имеют следующие значения:

Высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны, м	< 500	500–1000	> 1000
Объем (в $м^3$) РТС при длине колонн, м:			
< 1300	4	5	5
1300–2000	7	8	9–12

Водные растворы сернокислого алюминия и реагентов для РТС готовят с помощью цементировочных агрегатов в период подготовительных работ к цементированию колонны и закачивают последовательно.

Для приготовления РТС в условиях буровой используют два цементировочных агрегата. Мерные емкости первого агрегата заполняют растворами КМЦ и кальцинированной соды, второго – буровым раствором плотностью 1,2 $г/см^3$. В процессе приготовления РТС с помощью первого агрегата водными растворами КМЦ и кальцинированной соды затворяют тампонажный портландцемент и закачивают в скважину получаемую цементную суспензию плотностью 1,4–1,42 $г/см^2$, а с помощью второго агрегата – буровой раствор при соблюдении равенства расходов этого раствора и жидкости для затворения цемента.

Нефть и нефтепродукты в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать лишь в тех случаях, когда бурят с промывкой с нефтеэмульсионными буровыми растворами или ствол скважины цементируют с применением нефтеэмульсионных тампонажных растворов. Использование буферных жидкостей на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо) способствует улучшению условий турбулизации в области смешения их с буровым раствором.

Количество требуемых нефтепродуктов определяют из условия возможного их смешения с контактирующими жидкостями по предварительно выполненной рецептуре.

16.8.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

В случае применения маловязкой буферной жидкости (воды или близкой к ней по вязкости жидкости) ее объем $W_б$, необходимый для разделения бурового и тампонажного растворов, когда нижняя цементировочная пробка не используется, рекомендуется определять из соотношения

$$W_б = 18\sqrt{h/L}\,W_c,$$

где h – средневзвешенный по длине условный диаметр канала (труба, кольцевой зазор), по которому движется поток буферной жидкости, м

$$h = \left(\frac{d_т}{2}l_т + \frac{D_c - d_н}{4}l_к\right)/L;$$

L – суммарная длина колонны труб $l_т$, через которые прокачивают буферную жидкость, и интервала цементирования $l_к$, м; W_c – суммарный объем закачиваемых в скважину тампонажного $W_ц$ и продавочного бурового $W_р$ растворов, $м^3$; $d_т$ – средневзвешенный внутренний диаметр колонны труб, м; $d_н$ – наружный диаметр труб, м; D_c – фактический диаметр скважины в интервале цементирования, м.

Если при цементировании используют нижнюю цементировочную пробку, то в расчетах следует принять $W_c = W_ц$ и $L = l_к$ и тогда $h = (D_c - d_н)/4$.

В случае применения высоковязкой буферной жидкости, способной удерживать утяжелитель, W_6 при турбулентном течении жидкости рекомендуется определять из соотношения $W_6 = 0{,}15\ W_c$.

Дополнительный объем низковязкой буферной жидкости $W_{6.c}$, необходимый для удаления остатков водного раствора с поверхности омываемых ее стенок, приближенно может быть определен из следующих зависимостей:

при отсутствии нижней разделительной пробки

$$W_{6.c} = (0{,}2\ W_{c.к} - W_6)/0{,}65;$$

$$W_{c.к} = W_р + W'_ц,$$

где $W'_ц$ – объем тампонажной смеси в интервале длиной $L_в$ от башмака цементируемой колонны до кровли высоконапорных или продуктивных горизонтов плюс 150 м;

при использовании нижней пробки

$$W_{6.c} = (0{,}2\,W'_ц - W'_6)/0{,}65,$$

где W'_6 – объем буферной жидкости, необходимый для разделения жидкостей на участке, соответствующем $L_в$.

Общий необходимый для цементирования объем буферной жидкости определяют по формуле $W = W_6 + W_{6.c}$.

Общий объем W не должен превышать критический объем

$$W_{кр} = \frac{0{,}785\left(\rho_р L_п - \dfrac{10a'p_{пл}}{\cos\alpha}\right)(D_c^2 - d_н)}{\rho_р - \rho_6},$$

где $\rho_р$ – плотность бурового раствора, кг/м^2; $L_п$ – глубина залегания высоконапорного пласта, м; $a' = 1\ (a - 1)/2$ (обычно принимают $a' \geq 1{,}03 \div 1{,}05$); a – фактическое относительное превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на глубине $L_п$ ($a = \rho_р h_g/10p_{пл}$); $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа, на глубине $L'_п$ в пласте, которому соответствует максимальное значение $p_{пл}/p_п$ в скважине; ρ_6 – плотность буферной жидкости, кг/м^3.

Если по расчетам получится, что $W > W_{кр}$, то следует принять $W = W_{кр}$ или применить утяжеленную буферную жидкость. В этом случае при найденном значении W плотность буферной жидкости

$$\rho_6 \geq \rho_р - \left(\rho_р L_п - \frac{10a'p_{пл}}{\cos\alpha}\right)\frac{0{,}785(D_c^2 - d_н)}{W}.$$

Пример. Определить необходимый для цементирования обсадной колонны объем маловязкой буферной жидкости при следующих условиях: $D_c = 230$ мм; $d_н = 168$ мм; $d_в = 148$ мм; $L = 2400$ м; $l_к = 1000$ м; $L_п = 2000$ м; $p_{пл} = 21$ МПа; $\rho_р = 1{,}1$ г/см^3.

При условии, что нижнюю пробку не применяли, $W_c = W_п + W_р$. При расчетных $W_п = 23{,}5$ м^3 и $W_р = 41{,}3$ м^3 получим $W_c = 64{,}8$ м^3.

Находим

$$h = \left(\frac{0{,}148 \cdot 2400}{2} + \frac{0{,}23 - 0{,}168}{4}1000\right)/(2400 + 1000) = 0{,}057 \text{ м};$$

$$L = 2400 + 1000 = 3400 \text{ м}.$$

Необходимый для разделения тампонажного и бурового растворов объем буферной жидкости

$$W_6 = 18\sqrt{0{,}057/3400} \cdot 64{,}8 = 4{,}8 \text{ м}^3.$$

Дополнительный объем буферной жидкости, необходимый для вымывания остатков бурового раствора из кольцевого зазора в интервале 2400–1850 м,

$$W_{6.c} = [0{,}2 \cdot 41{,}3 + 0{,}785(0{,}23^2 - 0{,}168^2)(2400 - 2000 + 150) - 48]/0{,}65 = 9{,}3 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем буферной жидкости, необходимый для цементирования, $W = 4{,}8 + 9{,}3 = 14{,}1$ м^3.

Определим критический объем буферной жидкости, для этого находим значения коэффициентов a и a':

$$a = \frac{1{,}1 \cdot 2000}{10 \cdot 210} = 1{,}05; \quad a' = 1 + \frac{1{,}05 - 1}{2} = 1{,}025.$$

Тогда

$$W_{кр} = \left[\frac{0{,}785 \cdot 1{,}1 \cdot 2000}{1{,}1 - 1} - \frac{10 \cdot 1{,}025 \cdot 210}{1}(0{,}23^2 - 0{,}168^2)\right]/(1{,}1 - 1) = 9 \text{ м}^3.$$

Из этого следует, что закачивать буферную жидкость (воду) в объеме 14 м^3 нельзя вследствие опасности возникновения выброса.

Плотность буферной жидкости, которой можно закачать весь расчетный объем

$$\rho_6 \geq 1{,}1 - (1{,}1 \cdot 2000 - 10 \cdot 1{,}025 \cdot 210) \cdot 0{,}785(0{,}23^2 - 0{,}168^2)/14 = 1{,}04 \text{ г/см}^3.$$

Полученному значению ρ_6 удовлетворяет буферная жидкость с низким показателем фильтрации.

16.9. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

16.9.1. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ

Тампонажные растворы на основе вяжущих веществ наиболее широко используют для изоляции зон поглощений. Они могут быть затворены на воде или углеводородной жидкости. Применительно к борьбе с поглощениями они имеют ряд особенностей.

Цементные растворы. Смеси на основе портландцементов готовят без добавок и с добавками, регулирующими сроки схватывания. Кроме тампонажного портландцемента (ГОСТ 1581–85), для приготовления тампонажных смесей используют быстросхватывающиеся смеси (БСС) на основе портландцементов введением в цементные растворы ускорителей схватывания – хлорида кальция $CaCl_2$, кальцинированной соды Na_2CO_3, углекислого калия K_2CO_3 (поташ), хлорида алюминия $AlCl_3$, хлорида натрия NaCl, фтористого натрия NaF, каустической соды NaOH, жидкого стекла Na_2SiO_3, сернокислого глинозема $Al_2(SO_4)_3$, высокоминерализованной воды хлоркальциевого типа и др. При приготовлении БСС ускорители схватывания вводят в воду затворения или затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом. Количество вводимого ускорителя колеблется в пределах 2–10 %. БСС обычно применяют в скважинах с температурой 50–70 °С.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % диатомита с влажностью не более 5–6 %, при В/Ц = 0,8 плотность 1,55 г/см^3, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватывающийся

цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см^3) про сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25–35 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целю корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирования отрицательно влияет на качество изоляционных работ.

Гипсоцементные растворы. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3–4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5\div9)10^{-3}$ мкм^2, а через 24 ч – $0{,}5\cdot10^{-3}$ мкм^2.

Гипсоцементные растворы приготовляют смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением растворов гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента.

Для предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать 1 $м^3$ водного раствора замедлителя, на котором затворяли гипс. Стойкость гипсоцементных растворов к разбавлению водой значительно выше, чем у цементных растворов.

Глиноцементные растворы – растворы готовят из тампонажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня и уплотняет его (табл. 16.27).

Добавка к глиноцементной смеси 0,5–1 % сернокислого глинозема увеличивает начальную подвижность смеси, повышающуюся также с увеличением содержания бентонитовой глины.

Глиноземистые смеси с сернокислым глинозеном сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости, и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Время прокачивания таких смесей составляет 80–100 мин, т.е. сернокислый глинозем оказывает стабилизирующее действие на раствор в период его прокачивания.

Для приготовления раствора цемент и глинопорошок засыпают в бункер цементно-смесительной машины, а сернокислый глинозем растворяют в воде затворения.

Для изоляции зон интенсивных поглощений разработан глиноцементный тампонажный раствор с высоким показателем водоотдачи (ТРВВ). Его готовят смешением в тройнике цементного раствора плотностью 1,35–1,45 г/$см^3$ и бентонитового раствора плотностью 1,18–1,2 г/$см^3$ в соотношении 1:2 (для более сложных зон поглощений в соотношении 1:1). ТРВВ имеет высокие

Таблица 16.27

Свойства глиноцементных растворов с В/Ц = 0,5 и содержанием 4 % $CaCl_2$

Содержание глинопорошка на 100 массовых частей цемента, %	Плотность, г/$см^3$	Растекаемость, см	Срок схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 24 ч, МПа
			Начало	Конец	
4	1,8	20,5	3-15	4-40	4,2
6	1,82	19,5	3-05	4-35	4,7
8	1,82	20	3-00	4-25	4,8
10	1,84	19	3-50	5-05	5

вязкость и показатель фильтрации, в результате чего фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми частицами и наполнителем, вводимым в раствор. Следом за ТРВВ закачивают обычный глиноцементный раствор, затворенный на водном растворе хлорида кальция.

Цементно-полимерные растворы получают при введении в цементные растворы полимерных добавок, что позволяет улучшить свойства как растворов, так и тампонажного камня. Высокая термостойкость, непроницаемость полимеров улучшают соответствующие свойства цементных композиций, их структурные свойства и изолирующую способность. Важное качество таких растворов – то, что их фильтрат обладает крепящими свойствами. Это способствует отверждению глинистой корки и сцеплению тампонажного камня со стенками скважины.

Цементно-смоляная композиция ЦСК-1 состоит из тампонажного камня с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамина (ПЭПА).

Для приготовления ЦСК-1 в воду затворения последовательно вводят смолу ТЭГ и отвердитель ПЭПА, а затем на этой жидкости затворяют цемент.

Растворы, приготовленные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения в них дизельного топлива водой. Инертность вяжущего вещества к дизельному топливу позволяет безопасно транспортировать растворы по бурильным трубам на значительные глубины. При контакте с водой происходит замещение дизельного топлива и раствор превращается в высоковязкую пасту. Прочность получаемого тампона зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получении подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремневой кислоты и другие ПАВ, которые способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Наиболее часто в практике применяются соляроцементные, соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси.

Соляроцементные смеси содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1 % креозола и 6 % ускорителя (кальцинированной соды) от массы цемента. Для большей прочности цементного камня в состав смеси вводят до 30–50 % кварцевого песка.

Соляробентонитовые смеси (СБС) готовят плотностью от 1,1 до 1,3 г/$см^3$ (на 1 $м^3$ дизельного топлива 1–1,5 т бентонита). СБС после вытеснения дизельного топлива водой быстро загус-

тевают и через 15 мин приобретают пластическую прочность 40–60 МПа.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ (от массы смеси) на 1 м^3 дизельного топлива. При смешивании с водой или глинистым раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготовляют в следующем порядке. В мерные емкости цементировочных агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями (по 0,5 м^3) дизельного топлива, объем смеси не должен превышать 5 м^3. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора (от объема смеси).

16.9.2. ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРОВ

Полимерные тампонажные растворы имеют следующие преимущества перед растворами минеральных вяжущих веществ: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорошую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и стойкость к агрессии тампонажного камня. Из большого количества полимеров, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее широкое применение для разработки тампонажных смесей получили водорастворимые смолы. Однако наиболее перспективны водонерастворимые смолы, способные противостоять перетокам жидкости по стволу скважины в самом пласте и не вступать с ней во взаимодействие, сохраняя исходный компонентный состав и соответствующие ему свойства раствора.

Тампонажная смесь СКМ-19 разработана на основе мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа. При перемешивании смолы с отвердителем через определенное время происходит потеря текучести, а затем интенсивное отверждение смолы и быстрое нарастание прочности тампонажного камня (табл. 16.28).

Таблица 16.28

Свойства смеси СКМ-19

Температура, °С	Добавка хлорного железа, % (от массы смолы)	Срок схватывания, ч-мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		Начало	Конец	на изгиб	на сжатие
24	2	0-09	0-17	15*	30
	1	0-50	1-10	15	30
	0,5	2-00	3-00	15	30
50	0,3	0-30	1-40	14	26
	0,2	0-50	1-00	12,7	24,2
	0,1	3-50	4-35	2,4	3,8
70	0,25	0-25	0-40	5,6	12,7
	0,13	1-25	1-35	1,8	2,5
	0,08	2-00	2-30	0,3	0,3
90	0,08	0-50	1-05	1,6	4,2
	0,03	2-20	3-20	1,1	0,5
	0,01	3-25	4-30	–	0,4

*Разрушение образца на МИИ-100 и ПСУ-10 не происходит ввиду его высокой упругости.

Для улучшения изолирующей способности в смесь рекомендуется вводить наполнители – опилки, кордное волокно, резиновую крошку и др. При разбавлении смеси минерализованной водой в соотношениях 1:1 и 1:2 сроки схватывания увеличиваются соответственно на 10 и 40 %. При этом прочность тампонажного камня значительно снижается, однако остается удовлетворительной для перекрытия поглощающих каналов.

Тампонажную смесь ТС-ФА приготовляют на основе водонерастворимого фурфуролацетового мономера (мономера ФА), отверждаемого 30%-ным водным раствором хлорного железа. Термостойкость мономера ФА превышает 200 °С, плотность 1,09–1,17 г/см^3. При хранении до одного года он почти не изменяет свои свойства и не теряет способности к отверждению. При температурах свыше 140 °С следует учитывать влияние избыточного давления на сроки схватывания смеси (табл. 16.29).

Вследствие низкой вязкости тампонажного состава целесообразно вводить в него до 10 % наполнителей (кордного волокна). При этом следует корректировать сроки схватывания до заданных значений, так как некоторые наполнители оказывают замедляющее действие на отверждение смеси ТС-ФА и поэтому при вводе в смесь наполнителей количество отвердителя увеличивают.

Смесь на основе латексов. Разработаны тампонажные смеси на основе малоконцентрированных латексов (СКМС-30АРК,

Таблица 16.29

Срок схватывания и прочность тампонажной смеси ТС-ФА

Объемная доля, %		Температура, °С	Давление, МПа	Срок схватывания, ч-мин		Прочность через 24 ч, МПа	
мономера ФА	раствора			Начало	Конец	на сжатие	на изгиб
96,5	3,5	100	0,1	1-35	2-05	–	–
96,5	3,5	100	30	1-20	2-30	10,5	Пластичная
98	2	140	0,1	3-30	4-30	–	–
98	2	140	30	3-00	4-00	18,5	14,8
99	1	180	0,1	2-40	3-00	–	–
99	1	180	30	1-20	2-40	33	10

ДВХБ-70, ДВМП-10Х и СПС-30ИКПХ) с содержанием 25–30 % сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлорида кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Малоконцентрированные латексы (МКЛ) перед использованием структурируют введением в них 0,5–1 % к массе порошкообразного КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ в виде раствора, то следует вводить 10 % объема латекса 5–7%-ного раствора КМЦ. Структурирование латексов способствует более равномерному распределению в них наполнителей (опилки, кордное волокно, резиновая крошка и др.), оптимальная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 $м^3$ латекса.

В промысловых условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину. По первой латекс коагулируют на поверхности в специальном устройстве, состоящем из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Латекс подается по центральной трубе, а хлорид кальция с наполнителем – через боковой патрубок. При отсутствии устройства используют тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлорида кальция в водном растворе коагулюма 3 %. МКЛ смешивают с раствором хлорида кальция в соотношении 1:1 по объему. Эту схему применяют при полной потере циркуляции, когда поглощающий пласт представлен крупными карстами и трещинами.

По второй схеме латекс закачивают порциями (не менее трех), разделенными 3%-ным водным раствором хлорида кальция в объеме не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлорида кальция закачивают буферную жидкость – пресную воду в объеме 300–500 л. Объем одной порции латекса 1–2 $м^3$.

Для надежной коагуляции МКЛ перед ним и после него следует закачать по 2–3 $м^3$ водного раствора хлорида кальция. Чтобы закрепить коагулюм латекса, в поглощающий пласт закачивают БСС.

Для временной изоляции зон поглощений в трещиноватых и кавернозных породах разработана смесь на основе латекса и СКС-50ГКП и глинистого раствора.

16.9.3. ТАМПОНАЖНЫЕ ПАСТЫ

Тампонажные пасты приготовляют на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими и со временем превращаются в тампонажный камень достаточной прочности.

Вязкая тампонажная паста (ВТП) обладает повышенной пластической прочностью.

16.9.4. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В СКВАЖИНАХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ УСЛОВИЯМИ, КАВЕРНОЗНОСТЬЮ СТВОЛА, ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Цементный мост – газонефтеводопроницаемая перемычка определенной прочности, устанавливаемая в скважине с целью перехода на вышележащий объект, забуривания нового ствола, ликвидации проявлений и поглощений, укрепления неустойчивой кавернозной части ствола, консервации или ликвидации скважины.

Цементный мост характеризуется:

несущей способностью (сопротивление моста сдвигу, обусловленное силами физико-химического сцепления и напряжениями трения цементного камня со стенками скважины);

герметичностью (способность моста разобщать выше- и нижележащие объекты при заданных перепадах давления);

прочностью (свойство камня цементного моста не разрушаться при испытании его нагружением весом заливочных труб);

долговечностью (свойство моста сохранять основные параметры в течение заданного времени);

высотой моста (параметр, количественно определяющий все основные свойства цементного моста; номинальное значение высоты моста должно обеспечивать требуемую несущую способность и герметичность, забуривание нового ствола).

К осложненным условиям установки цементного моста относят такое состояние в стволе скважины, когда отмечаются высокие температуры, поглощения или нефтегазоводопроявления, большие кавернозности ствола и высокие градиенты давления между разобщаемыми пластами.

К большой кавернозности ствола отнесены условия, когда коэффициент кавернозности превышает 1,3.

Высоким градиентом давления считается градиент более 0,5 МПа/м.

Способы установки цементных мостов могут быть следующие.

1. Балансовый способ. Сводится к уравновешиванию столбов тампонажного раствора в заливочной колонне и кольцевом пространстве.

2. Контролируемый способ. Осуществляется с использованием двух разделительных пробок и забойного устройства.

3. Желоночный способ. Мост устанавливается с помощью желонки на каротажном кабеле.

4. Способ оставления цементного стакана (моста) над интервалом осложнения при цементировании под давлением.

Характерные виды отказа технологического процесса – низкая прочность (или отсутствие) камня, негерметичность моста, возникновение аварийных ситуаций (чрезмерный рост давления при продавливании, значительные затяжки при подъеме заливочной колонны, ее прихват).

Определение высоты цементного моста. В необсаженных скважинах, ликвидируемых без спуска эксплуатационных колонн, высота цементного моста должна удовлетворять требованию, согласно которому высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают высотой не менее 50 м.

Допустимую минимальную высоту моста H_{min} и высоту моста $H_м$ (в м), отвечающую требованиям по герметичности и несущей способность, определяют по формуле

$$H_м = Q_м / \pi D_c \tau \geq H_{min},$$

где $Q_м$ – осевая нагрузка на мост, кН; D_c – средний диаметр скважины, м; τ – касательные напряжения при сдвиге моста, МПа; H_{min} – Δp grad p; Δp – максимальный перепад давления, действующий на мост, МПа; grad p – допустимый градиент давления, МПа/м (табл. 16.30).

Таблица 16.30

Данные для расчета минимально допустимой высоты моста

Установка моста	grad p, МПа/м	τ, кН/м^2
В обсаженной скважине	1/2	50/500
В открытом стволе	0,5/1	10/50

Примечание. В числителе – значения параметра без применения буферной жидкости, в знаменателе – с применением.

Расчет необходимого объема $V_ц$ тампонажного раствора проводят по выражению

$$V_ц = H_м S_{скв} + V_{тр}(0{,}02 + C_1 + C_2 + C_3),$$

где $S_{скв}$ – средняя площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м^2; $V_{тр}$ – внутренний объем заливочных труб, м^3; C_1 – коэффициент потерь раствора на стенках труб; C_2, C_3 – коэффициенты потерь раствора при его смешении с соседней жидкостью соответственно на нижней и верхней границах (при наличии верхней разделительной пробки $C_1 = C_3 = 0$).

Данные о коэффициентах приведены в табл. 16.31.

Для определения объемов буферных жидкостей используют зависимости:

для первой порции (на нижней границе)

$$V_{буф1} = C_4 V_{тр} + C_5 H_м S_{скв};$$

для второй порции (на верхней границе)

$$V_{буф2} = V_{буф1} \frac{d_1^2}{D_c^2 - d_2^2},$$

где C_4, C_5 – коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении соответственно по заливочным трубам и кольцевому пространству (см. табл. 16.31); d_1, d_2 – соответственно внутренний

Таблица 16.31

Значения коэффициентов для расчета процесса установки цементных мостов

Коэффициент	Бурильные трубы	Насосно-компрессорные трубы
C_1	0,01/0,03	4/0,01
C_2	0,02/0,04	0,01/0,02
C_3	0,02/0,03	0,01/0,02
C_4	0,02/–	0,02/–
C_5	0,4/–	0,4/–

Примечание. В числителе – значение коэффициента при наличии буферной жидкости, в знаменателе – при отсутствии.

и наружный диаметры заливочных труб в интервале установки моста.

Объем продавочной жидкости

$$V_{прод} = V_{тр} - H_м S_{тр} - V_{тр}(C_1 + C_3) - V_{буф2},$$

где $H_м S_{тр}$ – объем цементного раствора, оставляемый в заливочных трубах, м^3.

Продолжительность T процесса установки цементного моста должна удовлетворять требованию

$$T \le 0{,}75T_{заг},$$

где $T_{заг}$ – время загустевания тампонажного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующих условиям в скважине при установке моста.

Компоновка нижней части заливочной колонны должна включать беззамковые алюминиевые бурильные трубы (АБТ) или НКТ длиной, равной высоте цементного моста.

Для повышения качества установки цементных мостов за счет эффективной очистки кавернозного ствола от выбуренной породы при наличии застойных зон в кавернах применяют бурильные эксцентрики.

Конструктивные особенности эксцентриков обеспечивают поперечное перемещение заливочной колонны при ее вращении, вследствие чего создаются условия для изменения положения поток, сдвига и ликвидации застойных зон.

Эксцентрик ЭБ-3-178×214 предназначен для скважин, пробуренных долотами диаметром 214–216 мм, а эксцентрик ЭБ-5-178×295 – для скважин диаметром 295 мм.

Применение эксцентриков не препятствует нормальному спуску колонны труб, не оказывает влияния на гидравлическое сопротивление, не тормозит вращение инструмента.

Установка осаждающихся баритовых пробок. Цель создания баритовых пробок – получение в скважине непроницаемого экрана для перекрытия проявляющих или поглощающих пластов и последующей установки над ними цементного моста.

Плотность баритовых суспензий, используемых для создания пробок в обсадной колонне и открытом стволе, должна составлять соответственно 1,85–2,05 и 2,2–2,65 г/см^3.

Количество материалов для приготовления 1 м^3 баритовой суспензии и объемы получаемой баритовой пробки приведены в табл. 16.32.

Таблица 16.32

Рецептура баритовой суспензии и объем осевшей баритовой пробки

Плотность суспензии, кг/м^3	Химические реагенты*		Вода, м^3	Барит, кг	Объем осевшей баритовой пробки, м^3
	триполифосфат натрия	КССБ, кг			
1630	0,82	10,7	0,82	820	0,32
1860	1,12	16,8	0,74	1120	0,44
2050	1,36	20,4	0,69	1360	0,53
2240	1,6	24	0,64	1600	0,63
2410	1,81	27,2	0,6	1810	0,71
2550	1,98	29,7	0,57	1980	0,78
2660	2,13	32	0,53	2130	0,83

*Для приготовления баритовой суспензии необходим один из приведенных реагентов. При использовании КССБ в систему вводят каустическую соду (NaOH) в количестве 0,1 % (по массе) к массе воды затворения с целью доведения pH среды до 10–10,5.

Для ускорения осаждения барита в воду затворения вводят 0,1 % (по массе) триполифосфата натрия или 1,5 % КСБ (к массе барита).

Необходимую высоту h (в м) баритовой пробки определяют по выражению

$$h = \Delta p/0{,}042,$$

где Δp – избыточное давление, МПа, необходимое для уравновешивания пластового давления $p_{пл}$ гидростатическим столбом бурового раствора $p_{б.р}$,

$$\Delta p = p_{пл} - p_{б.р}.$$

Минимальная высота баритовой пробки должна быть не менее 60 м.

Продолжительность формирования баритовых пробок в скважине должна составлять 5–10 ч.

Установку баритовой пробки проводят по балансовому способу аналогично установке цементного моста с использованием верхней и нижней буферных жидкостей (воды). После закачки баритовой суспензии заливочные трубы поднимают в безопасную зону.

Качество баритовой пробки определяют по степени изоляции зоны осложнения. Отсутствие проявления или поглощения является показателем ликвидации осложнения.

Ликвидация поглощения в интервале установки моста. Цель ликвидации поглощения – обеспечение условий установки качественного цементного моста требуемой высоты.

Для ликвидации поглощения используют тампонажный состав типа ВУС, который применяют в скважинах с забойными температурами от 15 до 150 °С. Состав имеет плотность 1025 кг/м^3, является жидкостью-носителем различных наполнителей, позволяет осуществлять гелеобразование сразу после поступления его в пласт.

Состав типа ВУС вязкостью 150–200 с по СПВ-5 готовят в мерниках агрегата ЦА-320М из расчета ввода 1,5–2 % порошкообразного полиакриламида (ПАА), растворяемого в подогретой до 30–40 °С воде, в которой предварительно растворяют 2 % поваренной соли (NaCl) и 2 % сульфитнодрожжевой бражки (СДБ). Время гелеобразования состава типа ВУС регулируют добавлением от 0,8 до 1 % бихромата натрия ($Na_2Cr_2O_7$), который предварительно растворяют в 15–20 л воды и вводят при круговой циркуляции в течение 10 мин перед закачиванием в скважину.

Требуемый объем состава типа ВУС определяют из условия закачки двух-трех объемов скважины в интервале поглощения.

Состав типа ВУС технологичен в приготовлении и применении, так как хорошо прокачивается, при его использовании не создаются аварийные ситуации, связанные с преждевременным загустеванием раствора и прихватом бурильных труб.

Состав типа ВУС предназначен для применения в условиях частичных поглощений бурового раствора в высокопористых и мелкотрещиноватых породах. В случаях использования состава типа ВУС в условиях полного поглощения также может быть получен положительный результат, обусловленный снижением интенсивности поглощения.

При проведении работ в скважинах, заполненных водой, перед составом типа ВУС закачивают высоковязкий буровой раствор малой плотности объемом 3 м^3, а состав типа ВУС продавливают водой.

При наличии над поглощающим объектом водопроявляющего пласта работы проводят с использованием пакера, который устанавливают в номинальной по диаметру части ствола над зоной поглощения, что обеспечивает разделение пластов в период проведения работ и набора прочности составом типа ВУС.

Порядок проведения работ в поглощающей скважине предусматривает спуск открытого конца бурильных труб до кровли поглощающего объекта, приготовление, закачку и продавливание состава типа ВУС (при необходимости перед ним может быть

подана буферная порция бурового раствора) до момента выхода его из труб, перекрытие кольцевого пространства с помощью превентора или заколонного пакера, задавливание состава типа ВУС в зону поглощения до момента вытеснения состава типа ВУС из заливочной колонны. Оставляют скважину в покое на 16–24 ч (период гелеобразования состава типа ВУС), по истечении которых проверяют качество изоляции зоны поглощения при промывке скважины.

Технология установки цементных мостов в осложненных условиях. Проводят каверно- и термометрирование скважины для оценки состояния ствола, его диаметра, температуры. Определяют интервал установки моста.

Промывают скважину в течение времени двух циклов циркуляции и определяют динамическую температуру $t_{дин}$ по формуле Г.Г. Полякова

$$t_{дин} = t_{заб} BA, \qquad (16.32)$$

где $t_{заб}$ – статическая температура на забое скважины, °С; B – коэффициент повышения температуры, зависящий от геотермического градиента (табл. 16.33); A – коэффициент понижения температуры при промывке, зависящий от интенсивности и времени промывки (табл. 16.34).

Учитывая возможность задержки процесса установки моста после охлаждения забоя, а также целесообразность создания некоторого запаса во времени, рассчитанную по формуле (16.32) динамическую температуру повышают на величину $(t_{заб} - t_{дин})/2$. Тогда расчетная температура для определения времени $T_{заг}$ загустевания раствора

$$t'_{дин} = t_{дин} + \frac{t_{заб} - t_{дин}}{2} - \frac{t_{заб} + t_{дин}}{2}.$$

Выбирают способ установки цементного моста. По динамической температуре $t_{дин}$ подбирают рецептуру тампонажного раствора, удовлетворяющую по времени загустевания условию $T \le 0{,}75T_{заг}$. Проводят расчет основных параметров процесса установки моста. Оценивают ожидаемое рабочее давление, опрессовывают нагнетательные линии. Устанавливают по балансовому способу цементный мост. Плотность затворяемого тампонажного раствора должна быть выше плотности бурового раствора не менее чем на 0,2 г/см^3.

При приготовлении тампонажных растворов не допускают колебания их плотности относительно заданной более чем на ±0,03 г/см^3 для чистых портландцементов и ±0,05 г/см^3 для утяжеленных или облегченных тампонажных смесей.

Таблица 16.33

Значение коэффициента *B*

Глубина скважины, м	Забойная температура, °С							
	40	60	80	100	120	140	160	180
1000	1	1,01	–	–	–	–	–	–
1500	1	1,01	1,01	–	–	–	–	–
2000	–	1,01	1,01	1,02	–	–	–	–
2500	–	1,01	1,02	1,02	–	–	–	–
3000	–	–	1,02	1,03	1,04	–	–	–
3500	–	–	–	1,03	1,04	1,05	–	–
4000	–	–	–	–	1,05	1,06	1,07	–
4500	–	–	–	–	–	1,06	1,06	1,08
5000	–	–	–	–	–	–	1,08	1,09

Для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным необходимо:

понижать статическое напряжение сдвига и вязкость бурового раствора при промывке скважины перед установкой моста;

создавать максимально возможную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве с учетом передового опыта крепления в данном районе, обеспечивая скорость восходящего потока цементного раствора в кольцевом пространстве более 1 м/с;

использовать буферные жидкости, не ухудшающие свойств бурового и тампонажного растворов.

После окончания продавливания поднимают заливочные трубы до кровли моста, обвязывают устье, «срезают» кровлю моста и удаляют излишки тампонажного раствора. Промывают скважину в течение времени прокачивания не менее двух объемов зали-

Таблица 16.34

Значение коэффициента *A*

Интенсивность промывки, л/с	Продолжительность промывки, мин					
	10	20	30	60	90	120
10	0,917	0,872	0,973	0,774	0,741	0,72
15	0,917	0,863	0,826	0,758	0,723	0,701
20	0,913	0,875	0,817	0,745	0,71	0,686
25	0,91	0,852	0,811	0,739	0,7	0,676
30	0,907	0,847	0,804	0,73	0,69	0,664
35	0,905	0,843	0,8	0,723	0,682	0,657
35	0,905	0,843	0,8	0,723	0,682	0,657
40	0,903	0,84	0,795	0,718	0,676	0,650
50	0,9	0,833	0,786	0,706	0,661	0,644
60	0,896	0,828	0,78	0,695	0,65	0,623

вочной колонны, поднимают ее на 50–100 м выше кровли моста и оставляют скважину на 24–72 ч ОЗЦ в зависимости от конкретных условий.

Излишки цементного раствора в обсаженных скважинах удаляют при обратной промывке, а в необсаженных – при прямой. В случаях опасности возникновения поглощения «срезку» кровли моста не проводят.

При установке моста с использованием двух разделительных пробок и забойного устройства параметры процесса соответствуют параметрам для операции по балансовому способу. Объем продавочной жидкости равен внутреннему объему заливочных труб от устья до забойного устройства и контролируется по сигналу «стоп» в процессе проведения операции.

При использовании устройств УКЗЦ-155МД применяют пробки ПП-3, а при использовании устройства УКЗЦ-73 – пробки ПП-100×50.

При установке мостов с помощью желонок, спускаемых на каротажном кабеле, перед проведением работ снижают вязкость и статическое напряжение сдвига бурового раствора, подбирают рецептуру тампонажного раствора, исходя из статической температуры в скважине и превышения его плотности над плотностью бурового раствора не менее чем на 300 кг/м^3, а при проведении операции обеспечивают скорость спуска желонки в скважину не более 1 м/с.

Определяют герметичность моста созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине либо заменой бурового раствора на воду. Значения репрессий и депрессий на мост устанавливают в соответствии с принятыми в регионе значениями.

Технологию установки цементного моста и результаты его испытания на прочность и герметичность заносят в карточку и оформляют согласно требования РД 39-0147056-012–86.

Установка цементных мостов в скважинах с большой кавернозностью ствола. Установку цементных мостов в кавернозном стволе с помощью бурильных эксцентриков выполняют по балансовому способу в скважинах, при проводке которых в кавернах образовались застойные зоны со значительным количеством шлама.

Выбирают требуемый размер эксцентрика. Эксцентрики устанавливают на бурильной колонне, начиная от башмака труб, через каждые 25–35 м при углах искривления ствола в интервале установки моста до 5° или через каждые 10–20 м при углах искривления до 20°. Эксцентрики должны перекрывать интервал установки моста.

Спускают бурильную колонну с эксцентриками до подошвы устанавливаемого моста, восстанавливают циркуляцию, расхаживают и вращают трубы в течение 15 мин для предварительной очистки интервала установки моста от загустевших масс раствора и шлама, промывают скважину до полной очистки бурового раствора от выносимого шлама.

Интенсивность вращения заливочной колонны 40–60 об/мин; скорость осевого перемещения колонны 0,3 м/с; высота перемещения – на длину квадратной штанги.

Обвязывают цементировочные агрегаты и подсоединяют их к нагнетательной линии буровых насосов. Под верхней свечой бурильных труб устанавливают клапан. Закачивают по стояку через буровой шланг и ведущую трубу расчетные объемы буферной жидкости и цементного раствора.

Вращение и расхаживание колонны заливочных труб начинают в момент поступления в кольцевое пространство первой порции буферной жидкости и прекращают в период, когда остается закачать 1 м^3 продавочного раствора.

После окончания продавливания поднимают колонну труб на 25–35 м выше предполагаемой кровли моста, промывают скважину буровыми насосами в течение времени прокачки объема затрубного пространства, но не менее двух объемов труб заливочной колонны, очищают буровой раствор и поднимают бурильный инструмент из скважины. Кровлю моста срезают с вращением колоны бурильных труб.

Спускают компоновку бурильного инструмента с долотом до глубины, на которой промывали скважину после установки моста. Через 24–72 ч ОЗЦ нащупывают промывкой кровлю моста, проверяют его прочность при разгрузке веса инструмента на 100–120 кН, разбуривают цементный мост до требуемой глубины и обрабатывают буровой раствор.

Установка цементных мостов в скважинах, осложненных проявлениями. При установке цементных мостов в условиях проявлений первоначально ликвидируют осложнение. В этом случае проводят закачку баритовых суспензий для получения непроницаемого экрана из баритовой пробки.

В скважинах со специфическими условиями, например, месторождения Тенгиз, обусловленными использованием известково-битумного раствора (ИБР) и наличием АВПД, поглощения и сероводородной агрессии, цементный мост допускается устанавливать по технологии цементирования под давлением, разработанной в соответствии с действующими регламентами, утвержденными производственными объединениями.

Установка цементных мостов в скважинах, осложненных поглощениями. При установке цементных мостов в условиях поглощений задачу решают путем ликвидации с последующей установкой моста по балансовому способу либо применением такого тампонажного материала, который позволяет совместить в одной операции ликвидацию поглощения с установкой цементного моста.

Используют тампонажный состав типа ВУС. Для ликвидации частичных поглощений можно создавать в скважине баритовую пробку.

В условиях низких положительных температур, наличия в интервале установки моста глинистых и углистых сланцев, неустойчивости пород применяют тампонажные материалы с повышенной прочностью и адгезией.

В скважинах, в которых ликвидацию поглощения совмещают с установкой моста, операцию проводят путем задавливания части состава в пласт и оставления в скважине определенного объема, достаточного для перекрытия осложненного интервала.

16.10. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Технологическая оснастка для обсадных колонн применяется для обеспечения их спуска, контроля процесса цементирования и повышения качества крепления скважин.

16.10.1. БАШМАКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн для направления их по стволу скважины, придания жесткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину.

Башмаки состоят из толстостенных патрубков, присоединяемых к низу обсадной колонны на резьбе или сварке. Другой конец башмака снабжен направляющей пробкой, изготовляемой из чугуна, алюминия, бетона, дерева или из других легко разбуриваемых материалов. Направляющие пробки имеют конусообразную или полусферическую форму с гладкой или ребристой поверхностью.

Башмаки для обсадных колонн (рис. 16.21) конструктивно выполняются двух модификаций типа Б – с фаской без направляющей пробки и типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой.

Основные размеры башмаков типов Б и БП приведены в табл. 16.35 и 16.36.

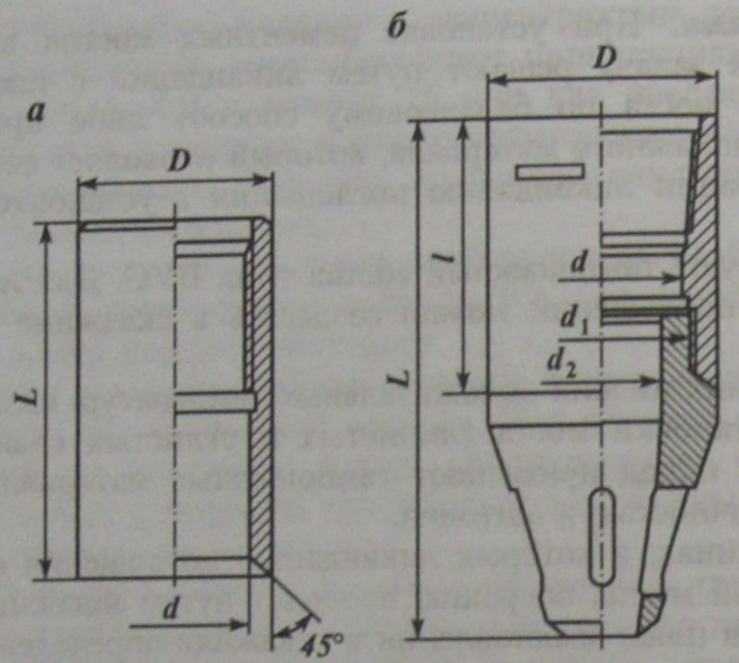


Рис. 16.21. Башмаки для обсадных колонн:
а – тип Б; *б* – тип БП

Корпуса башмаков изготовляют из малоуглеродистых сталей бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 8732–78, а направляющие пробки – из серого чугуна марки Сч12-18 по ГОСТ 1412–79. Резьбы башмака и пробки по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632–80.

Таблица 16.35

Технические характеристики башмаков типа Б (см. рис. 16.21, *а*)

Тип башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632–80, мм	Размер, мм			Масса, кг
		D	*d*	*L*	
Б-114	114	133	103	200	10
Б-127	127	146	115	210	11
Б-140	140	159	128	220	12
Б-146	146	166	133	220	14
Б-168	168	188	156	230	15
Б-178	178	198	164	230	17
Б-194	194	216	180	240	20
Б-219	219	245	205	260	27
Б-245	245	270	231	266	32
Б-273	273	299	260	300	43
Б-299	299	324	285	325	50
Б-324	324	351	308	350	60
Б-340	340	365	326	360	65
Б-351	351	376	333	400	80
Б-377	377	402	359	400	85
Б-406	406	432	390	400	90
Б-426	426	451	407	320	96
Б-508	508	533	494	420	105

Таблица 16.36

Технические характеристики башмаков типа БП (см. рис. 16.21, *б*)

Тип башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632–80, мм	Размер, мм						Масса, кг	
		D	*d*	d_1	d_2	*l*	*L*	корпуса	башмака в сборе
БП-114	114	133	103	110,0	85	320	500	12,5	22
БП-127	127	146	115	122,0	95	530	530	15,5	26
БП-140	140	159	128	134,0	95	380	560	19,0	31
БП-146	146	166	133	143,6	95	400	560	21,5	35
БП-168	168	188	156	165,6	125	405	625	24,0	42
БП-178	178	198	164	172,0	125	415	645	28,5	55
БП-194	194	216	180	186,0	140	430	655	34,5	69
БП-219	219	245	205	213,8	160	460	715	46,0	79
БП-245	245	270	231	239,8	195	480	785	52,0	90
БП-273	273	299	260	267,7	218	485	800	60,0	113
БП-299	299	324	285	292,8	250	485	805	65,0	143
БП-324	324	351	308	319,3	270	485	865	75,0	154
БП-340	340	365	326	346,2	285	510	–	75,0	156
БП-351	351	376	333	346,2	305	510	880	83,0	173
БП-377	377	402	359	370,1	325	510	960	91,5	196
БП-406	406	432	390	400,0	350	510	1050	97,0	220
БП-426	426	451	407	414,0	368	550	–	118,5	259
БП-508	508	533	494	503,0	450	550	1085	121,5	278

Башмаки с бетонными направляющими пробками типов БК и БК-Т (рис. 16.22) состоят из металлического корпуса *1* с щелевидными отверстиями *2* и бетонной насадки *3*, формируемой из смеси портландцемента с наполнителем, как правило песком, для строительных работ. При закупоривании центрального промывочного канала весь поток прокачиваемой жидкости протекает через боковые отверстия.

Основные размеры башмаков типов БК (с короткой треугольной резьбой) и БК-Т (с трапецеидальной резьбой типа ОТТМ) приведены в табл. 16.37 и 16.38.

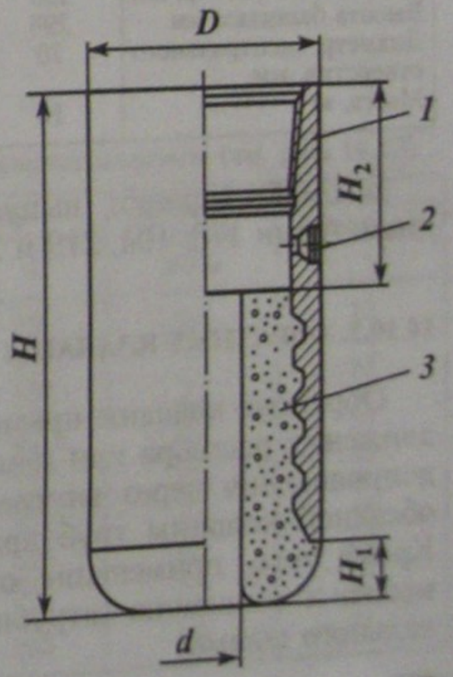


Рис. 16.22. Башмаки обсадных колонн типов БК и БК-Т

Таблица 16.37

Технические характеристики башмаков типа БК (см. рис. 16.22)

Тип башмака	Условный диаметр колонны, мм	Размер башмака, мм					Масса, кг
		D	d	H	H_1	H_2	
БК-114	114	133	50	300	42	115	15
БК-127	127	146	60	307	45	120	17
БК-140	140	159	70	326	50	130	20
БК-146	146	166	70	334	55	130	22
БК-168	168	188	80	342	60	135	26
БК-178	178	198	90	378	60	135	32
БК-194	194	216	100	390	63	145	40
БК-219	219	245	110	406	74	145	48
БК-245	245	270	120	413	80	145	57
БК-273	273	299	130	426	90	150	65
БК-299	299	324	150	432	94	150	73
БК-324	324	351	160	437	100	150	83
БК-340	340	365	170	442	103	150	90
БК-351	351	376	180	455	103	165	97
БК-377	377	402	190	458	106	165	110
БК-406	406	432	200	464	112	165	125
БК-426	426	451	220	494	113	165	140
БК-508	508	533	280	505	125	165	180

Таблица 16.38

Технические характеристики башмаков типа БК-Т

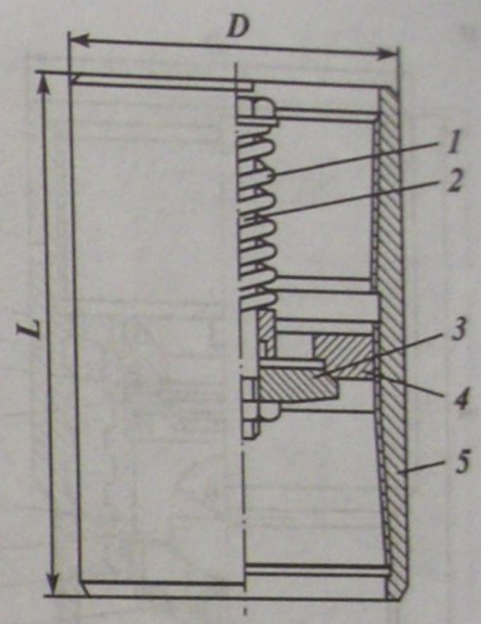
Показатель	БК-Т140, БК-Т140-ОТТМ	БК-Т146, БК-Т146-ОТТМ	БК-Т168, БК-Т168-ОТТМ	БК-Б245, БК-Т245-ОТТМ	БЛМ-324, БЛМ-324-ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

Башмаки-коронки выпускаются также для обсадных труб диаметрами 178, 194, 219 и 245 мм.

16.10.2. ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Обратные клапаны применяют для предотвращения обратного движения раствора при цементировании, предотвращения флюидопроявления через внутренний канал труб и облегчения веса обсадной колонны труб при погружении ее в буровой раствор. Кроме того, применение обратного клапана способствует промывке и очищению затрубного пространства от забойного и обвального шлама.

Рис. 16.23. Тарельчатый обратный клапан для обсадных колонн



Обратный клапан устанавливается в нижней части обсадной колонны над башмачным патрубком. Для различных условий спуска и цементирования обсадных колонн создано несколько разновидностей конструкции обратных клапанов, отличающихся принципом действия. По виду запорного элемента эти клапаны подразделяются на тарельчатые, шаровые и с шарнирной заслонкой, дроссельные и дифференциальные.

Тарельчатый обратный клапан (рис. 16.23) состоит из корпуса *5* с муфтовыми резьбами по ГОСТ 632–80, седла *4*, тарелки *3*, штока *2* и пружины *1*. В собранном виде клапан подвергается пробному давлению водой, равному 1,5 $p_р$, в течение 10 мин. Течь между тарелкой и седлом не допускается.

При использовании клапанов тарельчатого типа время спуска обсадной колонны несколько увеличивается из-за необходимости ее периодического заполнения промывочной жидкостью.

Основные параметры обратных клапанов тарельчатого типа приведены в табл. 16.39.

Таблица 16.39

Технические характеристики обратных тарельчатых клапанов (см. рис. 16.23)

Тип клапана	Условный диаметр трубы, мм	Размер, мм		Давление рабочее, МПа	Масса, кг
		D	L		
02-127	127	146	226	6,4	13
02-140	140	159	233	6,4	14
02-146	146	166	245	6,4	15
02-168	168	188	255	6,4	17
02-194	194	216	280	6,4	27
02-219	219	245	300	6,4	33
02-245	245	270	335	4,0	40
02-273	273	299	315	4,0	46
02-299	299	324	325	4,0	52
02-324	324	351	345	4,0	61
02-351	351	376	360	4,0	67
02-377	377	402	365	4,0	71

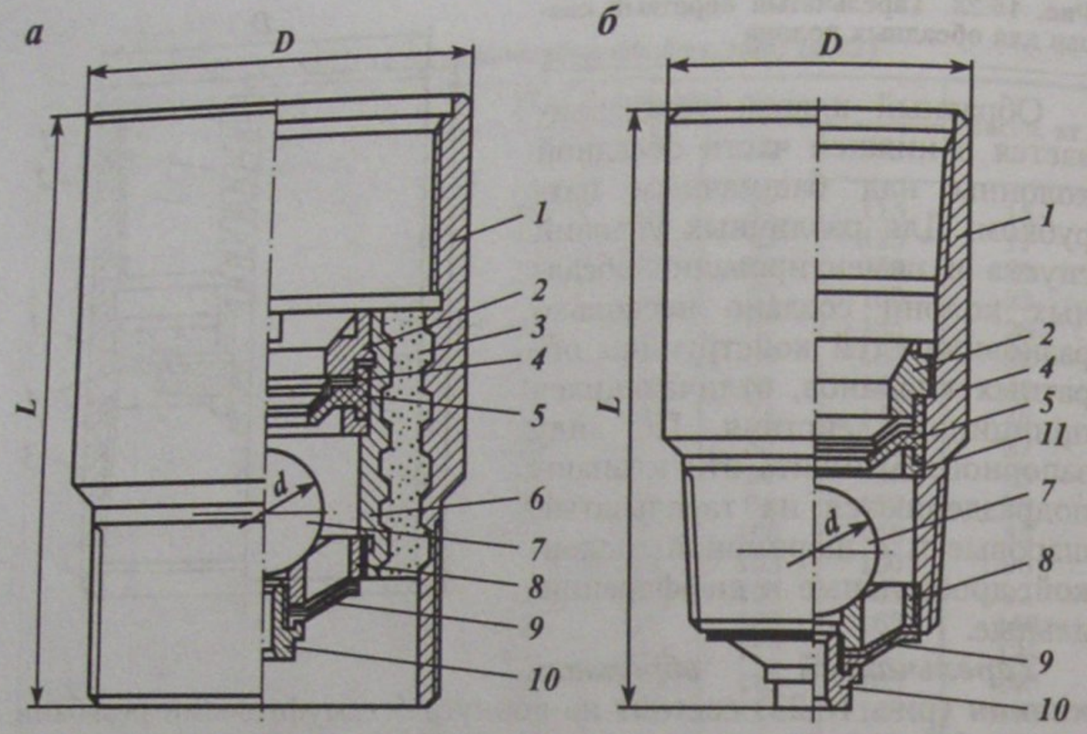


Рис. 16.24. Клапаны обратные дроссельные:
а – ЦКОД-1; *б* – ЦКОД-2; *1* – корпус; *2* – кольцо нажимное; *3* – цементный стакан; *4* – шайба разрезная; *5* – диафрагма; *6* – втулка; *7* – шар; *8* – ограничитель; *9* – мембрана; *10* – дроссель; *11* – кольцо упорное

Таблица 16.40

Технические характеристики обратных клапанов дроссельного типа ЦКОД (см. рис. 16.24)

Тип клапана	Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр шара *d*, мм	Диаметр отверстия дросселя, мм	Наружный диаметр клапана *D*, мм	Длина *L*, мм	Масса, кг
ЦКОД-114-1	114	45	10	133	290	11,0
ЦКОД-127-1	127	45	10	146	330	14,0
ЦКОД-140-1	140	76	10	159	350	17,0
ЦКОД-146-1	146	76	10	166	350	19,8
ЦКОД-168-1	168	76	10	188	350	25,0
ЦКОД-178-1	178	76	20	198	325	29,5
ЦКОД-194-1	194	76	20	216	325	32,2
ЦКОД-219-2	219	76	20	245	318	39,0
ЦКОД-245-2	245	76	20	270	365	57,2
ЦКОД-273-2	273	76	20	299	340	58,6
ЦКОД-299-2	299	76	20	324	345	66,3
ЦКОД-324-2	324	76	20	351	350	76,5
ЦКОД-340-2	340	76	20	365	350	82,0
ЦКОД-351-2	351	76	20	376	365	86,4
ЦКОД-377-2	377	76	20	402	370	96,0
ЦКОД-406-2	406	76	20	432	374	105,0
ЦКОД-426-2	426	76	20	451	380	115,0

Таблица 16.41

Технические характеристики обратных клапанов типа ЦКОД-Т

Показатель	ЦКОД-Т140, ЦКОД-Т140-ОТТМ, ЦКОД-Т140-ОТТГ	ЦКОД-Т146, ЦКОД-Т146-ОТТМ, ЦКОД-Т146-ОТТГ	ЦКОД-Т168, ЦКОД-Т168-ОТТМ, ЦКОД-Т168-ОТТГ	ЦКОД-Т245	ЦКОД-Т324
Максимальное рабочее давление, МПа	25,0	25,0	25,0	13,0	10,0
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр, мм	159	166	188	270	351
Внутренний диаметр корпуса клапана, мм	118,7	124,7	144,1	220,0	300,0
Диаметр шара, мм	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Высота клапана, мм	360	360	360	400	400
Диаметр центрального отверстия, м	70	70	80	120	160
Масса, кг:					
ОТТМ	17,8	19,2	23,0	62	92
ОТТГ	19,3	21,0	24,0	–	–

Клапаны обратные дроссельные типов ЦКОД (рис. 16.24) (ЦКОД-1 и ЦКОД-2) ***и ЦКОД-Т*** предназначены для непрерывного самозаполнения обсадной колонны промывочной жидкостью, предотвращения движения промывочной жидкости или цементного раствора из затрубья в колонну после ее цементирования, а также для упора цементировочной разделительной пробки. Основные параметры обратных клапанов типов ЦКОД (с треугольной резьбой) и ЦКОД-Т (с трапецеидальной резьбой типа ОТТМ) приведены соответственно в табл. 16.40 и 16.41.

16.10.3. ЦЕНТРАТОРЫ ПРУЖИННЫЕ

Отечественной промышленностью выпускаются пружинные центратоты типов ЦЦ и ЦЦ-Т, предназначенные для центрирования обсадных колонн при спуске и цементировании их в скважине в условиях эксплуатации. Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что исключает возможность контакта между ними и возможность обеспечить полную изоляцию цементным раствором, без разрыва, а значит, существенно продлить срок службы труб за счет уменьшения скорости коррозии.

Центраторы типов ЦЦ и ЦЦ-Т и ЦПН используют как в вертикальных, так и наклонно направленных скважинах. Осевая нагрузка, выдерживаемая креплением ограничительного кольца всех центраторов, 12000 Н.

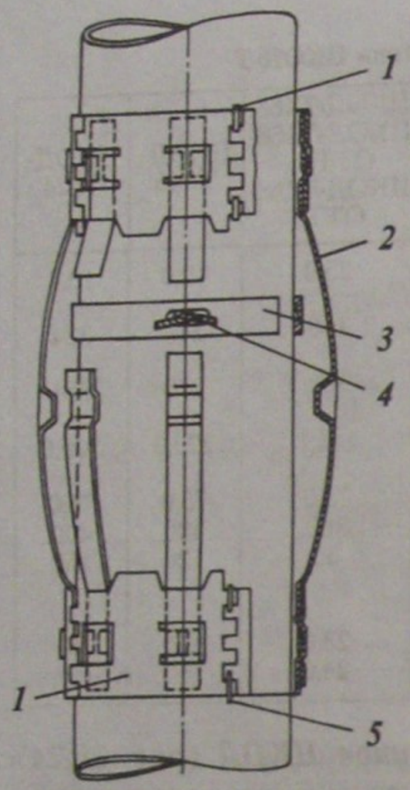


Рис. 16.25. Центратор пружинный типа ЦЦ для обсадных труб

Центратор типа ЦЦ (рис. 16.25) одевается на обсадную трубу и состоит из сегментной петли *1*, пружинных планок (рессор) *2*, стопорного кольца *3*, ключа (клин витой) *4* и оси *5*.

Основные параметры пружинных центраторов типов ЦЦ, ЦЦ-Т и ЦПН приведены соответственно в табл. 16.42–16.44.

Центраторы, закрепленные на обсадной колонне (приблизительно через каждые 10 м) с помощью стопорных колец и витых клиньев (ключей), спускаются в скважину, заполненную буровым раствором, и размещаются в кольцевом пространстве интервала залегания продуктивной толщи, заполняемом затем тампонажным раствором. Скважина может быть искривлена, с кавернозными стенками и покрыта глинистой коркой.

Плотность бурового раствора может достигать 2400 кг/м^3.

Во избежание охрупчивания материала рессор температура окружающей среды при спуске центраторов в скважину должна быть не менее −35 °С, в скважине − не более +200 °С.

Рессоры центраторов выполнены из отожженной рессорно-пружинной стали марки 65Г, подвергнутой дополнительной термообработке. Это позволяет деталям центратора сохранять свою форму после семикратной деформации с максимальной радиальной нагрузкой − до касания тела трубы.

Таблица 16.42

Технические характеристики пружинных центраторов типа ЦЦ Воткинского завода

Показатель	ЦЦ2-146/216	ЦЦ2-168/216	ЦЦ2-245/295
Наружный диаметр, мм	225–240	244–262	320–340
Внутренний диаметр, мм	148–150,5	171–173,5	248–251
Максимальная радиальная нагрузка, кН (кгс)	8,0 (815)	8,0 (815)	10,5 (1050)
Максимальная осевая нагрузка, кН (кгс)	1,2 (1200)	1,8 (1800)	1,8 (1800)
Деформации при максимальной радиальной нагрузке, мм, не более	2	2	2
Температура хранения, °С	От −50 до +60	От −50 до +60	От −50 до +60
Число рессор	6	6	8
Масса центратора, кг, не более	9,2	10,5	16,0

Таблица 16.43

Технические характеристики пружинных центраторов типа ЦЦ-Т конструкции ООО «Нефтегазмаш − Технологии»

Показатель	ЦЦ-Т 140	ЦЦ-Т 146	ЦЦ-Т 168	ЦЦ-Т 245	ЦЦ-Т 324
Наружный диаметр, мм	270	275	300	370	445
Внутренний диаметр, мм	142	148	172	249	329
Диаметр скважины, мм	216	216	216	295	394
Максимальная нагрузка, кН	12,0	12,0	12,0	13,5	18,0
Масса, кг	8,0	8,4	9,9	14,2	18,7

Таблица 16.44

Технические характеристики пружинных центраторов типа ЦПН конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	ЦПН-102/140	ЦПН-114/140
Условный диаметр обсадной колонны, мм	102	114
Максимальный диаметр по кольцам центратора, мм	113	127
Допустимый интервал диаметров скважины, мм	139–145	139–145
Максимальная радиальная нагрузка на центратор, кН (кгс)	0,32 (320)	0,4 (400)
Максимальная осевая нагрузка на центратор, кН (кгс)	1,0 (1000)	1,0 (1000)
Число пружинных планок	6	6
Высота (длина) центратора, мм	330	310
Масса центратора со стопорным кольцом, кг, не более	2,5	2,5

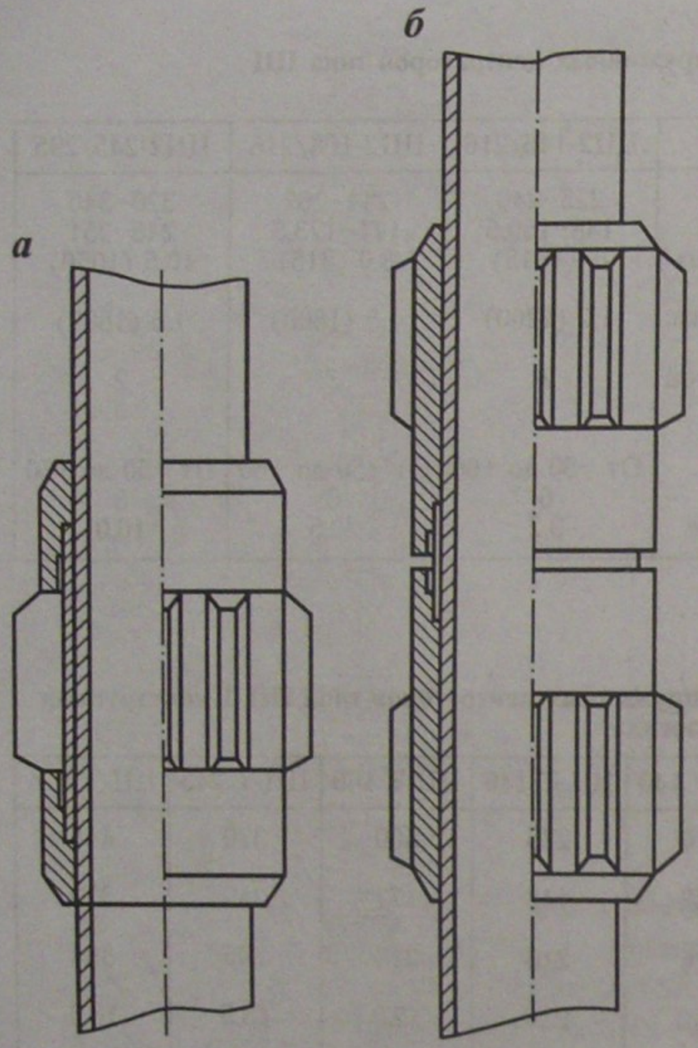


Рис. 16.26. Центраторы жесткие типа ЦЭЗ с эксцентриковым креплением для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм и НКТ:
а – с одной центрирующей втулкой; *б* – с двумя центрирующими втулками

Центраторы жесткие типа ЦЭЗ (рис. 16.26) с эксцентриковым зацеплением предназначены для установки на любом месте обсадных труб диаметром 146 и 168 мм и насосно-компрессорных труб, в том числе в процессе их спуска в скважину и обеспечивают качественное крепление в интервале залегания продуктивных отложений.

Центратор типа ЦЭЗ состоит из двух основных втулок, соединенных между собой дополнительной третьей, выполненной с эксцентриситетом. Центратор типа ЦЭЗ разработан в двух вариантах конструкции – ЦЭЗ-1 (с одной центрирующей втулкой) и ЦЭЗ-2 (с двумя центрирующими втулками).

16.10.4. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Устройства типов УСЦ и УСЦ1 (рис. 16.27) предназначены для ступенчатого цементирования скважин при наличии зон по-

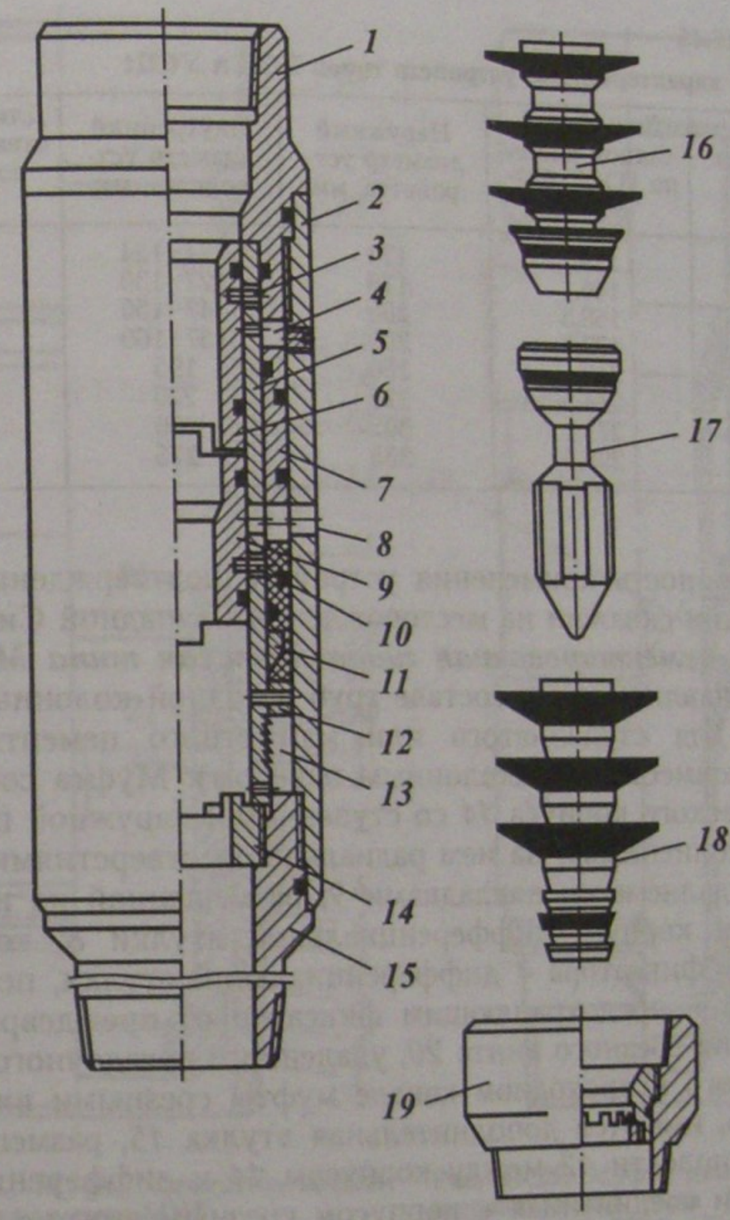


Рис. 16.27. Устройство типов УСЦ и УСЦ1 для ступенчатого цементирования скважин:
1 – переводник верхний; *2* – корпус; *3, 10* – винты срезные; *4* – камера верхняя; *5* – гильза; *6* – втулка верхняя; *7* – золотник; *8* – отверстия циркуляционные; *9* – втулка нижняя; *11* – фиксатор; *12* – кольцо; *13* – камера нижняя; *14* – кольцо упорное; *15* – переводник нижний; *16* – пробка верхняя; *17* – пробка падающая; *18* – пробка нижняя; *19* – патрубок с упорным кольцом

глощения в интервале подъема тампонажного раствора за обсадной колонной.

Устройства типа УСЦ1 выпускаются для обсадных колонн диаметром от 140 до 273 мм, а типа УСЦ1 – для колонн диаметром от 299 до 340 мм. Технические характеристики устройств типов УСЦ и УСЦ1 приведены в табл. 16.45.

Таблица 16.45

Технические характеристики устройств типов УСЦ и УСЦ1

Тип устройства	Диаметр обсадной клоны по ГОСТ 632–80, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства, мм	Длина устройства в рабочем положении, мм
УСЦ-140	139,7	173	121–124	950
УСЦ-146	146,1	178	127–130	950
УСЦ-168	168,3	200	147–150	950
УСЦ-178	177,8	209	157–160	950
УСЦ-219	219,1	250	195	1150
УСЦ-245	244,5	273	220	1150
УСЦ-273	273,1	305	250	1150
УСЦ1-299	298,5	335	275	1030

Эффективность применения устройств подтверждена при цементировании скважин на месторождениях Западной Сибири.

Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ (рис. 16.28) устанавливается в составе труб обсадной колонны и предназначена для ступенчатого или манжетного цементирования скважин (совместно с заколонным пакером). Муфта состоит из: цилиндрического корпуса *14* со ступенчатой наружной поверхностью и выполненными на нем радиальными отверстиями *7*, перекрытыми удаляемыми накладками *9*; размещенной на наружной поверхности корпуса дифференциальной втулки *8*; кольцевого пружинного фиксатора *4* дифференциальной втулки, перекрытого кольцом *5*, предохраняющим фиксатор от преждевременного срабатывания срезного винта *20*; удаленного посадочного седла *2*, закрепленного в проходном канале муфты срезными винтами *6*. Кроме того, имеются дополнительная втулка *15*, размещенная в кольцевой полости *12* между корпусом *14* и дифференциальной втулкой *8* и соединенная с корпусом срезным винтом *16*; радиальные каналы *21* в корпусе *14*, перекрытые обратными клапанами *10*; упор *17* для втулки *15*. Герметизация в муфте обеспечивается уплотнительными кольцами *13*. В седле *2* выполнены радиальные отверстия *22*, совмещенные с цементировочными отверстиями *7* в корпусе муфты. Между седлом *2* и корпусом *14* установлены уплотнительные манжеты *11*. В верхней части устройства размещена муфта *18* обсадной трубы. Устройство присоединяется к обсадной колонне с помощью резьбы обсадных труб по ГОСТ 632–80.

Отличительными особенностями конструкции муфты типа МЦГ являются малая толщина ее стенок без ущерба для прочности, соответственно и уменьшенный наружный диаметр муфты, что позволяет использовать ее для цементирования потайной

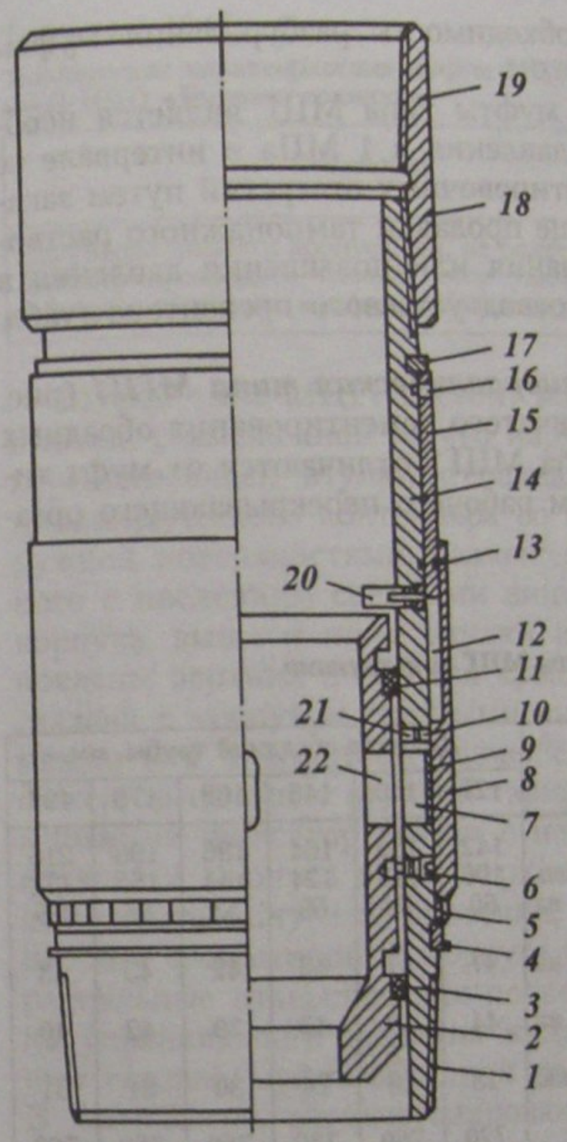


Рис. 16.28. Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ:
1, 19 – резьба обсадных труб; *2* – седло посадочное; *3, 11* – манжета уплотнительная; *4* – фиксатор втулки; *5* – кольцо; *6, 16, 20* – винт срезной; *7* – отверстие цементировочное; *8* – втулка дифференциальная; *9* – накладка; *10* – клапан обратный; *12* – полость кольцевая; *13* – кольцо уплотнительное; *14* – корпус; *15* – втулка; *17* – упор; *18* – муфта; *21* – канал радиальный; *22* – отверстие радиальное в седле

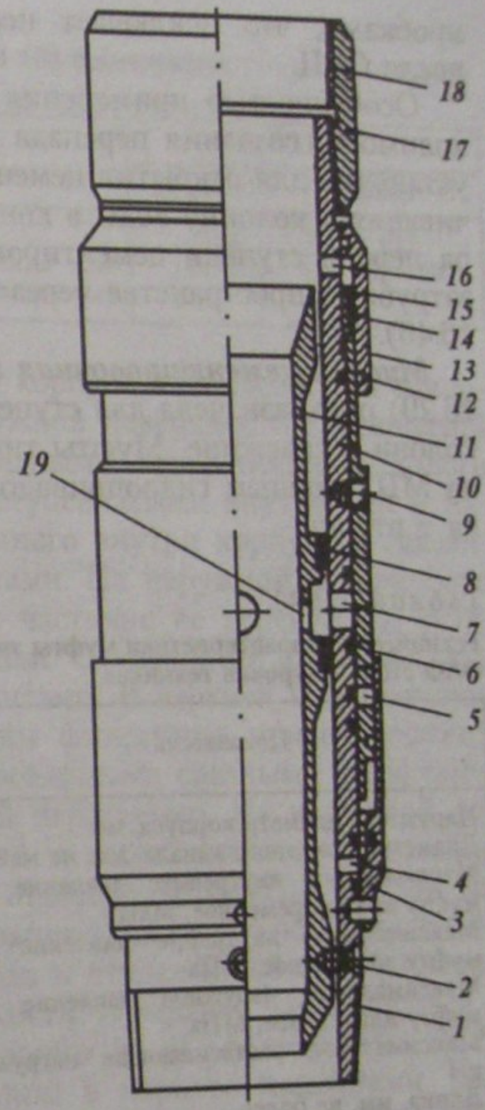


Рис. 16.29. Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ1 конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1, 18 – резьба присоединительная; *2, 9* – винт срезной; *3* – крышка нижняя; *4, 5, 7, 16, 19* – отверстия радиальные; *6* – втулка перекрывающая; *8* – манжета; *10* – корпус муфты цементировочной; *11* – контейнер; *12, 14* – фиксаторы; *13* – крышка верхняя; *15* – штифт срезной; *17* – муфта обсадной колонны

колонны. Кроме того, взамен посадочных седел в проходном канале имеется контейнер, падающий в процессе цементирования на забой скважины вместе с размещаемыми в нем продавочными

пробками, что исключает необходимость разбуривания муфты после ОЗЦ.

Особенностью применения муфты типа МЦГ является необходимость создания перепада давления в 1 МПа в интервале ее установки для открытия цементировочных отверстий путем закачивания в колонну воды в конце продавки тампонажного раствора первой ступени цементирования или повышения давления в затрубном пространстве через отвод устьевого превентора (табл. 16.46).

Муфта цементировочная гидравлическая типа МГЦ1 (рис. 16.29) предназначена для ступенчатого цементирования обсадных колонн в скважине. Муфты типа МЦГ1 отличаются от муфт типа МЦГ полным гидроприводом рабочего перекрывающего органа – втулки.

Таблица 16.46

Технические характеристики муфты типа МЦГ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	Диаметр обсадной трубы, мм					
	127	140	146	168	178	194
Наружный диаметр корпуса, мм	142	155	164	186	198	216
Диаметр проходного канала, мм, не менее	106	119	124	144	155	172
Максимальное внутреннее давление на муфту кратковременное, МПа	60	59	59	53	56	55
Максимальное внутренне давление на муфту длительное, МПа	47	47	48	42	45	43
Максимальное наружное давление на муфту длительное, МПа	44	43	43	39	42	40
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	13	18	24	30	31	31
Длина, мм, не более	720	760	730	750	750	760
Масса, кг, не более	35	40	45	55	60	70

Продолжение табл. 16.46

Показатель	Диаметр обсадной трубы, мм					
	219	245	273	299	324	340
Наружный диаметр корпуса, мм	242	266	294	322	350	365
Диаметр проходного канала, мм, не менее	194	218	253	274	302	318
Максимальное внутреннее давление на муфту кратковременное, МПа	58	47	45	43	43	42
Максимальное внутренне давление на муфту длительное, МПа	46	38	36	35	35	34
Максимальное наружное давление на муфту длительное, МПа	42	35	33	33	32	31
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	40	48,5	28	45	44	43
Длина, мм, не более	780	780	780	730	730	730
Масса, кг, не более	100	100	100	125	120	130

Таблица 16.47

Технические характеристики муфты МЦГ1-168 конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	МГЦ1-168	
	Вариант I	Вариант II
Наружный диаметр корпуса, мм, не более	188	195
Диаметр проходного канала после удаления контейнера с пробками, мм (по требованию заказчика)	144–150	144–150

Муфта типа МЦГ1 состоит из корпуса с радиальными отверстиями, размещенной на его наружной поверхности ступенчатой перекрывающей втулки с радиальными отверстиями и полого цилиндрического контейнера со ступенчатыми внутренней и наружной поверхностями, размещенного внутри корпуса и связанного с последним срезными винтами. На наружной поверхности корпуса, выше и ниже втулки и частично ее перекрывая, установлены верхняя и нижняя крышки. Ступенчатой формы втулка связана с корпусом срезными винтами. В верхней части втулки, между ней и корпусом размещены фиксаторы, причем верхний фиксатор связан с втулкой тарированными срезными штифтами, а нижний фиксатор связан с ней неразъемно. На наружной поверхности корпуса выше верхнего и ниже нижнего фиксаторов выполнены конусные проточки, ответные отогнутым внутрь лепесткам фиксаторов. В корпусе выше и ниже втулки выполнены радиальные отверстия для подвода к втулке из обсадной колонны управляющего давления жидкости. В верхней части корпуса с ним связана муфта обсадной колонны на резьбе обсадных труб. В контейнере, загерметизированном в корпусе манжетами, выполнены радиальные отверстия. В состав обсадной колонны муфта типа МЦГ1 включается с помощью присоединительных резьб. Герметизация муфты типа МЦГ1 обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами круглого сечения.

Основные технические параметры муфты МЦГ1-168 приведены в табл. 16.47.

16.10.5. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОНН СЕКЦИЯМИ

Устройства (разъединители) служат для спуска обсадных колонн секциями или спуска потайных колонн при помощи бурильных труб. Принцип работы разъединителей основан на использовании легко отвинчиваемого левого резьбового соединения, при помощи которого после спуска и цементирования об-

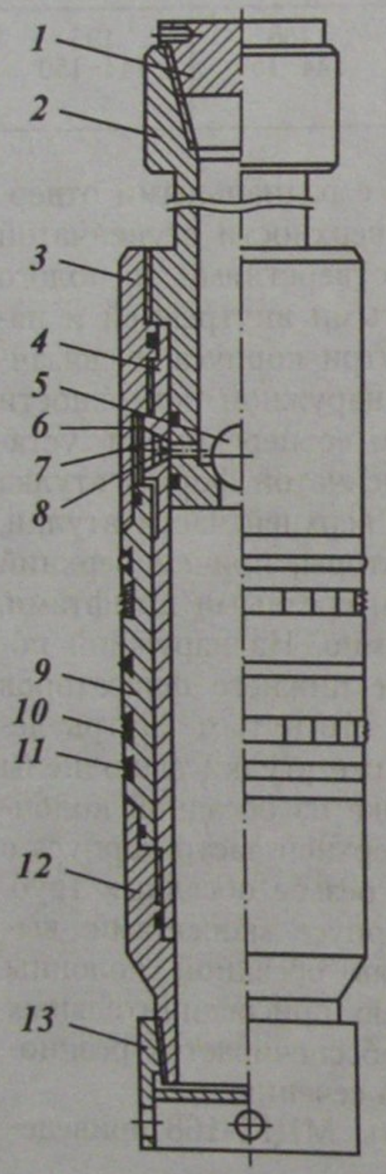


Рис. 16.30. Устройство типа ПМП для спуска хвостовиков:
1 – заглушка; *2* – переводник левый; *3* – муфта; *4* – корпус; *5* – шар; *6* – пластина; *7* – амортизатор; *8* – клапан; *9* – элемент уплотнительный; *10* – плашки; *11* – кольца уплотнительные; *12* – переводник; *13* – заглушка

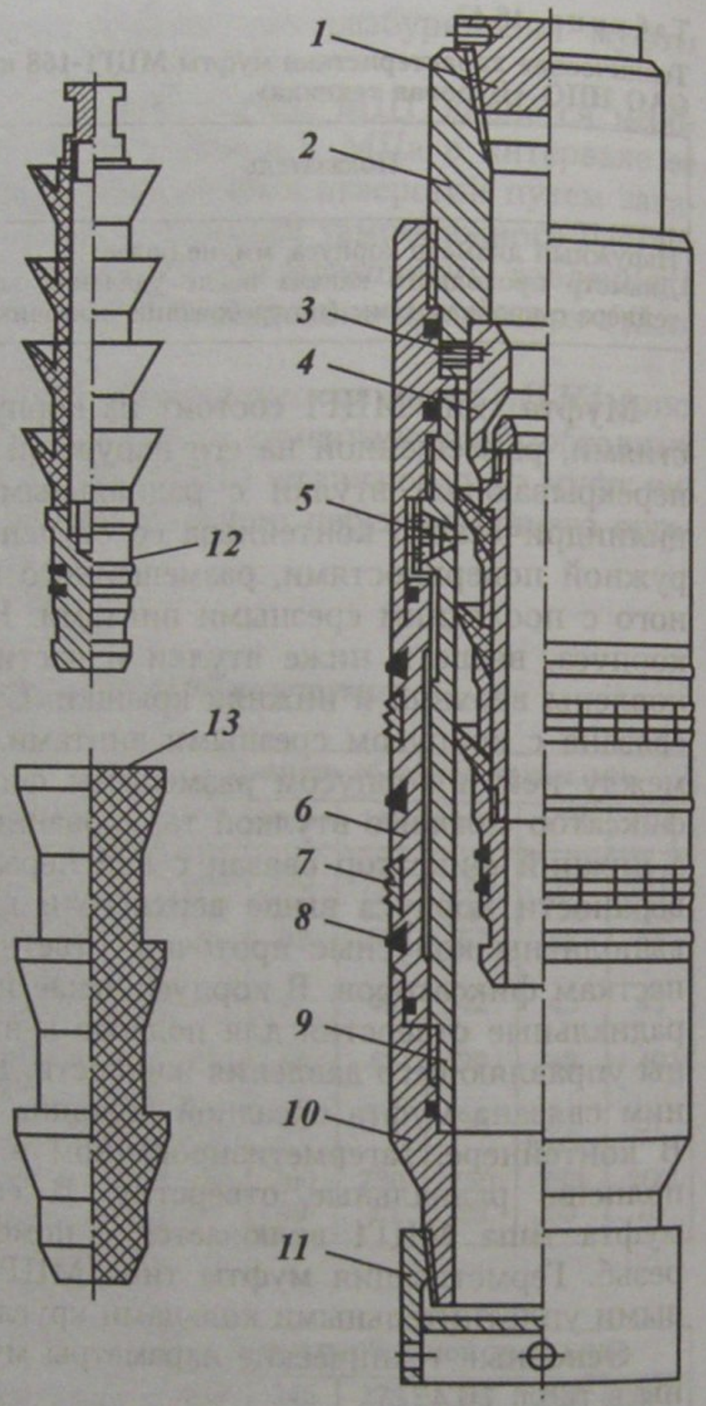


Рис. 16.31. Устройство типа ПМПЦ для спуска, цементирования и подвески хвостовиков:
1, 11 – заглушка; *2* – переводник левый; *3* – винт срезной; *4* – пробка подвесная; *5* – клапан впускной; *6* – элемент уплотнительный; *7* – плашки; *8* – кольца уплотнительные; *9* – корпус; *10* – переводник нижний; *12* – пробка продавочная; *13* – пробка разделительная

садной колонны освобождается бурильная колонна. Иногда, во избежание аварий, приходится осуществлять спуск эксплуатационных колонн секциями в глубокие скважины с осложненными геологическими условиями.

Отечественной промышленностью выпускаются разъединители различных конструкций под шифрами ПМП, ПМПЦ, ПРК, Р, РКЗ, РРС, РСХ, УСЦОК, ЦРУ и др.

Устройства типа ПМП (рис. 16.30) предназначены для спуска и подвески хвостовиков с фильтрами в интервале продуктивной зоны скважины при заканчивании ее с открытым забоем. Устройства типа ПМП разработаны и выпускаются для хвостовиков из труб диаметром от 101,6 до 127,0 мм. Основные технические характеристики устройств типа ПМП приведены в табл. 16.48.

Хвостовик с устройством, установленном на его верхнем конце, спускается в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Конструктивная надежность устройства сочетается с несложной технологией его спуска и установки в нижней части предыдущей обсадной колонны.

Эффективность применения устройства типа ПМП проверена и подтверждена при креплении скважин в Западной Сибири.

Устройство типа ПМПЦ (рис. 16.31) предназначено для спуска, цементирования и подвески хвостовиков в нижней части эксплуатационной колонны при креплении основного и дополнительного стволов скважины. Устройство типа ПМПЦ разработано и выпускается для хвостовиков диаметром 114,3 и 127 мм. Основные технические характеристики устройств типа ПМПЦ приведены в табл. 16.49. Хвостовик с технологической оснасткой на его нижнем конце и устройством на верхнем конце спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Конструктивная надежность устройства сочетается с технологической

Таблица 16.48

Технические характеристики устройств типа ПМП

Тип устройства	Диаметр устройства (без учета разбуриваемых деталей), мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника), мм	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					С левым переводником	Без левого переводника
ПМП-102/168	101,6	168,3	136	90	1080	805
ПМП-114/168	114,3	168,3	140	97–100	1080	805
ПМП-127/178	127,0	177,8	150	106–110	1080	805

Таблица 16.49

Технические характеристики устройств типа ПМПЦ

Тип устройства	Диаметр устройства (без учета разбуриваемых деталей), мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника), мм	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					С левым переводником	Без левого переводника
ПМП-102/168	101,6	168,3	136	90	1080	805
ПМП-114/168	114,3	168,3	140	97–100	1080	805
ПМП-127/178	127,0	177,8	150	106–110	1080	805

простотой его применения при спуске, цементировании и подвеске хвостовика при креплении скважины. Наибольший эффект достигается при креплении хвостовиками дополнительных стволов скважин.

Разъединитель кулачковый типа РКЗ с гидравлическим затвором (рис. 16.32) предназначен для спуска в скважину потайных обсадных колонн (секций) и цементирования в сложных горно-геологических условиях с температурой на забое до 150 °С. Конструкция разъединителя обеспечивает вращение обсадной колонны в процессе спуска и цементирования. Подвеска обсадной колонны осуществляется либо на цементный камень, либо с использованием специального устройства. Вращение обсадной колонны обеспечено наличием в конструкции разъединителя кулачков на стволе, связанном с бурильной колонной, заведенных в пазы, выполненные внутри корпуса-воронки, и соединенного с обсадной колонной. От преждевременного выхода кулачков из пазов разъединитель типа РКЗ предохраняется гидравлическим затвором, выполненным в виде герметичной кольцевой полости между воронкой и стволом, заполненной маслом, с радиальным каналом в стволе, герметично перекрытым полым срезным винтом.

После спуска обсадной колонны до проектной глубины с проработкой мест сужений ствола проводят цементирование скважины, при котором продавочная пробка проходя через разъединитель типа РКЗ разрушает срезной винт и открывает радиальный канал, соединяющий внутритрубное пространство с кольцевой полостью гидрозатвора. В конце цементирования в колонну сбрасывают шар, который опускается на седло втулки, размещенной в проходном канале ствола, и перекрывает проход. При повышении давления над шаром срезаются штифты, удерживающие втулку, и она сдвигается вниз, открывая радиальные

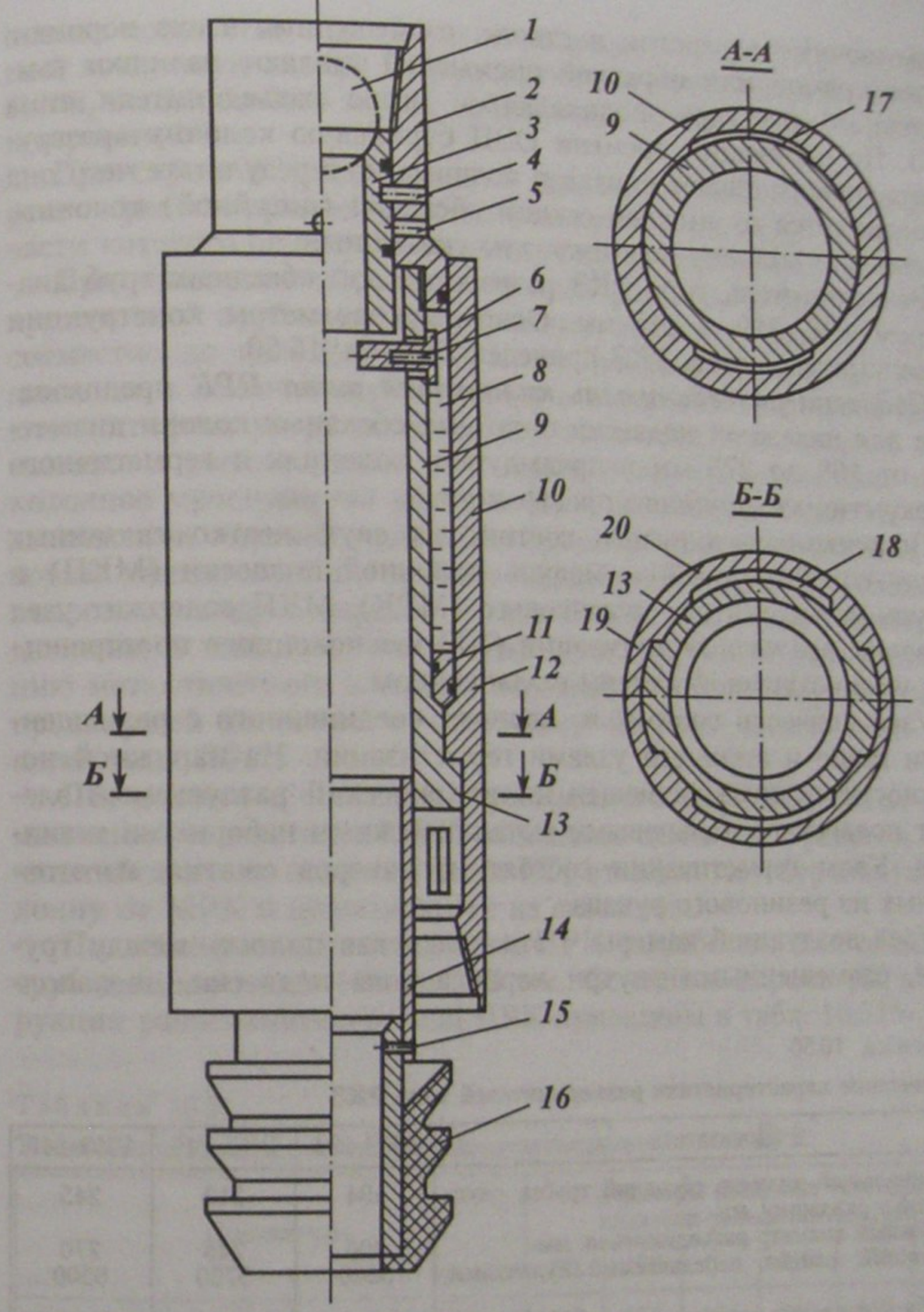


Рис. 16.32. Разъединитель кулачковый типа РКЗ:
1 – шар сбрасываемый; *2* – переводник; *3* – втулка ствола; *4* – штифт; *5* – отверстие промывочное; *6* – пробка-штуцер; *7* – отверстие пробки; *8* – кольцевое пространство разъединителя; *9* – ствол разъединителя; *10* – муфта-воронка; *11* – поршень кольцевой; *12* – торец муфты-воронки; *13* – кулачки; *14* – патрубок; *15* – штифт срезной; *16* – пробка подвесная; *17*, *18* – пазы для передачи давления; *19* – пазы муфты-воронки; *20* – шлицы

промывочные отверстия в стволе, размещенные выше воронки. Далее прямой или обратной промывкой удаляют излишки тампонажного раствора, поднявшегося выше разъединителя типа РКЗ. По окончании времени ОЗЦ бурильную колонну «разгружают», поворачивают вправо и поднимают, в результате чего она отсоединяется от нижней секции обсадной (потайной) колонны. Бурильную колонну поднимают из скважины.

Разъединитель типа РКЗ разработан для обсадных труб диаметром 194, 219 и 245 мм. Основные параметры конструкции разъединителей типа РКЗ приведены в табл. 16.50.

Подвеска-разъединитель кулачковая типа ПРК предназначена для надежной подвески потайных обсадных колонн диаметром от 168 до 273 мм в предыдущих колоннах и герметичного перекрытия межтрубного пространства.

Подвеска-разъединитель состоит из двух жестко связанных между собой модулей – модуль колонной подвески (МКП) и модуль разъединителя кулачкового (МРК). МКП содержит узел подвески, два узла герметизации (УГ) межколонного пространства и узел воздушной камеры с золотником.

Узел подвески состоит из корпуса, соединенного с размещенными выше и ниже его узлами герметизации. На наружной поверхности корпуса размещен цилиндрический раздуваемый элемент подвески с кольцевыми металлическими наборными шлипсами. Узлы герметизации состоят из пакеров сжатия, изготовленных из резинового рукава.

Узел воздушной камеры – это кольцевая полость между трубами, размещенными внутри корпуса узла подвески, не заполняемая жидкостью при спуске в скважину, и золотник, отсекающий воздушную камеру от радиального отверстия в корпусе подвески, выполненного между металлическим элементом подвески и верхним УГ.

Таблица 16.50

Технические характеристики разъединителей типа РКЗ

Показатель	РКЗ-194	РКЗ-219	РКЗ-245
Номинальный диаметр обсадной трубы, спускаемой в скважину, мм	194	219	245
Наружный диаметр разъединителя, мм	206	245	270
Крутящий момент, передаваемый кулачками, Н·м	5300	5700	6500
Пробное давление разъединителя, МПа	25	25	25
Пробное давление раструба и разъединителя, МПа	30	30	30
Давление срезания штифтов подвесной пробки, МПа	5–8	5–8	5–8
Давление открытия промывочных отверстий, МПа	8–10	8–10	8–10
Длина разъединителя, мм	1829	1800	2071
Длина раструба, мм	1027	1022	1082
Масса разъединителя, кг	200	300	370
Масса раструба, кг	52,5	60,6	72,7

При спуске и промежуточных промывках жидкость циркулирует через центральный канал подвески типа ПРК, в нижней части которого подвешена нижняя секция продавочной пробки.

При продавливании тампонажного раствора верхняя секция продавочной пробки входит в нижнюю секцию и движется с ней совместно до кольца «стоп». После посадки на кольцо «стоп» давление в колонне труб ступенчато повышают. Первыми срезаются штифты, удерживающие кольцевые поршни пакеров, сжимающие и расширяющие их и герметично перекрывающие межколонное пространство выше и ниже элементов подвески. При достижении заданного давления срезается штифт золотника, который движется вниз, сообщая воздушную камеру с кольцевой полостью между пакерами. В этот момент происходит снижение давления в полости, что способствует эффективному расширению металлического элемента подвески, его плотному контакту с предыдущей колонной и увеличению несущей способности подвески типа ПРК.

После этого с помощью сбрасываемого шара открывают промывочные отверстия в МРК, вымывают цементный раствор, поднявшийся выше подвески типа ПР, отсоединяют бурильную колонну от МРК и поднимают ее из скважины.

Подвеска-разъединитель типа ПРК разработана для обсадных труб диаметром от 168 до 273 мм. Основные параметры конструкции разъединителей типа ПРК приведены в табл. 16.51.

Таблица 16.51

Технические характеристики подвески-разъединителя типа ПРК

Показатель	Диаметры обсадных труб для подвески-разъединителя, мм					
	168	178	194	219	245	273
Номинальный диаметр спускаемых обсадных труб, мм	168	178	194	219	245	273
Наибольший наружный диаметр, мм	187	200	212	242	270	299
Максимальная осевая нагрузка, тс	80	90	100	120	140	160
Максимальный перепад давления на подвеске-разъединителе, МПа	30	25	20	20	15	15
Максимальное внутреннее давление, МПа	40	40	40	40	40	40
Максимальная рабочая температура, °С	200	200	200	200	200	200
Длина подвески-разъединителя в сборе, мм, не более	4500	4500	4500	4700	4800	4900

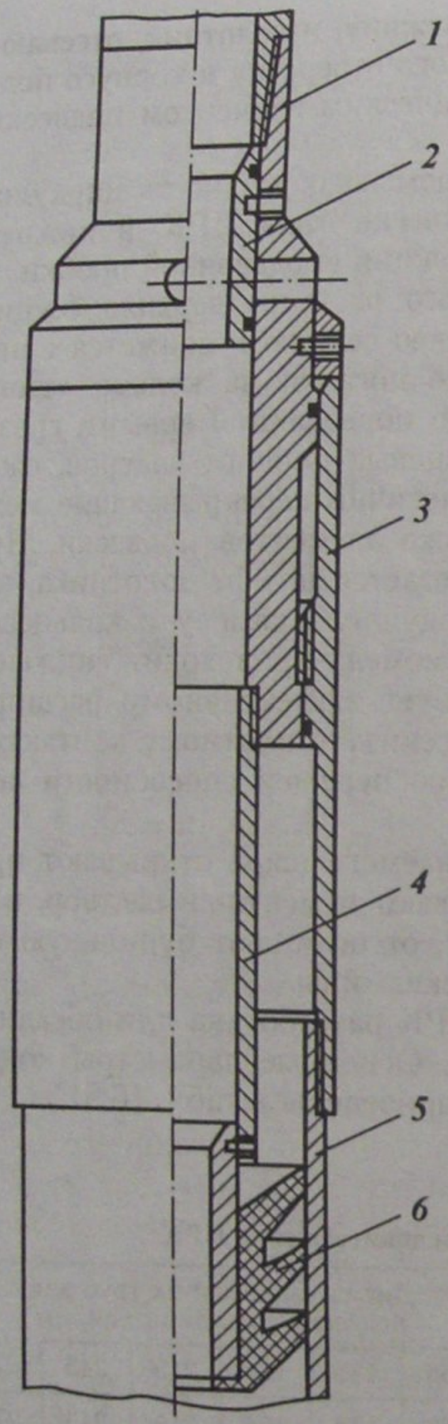


Рис. 16.33. Разъединитель резьбовой колонн типа РРС

Разъединитель резьбовой колонн типа РРС (рис. 16.33) предназначен для спуска потайных колонн и обсадных колонн диаметром от 168 до 340 мм секциями в сложных горно-геологических условиях, когда ствол осложняется в течение 1,5–2 сут после подъема колонны бурильных труб.

Разъединитель состоит из ствола *1* с закрепленной на нем срезными штифтами втулки *2*. Ствол разъединителя соединен с помощью резьбы с патрубком *4*, на котором на срезных штифтах закреплена подвижная пробка (ПП) *6*. Верхняя обсадная труба *5* потайной колонны или секции, свинчена с раструбом *3* разъединителя.

После спуска обсадной колонны до проектной глубины проводят ее цементирование. При этом верхняя разделительная пробка, проходя через втулку *2* разъединителя и патрубок *4*, соединяется с пробкой *6*, срезает удерживающие ее штифты с помощью дополнительного избыточного давления. Двигаясь совместно вниз по обсадной колонне, обе пробки продавливают тампонажный раствор через башмачные отверстия в заколонное пространство между обсадной колонной и стенкой скважины. После закачки расчетного объема бурового раствора в бурильную колонну сбрасывают шар, который, опускаясь вместе с закачиваемым объемом раствора, садится в посадочное гнездо втулки *2* разъединителя. При этом, одновременно или чуть раньше, обе пробки садятся с фиксацией на шток обратного клапана типа КОБ или в корпус об-

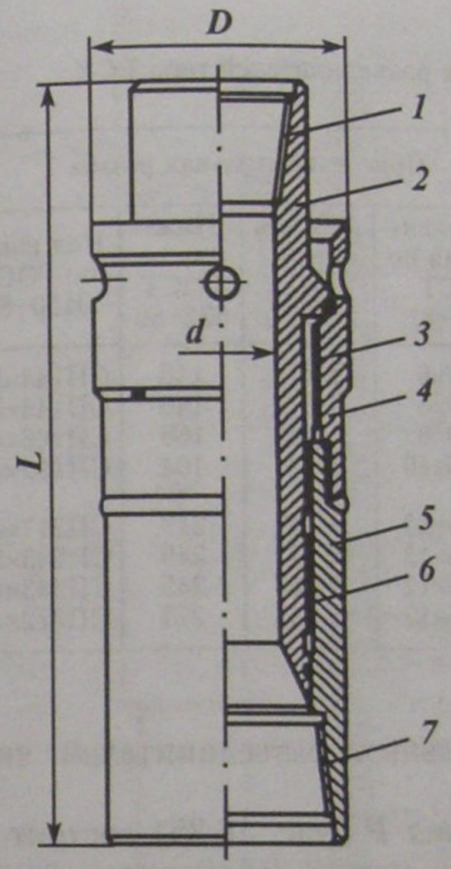
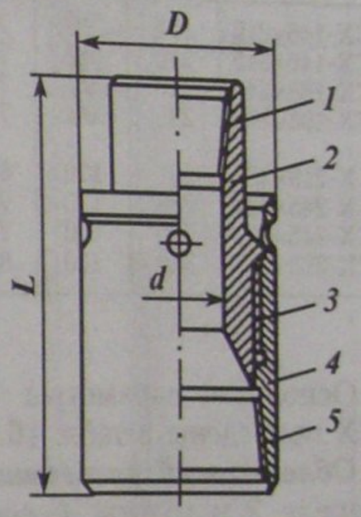


Рис. 16.34. Универсальный разъединитель типа РСХ для спуска потайных обсадных колонн

Рис. 16.35. Облегченная конструкция разъединителя типа Р для спуска потайных колонн:
1 – резьба замковая; *2* – ниппель; *3* – резьба трапецеидальная; *4* – муфта; *5* – резьба обсадных труб



ратного клапана типа КОД, трубное пространство изолируется от затрубного. При дальнейшем повышении давления происходит срезание шпилек, удерживающих втулку *2* разъединителя, которая, передвигаясь вниз, открывает промывочные отверстия и осуществляется промывка скважины с целью вымывания излишков тампонажного раствора, поднявшегося выше раструба *3* разъединителя во избежание цементирования бурильной колонны. После двойного срока схватывания тампонажного раствора на глубине установки раструба разъединителя путем поворота вправо бурильная колонна по левой резьбе разъединяется от потайной колонны или нижней секции обсадных труб.

Универсальный разъединитель типа РСХ (рис. 16.34) состоит из удлиненного ниппеля *2* и муфты *5*, соединяемых между собой левой трапецеидальной резьбой с крупным шагом. К муфте присоединена на метрической резьбе *3* входная воронка *4*. На верхнем конце ниппеля выполнена замковая резьба *1*, в которую ввинчивается ниппель замка бурильной колонны. На нижнем конце ниппеля выполнена входная часть в виде втулки с узлом соединения по цилиндру с кольцевым уплотнением и трапецеидальной резьбой *6*. На нижнем конце муфты разъединителя выполнена правая резьба *7* обсадной трубы, в которую ввинчивается верхний конец последней сверху трубы потайной колонны.

Таблица 16.52

Технические характеристики универсальных разъединителей типа РСХ (см. рис. 16.34)

Тип разъединителя	Размер разъединителя, мм			Присоединительная резьба			
	D	*d*	*L*	Трапецеидальная по ГОСТ 9484–81	Верхняя по ГОСТ 5286–75	Нижняя по ГОСТ 632–80	Под пакер по ГОСТ 9150–81
РСХ-146×219	184	90	705	СП140×6	З-121	146	СП144×3
РСХ-146×245	210	90	705	СП140×6	З-121	146	СП144×3
РСХ-168×245	210	90	705	СП160×8	З-121	168	СП166×4
РСХ-194×273	233	90	755	СП185×10	З-121	194	СП192×4
РСХ-219×299	261	120	815	СП210×10	З-147	219	СП217×4
РСХ-245×324	288	120	755	СП235×12	З-147	245	СП243×3
РСХ-245×351	320	120	755	СП235×12	З-147	245	СП243×4
РСХ-273×377	345	120	850	СП265×12	З-147	273	СП272×4

Основные параметры универсальных разъединителей типа РСХ приведены в табл. 16.52.

Облегченный разъединитель типа Р (рис. 16.35) состоит из ниппеля *2* и муфты *4*, соединяемых между собой левой трапецеидальной резьбой *3* с крупным шагом.

Основные параметры разъединителей типа Р приведены в табл. 16.53.

Устройство типа УСЦОК (рис. 16.36) предназначено для стыковки и цементирования секций обсадных колонн при креплении глубоких скважин в осложненных условиях.

Таблица 16.53

Технические характеристики облегченных разъединителей типа Р (см. рис. 16.35)

Тип разъединителя	Размер разъединителя, мм			Присоединительная резьба			Масса, кг
	D	*d*	*L*	Замковая по ГОСТ 5286–75	Трапецеидальная по ГОСТ 9484–81	Обсадных труб по ГОСТ 632–89	
Р-178×2459	210	90	510	З-121	170×8	178	166
Р-194×273	233	90	520	З-121	190×8	194	225
Р-219×299	261	120	540	З-147	210×10	219	275
Р-245×324	288	120	540	З-147	240×12	245	350
Р-245×340	301	120	540	З-147	240×12	245	360

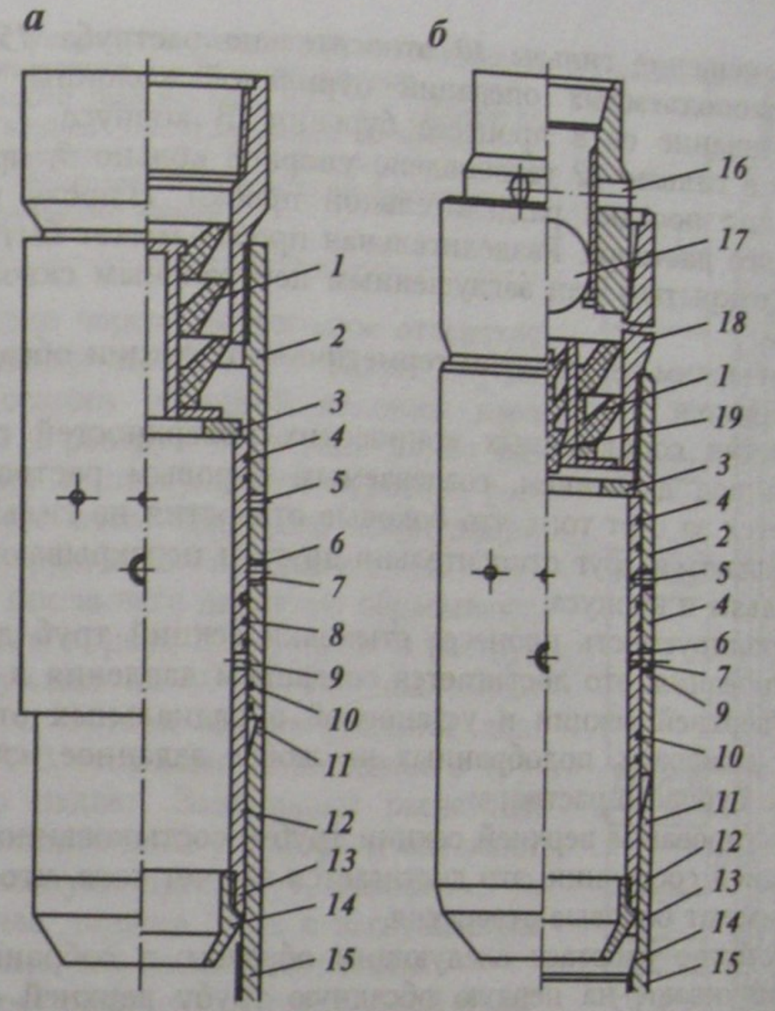


Рис. 16.36. Устройство типа УСЦОК для секционного спуска и цементирования обсадных колонн:
а – устройство для стыковки и цементирования обсадных колонн в процессе стыковки и цементирования двух секций; *б* – схема стыковки секции обсадных колонн с использованием соединителя обсадной колонны; *1* – пробка разделительная; *2* – корпус; *3* – кольцо; *4*, *8*, *10* – уплотнения; *5* – винт срезной; *6* – гайка; *7* – диафрагма; *9* – отверстие радиальное; *11*, *14* – поверхность коническая; *12* – гильза; *13* – пробка направляющая; *15* – раструб; *16* – отверстия промывочные; *17* – шар сбросовый; *18* – разъединитель; *19* – пробка продавочная

Устройство состоит из корпуса *2*, соединенного с разъединителем *18*. В корпусе *2*, посредством срезных винтов *5*, закреплена гильза *12*. В зазоре между корпусом *2* и гильзой *12* находятся уплотнения *4* и *8*. В радиальных отверстиях корпуса гайками *6* закреплена диафрагма *7*. На гильзе выполнены радиальные отверстия *9*, перекрытые диафрагмой *7*. На нижнем конце гильзы закреплена направляющая пробка *13* с центральным отверстием, заканчивающаяся конической поверхностью *14*. Под корпусом *2* расположен раструб *15* с внутренней конической поверхностью *14*. Сопряжение конических поверхностей *11* и *14* устраняет осе-

вое перемещение гильзы *12* относительно раструба *15* во время спускоподъемных операций бурильной колонны, а также проворачивание ее в процессе бурения. В корпусе *2* на верхнем торце гильзы *12* установлено упорное кольцо *3*, предназначенное для посадки разделительной пробки *1* после продавки цементного раствора. Разделительная пробка может быть выполнена с открытым или заглушенным центральным сквозным отверстием.

Техническим результатом герметичности секции обсадных колонн являются:

фиксация сопряженных конических поверхностей гильзы и раструба под давлением, создаваемым буровым раствором; это достигается за счет того, что боковые отверстия на гильзе и корпусе смещаются друг относительно друга и перекрываются стенками гильзы и корпуса;

контролируемость процесса стыковки секций труб до начала цементирования; это достигается созданием давления в состыкованной верхней секции и установкой в радиальных отверстиях корпуса диафрагм, подобранных на любое заданное избыточное давление бурового раствора;

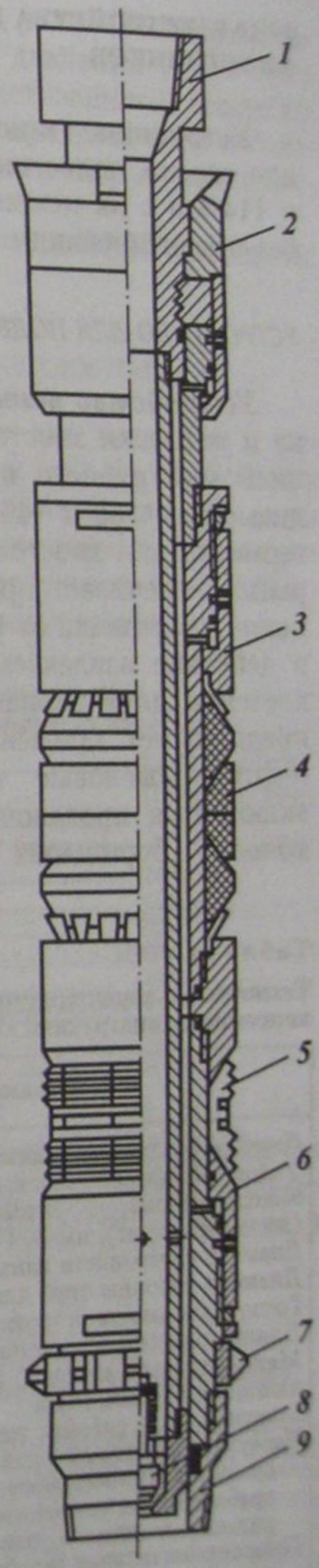
цементирование верхней секции труб в состыкованном с нижней секцией состоянии; это достигается за счет того, что гильза и корпус имеют боковые отверстия.

Устройство работает следующим образом: в собранном виде его навинчивают на первую обсадную трубу верхней секции и спускают в скважину, при этом нижняя секция оборудована раструбом *15*. Если обсадную колонну спускают в скважину тремя и более секциями, а хвостовик – двумя и более секциями, то применяют разъединитель *18*. Его навинчивают на верхнюю обсадную трубу верхней секции.

Для срабатывания разъединителя *18* применяют продавочную пробку *19* и сбросовый шар *17*. Продавочная пробка *19*, опускаясь вниз по бурильной колонне, продавливает тампонажный раствор через разъединитель и соединяется с разделительной пробкой *1*, плотно закрепляясь в ее центральном отверстии. Затем обе пробки продавливают тампонажный раствор внутри секции обсадной колонны в затрубное пространство. Момент спуска сбрасываемого шара для открытия промывочных отверстий *16* разъединителя определяется расчетом. В этом случае работа устройства происходит по общепринятой схеме.

При креплении скважины обсадной колонной двумя секциями в процессе спуска верхней секции может быть проведена промежуточная промывка скважины, которую осуществляют в обыч-

Рис. 16.37. Устройство типа ПХН для спуска в подвески хвостовика без цементирования:
1 – извлекаемый транспортный узел; *2* – разъединитель; *3* – привод уплотнительного элемента; *4* – элемент уплотнительный; *5* – якорь; *6* – привод якоря; *7* – центратор; *8* – клапан дифференциальный; *9* – переводник нижний



ном порядке через центральное отверстие направляющей пробки *13*. После спуска верхней секции обсадной колонны ввод гильзы *12* в раструб *15* осуществляют одновременно с циркуляцией бурового раствора. При этом давление циркуляции бурового раствора повышают на 3,0–4,0 МПа, после чего давление сбрасывают. После этого корпус *2* опускают в раструб *15*, разгружают на 10–12 т и поднимают давление в трубах до разрушения диафрагмы *7*. В этот момент давление в трубах резко падает. Закачивают расчетный объем тампонажного раствора и опускают разделительную пробку *1*. Пробка *1* в этом случае должна быть с заглушенным центральным сквозным отверстием.

При достижении разделительной пробкой *1* упорного кольца *3*, повышают давление внутри секции обсадной колонны, в результате чего срежутся винты *5*. Разделительная пробка вместе с гильзой *12* и упорным кольцом *3* сдвинутся вниз до соединения конических поверхностей *11* и *14*. Радиальные отверстия *9* гильзы *12* при этом будут расположены против стенки корпуса *2*, а зазор между корпусом *2* и гильзой *12* будет загерметизирован уплотнениями *4*, *8* и *10*.

Устройство обеспечивает надежность соединения верхней секции обсадной колонны с нижней с помощью конических поверхностей *11* и *14*, гильзы *12* и раструба *15*, а также герметичность с помощью уплотнений *4*, *8* и *10*, что позволяет осуществлять цементирование верхней секции в состыкованном с нижней секцией состоянии.

16.10.6. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СПУСКА, ПОДВЕСКИ И ГЕРМЕТИЗАЦИИ ХВОСТОВИКОВ

Устройства типов ПХЦ, УСПГХ-Ц и ПХН предназначены для спуска, подвески и герметизации хвостовиков диаметром 102 и 114 мм с их цементированием, манжетным цементированием и без цементирования.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКОВ БЕЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Устройство типа ПХН (рис. 16.37) предназначено для спуска и подвески хвостовика диаметром 102 и 114 мм с герметизацией межтрубного пространства при установке его в колоннах диаметром 168 и 146 мм. Устройство включает узлы подвески и герметизации хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны. По способу приведения в действие извлекаемого транспортного узла устройство выпускается в двух вариантах конструктивного исполнения. Первый предполагает применение бурильных труб, а второй – любые нефтепромысловые трубы. В комплект поставки устройства включается продавочная пробка, которая продавливается через колонну бурильных труб и обеспечивает получение сигнала

Таблица 16.54

Технические характеристики устройств типа ПХН для спуска и герметизации хвостовика конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ПХН 102/146	ПХН 114/168
Диметр обсадной колонны, мм	146	168
Условный диаметр хвостовика, мм	102	114
Максимальный наружный диаметр устройства (по центраторам), мм	124	144
Диаметр внутреннего канала, мм	95	95
Диаметр колонны труб для спуска хвостовика, мм	89	89
Грузоподъемность устройства, кН	200	200
Длина подвески в транспортном положении, мм	3000	2690
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами, МПа	30	30
Максимальная рабочая температура, °С	100	100
Расчетное избыточное давление, МПа:		
срабатывания якорного узла	14	14
срабатывания уплотнительного элемента и разъединительного узла	18	18
Присоединительная резьба:		
муфта (сверху)	З-101	З-101
ниппель (снизу)	ОТТМ-102	ОТТМ-114

«стоп» при посадке в седло извлекаемого узла. Последующим трехступенчатым повышением внутреннего давления устройство приводится в действие и обеспечивает герметизацию и подвеску хвостовика, а также отсоединение от транспортировочной колонны труб. Продавочная пробка вместе с извлекаемым транспортным узлом поднимается на поверхность.

Технические характеристики устройств типа ПХН приведены в табл. 16.54.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОДВЕСКИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ХВОСТОВИКОВ

Устройство типа ПХЦ предназначено для подвески и цементирования хвостовиков диаметром 114 и 102 мм в обсадных колоннах диаметром 168 и 146 мм. Устройство включает узлы подвески и цементирования хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны.

Технические характеристики устройства типа ПХЦ конструкции ОАО НПО «Буровая техника» для спуска и цементирования хвостовика

Тип устройства	ПХЦ-114/168; ПХЦ-102/146
Диаметр хвостовика, мм	114; 102
Максимальный наружный диаметр устройства (по центраторам), мм	144; 124
Диаметр обсадной колонны, мм	168; 146
Диаметр колонны труб для спуска хвостовика, мм	89
Проходной диаметр устройства, мм	95
Грузоподъемность устройства, кН	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент, МПа	30
Максимальная рабочая температура, °С	120
Длина устройства, мм	3000

Устройства ТГС-101,6(114), ВМ-УИ-101,6(114) являются инструментами и технологической оснасткой для спуска, подвески и цементирования хвостовиков диаметром 102 и 114 мм в

Таблица 16.55

Технические характеристики стыковочного устройства типа ТГС конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	ТГС-101,6	ТГС-114
Максимальный наружный диаметр, мм	119	140
Габаритный диаметр по рессорам клиновой подвески, мм	155	172
Максимальный диаметр проходного канала, мм	85	98
Наружный диаметр манжет очистительной пробки, мм	90	105
Наружный диаметр малой продавочной пробки, мм	64	80

Таблица 16.56

Технические характеристики установочного инструмента типа ВМ-УИ конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	ВМ-УИ-101,6	ВМ-УИ-114
Максимальное давление, МПа	35	35
Рабочее давление, МПа	25	25
Максимальный наружный диаметр, мм	108	140
Максимальное усилие растяжения (кроме штока), т	70	100
Максимальный диаметр торцевого упора в открытом положении, мм	120	137
Максимальное усилие сжатия по торцевым упорам, т	70	100
Длина рабочего хода штока, мм	3,5	3,5
Число оборотов стыковочной резьбы, не менее	11	18
Пределы изменения рабочей температуры, °С	−50 − +45	−50 − +45
Типоразмер замковой присоединительной резьбы	З-86	З-102

нефтяных и газовых скважинах. Основные технические характеристики указанных устройств приведены соответственно в табл. 16.55 и 16.56.

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОДВЕСКИ, ГЕРМЕТИЗАЦИИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ХВОСТОВИКОВ

Устройства типов УСПГХ и УСПГХ-Ц предназначены для спуска, подвески и герметизации хвостовиков диаметром 114 мм с герметизацией межтрубного пространства в обсадной колонне диаметром 168 мм.

Устройство включает узлы подвески и герметизации хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны.

Основные параметры устройства приведены в табл. 16.57.

Таблица 16.57

Технические характеристики устройства типа УСПГХ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	УСПГХ-114/168	УСПГХ-Ц-114/168
Условный диаметр хвостовика, мм	114	114
Условный диаметр обсадной колонны, мм	168	168
Условный диаметр труб, на которых хвостовик спускается в скважину, мм	89	89
Максимальный наружный диаметр (по центраторам), мм	143	143

Продолжение табл. 16.57

Показатель	УСПГХ-114/168	УСПГХ-Ц-114/168
Проходной диаметр устройства (без учета внутренних деталей), мм	95	95
Грузоподъемность устройства, кН, не менее	200	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент в рабочем положении, МПа, не менее	30	30
Максимальная рабочая температура, °С	120	120
Длина устройства в транспортном положении, мм	2500	1810
Масса устройства, кг	162	75

17

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

Устьевое оборудование – неотъемлемая часть конструкции скважины при ее строительстве и эксплуатации. Оно предназначено для обвязки всех спущенных в скважину обсадных колонн с целью организации контроля за состоянием межтрубного пространства и при необходимости воздействия на возникающие в нем проявления; управления скважиной при возникновении осложнений и бурении с продувкой забоя воздухом, газом или использованием аэрированной жидкости; эксплуатации скважины фонтанным или механизированным способом.

Оборудование устья бурящейся скважины должно состоять из колонной головки, число секций которой должно соответствовать числу спущенных в скважину обсадных колонн, превенторной установки, превенторной катушки с быстроразъемным желобом.

Для бурения с продувкой забоя воздухом или газом, а также бурения с использованием аэрированной жидкости в комплект устьевого оборудования включают вращающийся превентор или герметизирующее устройство.

В связи с тем, что оборудование устья скважины монтируют и обслуживают в процессе строительства скважины под полом вышечного блока буровой установки, оно, помимо своего прямого назначения, должно отвечать следующим требованиям:

колонные головки, превенторы и другие элементы должны иметь минимальную высоту;

присоединительные размеры фланцев колонных головок и превенторов должны быть согласованы с учетом последовательной установки на устье секций колонных головок и противовыбросового оборудования на более высокое рабочее давление, чем при бурении предыдущего интервала;

проходные отверстия фланцев должны обеспечивать подвешивание спущенной обсадной колонны на клиновой захват без демонтажа противовыбросового оборудования;

должны быть согласованы также прочностные характеристики устьевого оборудования и обсадных труб, на которые оно устанавливается.

17.1. КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ

Тип колонных головок и схемы их монтажа следует выбирать с учетом обеспечения постоянного контроля давления, создаваемого появляющимся газом в межколонном пространстве, и проведения ремонтных работ по ликвидации возникающих проявлений.

Секции колонной головки устанавливают на устье скважины последовательно, по мере спуска и цементирования обсадных колонн. При этом каждую секцию колонной головки необходимо подбирать с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины. На нее устанавливают противовыбросовое оборудование, рассчитанное на такое же рабочее давление. После спуска и подвешивания очередной обсадной колонны цикл повторяют.

Обвязка всех входящих в конструкцию скважины обсадных колонн секциями колонной головки возможна только по мере их спуска и цементирования.

Отечественной промышленностью серийно выпускаются колонные головки муфтового типа (типа ГКМ), рассчитанные на рабочие давления 12,5; 20; 32 и 50 МПа. Этими головками предусмотрена обвязка конструкций скважин из двух обсадных колонн (10 типоразмеров), трех (13 типоразмеров) и четырех (2 типоразмера) колонн.

Колонная головка муфтового типа (рис. 17.1) состоит из корпуса *4*, муфты *1*, специального фланца *3* и нажимной втулки *2*.

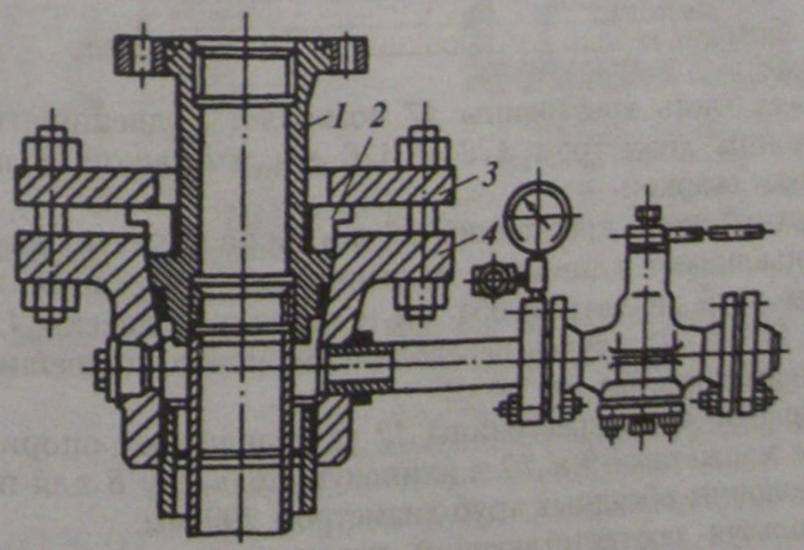


Рис. 17.1. Колонная головка муфтового типа

Межтрубное пространство уплотнено двумя медными кольцами, вставленными в проточки муфты и самоуплотняющимися резиновой манжетой.

Конструкция колонной головки типа ГКМ для обвязки трех, четырех и более колонн отличается от приведенной (см. рис. 17.1) числом секций.

Наиболее полно отвечают современным требованиям колонные головки типа ГКК, широко применяемые за рубежом.

На рис. 17.2 изображена колонная головка 5ГКК-500-168×273×426. Это по существу две колонные головки, соединенные между собой патрубком, тогда как условия размещения на секциях колонной головки противовыбросового оборудования требуют исключения из конструкции патрубка *2* и переводной катушки *3*. Секция *1* посредством фланцевого соединения должна быть установлена на секцию *5*. При этом необходимо обеспечить условие подвешивания обсадных колонн диаметрами 273 и 168 мм клиновыми захватами без демонтажа противовыбросового оборудования, т.е. клиновой захват должен свободно проходить через превенторы до секции колонной головки.

Межколонное пространство уплотняется пакером *4*, устанавливаемым над клиновым захватом *6*.

На рис. 17.3 приведена конструкция колонной головки КГ-5-700, рассчитанной на максимальное рабочее давление 70 МПа, для подвешивания пяти колонн обсадных труб.

Габаритные размеры и масса колонной головки КГ-5-700 следующие:

Габаритные размеры, мм:	
высота	2,7
длина	1,5
ширина	8
Масса, кг	5500

Нижняя часть крестовины *17* позволяет подвешивать обсадные колонны диаметром 478 и 426 мм расточкой и нарезкой резьбы или сваркой.

В верхней части крестовины *17* и в нижней части крестовины *12* устанавливают клиновую подвеску для удержания колонны обсадных труб диаметром 351 мм и крышку подвески *15* с манжетами *13*, *14*. Пользуясь переводником, можно подвешивать колонну диаметром 324 мм.

В верхней части крестовины *12* устанавливают опорный фланец *11* с манжетами *9* и *10* и клиновую подвеску *8* для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 299 мм.

Используя соответствующий переводник, можно подвесить колонны диаметрами 273 и 245 мм. Клиновая подвеска состоит

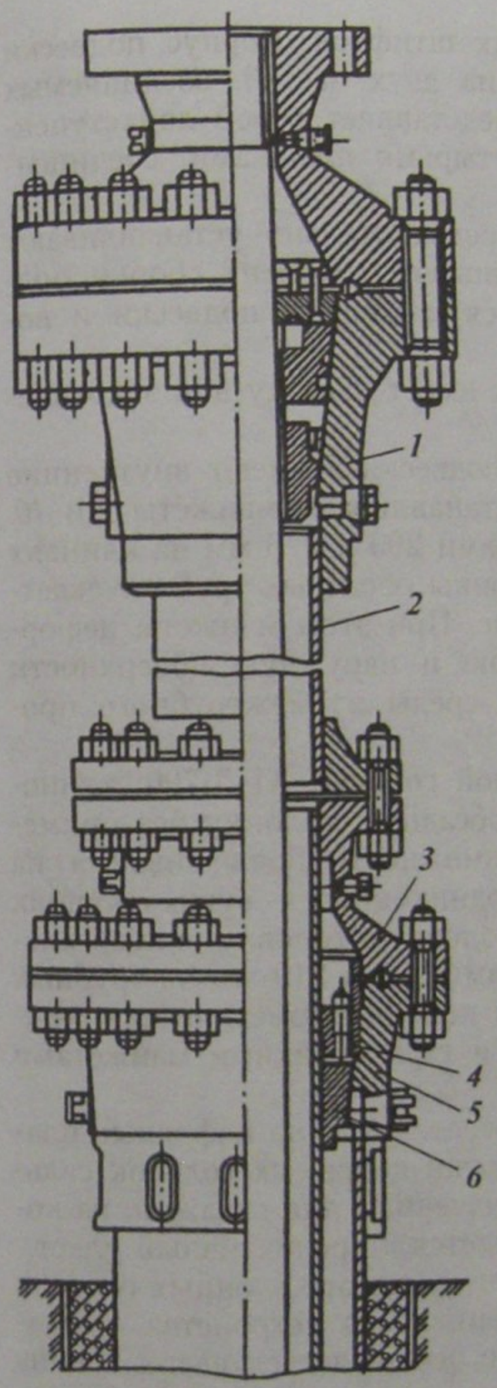


Рис. 17.2. Колонная головка клинового типа 5ГКК-500-168×273×246

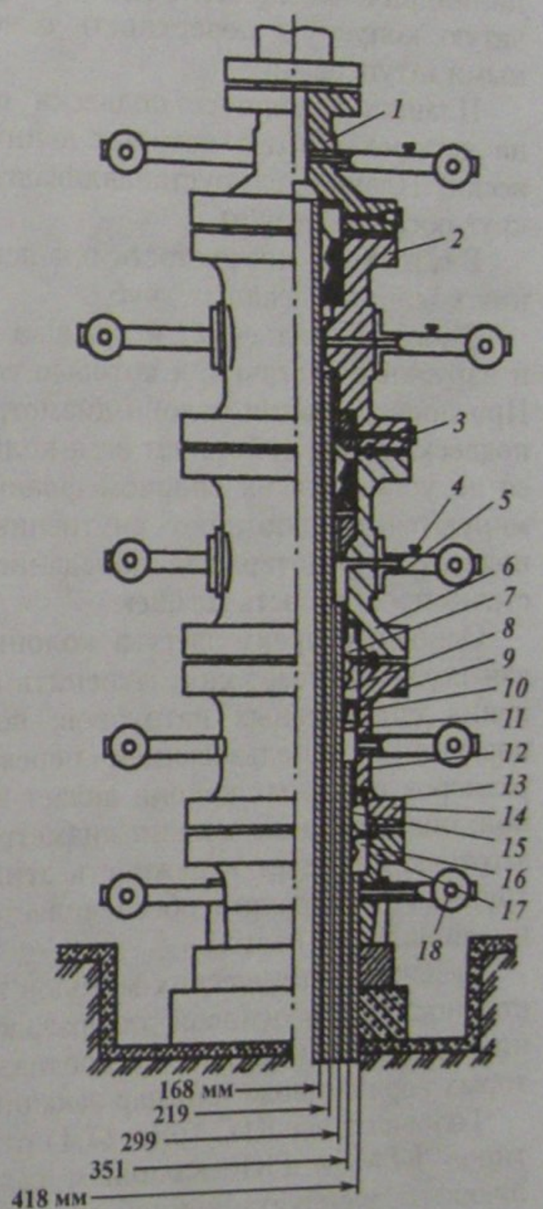


Рис. 17.3. Колонная головка КГ-5-700: *1, 2, 6, 12, 17* – крестовина; *3* – штуцер; *4* – вентиль; *5* – отвод; *7, 15* – крышки подвесок; *8, 16* – подвески; *9, 10, 13, 14* – манжеты; *11* – опорный фланец; *18* – кран высокого давления

из корпуса, плашек и специальных штифтов. Корпус подвески для удобства монтажа выполнен из двух частей, соединяемых цилиндрическими штифтами, и представляет собой двухступенчатую конусную поверхность с четырьмя плашками, соединенными штуцерами.

Плашки в корпусе подвески предварительно устанавливают на четырех винтах, которые ввинчивают в момент сборки подвески. Плашки самоустанавливаются в корпусе подвески и вокруг обсадной трубы.

Внутренняя поверхность плашек имеет насечку для закрепления колонны обсадных труб.

Опорный фланец *11* и крышка подвески *7* имеют внутренние и наружные расточки, в которые устанавливают манжеты *9* и *10*. При подвешивании колонн диаметрами 299 и 273 мм на клиньях подвеска *8* под действием веса колонны обсадных труб опускается до установки на опорном фланце. При этом манжеты деформируются и уплотняют внутреннюю и наружную поверхности подвески, предотвращая попадание среды из межтрубного пространства в полость плашек.

Основные преимущества колонной головки КГ-5-700: клиновая подвеска позволяет закрепить обсадную колонну без применения специальных патрубков; возможность подвешивания на плашках с использованием переводников всех существующих размеров обсадных колонн делает колонную головку универсальной; подвешивание колонн диаметрами 299 и 219 мм на трубных заготовках создает надежность этих колонн; герметичность межтрубных пространств обеспечивается термостойкими манжетами и специальной пастой.

Развитие термических методов воздействия на нефтяные пласты послужило основой для разработки колонных головок сальникового типа (типа КГС), предназначенных для скважин, на которых горячая вода или пар закачивается в продуктивный пласт.

Головка типа КГС (рис. 17.4) отличается от колонных головок типов КГМ и ГКК наличием сальникового устройства, позволяющего эксплуатационной колонне перемещаться вверх и вниз при колебаниях температуры рабочего агента или остановках скважины на текущий (капитальный) ремонт.

Условные переходы фланцев колонных головок и превенторов, присоединительные размеры и принятый ряд давлений по ГОСТ 28919–91 унифицированы с наиболее распространенными зарубежными стандартами.

Основные параметры одно- и двухфланцевых колонных головок, установленные ГОСТ 30196–94, приведены в табл. 17.1, 17.2 и на рис. 17.5.

Рис. 17.4. Колонная головка сальникового типа (типа КГС):
1 – нажимной фланец; *2* – сальниковое уплотнение; *3* – крышка головки; *4* – пробка уплотнения; *5* – втулка; *6* – запорный винт; *7* – корпус головки; *8* – пробка

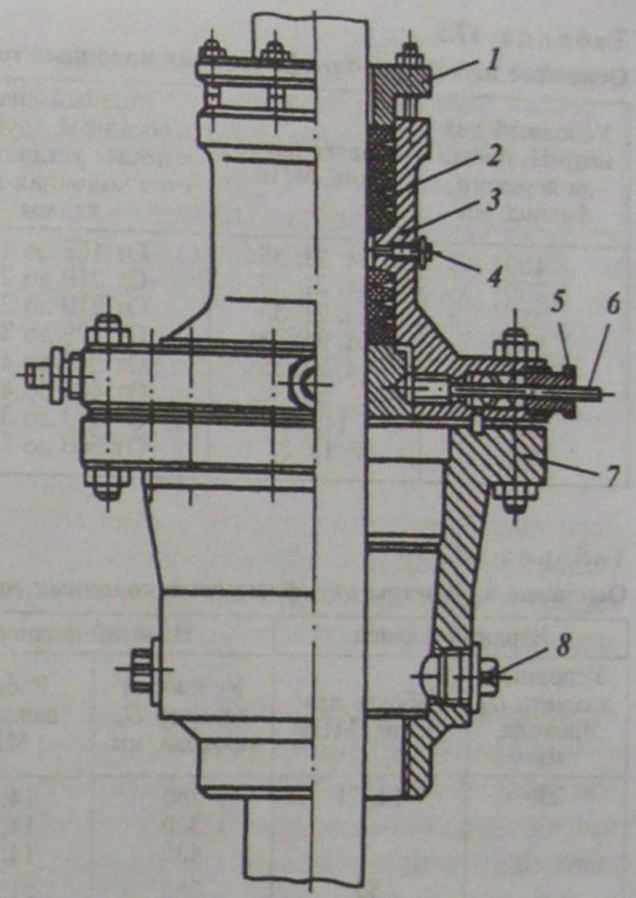


Рис. 17.5. Колонные головки по ГОСТ 30196–94:
а – однофланцевая нижняя; *б* – двухфланцевая промежуточная или верхняя; *1* – корпус с верхним фланцем; *2* – верхний уплотнитель; *3* – трубодержатель клиньевой; *4* – боковой отвод; *5* – нижняя часть корпуса, соединяемая с обсадной трубой на резьбе, сваркой или другим способом; *6* – нижний уплотнитель; *7* – нижний фланец

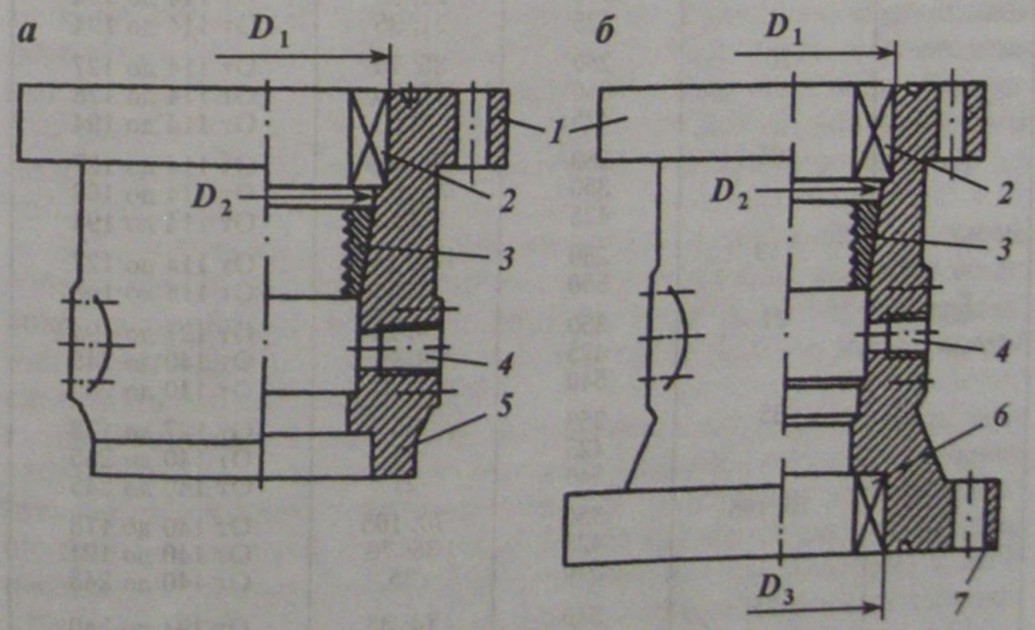


Таблица 17.1

Основные параметры однофланцевых колонных головок (см. рис. 17.5, *а*)

Условный диаметр D_1 прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр D_2 обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
180	14; 21; 35	От 168 до 194	От 114 до 127
230	14; 21; 35	От 219 до 245	От 114 до 146
280	14; 21; 35	От 219 до 273	От 114 о 194
350	14; 21; 35	От 299 до 351	От 114 до 273
425	14; 21; 35	От 377 до 426	От 194 до 340
480	35	От 406 до 473	От 219 до 377
540	14; 21	От 473 до 530	От 273 до 426
680	7; 14; 21	От 560 до 720	От 406 до 630

Таблица 17.2

Основные параметры двухфланцевых колонных головок (см. рис. 17.5, *б*)

Верхний фланец		Нижний фланец		Условный диаметр D_2 труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
Условный диаметр D_1 прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр D_3 прохода, мм	Рабочее давление, МПа	
280	14; 21	280	14; 21	От 114 до 140
		350	14; 21	От 114 до 194
		425	14; 21	От 114 до 194
	35	280	21; 35	От 114 до 140
		350	21; 35	От 114 до 194
		425	21; 35	От 114 до 194
	70	280	35; 70	От 114 до 127
		350	35; 70	От 114 до 178
		425	35	От 114 до 194
	105	280	70; 105	От 114 до 127
		350	70; 105	От 114 до 168
		425	70	От 114 до 194
	140	280	105; 140	От 114 до 127
		350	105	От 114 до 168
350	21	350	14; 21	От 127 до 194
		425	14; 21	От 140 до 245
		540	14; 21	От 140 до 245
	35	350	35	От 127 до 178
		425	21	От 140 до 245
		540	21	От 140 до 245
	70; 105	350	70; 105	От 140 до 178
		425	35; 70	От 140 до 194
		540	35	От 140 до 245
	21	540	14; 35	От 194 до 340
		680	14	От 194 до 324
425	35	540	35	От 194 до 324
	70	540	35	От 194 до 299

Продолжение табл. 17.2

Верхний фланец		Нижний фланец		Условный диаметр D_3 труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
Условный диаметр D_1 прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр D_3 прохода, мм	Рабочее давление, МПа	
480	35	540	21	От 219 до 340
		680	21	От 219 до 377
	70	540	35	От 219 до 340
540	21	680	14	От 273 до 426
	35	680	21	От 273 до 426
680	14; 21	760	14	От 340 до 530

Фланцевые соединения колонных головок соответствуют требованиям ГОСТ 28919–91 и обеспечивают соединение между собой, установку блока превенторов противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры без дополнительных переходных деталей.

При бурении скважин с двухколонной конструкцией используется однофланцевая колонная головка, которая присоединяется к кондуктору с помощью муфтовой или ниппельной резьбы обсадных труб по ГОСТ 632–80. Общий вид однофланцевой колонной головки типа ОКК1 конструкции ВНИИнефтемаша приведен на рис. 17.6.

Боковые отводы колонной головки должны быть оборудованы фланцевыми соединениями по ГОСТ 28919–91 на рабочее давление, соответствующее рабочему давлению верхнего фланца. При давлении до 14 МПа допускается использование резьбового соединения насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 мм по ГОСТ 633–80.

Для закрепления в корпусе колонной головки верхней части обсадной колонны используется клиновой (без резьбы) или муфтовый (с резьбами) трубодержатель (подвеска). Грузоподъемность клинового трубодержателя должна быть не менее значений, приведенных в табл. 17.3.

Герметизация межколонного пространства и фланцевого соединения осуществляется с помощью верхнего и нижнего пакеров из эластомеров или уплотнений различной конструкции. Основные размеры таких пакеров приведены в табл. 17.4. Для размещения пакеров в колонных головках предусмотрены расточки, диметры которых приведены в табл. 17.5 и 17.6. Межпакерное пространство заполняется уплотнительным составом типа ЛЗ-162 по ТУ 38-101315–77 или Арматол-238 по ТУ 38-101812–83 через специальное отверстие в нижнем фланце и опрессовы-

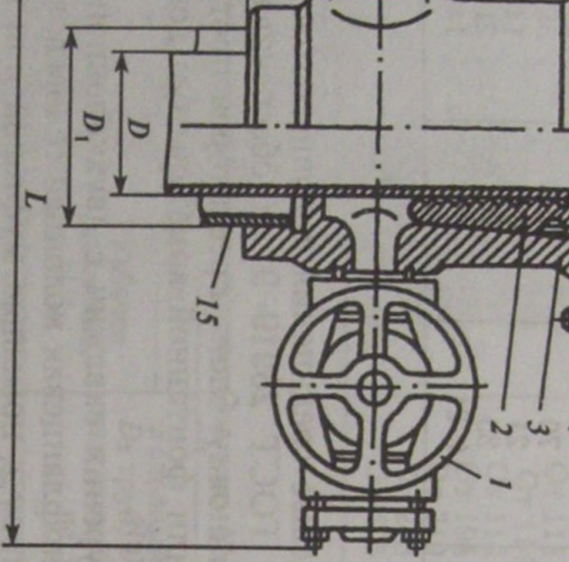


Рис. 17.6. Однофланцевая колонная головка типа ОКК1 конструкции ВНИИнефтемаша:
1 – задвижка; *2* – клиньевой трубодержатель; *3* – корпус; *4, 7* – кольцо уплотнительное опорное; *5, 8* – уплотнитель; *6, 9* – кольцо уплотнительное нажимное; *10* – втулка направляющая; *11* – фонтанная арматура; *12* – клапан нагнетательный; *13* – манометр; *14* – вентиль; *15* – направление (кондуктор)

вается на расчетное давление, определяемое из условия предупреждения смятия верхней обсадной трубы, но не выше рабочего давления фланцев.

Таблица 17.3

Максимальная грузоподъемность трубодержателя колонной головки

Условный диаметр колонной головки, мм	Осевая нагрузка (в тс) для колонных голов типов		
	ОКК2	ОКК3	ОКК4
140	200	260	260
168	200	260	260
178	200	200	–
194	200	–	–
219	–	250	300
245	250	310	300
273	250	300	300
299	200	250	150
324	200	260	150
340	–	260	200
426	–	–	200
508	–	–	200

Примечание. Продолжительность испытания 3 мин.

Таблица 17.4

Основные характеристики пакеров колонных головок

Шифр пакера	Обозначение	Основные размеры, мм								Масса, кг
		D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	D_7	
У-140×230	ОКК.00.003-00	236	230	140	134	146	156	214	224	2,0
У-140×280	ОКК.00.003-01	292	285	–	–	–	–	270	280	3,5
У-146×230	ОКК.00.003-02	236	230	146	140	152	162	214	224	1,2
У-146×280	ОКК.00.003-03	292	285	–	–	–	–	270	280	1,8
У-168×230	ОКК.00.003-04	236	230	168	162	174	184	214	224	0,9
У-168×280	ОКК.00.003-05	292	280	–	–	–	–	270	280	1,5
У-178×230	ОКК.00.003-06	236	230	178	172	184	194	214	224	0,8
У-178×280	ОКК.00.003-07	292	285	–	–	–	–	270	280	1,5
У-219×280	ОКК.00.003-08	–	–	219	213	225	235	270	280	2,1
У-219×350	ОКК.00.003-09	356	350	–	–	–	–	334	344	3,8
У-245×350	ОКК.00.003-12	356	350	245	239	251	261	334	344	3,8
У-273×350	ОКК.00.003-13	356	350	273	267	279	289	334	344	3,5
У-273×425	ОКК.00.003-14	356	350	273	267	279	289	409	419	8,1
У-299×390	ОКК.00.003-15	396	390	299	293	305	315	374	384	4,3
У-299×425	ОКК.00.003-16	431	425	–	–	–	–	409	419	7,0
У-324×390	ОКК.00.003-17	396	390	324	318	330	340	374	384	3,0
У-324×425	ОКК.00.003-18	431	425	–	–	–	–	409	419	5,7

Примечание. D – максимальный диаметр уплотнителя; D_1 – номинальный наружный диаметр; D_2 – номинальный внутренний диаметр; D_3 – минимальный внутренний диаметр; D_4, D_7 – соответственно минимальный и максимальный диаметры оснований опорных колец; D_5, D_6 – максимальный и минимальный диаметры вершины опорных колец.

Таблица 17.5

Диаметры расточки верхнего фланца

Условный диаметр прохода D_y, мм	Рабочее давление, МПа	Наибольший диаметр расточки фланца D_1, мм	Максимальный наружный диаметр трубодержателя D_2, мм
180	14; 21; 35	181,8	178,05
230	14; 21; 35; 70	229,4	226,90
280	14; 21; 35; 70; 105; 140	280,2	277,32
350	14; 21; 35; 70; 105	346,9	343,48
425	14; 21; 35; 70	426,2	422,28
480	35; 70	477,0	473,08
527	21	527,8	523,88
540	14; 35	540,5	536,58
680	14; 21	680,2	676,28
760	14	6\762,8	758,88

Таблица 17.6

Диаметры расточки нижнего фланца

Условный диаметр прохода D_y, мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный наружный диаметр трубодержателя D_3, мм
280	14; 21	242,8
	35	231,8
	70; 105; 140	217,5
350	14; 21	296,9
	35; 70; 105	283,5
425	14; 21	354,0
	35; 70	346,1
480	35; 70	425,5
527	21	431,8
540	14; 21; 35	443,0
680	14; 21	558,8
760	14	635

При бурении скважин с многоколонной конструкцией (число колонн боле двух) используется оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из одно- и двухфланцевых колонных головок.

Ведущие заводы-изготовители устьевого оборудования поставляют колонные головки, в которых клиновые трубодержатели совмещены с верхним пакером. Распакеровка в них может происходить автоматически под действием веса обсадной ко-

а

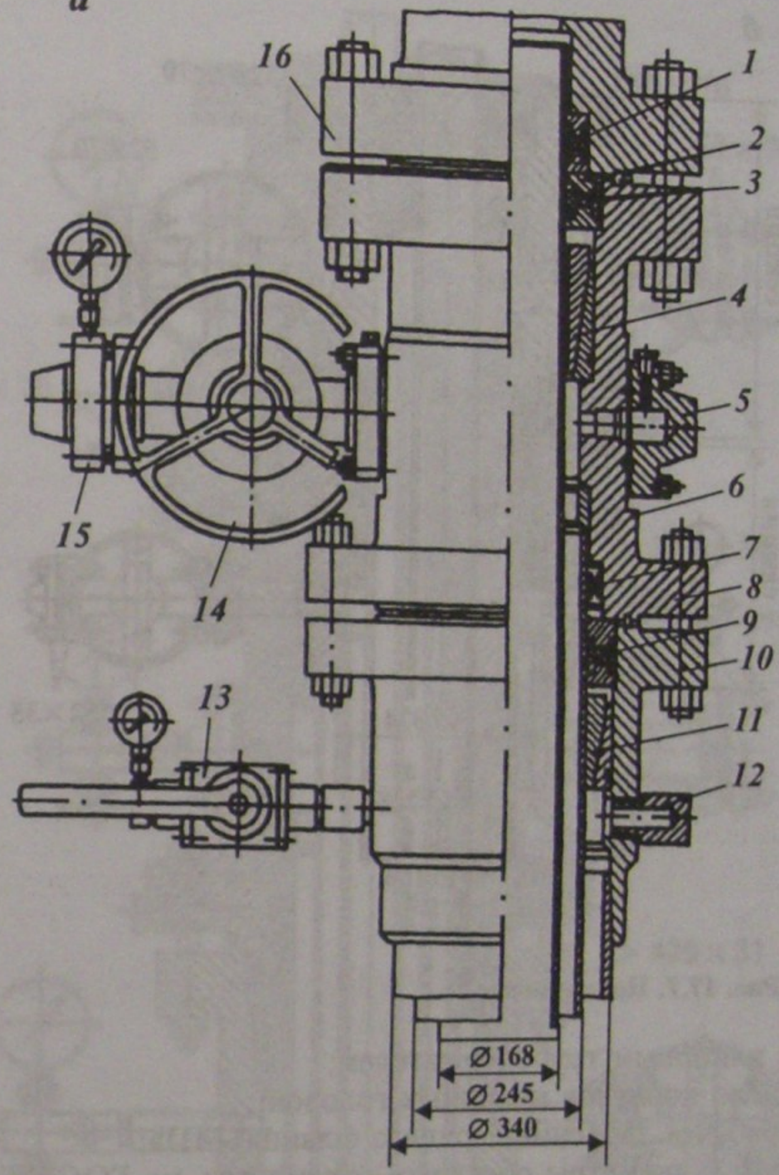


Рис. 17.7. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК2:
а – ЦКБ «Титан»; *б* – Воронежского механического завода; *1, 3, 7, 9* – уплотнители; *2, 8* – кольцевая прокладка; *4, 11* – подвеска клиньевая; *5* – фланец глухой; *6* – корпус двухфланцевый; *10* – корпус однофланцевый; *12* – заглушка; *13* – кран запорный; *14* – задвижка; *15* – фланец инструментальный; *16* – арматура фонтанная

лонны или принудительно путем ввинчивания специальных болтов.

Установлена система обозначения оборудования обвязки обсадных колонн с клиновым трубодержателем. Например, ОКК1-21-168×245 обозначает:

О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

б

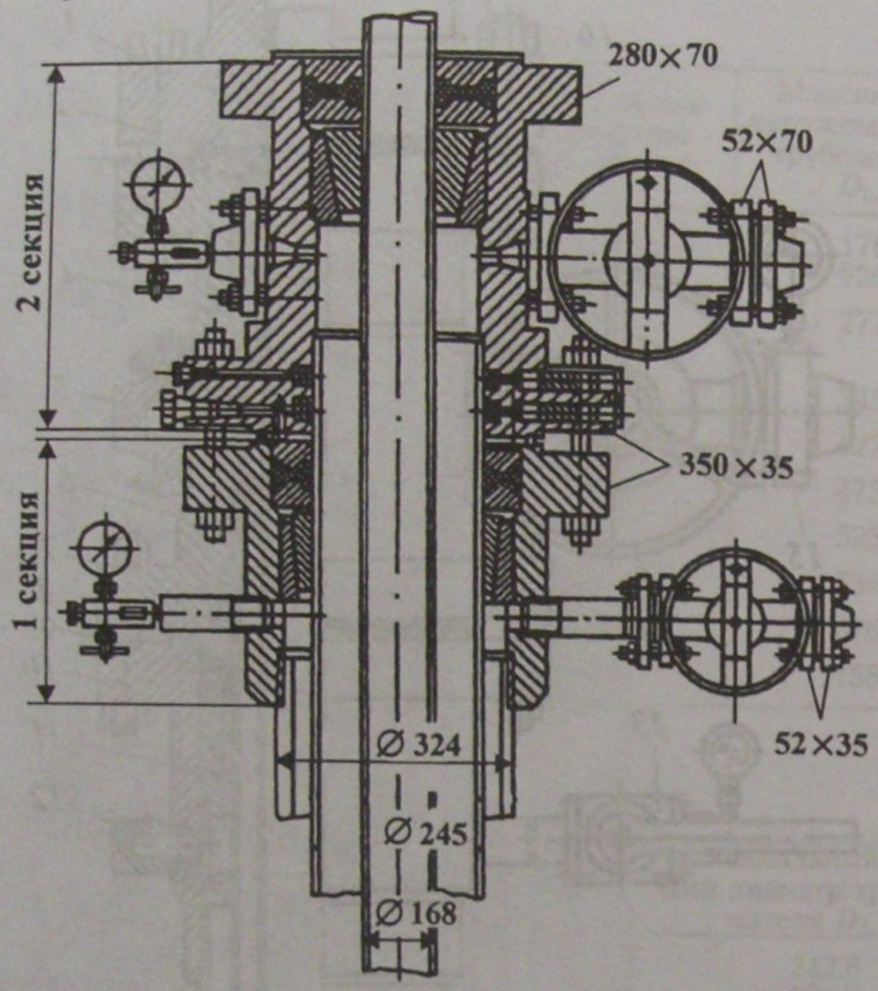


Рис. 17.7. Продолжение

К – с клиновым трубодержателем;
1 – число корпусов колонных головок;
21 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;
168×245 – диаметры обсадных колонн, мм, по ГОСТ 632–80.

Двухкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 35 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245 и 324 мм в обычном исполнении обозначается шифром ОКК2-35-168×245×324.

То же, в коррозионно-стойком исполнении типа К2 имеет шифр ОКК2-35-168×245×324К2 (рис. 17.7).

Трехкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 79 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245, 324 и 426 мм в коррозионно-стойком исполнении типа К3 (рис. 17.8) обозначается шифром ОКК3-70-168×245×324×426К3 и изготовляется на Воронежском механическом заводе.

Основные характеристики оборудования устья скважин типа ОКК на рабочее давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146–93 для

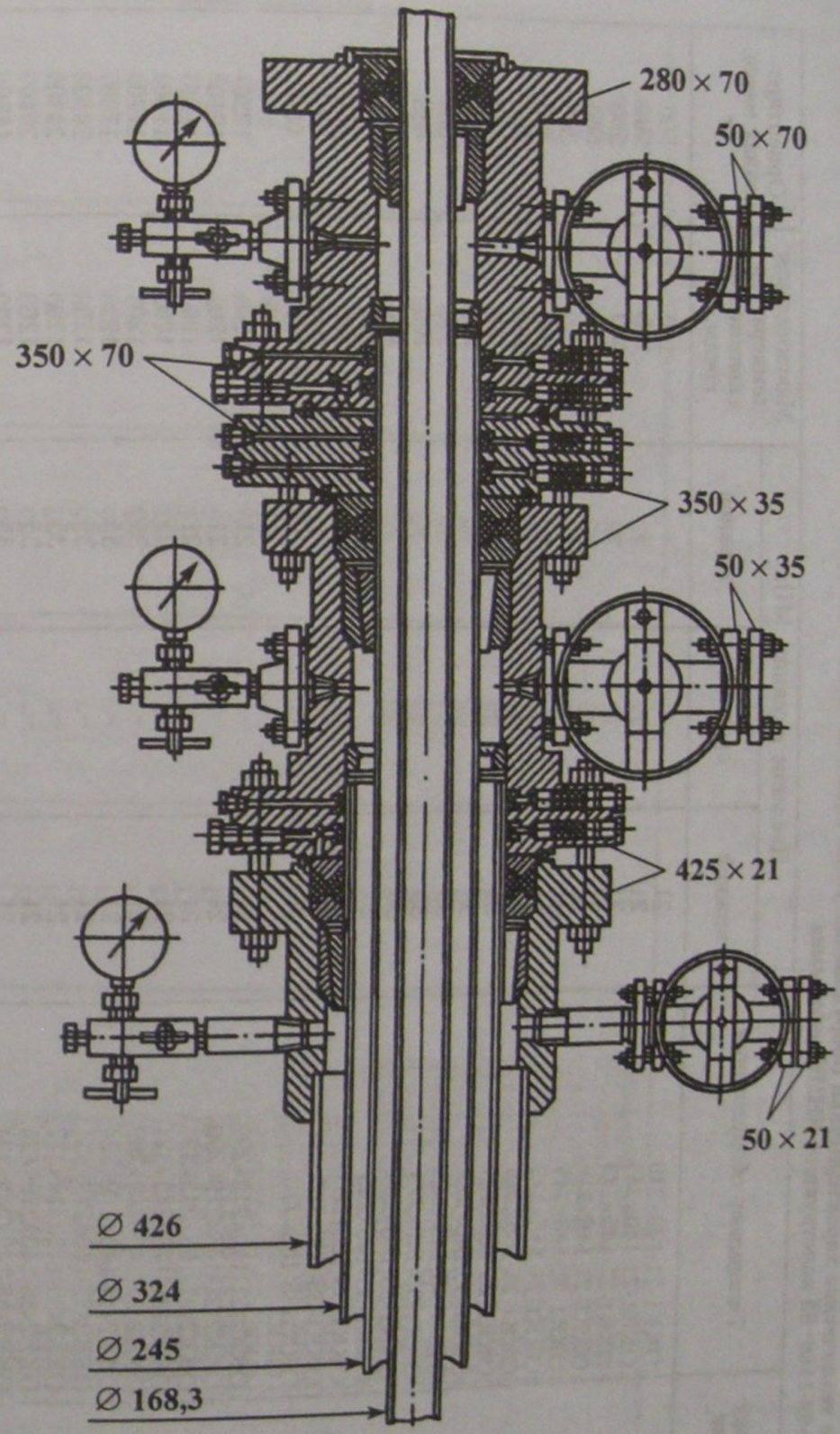


Рис. 17.8. Оборудование обвязки обсадных колонн ОКК3-70-168×245×324×426К3 на рабочее давление 70 МПа в коррозионно-стойком исполнении Воронежского механического завода

Таблица 17.7

Основные технические характеристики оборудования устья скважин типов ОКК1, ОКК2 и ОКК3 на давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146–93 конструкции ВНИИнефтемаша

Тип оборудования	Типоразмер оборудования	Давление в секции, МПа			Максимальная температура скважинной среды, °С	Ориентировочная масса, кг
		нижней	средней	верхней		
ОКК1	ОКК1-21-140×219	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-140×245	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-140×273	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-146×219	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-146×245	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-146×273	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-168×245	21	–	–	100	560
	ОКК1-21-168×273	21	–	–	100	560
	ОКК1-35-140×219	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-140×245	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-140×273	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-146×219	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-146×245	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-146×273	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-168×245	35	–	–	100	630
	ОКК1-35-168×273	35	–	–	100	630
ОКК2	ОКК2-21-140×219×299	21	–	21	120	1230
	ОКК2-21-146×219×299	21	–	21	120	1210
	ОКК2-21-168×245×324	21	–	21	120	1150
	ОКК2-21-178×245×324	21	–	21	120	1130
	ОКК2-35-140×219×299	21	–	35	120	1770
	ОКК2-35-140×219×324	21	–	35	120	1750
	ОКК2-35-140×219×351	21	–	35	120	2050
	ОКК2-35-140×219×377	21	–	35	120	2030
	ОКК2-35-140×219×426	21	–	35	120	2010
	ОКК2-35-140×245×324	21	–	35	120	1630
	ОКК2-35-140×245×377	21	–	35	120	1950
	ОКК2-35-140×245×426	21	–	35	120	1930
	ОКК2-35-140×273×377	21	–	35	120	1900
	ОКК2-35-140×273×426	21	–	35	120	1880
	ОКК2-35-146×219×299	21	–	35	120	1780
	ОКК2-35-146×219×324	21	–	35	120	1750
	ОКК2-35-146×245×324	21	–	35	120	1680
	ОКК2-35-146×245×340	21	–	35	120	1650
	ОКК2-35-146×245×377	21	–	35	120	1950
	ОКК2-35-146×245×426	21	–	35	120	1930
	ОКК2-35-168×245×324	21	–	35	120	1600
	ОКК2-35-168×245×340	21	–	35	120	1580
	ОКК2-35-168×245×377	21	–	35	120	1950
	ОКК2-35-168×245×426	21	–	35	120	1930
	ОКК2-35-168×273×377	21	–	35	120	1800
	ОКК2-35-168×273×426	21	–	35	120	1780
ОКК3	ОКК3-35-140×219×299×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-140×219×324×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-140×245×324×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-146×245×324×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-146×245×340×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-168×245×324×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-168×245×340×426	21	35	35	120	2800
	ОКК3-35-168×273×340×426	21	35	35	120	2700
	ОКК3-35-178×245×324×426	21	35	35	120	2700
	ОКК3-35-178×245×340×426	21	35	35	120	2700
	ОКК3-35-178×273×340×426	21	35	35	120	2700

обвязки обсадных колонн по ГОСТ 632–80 приведены в табл. 17.7. По этим же техническим условиям изготовляет устьевое оборудование ряд заводов: ПО «Севмашпредприятие» (г. Северодвинск), Электромеханический завод «Буревестник» (г. Гатчина, Ленинградская область), ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск).

Устьевое оборудование, выпускаемое Челябинским ОАО «Станкомаш», имеет следующие типоразмеры: ОКК1-21-146/168×245; ОКК2-21-140×245×324; ОКК2-21-146/168×245; ОКК1-35-146/168×245; ОКК2-35-140×219/245×324; ОКК1-21-140/146/168×219/245К1; ОКК2-21-146/168×219/245×324К1; ОКК1-35-146/168×219/245К1; ОКК2-35-146/168×219/245×324К1.

Устьевое оборудование, выпускаемое Чеховским заводом энергетического машиностроения, имеет следующие типоразмеры: ОКК1-21-146×245; ОКК1-21-168×245; ОКК1-35-168×245; ОКК2-35-140×219×299; ОКК2-35-140×219×324; ОКК2-35-140×245×299; ОКК2-35-140×245×324; ОКК2-35-146×219×299; ОКК2-35-146×219×324; ОКК2-35-146×245×299; ОКК2-35-146×245×324; ОКК2-35-168×245×299; ОКК2-35-168×245×324; ОКК-35-178×245×299; ОКК2-35-178×245×324.

ОАО «ФМС-Сибнефтегазмаш» изготовляет и комплектует устьевое оборудование из отдельных одно- и двухфланцевых колонных головок (рис. 17.9), соответствующих требованиям стандарта API 6A (17-я редакция). Основные параметры колонных головок ОАО «ФМС-Сибнефтегазмаш» приведены в табл. 17.8.

При заказе следует указать типы колонной головки и фланцев, диаметры, массу и группу прочности стали обсадных колонн.

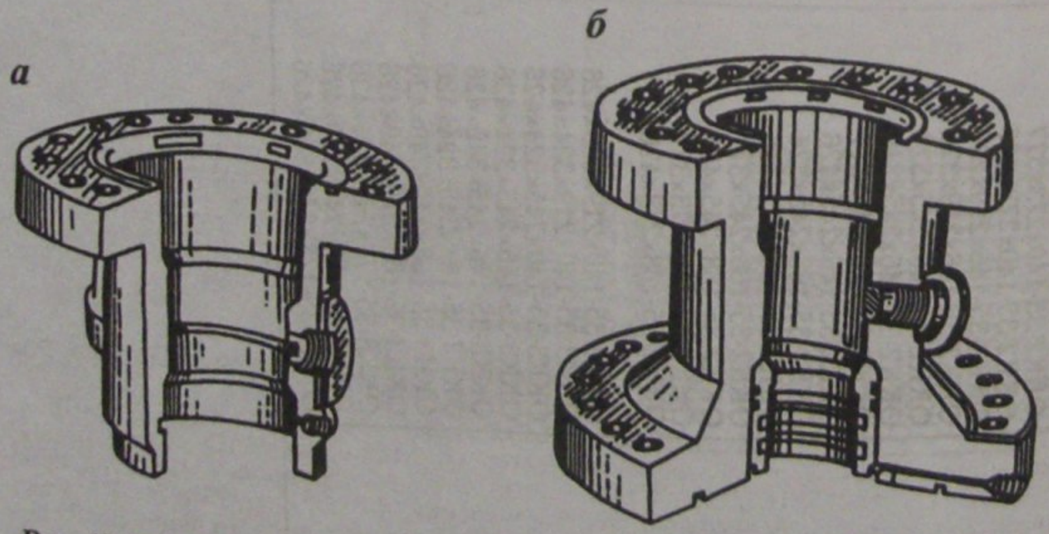


Рис. 17.9. Колонные головки завода ОАО «ФМС-Сибнефтегазмаш»:
а – однофланцевые; *б* – двухфланцевые

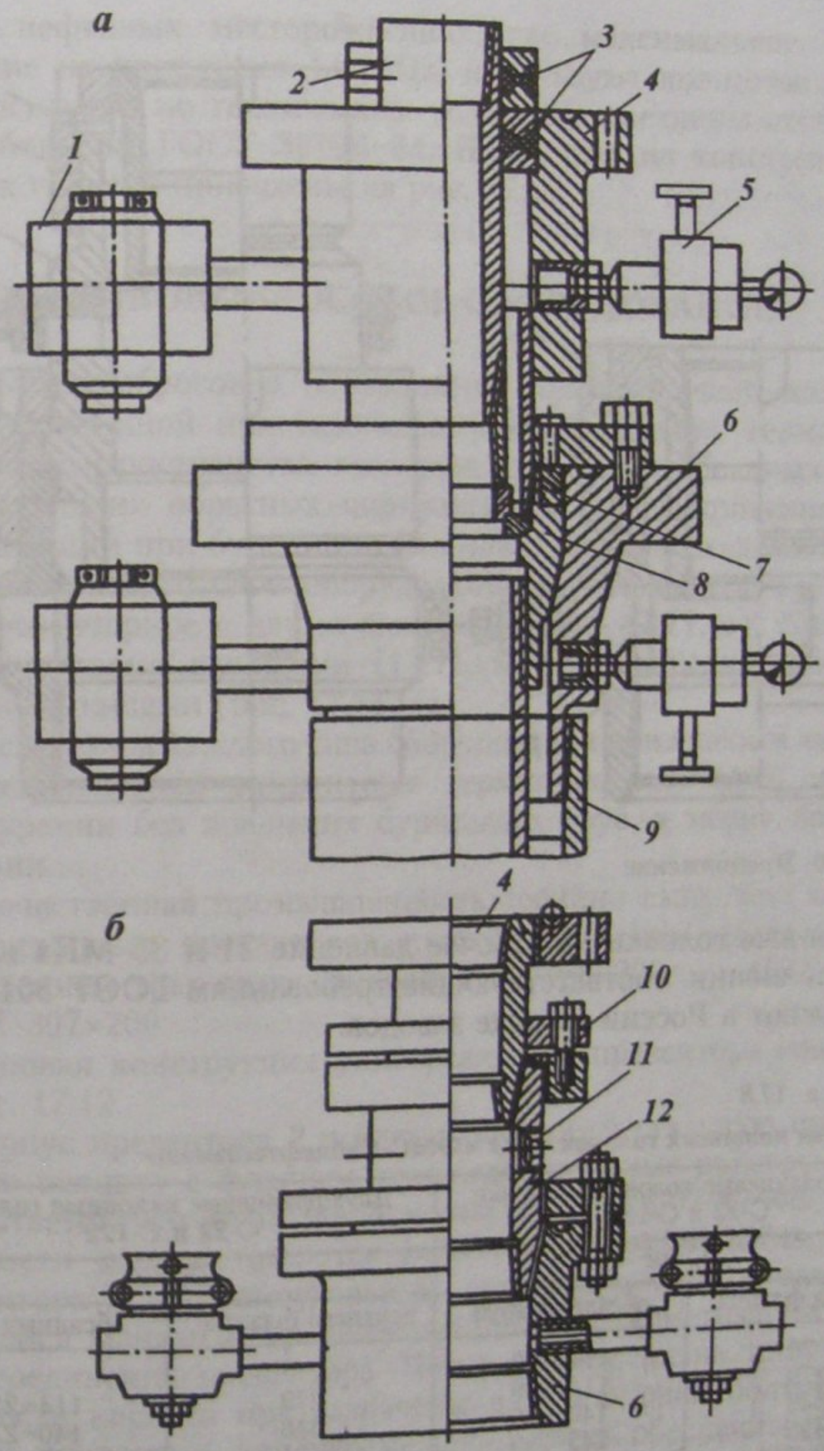


Рис. 17.10. Оборудование устья, выпускаемое региональными заводами России, с отступлениями от требований ГОСТ 30196–94:
а – ГУК3-350×35/280×21 (ОАО ВЗБТ); *б* – КГ350 (ОАО «ФМС-Сибнефтегазмаш»; *в* – ОКО21-245×168/146 (Челябинский ОАО «Станкомаш»); *г* – ОКО21-324×245×168/146 (Челябинский ОАО «Станкомаш»); *1* – кран пробковый; *2* – патрубок переходный; *3* – уплотнения; *4* – головка 280×21; *5* – манометр; *6* – головка колонная 350×35; *7* – уплотнение; *8* – муфта специальная; *9* – муфта-кондуктор; *10* – корпус колонной головки 245×21; *11* – гайка стопорная; *12* – корпус колонной головки 324×21

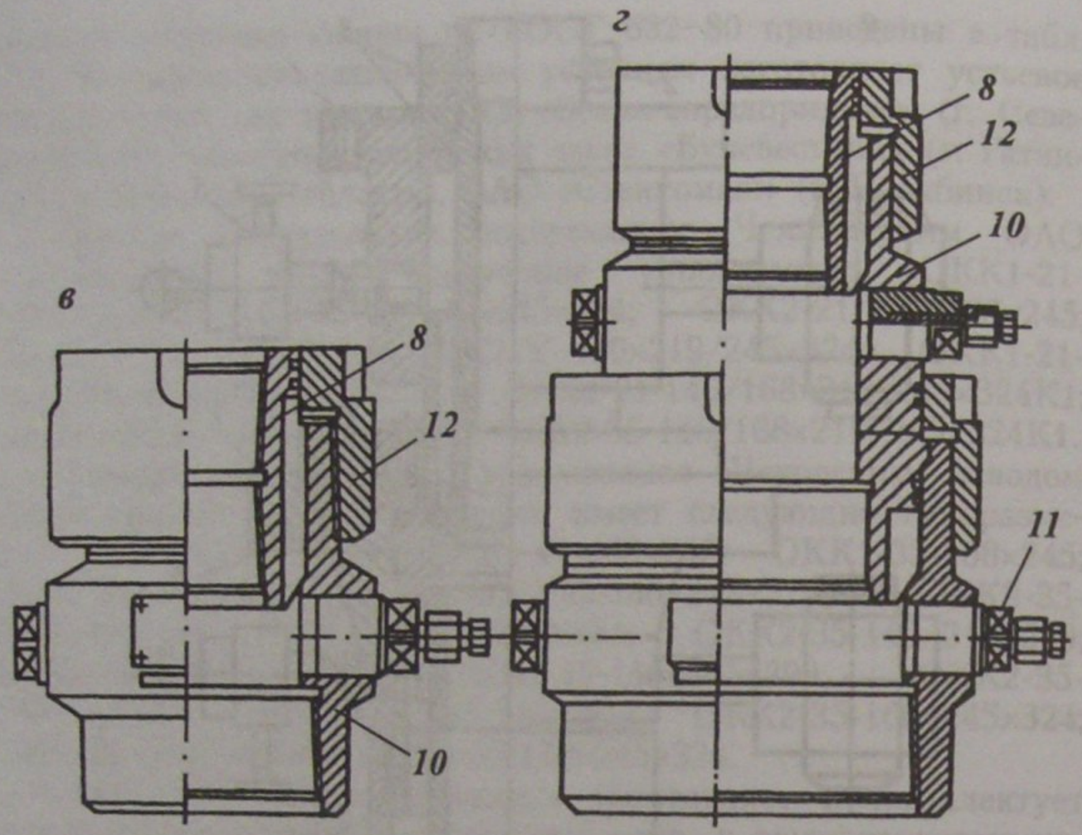


Рис. 17.10. Продолжение

Колонные головки на рабочее давление 21 и 35 МПа в обычном исполнении, соответствующие требованиям ГОСТ 30196–94, изготовляют в России на ряде заводов.

Таблица 17.8

Параметры колонных головок ОАО «ФМС-Сибнефтегазмаш»

Однофланцевые колонные головки С-22 и С-122*		Двухфланцевые колонные головки С-22 и С-122*	
D_y, мм		D_y, мм	
верхнего фланца**	обсадных труб	верхнего фланца**	обсадных труб
229	114–140	–	–
279	114–219	279	114–219
346	140–273	346	140–273
425	245–299	425	245–299
527/540	273–406	527/540	273–406

*Колонные головки С-122 рассчитаны на тяжелые условия работы (рабочее давление более 35 МПа, в том числе в средах, содержащих сероводород).

**Предусматривается изготовление колонных головок на рабочее давление от 21 до 105 МПа, которые оснащаются трубодержателями с принудительной герметизацией кольцевого пространства. Боковые отводы могут быть резьбовые, фланцевые или с приварным фланцем. Резьбы для замены задвижки под давлением – на всех отводах с фланцем.

На нефтяных месторождениях, где максимальное устьевое давление не превышает 14 МПа, используют колонные головки, изготовляемые по техническим условиям, имеющим отступления от требований ГОСТ 30196–94. Некоторые из конструкций колонных головок приведены на рис. 17.10.

17.2. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование предназначено для управления скважиной при газонефтеводопроявлениях, герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, осуществления обратных циркуляций и цементирования и других операций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Противовыбросовое оборудование изготовляется трех типов: двухпревенторное с двумя выкидами (рис. 17.11, *а*), трехпревенторное с тремя выкидами (17.11, *б*) и трехпревенторное с четырьмя выкидами (рис. 17.11, *в*).

Число узлов каждого типа оборудования приведено в табл. 17.9.

Универсальные превенторы герметизируют устье скважины при бурении без вращения бурильных труб, а также при расхаживании.

Отечественная промышленность серийно выпускает один тип универсальных превенторов с гидравлическим дистанционным управлением трех типоразмеров: ПУГ-156×320; ПУГ-230×320 и ПУГ-307×200.

Типовая конструкция универсального превентора изображена на рис. 17.12.

Корпус превентора *2* представляет собой стальную цилиндрическую отливку с фланцем, присоединительные размеры которого соответствуют отраслевой нормали ОН 26-02-89–68. В верхней части корпуса имеются резьба для навинчивания крышки превентора *1* и прямоугольный паз для установки самоуплотняющейся манжеты, предназначенной для герметизации резьбового соединения превентора. Четыре отверстия на торцовой поверхности корпуса предназначены для установки болтов. Конический плунжер *4* при перемещении вверх обеспечивает уплотнение бурильной колонны в любом ее сечении или открытого пространства, если в скважине нет колонны бурильных труб.

Внешняя поверхность конического плунжера и ступенчатая внутренняя поверхность корпуса превентора с тремя парами самоуплотняющихся резиновых манжет образуют две гидравлические камеры: нижнюю – запорную для закрытия превентора и верхнюю – распорную для его открытия.

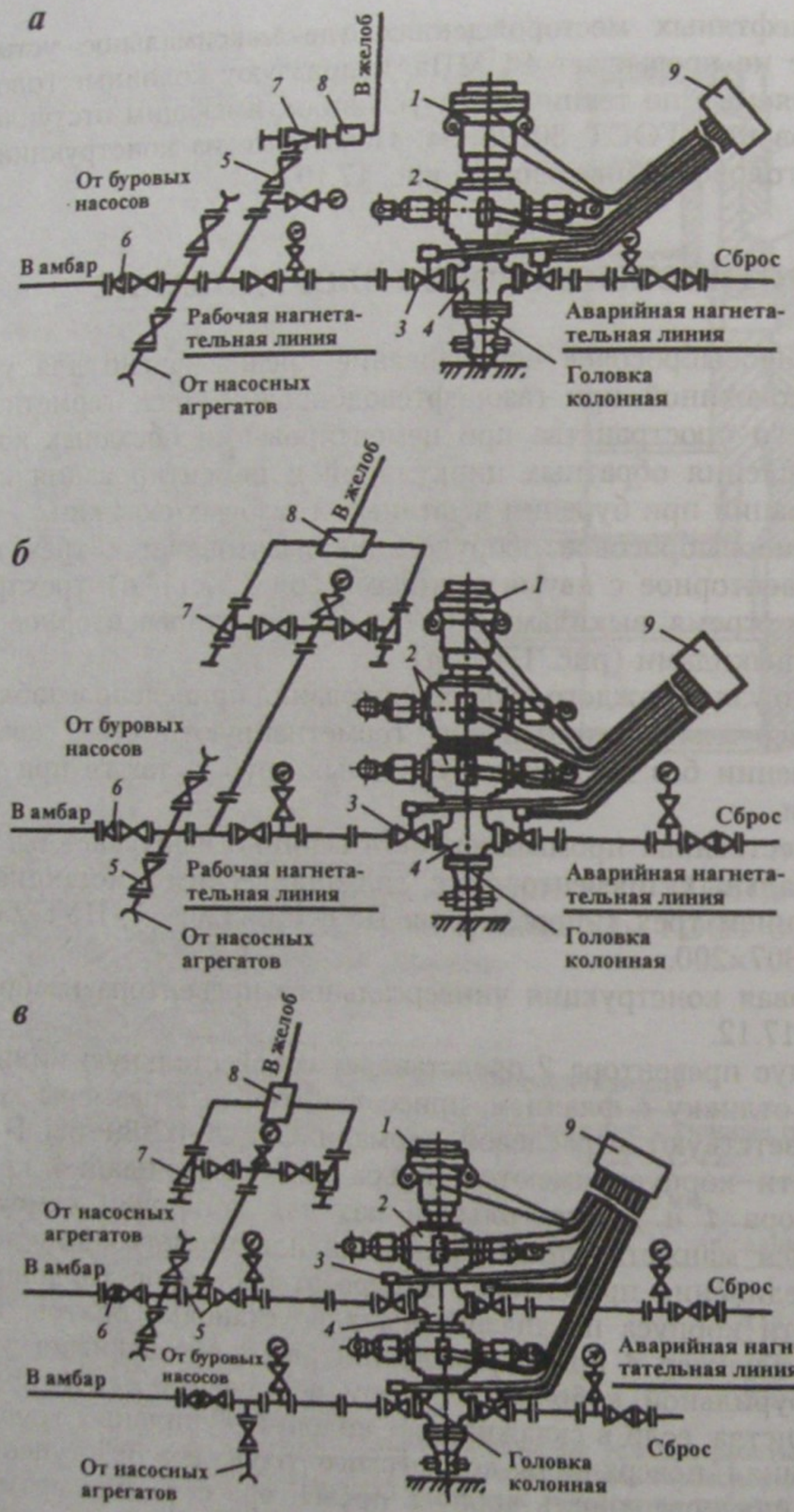


Рис. 17.11. Схемы установок и обвязок противовыбросового оборудования:
а – схема для эксплуатационного бурения нефтяных и газовых скважин при давлении на устье до 12,5 МПа; *б* – схема для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения нефтяных и газовых скважин при давлении на устье до 50 МПа; *в* – схема для бурения нефтяных и газовых скважин при наличии абразивной и коррозионной среды и давлении на устье до 50 МПа

Таблица 17.9

Наименование и число узлов оборудования

Узел (см. рис. 17.11)	Число узлов для оборудования типа		
	I	II	III
Универсальный превентор *1*	1	1	1
Плашечный превентор *2*	1	2	2
Запорное устройство с гидравлическим управлением *3*	2	2	4
Крестовина *4*	1	1	2
Запорное устройство с ручным управлением *5*	6	7	10
Быстросъемный штуцер *6*	2	2	4
Регулируемый штуцер *7*	1	2	2
Отбойная камера *8*	1	1	1
Установка гидравлического управления превенторами и манифольдом *9*	1	1	1

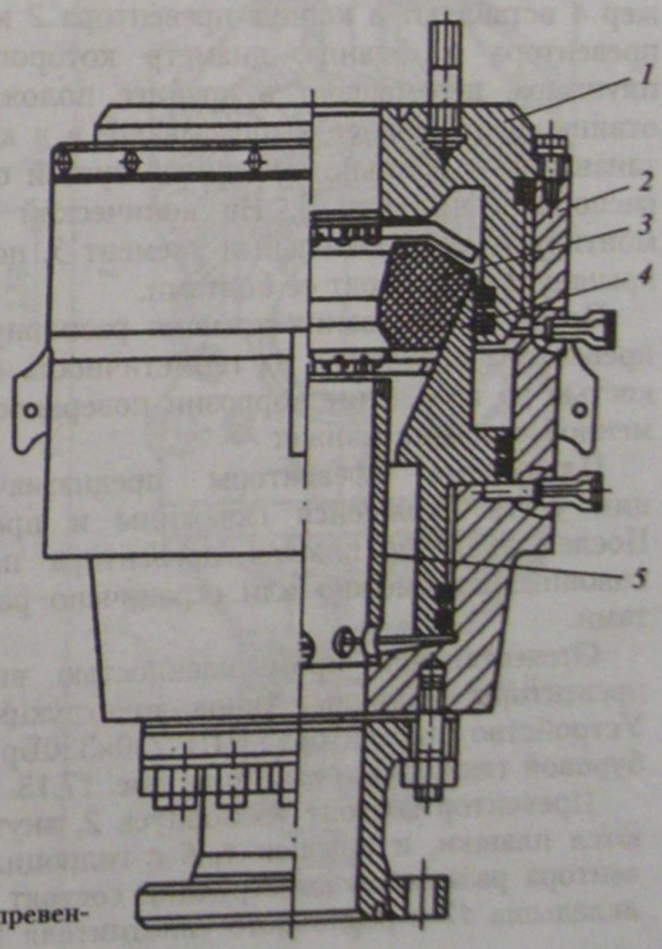


Рис. 17.12. Универсальный превентор (ПУГ)

На крышке превентора *1* имеются 12 отверстий под шпильки с резьбой 1М36×3, а также канавка для установки уплотнительного кольца присоединительного фланца превентора.

Наличие шпилек и канавки под уплотнительным кольцом позволяет устанавливать выше универсального превентора катушку с разъемным желобом и при необходимости другое герметизирующее устройство или приспособление.

Распорный цилиндр (втулка) *5* служит опорой для резинового элемента, а также предохраняет конический плунжер от ударов по нему бурильной колонны при спускоподъемных операциях, когда уплотняющий элемент находится в разжатом состоянии.

Прорези в нижней части распорного цилиндра предназначены для удаления шлама и промывки элемента.

Уплотнитель *3* представляет собой массивное резиновое кольцо, в котором помещены металлические вставки (арматура) – набор двутаврообразных секторов.

После установки уплотнительных манжет конический плунжер *4* вставляют в корпус превентора *2* и с помощью крышки *1* превентора и фланца, диаметр которого превышает диаметр плунжера, перемещают в крайнее положение, затем крышку *1* отвинчивают, фланец выбрасывают, а в корпус превентора *2* устанавливают обильно смазанный густой смазкой УС-1 или Т-13 распорный цилиндр *5*. На конической поверхности плунжера монтируют уплотнительный элемент *3*, после этого навинчивают крышку *1* и стопорят ее болтами.

После завинчивания крышки распорную и запорную камеры превентора проверяют на герметичность некорродирующей жидкостью во избежание коррозии поверхности камер и преждевременной сработки манжет.

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья бурящейся скважины и предупреждения выброса. После закрытия плашек превентора перемещение бурильной колонны невозможно или ограничено расстоянием между муфтами.

Отечественной промышленностью выпускаются плашечные превенторы различных типов, конструкции которых аналогичны. Устройство превентора ППГ-230×320Бр (Волгоградский завод буровой техники) показано на рис. 17.13.

Превентор состоит из корпуса *2*, внутри которого перемещаются плашки, и крышек *1*, *6* с гидроцилиндрами. Плашки превентора разъемной конструкции состоят из корпуса *3*, сменного вкладыша *17* и резинового уплотнителя *16*. Плашки в собранном

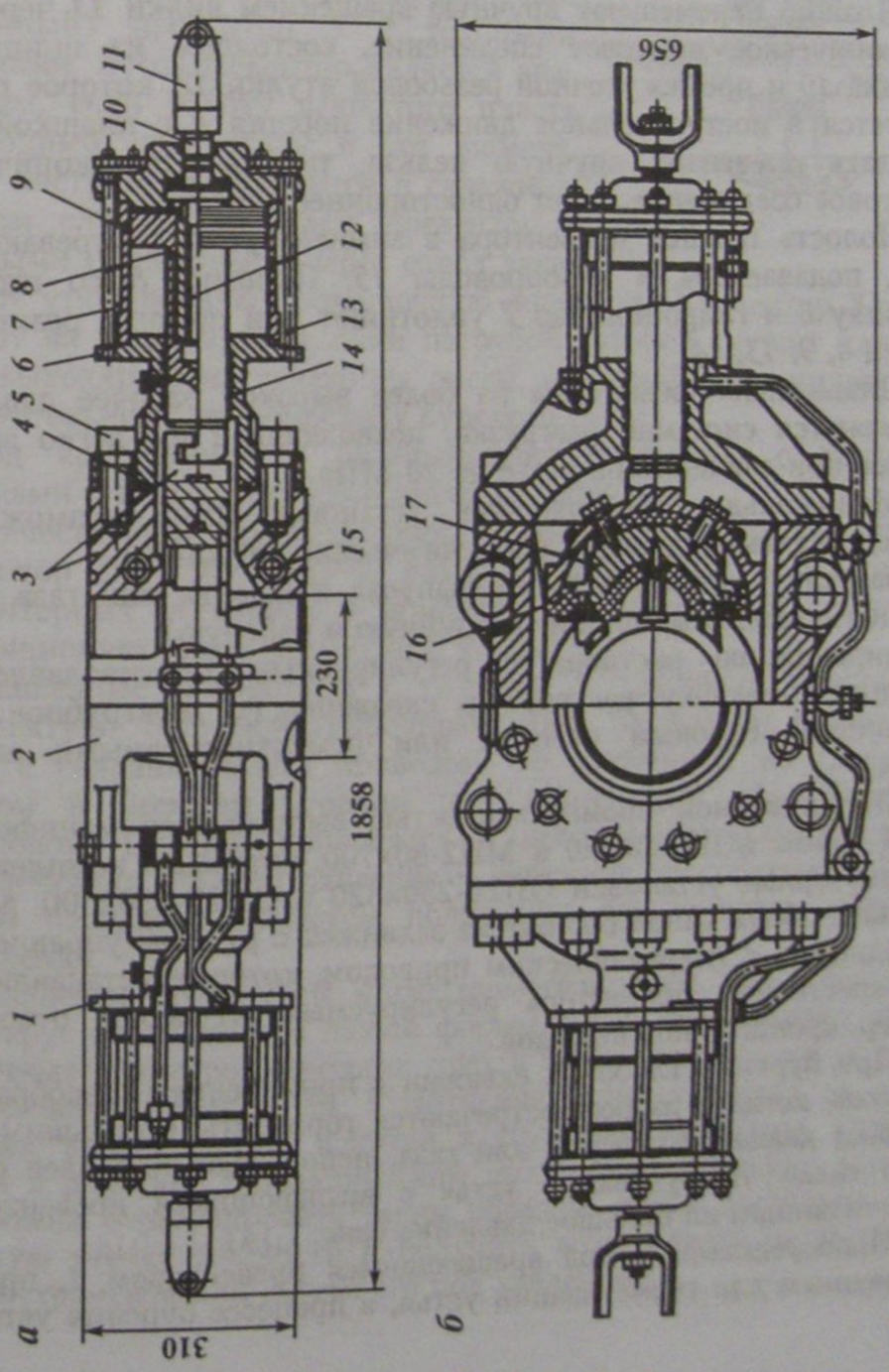


Рис. 17.13. Плашечный превентор типа ППГ:
а – вид сбоку; *б* – вид сверху

виде насаживают на Г-образный паз штока и вставляют в корпус превентора.

Полость корпуса превентора с обеих сторон закрыта откидными крышками *1* и *6*, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышки крепятся к корпусу винтами *5*. Такая конструкция превентора позволяет быстро сменять плашки даже при наличии инструмента в скважине. Каждая плашка перемещается с помощью поршня *8* гидравлического цилиндра *7*.

Плашки перемещают вручную вращением вилки *11* через телескопическое винтовое соединение, состоящее из шлицевого валика *10* и промежуточной резьбовой втулки *12*, которое преобразуется в поступательное движение поршня *8* с плашкой. Открывать превентор вручную нельзя, так как телескопическое винтовое соединение имеет одностороннее действие.

Полость плашек превентора в зимнее время обогревают паром, подаваемым в паропроводы *15*. Поршень *8* со штоком, крышку *6* и гидроцилиндр *7* уплотняют при помощи резиновых колец *4*, *9*, *13*, *14*.

Плашечные превенторы на более высокое рабочее давление отличаются системой разгрузки, позволяющей им легко закрываться при давлении на устье до 20 МПа.

Манифольды превенторных установок дают возможность осуществлять следующие технологические операции:

разрядку скважины путем выпуска жидкости или газа через две нагнетательные линии (аварийную и рабочую);

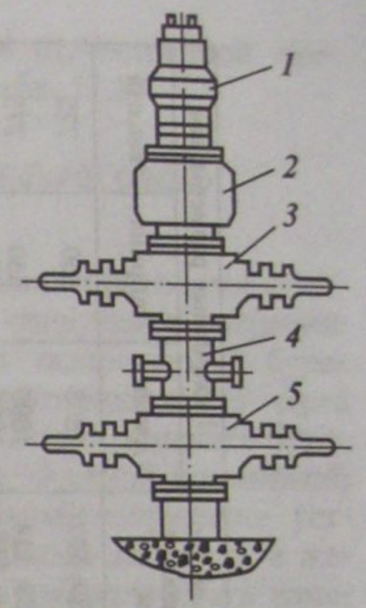
циркуляцию раствора с регулируемым противодавлением на пласт; закачку раствора в скважину (в межтрубное пространство) буровым насосом или цементировочными агрегатами.

Отечественной промышленностью выпускаются манифольды двух типов: МП2-80×320 и МП2-80×700, которыми комплектуют превенторные установки ОП2Г-230×320 и ОП2Г-230×500. Манифольды обоих типов состоят из задвижек с ручным управлением и задвижек с гидравлическим приводом, которые устанавливают на крестовину превентора регулируемых штуцеров, отбойных камер, кронштейнов выкидов.

При бурении глубоких скважин с применением газообразных агентов, когда в разрезе встречаются горизонты с большим пластовым давлением нефти или газа, используют наиболее сложную схему оборудования устья с вращающимся превентором, рассчитанным на большое давление (рис. 7.14).

Непосредственно под вращающимся превентором *1*, предназначенным для герметизации устья, в процессе бурения установ-

Рис. 17.14. Оборудование устья скважин при вскрытии продуктивных пластов с применением газообразных агентов



лен универсальный превентор *2*, позволяющий герметизировать устье скважины при наращивании и спускоподъемных операциях.

Универсальный превентор устанавливают на плашечный (одинарный или сдвоенный) превентор *3* с трубными плашками. Этот превентор является аварийным, если работу вскрытого пласта необходимо прекратить в тот момент, когда инструмент находится в скважине. В этом случае закрывают превентор с трубными плашками, а через отвод закачивают утяжеленную промывочную жидкость. Превентор *3* монтируют на крестовине *4*, один патрубок которой служит для отвода выходящей из скважины смеси, а второй присоединяют к нагнетательному трубопроводу бурового насоса.

Под крестовиной *4* устанавливают превентор с глухими плашками *5* или задвижками высокого давления.

Отечественной промышленностью выпускается вращающийся превентор ПВ-230×320БР-1, который поставляют отдельно от превенторных установок в комплекте с собственной системой дистанционного пневматического управления.

Плашечные превенторы с глухими и трубными плашками комплектуют системой гидроуправления. Выпускают превенторы и с гидравлическим приводом, но применяют их главным образом в морском бурении при размещении оборудования под водой. Плашки приводятся в действие поршнями двойного действия, причем давление в скважине способствует удержанию плашек в закрытом положении без помощи системы управления.

Кольцевые превенторы могут герметизировать устье скважины вокруг инструментов любой формы, в том числе вокруг труб различных диаметров, ведущих труб, а также тартального каната, каротажного кабеля и др. Уплотнение осуществляется за счет упругих, армированных изнутри каучуковых элементов, приводимых в действие гидравлическим цилиндром. Давление закрытия можно отрегулировать таким образом, чтобы допустить небольшую утечку жидкости и получить возможность расхаживания инструмента или спуска его под давлением.

Таблица 17.10

Основные технические характеристики превенторов

Тип превентора	Шифр превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Давление, МПа		Плашки сменные под трубы диаметром, мм	Габаритные размеры, мм		
			рабочее	пробное		длина	ширина	высота
ППГ	ППГ-156×320	156	32	64	60; 63,5; 73; 89; 102; 114	1895	650	775
	ППГ-156×320ХЛ	156	32	64	60; 63,5; 73; 89; 114;	1895	650	775
	ППГ-203×320Бр	203	32	64	127; 141; 146; 148	1895	650	775
	ППГ-203×500Бр	203	50	75	–	–	–	–
	ППГ-203×700Бр	203	70	105	–	–	–	–
	ППГ-307×200	307	20	40	102; 114; 124; 127; 140; 146; 168; 178	2392	750	570
	ППГ-307×200ХЛ	307	20	64	194; 197	2932	750	580
	ППГ-307×320	307	32	64	203; 219	2932	750	580
	ППГ-350×350	350	35	70	114; 127; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	2380	850	640
	ППГ-406×145	406	12,5	25	127; 140; 146; 168; 178; 194; 197; 203; 219; 245; 273	2600	900	580
	ППГ-520×140	520	14	21	114; 146; 168; 178; 194; 203; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 407; 426	3050	935	590
ПГО	ПГО-230×320Бр	230	32	64	60; 63,5; 73; 89; 114; 127; 141; 146; 168	–	–	–
ПУГ	ПУГ-230×320Бр	230	32	64	60; 63,5; 73; 89; 114; 127; 141; 146; 168; 178; 194	865	–	1300
ПВ	ПВ-230×320Бр-1	230	32	64	114; 89; 73	875	680	1525

Основные характеристики выпускаемых отечественной промышленностью превенторов приводятся в табл. 17.10.

17.2.1. МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Применяемые схемы обвязки устья скважин противовыбросовым оборудованием позволяют проводить следующие операции: герметизировать устье скважины; заменять газированный буровой раствор в скважине при действии противодавления через штуцер, установленный на нагнетательной линии; заменять буровой раствор в скважине как прямой, так и обратной промывкой; устанавливать на устье дополнительные герметизирующие устройства; направлять поступающую из скважины жидкость в желобную систему или специальные амбары; контролировать изменение давлений в затрубном пространстве как в герметизированной, так и работающей скважине; быстро заменять штуцеры.

Противовыбросовое оборудование должно соединяться с циркуляционной системой буровой установки катушкой и укрепленным на ней быстроразъемным желобом. Конструкция катушки и быстроразъемного желоба должна обеспечить направление выходящего из скважины бурового раствора в циркуляционную систему; быстрое удаление (при необходимости) желоба с устья скважины без применения электросварки; установку на превенторную катушку дополнительных герметизирующих устройств при проявлении пропусков в уплотнении плашек превенторов.

В схеме должна быть предусмотрена установка специальных приспособлений или диафрагм, которые обеспечивают готовность манифольдов противовыбросовой установки к работе по герметизации устья; предупреждают нарушения резиновых элементов превенторов в момент их закрытия при фонтанных проявлениях; предупреждают замерзание нагнетательных линий и задвижек при отрицательных температурах воздуха.

Ниже приведены основные требования к монтажу противовыбросового оборудования.

1. Все соединения труб и фланцев должны быть резьбовыми, выполненными по стандарту для трубных резьб; соединение на сварке запрещается.

2. Фланцевые соединения следует уплотнять только металлическими уплотняющими кольцами; не разрешается использование различных прокладок.

3. Штурвалы от превенторов должны быть выведены за пределы габаритов основания под вышку и установлены в местах с удобными выходами к ним; над штурвалами должен быть соору-

жен навес и установлена стенка между колесами штурвала и буровой. На стенке для каждого превентора несмываемой краской указывают направление и число оборотов, обеспечивающее полное закрывание, а также делают метки на штурвале и стенке при полном его открывании.

4. Все нагнетательные линии должны быть прикреплены к специальным забетонированным стойкам.

5. Нагнетательные линии не должны иметь зон с внутренними высадками.

6. Сбросовые линии рекомендуется монтировать на гайках быстрого соединения. Вывод этих линий следует осуществлять в местах, в которых отсутствуют высоковольтные линии, проезжие дороги, а также различные устройства, имеющие открытый огонь, искры и т.д. Длина сбросовых линий должна быть не менее 150 м.

7. Все задвижки на сбросовых линиях должны быть открыты.

8. Ко всем соединениям противовыбросовой установки должны быть удобные подходы для их проверки.

9. Пол под буровой и шахта должны быть зацементированы.

После окончания монтажных работ противовыбросовую установку и ее обвязку испытывают на герметичность опрессовкой гидравлическим давлением. Давление опрессовки устанавливают либо по значению пробного давления превентора, либо по максимально допустимому давлению труб обсадной колонны. Из этих давлений выбирают меньшее. Контроль состояния и работоспособности противовыбросовой установки регламентируется Едиными техническими правилами на буровые работы.

На смонтированную противовыбросовую установку необходимо составлять специальный паспорт, в котором должны быть занесены диаметр превентора; давление опрессовки до установки превентора; внутренние диаметры всех деталей и трубопроводов, входящих в систему обвязки превенторов; внутренний диаметр обсадной трубы, на которую установлен колонный фланец; давление опрессовки противовыбросовой установки после ее монтажа; размеры плашек, установленных в превенторах.

При бурении скважин с применением воздуха, газа и аэрированной жидкости устьевое оборудование должно обеспечивать герметизацию затрубного пространства, чтобы предотвратить загрязнение территорий буровой установки и рабочего места тонкодисперсной пылью, газом и направить выходящий из скважины поток в шламоуловитель, на факел или деэратор, если бурят с использованием аэрированной жидкости.

Устьевое оборудование должно обеспечивать надежную герметизацию устья не только в процессе бурения, но и в период

наращивания труб, смены долота, а также спуска обсадной колонны и крепления скважины.

В настоящее время известно до десяти конструкций герметизирующих устройств для бурения скважин с применением газообразных агентов.

Все эти герметизирующие устройства не предназначены для бурения при большом избыточном давлении в скважине. При спускоподъемных операциях их уплотняющие элементы удаляют от устья и скважина остается открытой. Поэтому область применения их ограничивается в основном бурением хорошо изученных интервалов до вскрытия продуктивных горизонтов с продувкой или применением аэрированной воды. В случае возможных нефтегазопроявлений или наличия пластовых давлений в скважине устьевое оборудование значительно усложняется.

Основные параметры противовыбросового оборудования (ОП) и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862–90 и данным, приведенным в табл. 17.11.

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862–90 устанавливают минимальное число необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

В ОП для бурения допускается уменьшение условного диаметра прохода линий, соединяемых с дросселем, и линий глушения до 50 мм, увеличение условного диаметра прохода линий дросселирования до 100 мм. При этом условный диаметр прохода боковых отводов устьевой крестовины должен быть не более условного диаметра прохода подсоединенной линии манифольда.

Допускается также применять станции гидропривода с номинальным давлением из следующего ряда: 16; 25; 32; 40 МПа.

Условное обозначение ОП по ГОСТ 13862–90 состоит из слова «оборудование», шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и наименования нормативно-технического документа на поставку или стандарта:

диаметр условный прохода ОП, мм;

диаметр условный прохода манифольда, мм;

рабочее давление, МПа;

тип исполнения изделия по коррозионной стойкости – в зависимости от скважинной среды (табл. 17.12);

обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного

Таблица 17.11

Основные параметры противовыбросового оборудования

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3–10), МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	–
	21	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	–
	35	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	–
	70*	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	–
180	14	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	127
	21**	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	127
	35**	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	127
	70	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	127
	105	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	127
230	35***	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	146
	70***	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	146
280	21	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	194
	35	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	194
	70****	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	194
	105	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	194
350	21	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	273
	35***	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	273
	70	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	273
425	21	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	340
	35	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	340
476	35	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	377
	70	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	377
540	14	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	426
	21	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	426
680	7	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	560
	14	80	50; 65; 80	10,5; 14; 21; 35	560

* Изготовитель МНПЭК.
** Изготовитель ПО «Баррикады».
*** Изготовитель ОАО ВЗБТ.
**** Изготовитель Пермский машиностроительный завод.

Таблица 17.12

Коррозионное исполнение ОП

Обозначение коррозионно-стойкого исполнения	Скважинная среда
К1	С объемным содержанием CO_2 до 6 %
К2	С объемным содержанием CO_2 и H_2S до 6 % каждого
К3	С объемным содержанием CO_2 и H_2S до 25 % каждого

Таблица 17.13

Технические характеристики ОП

Показатель	Типоразмер оборудования									
	ОП5-230×35-А (ТУ 3-2451–91)	ОП-230×70-А (ТУ 3-2533–94)	ОП-280×70 (ТУ 3-2496–92)	ОП-350×35 (ТУ 3661-006-07500846–96)						
Номер схемы обвязки оборудования по ГОСТ 13862–90	5, 6	5, 6, 7	5, 6, 7	5, 6, 7, 8						
Условный диаметр прохода, мм:										
блока превенторов	230	230	280	350						
манифольда	80	80	80	80						
Рабочее давление, МПа:										
плашечных превенторов и манифольда	35	70	70	35						
кольцевого превентора	35	35	35	35						
Условный диаметр труб, уплотняемый плашками превентора, мм	73–168	73–168	60,3–194,0	73–273						
Номинальное рабочее давление гидроуправления превенторами, МПа	14	14	21,0	14, 21						
Температура скважинной среды, °С	150	150	150	150						
Состав комплекта ОП (шифр):										
кольцевой превентор	ПУ1-230×35	ПУ1-230×35А	ПУ2-280×35	ПУ2-350×35						
плашечный превентор	ППГ-230×35	ППГ-230×70	ППГ-280×70	ППГ-350×35						
манифольд	МПБ5-80×35	МПБ6-80×70	МПБ6-80×70	МПБ5-80×35						
гидроуправление превенторами	ГУП14	ГУП14	СУ21-65	СУ14-196						
Габаритные размеры блока превенторов (длина, ширина, высота), мм	2762×880×2530	2950×880×3535	3100×1062×3222	2900×1250×3490						
Масса полного комплекта, кг	17 094	23 278	37 565	39 900						
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	ОАО ВЗБТ	Пермский машиностроительный завод	ОАО ВЗБТ						

блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП6-280/80×35, ГОСТ 13862–90.

То же, для ОП по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм, превентором с перерезывающими плашками и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП9с-280/80×70 ГОСТ 13862–90.

В табл. 17.13 приведена краткая техническая характеристика ОП, поставляемого заводами России.

17.2.2. ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Плашечные превенторы (рис. 17.15–17.17) предназначены для герметизации устья при наличии или отсутствии в скважине труб и применяются для эксплуатации в умеренном и холодном климатических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

Установлена следующая система обозначения плашечного превентора:

тип превентора и вид привода – ППГ (плашечный с гидроприводом), ППР (плашечный с ручным приводом), ППС (плашечный с перерезывающими плашками);

конструктивное исполнение – с трубными или глухими плашками – не обозначается;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа;

тип исполнения – в зависимости о скважинной среды (К1, К2, К3).

Пример условного обозначения плашечного превентора с гидроприводом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2: ППГ-350×35К2.

Плашечные превенторы (см. рис. 17.15, 17.16) поставляются в комплекте противовыбросового оборудования или «россыпью».

Технические характеристики плашечных превенторов даны в табл. 17.14–17.16. Показатели надежности плашечных превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

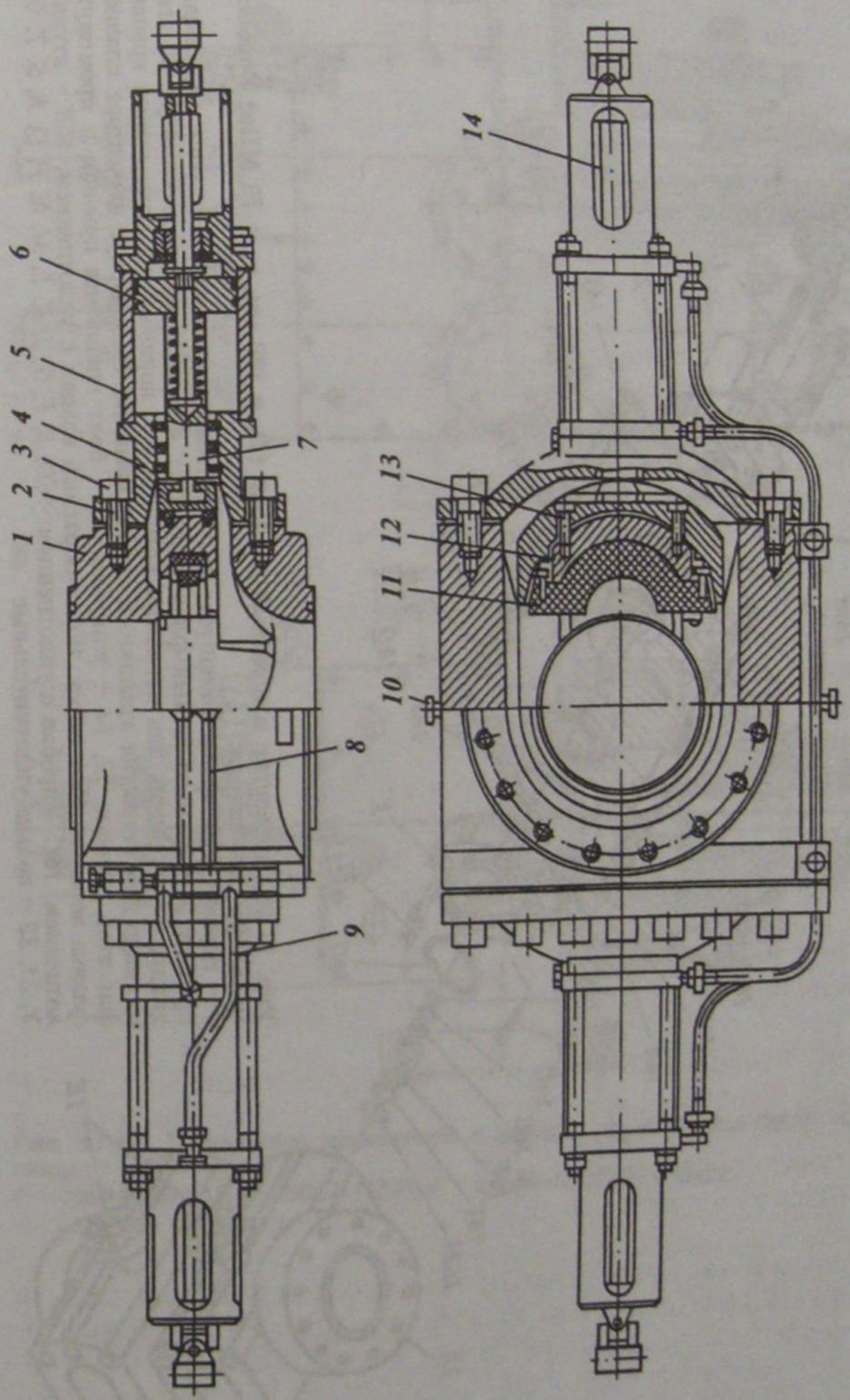


Рис. 17.15. Плашечный превентор с гидроуправлением ОАО ВЗБТ:
1 – корпус; 2 – резиновые прокладки; 3 – винты; 4 – откидные крышки; 5 – гидроцилиндр; 6 – поршень; 7 – шток; 8 – коллектор; 9 – трубопровод; 10 – паропроводы; 11 – резиновые уплотнения плашек; 12 – сменные вкладыши; 13 – корпус плашки; 14 – фиксирующий винт

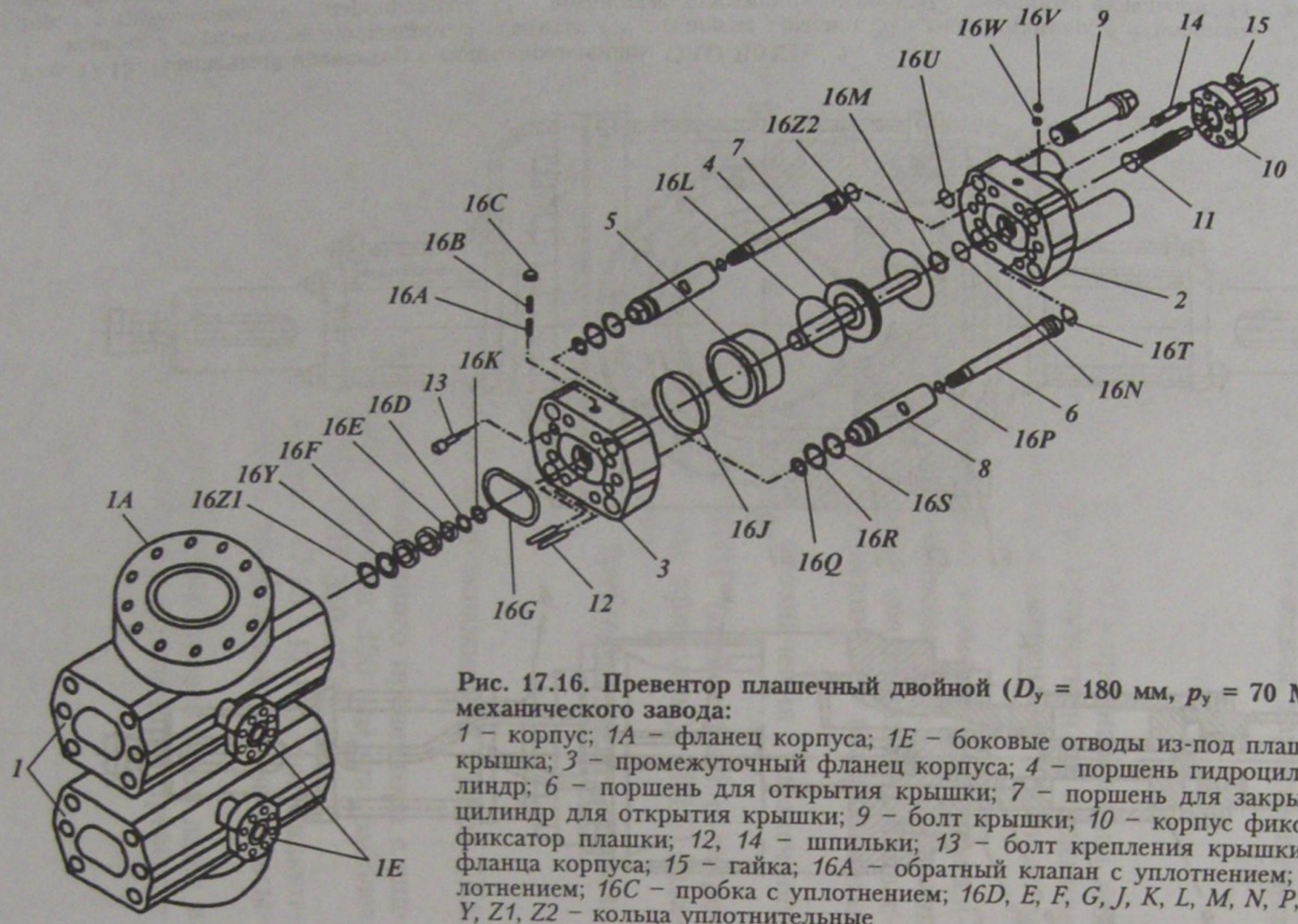


Рис. 17.16. Превентор плашечный двойной (D_y = 180 мм, p_y = 70 МПа) Воронежского механического завода:
1 – корпус; *1A* – фланец корпуса; *1E* – боковые отводы из-под плашек с фланцами; *2* – крышка; *3* – промежуточный фланец корпуса; *4* – поршень гидроцилиндра; *5* – гидроцилиндр; *6* – поршень для открытия крышки; *7* – поршень для закрывания крышки; *8* – цилиндр для открытия крышки; *9* – болт крышки; *10* – корпус фиксатора плашки; *11* – фиксатор плашки; *12, 14* – шпильки; *13* – болт крепления крышки и промежуточного фланца корпуса; *15* – гайка; *16A* – обратный клапан с уплотнением; *16B* – втулка с уплотнением; *16C* – пробка с уплотнением; *16D, E, F, G, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, V, W, Y, Z1, Z2* – кольца уплотнительные

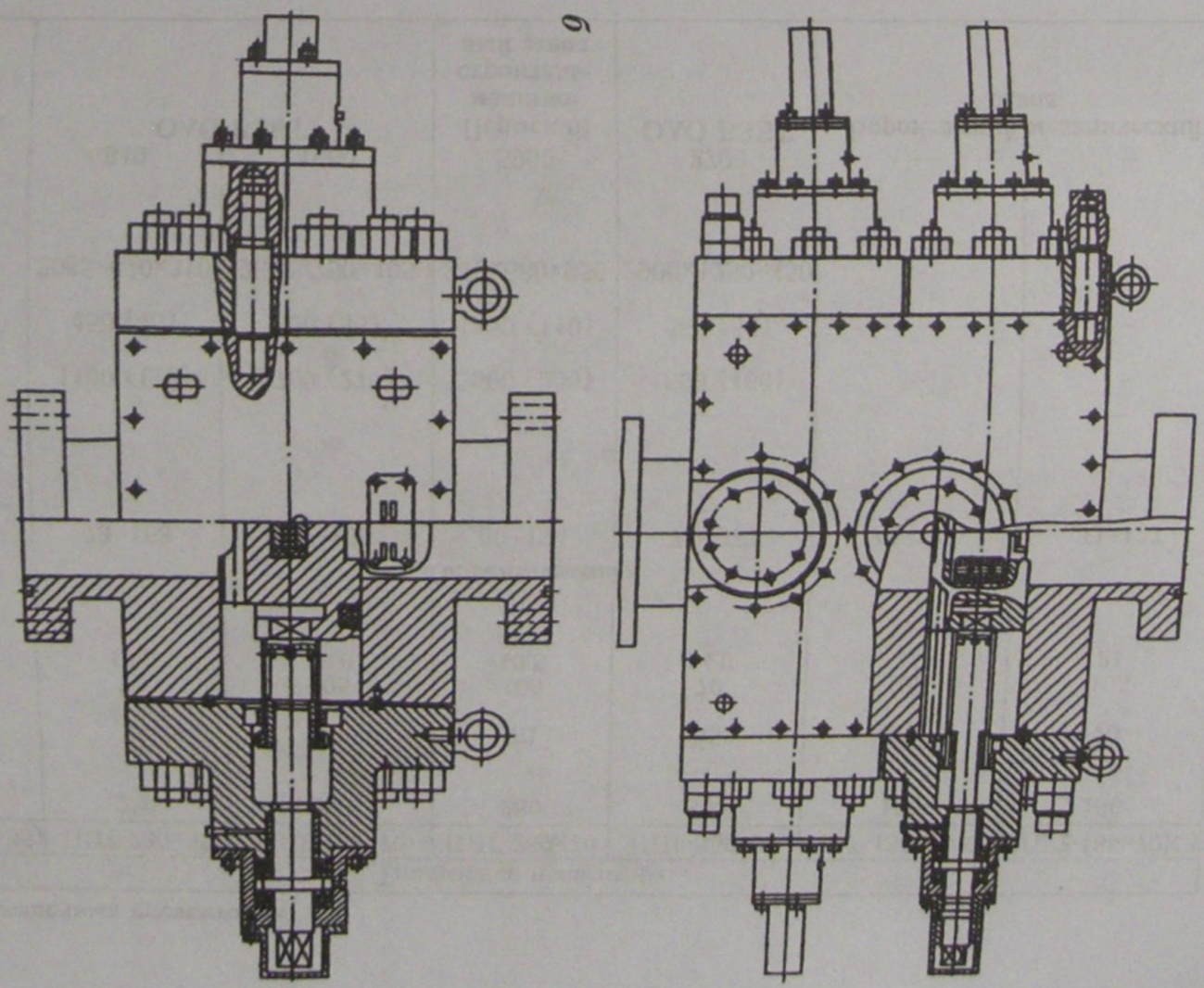


Рис. 17.17. Плашечные превенторы с ручным управлением ОАО «Станкотехника»:
а – одинарный ППР-180×21(135); *б* – двойной ППР2-230×21

Таблица 17.14

Технические характеристики плашечных превенторов

Показатель	Типоразмер превентора						
	ППР-180×21(35)	ППГ-230×35	ППГ-230×70	ППГ-280×70	ППГ-350×35	ППГ-180×70К3	ППГ2-180×70К3
Диметр условный проходного отверстия, мм	180	230	230	280	350	180	180
Рабочее давление, МПа:	21 (35)	35	70	70	35	70	70
пробное	42 (70)	70	105	105	70	105	105
в системе гидроуправления	–	10,0	10,0	10,5	14,0	21	21
Тип управления	Ручной	*Гидравлический*					
Диаметр условных труб, уплотняемый плашками, мм	42–140	73–168	73–168	60–194	73–273	33–127	33–127
Нагрузка на плашки, кН (тс):							
от массы колонны труб	560 (56)	1100 (110)	2700 (270)	2500 (250)	1600 (160)	–	–
выталкивающая	160 (16)	450 (45)	800 (80)	1100 (110)	560 (56)	–	–
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	800×540×540	2085×670×310	2630×790×405	310×660×950	2900×1250×450	–	–
Масса, кг	1315	840	1660	5900	2700	–	–
Завод-изготовитель	ПО «Баррикады»	ОАО ВЗБТ		Пермский машиностроительный завод	ОАО ВЗБТ	Воронежский механический завод	

Таблица 17.15

Технические характеристики плашечных превенторов, изготовляемых НПП «Сиббурмаш»

Показатель	Типоразмер превентора					
	ПМТ-125×21	ПМТК-125×21	ПМТ-156×21	ПМТК-156×21	ПМТР-156×35	ПМТ2-156×21
Диаметр прохода, мм	125	125	156	156	156	156
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21	35	21
Диаметр уплотняемых труб, мм	0,33; 42; 48; 60; 73; 89	0,33; 42; 48; 60; 73; 89	0,33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114	0,33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114	0,33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114	0,33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114
Диаметр уплотняемого геофизического кабеля, мм	0,6; 9; 11; 16	0,6; 9; 11; 16	0,6; 9; 11; 16	0,6; 9; 11; 16	0,6; 9; 11; 16	0,6; 9; 11; 16
Диаметр присоединительного фланца, мм	180×21	180×21	180×21	180×21	180×21	180×21
Габаритные размеры, мм:						
длина	1040	1040	1185	1185	1240	1185
ширина	380	380	380	380	395	380
высота	480	560	480	590	576	590
Масса, кг	260	280	290	310	320	520

Примечание. Центратор трубы – ручной, сменный; привод плашек – ручной.

Таблица 17.16

Технические характеристики плашечных превенторов, выпускаемых Воронежским механическим заводом и ОАО «Станкотехника»

Показатель	Типоразмер превентора			
	ППР-103×21*	ПП-180×35	ПП2-230×21	ППГ2-230×21
Диаметр прохода, мм	103	180	230	230
Рабочее давление, МПа	21	35	21	21
Диаметр уплотняемых труб, мм	–	60; 73; 89; 102; 114	0,48; 60; 73; 89; 102; 114; 168	48; 60; 73; 89; 102; 114; 127; 140; 146; 168
Диаметр уплотняемого кабеля, мм	2; 5 (4, 6)	6; 9; 11; 16	–	–
Привод плашек	Ручной	Ручной	Ручной	Гидравлический
Давление пара в камере обогрева, МПа, не более	–	0,1	0,1	0,1
Тип соединения с другим оборудованием	На резьбе	Фланец 180×35	Фланец 230×21	Фланец 230×21
Габаритные размеры (длина, ширина, высота с фланцами), мм	915×292×1070	1518×662×824	1984×722×1000	2210×790×1035
Масса, кг, не более	270	1300	1750	4670

17.2.3. КОЛЬЦЕВЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Кольцевые превенторы предназначены для герметизации устья скважины при наличии или отсутствии колонны труб.

Установлена следующая система обозначения кольцевых превенторов:

ПУ – превентор кольцевой (универсальный);

цифра – конструктивное исполнение: 1 – с конической наружной поверхностью уплотнителя, 2 – со сферической наружной поверхностью уплотнителя;

условный диаметр прохода, мм;

рабочее давление, МПа;

исполнение (при необходимости) в зависимости от характеристики скважинной среды.

Примеры условного обозначения кольцевого превентора: ПУ1-230×35 – в конструктивном исполнении 1, с диаметром прохода 230 мм на рабочее давление 35 МПа; ПУ2-350×35 – в конструктивном исполнении 2, с условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа.

Кольцевой превентор S-179×5/10М на рабочее давление 35 МПа в коррозионно-стойком исполнении – аналоги конструкции типа ПУ1. Технические характеристики кольцевых превенторов приведены в табл. 17.17. Общий вид кольцевых превенторов показан на рис. 17.18.

Управление превентором – дистанционное гидравлическое.

Для работы в условиях отрицательной температуры превенторы оснащены камерами обогрева.

Показатели надежности кольцевых превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

Таблица 17.17

Технические характеристики кольцевых превенторов

Показатель	Типоразмер кольцевого превентора				
	ПУ1-230×35А	ПУ2-280×35	ПУ1-350×35	ПУ2-350×35	S-179×5/10М
Диаметр условный прохода, мм	230	280	350	350	179
Давление, МПа:					
рабочее	35	35	35	35	70
пробное	70	70	70	70	105
Требуемый объем жидкости:					
на закрытие	25	–	89	–	–
на открытие	18	–	74	–	–
Габаритные размеры (высота, наружный диаметр), мм	1185×880				
Масса, кг	3000	4200	7750	6200	–
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Пермский машиностроительный завод	ПО «Бумбаш»	ОАО ВЗБТ	Воронежский механический завод

Примечание: Исполнение обычное для кольцевых превенторов приведенных типов.

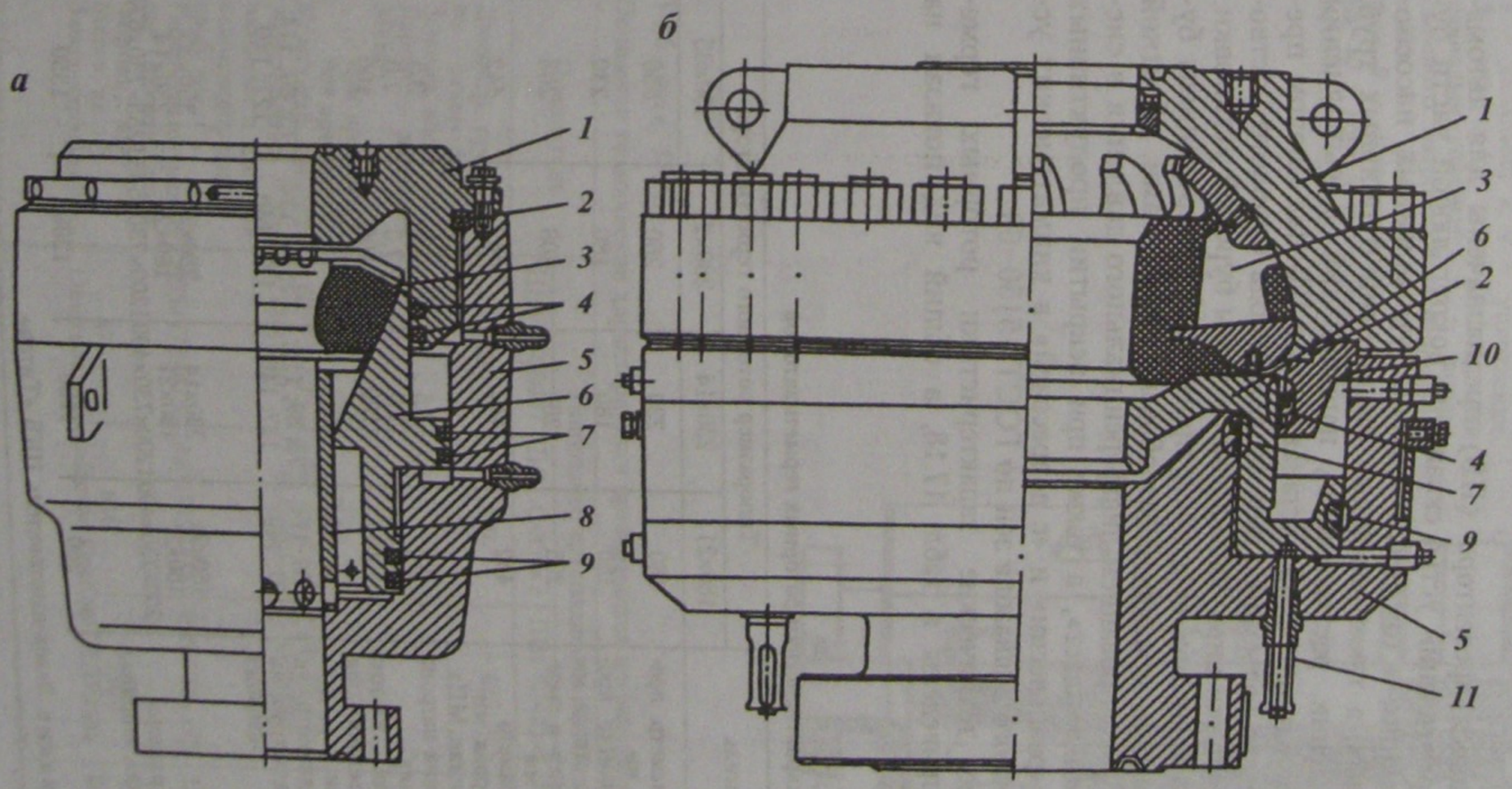


Рис. 17.18. Кольцевые превенторы ОАО ВЗБТ:
а – тип ПУ1; *б* – тип ПУ2; *1* – крышка; *2* – уплотнение крышки; *3* – уплотнитель; *4, 7, 9* – манжеты; *5* – корпус превентора; *6* – плунжер; *8* – втулка; *10* – планшайба; *11* – указатель положения уплотнителя

17.2.4. ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ

Вращающиеся превенторы (ПВ) предназначены для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при ее вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъемных операций. Устанавливают ПВ над блоком превенторов вместо разъемного желоба для отвода бурового раствора к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

ПВ применяют при бурении с промывкой аэрированным буровым раствором, продувкой газообразными агентами, обратной промывкой, регулированием дифференциального давления в системе «скважина–пласт», а также при вскрытии продуктивных пластов на «равновесии» и «с депрессией» в климатических условиях широкого диапазона зон по ГОСТ 15150–69.

Основные технические характеристики роторных герметизаторов приведены в табл. 17.18, а общий вид показан на рис. 17.19.

Таблица 17.18

Технические характеристики роторных герметизаторов

Показатель	Типоразмер роторного герметизатора			
	180×21	230×14	280×21	350×35
Условный диаметр прохода корпуса, мм	180	230	280	350
Условный диаметр прохода бокового отвода, мм	180	180	180	230
Диаметр прохода в съемном патроне, мм	208	208	208	208
Наружный диаметр съемного патрона, мм	442	442	442	442
Рабочее давление, МПа:				
при вращении патрона	3,5	3,5	3,5	3,5
без вращения	7,0	7,0	7,0	7,0
Максимальная частота вращения съемного патрона, об/мин	100	100	100	100
Наружный диаметр уплотнителей для труб, мм	73; 89; 114; 127; 140	73; 89; 114; 127; 140	73; 89; 114; 127; 140	73; 89; 114; 127; 140
Типоразмер фланцев, мм×МПа:				
нижнего	180×21	230×14	280×21	350×35
бокового	180×21	180×21	180×21	230×14
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	1200×730×490	1200×730×490	1200×730×545	1255×730×675
Масса, кг	960	1120	1200	1350

Примечание. Завод-изготовитель ЦКБ «Титан».

Рис. 17.19. Роторный герметизатор ЦКБ «Титан»:
1 – вкладыш; *2*, *7* – уплотнения; *3* – ствол; *4* – роликоподшипники радиально-упорные; *5* – корпус съемного патрона; *6* – байонетная гайка; *8* – боковой отвод с фланцем; *9* – уплотнитель герметизатора; *10* – корпус герметизатора; *11* – присоединительный фланец

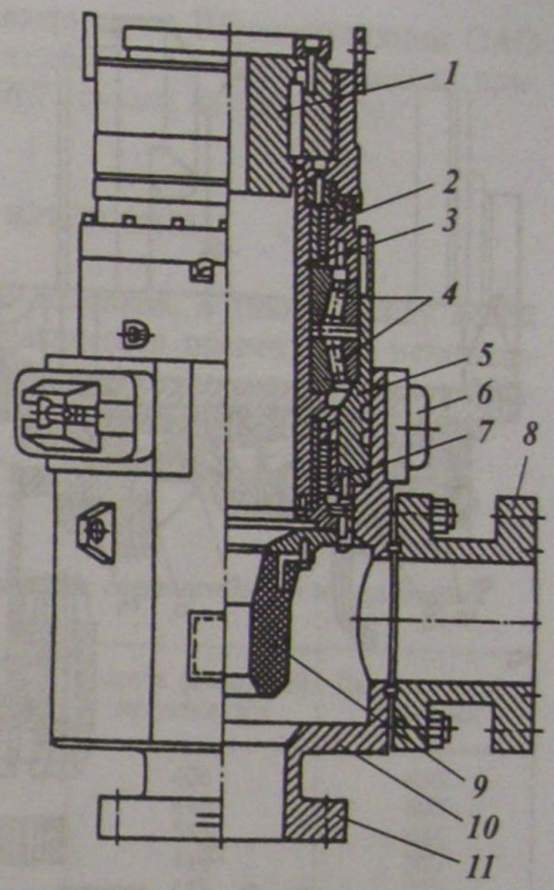


Таблица 17.19

Основные технические характеристики вращающихся превенторов

Показатель	Типоразмер вращающегося превентора			
	ПВ1-С-280×7	ПВ1-С-350×7	ПВ1-С-425×7	ПВ6-С-280×14
Диаметр проходного отверстия по фланцу, мм	280	350	425	280
Рабочее давление, МПа:				
при вращении	3,5	3,5	3,5	7,0
без вращения	7,0	7,0	7,0	14,0
Условный диаметр уплотняемых бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	60; 73; 89; 114; 140	60; 73; 89; 114; 140	60; 73; 89; 114; 140	14; 127
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	695×775×475	695×775×475	695×775×475	1220×940×605
Масса, кг	475	610	720	1200
Завод-изготовитель	Опытное производство СевКавНИПИгаза			Воронежский механический завод

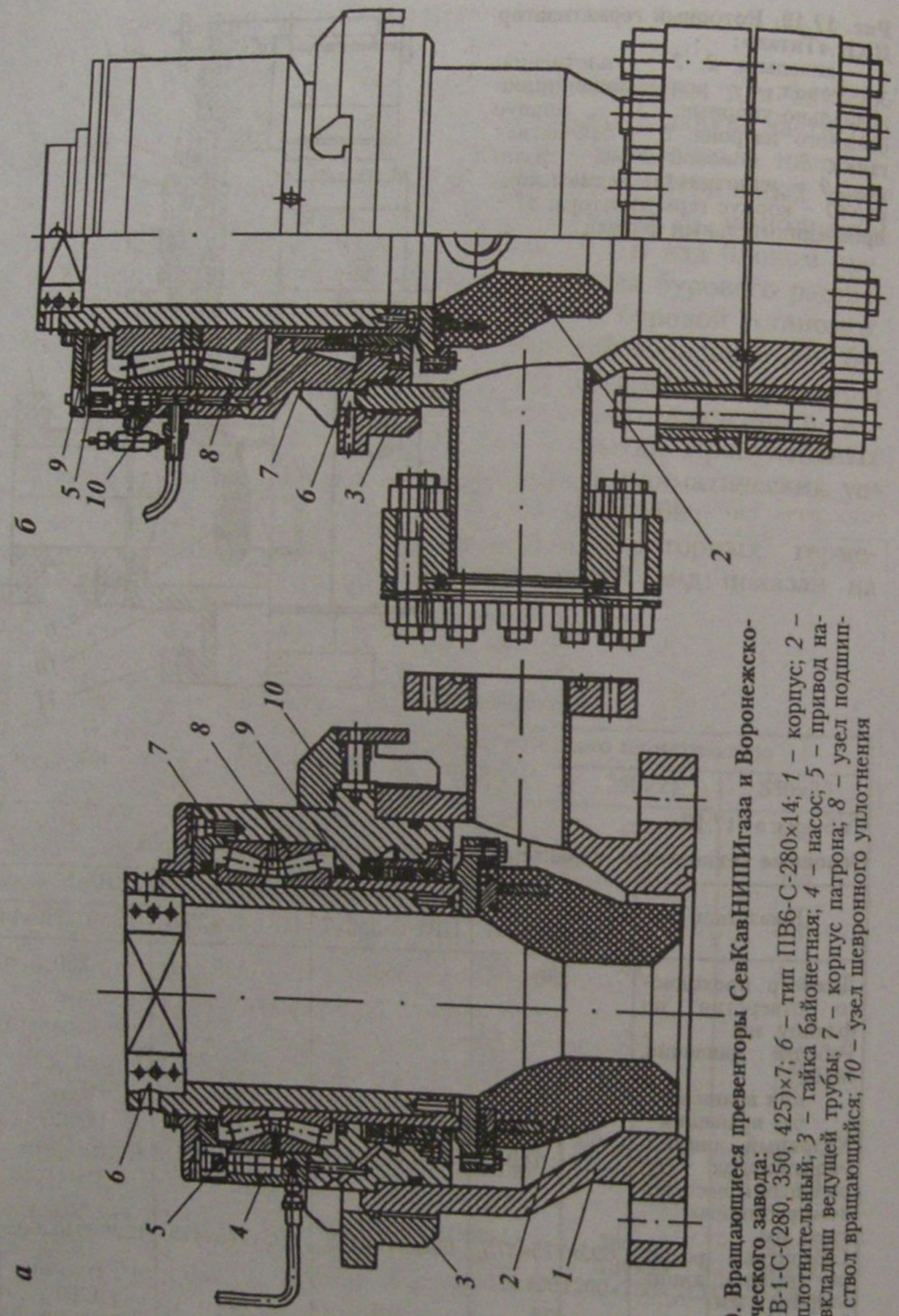


Рис. 17.20. Вращающиеся превенторы СевКавНИПИгаза и Воронежского механического завода:
а – тип ПВ-1-С-(280, 350, 425)×7; *б* – тип ПВ6-С-280×14; *1* – корпус; *2* – элемент уплотнительный; *3* – гайка байонетная; *4* – насос; *5* – привод насоса; *6* – вкладыш ведущей трубы; *7* – корпус патрона; *8* – узел подшипников; *9* – ствол вращающийся; *10* – узел шевронного уплотнения

Основные технические характеристики ПВ конструкции ОАО «СевКавНИПИгаза» и Воронежского механического завода приведены в табл. 17.19, а общий вид показан на рис. 17.20.

17.2.5. ФЛАНЦЕВЫЕ КАТУШКИ И КРЕСТОВИНЫ

Для соединения с колонной головкой, а также между собой плашечных, кольцевого и вращающегося превенторов используются соединительные и переходные фланцевые катушки и крестовины (табл. 17.20).

Таблица 17.20

Технические характеристики автоматических соединительных и переходных фланцевых катушек и крестовин

Условный диаметр прохода, мм	Типоразмер фланцевого соединения, мм×МПа	Высота фланцевой катушки, мм	Высота крестовины, мм
230	230×35	406	630
230	230×75	440	690
280	280×70	535	634
350	350×35	440	560
425	425×21	455	525

Примечание. Высота крестовины определена с отводами диаметром 80 мм

17.2.6. УСТАНОВКИ ГИДРОУПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Установки предназначены для оперативного дистанционного управления превенторами и гидроуправляемыми задвижками.

Противовыбросовое оборудование комплектуется станциями гидропривода ГУП-14, СУ14-916, СУ21-625, СУ21-875 и СУ21-1375. Кроме того, ЦКБ «Титан» разработана СУ25/10-1250-ОП10с.

Технические характеристики станций гидроуправления превенторами приведены в табл. 17.21, а общий вид станции ГУП-14 показан на рис. 17.21. Принципиальная гидравлическая схема гидроуправления превенторами дана на рис. 17.22.

Гидроуправление состоит из насосно-аккумуляторного блока с основным пультом управления, вспомогательного пульта и соединительных металлических трубопроводов с шарнирными соединениями.

Таблица 17.21

Технические характеристики станций гидроуправления превенторами

Показатель	Типоразмер станции гидроуправления				
	ГУП-14	СУ21-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ25/10-1250-ОП10с
Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа	14,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Число точек управления	6	8	8	8	8
Вместимость масляного бака, л	402	1500	1500	1400	1400
Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа	7,5	10,0	10,0	10,0	10,0
Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении, л	212	340	470	755	750
Тип основного насоса	Аксиально-поршневой	Плунжерный	Плунжерный	Плунжерный	Плунжерный
Тип привода вспомогательного насоса	Ручной	Пневматический	Пневматический	Пневматический	Пневматический
Число регулирующих клапанов	1	2	2	2	2
Мощность электропривода основного насоса, кВт	11,0	34,0	34,0	34,0	17,0
Производительность основного насоса, л/мин	17,1; 50,0	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	2090×1490×1770	4500×2100×2700	4500×2100×2700	4500×2100×2700	4650×2100×2660
вспомогательного пульта	440×1030×1883	760×410×200	760×410×200	760×410×200	570×180×730
Масса, кг:					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	1530	5450	6000	7500	5700
вспомогательного пульта	194	25	30	30	27,5
комплекта трубопроводов длиной 30 м	Нет данных	3500	3500	3500	3132
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Воткинский завод			ЦКБ «Титан»

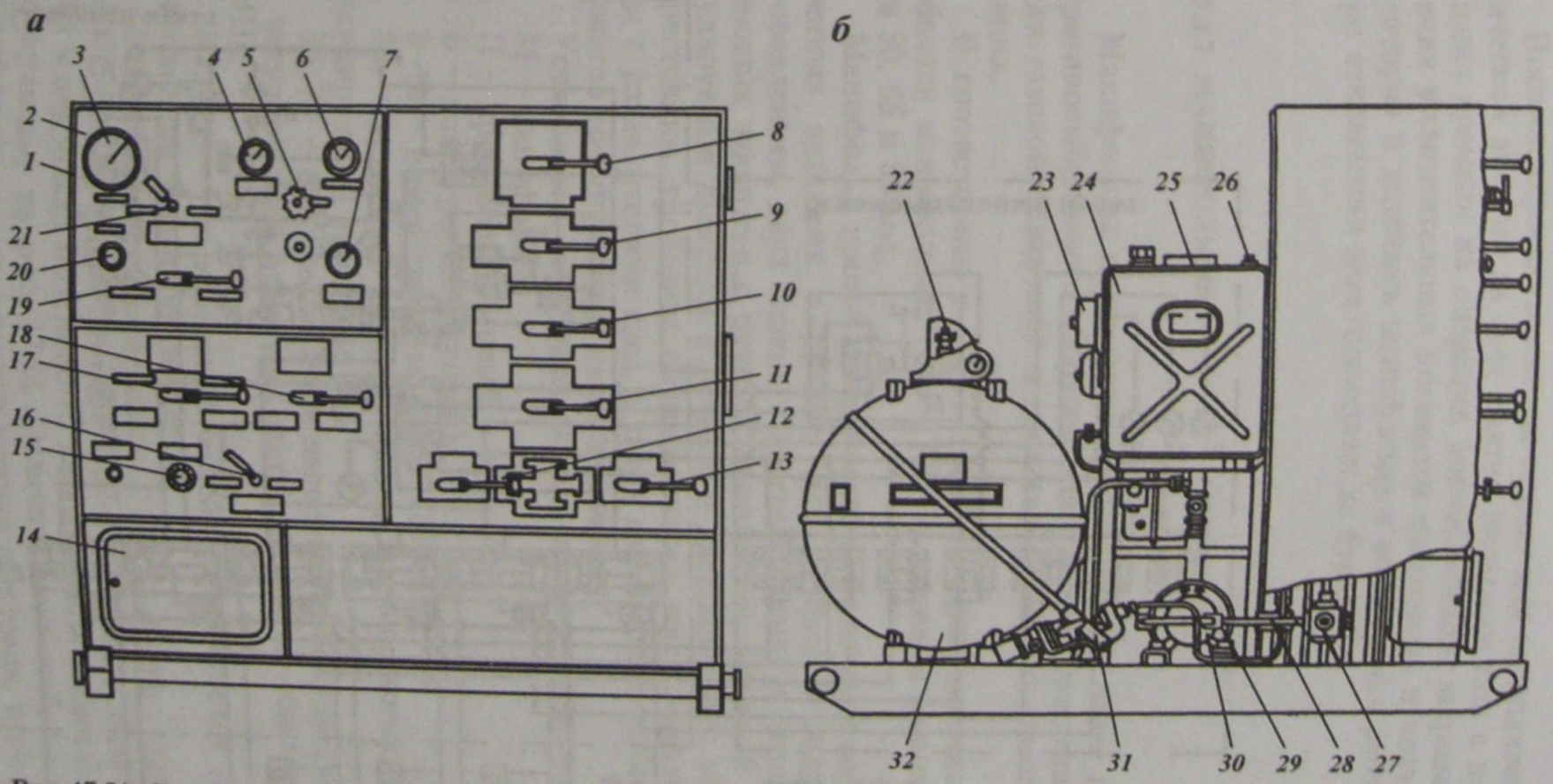


Рис. 17.21. Станция гидроуправления ГУП-14 ОАО ВЗБТ:
а – пульт основной; *б* – гидроаккумуляторная станция с основным пультом; *1* – корпус; *2* – панель приборов; *3*, *4*, *6*, *7* – манометры; *5* – клапан редукционный; *8–13*; *17–19* – рукоятки управления; *14* – электрооборудование; *15* – вентиль; *16*, *21* – блок кранов; *20* – выключатель; *22* – вентиль; *23* – звонок громкого боя; *24* – бак масляный; *25* – заливная горловина; *26* – щуп; *27* – клапан предохранительный; *28* – обратный клапан; *29* – электродвигатель; *30* – насос аксиально-поршневой; *31* – насос ручной; *32* – пневмогидроаккумулятор

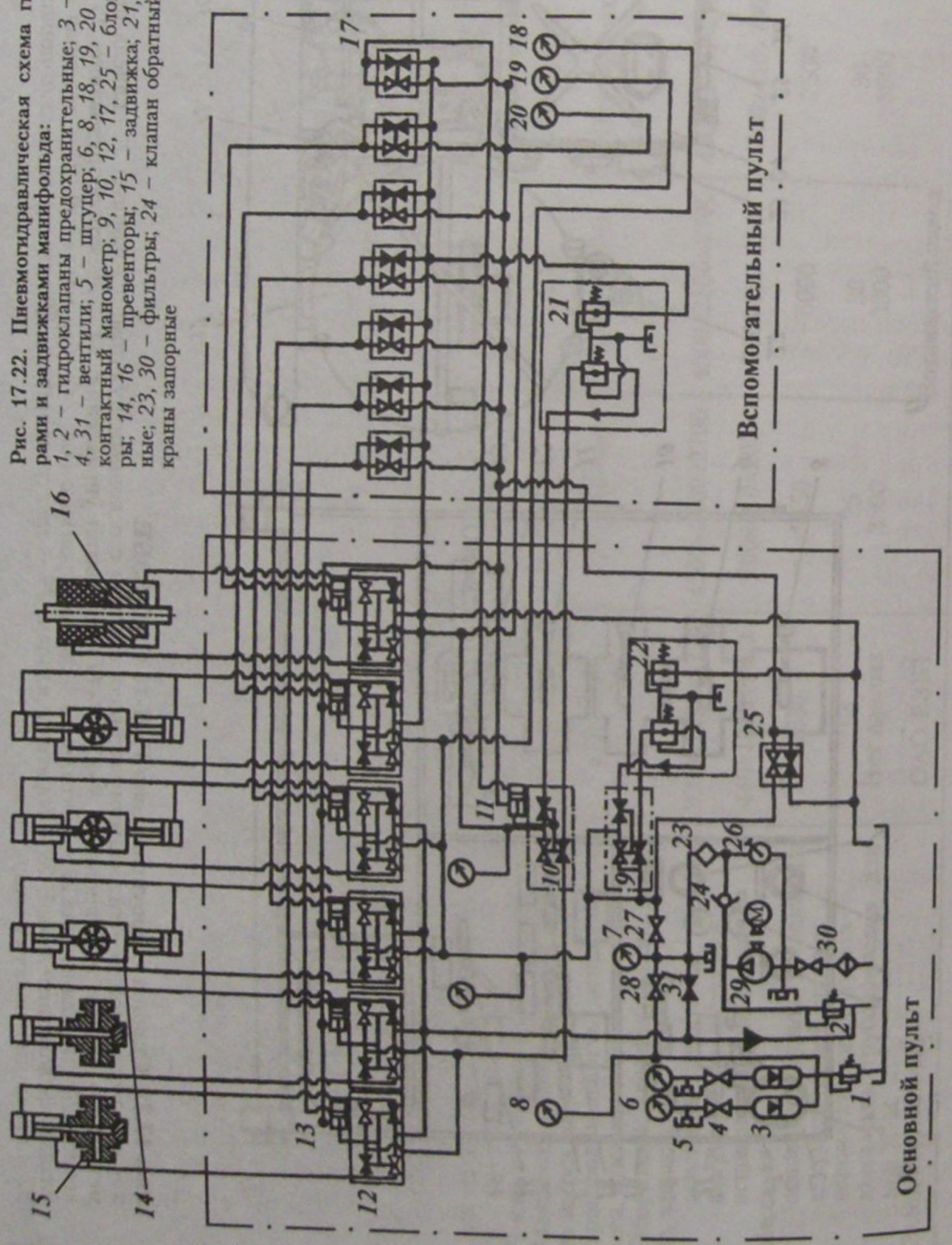


Рис. 17.22. Пневмогидравлическая схема гидроуправления превенторами и задвижками манифольда:
1, 2 – гидроклапаны предохранительные; *3* – пневмогидроаккумулятор; *4, 31* – вентили; *5* – штуцер; *6, 8, 18, 19, 20* – манометры; *7* – электроконтактный манометр; *9, 10, 12, 17, 25* – блок кранов; *11, 13* – цилиндры; *14, 16* – превенторы; *15* – задвижка; *21, 22* – клапаны редукционные; *23, 30* – фильтры; *24* – клапан обратный; *26, 29* – насосы; *27, 28* – краны запорные

Пневмогидроаккумуляторы служат для накапливания гидравлической энергии за счет сжатия инертного газа с целью сокращения времени на операции дистанционного закрывания-открывания уплотнительных элементов плашечных и кольцевого превенторов и задвижек манифольда и обеспечения работы станции при отключении электроэнергии на буровой.

17.2.7. МАНИФОЛЬДЫ

Манифольды предназначены для обвязки блока превенторов противовыбросового оборудования с целью управления нефтяной или газовой скважиной в процессе ликвидации газонефтепроявления.

В соответствии с ГОСТ 13862–90 предусмотрено пять схем обвязки манифольдов (рис. 17.23) с условным диаметром прохода 50, 65 и 80 мм.

Манифольд противовыбросового оборудования состоит из коренных задвижек с ручным или ручным и гидравлическим управлением, двух блоков – дросселирования и глушения, включающих задвижки с ручным управлением, обратный клапан, регулируемые дроссели с ручным и дистанционным управлением, крестовины, тройники, гасители потока, показывающие манометры с разделителями сред, а также из напорных трубопроводов и пакетов трубопроводов низкого давления.

Установлена следующая система обозначения манифольдов:

М – манифольд;

П – противовыбросовый;

Б – для бурения (буровой);

3–10 – номер схемы по ГОСТ 13862–90;

80 – условный диаметр прохода трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм;

35, 70 – рабочее давление напорных трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, фитингов для их обвязки в блоках, МПа;

К2, К3 – тип коррозионно-стойкого исполнения (в обычном исполнении знак не указывается).

Выпускаются манифольды МПБ5-80×35, МПБ6-80×35, МПБ5-80×70, МПБ6-80×70, МПБ7-80×70 и МПО6-80-70. Общий вид манифольда МПО6-80-70 Воронежского механического завода приведен на рис. 17.24. Отличительной особенностью этого манифольда является то, что корпуса крестовин, тройников, при-

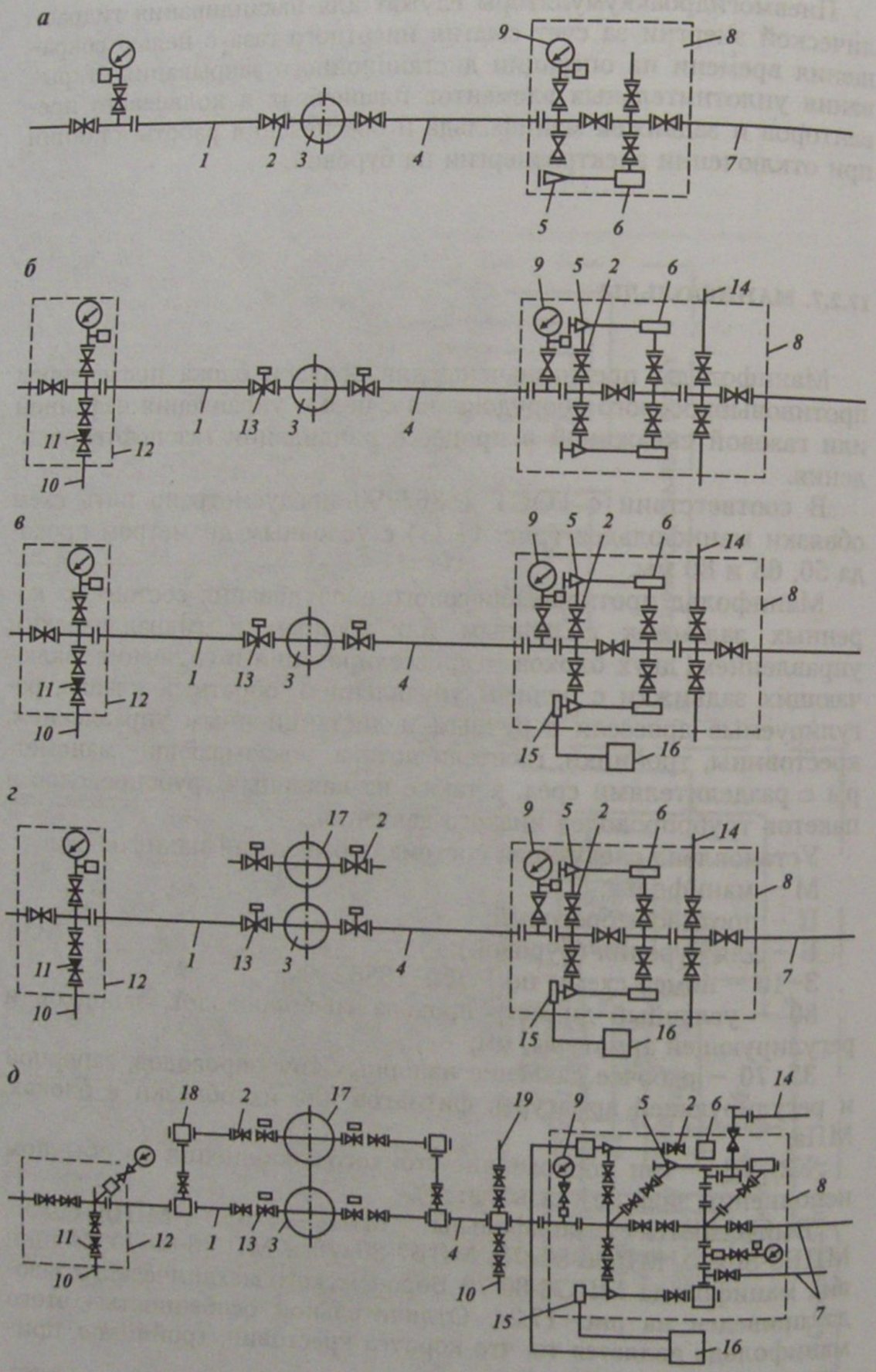


Рис. 17.23. Схемы обвязки манифольда противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862–90:
а – на давление до 14 МПа для ОП с ручным управлением; *б* – на давление до 35 МПа для ОП с гидроуправлением; *в* – на давление 35–70 МПа для ОП с гидроуправлением; *г* – на давление 35 и 70 МПа для ОП с гидроуправлением и двумя крестовинами в превенторном блоке; *д* – на давление 35–105 МПа для ОП с гидроуправлением и в коррозионно-стойком исполнении; *1* – линия глушения; *2* – задвижка с ручным управлением; *3* – блок превенторов (устье скважины); *4* – линия дросселирования; *5* – дроссель регулируемый с ручным управлением; *6* – гаситель потока; *7* – прямой сброс; *8* – блок дросселирования; *9* – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *10* – отвод к буровому насосу или насосному агрегату; *11* – обратный клапан; *12* – блок глушения; *13* – задвижка с гидроуправлением; *14* – отвод к сепаратору или трапно-факельной установке; *15* – дроссель регулируемый с гидроуправлением; *16* – пульт управления дросселем; *17* – верхняя крестовина блока превенторов; *18* – кованый тройник; *19* – отвод к системе пластоиспытания в процессе бурения

варных фланцев, демпферов, угловиков, задвижек и обратных клапанов выполнены из кованых заготовок.

Технические характеристики манифольдов, серийно выпускаемых заводами России, приведены в табл. 17.22.

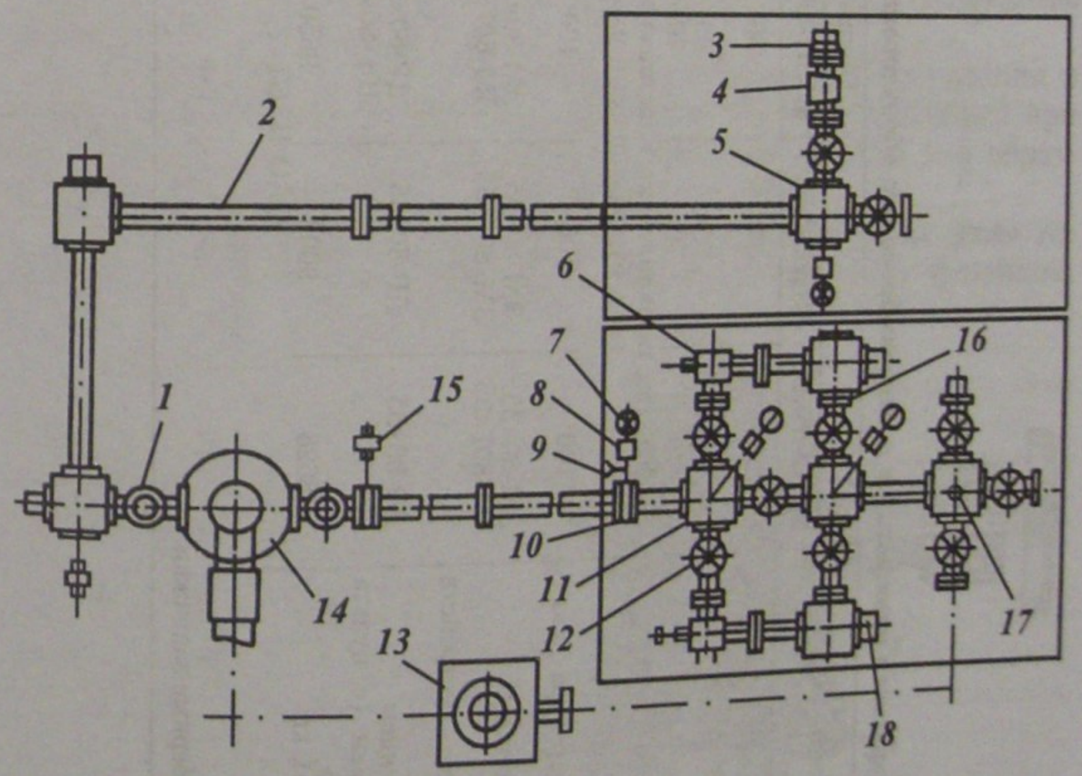


Рис. 17.24. Манифольд МПО6-80×70 Воронежского механического завода:
1 – задвижка с гидроприводом; *2* – линия глушения; *3* – фланец ответный; *4* – клапан обратный; *5* – тройник с манометром; *6* – дроссель с ручным приводом; *7* – манометр показывающий; *8* – разделитель сред; *9* – вентиль игольчатый; *10* – фланец инструментальный; *11* – крестовина; *12* – задвижка с ручным приводом; *13* – сепаратор бурового раствора; *14* – блок превенторов; *15* – датчик давления; *16* – фланец адаптерный; *17* – пробка; *18* – гаситель потока

Таблица 17.22

Технические характеристики манифольдов противовыбросового оборудования

Показатель	Типоразмер манифольда				
	МПБ5-80×35	МПБ6-80×35	МПБ7-80×70	МПО5-80×70	МПО6-80×70
Условный диаметр, мм	80	80	80	80	80
Давление, МПа:					
рабочее	35	35	70	70	70
пробное	70	70	105	105	105
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси			Газ, газоконденсат с содержанием H_2S до 6 %, механические примеси	
Максимальная температура скважинной среды, °С	100	100	100	До 90	До 90
Тип запорного устройства*	ЗМ-80×35, ЗМ-80Г×35	ЗМ-80×35, ЗМ-80Г×35	ЗМ-80×70, ЗМ-80Г×70	$3^1/_{16}$"-10М с гидроприводом, $3^1/_{16}$"-10М ручная	
Тип регулирующих устройств (дросселей):					
с ручным управлением	ДР-80×35	ДР-80×35	ДР-80×70	$3^1/_{16}$"-10М	$3^1/_{16}$"-10М
с гидроуправлением (с пульта ПДР1 или ПДР2)	–	–	ДРГ-80×70	–	$3^1/_{16}$"-10М
Масса (без сепаратора), кг	8628	9003	9650	14 250	–
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ			–	Воронежский механический завод

*Прямоточные шиберные задвижки.

17.2.8. ПРОЧЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Блок дросселирования состоит из смонтированных на транспортной раме двух или трех регулируемых дросселей, один или два из которых – с гидравлическим управлением (кроме манифольдов по схемам 1–5, в которых оба дросселя имеют ручное управление), задвижек с ручным управлением, крестовин, тройников, гасителей потока, монтажных узлов, датчиков давления, показывающих манометров с разделителем сред (предохранителей манометра от засорения).

Блок глушения включает в себя смонтированные на транспортной раме тройник, задвижки с ручным управлением, обратный клапан, показывающий манометр с разделителем сред и запорным устройством.

Предохранитель манометра предназначен для защиты от зашламления твердой фазой бурового раствора. Общий вид предохранителей манометра показан на рис. 17.25.

Предохранитель оснащен игольчатым вентилем и разрядным клапаном.

Обратный клапан служит для предотвращения попадания в обвязку насосов или насосных агрегатов пластового флюида при их остановке в процессе глушения скважины. Общий вид обратного клапана ОАО ВЗБТ приведен на рис. 17.26.

Блок сепаратора предназначен для разделения на фазы газожидкостной смеси бурового раствора с пластовым флюидом,

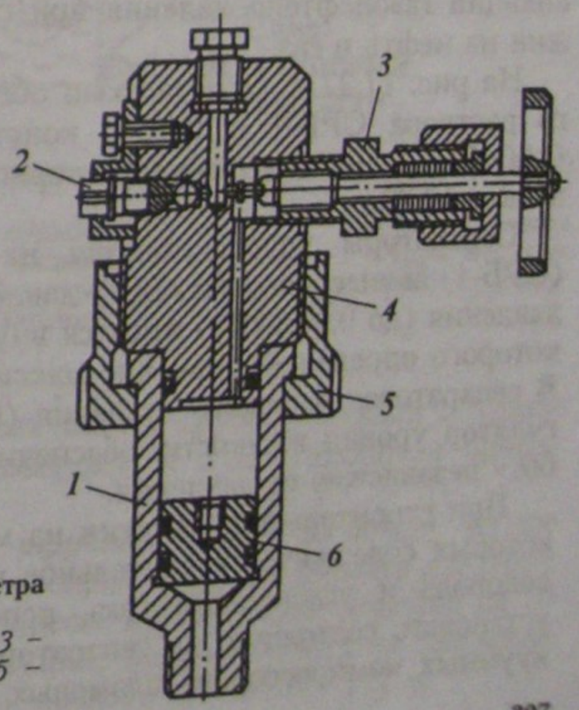


Рис. 17.25. Предохранитель манометра с разделителем сред ОАО ВЗБТ:
1 – корпус; *2* – разрядный клапан; *3* – игольчатый вентиль; *4* – крышка; *5* – гайка; *6* – поршень

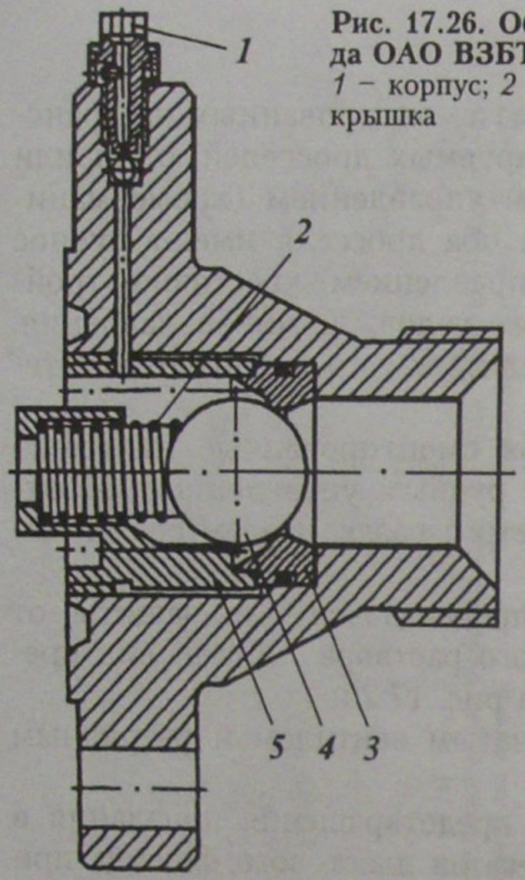


Рис. 17.26. Обратный клапан блока глушения манифольда ОАО ВЗБТ:
1 – корпус; *2* – пружина; *3* – седло клапана; *4* – шар; *5* – крышка

направления потока газовой фазы на рассеивание в атмосферу или факельный стояк для сжигания, возврата бурового раствора в циркуляционную систему буровой установки в процессе ликвидации газонефтепроявления при строительстве глубоких скважин на нефть и газ.

На рис. 17.27 и 17.28 показан общий вид сепараторов бурового раствора СРБ-1 и П12.10 конструкции НПО «Бурение» и ОАО ВЗБТ. Технические характеристики сепараторов приведены в табл. 17.23.

Сепараторы подразделяются на две категории – низкого (СРБ-1) и высокого (П12.10) давления. В сепараторах низкого давления (до 0,04 МПа) имеется внутренний гидрозатвор, высота которого определяет значение максимального рабочего давления. В сепараторах высокого давления (более 0,04 МПа) имеется регулятор уровня жидкости, обеспечивающий нормальную его работу независимо от давления.

При строительстве скважин на месторождениях, в продукции которых содержится значительное количество (более 6 %) сероводорода и углекислого газа, используются трапно-факельные установки, состоящие из сепаратора, вакуумного дегазатора, вакуумных компрессоров, шламовых насосов, эжекторного насоса,

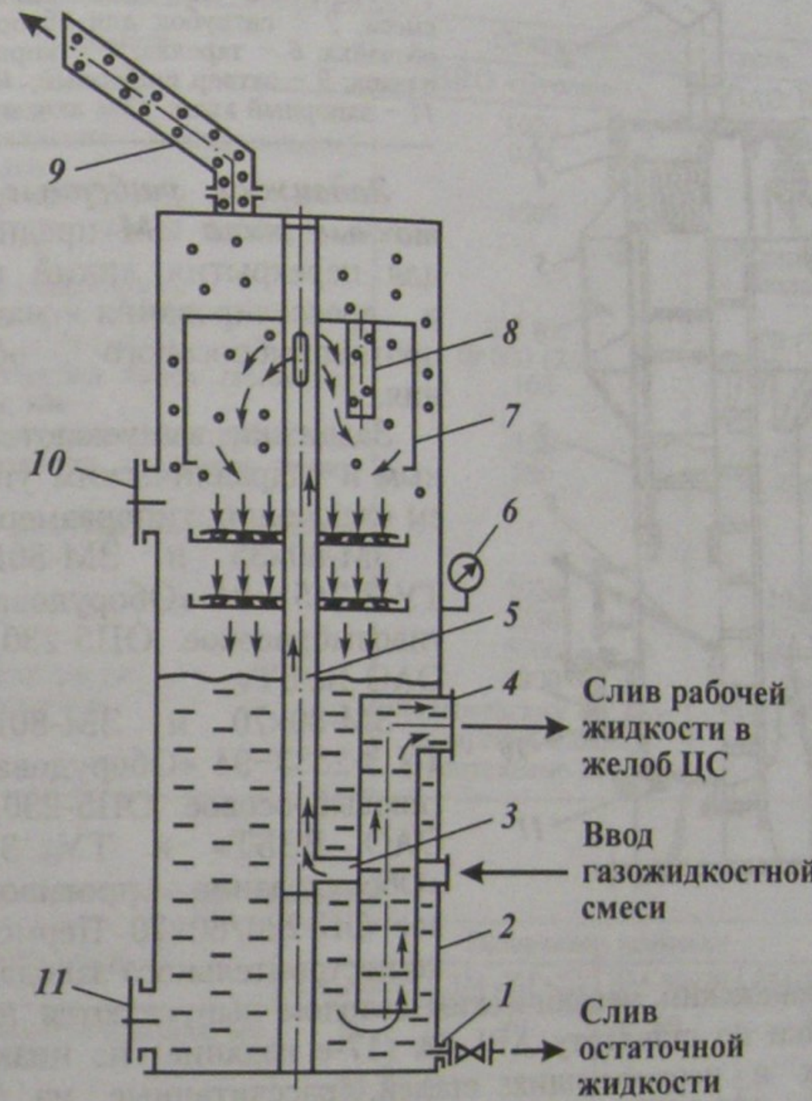


Рис. 17.27. Схема сепаратора бурового раствора СРБ-1 конструкции НПО «Бурение»:
1 – патрубок для слива остаточной жидкости; *2* – корпус; *3* – патрубок для ввода смеси; *4* – патрубок слива рабочей жидкости – гидрозатвор; *5* – труба несущая; *6* – манометр; *7* – камера первичной сепарации; *8* – патрубок газовый; *9* – патрубок для рассеивания газа; *10* – люк верхний; *11* – люк нижний

факельного стояка, обвязанных вместе трубопроводами с запорной и предохранительной арматурой и показывающими приборами..

Пакет напорных труб и трубных секций включает четыре напорные трубы длиной 8 м, воспринимающие рабочее давление манифольда 35 и 70 МПа и опрессованные соответственно на 70 и 105 МПа, и 10 трубных секций, опрессованных на давление 21 МПа. Общая длина трубной обвязки составляет 112 м.

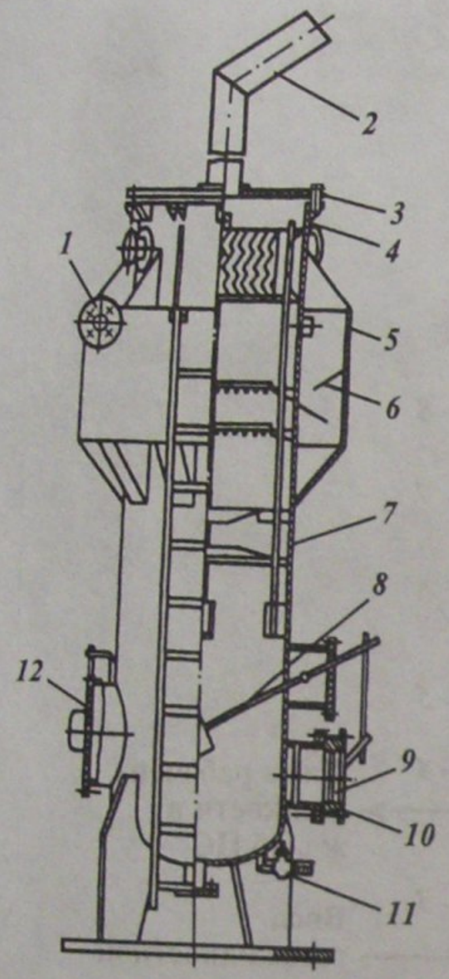


Рис. 17.28. Сепаратор П12.10 конструкции ОАО ВЗБТ:
1 – патрубок для ввода газожидкостной смеси; *2* – патрубок для сброса газа; *5* – обечайка; *6* – тарелка; *7* – корпус; *8* – поплавок; *9* – затвор шиберный; *10* – фланец; *11* – запорный кран; *12* – люк нижний

Задвижки шиберные прямоточные типа ЗМ предназначены для перекрытия линий глушения и дросселирования манифольда противовыбросового оборудования.

Задвижки выпускаются с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ЗМ-80×35 и ЗМ-80Г×35 по ТУ 3-2451–91 «Оборудование противовыбросовое ОП5-230/80×35-А ОАО ВЗБТ»;

ЗМ-80×70 и ЗМ-80Г×70 по ТУ 3-2533–94 «Оборудование противовыбросовое ОП5-230/80×70-А ОАО ВЗБТ» и ТУ 3-2496–92 «Оборудование противовыбросовое ОП-280/80×70 Пермского машиностроительного завода».

Воронежским механическим заводом выпускаются шиберные задвижки по стандарту API 6A (17-е издание) из низколегированных и нержавеющих сталей, рассчитанные на давление от 14 до 105 МПа, для применения в обычных и коррозионных средах, содержащих сероводород и углекислый газ до 25 % по объему каждого, в различных климатических зонах с температурой окружающей среды от −60 до +60 °С. Запорным устройством задвижки служит шибер с уплотнением типа «металл–металл». Для повышения работоспособности рабочих уплотнительных поверхностей деталей задвижек используется плазменно-порошковая наплавка. Общий вид задвижек показан на рис. 17.29 и 17.30, а технические характеристики приведены в табл. 17.24 и 17.25.

Таблица 17.23

Технические характеристики сепараторов

Параметр	Сепаратор конструкции	
	НПО «Бурение»	ОАО ВЗБТ
Диаметр корпуса, мм	1020	1020
Рабочее давление (максимальное), МПа, не более	0,04	0,07
Высота гидрозатвора, мм, не более	1800	–
Тип регулятора уровня жидкости в сепараторе	–	Механический с поплавком
Пропускная способность:		
по жидкости, $м^3/ч$ (л/с)	200 (56)	108 (30)
по газу, $м^3/ч$ ($м^3/с$)	10 000 (2,77)	6000 (1,67)
Диаметр патрубка ввода газожидкостной смеси, мм	100	100
Диаметр газоотводного патрубка, мм	150	200
Диаметр патрубка для слива жидкости, мм	280	280
Габаритные размеры блока сепаратора, мм:		
длина	1020	1840
ширина	1020	1720
высота	5700	4050
Масса сепаратора, кг	2300	2260
Завод-изготовитель	Хадыженский и Краснодарский машиностроительные заводы	ОАО ВЗБТ

Таблица 17.24

Технические характеристики задвижек

Показатель	Типоразмер задвижки			
	ЗМ-80×35	ЗМ-80Г×35	ЗМ-80×70	ЗМ-80Г×80
Условный диаметр прохода, мм	80	80	80	80
Давление, МПа:				
рабочее	35	35	70	70
пробное	70	70	105	105
Управление задвижкой	Ручное	Дистанционное гидравлическое	Ручное	Дистанционное гидравлическое
Максимальная температура скважинной среды, °С	120	120	120	120
Характеристика скважинной среды	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси			
Диаметр гидроцилиндра, мм	–	105	–	150
Давление управления, МПа	–	10,0	–	14,0
Габаритные размеры, мм:				
длина	470	470	620	620
ширина	360	360	300	300
высота	900	1285	1000	1175
Масса, кг	129	155	339	377
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ		ОАО ВЗБТ и Пермский машиностроительный завод	

Примечание. Перед сдачей в эксплуатацию внутреннюю полость всех задвижек заполняют смазкой Арматол-238 по ТУ 38-101812–83.

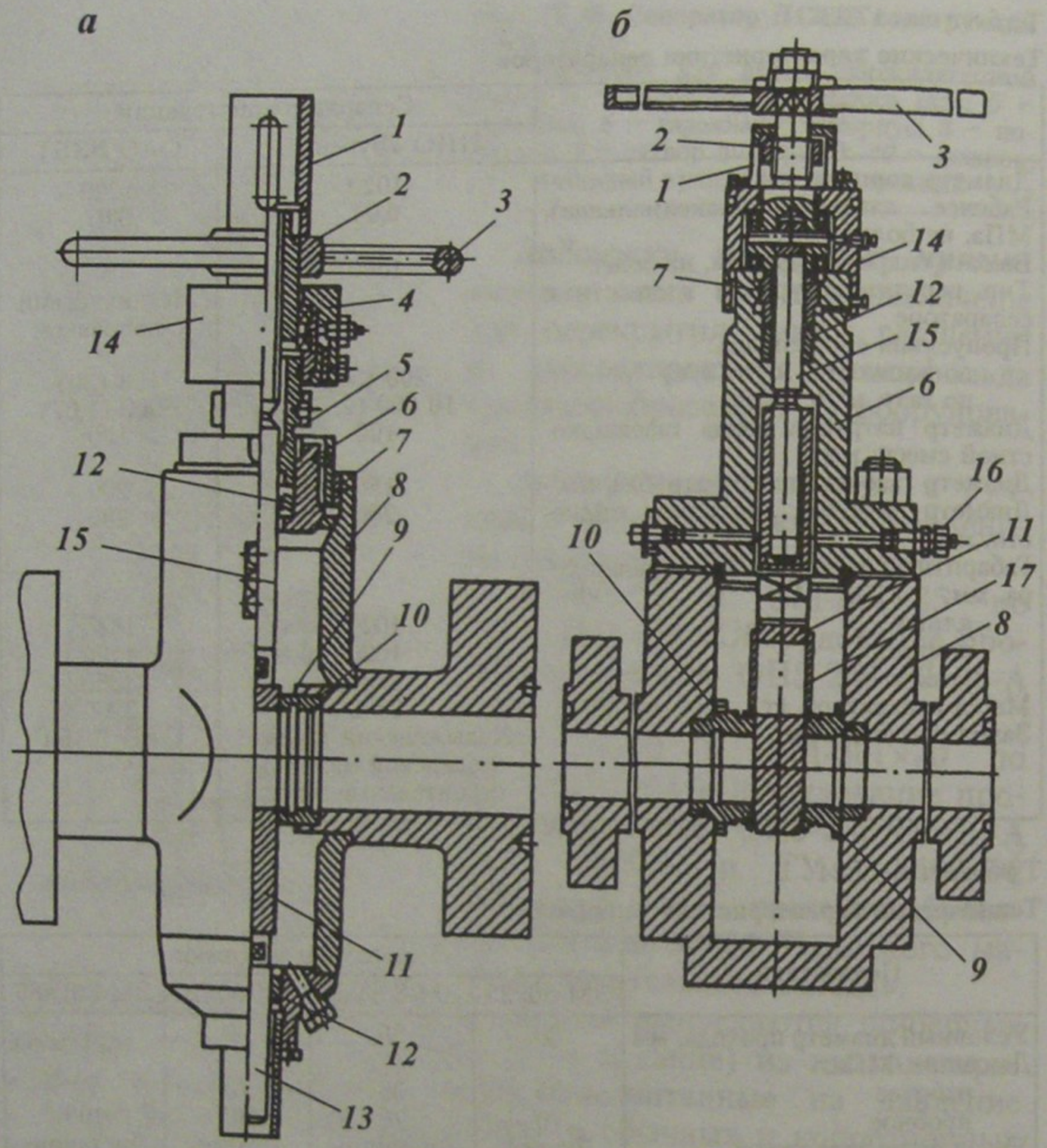


Рис. 17.29. Задвижки с ручным управлением:
а – ЗМ-80×35 ОАО ВЗБТ; *б* – ЗМ-80×70 ОАО ВЗБТ; *в* – ЗМ-80×35 ЦКБ «Титан»; *г* – задвижка шиберная (до 70 МПа) Воронежского механического завода; *1* – кожух; *2* – ходовая гайка; *3* – маховик; *4* – упорный подшипник; *5* – нажимная втулка; *6* – крышка корпуса; *7* – шлицевая втулка; *8* – корпус; *9* – седло; *10* – тарель; *11* – шибер; *12* – пакет манжет; *13* – шток; *14* – крышка подшипника; *15* – шпиндель; *16* – масленка; *17* – щиток; *18* – нижняя крышка

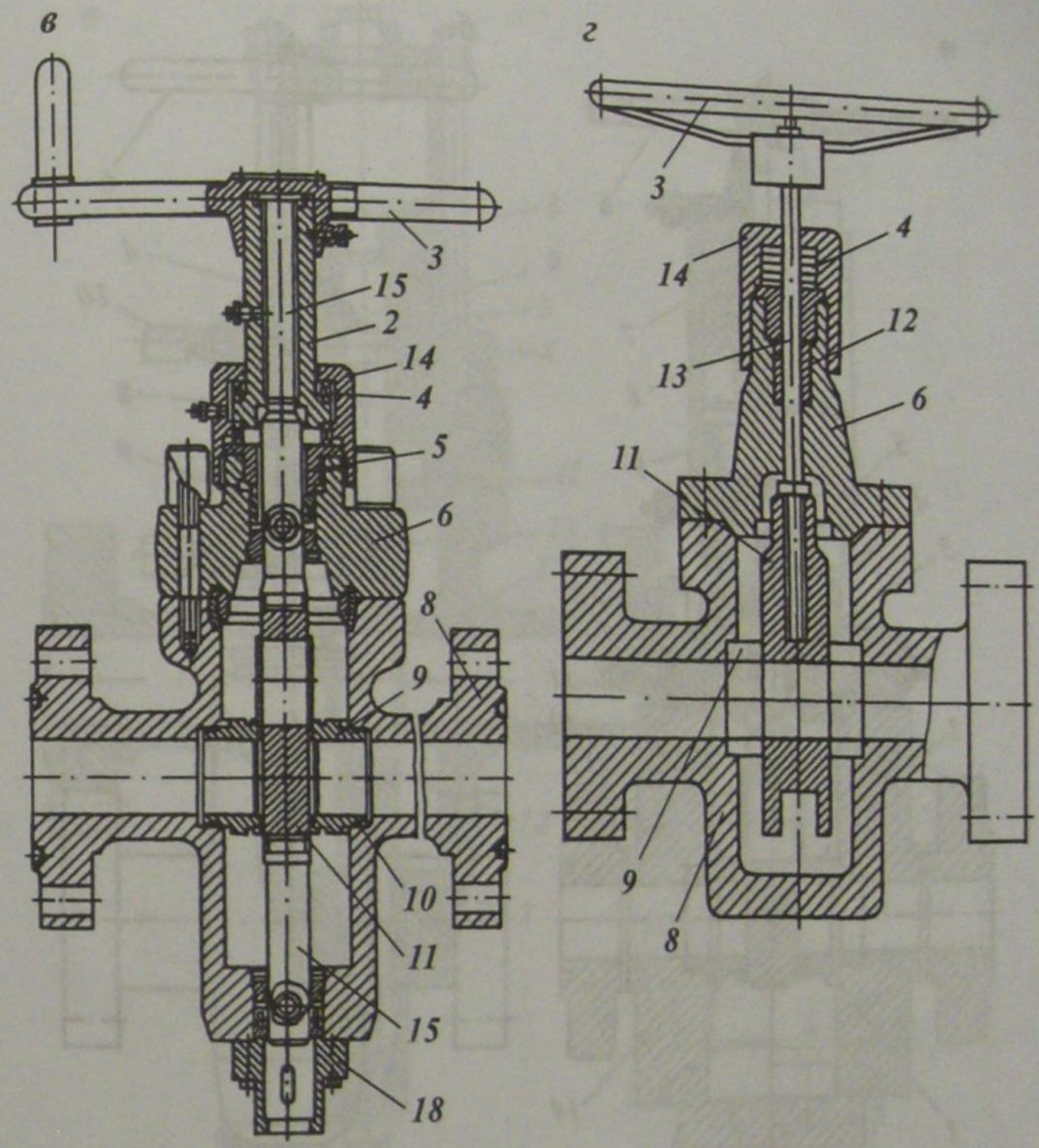


Рис. 17.29. Продолжение

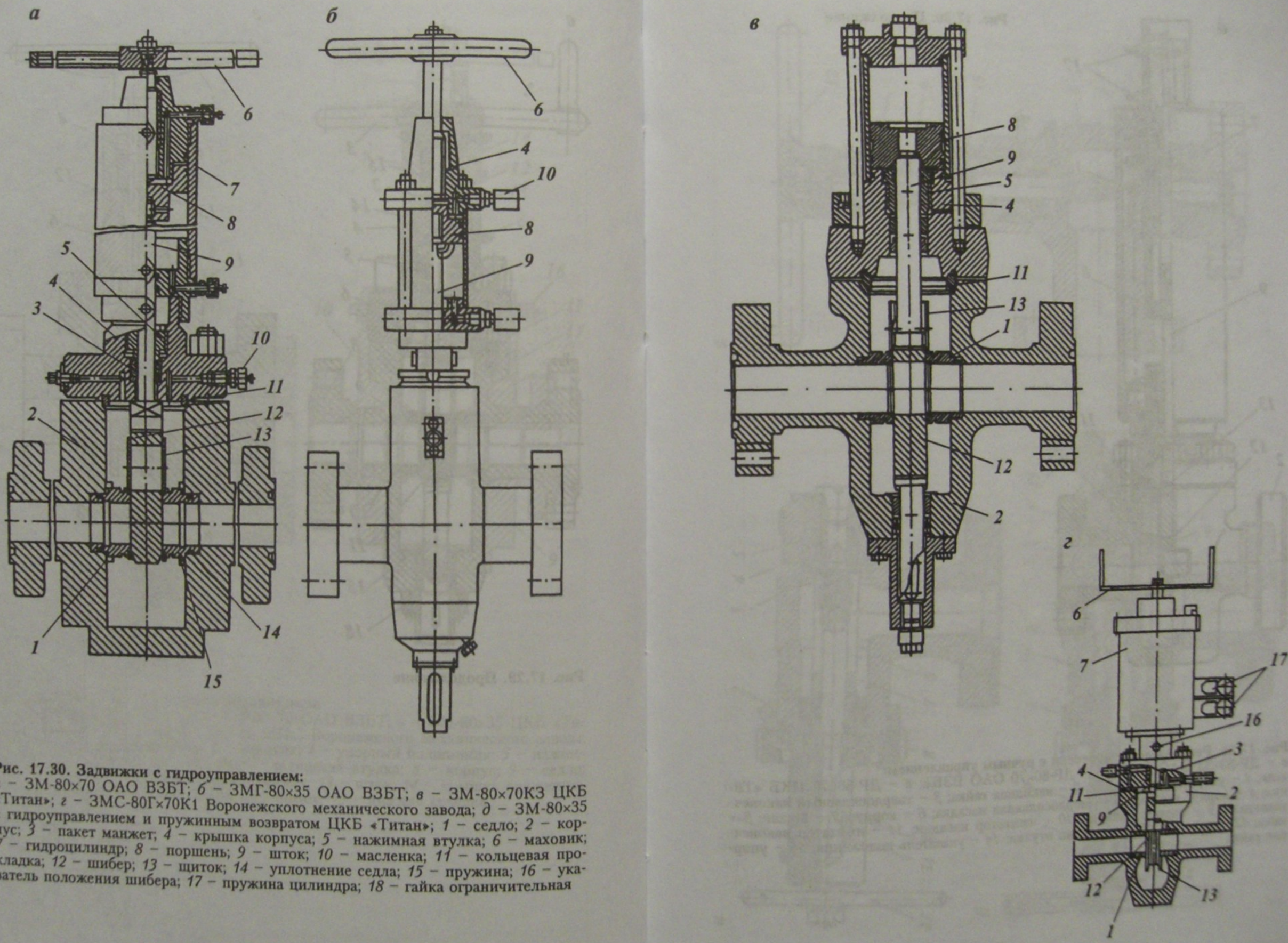
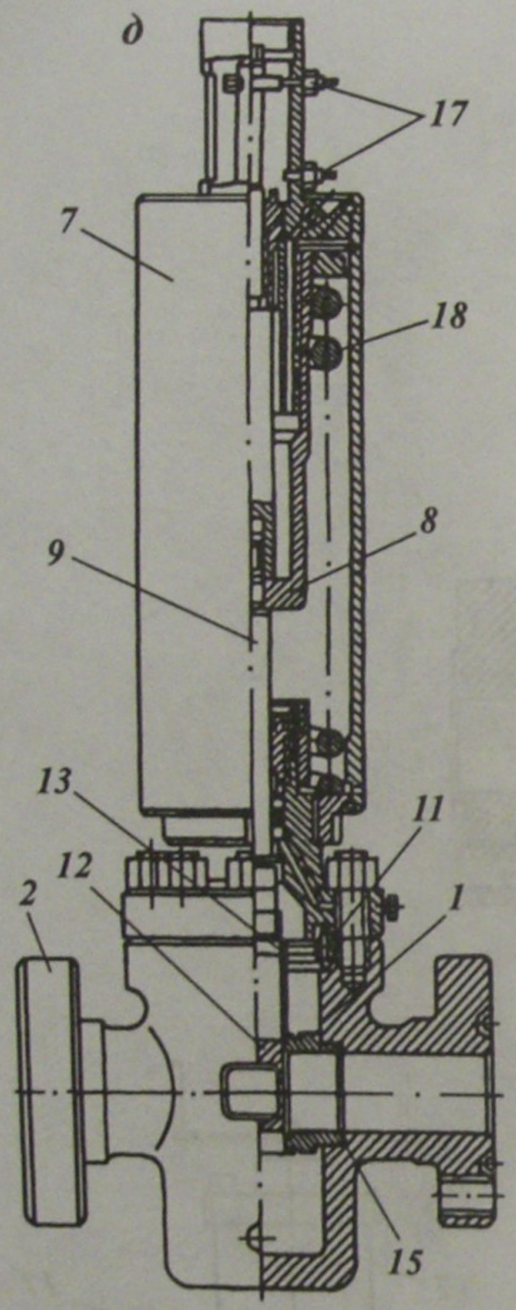
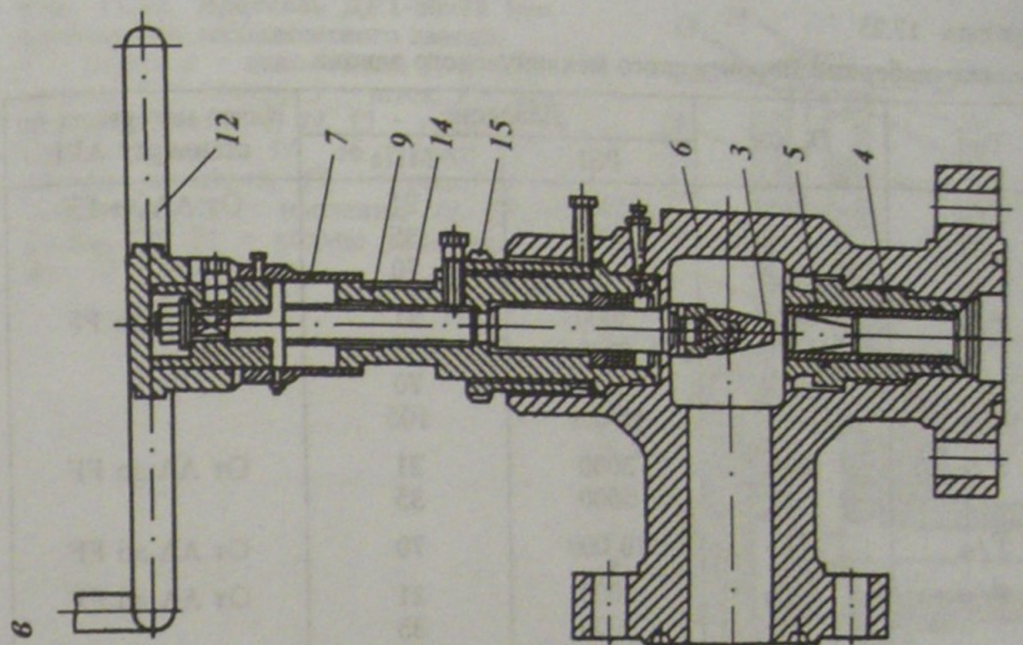


Рис. 17.30. Задвижки с гидроуправлением:
а – ЗМ-80×70 ОАО ВЗБТ; *б* – ЗМГ-80×35 ОАО ВЗБТ; *в* – ЗМ-80×70К3 ЦКБ «Титан»; *г* – ЗМС-80Г×70К1 Воронежского механического завода; *д* – ЗМ-80×35 с гидроуправлением и пружинным возвратом ЦКБ «Титан»; *1* – седло; *2* – корпус; *3* – пакет манжет; *4* – крышка корпуса; *5* – нажимная втулка; *6* – маховик; *7* – гидроцилиндр; *8* – поршень; *9* – шток; *10* – масленка; *11* – кольцевая прокладка; *12* – шибер; *13* – щиток; *14* – уплотнение седла; *15* – пружина; *16* – указатель положения шибера; *17* – пружина цилиндра; *18* – гайка ограничительная

Рис. 17.30. Продолжение





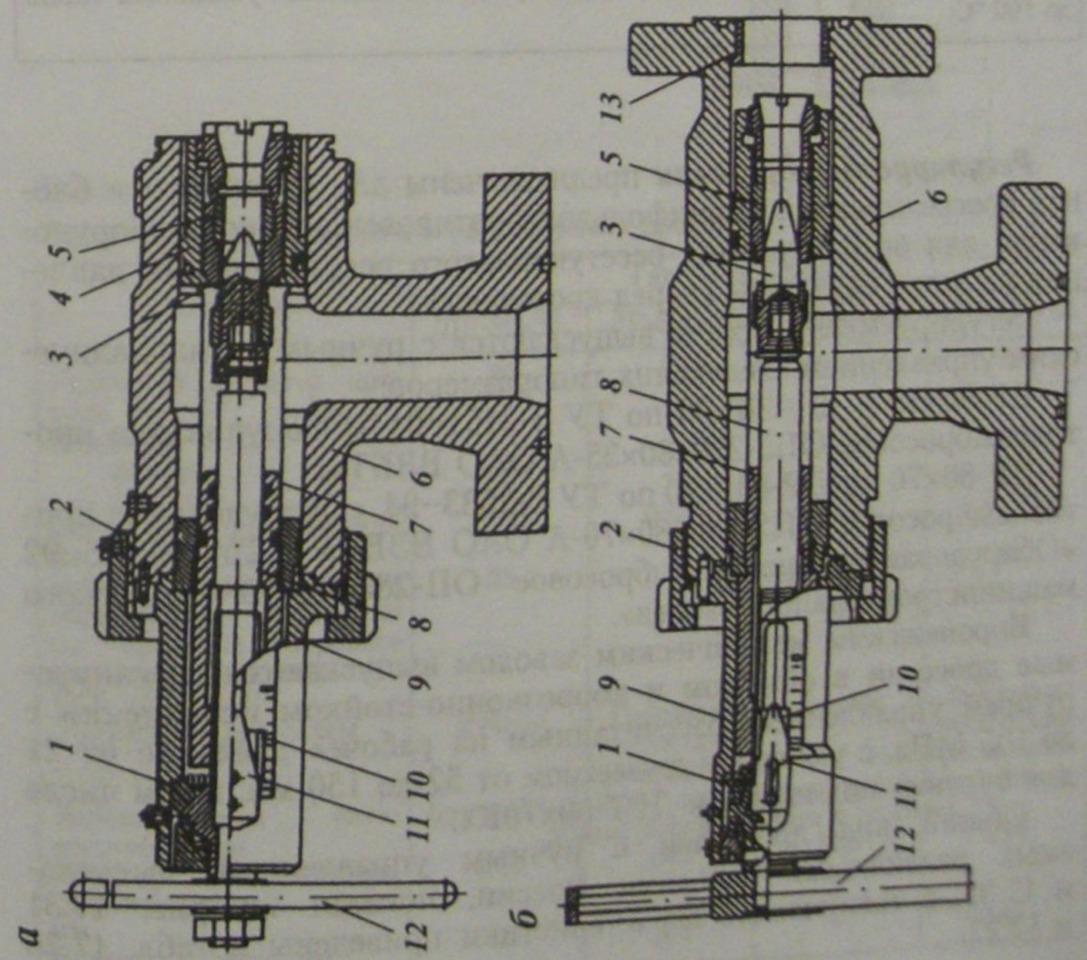


Рис. 17.31. Регулируемые дроссели с ручным управлением:
а – ДР-80×35 ОАО ВЗБТ; *б* – ДР-80×70 ОАО ВЗБТ; *в* – ДР-80×70 ЦКБ «Титан»; *1* – упорный подшипник; *2* – накидная гайка; *3* – твердосплавный наконечник; *4* – корпус насадки; *5* – твердосплавная насадка; *6* – корпус; *7* – стакан; *8* – шпиндель; *9* – корпус привода; *10* – имитатор насадки; *11* – имитатор наконечника; *12* – маховик; *13* – защитная втулка; *14* – указатель положения; *15* – упорная гайка

Таблица 17.25

Задвижки шиберные Воронежского механического завода

Тип	D_y, мм	Давление		Класс материала по стандарту API
		PSI	МПа	
$2^1/_{16}$	50	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10 000	70	
$2^9/_{16}$	65	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10 000	70	
		15 000	105	
$3^1/_8$	80	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
$3^1/_{16}$	77	10 000	70	От AA до FF
$4^1/_{16}$	100	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10 000	70	
$7^1/_{16}$	150	3000	21	От AA до FF

Примечание. Температура рабочей среды для задвижек указанных типов до 100 °С.

Регулируемые дроссели предназначены для установки в блоках дросселирования манифольдов противовыбросового оборудования для осуществления бесступенчатого регулирования давления на устье скважины (перед дросселем).

Регулируемые дроссели выпускаются с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ДР-80×35 и ДР-80Г×35 по ТУ 3-2451–91 «Оборудование противовыбросовое ОП5-230/80×35-А ОАО ВЗБТ»;

ДР-80×70 и ДДР-80Г×70 по ТУ 3-2533–94 «Оборудование противовыбросовое ОП5-230/80×70-А ОАО ВЗБТ» и ТУ 3-2496–92 «Оборудование противовыбросовое ОП-280/80×70 Пермского машиностроительного завода».

Воронежским механическим заводом выпускаются регулируемые дроссели в обычном и коррозионно-стойком исполнении с ручным управлением, рассчитанным на рабочее давление от 21 до 105 МПа, с условным диаметром от 52 до 150 мм, в том числе для бурения под шифром ДРТ-80×70К1.

Общий вид дросселей с ручным управлением, выпускаемых различными заводами России, показан на рис. 17.31 и 17.32, а технические характеристики приведены в табл. 17.26 и 17.27.

Рис. 17.32. Дроссель ДРТ-80×70 Воронежского механического завода:
1 – седло; *2* – наконечник; *3, 6, 10* – втулка; *4* – корпус; *5* – шток; *7* – пакет уплотнений; *8, 14, 15* – гайка; *9* – корпус привода; *11, 16* – болт; *12* – планка указателя; *13* – ручка; *17* – указатель; *18* – масленка; *19, 22* – шайба; *20, 21* – кольцо уплотнительное; *23* – винт

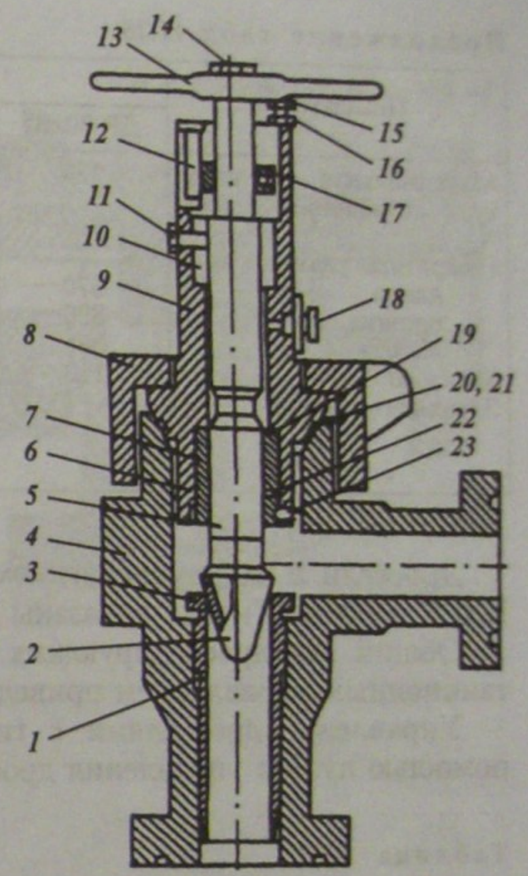


Таблица 17.26

Технические характеристики регулируемых дросселей

Показатель	Типоразмер дросселя			
	ДР-80×35	ДР-80Г×35	ДР-80×70	ДР-80Г×80
Условный диаметр прохода, мм	80	80	80	80
Давление, МПа:				
рабочее	35	35	70	70
пробное	70	70	105	105
Диапазон регулирования давления, МПа	0–35	0–35	2–63	2–63
Рабочее давление при определении наработки по прокачке бурового раствора плотностью 1600 кг/м^3, МПа	25	25	38	38
Управление дросселем	Ручное	Гидравлическое дистанционное	Ручное	Гидравлическое дистанционное
Характеристика скважинной среды	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси			
Диаметр наконечника дросселирующей пары, мм	31,2	45,0	31,2	45,0
Диаметр поршня, мм	–	145	–	145

Продолжение табл. 17.26

Показатель	Типоразмер дросселя			
	ДР-80×35	ДР-80Г×35	ДР-80×70	ДР-80Г×80
Максимальная температура скважинной среды, °С	120	120	120	120
Габаритные размеры, мм:				
длина	670	748	768	844
ширина	320	265	560	270
высота	395	360	510	385
Масса, кг	110	206	167	212
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ		Пермский машиностроительный завод и ОАО ВЗБТ	

Дроссели с гидроуправлением ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70 ОАО ВЗБТ и ЦКБ «Титан» показаны на рис. 17.33.

Общий вид дросселирующих пар дросселей с ручным и дистанционным управлением приведены на рис. 17.34.

Управление дросселями с гидроприводом осуществляется с помощью пульта управления дросселями (ПДР).

Таблица 17.27

Технические характеристики дросселей Воронежского механического завсда

Типоразмер	Условный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Класс материала по API	Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм
ДР-50×21К2	50	21,0	BB	298×225×805
ДР-50×35К2	50	35,0	AA	298×225×805
ДР-50×70К2	50	70,0	AA	298×225×805
ДР-50×105К3	50	105,0	FF	298×225×852
ДР-65×35К2	65	35,0	FF	298×225×790
ДР-65×35К3	65	35,0	DD	298×225×790
ДР-65×70К2	65	70,0	AA	298×225×790
ДР-65×70К1	65	70,0	AA	298×225×790
ДР-65×105К1	65	105,0	AA	298×225×790
ДР-80×21К2	80	21,0	BB	298×225×790
ДР-80×35К2	80	35,0	BB	298×225×790
ДР-80×105К3	80	105,0	FF	298×263×652
ДР-100×21К1	100	21,0	AA	296×264×885
ДР-100×35К1	100	35,0	AA	296×264×885
ДРП-50×105К3	50	105,0	FF	298×225×880
ДРП-65×70К3	65	70,0	FF	298×225×885
ДРП-80×105К3	80	105,0	FF	298×263×885
ДРТ-80×70К1	80	70,0	BB	298×263×800
ДРП-150×21К1	150	21,0	AA	320×290×880

Примечание. Температура рабочей среды для дросселей ДР-65×70К1, ДР-100×21К1, ДР-100×35К1 и ДРТ-80×70К1 от −46 до +100 °С, для остальных указанных в таблице от −60 до +90 °С.

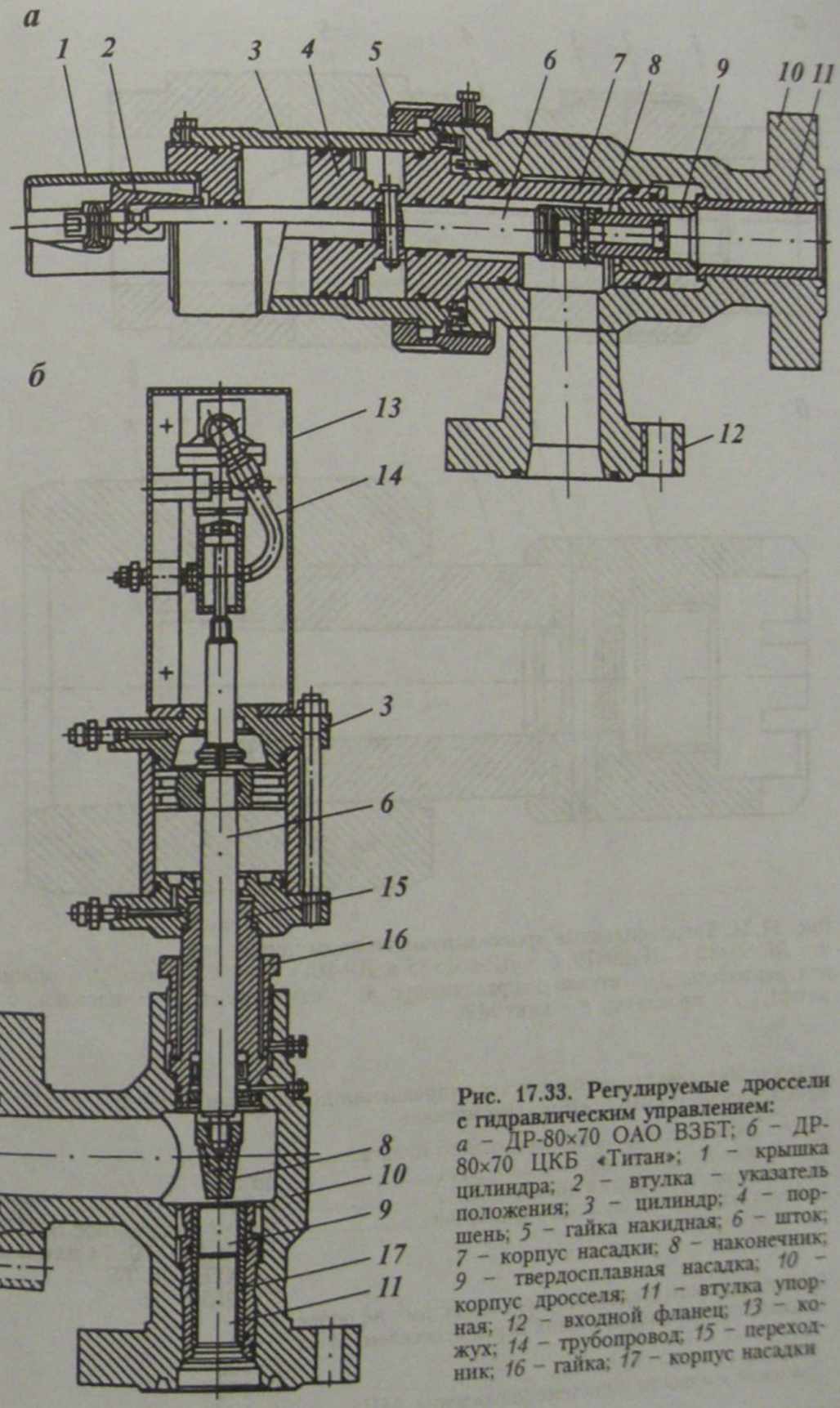


Рис. 17.33. Регулируемые дроссели с гидравлическим управлением:
а – ДР-80×70 ОАО ВЗБТ; *б* – ДР-80×70 ЦКБ «Титан»; *1* – крышка цилиндра; *2* – втулка – указатель положения; *3* – цилиндр; *4* – поршень; *5* – гайка накидная; *6* – шток; *7* – корпус насадки; *8* – наконечник; *9* – твердосплавная насадка; *10* – корпус дросселя; *11* – втулка упорная; *12* – входной фланец; *13* – кожух; *14* – трубопровод; *15* – переходник; *16* – гайка; *17* – корпус насадки

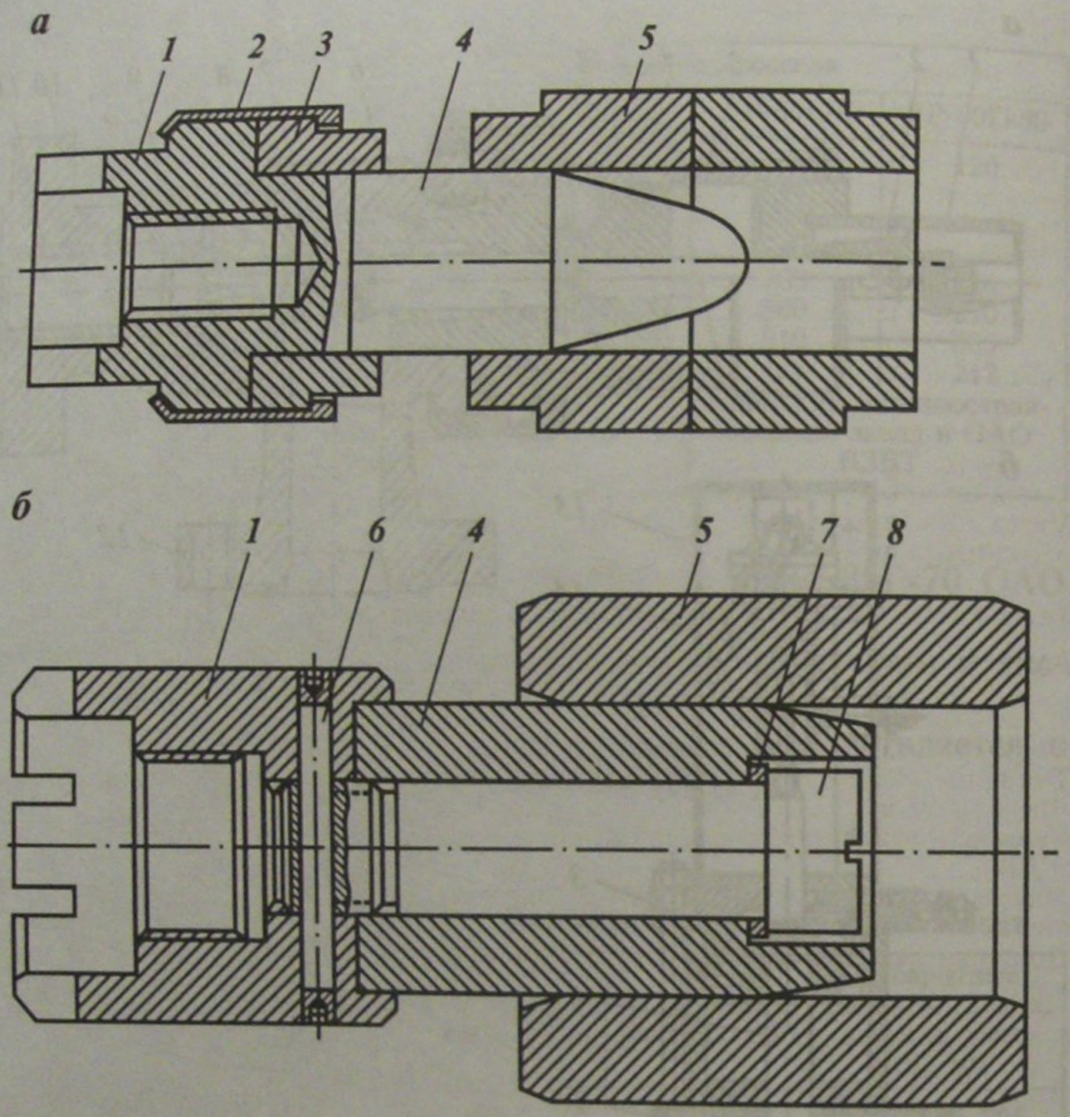


Рис. 17.34. Твердосплавные дросселирующие пары дросселей:
а – ДР-80×35 и ДР-80×70; *б* – ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70; *1* – втулка; *2* – обжимной держатель; *3* – втулка направляющая; *4* – наконечник; *5* – насадка; *6* – штифт; *7* – прокладка; *8* – винт М20

Технические характеристики пульта управления дросселями ПДР-2 Краснодарского СПКБ «Промавтоматика»

Число дросселей, управляемых с одного пульта	2
Расстояние до дросселей, м	До 30
Время полного открытия дросселя, с	4–50
Рабочая жидкость в системе управления	Масло всесезонное ВМГЗ ТУ 38.10.1479–74 или масло МГЕ-10Е ТУ 38.101572–75
Объем жидкости в системе управления, дм^3, не более	45
Диапазон показаний давления перед дросселем, МПа	0–50 0–100 0–150
Давление жидкости в системе управления, МПа	8–10,5

Диапазон отсчета числа двойных ходов насоса в минуту	0–200
Емкость сумматора счетчика СХН-1	9999
Управляющая среда	Воздух
Давление воздуха питания, МПа	0,6–0,8
Максимальный расход воздуха питания при 20 °С и давлении 0,1 МПа, м^3/мин, не более	1
Напряжение электропитания с частотой 50 Гц, В	220
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	От –50 до +50
относительная влажность при температуре от +35 °С и ниже, %	95–3
Габаритные размеры пульта, мм:	
длина	1100
ширина	800
высота	1465
Масса пульта, кг	370
Масса комплекта пульта, кг	600
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ

Технические характеристики испытательного стенда

Давление в испытательных каналах, МПа:	
в первом	0–25
во втором	0–70
Число испытательных каналов	2
Тип привода	Пневматический
Число насосов	2
Суммарный расход воздуха при работе двух насосов, м^3/мин	8
Максимальное давление воздуха, подаваемого к стенду для привода насосов, МПа	0,8
Номинальная производительность при давлении воздуха 0,63 МПа, м^3/ч:	
на выходе первого канала	0,63
на выходе второго канала	0,05
Объем бака, л	150
Рабочая жидкость	«Гликвол-Л» (летом), «Гликвол-З» (зимой)
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	1330×740×1315
Масса, кг	330
Завод-изготовитель	ЦКБ «Титан»

Показатели надежности регулируемых дросселей в соответствии с ГОСТ 27743–88 определяются суммарной прокачкой бурового раствора плотностью 1600 кг/м^3, содержащего до 3 % песка, с расходом от 6 до 15 л/с при соответствующем давлении. Критерием отказа служит потеря способности поддерживать дросселем номинальное рабочее давление при расходе жидкости от 12 до 15 л/с.

18

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

расстояние до контактов водонефтяного, газонефтяного и газоводяного;

пластовое давление и температура в интервале перфорации;

число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой шапкой перфорируются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до

ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, проницаемостной неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны. Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типов ПНКТ (спускаемыми на насосно-компрессорных трубах), ПР, ПРК и КПРУ (спускаемыми через НКТ). Перфораторы типа ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от значения искривления скважины, качества цементной оболочки обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

если после перфорации необходим спуск глубинных приборов через НКТ в интервал перфорации;

в процессе вызова притока ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы;

при гидростатическом давлении на уровне установки перфораторов менее 10 МПа при создании депрессии;

при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород).

Перфораторы типов ПР, ПРК, КПРУ рекомендуется применять при перфорации скважин с искривлением ствола до 0,7 рад (40°) при качественной цементной оболочке обсадной колонны независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типов ПР и КПРУ в следующих случаях:

при вскрытии приконтактных зон (ГНК, ВНК);

при заполнении интервала перфорации глинистым буровым раствором;

при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород), из-за возможных утечек в лубрикаторе.

При вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены насосно-компрессорные трубы, устье скважины оборудовано фонтанной арматурой и лубрикатором при использовании перфораторов типа ПР. Оптимальная депрес- сия при таком способе перфорации составляет 2,0–3,5 МПа; не рекомендуется создавать депрессии более 10 МПа.

При репрессии следует вскрывать пласты с нормальным и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100–150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует проводить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал.

В зонах ВНК и ГНК перфорацию выполнять одним спуском перфоратора.

Слабопроницаемые сцементированные пласты рекомендуется вскрывать гидропескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация	90–95
В том числе с депрессией на пласт	2–4
Пулевая перфорация	2–3
Гидроабразивная	1–2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.)	0,5

В большей части случаев перфорационные работы всех видов в скважинах проводятся при репрессии ($\Delta p_р$) на продуктивный пласт. Значение репрессии не должно превышать 5–10 % значения пластового давления (но не более 2,5–3,5 МПа) в зависимости от глубины скважины. На практике, особенно в разведочных скважинах, часто репрессии при перфорации превышают норму. Последнее главным образом происходит вследствие ошибочного

прогноза пластового давления, отличающегося в сторону завышения от истинного его значения. Так, нередки случаи, когда репрессии достигают 10–20 %, а иногда и 80 %.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5–1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300–1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

18.1. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные орудийные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. Перфораторы типа ПВН имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера при отстрелах по породам средней прочности.

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 79 м), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно распложены четыре ствола. Для взаимного уравновешивания сил отдачи парные стволы идут в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфораторов, причем используются пули с увеличенным диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности следующая:

Тип перфоратора	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина пробивания, мм	140	180	200

Области применения перфораторов типов ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими условиями (предельная температура и максимально допустимое давление), так геологи-

ческими. Учитывая, что пробивная способность пуль в значи-

тельно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{сж}$ > 50 МПа) – наоборот, меньше. Поэтому более целесообразно применение пулевых перфораторов для вскрытия пластов, сложенных слабосцементированными непрочными породами.

18.2. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что при наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с), при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал. Действительно, для большей части зарядов давление кумулятивной струи на преграду составляет 20–30 ГПа, в то время как значение предела прочности горных пород в среднем составляет приблизительно 50 МПа, т.е. в 400–600 раз меньше.

Таким образом, глубина пробивания в преграде при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности преграды, благодаря чему кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных наиболее прочными породами.

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфоратора они подразделяются на

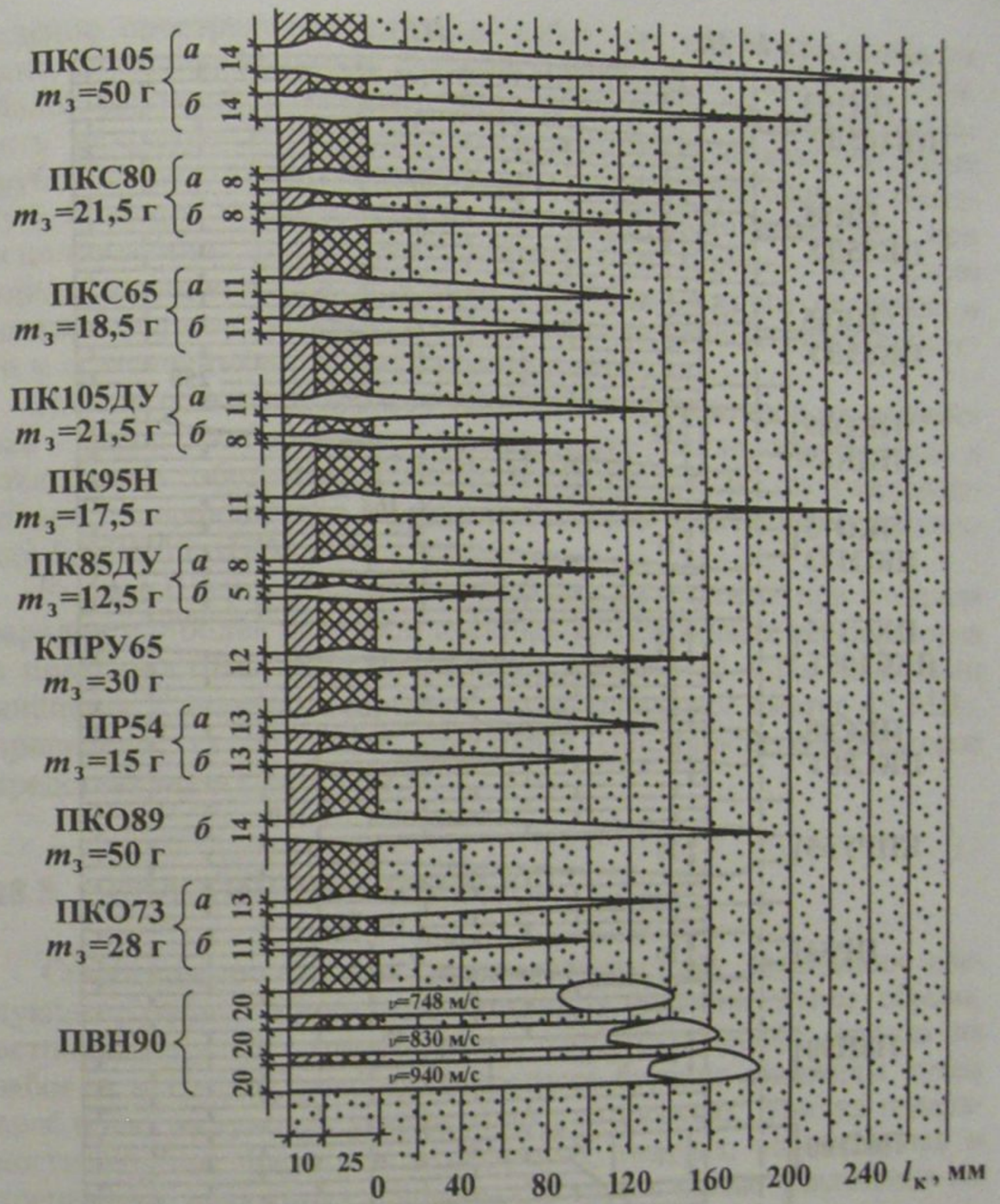


Рис. 18.1. Размеры перфорационных каналов перфораторов для основных типов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода):
а – в поверхностных условиях; *б* – при давлении 30 МПа; $m_з$ – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола; $l_к$ – длина перфорационного канала

корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и неоднократные взрывные нагрузки, поэтому толщина его должна быть большей, чем в перфораторах типа ПКО, а следовательно, в одних и тех же габаритах перфоратора типа ПК масса

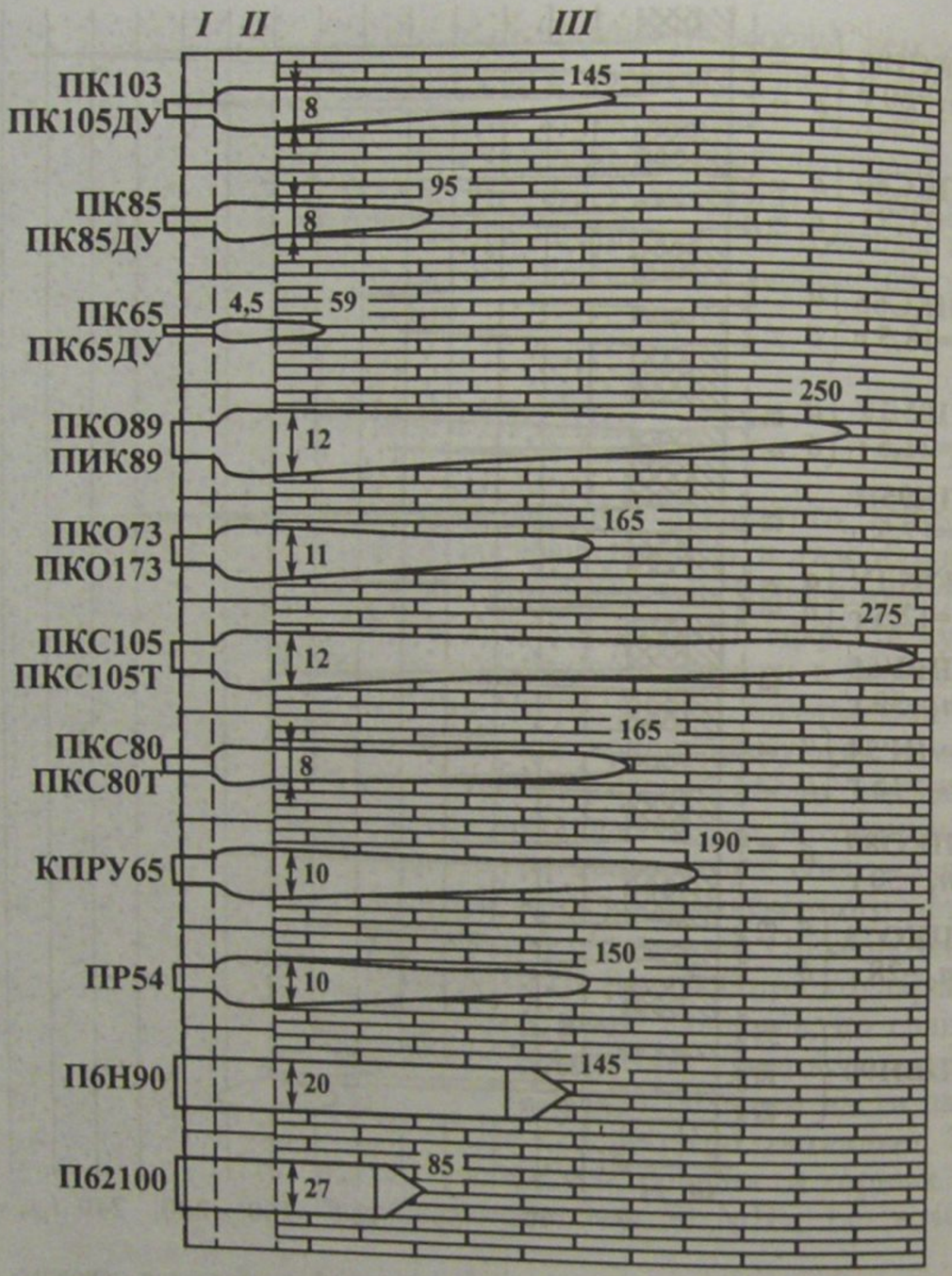


Рис. 18.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж}$ = 20 МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж}$ = 45 МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа):
I – обсадная труба; *II* – цементное кольцо; *III* – порода

заряда меньше, чем в перфораторах типа ПКО. Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО98, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно проводить вскрытие при спуске их внутри насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые в последующем могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах страны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемые при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рис. 18.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 18.2.

18.3. СКВАЖИННЫЕ ТОРПЕДЫ

Скважинные торпеды предназначены для проведения следующих работ: ликвидация аварий в бурении путем обрыва, встряхивания или отвинчивания труб, разрушения металла на забое и в стволе; ускорение процесса бурения скважины путем дробления валунов и твердых пород в прослоях; очистка поверхности труб и фильтров в нефтяных, газовых, водозаборных и дренажных скважинах; перерезание труб с целью извлечения их из скважины. Торпеды иногда используют для вскрытия продуктивного пласта, повышения проницаемости прискважинной зоны и других целей.

К скважинным торпедам представляют следующие требования: проходимость в скважине, обеспечивающая их доставку в интервал торпедирования, особенно при аварийных ситуациях, а также исключающая повреждение элементов скважины в вышележащем интервале; максимальная эффективность действия взрыва на объекты по основному назначению при минимальном воздействии на остальные элементы конструкции скважины; высокая производительность, позволяющая свести к минимуму спускоподъемные операции; надежное срабатывание, исключаю-

щее уничтожение в случае отказа большого количества взрывчатых веществ (ВВ), безопасность в обращении.

Действие скважинных торпед основано на использовании энергии взрыва заряда ВВ, находящегося в ограниченном пространстве, заполненном жидкостью.

После взрыва заряда ВВ образуется пузырь из разогретых и сжатых до высокого давления продуктов детонации, и в жидкость уходит ударная волна, которая представляет собой область сжатия с резким скачком давления, плотности и температуры на переднем фронте, распространяющуюся в среде со сверхзвуковой скоростью. Возникающие при взрыве ударные волны могут распространяться практически в любых средах и сопровождаются перемещением среды в направлении движения фронта возмущения. Благодаря инерционности жидкой среды газовый пузырь пульсирует, излучая при каждом цикле ударные волны, интенсивность которых постепенно убывает. Практическое значение имеют только основная и вторичная ударная волны. В результате расширения пузыря в окружающей среде возникнет гидропоток, играющий также существенную роль в действии взрыва на элементы скважины.

18.4. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Образование канала в преграде при этом способе перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, а также абразивного действия песка, содержащегося в струе. Этот способ вскрытия пластов исключает воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразен в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1–6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, число которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости от 1 до 7 м^3, песка от 50 до 700 кг.

В условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая значительно большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах она применяется довольно редко.

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации, разработанной ЦНИЛом (г. Иваново-Франковск).

Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счет добавления газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет значение газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длин канала при гидропескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей аэрированной смеси в НКТ и затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важным фактором успеха является создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м. С некоторыми усовершенствованиями технология может быть использована в скважинах глубиной до 5000 м.

18.5. ВЫБОР ПЛОТНОСТИ ПЕРФОРАЦИИ И ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 18.1 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Таблица 18.1

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм^2	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10–12	12 12–18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18–20	12–20
Карбонатные, аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18–20	20–24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01 < 0,01	10–12 12	18–20 18–24
Тонкослоистые	–	20	20–24

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шлама и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности перфоратора ПКО-89 или близкой к этому значению, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны и обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВН и ГНК относительно перфорируемого интервала, числе колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине. Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

Таблица 18.2

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см^3	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные			
ПК	80–105	1,3	13
	80–105	1,5	15
	80–105	1,5	22
ПКО	73–89	1,5	23
ПКОТ	73–89	1,5	25
ПКСУЛ	80–105	1,5	13
ПКС	80–105	1,5	22
ПР	43–54	1,0	7–8
КПРУ	43–54	1	11
Пулевые			
ПВКТ, ПВТ	70–73	0,8–2,3	23
Гидропескоструйные			
АП-6М100	100	0,8–2,3	10
АП-6М80	80	0,8–2,3	10

неудовлетворительное состояние цементной оболочки, близкое расположение ВНК и (или) ГКН;

недостаточные зазоры между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 18.2);

большой угол наклона скважины – все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад (40°);

содержание в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

необходимость спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

возможность выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитываются следующие особенности перфораторов:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типов ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ (табл. 18.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

Таблица 18.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметр	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО89	ПКОТ73, ПКОТ89	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е); 70	120 (сталь Е)	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	–	–	10	20; 10	40; 50	10	–	–	–
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98; 118	96; 118	96; 118	96; 118	96; 118	96; 118	50; 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	1–2	1–3	1–3	1–3	1–3	1–3	1–2	1–2	1–3
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск*	20	20	250	60; 20; 45; 15	40; 20; 30; 15	100	100	300	12; 10
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6	6; 10	10	6; 11	10	8	2
Полная длина канала в комбинированной мишени** при твердости породы 700 МПа, мм, не менее	95; 145	185; 255	155; 250	155; 250	155; 250	165; 275	120; 150	200	–
Средний диаметр канала при твердости породы 700 МПа, мм, не менее	3; 8,5	10; 12	11; 12	11; 12	11; 12	8; 12	8; 10	9	25; 20

*Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типов ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состоянии колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

**Комбинированная мишень состоит из стальной (Ст3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

для перфораторов многих типов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого они могут быть применены;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть применены в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с большим углом искривления больше 0,7 рад (40°) перфораторы типов ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типов ПР, КПРУ, ПНКТ;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ-70, ПВТ-73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий и пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы типа ПКС обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

При гидропескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2–4 отверстия на 1 м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидропескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5–6,0 мм. Технология проведения гидропескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

18.6. ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В России более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнить эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ или НКТ с перфоратором типа ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100–150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфонала, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). После выполнения замены жидкости перфоратор типа ПНКТ или башмак НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть, дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100–150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цикла.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидропескоструйной перфорации следующие:

жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

жидкости должны быть технологическими с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимого значения;

жидкости должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

жидкости не должны загрязнять окружающую среду;

жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, значения пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород. Для правильного выбора перфорационной жидкости рекомендуется проводить лабораторные исследования на совместимость перфорационной жидкости с породой пласта, насыщающим ее фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами. При любой категории пород и любом пластовом давлении, если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных, эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеводородные жидкости без твердой фазы. Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями ($CaCO_3$, $FeCO_3$). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе, выбранными согласно РД 39-2-772–82, в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточного забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, разделительной буферной пачкой.

18.7. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без выполнения тщательной очистки перфорационной жидкости от взвешенных частиц нельзя считать проблему качественного вскрытия пластов решенной. Однако, как показывает зарубежный опыт, очистка жидкости с применением фильтров сложна и очень трудоемка. В различных отраслях промышленно-

сти практикуется удаление взвесей из воды путем осаждения их с помощью коагулянтов и флокулянтов. Как правило, этот метод применяется при осветлении слоев небольшой толщины.

Применительно к условиям очистки перфорационной жидкости можно было использовать комбинированный метод – промывку ствола скважины до выхода чистой воды и закачку порций жидкости, из которой предварительно с помощью коагулянтов и флокулянтов выделена твердая фаза. Однако результаты исследований показывают, что в процессе закачки в зону перфорации специальной жидкости происходит интенсивное загрязнение ее твердыми частицами. Исключить этот процесс практически невозможно, поэтому наиболее целесообразно удалять твердые частицы из перфорационной жидкости после доставки ее на забой скважины.

Такая задача может быть решена также методом отстаивания. Сущность очистки жидкости этим методом на забое заключается в осаждении под действием сил гравитации флокулированных твердых частиц из зоны перфорации в зумпф скважины.

Технологическая схема очистки порции перфорационной жидкости (солевого раствора) в скважине включает следующие этапы:

обработка перфорационной жидкости флокулянтом на поверхности;

доставка жидкости в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем;

отстаивание жидкости на забое для осаждения взвешенных частиц в зумпф.

Метод отстаивания широко применяется для очистки сточных вод при комплексной обработке их коагулянтом и флокулянтом.

Оптимальные условия для очистки перфорационной среды методом отстаивания достигаются при вводе в состав солевого раствора катионов кальция и обработке его 0,005–0,007 % ПАА.

Процесс осветления столба солевого раствора высотой 300 м по продолжительности не превышает подготовительных работ к перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

Таким образом, при методике очистки порции солевого раствора на забое скважины достигается высокая степень удаления взвешенных частиц и в отличие от способов очистки перфорационной жидкости, практически не создаются дополнительные задержки в процессе вторичного вскрытия пластов.

18.8. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ПЕРФОРАЦИИ В СРЕДЕ ОЧИЩЕННОГО СОЛЕВОГО РАСТВОРА

Технология вторичного вскрытия пластов предусматривает заполнение зоны перфорации водным солевым раствором, содержащим катионы кальция и флокулянт, разделение его с буровым раствором порцией инвертной эмульсии, очистку перфорационной среды от твердой фазы методом отстаивания на забое и проведение работ по перфорации колонны. На подготовительном этапе реализации технологии выбираются типы и объемы жидкостей для заполнения скважины.

18.8.1. СИСТЕМЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В качестве жидкости для заполнения верхней части ствола скважины используется буровой раствор, применяемый при первичном вскрытии продуктивных пластов. Такой раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью (БЖ), что может затруднить прохождение перфораторов. Дополнительная обработка бурового раствора до требуемых показателей технологических свойств осуществляется перед началом работ по закачке в скважину перфорационной жидкости. Ниже бурового раствора располагается порция буферной жидкости – разделителя. Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на 0,20–0,40 г/см^3.

Эффективность применения специальных жидкостей приведена в табл. 18.4.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 18.5.

В качестве водного компонента инвертной эмульсии целесообразно использовать солевой раствор того же типа, которым заполняется зона перфорации. Плотность водного компонента $\rho_в$ определяют, исходя из необходимой плотности буферной жидкости $\rho_{б.ж}$ при заданном значении водосодержания B эмульсии:

Таблица 18.4

Эффективность применения специальных жидкостей

Состав фильтрата, попадающего в керн при вскрытии		Температура проведения опыта, °С	$\beta = k_1/k_0$
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3%-ный водный раствор КМЦ-600	20%-ный водный раствор $CaCl_2$	20	0,62
То же	То же	80	0,58
«	Фильтрат ИЭР	20	0,39
«	То же	80	0,34
0,5%-ный раствор эмультала в дизельном топливе	20%-ный водный раствор $CaCl_2$	20	0,48
То же	То же	80	0,44
«	Фильтрат ИЭР	20	0,78
«	То же	80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
–	20%-ный водный раствор $CaCl_2$	20	0,72
	Фильтрат ИЭР	20	0,90

Примечание. β – коэффициент восстановления проницаемости; k_1 – проницаемость керна после обработки технологическими жидкостями; k_0 – первичная проницаемость керна.

$$\rho_в = \frac{\rho_{б.ж} - \rho_у(1 - B)}{B}, \qquad (18.1)$$

где $\rho_у$ – плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

Выбор значений B и $\rho_у$ должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение 100–150 м ствола скважины.

Ниже буферного разделителя располагается перфорационная жидкость – перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен содержать не мене 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий.

Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или мерных емкостях цементировочного агрегата (ЦА). В последнем случае для затворения соли используется дополнительная емкость вместимостью 0,5–1 м^3. Приготовлять перфора-

Таблица 18.5

Номер рецептуры	Компоненты буферной жидкости			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура применения, °С
	Наименование	Объемная доля, %	Плотность, г/см^3	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропробоя, В	
1	Дизельное топливо	23–28	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
	Эмультал	2					
	Пресная вода	60–70					
2	Дизельное топливо	23–28	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор $CaCl_2$*	60–70					
3	Нефть сырая	38	0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор $CaCl_2$*	60					
4	Дизельное топливо	27–37	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Эмульгатор «Нефтехим»	3					
	Водный раствор $CaCl_2$*	60–70					

*Плотность 1020–1380 кг/см^3.

ционную жидкость и инертную эмульсию наиболее рационально централизованно, на специальном пункте, с доставкой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянтом (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта ($CaCl_2$) осуществляются непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

18.8.2. ЗАКАЧКА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ

Зона перфорации заполняется порцией солевого раствора после опрессовки эксплуатационной колонны. С этой целью в скважину спускают до забоя колонну НКТ и обвязывают ее с ЦА. Одна мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а вторая – солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (рис. 18.3):

буферный разделитель в объеме V_1, обеспечивающем заполнение кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ на заданную высоту H;

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель в объеме V_2, достаточном для заполнения колонны НКТ в интервале высотой H;

продавочная жидкость (того же типа, что и заполняющий скважину раствор) в количестве, обеспечивающем доставку перфорационной жидкости в зону перфорации.

Расчет объемов первой и второй порций буферного разделителя проводится по следующим формулам:

$$V_1 = 0{,}785(D_1^2 - D_2^2)H;$$

$$V_2 = 0{,}785 D_3^2 H,$$

где D_1 – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; D_2, D_3 – соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ.

Если в скважине перед закачкой перфорационной жидкости находилась вода, а для создания необходимой репрессии на пласт требуется более тяжелая жидкость, то в этом случае после завершения продавливания колонну НКТ поднимают до верхней границы буферного разделителя с последующей заменой воды буровым раствором.

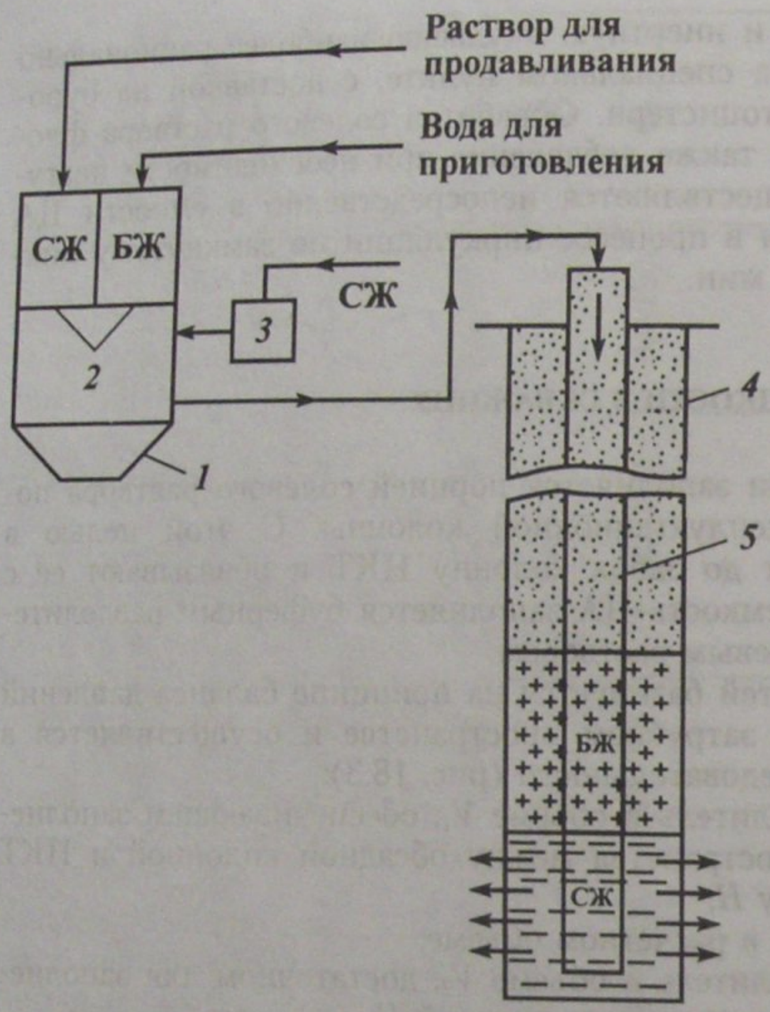


Рис. 18.3. Технологическая схема порционной закачки жидкостей в зону перфорации с отделением от раствора в скважине буферной жидкостью: *1* – цементировочный агрегат; *2* – мерные емкости; *3* – емкость для затворения соли; *4* – эксплуатационная колонна; *5* – колонна НКТ

Минимальный разрыв во времени между закачкой жидкости и началом перфорации определяется продолжительностью осаждения взвешенных частиц из зоны перфорации в зумпф. Как правило, это время меньше продолжительности подъема колонны НКТ и установки на устье скважины перфорационной задвижки.

Дальнейшие работы по перфорации и освоению скважины проводятся в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

18.9. ПЕРФОРАЦИЯ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

Способ вскрытия продуктивного пласта путем перфорации в газовой среде дает наибольший эффект при переводе работы скважин с одного горизонта на другой, вышележащий или нижележащий, ранее не эксплуатировавшийся. После определения

герметичности эксплуатационной колонны (если все ранее вскрытые объекты были изолированы) башмак насосно-компрессорных труб, оборудованный воронкой, устанавливается на 3–5 м выше верхнего интервала перфорируемого горизонта. Монтируется фонтанная арматура и проводится обвязка скважины для освоения и работы ее в газопроводе. С помощью воздушного компрессора и цементировочного агрегата проводится полное удаление из скважины жидкости глушения. Газом из шлейфа для удаления воздуха осуществляется продувка скважины. Устанавливается лубрикатор, через который в скважину по НКТ спускаются каротажной партией до заданной глубины специально разрушающиеся перфораторы ПР-54 или ПР-43 и проводится выстрел.

О вскрытии горизонта свидетельствует быстрый подъем давления на устье скважины. В зависимости от интервала перфорации ведется дополнительно необходимое число спусков перфоратора. Плотность перфорации составляет 10 отверстий на 1 м, а длина вскрываемого фильтра за один спуск достигает 15 м.

Перед выстрелом желательно в скважине создать максимальное избыточное давление газа из шлейфа. В этом случае значительно уменьшается интенсивность поступления пластового флюида из вскрытых отверстий и предотвращаются имевшие место случаи смятия каротажного кабеля, расположенного ниже башмака НКТ. После извлечения каротажного кабеля и демонтажа лубрикатора скважина в течение 1–2 ч отрабатывается на факел, а затем подключается к коллектору для эксплуатации.

Высокая эффективность перфорации скважины в газовой среде обусловлена тем, что вскрываемый горизонт практически не контактирует с промывочной жидкостью, и скважина вводится в эксплуатацию сразу же после перфорации с максимально возможным дебитом.

Следовательно, к наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+, K^+, и Ca^{2+}. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1,40 г/см^3 целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелой – бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одним из главных вопросов является выбор буферного разделителя. В этих условиях буфер должен предотвратить смешение перфорационной среды

и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необходимостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе, а с другой – показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

19 ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Одним из основных этапов заканчивания скважин является этап их освоения, включающий решение задачи получения в минимальные сроки потенциально возможного дебита и передачу скважины в эксплуатацию.

Под освоением скважин понимаем комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получения при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимального дебита нефти (газа) или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа (иных флюидов). Иногда освоение совмещают с гидроразрывом пласта, но это, скорее, исключение из правила.

Процесс освоения скважины заключается в возбуждении скважины, очистке ПЗП от жидкости и прочих загрязняющих примесей, находящихся в стволе, а также в проведении необходимых работ с целью повысить фильтрационную характеристику призабойной зоны продуктивного пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забой (в ПЗП), создаваемого столбом бурового раствора (или иной жидкости), различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток нефти или газа в скважину. Чрезвычайно важно плавное снижение давления на забое скважины при вызове притока.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

замена бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,5 г/см^3);

замена бурового раствора водой;

снижение уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание);

использование аэрированных жидкостей и пенных систем;
поршневание с подкачкой газообразного агента;
промывка скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

Вызов притока флюида из продуктивного пласта – одна из самых ответственных операций при испытании скважин.

В процессе вызова притока нефти или газа из пласта возможны разрушение слабосцементированной породы в приствольной зоне, нарушение целостности цементного кольца, деформация эксплуатационной колонны, прорыв подошвенных, верхних или нижних вод и т.п. Подобного рода осложнения возникают вследствие того, что способ вызова притока не соответствует геолого-физической характеристике коллектора и условиям залегания водоносных пластов с высоким давлением. Поэтому при вызове притока флюида учитывают вещественный состав пласта, степень его сцементированности, условия залегания и характер проявления вод.

Результативность освоения зависит от эффективности разрушения блокады в ПЗП. Вид блокады характеризует степень ущерба для реактивного пласта и определяет эффективное воздействие, обеспечивающее прорыв этой блокады и восстановление продуктивности скважины (пласта). Эти процессы неравнозначны и оценить степень влияния их на фильтрационные характеристики пласта можно лишь при учете реальных горно-геологических условий.

В табл. 19.1 процессы, происходящие в ПЗП, систематизированы по признакам воздействия. Движущей силой процессов являются:

перепады давления на пласт и интенсивность их приложения;
разность забойной и пластовой температур;
результирующее давление физико-химических процессов, которые определяются наличием контракционного градиента, градиента напряжения смачиваемости, электродвижущими силами и т.д.

Разрушения или деформации проницаемого пространства, которые возможны как при вскрытии пласта бурением, так и при вызове притока из него, определяются уровнем значений репрессий и депрессий на пласт.

Способы вызова притока для различных категорий загрязнений пласта приведены ниже:

замена раствора на более легкий раствор;
замена на аэрированные растворы;
использование струйных насосов;

Таблица 19.1

Причины изменения продуктивности ПЗП

Признак воздействия на ПЗП	Процессы в призабойной зоне продуктивного пласта	Причины блокады ПЗП
Термодинамическая неуравновешенность пластовых и забойных условий	Изменение свойств пластовых флюидов соответственно забойным условиям. Выделение газа из нефти. Конденсирование новообразований. Растворение газа в фильтрате. Высаливание и комплексообразование. Перераспределение водонасыщенности. Образование эмульсии и газовых депрессий	Снижение подвижности пластовых флюидов. Снижение подвижности фаз ПЗП без изменения объема и структуры фильтрующего пространства
Проникновение дисперсной среды буровых растворов в ПЗП через фильтрационную корку*	Набухание гидратирующих минералов. Донасыщение поверхности фильтрующих каналов водной фазой. Гидрофилизация поверхности фильтрующих каналов. Адсорбция асфальтосмолистых компонентов пластовых нефтей. Адсорбция химических реагентов из фильтратов буровых растворов. Адгезия сконденсированной в пластовых условиях твердой фазы	Снижение подвижности фаз ПЗП и снижение эффективного радиуса (объема) фильтрационных каналов
Проникновение тонкодисперсной фазы в ПЗП растворов*	Адгезия твердой фазы буровых растворов на поверхности фильтрующих каналов. Частичная или полная закупорка фильтрующих каналов	Изменение структуры фильтрующего пространства (перераспределение пор по размерам)
Проникновение бурового раствора в ПЗП*	Структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора. Формирование внутренней фильтрационной корки на проницаемых стенках каналов и трещин	Заполнение перфорационных и фильтрующих каналов и трещин загустевающей со временем суспензией
Высокое напряжение на скелет породы**	Образование и деформация трещин. Разрушение скелета породы	Разрушение структуры фильтрующего пространства

* Формирование зоны проникновения.
** Деформация породы.

поршневание (свабирование);
вытеснение раствора газом;
нагнетание газовых пачек;
использование пусковых отверстий;
с помощью испытателя пластов;
метод мгновенных глубоких депрессий;
метод переменных давлений;
метод плавного снижения и мгновенного увеличения депрессии;
вибровоздействие.

Таблица 19.2

Характеристики передвижных воздушных компрессоров, выпускаемых в России

Параметр	Тип компрессора			
	УКП-80	КС16/100	КПУ16/250	СД9/101
Мощность, кВт	220,6	301,5	500,1	132,4
Подача, $м^3$/мин	8	16	16	9
Давление нагнетания, МПа	8	10	25	9,91
Масса, т	16,1	23	28,5	10

В отечественной практике заканчивания скважин депрессию на пласт создают заменой бурового раствора в скважине на более легкий (вода, нефть, газированный раствор, пена) или снижением уровня жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом, воздухом), реже тартанием или свабированием.

Свабирование и тартание применяют очень редко из-за их взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля процесса.

В нашей стране разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки АГУ-8К. Производительность установки 5–6 $м^3$/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа.

Способы и технологические приемы по вызову притока из пласта, применяемые в отечественной практике и за рубежом, примерно одинаковые.

Передвижная компрессорная установка типа СД9/101 рассчитана на рабочее давление 9,9 МПа при подаче 9 $м^3$/мин.

В табл. 19.2 приведены характеристики отечественных передвижных компрессоров.

Передвижной агрегат ПНКА-1 предназначен для приготовления и нагнетания пены или аэрированной жидкости. Производительность агрегата (по пене) 10 ^{3}/ч, максимальное давление нагнетания 10 МПа, содержание воздуха в пене 35–45 %. Получаемая с помощью этого агрегата пена имеет недостаточную степень аэрации (до 45), что не позволяет его эффективно использовать при освоении многих скважин.

19.1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

При освоении и испытании скважин используют различного типа вышки, насосные агрегаты, наземное и подземное оборудование скважин, бурильные и насосно-компрессорные трубы, специальные приборы и инструменты для выполнения отдельных

операций и процессов как входящих, так и не входящих в комплекс работ по испытанию скважин. Освоение первого объекта осуществляют, как правило, буровым станком, который использовали при бурении скважины. Последующее объекты часто испытывают и осваивают при помощи специально смонтированного на устье оборудования.

19.1.1. АГРЕГАТЫ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Для капитального ремонта и испытания скважин глубиной до 5000 м применяют агрегат АКРО-800/400. В этот агрегат входят: самоходный подъемно-промывочный агрегат АПП-80/400 на четырехколесном тягаче МАЗ-637; малогабаритный ротор Р200×80 с управляемыми клиньями; передвижные мостки МПП-6 с инструментальной тележкой; укрытие в виде отдельных щитов, монтируемых на агрегате и рабочей площадке; противовыбросовое оборудование с гидроприводом на базе ППГ-150-320; мерная емкость вместимостью 25 $м^3$.

Навесное оборудование подъемно-промывочного агрегата АПП-80/400 включает: однобарабанную лебедку; телескопическую вышку с талевой системой и системой вертикальной установки насосно-компрессорных и бурильных труб; гидродомкрат для подъема вышки; промывочный насос с манифольдом и арматурой; глубинную лебедку для исследования скважин; рабочую площадку с подсвечниками, регулируемыми по высоте; механизм свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Основные параметры агрегата АПП-80/400

Грузоподъемность на крюке, т:	
номинальная	80
максимальная кратковременная	100
Скорость подъема крюка, м/с:	
минимальная	0,2
максимальная	1,35
Оснастка талевой системы	4×5
Диаметр талевого каната, мм	27
Высота двухсекционной телескопической вышки, м	28
Гидравлическая мощность насоса, кВт	100
Максимальное давление на выкиде насоса, МПа	40
Мощность, передаваемая на ротор, кВт	89
Натяжение на ходовом конце каната, МН	0,12
Емкость барабана при диаметре каната 15,5 мм, м	2000

Самоходный агрегат А-50 состоит из следующих узлов: двухбарабанная лебедка; телескопическая двухсекционная мачта высотой 22,4 м; ротор с гидроприводом для вращения колонны труб и свинчивания-развинчивания труб при спускоподъемных операциях; промывочный насос 9ИГР.

Агрегаты АзИНМАШ-37 («Бакинец») и АзИНМАШ-43А, предназначенные для подземного ремонта скважин, могут быть использованы также и при их испытании.

Агрегат смонтирован на болотоходном тракторе Т-100МГБ, обладает хорошей транспортабельностью и устойчивостью.

Технические характеристики агрегата АзИНМАШ-37

Номинальная грузоподъемность на крюке, т	28
Номинальная мощность двигателя (при 1070 об/мин), кВт	80
Высота вышки (до оси кронблока), м	18
Оснастка	Четырехструнная 2×3
Число скоростей подъемного крюка	4 (реверсивные)
Скорость подъема крюка, м/с	0,225; 0,365; 0,615; 1,0
Емкость барабана при диаметре тартального каната 15,5 мм, м	2000

Технические характеристики агрегата АзИНМАШ-43А

Грузоподъемность на крюке, т:	
номинальная	28
максимальная	32
Номинальная мощность двигателя при 2000 об/мин, кВт	152
Высота вышки (до оси кронблока), м	18
Оснастка	Четырехструнная 2×3
Число скоростей подъемного крюка:	
прямых	4
обратных	1
Скорость подъема крюка, м/с	0,33; 0,63; 1,12; 1,42
Емкость барабана при диаметре тартального каната 15,5 мм, м	2000

19.1.2. НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ

При выполнении различных технологических операций во время испытания скважин используют стационарные и самоходные насосные установки. Самоходные насосные агрегаты ЦА-320М, 3ЦА-400, 2АН-500, 4АН-700, АзИНМАШ-30, АзИНМАШ-30А, пескосмесительные агрегаты применяют для замены жидкости в скважине, глушения фонтанов, проведения изоляционных работ, гидропескоструйной перфорации, гидроразрыва пластов, солянокислотных обработок и др.

Для солянокислотных обработок используют специальный агрегат АзИНМАШ-30 или АзИНМАШ-30А, предназначенный для транспортирования кислоты от базы до места проведения работ, нагнетания ее в скважину, а также механизированной добавки плавиковой кислоты в раствор в процессе ее нагнетания. Агрегат смонтирован на трехосном автомобиле КрАЗ-219 или КрАЗ-257. В комплект входят емкость вместимостью 6 м^3, смонтированная на этом же агрегате, и прицепная емкость вместимостью 6 м^3.

Таблица 19.3

Подача и давление агрегата 4АН-700

Включенная передача агрегата	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Теоретическая подача (в л/с) плунжера диаметром, мм		Давление (в МПа) плунжера диаметром, мм	
		100	120	100	120
I	80	6,3	9,0	71,9	50,0
II	109	8,5	12,3	52,9	36,6
III	153	12	17,3	37,4	26,0
IV	192	15	22,0	19,8	20,7

Примечание. Приведенные параметры определены при коэффициенте полезного действия агрегата 0,83, коэффициенте наполнения 1, частоте вращения вала дизеля 1800 об/мин.

Для условия бездорожья выпускают два комплекта оборудования: первый состоит из насосного агрегата и кислотовоза КП-6, а второй – из насосного агрегата АКПП-500 и прицепа-цистерны ЦКТ-15, смонтированной на тракторной гусеничной тележке ТГТ-20 «Восток» и транспортируемой к месту работ трактором.

Кислотовоз КП-6 – это автопоезд, состоящий из цистерны вместимости 6 м^3 на автоприцепе. Он предназначен для транспортирования кислоты и подачи ее в насосный агрегат. Агрегат АКПП-500 отличается от АзИНМАШ-30А тем, что смонтирован на автомобиле высокой проходимости КрАЗ-255Б.

Насосный агрегат 4АН-700 (табл. 19.3), предназначенный для нагнетания жидкостно-песчаных смесей при гидроразрыве пластов, гидроперфорациях и других работах, монтируют на грузовом автомобиле КрАЗ-257 грузоподъемностью 10–12 т из следующего оборудования: силовая установка 4СУ-800; коробка передач ЗКПМ; трехплунжерный насос 4Р-700; манифольд; система управления.

Технические характеристики насосного агрегата 4АН-700

Максимальная подача, л/с	22
Давление при максимальной подаче, МПа	20,7
Максимальное давление, МПа	70
Подача при максимальном давлении, л/с	6,3
Грузоподъемность автомобиля, т	10–12
Наибольшая мощность двигателя при частоте вращения 2100 об/мин, кВт	167,3

Технические характеристики силовой установки 4СУ-800

Тип насоса	Трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия со сменными плунжерами
Шифр насоса	4Р-700
Диаметр сменных плунжеров, мм	100; 120
Ход плунжера, мм	200

Наибольшее число двойных ходов в 1 мин	192
Наибольшая подача, л/с	22
Наибольшее допустимое давление, МПа	70
Диаметр проходного сечения, мм:	
приемного коллектора	130
выкидного коллектора	70
приемного трубопровода	130
нагнетательного трубопровода	50
Число труб вспомогательного трубопровода	6
Общая длина вспомогательного трубопровода, м	23,5
Условное проходное сечение приемного шланга, мм	127
Соединение труб	Шарнирными коленами

19.1.3. КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

При проведении работ по вызову притока методами снижения давления на забой широко используют компрессорные установки. Наиболее распространенная – передвижная компрессорная установка УКП-80, смонтированная на тележке «Восток» и устанавливаемая на шасси автомобиля большой грузоподъемности.

Технические характеристики компрессорной установки УКП-80

Компрессор	Вертикальный с водяным охлаждением
Подача, $м^3$/мин	8
Максимальное давление, МПа	80
Число (диаметр, мм) цилиндров на ступенях:	
I	2 (300)
II	2 (215)
III	1 (125)
IV	1 (78)
Ход поршня, мм	160
Мощность двигателя, кВт	173
Частота вращения, об/мин:	
приводного вала	1100
коренного вала	600

На промыслах работают и другие компрессорные установки: КПУ16-100 (КС16/100) и КПУ16-250, смонтированные на тележке на резиновом ходу (шасси 4МЗАП-5524).

19.2. КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И НАГНЕТАНИЯ В СКВАЖИНУ АЭРИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ (В КАЧЕСТВЕ ПРИМЕРА)

Комплекс включает следующее оборудование: цементировочный агрегат 124ВН фирмы «Байрон Дексон» со смесительным устройством; компрессор и азотные установки; аэратор для ввода аэрирующего агента в раствор; гидравлический активатор; модель

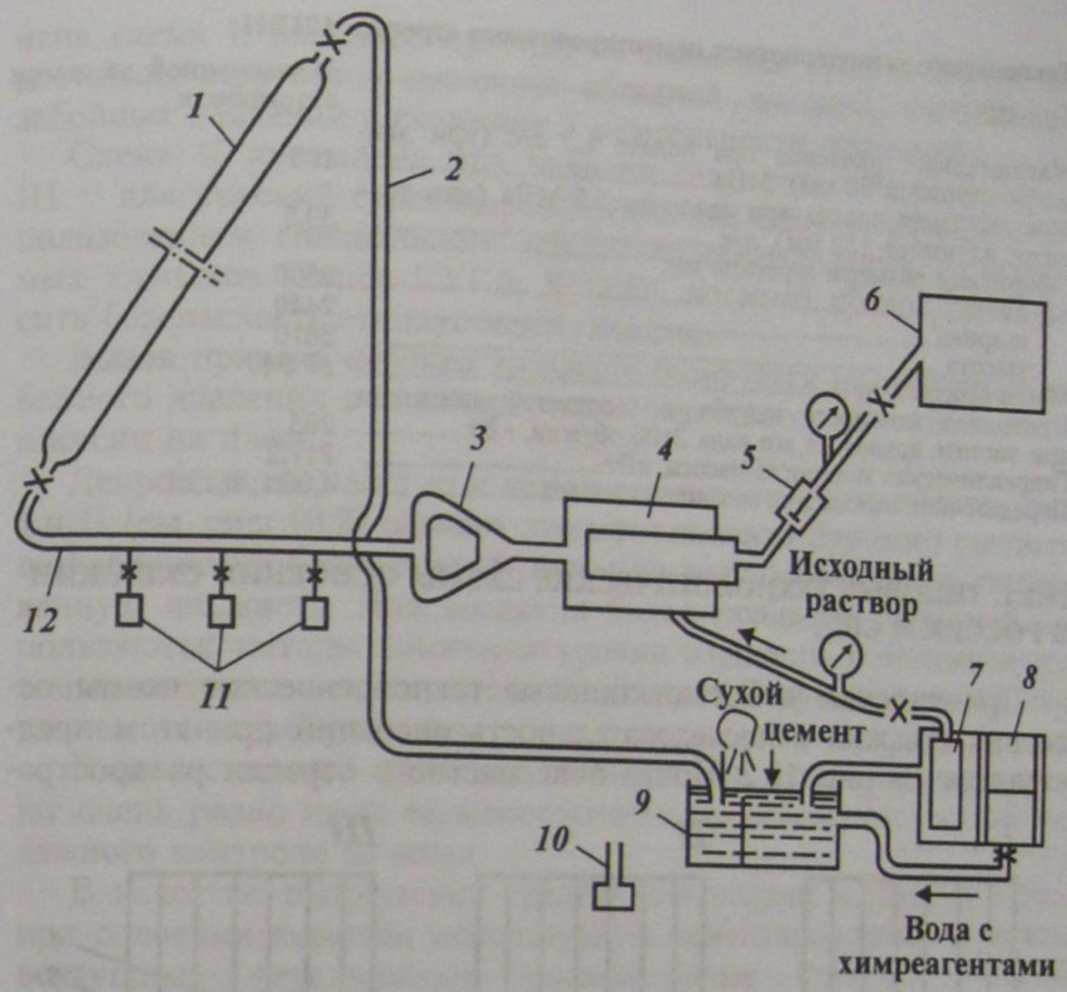


Рис. 19.1. Схема расположения оборудования для приготовления аэрированных растворов:
1 – модель скважины; *2* – возвратная линия; *3* – гидравлический активатор; *4* – аэратор; *5* – обратный клапан; *6* – компрессор или азотная установка; *7* – цементировочный насос; *8* – мерные емкости агрегата; *9* – приемный бачок; *10* – аэрометр; *11* – пробоотборники; *12* – нагнетательная линия

скважины; нагнетательный и возвратный трубопроводы с запорной арматурой, пробоотборниками аэрированных растворов, контрольно-измерительной аппаратурой и приборами. Схема расположения оборудования приведена на рис. 19.1.

Цементировочный агрегат 124ВН включает: шасси автомобиля; палубный (верхний) двигатель с гидротрансформатором; мерный бак; панель управления; цементировочный насос «Пейсмейкер»; запасное колесо; подпорный насос с гидроприводом; карданный вал привода цементировочного насоса; манифольд агрегата; центробежный водоподающий насос с приводом; разборный трубопровод; коллектор выхлопных газов.

Агрегат имеет в своем составе систему приготовления тампонажного раствора и пневматическую систему контроля его плотности.

Технические характеристики цементировочного агрегата 124ВН

Тип агрегата	Передвижной на шасси автомобиля
Максимальное давление при подаче 1,5 л/с (при диаметре плунжера 30 мм), МПа	105
Максимальная подача при давлении 5,5 МПа (при диаметре плунжера 152 мм), л/с	39,5
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	9500
ширина	2440
высота	3810
Масса агрегата, кг	17 940
Приводная мощность палубного (верхнего) двигателя при частоте вращения его вала 2100 об/мин, кВт	265
Гидравлическая мощность насоса, кВт	217,2
Передаточное отношение механизма насоса	4,06:1; 3,13:1

19.2.1. ТИПОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН В РОССИИ И США

Применяемые в России типовые технологические схемы освоения скважин и последовательность операций при этом представлены на рис. 19.2. Почти повсеместно в отрасли распростра-

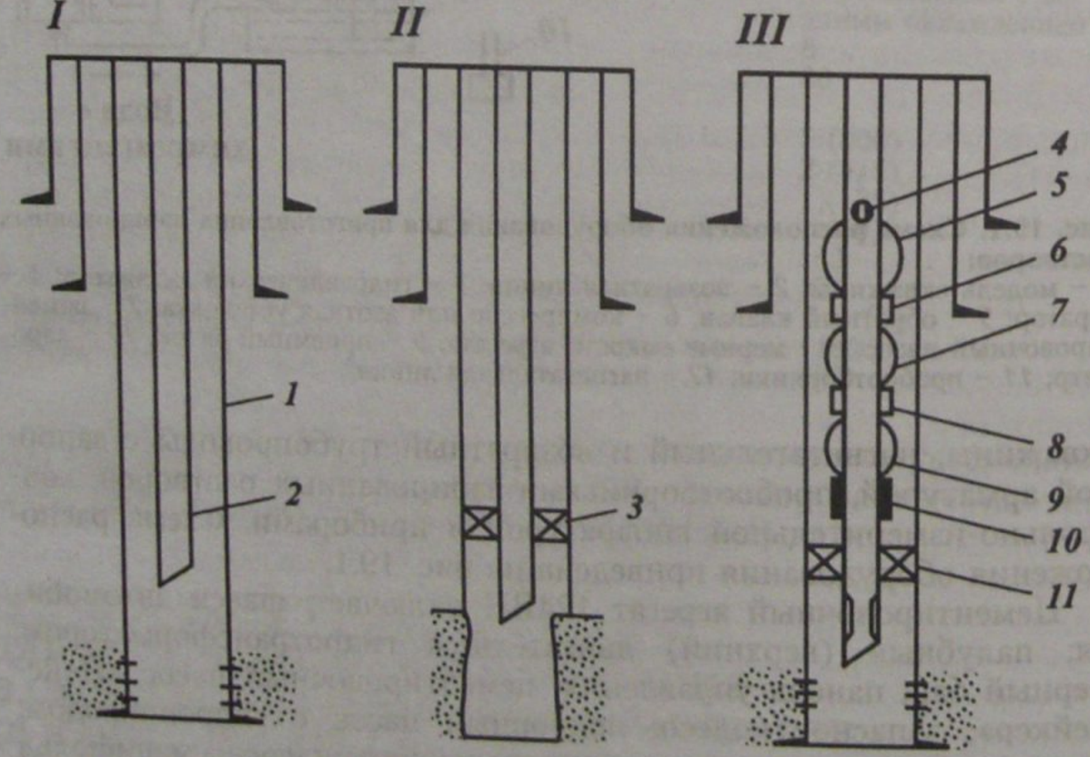


Рис. 19.2. Типовые схемы освоения скважин, применяемые в России:
I – общепринятая схема освоения скважин; *II* – схема освоения с пакером; *III* – схема освоения с комплектом оборудования; *1* – обсадная колонна; *2* – НКТ; *3* – пакер; *4* – клапан безопасности; *5* – пакер, обеспечивающий циркуляцию жидкости при закачивании; *6* – телескопическое соединение; *7* – клапан, обеспечивающий циркуляцию; *8* – клапан пропуска ингибитора; *9* – разъединительное соединение; *10* – пакер с якорем; *11* – упорное кольцо для опускаемого клапана

нена схема I, наиболее простая, но имеющая существенные недостатки: отсутствие изоляции обсадной колонны от высоких забойных давлений в скважине и агрессивности продукции.

Схема II приемлема при наличии открытых забоев, а схема III – для условий сероводородсодержащих месторождений с использованием специального комплекса оборудования управляемых клапанов (типов КУСА, КОУК), который позволяет повысить безопасность эксплуатации скважин.

Вызов притока флюида из пласта базируется на снижении забойного давления в скважине ниже пластового, т.е. создании депрессии на пласт.

Депрессия на пласт при использовании технологических схем I и II (см. рис. 19.2) обычно создается заменой бурового раствора в скважине на более легкий, затем на воду, нефть, пену, газированную жидкость. Для создания более глубоких депрессий используются методы снижения уровня жидкости в скважине путем вытеснения жидкости сжатым газом (воздухом, азотом), тартанием или свабированием.

В отечественной практике свабирование и тартание применяют очень редко из-за взрывоопасности процессов, отсутствия надежного контроля за ними.

В качестве технических средств для подачи жидкости и газа при освоении скважин используются цементировочные агрегаты, воздушные передвижные компрессорные станции УКП-80, КС16/100, СД9/101, азотные автомобильные газификационные установки АГУ-8К.

При освоении сероводородсодержащих месторождений агрессивный и ядовитый сероводород осложняет или совсем исключает использование уже известных и апробированных технологий, например, снижение уровня жидкости или аэрация воздухом. Если для месторождений с высокими пластовыми давлениями проблем с созданием депрессии на пласт нет, для них достаточно лишь заменить буровой раствор на более легкий, то для скважин с аномально низкими и близкими к нормальным пластовыми давлениями апробированных технологий в отрасли до последнего времени не было. Схема такого технологического процесса представлена на рис. 19.3.

Сущность технологического процесса для конкретного месторождения Жанажол ПО «Актюбинскнефтегаз» заключается в следующем.

После спуска, цементирования и опрессовки обсадной колонны глинистый раствор плотностью 1,18±0,02 г/см^3, используемый для вскрытия продуктивного пласта бурением, заменяется в скважине на раствор хлористого кальция плотностью

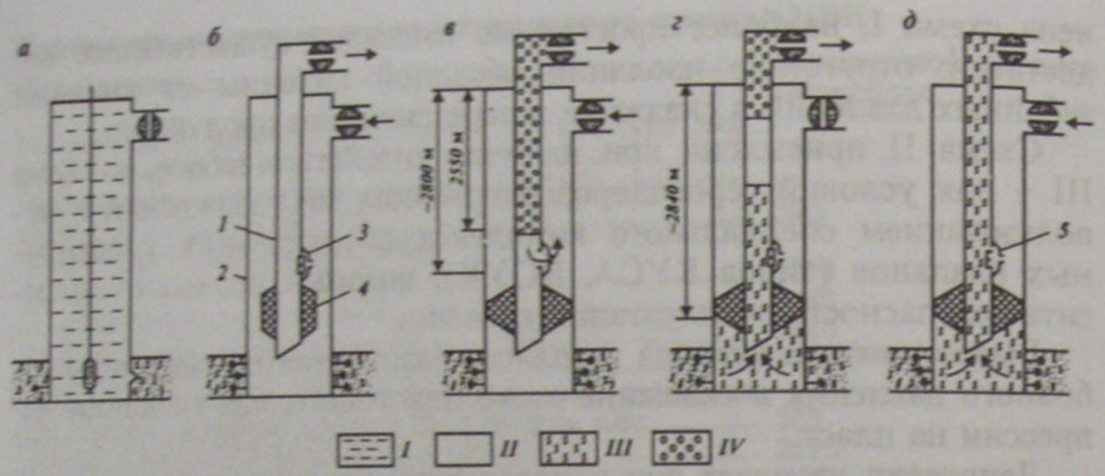


Рис. 19.3. Схема вызова притока нефти, содержащей H_2S, на скважинах месторождения Жанажол (коэффициент аномальности пластового давления не выше 1,3):
а – перфорация; *б* – ингибирование труб, оборудования; *в* – вытеснение нефти пеной или азотом; *г* – вызов притока; *д* – работа скважины, ингибирование продукции; *I* – раствор $CaCl_2$; *II* – ингибированная нефть; *III* – пластовая нефть; *IV* – пена (азот); *1* – НКТ; *2* – обсадная колонна; *3* – нижняя скважинная камера; *4* – пакер; *5* – ингибиторный клапан

1,11±0,2 г/см^3, на котором и осуществляется перфорация скважины.

Репрессия на пласт при этом 2,0–2,2 МПа. После спуска насосно-компрессорных труб, оборудованных комплексом управляемых клапанов (на этом месторождении используются КОУК-Э отечественного производства), монтажа и наладки наземного оборудования для его управления первоначально создается депрессия на пласт с одновременным формированием защитной антикоррозийной пленки на поверхности труб путем замещения раствора хлористого кальция 10%-ным раствором ингибитора «Север-1» в нефти. Значение этой депрессии будет в пределах 5–5,3 МПа. Если скважина не заработает, то создают повышенную депрессию на пласт. Достигается это вытеснением нефти из внутреннего пространства НКТ пеной, получаемой на поверхности с помощью передвижной компрессорной установки (УКР-80) и эжектора, или газообразным азотом, получаемым с помощью газификационной установки АГУ-8К.

Пена или азот нагнетается в трубное пространство НКТ при открытых отверстиях в нижней скважинной камере и открытом затрубном пространстве. После закачки расчетного объема рабочего агента (пена, азот) затрубное пространство герметизируют, в скважинную камеру устанавливают глухую пробку, изолируя трубное пространство от затрубного. После этого открывается трубное пространство и проводится сброс рабочего агента на НКТ, в результате чего происходит снижение забойного давления, а следовательно, создается депрессия на продуктивный пласт. При использовании пены в качестве рабочего агента можно создавать депрессии на пласт до 14 МПа, а при использовании азота – до 20 МПа. После появления притока глухая пробка в скважинной камере заменяется ингибиторным клапаном, через который проводится подача ингибитора коррозии в приток нефти.

Следует отметить, что надежность работы применяемого на месторождении Жанажол внутрискважинного оборудования (КОУК-Э) недостаточно высока и оно требует усовершенствования. Кроме того, отсутствие отечественного оборудования и труб в антикоррозийном исполнении требует их закупки за рубежом, что значительно удорожает строительство скважин на подобных месторождениях.

В зарубежной практике имеется значительно больший выбор технологических схем заканчивания скважин. Наиболее распространенные из них представлены на рис. 19.4. Последовательность операций этих схем следующая.

Схема I: перфорация; спуск НКТ (диаметр 83 мм); оборудование устья; установка пакера; вызов притока с помощью специальных автономных установок с непрерывными (гибкими) колоннами.

Схема II: разбуривание цементного стакана; бурение и расширение ствола скважины против продуктивного пласта; спуск и установка хвостовика; гравийная набивка расширенного интервала; спуск НКТ, оборудованных погружным насосом; оборудование устья скважины; вызов притока с помощью погружного насоса.

Схема III: перфорация; спуск параллельных колонн НКТ – первая для закачки ингибитора, вторая для отвода нефти (диаметр 60 мм); оборудование устья; установка двухтрубного пакера; создание депрессии; перфорация через НКТ; вызов притока.

Схема IV: перфорация; установка стационарного пакера с дополнительным уплотнением; спуск НКТ (диаметр 73 мм) через пакер с дополнительным уплотнением; вызов притока с помощью специальных автономных установок и с непрерывной (гибкой) колонной труб.

Схема V: перфорация, спуск НКТ (диаметр 73 мм); спуск колонн штанг с вставным штанговым насосом; оборудование устья; вызов притока с помощью вставного насоса.

Схема VI: вскрытие бурением продуктивного пласта; спуск параллельных колонн НКТ (диаметр 73 мм); цементирование колонн НКТ; оборудование устья; создание депрессии; перфорация через НКТ выбранных интервалов; отработка скважины.

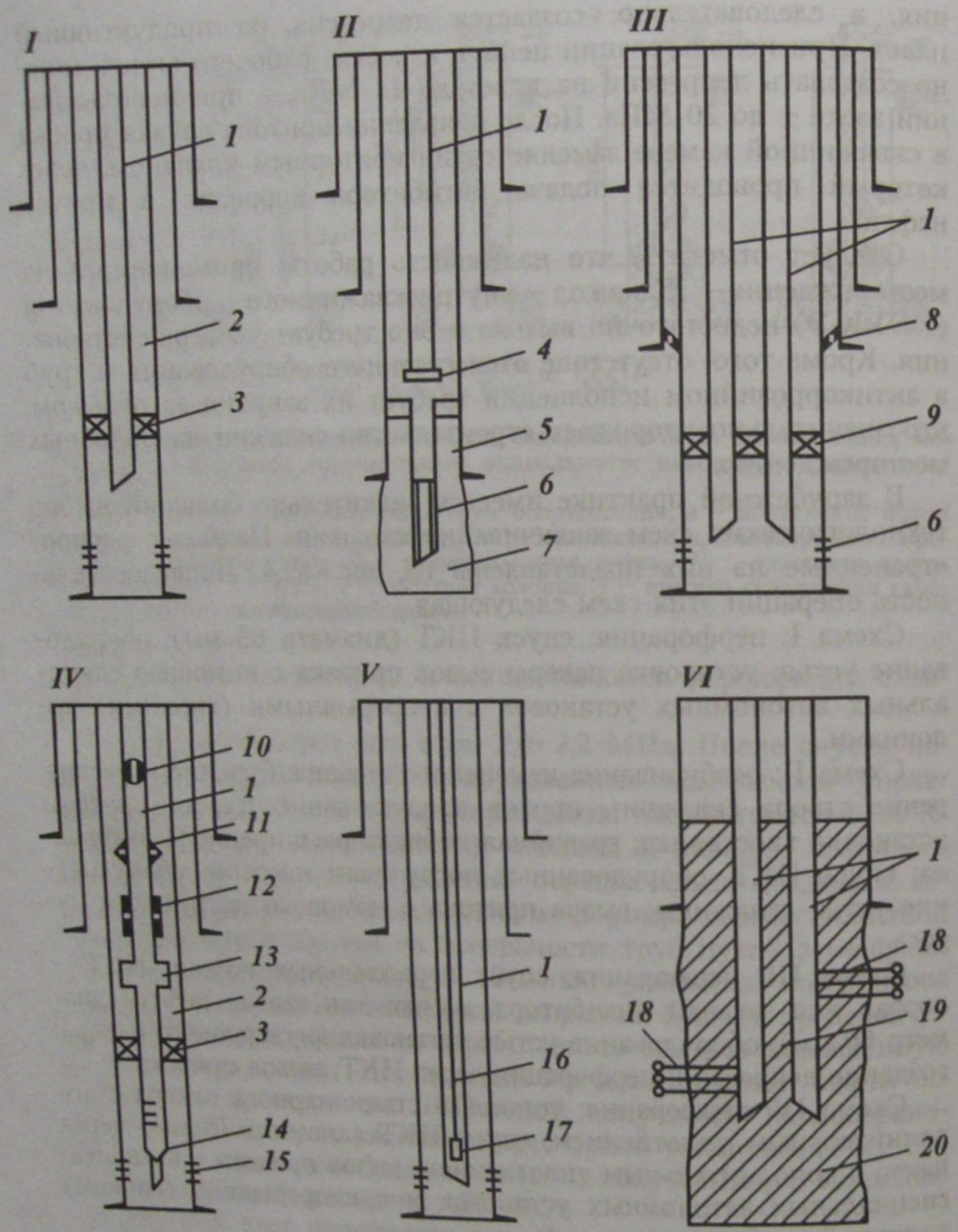


Рис. 19.4. Схемы (*I–VI*), освоения скважин, применяемые в США:
1 – НКТ; *2* – надпакерная жидкость; *3* – пакер; *4* – погружной насос; *5* – эксплуатационная колонна; *6* – хвостовик; *7* – гравийная набивка; *8* – колонна для подвески хвостовика; *9* – двухтрубный пакер; *10* – клапан-отсекатель; *11* – ингибиторный клапан; *12* – циркуляционный клапан; *13* – уплотнительный узел; *14* – посадочный ниппель; *15* – перфорированный патрубок; *16* – колонна насосных штанг; *17* – вставной штанговый насос (эжекторный); *18* – перфорированный пласт; *19* – цементный стакан; *20* – необсаженный ствол

Особенностью этих технологических схем является их более высокая техническая оснащенность, а также направленность на сокращение общих затрат на разработку месторождения (многорядное заканчивание, одновременно раздельная эксплуатация нескольких горизонтов).

Для вызова притока в зарубежной практике широко используются передвижные азотные газификационные установки. Имеющийся широкий типоразмерный ряд этих установок производительностью от 1800 до 9000 м^3/ч по газообразному азоту на рабочие давления от 40 до 70 МПа и выше обеспечивает эффективность проведения всей гаммы внутрискважинных работ: снижение забойного давления вплоть до полного «осушения» скважины; перфорация при депрессии на пласт в среде азота; азотнокислотные воздействия на пласт и др. Использование азота обеспечивает полную взрывобезопасность процессов.

В зарубежной практике с 1970 г. все более широкое распространение находят технологические процессы освоения скважин с использованием специального оборудования с непрерывной колонной труб, которое значительно облегчает и ускоряет спускоподъемные операции. Оборудование смонтировано на шасси автомобиля и включает в себя барабан большого диаметра с намотанной на нем колонной труб диаметром 19–25 мм. Длина наматываемых на барабан труб колеблется от 700 до 5500 м. Специальный механизм подачи через лубрикатор может подавать гибкие трубы непосредственно в НКТ, находящиеся под давлением. Газообразный азот, специальные жидкости и другие агенты подаются через ступицу барабана и по гибким трубам в скважину. Агрегат обслуживается одним оператором. Предназначена такая установка для самых различных операций: очистка песчаных пробок, замена жидкости одного типа другой жидкостью или газом (при вызове притока), цементирование, кислотные обработки, гидроразрыв пласта, спуск и подъем под давлением и др. Работы могут проводиться при давлении до 31 МПа.

19.3. ВЫЗОВ ПРИТОКА

19.3.1. ВЫБОР ЗНАЧЕНИЯ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Значение депрессии при вызове притока ограничено следующими требованиями. Градиент давления α на цементную оболочку обсадной колонны со стороны водоносных пропластков или подошвенных вод не должен превышать 2 МПа. Тогда депрессия на пласт

$$p_1 \le p_{пл} - (p_{пл} - \alpha h), \qquad (19.1)$$

где $p_{пл}$ – давление в водоносном пласте или на ВНК, МПа; h – высота качественной цементной оболочки между водоносным пропластком или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м.

Перепад давлений на эксплуатационной колонне не должен превышать установленного требованиями нормативных документов. Устойчивость призабойной зоны пласта обеспечивается при выполнении соотношения

$$p_2 \le \sigma_{сж} - 2(\xi p_г - p_{пл}), \qquad (19.2)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы пласта на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; ξ – коэффициент бокового распора; $p_г$ – вертикальное горное давление, МПа.

Горное давление $p_г$ определяется средней плотностью $\rho_{ср}$ (в г/см^3) вышележащих пород с учетом содержащихся в них жидкостей:

$$p_г = 0{,}01\ \rho_{ср} H, \qquad (19.3)$$

где H – глубина залегания пласта, м.

Коэффициент бокового распора ξ определяется через коэффициент Пуассона ν, т.е.

$$\xi = \frac{\nu}{1-\nu}. \qquad (19.4)$$

Обычно $\rho_{ср} = 2{,}3 \div 2{,}5$ г/см^3.

Данные о коэффициенте Пуассона приведены в табл. 19.4.

Поскольку формула (19.2) является приближенной, а точность определения $\sigma_{сж}$ весьма невысока, уточненное значение депрессии Δp_3 рекомендуется устанавливать экспериментально

Таблица 19.4

Коэффициент Пуассона ν и модуль упругости E для горных пород

Порода	ν	$E\ 10^{-4}$, МПа
Глины пластичные	0,38–0,45	–
Глины плотные	0,25–0,35	–
Глинистые сланцы	0,10–0,20	–
Известняки	0,28–0,33	6–10
Песчаники	0,30–0,35	3–7
Песчаные сланцы	0,16–0,25	2,4–3,0
Гранит	0,26–0,29	6,6

для каждого месторождения по специальным методикам (например, методом многоцикловых испытаний). Для трещиноватых коллекторов снижение давления в призабойной зоне не должно приводить к смыканию трещин

$$p_3 \le \frac{aE}{4l(1-\nu^2)}, \qquad (19.5)$$

где a – раскрытие трещин, мм; l – длина трещин, мм.

Депрессия на пласт Δp_4 должна обеспечивать перепад давлений $p_{сопр}$, необходимый для преодолевания сил сопротивления движению жидкости в призабойной зоне:

$$\Delta p_4 \ge p_{сопр}. \qquad (19.6)$$

Значение $p_{сопр}$ зависит от коллекторских свойств пласта и степени загрязнений призабойной зоны при вскрытии. Как правило, оно составляет 2–5 МПа и определяется экспериментально при освоении скважин.

Для слабосцементированных пластов (коэффициент сцепления $K_{сц}$ = 0,2÷1,4 МПа) во избежание разрушения призабойной зоны депрессию необходимо создавать плавно. Темп снижения забойного давления рекомендуется не выше 0,2 МПа/мин.

Интервал времени между окончанием перфорации и началом вызова притока должен быть минимальным, т.е. соответствовать существующим нормам времени на проведение работ, предшествующих вызову притока (спуск НКТ, оборудование устья и т.д.). При перфорации на депрессии вызов притока следует осуществлять сразу после ее проведения. Вызов притока из пласта достигается во всех случаях путем снижения забойного давления одним из методов, указанных в табл. 19.5. Забойное давление снижается до получения притока либо до достижения допустимой депрессии на пласт.

Продукция пласта, получаемая при освоении и отработке скважины, после ее очистки от бурового раствора должна направляться в нефтесборную сеть.

Для скважин, перфорируемых при депрессии, в случае отсутствия притока после перфорации забойное давление снижается до допустимо возможного согласно техническому регламенту.

Вызов притока из пластов с повышенными и аномально высокими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии на пласт путем замены бурового раствора на более легкую жидкость.

Вызов притока из пластов с нормальными и аномально низкими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрес-

Таблица 19.5

Снижение давления в скважине

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода		Характеристика месторождения			
	Реализация метода	Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H_2S и CO_2
			1,0	1,0–1,3	1,3	
Замена жидкости в скважине на более легкую	На буровой:					
	на раствор меньшей плотности	ЦА			+	+
	на воду	ЦА		+	+	+
	на безводную дегазированную нефть	ЦА, АЦ	+	+		+
	на пенную систему, у которой в качестве дисперсионной среды:					
	воздух	ЦА	+	+		
	азот	ЦА, АГУ-8К	+	+		+
	дымовые газы	ЦА, ДГ	+	+		+
Снижение уровня	Свабирование	Свабподъемник				
	Использование глубинного насоса	Погружной насос	+			
	С помощью сжатого газа:					
	сжатым воздухом (компрессование)	КС	+	+		
	сжатым азотом	АГУ-8К	+	+		+
	Аэрирование через пусковые отверстия в НКТ	КС	+	+		
Комбинация первых двух методов – замена жидкости на более легкую с последующим снижением уровня	Глубинным струйным насосом	ЦА, глубинный насос	+	+		+
	Сжатым воздухом	ЦА, КС	+	+		
	Аэрирование с помощью установки пусковых муфт	ЦА, КС	+	+		
	Аэрирование жидкости	ЦА, КС	+	+		
	Нагнетание воздушных пачек	ЦА, КС	+	+		
	Нагнетание воздушных «подушек»	Компрессор низкого давления (буровой), ЦА	+	+		
	Дымовыми газами	ЦА, ДГ	+	+		+
	Вытеснение жидкости из скважины азотом	ЦА, АГУ-8К	+	+		+

Примечание. ЦА – насосный агрегат; АЦ – автоцистерна; АГУ-8К – газификационная азотная установка; ДГ – установка для производства дымовых газов; КС – передвижная компрессорная станция; (+) – рекомендуемые процессы.

сии путем замены бурового раствора на более легкую жидкость и последующего снижения уровня жидкости в скважине (см. табл. 19.5).

Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубина скважины, пластовое давление, техническое состояние скважины, наличие оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Наличие сероводорода в продукции скважин обусловливает особые условия освоения. При наличии в нефтяном газе сероводорода до 6 % по объему эксплуатационная колонна, насосно-компрессорные трубы, глубинное оборудование, устьевая арматура должны быть предназначены для работы в сероводородной среде. При наличии в нефтяном газе сероводорода более 6 % по объему последняя промежуточная, эксплуатационная и лифтовая колонны должны быть составлены из коррозионно-стойких труб нефтяного сортамента (отечественных или импортных); наземное оборудование (согласно паспорту завода-изготовителя, фирмы-поставщика) рассчитано на работу в этой среде при установленных проектом параметрах. Перфорация скважин осуществляется только при репрессии на пласт при заполнении скважины жидкостью, инертной к сероводороду.

Перед освоением скважина оборудуется комплексом управляемых клапанов-отсекателей. Внутренняя поверхность обсадной колонны, внешняя и внутренняя поверхности НКТ обрабатываются ингибитором коррозии путем замены жидкости, заполняющей скважину, на жидкость, содержащую ингибитор коррозии.

В скважинах с пластовым давлением выше гидростатического и АВПД вызов притока нефти осуществляется заменой бурового раствора на более легкую жидкость, инертную к сероводороду.

В скважине с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД) и содержанием сероводорода в нефти до 6 % вызов притока осуществляется нагнетанием природного или нефтяного газа по согласованию с местным органом Госгортехнадзора, двух- или многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу, инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % по объему. После получения притока через ингибиторный клапан в продукцию скважины вводится ингибитор коррозии. Освоение скважин осуществляется с соблюдением правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Если в процессе заканчивания скважины проницаемость породы призабойной зоны снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения мероприятий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны. В противном случае скважина может оказаться «сухой» или вызов притока при применении обычных методов может произойти, но только по немногочисленным отдельным пропласткам, имеющим повышенную проницаемость, а это приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкому конечному значению нефтегазоотдачи.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирают в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. Для восстановления проницаемости призабойной зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

19.3.2. ЗАМЕНА БУРОВОГО РАСТВОРА ЖИДКОСТЬЮ МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ

Процесс замены бурового раствора жидкостью меньшей плотности осуществляется по схеме, приведенной на рис. 19.5.

Закачивают жидкость меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в НКТ. Преимущество закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины, и вынос твердых частиц из интервала перфорации боле полный в связи с высокой скоростью движения жидкости. Когда p_{max} выше предела прочности колонны, необходимо снизить плотность бурового раствора.

При замене бурового раствора более легкой жидкостью возможны случаи, когда приток флюидов из пласта начинается до окончания процесса. При этом давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока. В таких случаях, а особенно при испытании слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление.

Регулировать давление на забой рекомендуется также при вызове притока из скважин с высоким газовым фактором и газовых, так как быстрое освобождение от жидкости может привести к их деформации.

Установка штуцеров и регулирование потока рекомендуются для плавного запуска скважин, при котором давление на забой снижается постепенно. В результате роста давления на устье при закачке в скважины жидкости меньшей плотности может наблюдаться поглощение раствора. В этом случае рекомендуется устранить все искусственные сопротивления (убрать штуцера, полно-

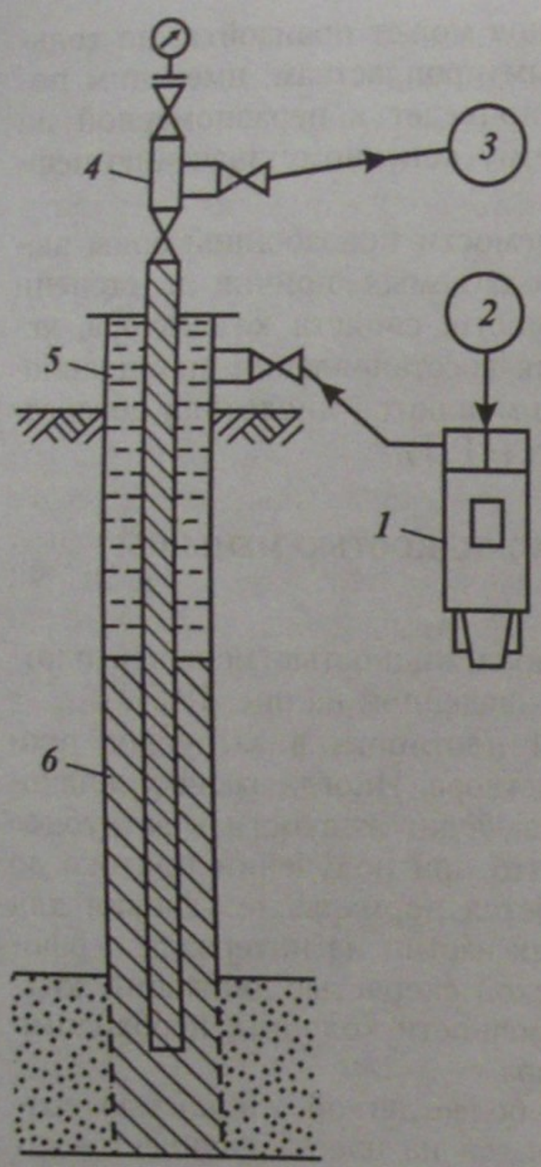


Рис. 19.5. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой:
1 – насосный агрегат; *2* – емкость для воды (или водород); *3* – емкость для сбора бурового раствора; *4* – устье скважины; *5* – вода; *6* – буровой раствор

стью открыть задвижки) и уменьшить подачу насосных агрегатов.

Целесообразно также предусматривать обработку закачиваемой жидкости ПАВ, чтобы попадающая в пласт жидкость не ухудшала коллекторских его свойств. Иногда депрессия, полученная в результате замены жидкостей, недостаточна для вызова притока из пласта. Тогда используют другие способы снижения давления на забой.

19.3.3. СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЙ С ПОМОЩЬЮ КОМПРЕССОРА

Снижение давления на забой с целью вызова притока с помощью компрессора является одним из наиболее распространенных способов. Этот способ позволяет проводить вызов притока

при установленном на устье оборудовании и создавать значительные депрессии на пласт резко или плавно.

В зависимости от глубины скважины, прочности колонн и наличия оборудования снижение давления на забой осуществляют разными технологическими приемами: вытеснение (замена) части жидкости, находящейся в скважине, газом (воздухом); изменение направления потока сжатого воздуха; применение пусковых отверстий и клапанов; нагнетание в скважину воздушных пачек; аэрирование жидкости; промывка пенами. Каждый из этих приемов осуществляется по своей технологической схеме.

Вытеснение жидкости газом (воздухом). Наиболее распространенными на промыслах являются передвижные компрессорные установки УКП-80 с подачей 8 $м^3$/мин и максимальным давлением 8,0 МПа. Реже применяют установки КС16/100 (КГПУ16/100) с подачей 16 $м^3$/мин и давлением 10 МПа и КПУ16/250 с той же подачей и давлением 25,0 МПа.

Зная диаметры эксплуатационной колонны и спущенных в скважину насосно-компрессорных труб, плотность находящейся жидкости, можно определить глубину h, до которой будет снижен уровень при использовании компрессоров различной мощности:

при закачке воздуха в затрубное пространство

$$h_1 = \frac{10^4 p}{\rho} \frac{V_з}{V_к}; \qquad (19.7)$$

при закачке воздуха в НКТ

$$h_2 = \frac{10^4 p}{\rho} \frac{V_т}{V_к}, \qquad (19.8)$$

где h_1, h_2 – глубина снижения уровня соответственно в затрубном пространстве и НКТ, м; p – максимальное давление, создаваемое компрессором, МПа; ρ – плотность жидкости, находящейся в скважине, г/$см^3$; $V_з$, $V_т$, $V_к$ – объем единицы соответственно затрубного пространства, НКТ и колонны.

Расчеты показывают, что при использовании компрессора УКП-80 в скважине, заполненной водой, с диаметром колонны 146 мм, куда спущены НКТ диаметром 73 мм, уровень можно снизить на 600 м, закачивая газ в затрубное пространство, и на 200 м, закачивая газ в НКТ. Когда диаметр колонны 168 мм и диаметр НКТ 73 мм, h_1 и h_2 имеют значения соответственно 670 и 135 м. Следовательно, не используя других приемов в работе, в колонне диаметром 146 мм можно создать депрессию на пласт 6,0 МПа и в колонне диаметром 168 мм – 6,7–7,0 МПа, если за-

качивать газ в затрубное пространство, и соответственно 2,0 и 1,4 МПа при закачке газа в НКТ.

Для того чтобы произошел прорыв газа через башмак насосно-компрессорных труб в заполненной жидкостью скважине, необходимо выполнить условие

$$p_{\text{пуск}} = \rho H/10^4, \qquad (19.9)$$

где $p_{\text{пуск}}$ – пусковое давление, МПа; ρ – плотность жидкости, находящейся в скважине, г/см^3; H – глубина спуска НКТ, м.

Если статический уровень находится на каком-то расстоянии от устья, то пусковое давление определяют по эмпирическим формулам:

для закачки газа в затрубное пространство

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h\rho}{10^4}\frac{D^2}{d^2}; \qquad (19.10)$$

для закачки газа в НКТ

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h\rho}{10^4}\frac{D^2}{D^2 - d^2}, \qquad (19.11)$$

где h – глубина спуска башмака труб под уровень жидкости, м; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d – внутренний диаметр НКТ, м.

Заметим, что значение пускового давления для второго случая может быть значительно меньше, поскольку оно зависит от отношения плотностей растворов затрубного пространства и труб.

По формуле (19.11) можно вычислить максимальную глубину спуска башмака насосно-компрессорных труб под уровень жидкости при работе компрессором:

$$h = \frac{10^4\, p_{\text{пуск}}(D^2 - d^2)}{\rho D^2}. \qquad (19.12)$$

Для 146-мм колонны и 73-мм НКТ при $p_{\text{пуск}}$ = 8,0 МПа h = 600 м. Путем вытеснения жидкости сначала из затрубного пространства, а затем из НКТ можно осуществить продувку скважин на большую глубину. Так, в 146-мм колонне при давлении 8,0 МПа уровень жидкости установится на глубине 600 м от устья.

Затем в НКТ закачивают газ. При давлении, близком 8,0 МПа, начнется вытеснение воды из скважины, которая затем аэрируется и будет полностью замещена газом. Следовательно, осуществляя процесс последовательно в два приема, можно довести депрессию на пласт до 12,0 МПа.

При использовании насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм и колонн большего диаметра это значение может быть выше (табл. 19.6).

Приведенные выше расчеты справедливы только для случая, когда отсутствует приток из пласта. При наличии притока уровень в скважине будет увеличиваться и давления компрессора может не хватить.

Нагнетание воздушных пачек. Одним из способов снижения давления на забой с помощью компрессоров в глубоких скважинах является нагнетание в скважину воздушных пачек. Технологическая схема процесса приведена на рис. 19.6.

К затрубному пространству скважины подключают компрессорную установку и насосный агрегат. После промывки скважины в затрубное пространство нагнетают газ (воздух), пока давление не достигнет максимального значения $p_{\max}$ для установленной компрессорной установки. Затем жидкостью, которую закачивает насосный агрегат, проталкивают находящийся в затрубном пространстве газ к башмаку насосно-компрессорных труб. При снижении давления на выкиде насосного агрегата ниже $p_{\max}$ компрессорной установкой снова нагнетают газ. При давлении $p_{\max}$ компрессор останавливают и снова включают в работу насосный агрегат.

Чередование работы компрессорной установки и насосного агрегата проводят до момента выхода газа через башмак НКТ. В момент, когда первая газовая пачка начала подниматься по НКТ, за счет сил нагнетания и энергии расширяющегося газа происходят выброс находящейся в НКТ жидкости и прорыв газа. Это может сопровождаться созданием резкой депрессии на пласт. Выход последующих пачек жидкости и газа также сопровождается выбросом. При нормальной работе компрессорной установки и регулировании выхода газожидкостной смеси из НКТ опыт-

Таблица 19.6

Глубина снижения уровня воды компрессором методом переключения потока при НКТ диаметром 73 (числитель) и 60 мм (знаменатель)

Показатель	Давление компрессора, МПа	Диаметр колонны, мм	
		146	168
Снижение уровня при закачке газа в затрубное пространство	8,0 10,0	600/670 750/840	670/700 830/890
Дополнительное снижение уровня при закачке газа в НКТ	8,0 10,0	600/670 750/840	670/700 830/940
Общее снижение уровня за два приема	8,0 10,0	1200/1340 1500/1680	1340/1410 1660/1830

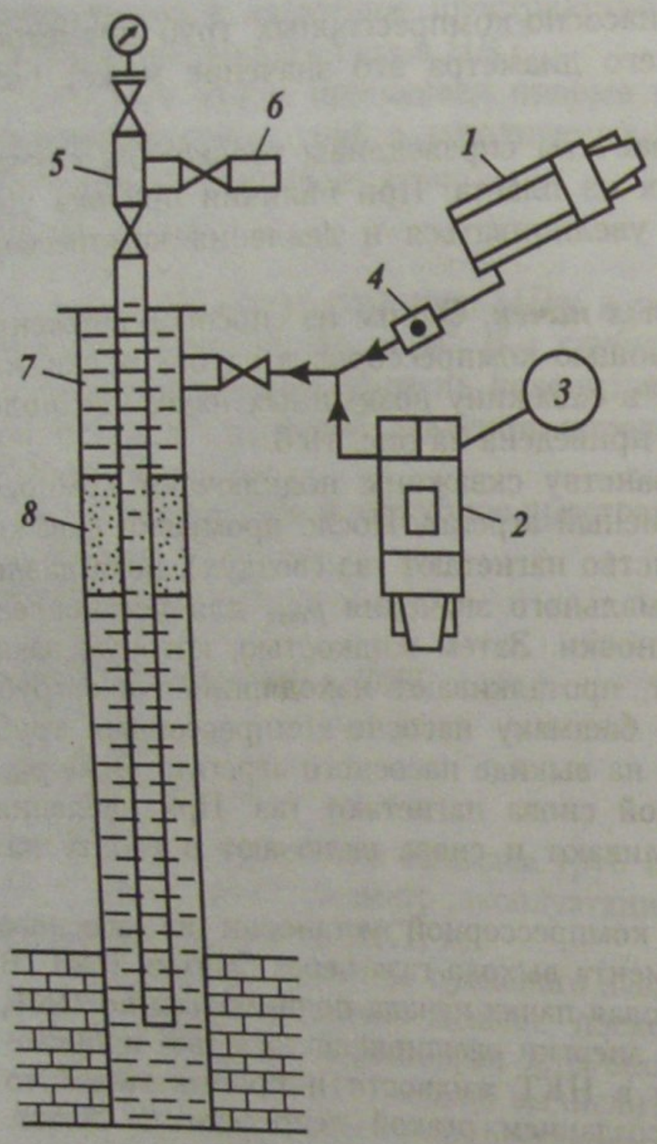


Рис. 19.6. Схема нагнетания в скважину воздушных пачек для снижения давления на забой:
1 – компрессор; *2* – насосный агрегат; *3* – емкость для воды или водовод; *4* – обратный клапан; *5* – устье скважины; *6* – штуцерная камера; *7* – вода; *8* – газ

ным мастерам удается описываемым способом осуществить продувку скважин газом глубиной более 2500–3500 м.

Иногда для создания кратковременных, но резких депрессий на пласт в скважину закачивают только одну пачку газа и продавливают ее до башмака насосно-компрессорных труб. Расширяющийся газ, как поршень, выталкивает жидкость из НКТ, вследствие чего у башмака НКТ возникает зона пониженных давлений, увеличивается депрессия на пласт и создаются условия для притока жидкости из пласта. В последующем жидкость из затрубного пространства заполнит НКТ и установится на каком-то уровне, депрессия на пласт уменьшится.

При отсутствии притока операция может быть повторена неоднократно. В глубоких скважинах с помощью одной газовой пачки не удается получить максимальную депрессию, но эксплуатационная колонна и пласт претерпевают большие знакопеременные нагрузки, которые могут быть причиной деформации колонны. Поэтому перед планированием и осуществлением процесса должно быть тщательно изучено состояние скважины.

В литературе описан опыт использования компрессоров низкого давления для создания воздушных подушек в затрубном пространстве. Особенностью процесса является наличие воздухосборной батареи, в которую нагнетается воздух компрессором под небольшим давлением и откуда он затем вытесняется в скважину.

Описываемым способом можно проводить замещение жидкости воздухом с помощью цементировочного агрегата в скважинах любой глубины. Для этого надо иметь воздухосборник необходимой прочности. От объема воздухосборника зависит время проведения процесса. Чем больше объем скважины, тем больше при данных объеме воздухосборника и давлении воздуха требуется времени на осуществление процесса.

Метод расчета сводится к следующему. Глубина снижения уровня $H_{ур}$ может быть определена из выражения

$$H_{ур} = 0{,}8\left(\frac{V_в}{S} + \frac{H_к p_к}{p_к + \frac{V_в \rho}{10S}}\right)\left(1 - \frac{S_{НКТ}}{S + S_{НКТ}}\right), \qquad (19.13)$$

где 0,8 – коэффициент потерь, определенный экспериментальным путем; $V_в$ – объем воды, закачиваемой на воздушную подушку, м^3; S – площадь сечения кольцевого пространства, м^2; $H_к$ – высота воздушной подушки перед закачкой воды, м; $p_к$ – давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачкой воды, МПа; ρ – плотность воды, г/см^3; $S_{НКТ}$ – площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб, м^2.

Число операций n по нагнетанию воздуха компрессором малой мощности и продавливанию его насосным агрегатом для создания воздушной подушки в скважине определяют из уравнения

$$n = \frac{10^4 V_к p_к^2}{\rho V_c p_c}, \qquad (19.14)$$

где $V_к$ – объем 1 м кольцевого пространства, м^3; $p_к$ – конечное давление воздушной подушки в скважине, МПа; ρ – плотность жидкости, г/см^3; V_c – объем воздухосборной батареи, м^3; p_c – рабочее давление компрессора, МПа.

Обща продолжительность (в ч) процесса

$$T = nt/60,$$

где t – время одной операции, мин.

Промысловые данные показывают, что при V_c = 0,75 м^3 и p_c = = 1,0 МПа для создания воздушной подушки в 146-мм колонне и 63,51-мм НКТ с добавлением 8,0 МПа потребовалось 80 операций, на что было затрачено 6,7 ч. Компрессором УКП-8-80 эта работа была бы выполнена за 1,5 ч. Но учитывая, что в условиях бездорожья доставка тяжелого УКП-8-80 связана с большими затратами, на отдельных разведочных скважинах использование описанного способа замещения жидкости воздухом может быть экономически и технологически не оправдано.

Заметим, что этот способ позволяет создать воздушную подушку во всем затрубном пространстве и что последующим выбросом жидкости из НКТ могут быть созданы условия для полного осушения скважины, т.е. максимальной депрессии на пласт.

Аэрирование жидкости. Схема подключения оборудования к скважине при проведении аэрирования показана на рис. 19.7.

Технологическая схема процесса включает следующие операции:

промывка скважины;

промывка скважины аэрированной жидкостью при совместной работе компрессорной установки и насосного агрегата;

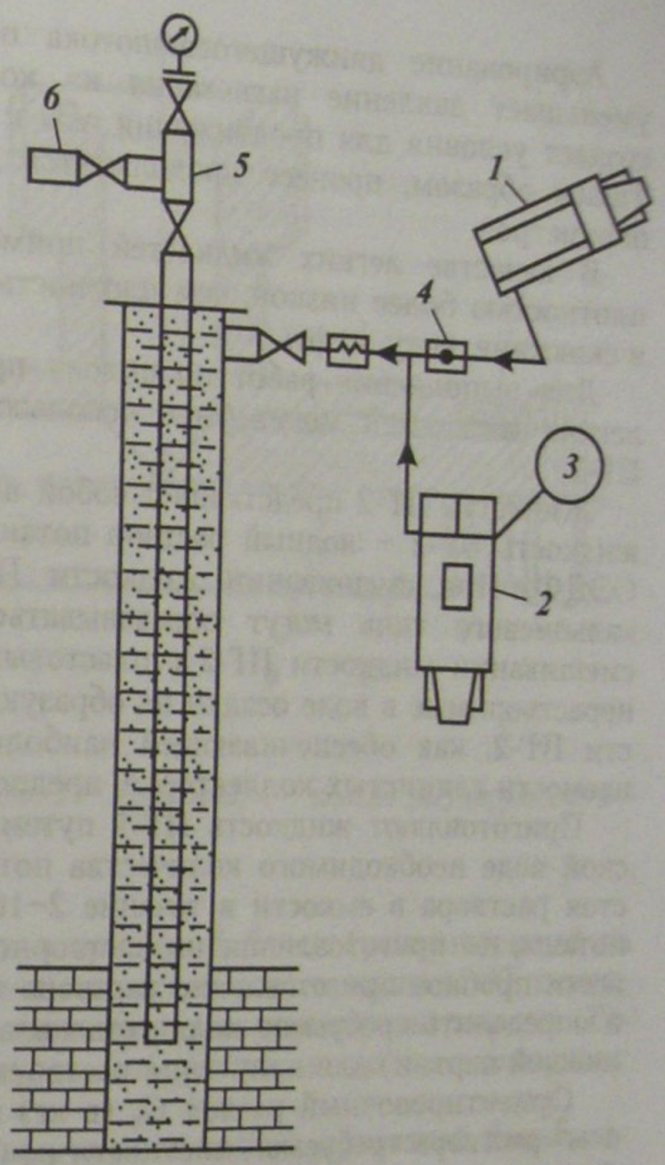
продувка скважины газом.

Осуществление процесса требует особого внимания, так как во время работы возможно его нарушение, образование газовых пачек, наличие которых приведет к необходимости прервать процесс вследствие высоких давлений на устье и начинать его заново.

Процесс аэрирования начинается промывкой скважины на нескольких режимах для установления подачи насосного агрегата при различных давлениях. Заметим, что максимальное давление промывки аэрированной жидкостью не должно быть выше максимального давления компрессорной установки. Поэтому в расчетах, кроме давления на преодоление сил трения при движении жидкости, необходимо учитывать плотность аэрированной жидкости, поступающей в скважину. Например, в скважине глубиной 2500 м, заполненной водой, при достижении плотности аэрированной жидкости, равной 0,9 г/см^3, перепад между давлением в трубах и затрубном пространстве будет около 2,5 МПа. В связи с этим в начальный период, до выхода аэрированной жидкости из скважины, расход газа минимальный, увеличивают его плавно с учетом скорости движения жидкости в скважине.

Известно, что аэрированием можно довести среднюю плотность газожидкостной смеси до 0,3–0,4 г/см^3. Наличие такой жидкости в скважине позволяет использовать мощность компрессорной установки для последующей продувки скважины га-

Рис. 19.7. Схема обвязки оборудования при проведении аэрирования жидкости:
1 – компрессор; *2* – насосный агрегат; *3* – емкость для воды или водовод; *4* – обратный клапан; *5* – устье скважины; *6* – штуцерная камера



зом. Однако следует отметить, что продувка скважин глубиной более 2000 м газом проводится в исключительных случаях, при этом учитывают как расчетные, так и фактические характеристики эксплуатационных колонн.

Способ аэрирования жидкости позволяет плавно снижать давление на забой в глубоких скважинах за непродолжительное время.

Снижение уровня жидкости компрессором с помощью пусковых отверстий можно было бы считать разновидностью способа аэрирования, если не учитывать вытесняющую способность закачиваемого в скважину газа. Для проведения этого процесса нет необходимости в насосном агрегате. Аэрирование осуществляется через отверстия (клапаны) в НКТ. Этот процесс объединяет вытесняющую способность нагнетаемого газа и снижение плотности смеси жидкости и газа.

Аэрирование движущегося потока облегчает его движение, уменьшает давление нагнетания на компрессорной установке, создает условия для продвижения газа к следующему отверстию. Таким образом, процесс продолжается до получения заданных параметров.

В качестве легких жидкостей применяют буровой раствор плотностью более низкой, чем плотность раствора, находящегося в скважине, воду, нефть.

Для выполнения работ по вызову притока в качестве более легких жидкостей могут быть использованы жидкости ПГ-1 и ПГ-2.

Жидкость ПГ-2 представляет собой водный раствор поташа, а жидкость ПГ-2 – водный раствор поташа с добавкой НТФ или ОЭДФ. При смешивании жидкости ПГ-1 с пластовой водой кальциевого типа могут образовываться осадки $CaCO_3$. При смешивании жидкости ПГ-2 с пластовыми водами любых типов нерастворимые в воде осадки не образуются. Применение жидкости ПГ-2, как обеспечивающей наибольшее увеличение проницаемости глинистых коллекторов, предпочтительнее.

Приготовляют жидкость ПГ-1 путем растворения в технической воде необходимого количества поташа и последующего отстоя раствора в емкости в течение 2–10 ч. С учетом влажности поташа, до приготовления на растворном узле необходимо провести пробное приготовление раствора в лабораторных условиях и определить требуемое количество влажного поташа (из поступившей партии) для получения раствора требуемой плотности.

Ориентировочный расход $G_п$ (в кг) поташа на приготовление 1 м^3 раствора требуемой плотности $\rho_р$ (в т/см^3) определяется по формуле

$$G_п = (p_р - 1)1500. \qquad (19.15)$$

Наиболее целесообразно готовить первоначальный расчетный объем концентрированного раствора поташа, например плотностью 1,5 г/см^3, на растворном узле, а затем доставлять его на скважины куста и разбавлять на месте применения водой до необходимой плотности. Можно приготовить раствор необходимой плотности из сухих реагентов непосредственно на скважине.

Приготовление растворов поташа осуществляется с помощью гидроактиватора (рис. 19.8) по двум технологическим схемам.

По первой из них раствор поташа приготовляют с помощью одного цементировочного агрегата, например УНБ160×40.

Один из мерников цементировочного агрегата следует заполнить водой (в объеме 1–2 м^3), которая затем из мерника подается водяным насосом 1В в гидроактиватор под давлением 0,8–

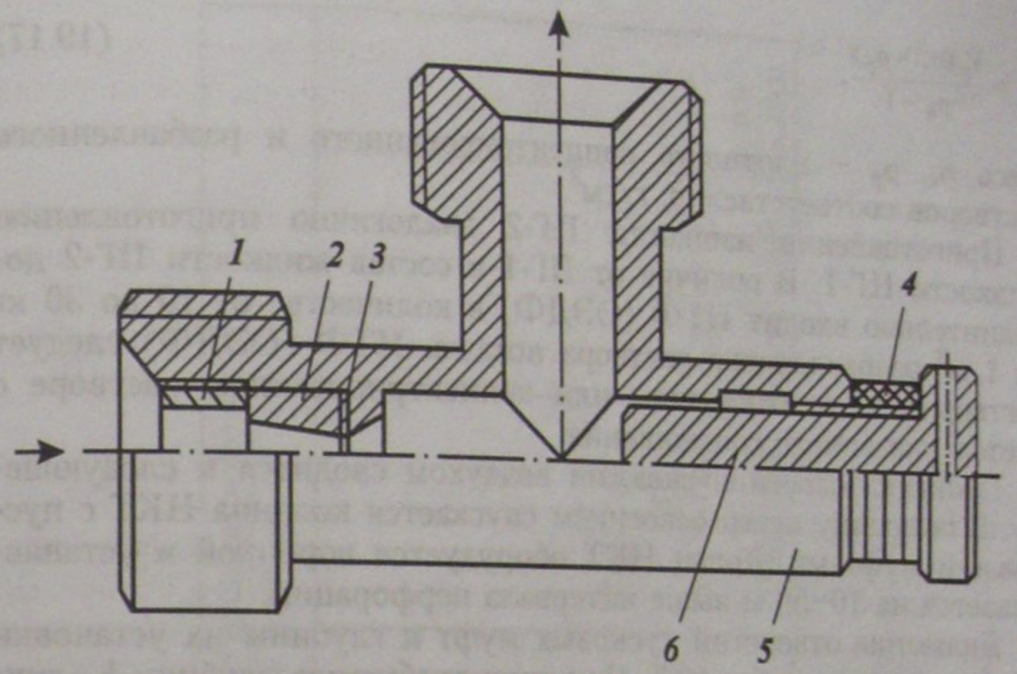


Рис. 19.8. Гидроактиватор:
1 – гайка поджимная; *2* – сопло; *3* – прокладка; *4* – кольцо регулирующее; *5* – корпус гидроактиватора; *6* – экран

1 МПа, откуда поступает в приемный бачок (установленный на грунте). Из приемного бачка вода забирается насосом 9Т цементировочного агрегата и возвращается в упомянутый мерник. Таким образом осуществляется циркуляция воды по замкнутому контуру.

После установления циркуляции воды в приемный бачок постепенно следует засыпать поташ из мешков до достижения необходимой плотности его водного раствора.

Другая схема предусматривает создание аналогичной замкнутой циркуляции жидкости и приготовление раствора поташа с помощью двух агрегатов. При этом на обоих агрегатах используются только основные насосы типа Т.

Объем порции концентрированного раствора поташа, необходимый для приготовления требуемого объема разбавленного раствора на скважине, рассчитывается по формуле

$$V_к = V_р - V_в, \qquad (19.16)$$

где $V_к$, $V_р$ – объем концентрированного и разбавленного растворов соответственно, м^3; $V_в$ – объем воды, необходимой для разбавления концентрированного раствора поташа до требуемой плотности,

$$V_в = \frac{V_р(\rho_к - \rho_р)}{\rho_к - 1}, \qquad (19.17)$$

здесь $\rho_к$, $\rho_р$ – плотность концентрированного и разбавленного растворов соответственно, г/см^3.

Приготовление жидкости ПГ-2 аналогично приготовлению жидкости ПГ-1. В отличие от ПГ-1 в состав жидкости ПГ-2 дополнительно входит НТФ (ОЭДФ) в количестве от 10 до 30 кг на 1 м^3 разбавленного раствора поташа. НТФ (ОЭДФ) следует растворить в разбавленном или концентрированном растворе с учетом указанного соотношения.

Практика освоения скважин воздухом сводится к следующему. В скважину перед освоением спускается колонна НКТ с пусковыми муфтами. Конец НКТ оборудуется воронкой и устанавливается на 10–50 м выше интервала перфорации.

Диаметры отверстий пусковых муфт и глубины их установки подбираются по табл. 19.7. При этом требуемую глубину $h_ж$ снижения уровня жидкости в скважине можно определить по формуле

$$h_ж = h - \frac{(p_{пл} - \Delta p - p_{сб})10^3}{\rho}, \qquad (19.18)$$

где h – глубина кровли пласта, м; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; Δp – депрессия на пласт при освоении, МПа; $p_{сб}$ – давление в сборном коллекторе при освоении подачей жидкости в него (при подаче в приемную емкость $p_{сб} = 0$); ρ – плотность жидкости в скважине при продувке воздухом (ρ = 1,0 г/см^3); 10^3 – коэффициент для согласования единиц измерения.

Например, при требуемой глубине снижения уровня жидкости 1260 м пусковые муфты устанавливаются на глубинах 600, 800, 1000, 1150 и 1260 м; при снижении до 1500 м – 600, 850, 1100, 1300 и 1500 м; при снижении до 1400 м – 600, 830, 1060, 1240 и 1400 м.

При необходимости снижения уровня жидкости в скважине до кровли вскрытого перфорацией пласта, нижнюю по таблице пусковую муфту не спускают (глубины спуска ее и нижнего конца НКТ совпадают).

После сборки выкидной линии в приемную емкость или сборный коллектор и выпуска через нее газа, накопившегося в межтрубном пространстве, скважина обвязывается компрессором. При этом воздухопровод к устьевой арматуре подсоединяется через устройство М40М2 (рис. 19.9 и 19.10). После закрепления устройства проверяются легкость и плавность поворота пробки его

Таблица 19.7

Требуемая глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Число пусковых муфт	Диаметр отверстий пусковых муфт, мм / Глубина их установки, м			
≤ 600	1	5,0(2) / ≤ 600			
600–800	2	2,5 / 400 – 600	5,0(2) / 600 – 800		
800–1050	3	2,0 / 550 – 600	2,5 / 700 – 850		
1060–1250	4	2,0 / 600	2,5 / 800 – 850		
1260–1500	5	2,0 / 600	2,0 / 800 – 850		
> 1500	6	2,0 / 600	2,0 / 800	5,0(2) / 800 – 1050	
				2,5 / 950 – 1050	
				2,5 / 1000 – 1100	
				2,0 / 1100	
				6,0 / 1060 – 1250	
				2,5 / 1150 – 1300	
				2,5 / 1250 – 1300	
				6,0 / 1260 – 1500	
				2,5 / 1400 – 1500	
				6,0 / > 1500	

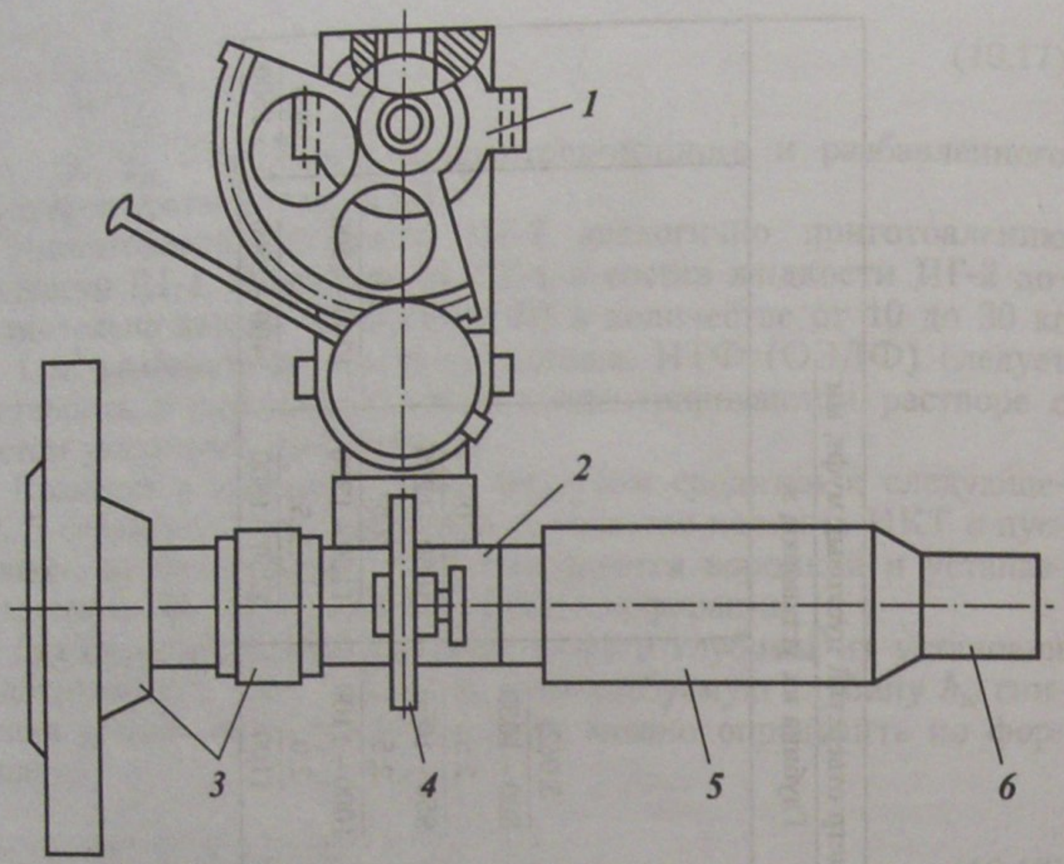


Рис. 19.9. Устройство М40М2 для безопасной работы с воздухом на скважине:
1 – штуцирующий кран; *2* – тройник; *3* – переводник; *4* – манометр; *5* – обратный клапан; *6* – отвод для подключения воздухопровода

крана. При поворачивании пробки с большим усилием или рывками кран заново смазывается с разработкой и регулируется.

При закреплении и раскреплении быстросъемных соединений под устройство М40М2 устанавливается подставка и снимается с него манометр.

В случае обвязки для освоения после бурения и других работ допускается штуцирующий кран устройства М40М2 с манометром подключать к одному устьевому отводу межтрубного пространства, а обратный клапан с воздухопроводом – к другому отводу того же пространства.

При этом переводник от штуцирующего крана к фланцу должен иметь проходной диаметр не менее 50 мм.

Воздухопровод испытывается на герметичность в следующем порядке:

а) закрывается устьевая задвижка, к которой подключен воздухопровод, запускается компрессор и медленным закрытием сбрасывающего вентиля на его воздушной коробке создается в воздухопроводе давление, максимально ожидаемое при освоении

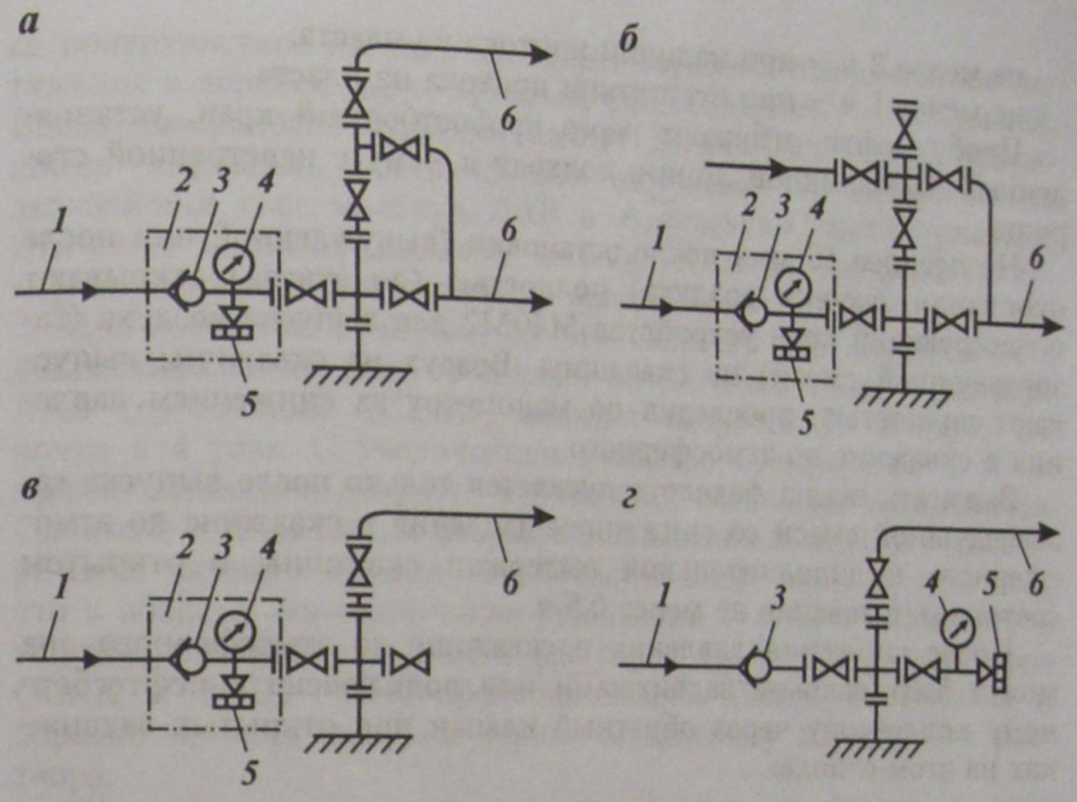


Рис. 19.10. Рекомендуемые схемы обвязки устья скважин для освоения воздухом:
1 – воздухопровод; *2* – устройство М40М2; *3* – обратный клапан; *4* – манометр; *5* – штуцирующий кран для выпуска воздуха; *6* – линия в приемную емкость или в систему сброса

воздухом: 8,0 МПа – при применении компрессора УКЦ-80 и 10,0 МПа – при применении компрессоров более высокого давления;

б) снижается давление в воздухопроводе открытием сбрасывающих вентилей на нем и воздушной коробке компрессора.

При наличии утечек, после их устранения проводят повторные испытания повышением и снятием давления в воздухопроводе с помощью указанных вентилей без остановки компрессора.

Для начала закачки воздуха в скважину открывают устьевые задвижки, к которым подключены воздухопровод и выкидная линия, и закрывают сбрасывающие вентили на воздухопроводе и воздушной коробке при работающем компрессоре.

Производительность компрессора (число оборотов вала двигателя) для возможности достижения необходимой депрессии и ускорения работ поддерживается в соответствии с паспортными данными (для УКП-80 – 8 $м^3$/мин при 1100 об/мин).

Производительность закачки воздуха после срабатывания нижней пусковой муфты должна составлять:

не менее 3 ч – при наличии притока из пласта;
не менее 1 ч – при отсутствии притока из пласта.

Пробу нефти отбирают через пробоотборный кран, установленный на выкидной линии, подходя к нему с наветренной стороны.

Не позднее 15 мин после остановки (вынужденной или после окончания закачки воздуха) полностью (до отказа) открывают штуцирующий кран устройства М40М2 для выпуска воздуха (газовоздушной смеси) из скважины. Воздух из скважины выпускают полностью, проследив по манометру за снижением давления в скважине до атмосферного.

Зажигать газ на факеле допускается только после выпуска газовоздушной смеси со снижением давления в скважине до атмосферного и дополнительной выдержки скважины в открытом состоянии в течение не менее 0,5 ч.

После снижения давления в скважине до атмосферного она может быть закрыта задвижками или подключена к нефтесборному коллектору через обратный клапан при открытых задвижках на этом отводе.

19.4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕН

Сущность вызова притока флюида из продуктивного пласта состоит в замене имеющейся в скважине жидкости (после перфорации) на двухфазную пену. В качестве жидкости могут быть буровые растворы или вода. Однако применение пен может быть излишним, если приток флюида из пласта происходит при замене бурового раствора на воду.

Вызов притока жидкости и газа может осуществляться двумя способами:

с применением двухфазной пены;

с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен.

Наличие ПАВ в жидкости (воде) резко снижает скорость всплывания пузырька газа, увеличивает прочность оболочек пузырьков, способствует образованию более мелких пузырьков газа, препятствует коалесценции – слиянию отдельных мелких пузырьков газа с образованием более крупных.

Действие ПАВ на скорость движения пузырьков, по А.Н. Фрумкину, сводится к следующему. Молекулы ПАВ, адсорбировавшиеся на поверхности пузырьков, при движении последних в жидкости сносятся течением к «кормовой» части пузырька. Вследствие накопления ПАВ на «корме» пузырька там снижается поверхностное натяжение. Таким образом, поверхностное натяжение в верхней части пузырька станет больше, чем в нижней. Вдоль поверхности пузырька начнут действовать силы, стремящиеся выровнять поверхностное натяжение и предотвратить дальнейший снос молекул ПАВ в «кормовую» часть пузырька. Эти силы тормозят движение молекул ПАВ по поверхности пузырька, снижая подвижность его поверхности.

При диаметре пузырька 1,2 мм скорость его всплывания в дистиллированной воде составляет 30 см/с, а в 1%-ном растворе ПАВ (сульфонол, ДСРАС) снижает скорость до 8 см/с, т.е. почти в 4 раза. С увеличением диаметра пузырька до 4–5 мм эффект снижения скорости всплывания несколько уменьшается. Однако и в этом случае скорость всплывания пузырька в растворе ПАВ намного меньше, чем в чистой воде. Было установлено, что в области значений числа Рейнольдса $1 < Re < 200$ скорость всплывания пузырька газа в растворах ПАВ и стабилизаторов (КМЦ и ЭСЦ) прямо пропорциональна диаметру пузырька и обратно пропорциональна корню квадратному из вязкости раствора.

Переходя от рассмотрения свободного всплывания единичных пузырьков к групповому поднятию пузырьков в скважине на большие расстояния, необходимо учитывать следующие моменты, которые усложняют происходящие явления:

пузырьки по мере всплывания увеличиваются в объеме вследствие уменьшения гидростатического давления среды;

пузырьки всплывают в «стесненных» условиях группами, замедляя свое движение;

всплывание пузырьков происходит не в спокойной жидкости, а в движущихся в разных направлениях потоках.

Таким образом, ПАВ в объеме аэрированной воды в стволе скважины снижает скорость подъема воздушных пузырьков за счет тормозящего действия на разделе жидкость – воздух вследствие адсорбции ПАВ на поверхности пузырька и предохраняет пузырьки от коалесценции. В результате пузырьки воздуха более равномерно распределяются в стволе скважины, увеличивается полезная работа, выполняемая каждым пузырьком, и уменьшаются потери на относительное движение.

Плотность пены является одной из важнейших физических характеристик ценной системы, определяющей, в частности, статическое давление столба пены в скважине. Плотность пены $\rho_п$ зависит от плотностей пенообразующего раствора $\rho_ж$ и воздуха $\rho_г$ и истинного газосодержания φ:

$$\rho_п = \rho_ж(1 - \varphi) + \rho_г \varphi. \qquad (19.19)$$

В силу сжимаемости газовой фазы плотность пены зависит от давления. Если принять, что газ следует закону Бойля–Мариотта, т.е.

$$\rho_г^0 = \rho_п \frac{p}{p_0}\frac{T_0}{T}, \qquad (19.20)$$

где $\rho_г^0$ – плотность газа при нормальных давлении p_0 и температуре T_0; p – давление столба пены в скважине; T – температура в скважине, то

$$\rho_п = \rho_ж(1-\varphi) + \varphi\rho_г^0 \frac{p}{p_0}\frac{T_0}{T}. \qquad (19.21)$$

При отсутствии относительного движения фаз истинное газосодержание равно расходному газосодержанию β (отношение расхода газа $Q_г$ к расходу смеси ($Q_ж$ + $Q_г$)). Тогда плотность пены

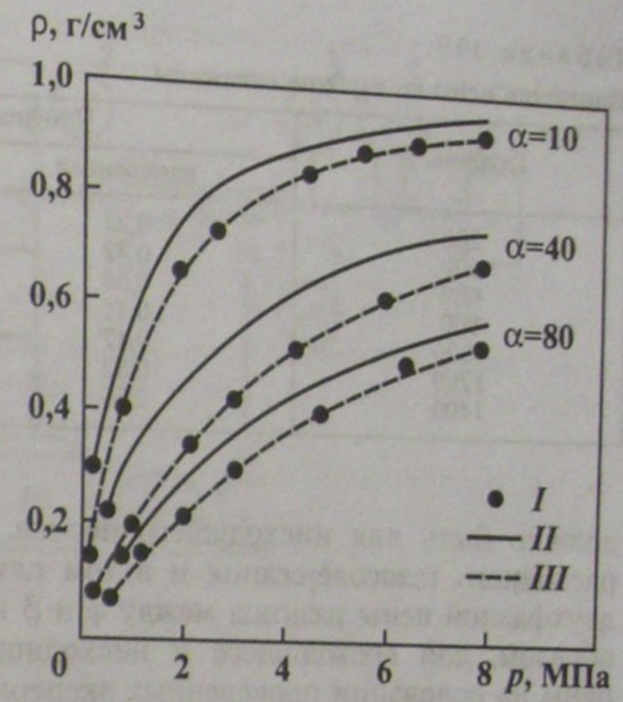
$$\rho_п = \frac{\rho_ж + \alpha\rho_г^0}{1+\alpha\frac{p_0}{p}\frac{T_0}{T}}, \qquad (19.22)$$

где α – степень аэрации (отношение расхода газа при нормальных давлении и температуре $Q_г$ к расходу жидкости $Q_ж$).

Известно, что при движении газожидкостной смеси по вертикальной трубе (в скважине) наблюдается проскальзывание газа относительно жидкости. Вследствие этого в восходящем потоке фактическая плотность смеси превышает плотность, рассчитанную по формуле (19.22) без учета проскальзывания; в нисходящем потоке – обратное соотношение.

Опыты по изучению плотности пены осуществляли на стальной трубе диаметром 90,8 мм и длиной 18,8 м, установленной вертикально. Пена из аэратора по промывочному шлангу высокого давления подавалась к нижнему концу рабочей трубы. На выкидном трубопроводе была установлена задвижка, которой регулировалось давление в трубе. Для подачи жидкости и воздуха использовали промывочные агрегаты АзИНМАШ-32М и компрессоры УКП-80. Образование газожидкостной смеси осуществлялось в аэраторе типа «Труба в трубе». Для изменения плотности газожидкостной смеси (пены) был применен радиоизотопный плотномер для жидкости ПЖР-5. Опыты проводили при давлениях до 8,5 МПа. Расход жидкости в опытах составил 3 и 6 л/с, воздуха – от 1,8 до 14,4 м^3/мин, т.е. степень аэрации изменялась от 10 до 80.

Рис. 19.11. Зависимость плотности ρ пены (*I*), водовоздушной (*II*) и газожидкостной (*III*) смесей от давления *p*



В опытах с пеной в качестве пенообразователя использовали сульфонол при концентрации 0,1 % по активному веществу. Поверхностное натяжение раствора ПАВ на границе с воздухом составило 30 мН/м. Все эксперименты осуществлены при температуре воздуха 22–25 °С.

Для сравнения опыты проводили также на водовоздушной смеси. Как показали измерения, различия свойств двухфазной пены и водовоздушной смеси весьма существенны. На рис. 19.11 показана зависимость плотности пены и водовоздушной смеси (ВВС) от давления при фиксированных расходе жидкости (3 л/с) и степени аэрации α = 10; 40; 80. Зависимость плотности газожидкостной смеси от давления показана без учета проскальзывания. Как видно, плотность водовоздушной смеси значительно превышает расчетную, особенно велика разница (до 60–80 %) при давлениях, меньших 2,5 МПа.

Для двухфазной пены за счет пленочного каркаса, обладающего определенной структурно-механической прочностью, скорость проскальзывания воздуха относительно жидкости незначительна и фактическая плотность близка к расчетной. Причем при давлениях до 5 МПа почти полностью совпадают измеренная и расчетная плотности.

В табл. 19.8 приведены сравнительные данные для случая циркуляции пены при $Q_ж$ = 3 л/с и α = 40. При небольших давлениях (малой глубине) фактическая и расчетная плотности почти совпадают, при больших давлениях имеется небольшая разница, причем измеренная плотность меньше расчетной, как это и

Таблица 19.8

Плотность пены по глубине скважины

Глубина, м	Плотность пены, г/см^3	
	измеренная	рассчитанная
200	0,27	0,26
400	0,32	0,31
600	0,36	0,37
800	0,41	0,43
1000	0,47	0,49
1200	0,52	0,55
1400	0,56	0,61

должно быть для нисходящего потока. Сравнение истинного и расходного газосодержания и в том случае показывает, что для двухфазной пены разница между φ и β не превышает 5 %. Таким образом, для восходящего и нисходящего течения двухфазной пены на основании проведенных экспериментов можно принять

$$\varphi = (1 + K)\beta,$$

где K – коэффициент проскальзывания, равный 0,05 (знак минус относится к случаю восходящего потока, плюс – нисходящего).

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется снижать уровень жидкости в скважине в целях уменьшения забойного давления, то устье скважины оборудуют согласно схеме (рис. 19.12) и приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной.

Прежде всего буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфонол, ДС-РАС и др.) принимают в пределах 0–0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщиной продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены.

Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене

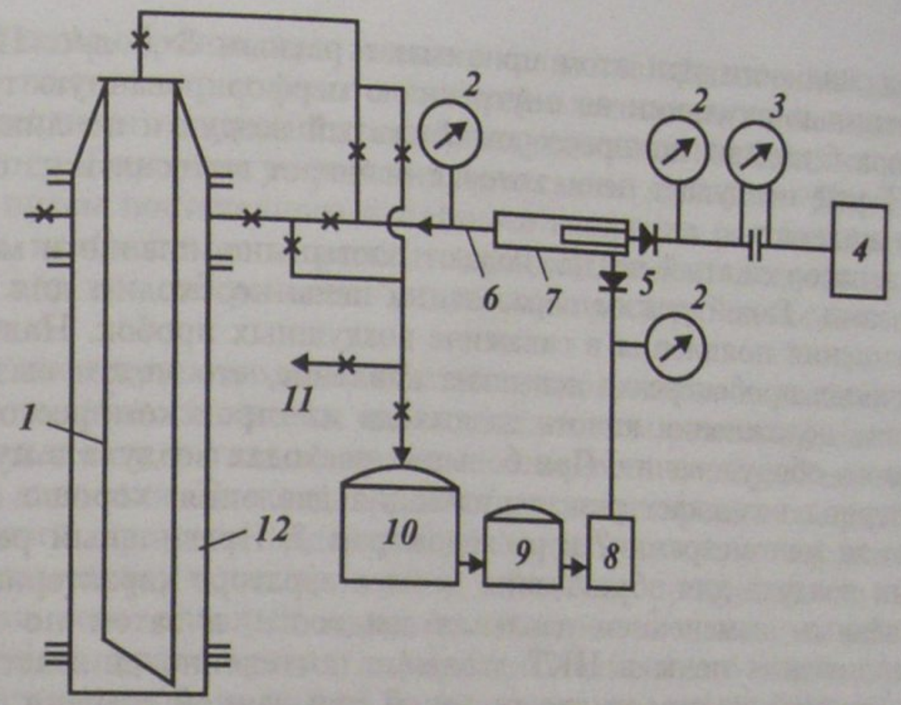


Рис. 19.12. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:
1 – НКТ; *2* – манометры; *3* – расходомер воздуха; *4* – компрессор; *5* – обратные клапаны; *6* – аэратор; *7* – нагнетательная линия; *8* – насос; *9* – мерная емкость; *10* – накопительная емкость для пенообразующей жидкости; *11* – выкид пены; *12* – затрубное пространство

бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, α = 5÷10) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотности) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительная замена водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта.

Очень важен пусковой момент, т.е. начало замены водного раствора ПАВ в скважине на двухфазную пену. Осуществляется это следующим образом. Из мерной емкости *9* (см. рис. 19.12) насосом *8* подают в аэратор *6* водный раствор ПАВ, который по линии *7* поступает в НКТ *1*, а вытесняемая из скважины жидкость по затрубному пространству *12* направляется на дневную поверхность в емкость *10* или в другую емкость по линии *11*.

Расход жидкости при этом принимают равным 3–5 л/с. После появления циркуляции во внутреннюю перфорированную трубу аэратора *6* подают компрессором *4* сжатый воздух и по линии *7* в НКТ уже поступает пена, которая начинает вытеснять из скважины жидкость.

В аэратор сжатый воздух подают постепенно, плавно и малыми дозами. Такой режим образования пены необходим для предотвращения появления в скважине воздушных пробок. Наличие воздушных пробок резко повышает давление, что может вызвать большие осложнения вплоть до выхода из строя компрессора и устьевого оборудования. При больших расходах воздуха в пусковой период возникает резкая пульсация давления, хорошо фиксируемая манометрами *2* и расходомером *3*. Правильный режим подачи воздуха для образования пены в аэраторе характеризуется плавным изменением давления жидкости, а затем по мере проникновения пены в НКТ давление постепенно снижается и после полной замены жидкости пеной при данной степени аэрации становится постоянным. Во избежание попадания жидкости в компрессор и воздуха в насос на их нагнетательных линиях устанавливают обратные клапаны *5*. Дальнейший режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены зависит от параметров применяемого компрессора.

Промысловая практика показывает, что при использовании компрессора УКП-80 для образования пены в течение 7–8 ч снижается забойное давление в скважине глубиной 5000–6000 м на значение, равное 80–85 % гидростатического. Поэтому нет смысла применять более мощные компрессоры для вызова притока жидкости и газа из пласта двухфазной пеной. Напротив, можно использовать и менее мощные компрессоры. Однако при этом продолжительность вызова притока будет несколько больше. Таким образом, зная характеристику компрессора и задаваясь предельным давлением нагнетания, можно проектировать режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены.

Например, если используется компрессор УКП-80, то можно установить предельное давление нагнетания в пределах 6–7 МПа, т.е. при нагнетании пены в скважину путем постепенного снижения расхода жидкости и сохранения подачи компрессора на неизменном уровне максимальное давление нагнетания не должно превышать 6–7 МПа. Нижний предел нагнетания устанавливается в процессе постепенного увеличения степени аэрации – уменьшения плотности пены в стволе скважины. При этом важно не допустить пульсацию давления, что обычно характеризует неравномерное уменьшение расхода жидкости при сохранении на неизменном уровне подачи компрессора.

Таким образом, при замене в скважине жидкости на двухфазную пену, а затем пены с большей плотностью на меньшую для постепенного снижения забойного давления необходимо прежде всего добиваться устранения пульсации давления. Достигается это путем постепенного и плавного снижения расхода жидкости. При необходимости расход жидкости можно довести до 0,5–0,3 л/с при сохранении подачи компрессора на неизмененном уровне.

Таким путем можно добиться существенного снижения давления на забое скважины, соблюдая при этом режим вызова притока жидкости и газа из пласта – плавность и отсутствие пульсации давления. Это очень важно для предотвращения преждевременного прорыва подошвенной воды, нижних и верхних вод, расположенных над кровлей и в подошве продуктивного пласта. Кроме того, плавный и постепенный режим снижения забойного давления предотвратит деформацию цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале продуктивного пласта, а также разрушение призабойной зоны при наличии слабосцементированных коллекторов.

После достижения заданного значения забойного давления с учетом энергии сжатых пузырьков останавливают насос и компрессор. Дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. Следует отметить, что некоторые разновидности вызова притока жидкости газа из пласта, применяемые иногда в промысловой практике, неправомерно противопоставляются пенным системам. Например, вызов притока с применением азота некоторыми промысловыми специалистами считается особым способом. На самом деле азот, как воздух, природный газ и другие, является газовой фазой пенной системы и его использование для образования пены даст лучшие результаты, чем самостоятельное применение азота для вызова притока из пласта. Некоторые специалисты считают возможным после уменьшения забойного давления путем постепенного снижения плотности пены в скважине оставшийся столб пены продавить (удалить из ствола скважины) воздухом. Такой способ совершенно неприемлем, так как применение воздуха в момент начала притока нефти или газа может вызвать серьезные осложнения. Мнение сторонников такого технологического приема, считающих, что применение воздуха на конечном этапе вызова притока из пласта несколько ускорит процесс заканчивания скважин, ошибочно. Во-первых, ускорение в этом случае может измеряться часами, не более. Во-вторых, задача состоит не в том, чтобы ускорить вызов притока на несколько часов или даже на

сутки, а главным образом в том, чтобы обеспечить в процессе вызова притока при использовании пенных систем высокую продуктивность скважины за счет очистки призабойной зоны пласта и вовлечения в работу низкопроницаемых прослоев.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является наиболее прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения скважин как разведочных, так и добывающих. Дальнейшее совершенствование этого способа должно идти по пути создания более компактных агрегатов для образования пены, условий для быстрого разрушения на поверхности поступающей из скважины пены в целях обеспечения непрерывной циркуляции.

Способ освоения скважины с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен предназначается для вызова притока жидкости и газа из пласта в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, для периодической очистки призабойной зоны пласта от кольматирующих веществ в эксплуатирующихся скважинах, а также для освоения скважин после производства в них ремонтных работ. В целях повышения эффективности удаления кольматирующего пласт материала в процессе вызова пластового флюида пенообразующий массовый состав должен содержать компоненты (в %), представленные ниже:

Сульфонол (ОП-1)	2 (2)
Едкий натр	4 (3)
Нефть	0,04 (0,04)
Этиленгликоль	3 (10)
Пресная вода	Остальное

Сущность технологии очистки призабойной зоны пласта состоит в том, чтобы в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, до вызова притока очистить пласт от твердой и жидкой фаз бурового раствора. В добывающих скважинах, находящихся длительное время в эксплуатации, необходимо периодически очищать призабойную зону пласта от глинистых частиц, асфальтосмолистых веществ, парафина и т.д.

Кроме того, призабойную зону как в новых, так и в старых скважинах следует очищать от воды, проникшей в низкопроницаемые зоны продуктивной толщи.

В процессе приготовления пенообразующего раствора указанного состава необходимо соблюдать последовательность введения реагентов в раствор. Так, предварительно в пресную воду вводят пенообразователь (сульфонол или ОП-10) и перемешивают до полного его растворения, затем в водный раствор пенообразователя добавляют нефть и все вновь тщательно перемешивают. После получения однородного состава в раствор добавляют этиленгликоль (диэтиленгликоль).

При приготовлении пенообразующего состава на основе ОП-10 содержание активного вещества в нем принимают за 100 %, и тогда концентрация товарного продукта ОП-10 составит 2 % согласно рецептуре.

Концентрация сульфонола в приведенной рецептуре принята из расчета содержания в нем 100 % активного вещества. Однако в товарном продукте сульфонола содержится не более 20–50 % активного вещества, поэтому в промысловых условиях необходимо увеличивать концентрацию сульфонола в рецептуре в зависимости от содержания в нем активного вещества.

Одним из важных условий повышения эффективности проводимого процесса является сохранение в неизменном состоянии полученной на поверхности пены в процессе ее нагнетания в скважину и последующего продавливания в пласт. Для выполнения этого используют буферные жидкости (нижнюю и верхнюю), в качестве которых применяется пенообразующий раствор приведенного ранее состава.

Последовательность проведения технологии освоения скважин с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен следующая.

1. Имеющуюся в стволе скважины жидкость после перфорации колонны заменяют на водный раствор ПАВ с концентрацией 0,1–0,2 % (по активному веществу). Замену осуществляют прямой промывкой. Нагнетание водного раствора ПАВ в НКТ обеспечивает контакт минимального количества жидкости со вскрытой толщиной пласта.

2. После полной замены жидкости на водный раствор ПАВ в НКТ нагнетают 1–2 м^3 пенообразующего раствора, затем закачивают пену и поверх пены вновь нагнетают 1–2 м^3 пенообразующего раствора. Таким образом, пена движется в НКТ, находясь между двумя буферными жидкостями.

3. Задвижку в затрубном пространстве закрывают только тогда, когда половина нижней буферной жидкости окажется в затрубном пространстве. После этого начинается продавливание в пласт находящейся в НКТ второй половины нижней буферной жидкости, заданного объема пены и всего объема верхней буферной жидкости водным раствором ПАВ концентрацией 0,1–0,2 %.

4. Объемы нижней и верхней буферных жидкостей (пенообразующий раствор, из которого образуют пену для нагнетания в пласт) в каждом конкретном случае определяют опытным путем.

5. Поскольку освоение скважин обычно проводят компрессорами УКП-80, то объем нагнетаемой в пласт пены для очистки

его и степень аэрации определяют в зависимости от приемистости ПЗП, значения пластового давления и состояния эксплуатационной колонны. Степень аэрации может колебаться в пределах 0,5–2,0 в пластовых условиях, а объем пены в пересчете на пенообразующий раствор составит 3–10 м^3.

6. После нагнетания в пласт пены и буферных жидкостей скважины оставляют под давлением в течение 1–3 ч.

7. По истечении указанного времени приступают к работам по вызову притока жидкости и газа из пласта.

Последовательность работ по освоению скважины двухфазной пеной следующая.

1. Постепенно снижают давление, открыв задвижку на устье скважины, и одновременно нагнетают в затрубное пространство двухфазную пену (концентрация ПАВ 0,1–0,2 % по массе активного вещества) для последующей полной замены на нее всей находящейся в стволе скважины жидкости.

2. Во избежание образования в кольцевом пространстве воздушных пробок в кольцевое пространство сначала нагнетают раствор ПАВ при расходе жидкости не более 3 л/с и одновременно подают через аэратор небольшое количество воздуха, постепенно увеличивая его расход до полной подачи компрессора. Отсутствие пульсации после аэратора будет свидетельствовать о равномерности смешивания водного раствора ПАВ с воздухом и образовании двухфазной пены.

3. Для дальнейшего уменьшения забойного давления постепенно снижают расход водного раствора ПАВ при постоянной подаче компрессора, т.е. увеличивая степень аэрации, что приводит к уменьшению плотности пены в стволе скважины.

Эта операция продолжается до получения полного притока нефти и газа из пласта. В процессе этих работ по мере снижения забойного давления ПЗП будет очищаться от загрязняющих пласт веществ. При необходимости повторной очистки ПЗП следует до вызова полного притока повторить нагнетание пены специального состава (ПАВ+едкий натр+нефть+этиленгликоль).

19.5. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗОТНЫХ ГАЗИФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК АГУ-8К

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где

существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха –30 и 50 °С. При планировании и проведении процессов освоения следует учитывать ограниченный объем жидкого азота в установке АГУ-8К.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок АГУ-8К заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетается в скважину и замещает находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования средней плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их выпуска из скважины можно снизить противодавление на пласт в необходимых пределах.

Область применения различных азотсодержащих циркуляционных флюидов – газообразного азота, газированной им жидкости (пены) – для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотсодержащих систем – последовательной в один и более циклов промывки скважин газированной азотом жидкостью (пеной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом. Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Использование азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин и очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пеной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из

пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Подаваемый в пласт вместе с кислотой газ обеспечивает более глубокий охват призабойной зоны кислотным воздействием и заполнение части порового пространства коллектора нереагирующим и незакупоривающим агентом – азотом. Последнее в значительной мере способствует более легкому удалению продуктов реакции из пласта при вызове притока и более рациональному использованию кислоты в процессы обработки, что в конечном счете обеспечивает лучшую очистку и рост проницаемости призабойной зоны пласта и повышение его нефтеотдачи.

Операция по азотно-кислотному воздействию на пласт повышает начальную производительность скважин вследствие увеличения проницаемости призабойной зоны.

Технология предусматривает газификацию на скважине жидкости, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта и азотно-кислотную обработку призабойной зоны.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономических показателей кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличающихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

Предельное снижение уровня жидкости при вызове притока путем вытеснения ее из скважины газообразным азотом составляет 2700 м, если скважина была заполнена водой, и 3300 м, если скважина была заполнена нефтью плотностью 850 кг/м^3.

Наиболее целесообразно освоение скважин глубиной 2000–5000 м газированными азотом системами (пеной). Азотно-кислотная обработка призабойной зоны может быть совмещена с вызовом притока нефти и газа из пласта. Продуктивный (перспективный) пласт при этом должен быть представлен устойчивыми породами.

Давление закачиваемой в скважину азотно-жидкостной смеси при использовании жидкостно-газовых эжекторов составляет 35 МПа с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Значение создаваемой депрессии на забое не должно превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчетом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением. При разобщенности непроницаемым пропластком осваиваемого объекта и находящемся сверху или снизу от него водоносного (или обводнившегося) пласта перепад давления на 1 м высоты цементного

кольца на участке непроницаемых пород не должен превышать 2,0 МПа.

В процессе работ необходимо контролировать следующие показатели:

изменение во времени значения давления на нагнетательных линиях азотных газификационных установок, насосных агрегатов и на устье скважины;

момент начала первого поступления рабочего агента через башмак НКТ (по изменению давления нагнетания на устье);

подачу и давление жидкости, нагнетаемой в смеситель;

использованное и оставшееся количество азота, кислотных растворов и растворов ПАВ;

значение остаточной кислотности извлекаемого из скважины отработанного кислотного раствора;

общую продолжительность операции и изменение продуктивности скважины.

Перед началом работ следует расчистить и спланировать площадки вокруг скважины для размещения и нормальной работы оборудования, оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборными коллектором. Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины необходимо оборудовать трубопроводами и арматурой та-

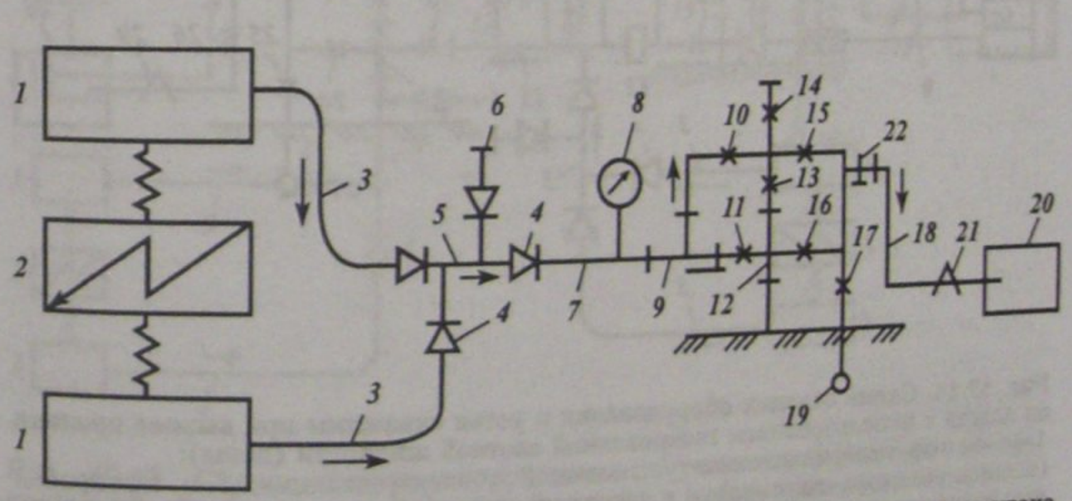


Рис. 19.13. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:
1 – азотная газификационная установка; *2* – электростанция; *3* – газопровод (шланги высокого давления); *4* – обратный клапан; *5* – узел подключения азотных газификационных установок к скважине («гребенка»); *6* – заглушка на резервном входе «гребенки»; *7* – нагнетательная линия для подачи газа в скважину; *8* – манометр; *9* – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; *10, 11, 13, 14, 15, 16, 17* – задвижки фонтанной арматуры; *12* – крестовина; *18* – выкидная линия для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; *19* – нефтесборный коллектор; *20* – накопительная емкость; *21* – якорь стопорный для закрепления выкидной линии; *22* – пробоотборный кран

ким образом, чтобы обеспечивались возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное пространства и одновременно выход жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины.

Схемы обвязки наземного оборудования и устья скважины следующие:

при вызове притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом (рис. 19.13);

при вызове притока из пласта с использованием газированной азотной жидкости (пены) (рис. 19.14);

при азотно-кислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока (рис. 19.15).

Обвязку эжектора следует осуществлять таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

У задвижек фонтанной арматуры *15* (см. рис. 19.13), *22* (см. рис. 19.14), *24* (см. рис. 19.15) необходимо установить регули-

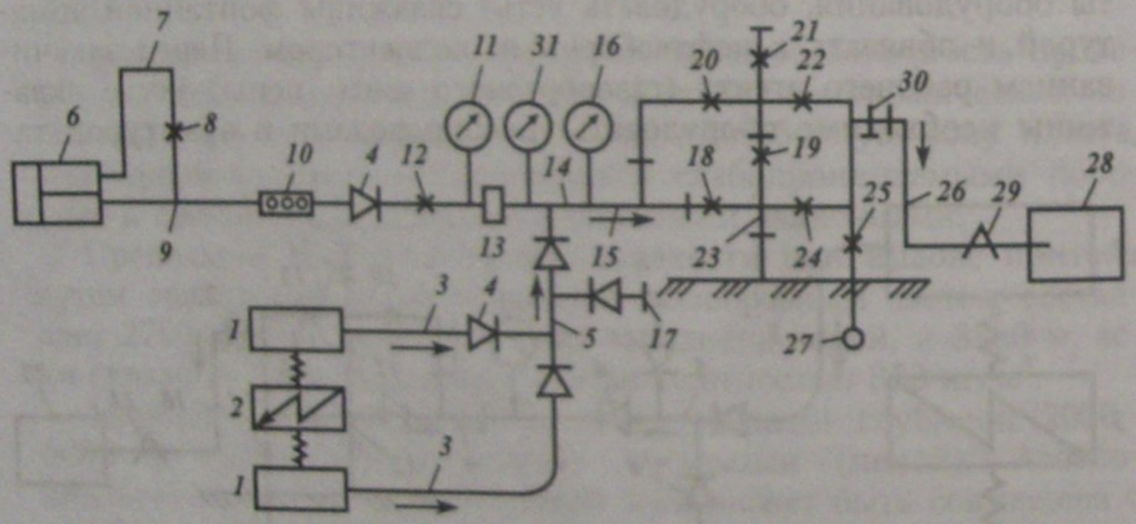


Рис. 19.14. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока из пласта с использованием газированной азотной жидкости (пены):
1 – азотная газификационная установка; *2* – электростанция; *3* – газопровод (шланги высокого давления); *4* – обратный клапан; *5* – узел подключения азотных газификационных установок к скважине («гребенка»); *6* – насосный агрегат; *7* – трубопровод для сброса жидкости в емкость насосного агрегата; *8* – вентиль или блок вентилей для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода); *9* – тройник; *10* – фильтр; *11, 16, 31* – манометры; *12* – запорное устройство для отключения линии, подключенной к насосному агрегату; *13* – штуцер; *14* – смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор); *15* – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины; *17* – заглушка на резервном входе «гребенки»; *18, 19, 20, 21, 22, 24, 25* – задвижка фонтанной арматуры; *23* – крестовина; *26* – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; *27* – нефтесборный коллектор; *28* – накопительная емкость; *29* – якорь стопорный для закрепления трубопровода; *30* – пробоотборный кран

руемые штуцера диаметром 8–16 мм. Конец линии *7* делителя расхода *8* (см. рис. 19.14) следует отпустить до дна каждого отсека мерной емкости насосного агрегата (для исключения вспенивания жидкости) и закрепить. Площадь проходного сечения вентиля (вентилей) делителя расхода *8* (см. рис. 19.14) должна составлять 0,8–1,5 см^2.

Приготовление пенообразующей жидкости следует выполнять в свободном отсеке мерной емкости цементировочного агрегата непосредственно в процессе закачивания газированной азотом жидкости (пены) в скважину. Возможен вариант заблаговременного приготовления пенообразующей жидкости в передвижной емкости или автоцистерне.

На 1 м^3 воды необходимо добавлять от 3 до 7 кг (в пересчете на активное вещество) сульфонола, ОП-10 или других ПАВ.

Объем добавления ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть уточен экспериментальным путем.

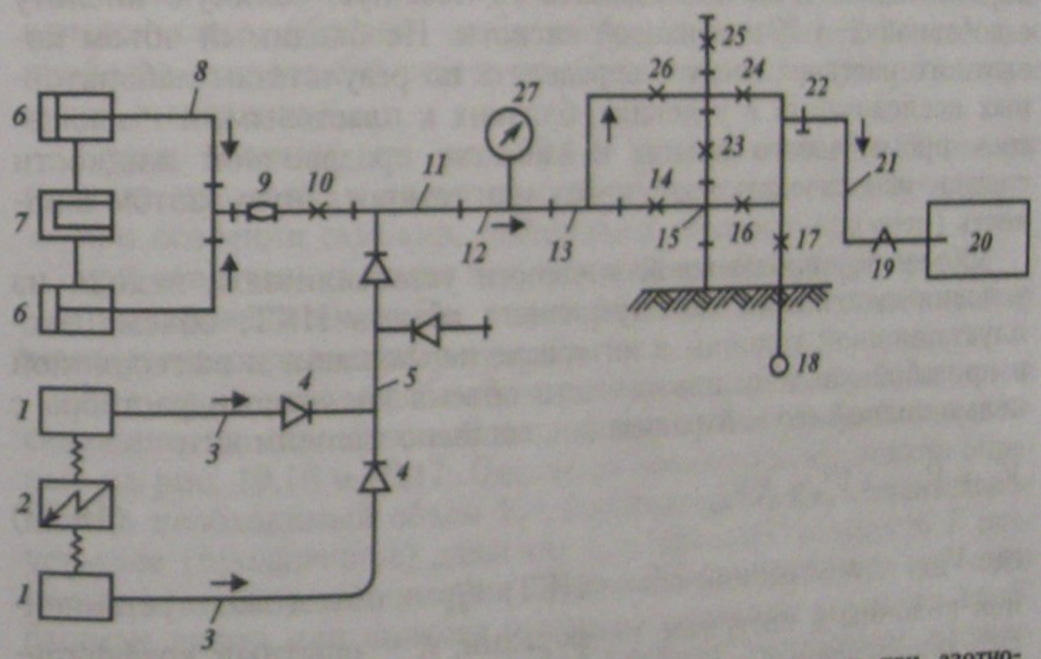


Рис. 19.15. Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотно-кислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:
1 – газификационная установка; *2* – электростанция; *3* – газопровод (шланги высокого давления); *4* – обратный клапан; *5* – «гребенка»; *6* – насосный агрегат; *7* – кислотовоз; *8* – трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); *9* – оборудование для регулирования соотношения фаз; *10* – задвижка для отключения линии насосных агрегатов; *11* – смеситель (аэратор, тройник, эжектор); *12* – нагнетательная линия для подачи технологического агента (жидкости, газированной жидкости (пены), газа) в скважину; *13* – тройник; *14, 16, 17, 23, 24, 25, 26* – задвижки фонтанной арматуры; *15* – крестовина фонтанной арматуры; *18* – нефтесборный коллектор; *19* – якорь стопорный для закрепления трубопровода; *20* – накопительная емкость; *21* – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; *22* – пробоотборный кран; *27* – манометр

Для этого в лабораторных условиях по определенной методике следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах 0,05–1,00 % по объему активного вещества, и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не мене 95 % от максимально возможной. При отрицательной температуре окружающего воздуха следует применять подогретую пенообразующую жидкость.

При азотно-глинокислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями. Для сокращения непроизводительного расходования плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 39–40 % от общего объема раствора, применяется 10–15%-ная соляная кислота. В качестве второй порции необходимо использовать 10–15%-ную соляную кислоту с добавкой 2–4 % плавиковой кислоты. Необходимый объем кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта. В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Объем $V_{пр}$ продавочной жидкости устанавливают, исходя из условия заполнения ею внутреннего объема НКТ, объема эксплуатационной колонны в интервале перфорации и вытесняемой в призабойную зону пласта части объема кислотного раствора с целью полной его нейтрализации, согласно зависимости

$$V_{пр} = V_{НКТ} + V'_{э.к} + KV_{к.р}, \qquad (19.23)$$

где $V_{НКТ}$ – внутренний объем НКТ; $V'_{э.к}$ – объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации; K – опытный коэффициент, определенный по данным лабораторных исследований (для ПО «Укрнефть» $K = 0{,}5$); $V_{к.р}$ – объем кислотного раствора.

Формула (19.23) справедлива для терригенных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{пр} = V_{НКТ} + V'_{э.к}.$$

Требуемая степень газификации достигается за счет регулирования подачи пенообразующей жидкости в смеситель *14* (см. рис. 19.14) с помощью делителя расхода жидкости *8* при неизменном расходе газа, также подаваемого в смеситель *14*. Например, изменение расхода пенообразующей жидкости от 1 до 4 л/с при постоянной подаче азота 200 л/с, что соответствует одновременной работе двух установок АГУ-8К, обеспечивает регулирования степени газификации от 50 до 200.

Пенообразующая жидкость подается агрегатом *6* (см. рис. 19.14) в смеситель *14* через делитель расхода *8*, фильтр *10* и обратный клапан *4*. Азот подается в смеситель *14* по газовым линиям *3* через обратные клапана *4*. Заданный расход пенообразующей жидкости обеспечивается путем поддержания постоянным определенного перепада давления на штуцере *13* посредством регулирования степени открытия вентиля (вентилей) делителя расхода *8*. Контроль перепада давления на штуцере *13* осуществляется манометрами *11* и *31*, а расхода жидкости – по изменению ее уровня в емкости насосного агрегата *6*, куда сбрасывается избыток жидкости по линии *7*. Регулирование соотношения подаваемых в скважину объемов азота и жидкости осуществляется таким образом, чтобы исключались образование газовых пробок в скважине и резкое колебание давления при нагнетании смеси в скважину.

Схема обвязки (см. рис. 19.14) включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

при освоении скважин, содержащих сероводород;

при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;

при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на газообразный азот служат номограммы, приведенные на рис. 19.16 и 19.17. Пользуясь номограммами, можно определить необходимый объем $V_г$ газообразного азота, максимальное устьевое (продавочное) давление $p_у$ и продолжительность T операции от начала закачивания азота до первого прохода его через башмак лифта или полного осушения скважины (если это необходимо и возможно) при заданных глубине H скважины, плотности $\rho_ж$ жидкости в скважине, расходе $q_а$ азота и выбранном варианте закачивания (в трубное или межтрубное пространство).

Построение номограмм проведено для скважин, оборудованных 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм НКТ при различной глубине их спуска. Температура на устье скважины 10 °С, градиент ее изменения 2,3 °С на 100 м глубины. Расход азота $q_а$ принят равным 6 и 12 м^3/мин.

Порядок пользования номограммами указан стрелками.

Так, например, в случае применения двух установок АГУ-8К ($q_а$ = 12 м^3/мин) для освоения скважины, заполненной до устья

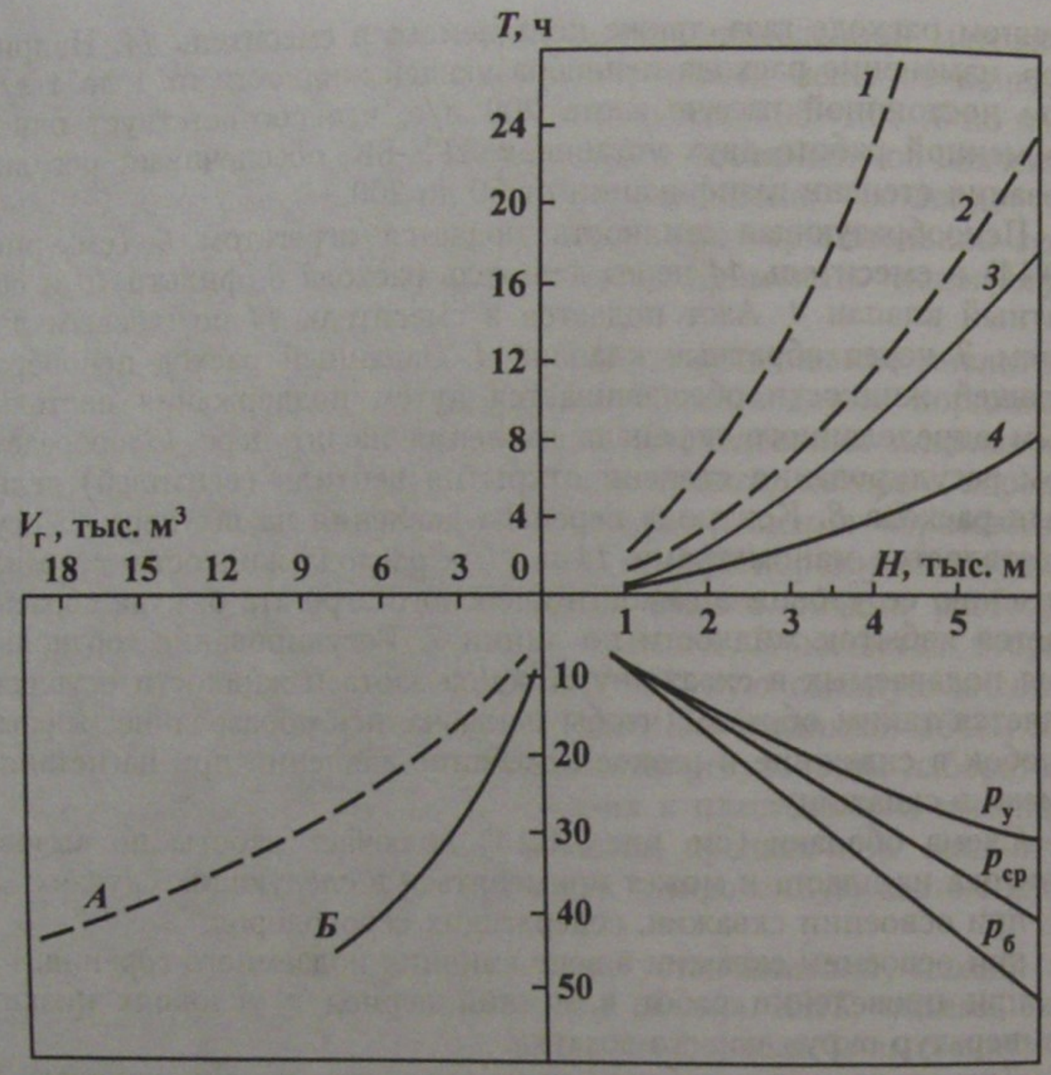


Рис. 19.16. Номограмма для определения параметров процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом при $\rho_ж$ = 850 кг/м³:
$p_у$, $p_б$ – давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину соответственно, МПа; $p_{ср}$ – среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа; *А*, *Б* – закачивание в межтрубное пространство и лифт соответственно; $q_а$ – расход азота

Кривая	$q_а$, м³/мин	Закачивание
1	6	В межтрубное пространство
2	12	То же
3	6	В трубное пространство
4	12	То же

жидкостью плотностью 1000 кг/м³ (см. рис. 19.17), к моменту прорыва газа через башмак лифта (при H = 3000 м) необходимо осуществить закачивание 2,1 тыс. м³ азота в лифт (при прямой промывке) или 5,5 тыс. м³ азота в межтрубное пространство (при

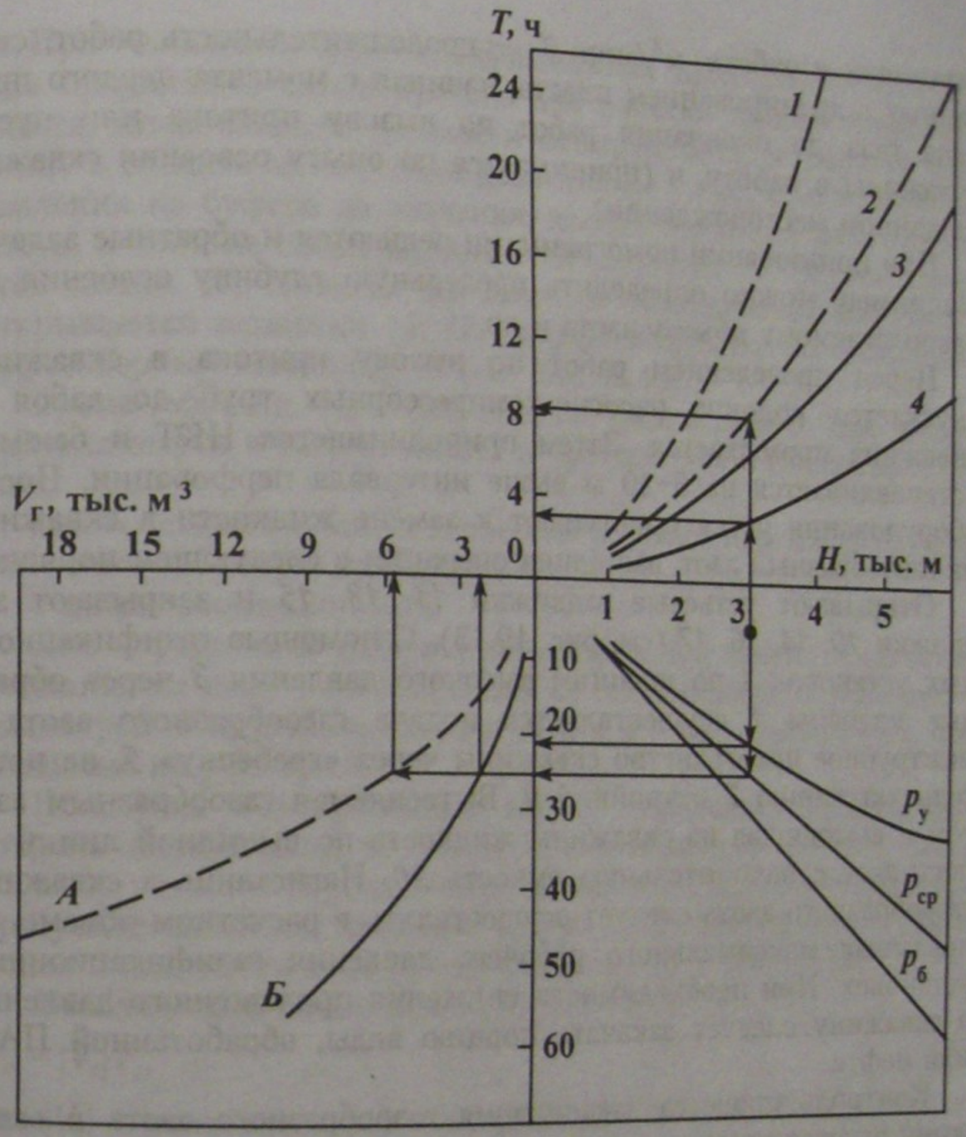


Рис. 19.17. Номограмма для определения параметров процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом при $\rho_ж$ = 1000 кг/м³ (обозначения см. рис. 19.16)

обратной промывке). Длительность нагнетания при работе двух установок АГУ-8К составляет 3 и 8,2 ч соответственно. Ожидаемое устьевое давление 21,8 МПа.

Объем газа, установленный по номограмме, должен быть увеличен на значение, необходимое для дренирования пласта в начальной стадии вызова притока. Этот дополнительный объем газа

$$V_д = 60 q_а T_д,$$

где $q_а$ – суммарная производительность азотных установок, уча-

ствующих в работе, м^3/мин; $T_д$ – продолжительность работ, связанных с дренированием пласта, начиная с момента первого прохода газа до окончания работ по вызову притока или пуска скважины в работу, ч (принимается по опыту освоения скважин на данном месторождении).

При пользовании номограммами решаются и обратные задачи. Например, можно определить предельную глубину освоения по располагаемому объему азота и др.

Перед проведением работ по вызову притока в скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб до забоя и скважина промывается. Затем приподнимается НКТ и башмак устанавливается на 5–10 м выше интервала перфорации. После оборудования устья приступают к замене жидкости в скважине на газообразный азот, выполняя операции в следующем порядке.

Открывают устьевые задвижки *11*, *13*, *15* и закрывают задвижки *10*, *14*, *16*, *17* (см. рис. 19.13). С помощью газификационных установок *1* по шлангам высокого давления *3* через обратные клапаны *4* осуществляется подача газообразного азота в межтрубное пространство скважины через «гребенку» *5*, нагнетательную линию *7* и тройник *9*. Вытесняемая газообразным азотом и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии *18* поступает в накопительную емкость *20*. Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчетном объеме, не превышая максимального рабочего давления газификационных установок. При необходимости снижения продавочного давления в скважину следует закачать порцию воды, обработанной ПАВ, или нефти.

Контроль процесса закачивания газообразного азота в скважину ведется по показаниям манометра *8* на нагнетательной линии *7* (см. рис. 19.13) и щитах управления газификационных установок. По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (прохода) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться.

Во избежание выброса жидкости газообразного азота на выкидной линии *18* необходимо регулировать противодавление в трубном пространстве скважины с помощью задвижки *15*, оборудованной штуцером (см. рис. 19.13). Подача газообразного азота в скважину (при отсутствии притока) ведется в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, после чего необходимо закрыть задвижку *11* и при открытых задвижках *15*, *16* на выкидной линии (см. рис. 19.13) поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня жидкости в скважине.

При появлении даже незначительных признаков нефти или газа продолжить вызов притока для очистки призабойной зоны пласта, затем закрыть трубное и межтрубное пространства скважины и следить за подъемом давления на устье. При повышении давления на буфере до значения, достаточного для работы скважины, в системе сбора закрываются задвижки *15*, *16*, отсоединяется линия *18*, ставится на месте ее подключения заглушка и открываются задвижки *15*, *17*, направляя продукцию скважины в нефтесборный коллектор *19* (см. рис. 19.13).

Схема обвязки (см. рис. 19.13) предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и применяется в следующих случаях:

для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления;

с целью экономии азота.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на пену с последующим ее самоизливом, независимо от диаметров обсадной колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 19.18.

Пользуясь номограммами, можно определить необходимую степень газификации α, объем $V_г$ газообразного азота и максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{у\,max}$, обеспечивающие требуемое забойное давление $p_з$ при заданных глубине H скважины и плотности жидкости в скважине $\rho_ж$ = 1,000 г/см^3.

Необходимый объем газообразного азота

$$V_г = |V_г| V_c, \qquad (19.24)$$

где $|V_г|$ – относительный объем газообразного азота, который определяется по номограмме, м^3/мин; V_c – объем пространства скважины, в которое проводится нагнетание пены, м^3.

Необходимый объем пенообразующей жидкости

$$V_ж = \frac{|V_г| V_c}{\alpha}. \qquad (19.25)$$

Значения $|V_г|$ и α определяются на номограмме (см. рис. 19.18). Например, при H = 3000 м, $\rho_ж$ = 1000 кг/м^3 и $p_з$ = 15,0 МПа значения α $p_{у\,max}$ и $|V_г|$ составляют 28; 4,8 МПа и 22 соответственно.

Отсюда согласно формулам (19.24) и (19.25) $V_г = 22V_c$ м^3 и $V_ж = 22V_c/28$ м^3.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине пеной с ее самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом, независимо от диаметров колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 19.19.

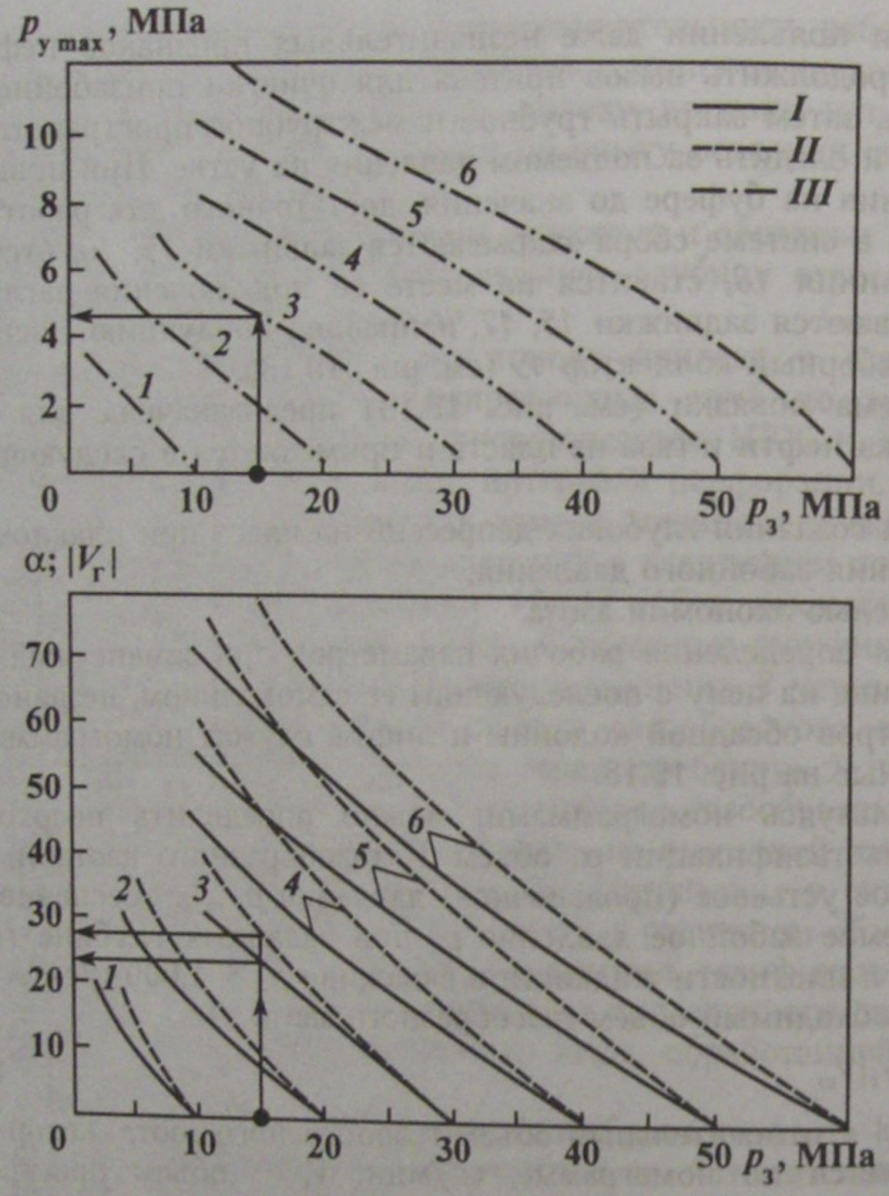


Рис. 19.18. Номограммы для определения параметров процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим ее самоизливом из скважины:
I – относительный объем газа $|V_г|$; *II* – степень газификации α; *III* – максимальное устьевое давление $p_{y\,max}$; *1, 2, 3, 4, 5, 6* – глубина осваиваемой скважины соответственно 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 м

Пользуясь номограммами, можно определить требуемый минимальный объем $V_г$ газа, в том числе для приготовления пены $V_{п.ж}$, необходимую степень газификации α и максимальное прода-

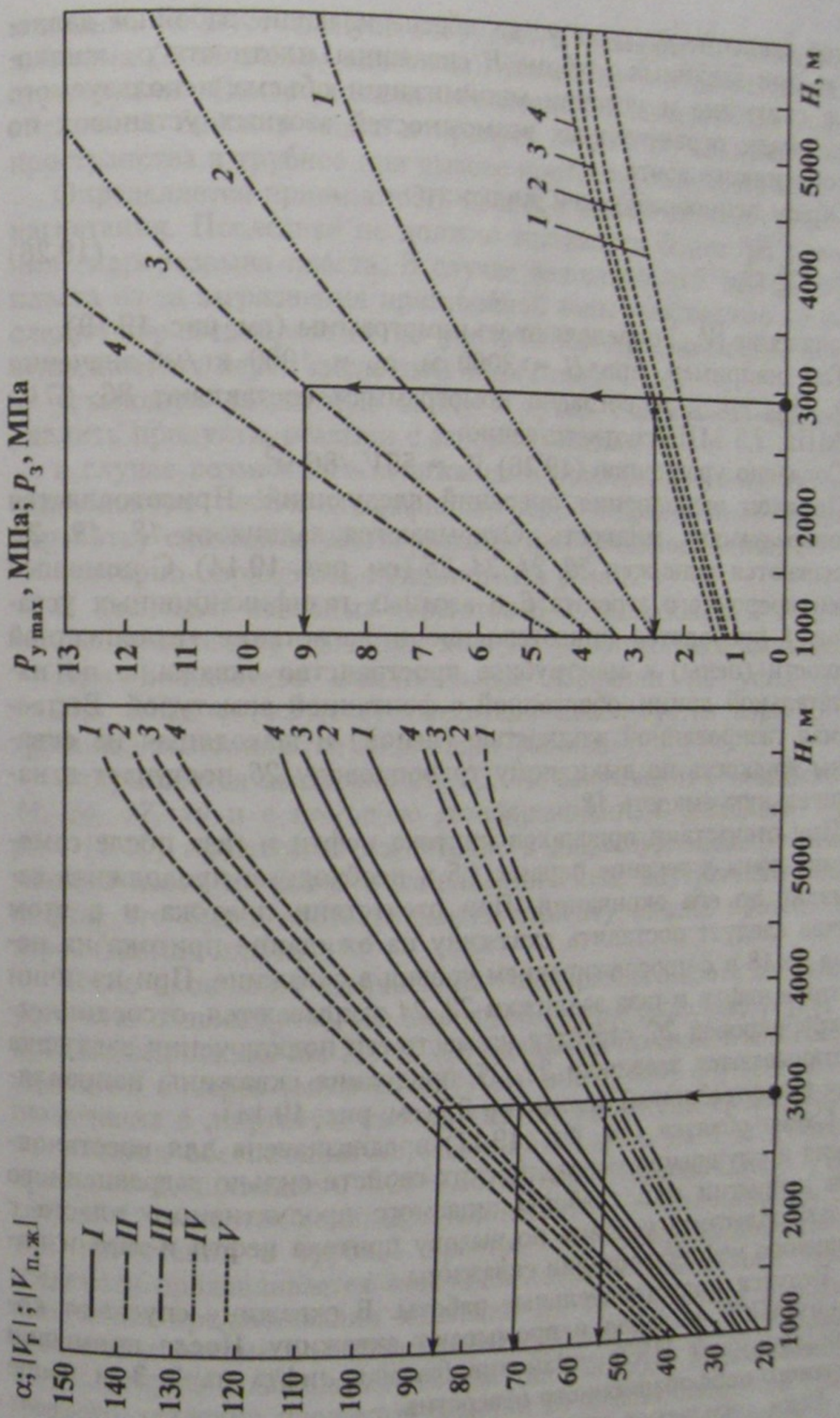


Рис. 19.19. Номограммы для определения параметров процесса вызова притока из пласта пеной с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:
I – минимально необходимый относительный объем газа $|V_г|$; *II* – степень газификации α; *III* – относительный объем газа для приготовления пены $|V_{п.ж}|$; *IV* – максимальное устьевое давление $p_{y\,max}$; *V* – забойное давление $p_з$; *1, 2, 3, 4* – плотность жидкости в скважине соответственно 800, 900, 1000, 1100 кг/м³

вочное давление $p_{у\ max}$ на устье, обеспечивающие забойное давление $p_з$ при заданных глубине H скважины, плотности $\rho_ж$ жидкости в скважине и условии минимизации объема используемого азота ввиду ограниченных возможностей азотных установок по запасу жидкого азота.

Объем пенообразующей жидкости

$$V_ж = \frac{|V_{п.ж}|V_c}{\alpha}, \qquad (19.26)$$

где значение $|V_{п.ж}|$ определяют из номограммы (см. рис. 19.19).

Так, например, при H = 3000 м, $\rho_ж$ = 1000 кг/м^3 значения α, $V_г$, $V_{п.ж}$, p_{max}, $p_з$ согласно номограммам составляют 86; 67V_c; 9,0 МПа; 2,5 МПа соответственно.

Согласно уравнению (19.26) $V_ж = 55V_c/86$ м^3.

Порядок выполнения операций следующий. Приготовляется пенообразующая жидкость. Открываются задвижки *18*, *19*, *22*, закрываются задвижки *20*, *21*, *24*, *25* (см. рис. 19.14). С помощью цементировочного агрегата *6* и азотных газификационных установок *1* проводятся приготовление и нагнетание газированной жидкости (пены) в межтрубное пространство скважины по нагнетательной линии, обвязанной с фонтанной арматурой. Вытесняемая газированной жидкостью (пеной) и выходящая из скважины жидкость по выкидному трубопроводу *26* поступает в накопительную емкость *18*.

При отсутствии признаков притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 ч необходимо продолжить самоизлив до его окончания. При отсутствии притока и в этом случае следует поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня в скважине. При наличии притока нефти и газа задвижки *22*, *24* закрываются, отсоединяется трубопровод *26*, ставится на месте его подключения заглушка и открываются задвижки *22*, *25*; продукция скважины направляется в нефтесборный коллектор *27* (см. рис. 19.14).

Схема обвязки (см. рис. 19.14) предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязненного при вскрытии или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчить условия по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи скважины.

Ведутся подготовительные работы. В скважину спускают колонну НКТ до забоя и промывают скважину. После промывки приподнимают НКТ, установив башмак лифта на 2–3 м выше верхнего перфорационного отверстия.

Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотно-кислотной смеси превышает допустимое для эксплуатационной

колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двухстороннего действия (с обратным клапаном), установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотно-кислотной смеси в пласт и пропуск жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

Определяется приемистость пласта в зависимости от давления нагнетания. Последнее не должно составлять более 80 % давления гидроразрыва пласта. В случае недостаточной приемистости пласта из-за загрязнения призабойной зоны необходимо провести следующие мероприятия по увеличению приемистости, обычно выполняемые перед кислотной обработкой:

установить кислотную ванну и путем тщательной промывки удалить продукты реакции с забоя скважины;

в случае возможного отложения в призабойной зоне тяжелых компонентов нефти (парафинов, смол, асфальтенов) провести обработку скважины растворителем или теплоносителем;

повторно определить приемистость пласта.

С помощью насосных агрегатов *6* и кислотовоза *7* (см. рис. 19.15) приготовить расчетное количество кислотного раствора.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $p_у$ = = 20,0 МПа (в качестве смесителя используется аэратор или тройник) выполняются следующие работы.

Открываются задвижки *26*, *23*, *16*, закрываются задвижки *25*, *14*, *24*, *17*, *10* и с помощью газификационных установок *1* (см. рис. 19.15) проводится нагнетание в лифтовую колонну газообразного азота из расчета заполнения газом внутреннего объема лифта, что будет соответствовать моменту начала прохода газа через башмак лифта.

После окончания закачивания газообразного азота закрывают устьевую задвижку *16* (на межтрубном пространстве) и при открытых задвижках *26*, *23*, *10* с помощью установок *1* и насосных агрегатов *6* через смеситель *11* (см. рис. 19.15) осуществляется нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси, исходя из условия обеспечения не менее 50 м^3 азота на 1 м^3 раствора при расходе последнего 0,20–0,25 м^3/мин. Первоначально в смеситель *11* подается соляная кислота, затем – глинокислота. Путем нагнетания в трубное пространство газированной азотом жидкости продавливается азотно-кислотная смесь в пласт. После окончания продавливания задвижки *26*, *10* закрывают и плавно снижают давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки *24*, *16* (см. рис. 19.15), с целью своевременного удаления продуктов реакции из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидному трубопроводу *21* в накопительную емкость *20*.

После снижения давления в скважине открывают задвижку *14*, закрывают задвижку *16* и с помощью установок *1* проводится подача газа в межтрубное пространство для вызова притока и дренирования пласта.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $20{,}0 < p_y < 35{,}0$ МПа (в качестве смесителя используется эжектор) выполняются следующие операции.

Открываются задвижки *26*, *23*, *16*, *10*, закрываются задвижки *14*, *25*, *24*, *17* (см. рис. 19.15) и с помощью азотных газификационных установок *1*, насосных агрегатов *6* и кислотовоза *7* через смеситель (эжектор) *11* по линии *12* осуществляется приготовление и нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси (газированного азотом кислотного раствора) при открытом межтрубном пространстве, исходя из условия обеспечения не менее 50 $м^3$ азота на 1 $м^3$ кислотного раствора, при расходе последнего 0,20–0,25 $м^3$/мин. Перед закачиванием азотно-кислотной смеси можно заполнить лифт газообразным азотом до давления на устье 20,0 МПа.

После заполнения лифтовой колонны азотно-кислотной смесью закрывается устьевая задвижка *16* на межтрубном пространстве (см. рис. 19.15) и продолжается нагнетание в скважину требуемого объема газированного кислотного раствора. После подачи в скважину всего объема кислотного раствора продавливается азотно-кислотная смесь в пласт. По окончании продавливания закрывают устьевую задвижку *26* и плавно снижают давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки *24*, *16* с целью своевременно удалить продукты реакции кислоты из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидному трубопроводу *21* в накопительную емкость *20*. После снижения давления в скважине задвижку *19* закрывают, открывают задвижку *14* и с помощью установок *1* и насосных агрегатов *6* через смеситель *11* проводят нагнетание газированной азотом жидкости (пены) в межтрубное пространство для дренирования пласта и вызова притока.

При проектировании процесса азотно-кислотной обработки призабойной зоны пласта необходимо определить следующие основные параметры:

рецептуру и объем кислотных растворов и продавочной жидкости;

темп и давление нагнетания кислотного раствора;

соотношение объемов газообразной и жидкой фаз (степень газификации) (табл. 19.9);

требуемое количество газообразного азота;

продолжительность процесса.

Таблица 19.9

Усредненные значения степени газификации

Глубина скважины, м	Диаметр НКТ, мм	α	$p_{з.гк.с}$ (в МПа) при grad $p_{з.к.р}$ = 0,015 МПа/м
2000	60	60	36,0
	73	50	36,0
3000	60	80	54,0
	73	65	54,0
4000	60	92	72,0
	73	70	72,0

1. Забойное давление (в МПа) при нагнетании азотно-кислотной смеси в пласт

$$p_{з.гк.с} = AH \operatorname{grad} p_{з.к.р}, \tag{19.27}$$

где A – коэффициент, учитывающий увеличение давления при нагнетании двухфазной газокислотной смеси (для коллекторов проницаемостью $5 \cdot 10^{-3} - 15 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$ и при газосодержании газокислотной смеси $\varphi \le 3$ $A = 1{,}2$,

$$\varphi = \alpha p_0 / p_{з.гк.с}; \tag{19.28}$$

α – степень газификации (отношение объема газа к объему жидкости в нормальных условиях); p_0 – атмосферное давление, МПа); H – глубина залегания обрабатываемых пластов, м; grad $p_{з.к.р}$ – градиент забойного давления, определенный при нагнетании кислотного раствора в пласт, МПа/м,

$$\operatorname{grad} p_{з.к.р} = p_{з.к.р}/H; \tag{19.29}$$

$p_{з.к.р}$ – забойное давление при закачивании в скважину кислотного раствора, МПа.

При отсутствии сведений о $p_{з.к.р}$ в скважине, где проектируется азотно-кислотная обработка, в расчет следует принять среднее арифметическое значение $p_{з.к.р}$ по другим скважинам этой же залежи.

2. Расчетное значение степени газификации $\alpha_р$, обеспечивающее требуемое забойное давление $p_{з.гк.с}$ на глубине H при давлении на устье $p_y = p_н$ ($p_н$ – давление нагнетания азота, МПа), без учета потерь давления на трение при движении газокислотной смеси, определяется из уравнения

$$\alpha_р = \frac{(kH/10^6) - p_{з.гк.с} + p_y}{p_0 \ln(p_{з.гк.с}/p_y)}, \tag{19.30}$$

где k – приведенная плотность (М.А. Гейман, В.И. Мусинов) аэрированной смеси, $кг/м^3$,

$$k = \rho_{ж}\left(1 + \frac{\rho_{г0}}{\rho_{ж}}\right) > 1{,}0; \qquad (19.30а)$$

$\rho_{ж}$, $\rho_{г0}$ – плотность соответственно жидкости и азота при нормальных условиях, кг/м^3; p_0 – атмосферное давление, МПа.

Если $\alpha_р$ при принятом значении $p_у$ окажется больше α, которое можно получить, используя существующие технические средства, то необходимо провести перерасчет, увеличивая постепенно $p_у$ методом последовательных приближений до совпадения значений $\alpha_р$ и α.

3. Необходимый удельный расход $q_ж$ жидкости при заданном постоянном удельном расходе $q_а$ азота определяется из зависимости

$$q_ж = q_а/\alpha_р. \qquad (19.31)$$

4. Необходимые значения перепада давления на штуцере эжектора и давлений нагнетания жидкости $p_ж$ и азота $p_а$ в эжектор для обеспечения расчетного значения степени газификации $\alpha_р$ при давлении на устье $p_у$ определяются расчетом по графику (рис. 19.20). Перепад давления (в МПа) на штуцере эжектора

$$\Delta p_ж = \frac{Q_ж^2 \rho_ж}{2 \cdot 10^4 \varphi^2 f^2 g}, \qquad (19.32)$$

где $Q_ж$ – расход жидкости, м^3/с; $\rho_ж$ – плотность жидкости, кг/м^3; φ – коэффициент расхода (φ = 0,82); f – площадь проходного

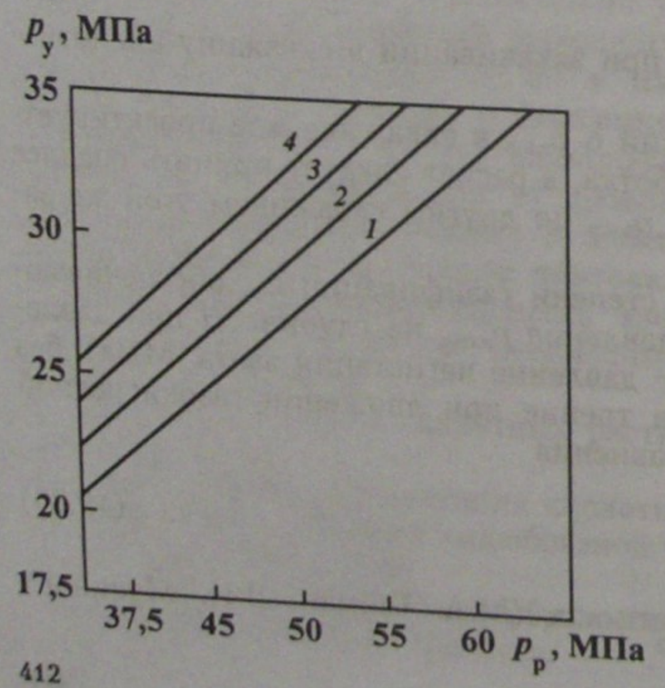


Рис. 19.20. Зависимость давления азотно-жидкостной смеси на выходе из эжектора $p_у$ от давления нагнетания азота $p_а$ и жидкости $p_р$ в эжектор:
1, 2, 3, 4 – давление нагнетания азота $p_а$ соответственно 14, 16, 18, 20 МПа

сечения сопла эжектора, м^2; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

5. Усредненные значения степени газификации α (см. табл. 19.9) обеспечивают самоосвоение скважины при пластовом давлении, равном 0,5 гидростатического.

6. Требуемое количество газообразного азота

$$V_г = (V_{к.р} + V_{пр.ж})\alpha_1 + V_0 + V_д, \qquad (19.33)$$

где $V_{к.р}$ – объем кислотного раствора, м^3; $V_{пр.ж}$ – объем продавочной жидкости, м^3; α_1 – степень газификации азотно-кислотной смеси; V_0 – объем газообразного азота, закачиваемый в лифт перед азотно-кислотной смесью, м^3; $V_д$ – дополнительный объем газообразного азота, необходимый для осуществления операции по дренированию пласта и вызову притока, м^3.

Объем газообразного азота, закачиваемый в лифт перед азотно-кислотной смесью,

$$V_0 = V_{НКТ}\frac{p_{ср}(273 + t_0)}{(273 + t_{ср})p_0}, \qquad (19.34)$$

где $V_{НКТ}$ – внутренний объем НКТ, м^3; $p_{ср}$ – среднее давление в полости скважины, заполняемой газом, МПа,

$$p_{ср} = (p_у + p_б)/2; \qquad (19.35)$$

$p_у$, $p_б$ – давление закачиваемого азота соответственно на устье и у башмака лифта, МПа,

$$p_б = H\rho_ж/10^5; \qquad (19.36)$$

$\rho_ж$ – плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/м^3;

$$p_у^* = p_б(e^{1{,}2\cdot10^{-4} H\rho_а}); \qquad (19.37)$$

$\rho_а$ – относительная плотность азота по сравнению с плотностью воздуха ($\rho_а$ = 0,97); $t_{ср}$ – средняя температура в скважине, определяемая как среднее значение температур на устье $t_у$ и у башмака $t_б$, °С,

$$t_{ср} = (t_у + t_б)/2; \qquad (19.38)$$

$$t_б = (t_у + 273 + t_0)/(t_у + 273 + 0{,}5\,m\,H); \qquad (19.39)$$

m – геотермический градиент, °С/м; H – глубина спуска лифта, м; p_0 = 0,1 МПа.

*Оркин К.Г., Кучинский П.К. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1959.

7. Продолжительность процесса

$$T = 1{,}2V_{\text{т}}(60\,q_{\text{а}}), \qquad (19.40)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий подготовительные работы и остановки; $q_{\text{а}}$ – суммарная производительность азотных установок, участвующих в работе.

19.6. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов состоит в приготовлении с помощью последних, насосного и компрессорного оборудования двухфазных пен, закачивании их в скважину для вытеснения воды и создания необходимого значения депрессии на забое за счет меньшей плотности пены и ее самоизлива. Технология имеет свои особенности. Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать в качестве источников сжатого воздуха компрессоры пневматической системы буровых установок при кустовом и разведочном бурении. В качестве источников сжатого воздуха могут быть использованы передвижные компрессоры высокого давления. Применение эжектора при использовании компрессоров высокого давления позволяет упростить управление процессом приготовления и закачивания пены и повысить качество последней.

Основными факторами улучшения условий взрывобезопасности при освоении скважин с помощью технологического процесса с использованием эжекторов по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом являются:

уменьшение вероятности внутрискважинного воспламенения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления при применении компрессоров буровых установок.

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов предназначена для освоения разведочных и эксплуатационных скважин с пластовым давлением равным или ниже гидростатического, если после замены раствора, находящегося в скважине, на воду был получен приток.

Выполнение работ по освоению скважин пенами с использованием эжекторов для скважин глубиной более 3000 м может осуществляться с учетом гидродинамических особенностей процесса закачивания и циркуляции пены в скважинах, а также конкретных геолого-технических условий. Вызов притока нефти и газа из пласта пенами с использованием эжекторов на скважинах, продукция которых содержит сероводород, должен осуществляться с соблюдением требований «Инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород», утвержденной Миннефтепромом СССР 21.10.77 и Госгортехнадзором СССР 05.12.77, и «Инструкции по безопасному ведению работ при разведке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ», утвержденной постановлением коллегии Госгортехнадзора СССР № 16 от 17.06.82.

Предельная глубина скважин, на которой может быть использован процесс вызова притока пенами с использованием эжекторов, 3000 м.

Процесс вызова притока с использованием эжекторов должен обеспечивать снижение забойного давления. Значения максимального снижения забойного давления (в % гидростатического) при вызове притока пеной из скважины, заполненной водой, следующие:

Глубина скважины, м	1500	2000	2500	3000
Максимальное снижение забойного давления при использовании оборудования:				
компрессоры буровых установок (КТ6, КТ7, КСЭ57)	40/50	30/45	25/35	20/30
передвижные компрессоры УКП80, СД9/101, КПУ16/100	85	80	75	70

Указанные значения максимального снижения забойного давления могут быть получены при использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в результате циркуляции пены в скважине с самоизливом (в числителе – за один цикл, в знаменателе – за два цикла циркуляции) или в результате одного цикла циркуляции пены с самоизливом при использовании передвижных компрессоров. Продолжительность самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств скважины при отсутствии притока не менее 1,5 ч.

Перед проведением процесса вызова притока с использованием эжекторов в скважину спускают лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5–10 м выше интервала перфорации. Устье оборудуется трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечивалась возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременного выброса жидкости из трубного пространства скважины, а также возмож-

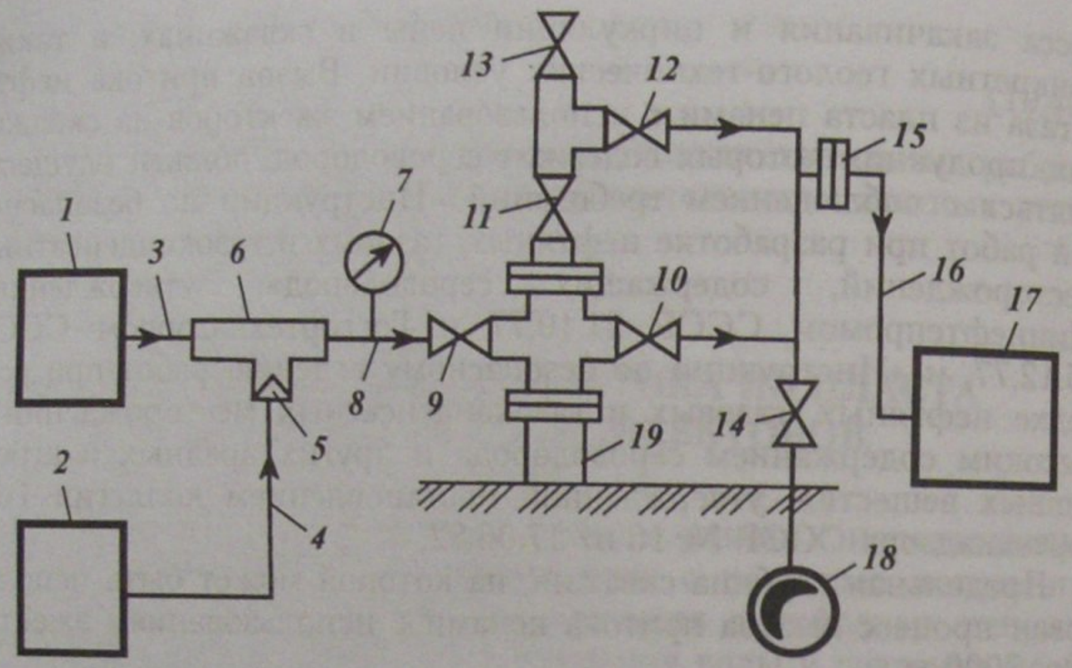


Рис. 19.21. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при вызове притока пенами с использованием эжектора:
1 – цементировочный агрегат; *2* – компрессор; *3* – линия для подачи пенообразующей жидкости; *4* – воздухопровод; *5* – обратный клапан эжектора; *6* – эжектор; *7* – манометр; *8* – пенопровод; *9, 10, 11, 12, 13, 14* – задвижки; *15* – заглушка; *16* – выброс пены; *17* – накопительная емкость; *18* – нефтепромысловый коллектор; *19* – эксплуатационная колонна

ность осуществления последующего самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки представлена на рис. 19.21.

Обвязка эжектора осуществляется таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

Подвод сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки осуществляется от ресивера с помощью резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или по временному разборному трубопроводу из НКТ.

При кустовом бурении подвод воздухопровода от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заблаговременно в период их обвязки с коллектором. Конец воздухопровода проводится к центру группы скважин и оборудован запорным вентилем. Общий вид эжектора ЭЖГ-2 представлен на рис. 19.22. Приготовление пенообразующей жидкости для двухфазной пены может быть выполнено непосредственно в процессе закачивания пены в скважину.

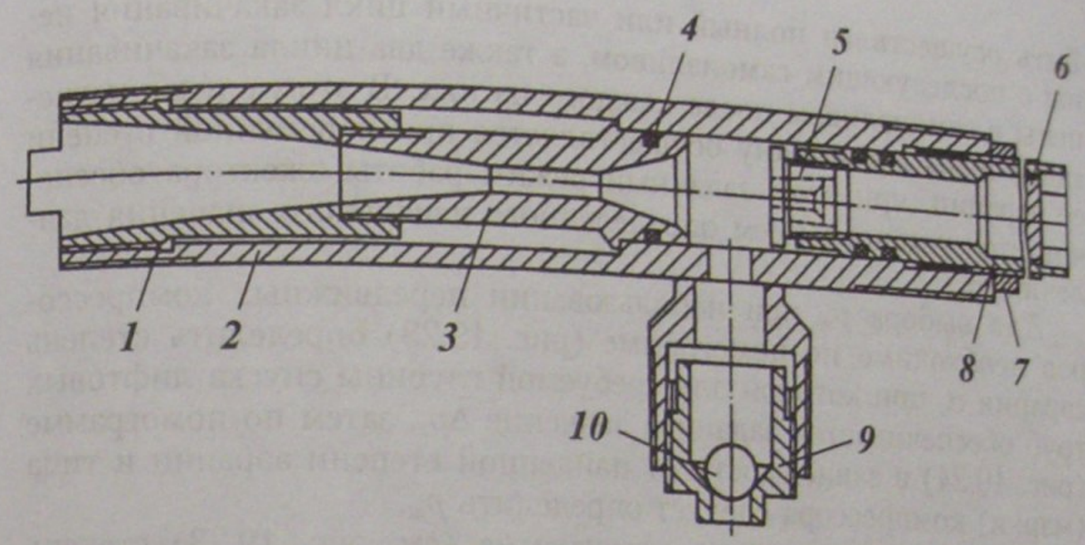


Рис. 19.22. Эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2:
1 – диффузор; *2* – корпус эжектора; *3* – камера смесительная; *4* – уплотнение; *5* – насадок; *6* – решетка; *7* – гайка; *8* – втулка; *9* – седло обратного клапана; *10* – шар

Параметры технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают, исходя из необходимости создания требуемого значения снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Необходимое значение снижения забойного давления определяется геолого-техническими условиями строительства скважин и допустимой прочностью эксплуатационных колонн на смятие наружным давлением. Создание необходимого снижения забойного давления $\Delta p_з$ при проведении регламентируемой инструкцией технологии может осуществляться после вытеснения бурового раствора водой путем закачивания в скважину двухфазной пены и ее последующего самоизлива.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха передвижных компрессоров в зависимости от значения $\Delta p_з$ может быть осуществлен полный цикл закачивания (циркуляции) пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не достигая башмака насосно-компрессорных труб. В обоих указанных случаях процесс закачивания пены осуществляется при постоянной степени аэрации, что обеспечивается установлением определенного начального значения давления пенообразующей жидкости $p_ж$, подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от $\Delta p_з$ может

быть осуществлен полный или частичный цикл закачивания пены с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого из них. В этом случае нагнетание пены в скважину осуществляется при переменной степени ее аэрации, при этом заданный режим работы эжектора обеспечивается установлением определенного начального значения давления $p_ж$.

Для выбора $p_ж$ при использовании передвижных компрессоров необходимо по номограмме (рис. 19.23) определить степень аэрации α, при которой для требуемой глубины спуска лифтовых труб обеспечивается заданное значение $\Delta p_з$, затем по номограмме (рис. 19.24) в зависимости от найденной степени аэрации и типа (марки) компрессора следует определить $p_ж$.

Если определенную по номограмме (см. рис. 19.23) степень аэрации из-за небольшого значения невозможно обеспечить при имеющемся компрессорном оборудовании, осуществляется частичный цикл закачивания пены. При проведении частичного цикла выбирается максимальное значение степени аэрации и соответствующее ей значение $p_ж$ для имеющегося типа (марки) компрессора (см. рис. 19.24). Затем по номограмме (рис. 19.25) определяются глубина h продавливания и относительный объем $V_ж/S$ пенообразующей жидкости (где $V_ж$ – объем пенообразующей жидкости, м^3; S – площадь поперечного сечения межтрубного пространства или колонны) в зависимости от требуемого значения $\Delta p_з$ и выбранной максимальной степени аэрации. По полученному значению $V_ж/S$ и имеющемуся значению S межтрубного пространства определяется необходимый объем $V_ж$ пенообразующей жидкости.

Относительный объем $V_ж/S$ пенообразующей жидкости для проведения одного полного цикла определяется по номограмме (см. рис. 19.25), при этом за глубину h продавливания принимается глубина H спуска лифтовых труб и $V_ж/S$ определяется по глубине продавливания. По полученному значению $V_ж/S$ и имеющемуся значению S колонны определяется необходимый объем $V_ж$ пенообразующей жидкости.

При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению $\Delta p_з$ установить необходимость проведения одного, двух или частичного цикла закачивания пены. Для этого на номограмме (рис. 19.26) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляры из точек на осях, соответствующих значениям $\Delta p_з$ и H. При расположении точки пересечения перпендикуляров в области, ограниченной кривыми *1* и *3*, следует осуществить процесс в один цикл, при расположении точки пересечения в области, ограниченной кривыми *1′* и *3′*, – в

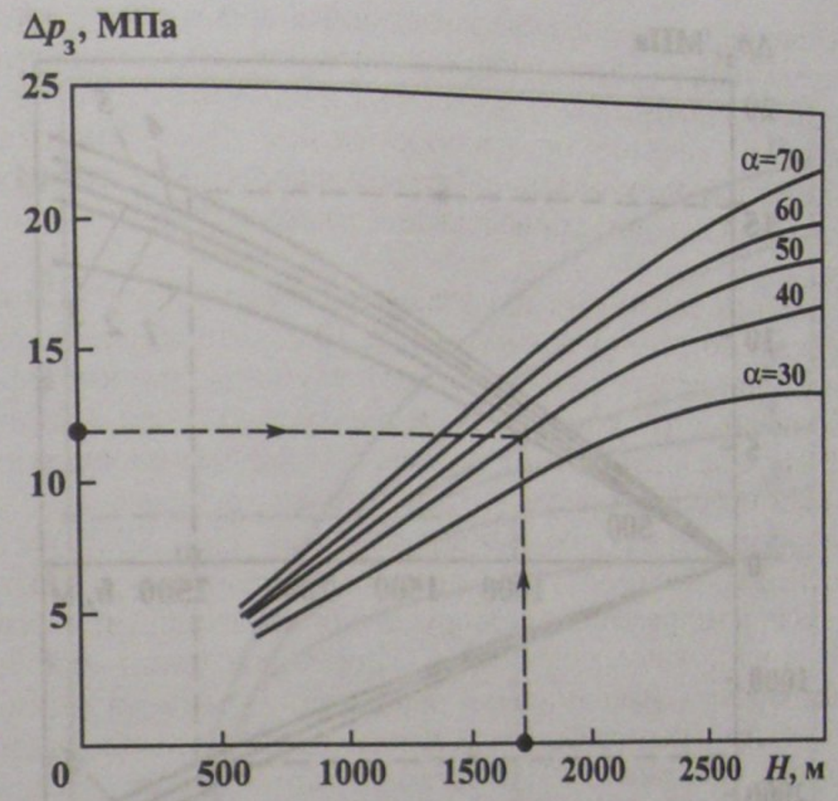


Рис. 19.23. Номограмма для определения степени аэрации α пены для проведения одного полного цикла закачивания пены при использовании передвижных компрессоров

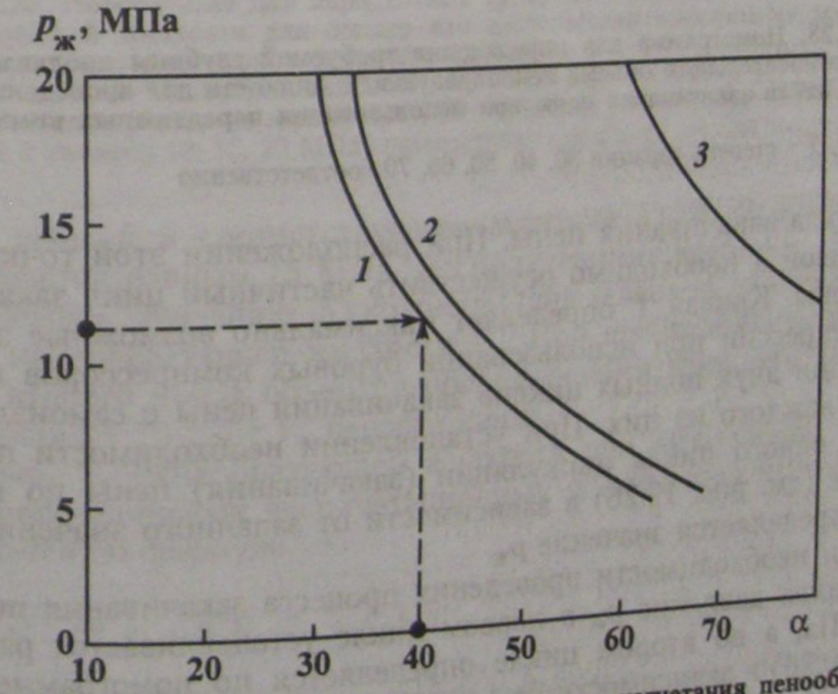


Рис. 19.24. Номограмма для определения давления нагнетания пенообразующей жидкости для передвижных компрессоров различных типов:
1, 2, 3 – компрессоры УКП-80, СД9/101, КПУ16/100 соответственно

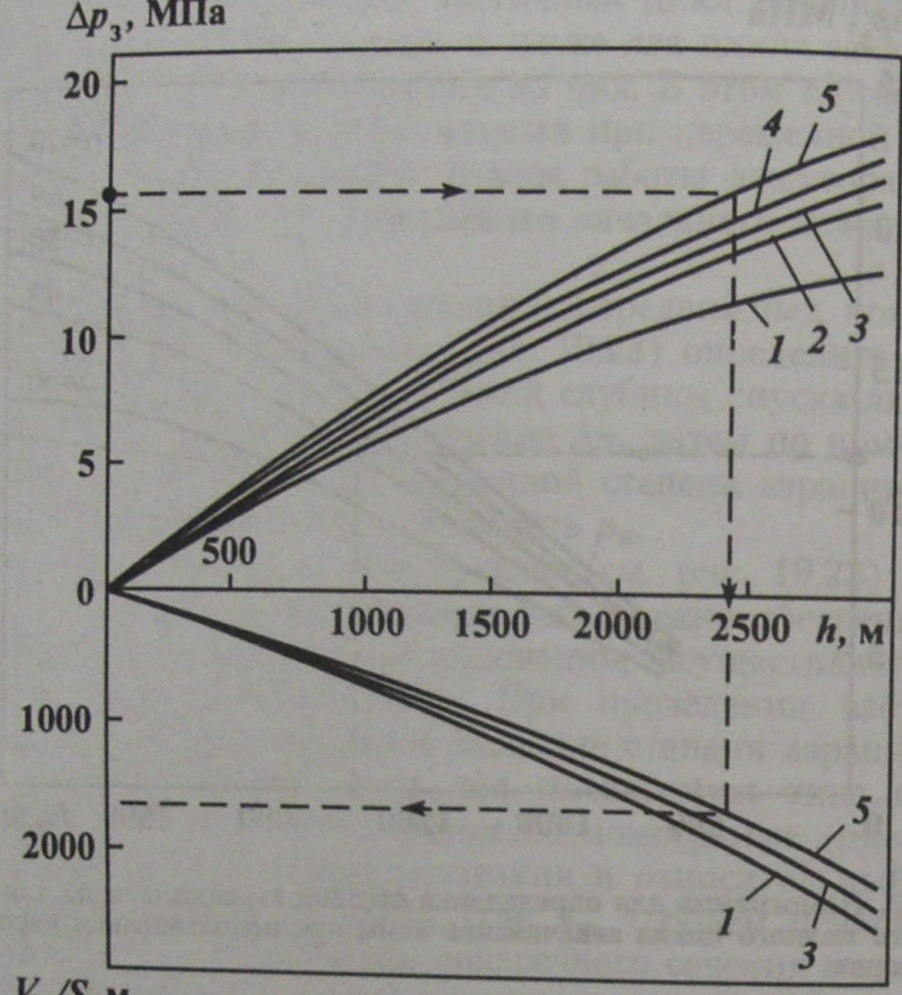


Рис. 19.25. Номограмма для определения требуемой глубины продавливания пены и относительного объема пенообразующей жидкости для проведения частичного цикла закачивания пены при использовании передвижных компрессоров:
1, 2, 3, 4, 5 – степень аэрации 30, 40, 50, 60, 70 соответственно

два цикла закачивания пены. При расположении этой точки ниже кривой *1* необходимо осуществить частичный цикл закачивания пены. Кривая *1'* определяет максимально возможные значения депрессии при использовании буровых компрессоров и выполнении двух полных циклов закачивания пены с самоизливом после каждого из них. При установлении необходимости проведения одного цикла циркуляции (закачивания) пены по номограмме (см. рис. 19.26) в зависимости от заданного значения Δp_3 и H определяется значение $p_ж$.

При необходимости проведения процесса закачивания пены в два цикла давление $p_ж$ в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется по номограмме (см. рис. 19.26) в зависимости от Δp_3 и H.

При выполнении частичного цикла по заданному значению Δp_3 по номограмме (рис. 19.27) определяются глубина продавли-

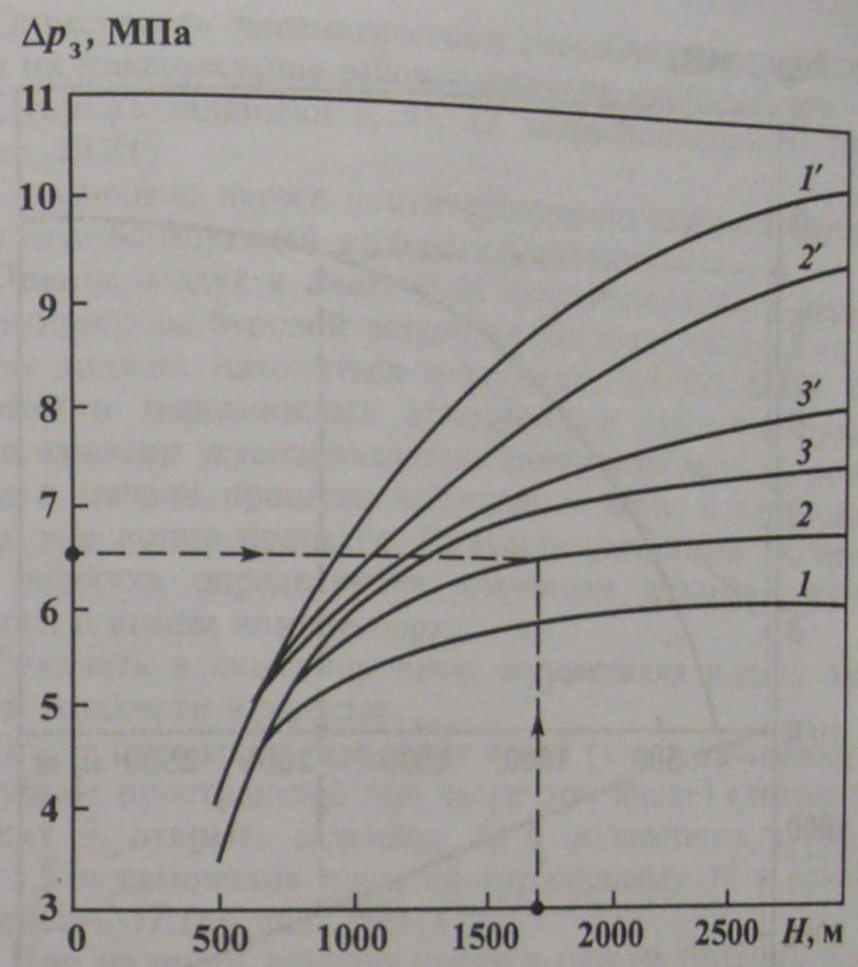


Рис. 19.26. Номограмма для определения требуемого давления нагнетания пенообразующей жидкости для одного или двух циклов закачивания пены при использовании компрессоров буровой установки:
1, 2, 3 – давление пенообразующей жидкости на входе в эжектор 10, 15, 20 МПа соответственно при одном цикле; *1', 2', 3'* – давление пенообразующей жидкости на входе в эжектор 10, 15, 20 МПа соответственно при двух циклах

вания пены h и соответствующее значение $V_ж/S$. При этом $p_ж$ принимается равным 15 МПа. По полученному значению $V_ж/S$ и имеющемуся значению S колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_ж$. При необходимости проведения второго цикла объем пенообразующейся жидкости для него составляет 70 % от $V_ж$ первого цикла.

Объем $V_ж$ пенообразующей жидкости при выполнении работ для многоразмерных эксплуатационных и лифтовых колонн определяется по формуле

$$V_ж = \frac{V_ж/S}{h}(S_1 h_1 + S_2 h_2 + \ldots + S_n h_n), \qquad (19.41)$$

где S_n, h_n – соответственно площадь поперечного сечения и высота n-го участка с постоянной площадью поперечного сечения межтрубного пространства.

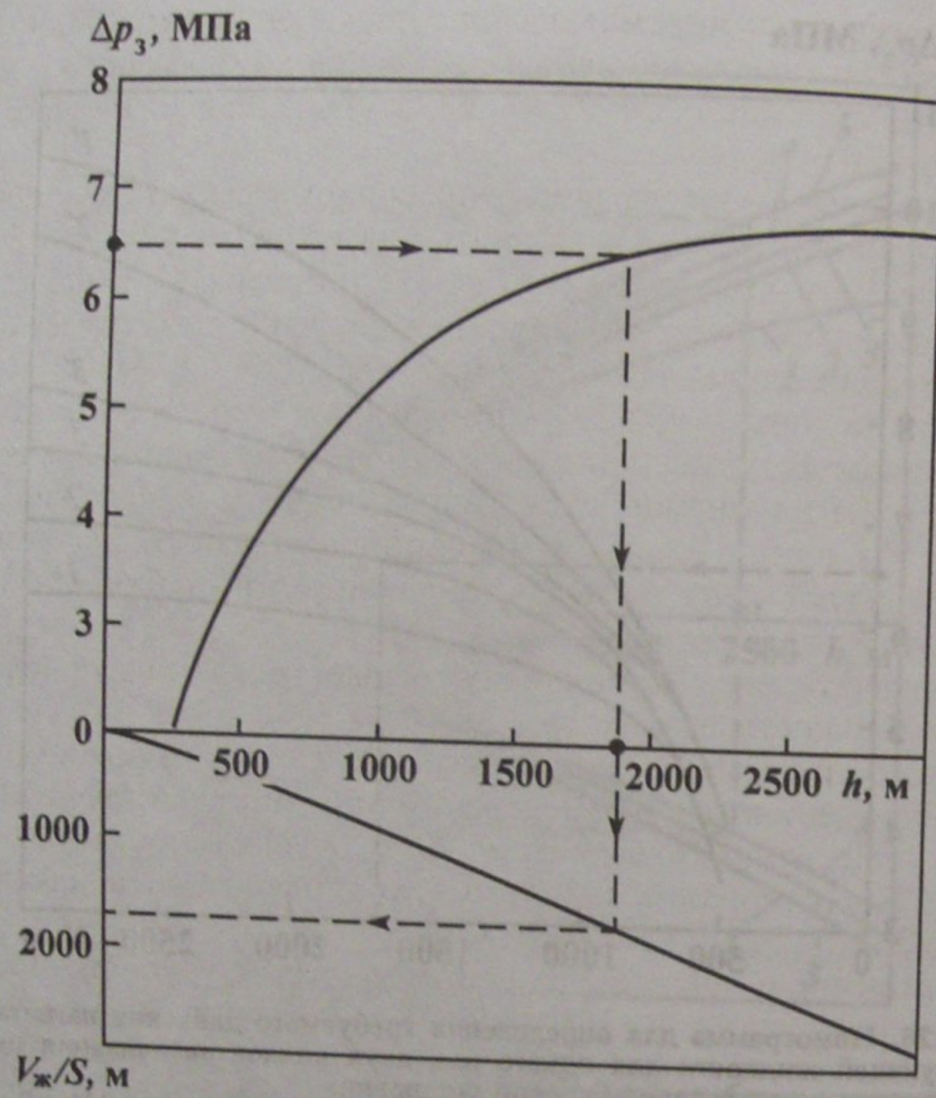


Рис. 19.27. Номограмма для определения требуемой глубины продавливания пены и относительного объема пенообразующей жидкости для проведения частичного цикла закачивания пены при использовании компрессоров буровой установки

Порядок определения значений на номограммах указан стрелками. Максимальное значение $p_ж$ = 20 МПа.

Процесс вызова притока нефти и газа из пласта пенами с использованием эжекторов должен осуществляться путем выполнения ряда последовательных технологических операций.

1. Осуществить спуск колонны насосно-компрессорных труб.
2. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой, вытеснить из нее буровой раствор водой и осуществить обвязку наземного оборудования в соответствии со схемой (см. рис. 19.21).
3. Опрессовать трубопроводную обвязку наземного оборудования гидравлическим способом на давление 25 МПа, предварительно отсоединив воздухопровод от бокового патрубка эжектора, и убедиться в герметичности всей обвязки и обратного клапана эжектора.

4. Опрессовать пневматическим способом выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессоров.
5. Открыть задвижки *9*, *11*, *12*, закрыть задвижки *10*, *13*, *14* (см. рис. 19.21).
6. С помощью насоса цементировочного агрегата осуществить подачу пенообразующей жидкости в эжектор.
7. Подать воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессора буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах 0,7–0,8 МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается самопроизвольно в пределах 1–2 МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и 2–6 МПа – в конце процесса. Вариации указанных значений давлений воздуха определяются значением давления нагнетания жидкости и типом компрессора.
8. Закачать в скважину пену, осуществляя подачу пенообразующей жидкости в эжектор.
9. После промывки скважины пеной (или закачивания пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку *9*, открыть задвижку *10* и осуществить в течение не менее 1,5 ч самоизлив пены по трубопроводу *16* в накопительную емкость *17* (см. рис. 19.21).
10. При наличии притока нефти и газа из трубного пространства закрыть задвижку *11* и после вытеснения из межтрубного пространства пены закрыть задвижку *10*, отсоединить трубопровод *16*, поставить на месте его подключения к устью скважины заглушку *15* и открыть задвижки *11*, *12* и *14*, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор (см. рис. 19.21).
11. В случае использования передвижного компрессора при отсутствии притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 ч продолжить самоизлив до его окончания.
12. В случае применения компрессоров буровой установки при отсутствии притока нефти и газа после осуществления первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение 1,5 ч осуществить второй цикл закачивания и самоизлив до его окончания.
13. При отсутствии притока после проведения работ следует оставить скважину с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространствах на операцию ожидания притока в течение 36 ч.
14. При отсутствии притока из скважины после проведения работ в зависимости от геолого-технических условий, опыта применения пен на данном месторождении возможно повторение процесса закачивания пены в скважину при ранее выбранных

давлениях подачи пенообразующей жидкости в эжектор, а также осуществление операции ожидания притока в течение 36 ч.

15. В случае соответствия отобранных проб ожидаемой продукции, свидетельствующего о наличии притока по стволу скважины, в зависимости от геолого-технических условий, способа эксплуатации и опыта освоения скважин возможно повторение процесса при ранее выбранных давлениях подачи пенообразующей жидкости в эжектор. Если повторные промывки скважины пеной не дают положительных результатов, необходимо провести работы по воздействию на призабойную зону пласта.

16. В случае несоответствия проб ожидаемой продукции следует установить причину этого, провести на скважине необходимые ремонтно-изоляционные работы и повторить процесс ее освоения.

19.7. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХ ПЕННЫХ СИСТЕМ

Технологический процесс освоения скважин с применением самогенерирующих пенных систем (СГПС) направлен на сохранение и восстановление коллекторских свойств продуктивных пластов с целью повысить продуктивность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин, сократить затраты на их освоение и обеспечить безопасность работ, выполняемых при этом.

Технологический процесс основан на газировании жидкости азотом, образующимся в результате химических реакций, и образовании пенных систем в скважине или призабойной зоне пласта. Степень газонасыщения раствором может изменяться при нормальных условиях от 10 до 120. Побочным продуктом процесса образования азота является водный раствор хлористого натрия.

Материалами для приготовления раствора СГПС служат:

нитрит натрия технический в растворе, допускается использование натрия кристаллического;

аммоний хлористый технический;

косульфат-3-10н, допускается использование сульфонола НП-3 или превоцела;

бензолсульфокислота, допускается использование амидосульфоновой (сульфаминовой) кислоты, соляной кислоты ингибированной или абгазовой соляной кислоты.

Исходные растворы СГПС готовятся на водной основе с использование следующих химических продуктов:

аммоний хлористый технический (нашатырь), газообразователь – порошок или гранулы белого цвета, растворимость в воде 29,4 %, плотность 1,527 г/см^3;

нитрат натрия в растворе, газообразователь – бесцветная, светло-желтая или светло-желтая с зеленоватым оттенком прозрачная жидкость; невзрывоопасное и непожароопасное вещество.

Перед приготовлением раствора СГПС контролируют содержание основного вещества по плотности раствора (табл. 19.10 и 19.11).

При необходимости получения раствора с повышенной степенью газонасыщения 80–120 (в нормальных условиях) вместо нитрата натрия в растворе используют кристаллический нитрит натрия, который представляет собой кристаллы бесцветные или желтоватого цвета, плотность 2,17 г/см^3, растворимость в воде 88 г на 100 г воды при 20 °С.

Косульфат-3-10н, пенообразователь – смесь натриевых солей алкилсульфата и сульфата моноэтаноламида. Это пастообразная масса от белого до светло-коричневого цвета. Содержится косульфат в герметически закрываемых железных бочках вместимостью 100–200 дм^3 или полиэтиленовых банках вместимостью до 10 дм^3.

Сульфонол НП-3, пенообразователь выпускается в виде вязкой пасты, хорошо растворяется в воде.

Превоцел, пенообразователь представляет собой смесь жирного спирта и окиси этилена с блоксополимером окиси этилена (окиси пропилена), растворимость в воде хорошая, плотность 1,20 г/см^3 при 20 °С.

В качестве инициатора реакции газообразования при темпера-

Таблица 19.10

Плотность раствора нитрита натрия при различных концентрациях реагента

Плотность раствора, г/см^3	Концентрация нитрита натрия, г/л	Плотность раствора, г/см^3	Концентрация нитрита натрия, г/л
1,215	364	1,123	236
1,193	332	1,113	224
1,176	309	1,100	204
1,170	299	1,095	195
1,157	280	1,090	187
1,146	264	1,086	180
1,137	249	1,082	173

Таблица 19.11

Количество (в л) воды для разбавления 1 м³ раствора нитрита натрия до заданной концентрации

Входная концентрация реагента, кг/м³	Заданная концентрация реагента, кг/м³																				
	347	331	316	303	291	280	270	260	251	243	235	227	221	214	208	202	197	192	186	181	176
364	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050
347	–	48	95	143	190	238	286	333	381	429	476	542	571	619	667	714	762	810	857	905	952
331	–	–	45	91	136	182	227	273	318	363	409	454	500	545	591	636	682	727	773	818	864
316	–	–	–	43	87	130	174	217	261	304	348	391	435	478	522	565	609	652	696	739	783
303	–	–	–	–	42	83	125	167	208	250	292	333	375	417	458	500	542	583	625	667	708
291	–	–	–	–	–	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	440	480	520	560	600	640
280	–	–	–	–	–	–	38	77	115	154	192	231	269	308	346	385	423	462	500	538	577
270	–	–	–	–	–	–	–	37	74	111	148	185	222	259	296	333	370	407	444	481	519
260	–	–	–	–	–	–	–	–	36	71	107	143	178	214	250	286	321	357	393	429	464
251	–	–	–	–	–	–	–	–	–	34	69	103	138	172	207	241	276	310	345	379	414
243	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	33	67	100	133	167	200	233	267	300	333	367
235	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	32	64	97	129	161	193	225	257	289	321
227	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31	62	94	125	156	188	219	250	281
221	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	30	61	91	121	152	182	212	242
214	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	59	88	118	147	176	206
208	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	57	85	114	142	171	199
202	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	28	56	84	112	140

туре 20–70 °С используют бензолсульфокислоту, допускается применение сульфаминовой или соляной кислоты.

Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота представляет собой негигроскопические кристаллы без запаха, плотность 2,126 г/см^3, растворимость в воде 21,3 г на 100 г воды при 20 °С. Кальциевые и магниевые соли, образующиеся в продуктах реакции сульфаминовой кислоты, хорошо растворимы в воде.

Соляная кислота, ингибированная техническая – прозрачная, бесцветная жидкость.

Технология проведения работ следующая. Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с использованием СГПС в качестве перфорационной среды осуществляют при депрессии или репрессии на пласт. При вскрытии пластов перфорацией при депрессии на пласт используют перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (ПНКТ-73, ПНКТ-89) или через НКТ (ПР-43, ПР-54, ПР-89, КПРУ-65). Устье скважины герметизируют фонтанной арматурой, а при вскрытии пласта перфоратором типа ПР – дополнительно оборудуют лубрикатором.

Количество раствора СГПС выбирают из расчета заполнения скважины в интервале от искусственного забоя до глубины на 15–20 м выше верхней части интервала перфорации. Количество водного раствора ПАВ (1,0–1,5%-ный разделительный (буферный) раствор) выбирают из расчета заполнения в скважине (затрубном пространстве) интервала длиной 40–50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Раствор СГПС приготовляют на растворном узле или скважине (куске скважин) с помощью насосного агрегата (например, ЦА-32). При этом исходный раствор нитрита натрия разбавляют водой до заданной концентрации (см. табл. 19.11), а затем вводят в него хлористый аммоний и пенообразователь (табл. 19.12). После ввода каждого реагента раствор перемешивается в течение 15–20 мин (насос работает «на себя») до полного растворения реагентов. При всех операциях приготовленный раствор СГПС перевозят и хранят в закрытых емкостях.

Раствор ПАВ приготовляют на скважине, используя емкости насосных агрегатов. После ввода пенообразователя раствор перемешивают в течение 10–15 мин.

Нагнетают растворы в НКТ последовательно: ПАВ (первая порция для размещения в затрубном пространстве), раствор СГПС, раствор ПАВ (вторая порция) и продавочная жидкость. Затем проводят перфорационные работы. Проведение дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СГПС проектируется в соответствии с рекомендациями РД39-0147009-506–85. Обязательным условием проведе-

Таблица 19.12

Компонентный состав для приготовления 1 м³ СГПС различного назначения

Назначение	Реагент, кг/м³			Снижение забойного давления в скважине глубиной 2500–3000 м, МПа
	Газообразователь		Пенообразователь – косульфат (сульфанол НП-3, превоцел)	
	хлористый аммоний	нитрит натрия		
Перфорационная среда для вторичного вскрытия пласта:				
при депрессии на пласт при 70–120 °С	280±20	280±20	30±3(30±3)	0,2
при репрессии на пласт при 45–70 °С	200±15	200±15	25±2(25±2)	0,1
Раствор для ОПЗ и вызова притока из пласта:				
при 20–70 °С	200±15	200±15	20±2(20±2)	5,0–6,0
при 70–120 °С	280±20	280±20	25±2(25±2)	7,5–8,0

Примечание. Инициатор – бензолсульфокислоту (сульфаминовую кислоту, соляную кислоту) используют в виде 3%-ного раствора на водной основе (100–150 л на 1 м³ раствора СГПС).

ния работ данным способом при репрессии на пласт является полное соответствие их Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

Наличие СГПС контролируется в заданном интервале в скважине с помощью резистивиметра.

Обработку призабойной зоны с целью восстановления коллекторских свойств пласта и вызов притока проводят при пластовой температуре 70–120 °С и 20–70 °С.

При обработке скважин с температурой 70–120 °С проводят следующие работы.

Определяют количество раствора СГПС из расчета заполнения скважин в интервале от забоя до глубины на 10–15 м выше верхней части интервала перфорации, заполнения НКТ до глубины не более 1000 м от устья скважины (давление жидкости, заполняющей НКТ над раствором СГПС, не должно превышать 10,0 МПа, а температуры в верхней части СГПС – свыше 70 °С) и нагнетания в пласт раствора в количестве 0,1–0,2 м³ на 1 м вскрытой (перфорацией) толщины пласта.

Количество раствора ПАВ (содержание ПАВ 0,5–1,0 %) выбирают из расчета заполнения в НКТ и затрубном пространстве интервалов длиной 40–50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Приготовляют растворы СГПС и ПАВ.

Нагнетают последовательно в НКТ: раствор ПАВ (первая порция), раствор СГПС, раствор ПАВ и продавочную жидкость с учетом задавливания в пласт части раствора СГПС (0,1–0,2 м³ на 1 м) при закрытом затрубном пространстве.

Выдерживают скважину (при закрытом затрубном пространстве) 30–40 мин для осуществления процессов генерации азота и образования пены. Контролируются эти процессы по росту давления на устье скважины – в НКТ и затрубном пространстве, а завершаются работы после стабилизации давления. При проведении работ давление в затрубном пространстве не должно превышать значение допустимого давления на эксплуатационную колонную

Пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта.

Если планируется эксплуатация фонтанным способом и при самоналиве обеспечивается создание необходимой депрессии на пласт, то после проведения ОПЗ исследуют скважину на приток и вводят ее в эксплуатацию.

При выполнении работ с целью создать повышенные депрессии на пласт допускаются использование дополнительного количества раствора СГПС и повышение количества газо- и пенообразователей. При этом дополнительное количество раствора СГПС размещают в затрубном пространстве скважины.

Если планируется эксплуатация скважины механизированным способом (например, с использованием электроцентробежных насосов), то после ОПЗ осуществляют промывку скважины до забоя рабочим раствором (например, водным раствором ПАВ), не загрязняющим коллектор, прокачав 1,5–2,0 объема НКТ до поступления чистой жидкости; в случае необходимости заполняют скважину задавочной жидкостью (например, солевым раствором), поднимают НКТ, опускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию с исследованием на приток.

После ОПЗ нагнетательных скважин пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта или осуществляют промывку скважины раствором ПАВ до забоя до поступления чистой жидкости и вводят скважину под нагнетание.

При обработке призабойной зоны скважин с температурой 20–70 °С проводят работы, аналогичные перечисленным, дополнительно используя инициатор реакции газообразования (см. табл. 19.12). Приготовляют раствор инициатора в виде 3%-ного раствора на водной основе в емкости. Вводят инициатор в раствор СГПС в процессе нагнетания его в скважину.

Для контроля качества проводимых работ используют глубинные регистрирующие манометры и термометры, которые ус-

танавливают в процессе ОПЗ и вызова притока в НКТ на глубине на 10–15 м выше башмака НКТ.

Для оценки результатов работ по сохранению и восстановлению коллекторских свойств пластов проводят комплекс гидродинамических исследований: исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с получением индикаторных диаграмм и коэффициентов продуктивности; исследование методом восстановления давления с определением состояния призабойной зоны и качества (степени совершенства) сообщения скважины с пластом-коллектором; исследование профиля притока флюида к скважине для дифференцированной оценки качества работ.

При освоении скважин с применением СГПС должны соблюдаться требования следующих документов: правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности; отраслевой инструкции по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин; отраслевой инструкции по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа ИБТВ 1-103–89; отраслевой инструкции по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов ИБТВ 1-062–79.

Материалы, используемые для освоения скважин с СГПС, являются серийно выпускаемыми отечественной промышленностью. При их применении должны соблюдаться меры безопасности, изложенные в стандартах и технических условиях на эти материалы.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ, содержащихся в составе СПГС, и их характеристики приведены в табл. 19.13.

Таблица 19.13

Предельно допустимые концентрации (ПДК) компонентов состава

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м^3	Токсикологическая характеристика
Нитрит натрия	5	По степени воздействия на организм относится к 3 классу опасности; недопустимо попадание внутрь организма
Хлористый аммоний	–	Не токсичен
Косульфат-3-10н	–	Продукт не выделяет паров, поэтому не характеризуется ПДК
Сульфанол НП-3	–	Не токсичен
Превоцел	–	Не токсичен
Бензолсульфокислота	–	По степени токсичности относится к 3 классу опасности
Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота	–	По степени токсичности относится к 4 классу опасности
Соляная кислота	5	По степени токсичности относится к 3 классу опасности

19.8. ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Для улучшения фильтрационных свойств ПЗП широко применяют метод создания многократных мгновенных депрессий и репрессий на прискважинную зону пласта. Создание таких однократных депрессий или небольшого их числа осуществляется с использованием оборудования для испытания пластов (КИИ-2М-95, МИГ-127, КИОД-110, КИИ-2М-65 и др.). В ряде районов Западной Сибири такие депрессии создаются с помощью специальных устройств, спускаемых на насосно-компрессорных трубах с пакером, при этом в межтрубное пространство нагнетается газ высокого давления и при быстром открытии клапана происходит выброс жидкости из призабойной зоны внутрь НКТ с мгновенным снижением давления на забое.

Использование этих методов подтвердило их высокую технологическую эффективность, одновременно показало, что сам процесс воздействия является малоуправляемым.

На основе анализа фильтрационных процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта, было установлено (Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа), что в момент мгновенного снижения давления или его восстановления происходит следующее:

возникают высокие градиенты давления, направленные либо из пласта в скважину, либо из скважины в пласт;

высокие градиенты давления из пласта в скважину совпадают практически во времени со снятием давления на забой, а следовательно, с отсутствием сил, прижимающих дисперсную фазу к скелету породы, либо к трещинам в пласте, что облегчает вынос частиц в скважину;

высокий градиент давления из скважины в пласт позволяет изменять положение застрявших частиц в перегибах пор либо в извилистых трещинах, что при последующем снижении давления облегчает их вынос в скважине;

максимальный градиент давления возникает на расстоянии 1,05–1,07 радиуса скважины;

в прискважинной зоне пласта возникают градиенты скоростей распространения депрессионной воронки между скелетом пласта, дисперсной фазой и пластовым флюидом.

При мгновенной смене давлений в скважине меняется напряженно-деформированное состояние из-за смены радиального и кольцевого напряжений, что способствует раскрытию трещин либо их распространению в сторону пласта.

Теоретически представляется возможным быстрейшее восстановление фильтрационной способности пород путем воздействия на призабойную зону пласта циклически повторяющимися переменными давлениями, посредством чередования резко создаваемых глубоких депрессий и их выравнивания до пластового давления или депрессий с репрессиями.

Такую теоретическую предпосылку подтвердили исследования на образцах коллекторов месторождений Западной Сибири, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами. Образцы готовили из кернов, взятых с глубины 2200–2700 м Приобской, Федоровской, Талинской и Южно-Сургутской площадей. Керны Южно-Сургутской площади представлены мелкозернистым песчаником низкой проницаемости, а остальные – аргиллитами, алевролитами с прослоями глинистых разностей. В зависимости от исходных размеров керна длина образцов 70–150 мм, а диаметр 65 мм.

Исследования проводили на установках, в которых моделировали термобарические условия залегания пород и обеспечивали изменение фильтрационных свойств в результате многократного смешения фильтруемых флюидов в поровых каналах и смены направления их движения в образце путем создания репрессии и депрессии.

Образцы насыщали раствором NaCl содержанием 20 г/л, затем прокачивали 6–8 поровых объемов керосина, создавая таким образом начальное состояние фильтрационных параметров породы. Прокачивание бурового раствора плотностью 1,16–1,18 г/см^3 или технической воды (минерализация 1 г/л) обеспечивало снижение фильтрационных свойств образца вплоть до прекращения фильтрации, моделируя загрязнение пористой среды как за счет проникновения глинистых частиц, так и за счет проникновения фильтрата. Затем проводили вытеснение фильтрата керосином, моделируя вызов притока, и определяли коэффициент проницаемости.

Как показали результаты исследований, значение резко создаваемых депрессий или репрессий с депрессиями, их число (число циклов), частота каждого цикла воздействия и вид воздействия зависят от многих факторов: литолого-петрографических особенностей коллекторов, их пористости и проницаемости, размеров пор и структуры порового пространства, состава и свойств флюидов, процессов, происходящих в коллекторах при вытеснении водными растворами нефти и наоборот, и др. Очень важно и то, на какой стадии эксплуатации (освоения) находятся скважины и разработка месторождения в целом и какие методы воздействия на ПЗП необходимо провести с целью восстановления ее проницаемости.

На рис. 19.28 и 19.29 показана эффективность воздействия на коллектор переменными давлениями в зависимости от технологических параметров.

Важное значение при воздействии переменными давлениями имеет полупериод одного цикла. На рис. 19.30 приведены кривые увеличения проницаемости образца породы в зависимости от числа циклов при различных полупериодах каждого цикла воздействия. В целом для исследованных образцов, характеризующихся довольно широким диапазоном фильтрационно-емкостных параметров, эффективность воздействия переменными давлениями получена при полупериодах одного цикла воздействия от 20–30 до 150–200 с.

Разработан комплекс оборудования (Ивано-Франковский национальный технический университет) на базе струйных аппаратов, который позволяют осуществлять следующие технологические процессы.

1. Оперативно на стадии освоения скважины контролировать по кривым восстановления давления (КВД) фильтрационные свойства пород в прискважинной и удаленной зонах пласта.

2. Осуществлять многократное мгновенное снижение давления на забой с таким же мгновенным его восстановлением.

3. Создавать чередующиеся один за другим гидроудары на забой с созданием мгновенного давления до 5-кратного значения от гидростатического и такого же мгновенного снижения давления на забой до гранично допустимого.

Использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ (рис. 19.31).

I – исследование скважины по кривым восстановления давления;

II – воздействие на призабойную зону многократными мгновенными депрессиями и репрессиями;

III – исследование скважин на приток при разных депрессиях для построения индикаторных диаграмм.

Расшифровка КВД позволяет получать сведения о фильтрационных параметрах пласта в приствольной и удаленной зонах, оценивать размер зоны с ухудшенной проницаемостью, оценивать отношение продуктивности (ОП).

Построение индикаторной кривой по данным исследований на приток при разных депрессиях на пласт обеспечивает установление последующего режима эксплуатации скважины.

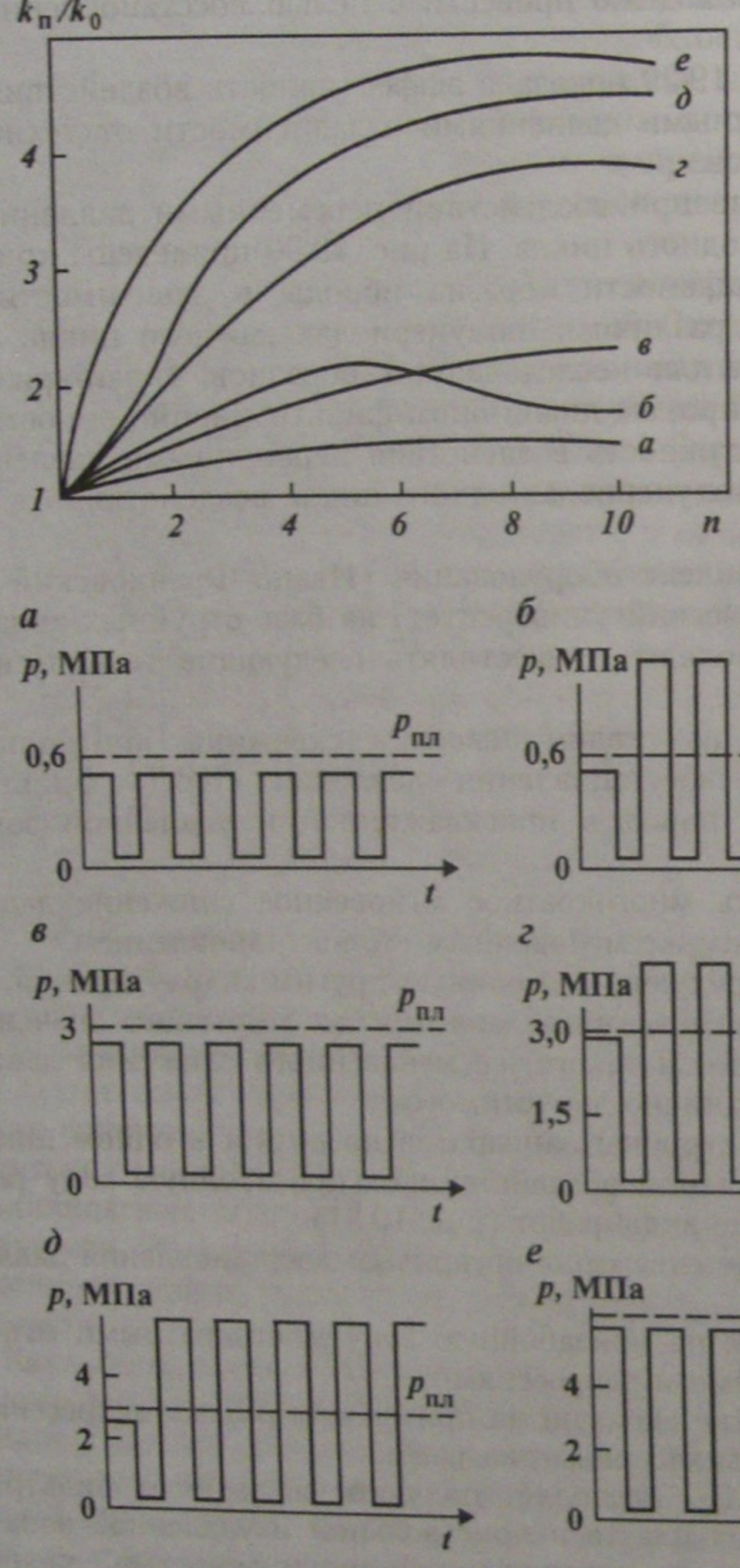


Рис. 19.28. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости $k_п/k_0$ песчаника от числа циклов n и вида воздействия на коллектор ($а$–$е$):
$а$ – депрессии ($p_д$ = 0,6 МПа); $б$ – депрессии ($p_д$ = 0,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 0,6 МПа); $в$ – депрессии ($p_д$ = 3 МПа); $г$ – депрессии ($p_д$ = 3 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 1,5 МПа); $д$ – депрессии ($p_д$ = 3 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 3 МПа); $е$ – депрессии ($p_д$ = 6 МПа)

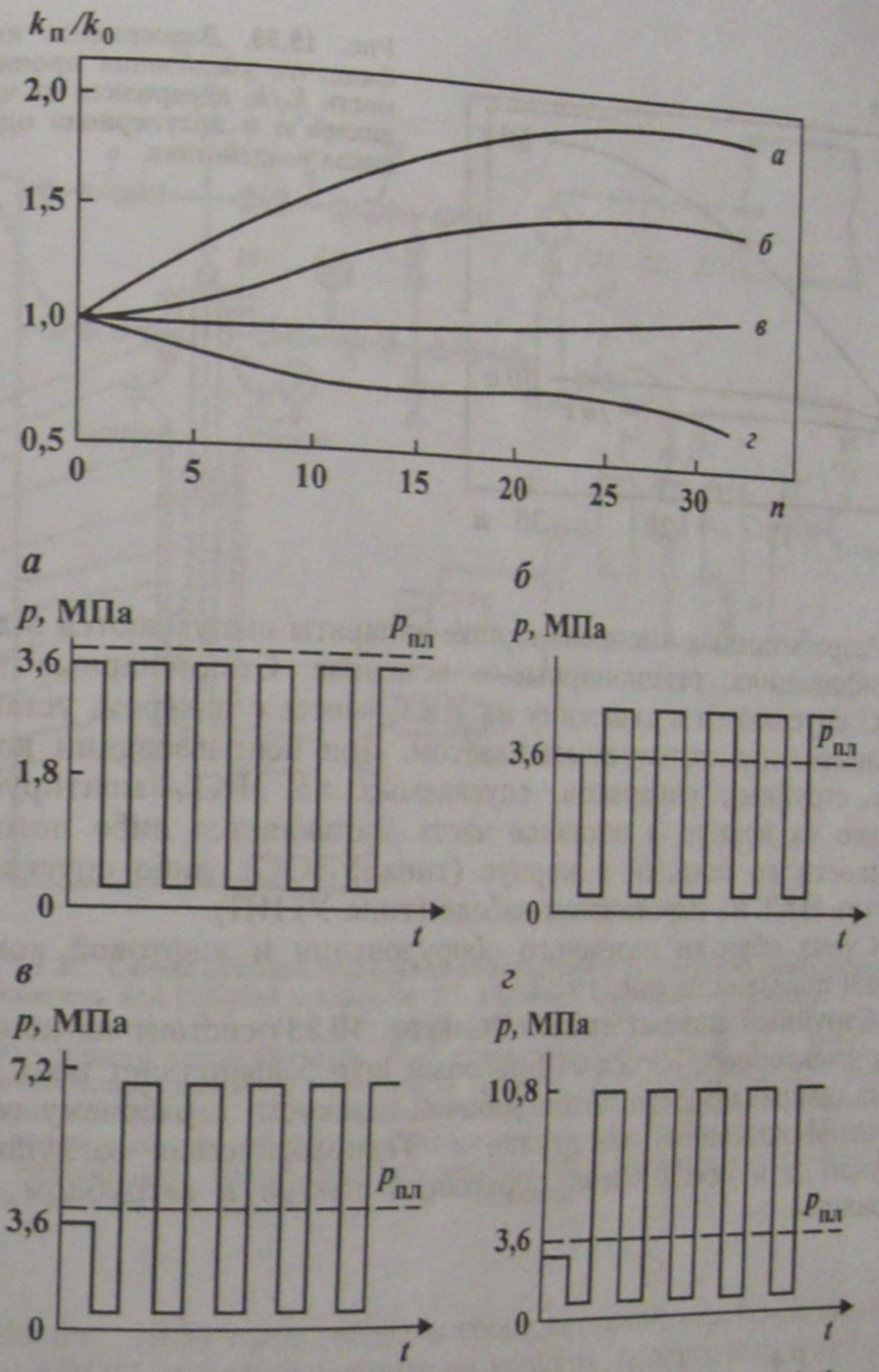


Рис. 19.29. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости $k_п/k_0$ алевролита от числа циклов n и вида воздействия на коллектор ($а$–$г$):
$а$ – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа); $б$ – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 1,8 МПа); $в$ – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 3,6 МПа); $г$ – депрессии ($p_д$ = 3,6 МПа) в сочетании с репрессиями ($p_р$ = 7,2 МПа)

Режим многократных мгновенных депрессий – репрессий на пласт легко совмещается с химическим воздействием на приствольную зону (кислотой либо поверхностно-активными веществами).

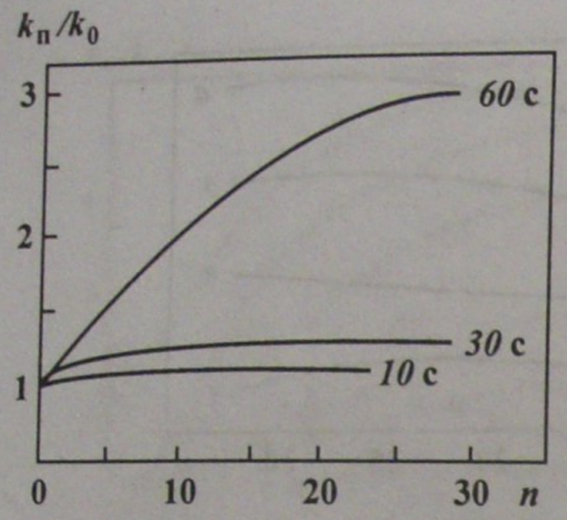


Рис. 19.30. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости $k_п/k_0$ алевролита от числа циклов n и полупериода одного цикла воздействия

Разработанные высоконапорные аппараты выпускаются в двух модификациях: стационарные и вставные. Стационарные типа УОС спускаются в скважину на НКТ вместе с пакером, устанавливаемым над испытуемым пластом. При использовании вставных струйных аппаратов, спускаемых на НКТ, монтируется только их корпус, а вставная часть доставляется либо потоком жидкости до посадки в корпус (типа УЭОС), либо спускается внутрь НКТ на каротажном кабеле (типа УГИП).

Схема обвязки наземного оборудования и лифтовой компоновки показана на рис. 19.32.

Струйный аппарат типа УОС (рис. 19.33) состоит из корпуса *6* и эжекторного насоса *2*. Бросовый шар *5* выполняет роль клапана, направляющего поток рабочей жидкости к рабочему соплу *3*, запрессованному во втулке *4*. Технологическая заглушка *1* служит для обеспечения опрессовки пакера в затрубном пространстве.

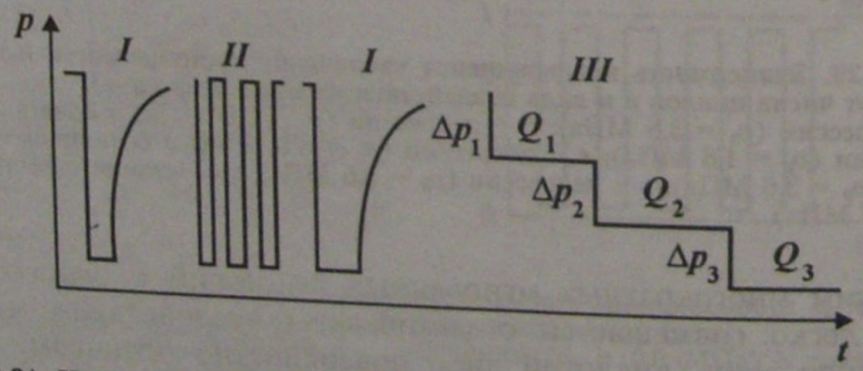


Рис. 19.31. Изменение давления на забой, создаваемое струйными аппаратами

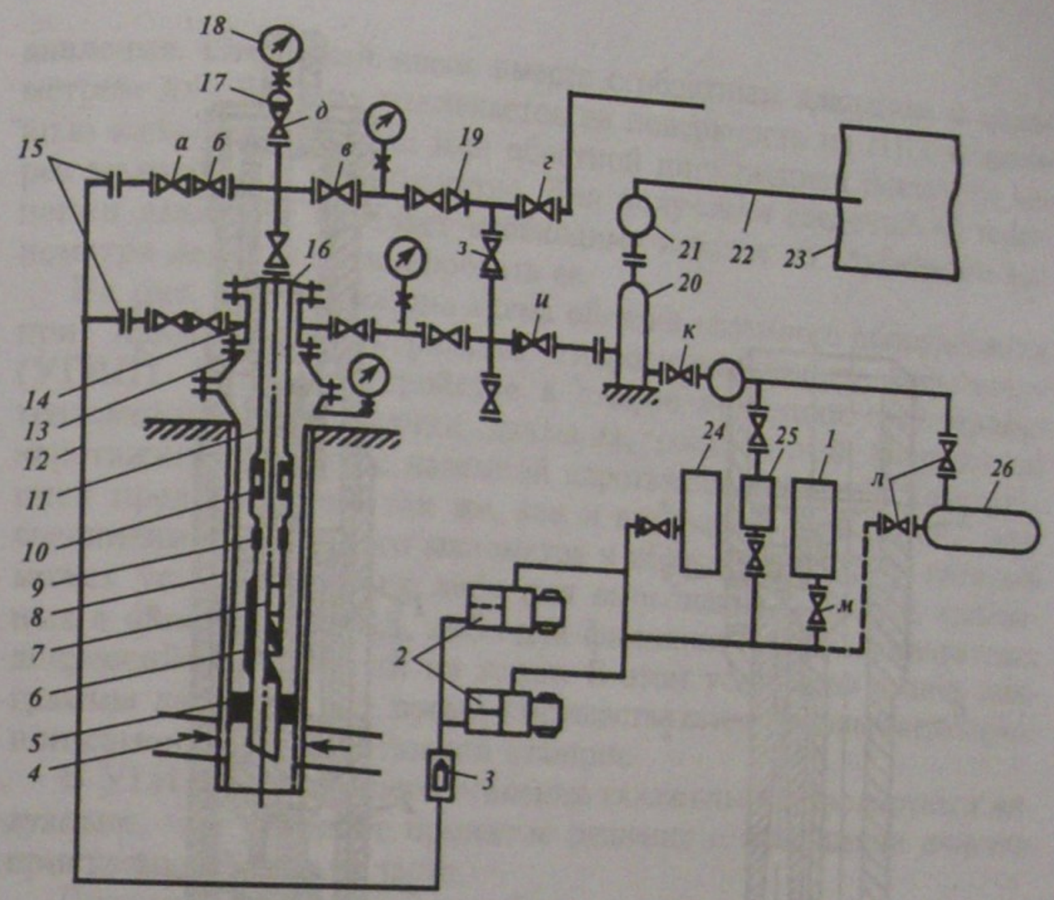


Рис. 19.32. Схема обвязки наземного оборудования и лифтовой компоновки:
1 – емкость для рабочей жидкости; *2* – насосные агрегаты; *3* – фильтр; *4* – продуктивный пласт; *5* – пакер; *6* – струйный аппарат; *7* – шар; *8* – обсадная колонна; *9* – клапан опрессовочный; *10* – клапан циркуляционный; *11* – НКТ; *12* – нагнетательная линия; *13* – колонная головка; *14* – крестовина; *15* – быстросъемные соединения; *16* – струйный аппарат; *17* – планшайба; *18* – манометр; *19* – штуцер; *20* – сепаратор; *21* – расходомер; *22* – факельная линия; *23* – амбар; *24* – емкость для технологического раствора; *25* – замерная емкость; *26* – приемная емкость; *а, б, в, г, д, з, и, к, л, м* – задвижки

На рис. 19.34 представлен в сборе вставной струйный аппарат типа УЭОС, который состоит из корпуса *1*, вставного струйного насоса *7* и смонтированного в его нижней части обратного клапана *8*. В случае использования аппарата типа УЭОС без обратного клапана создают чередующиеся мгновенные депрессии и репрессии на пласт за счет создания при заданном режиме циркуляции рабочей жидкости через струйный насос. В этом случае глубинный манометр подсоединен к вставному струйному насосу.

При спуске внутрь НКТ вставного струйного насоса вместе с обратным клапаном при циркуляции рабочей жидкости через струйный насос мгновенно снижается давление на пласт, а при

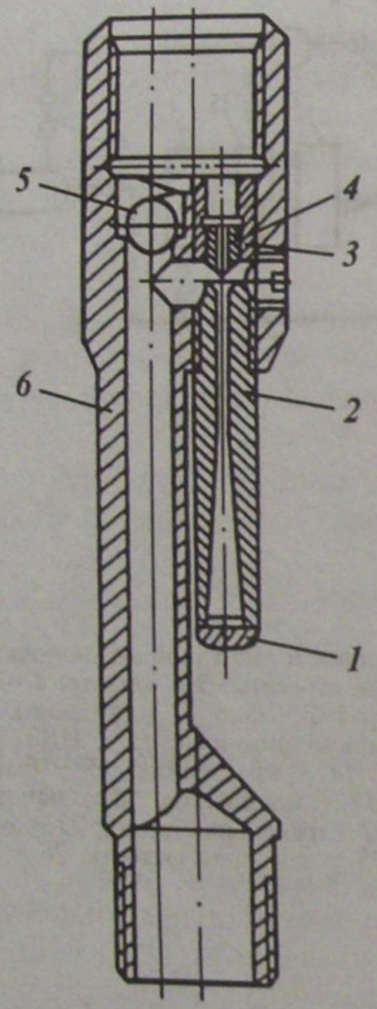


Рис. 19.33. Стационарный струйный аппарат типа УОС

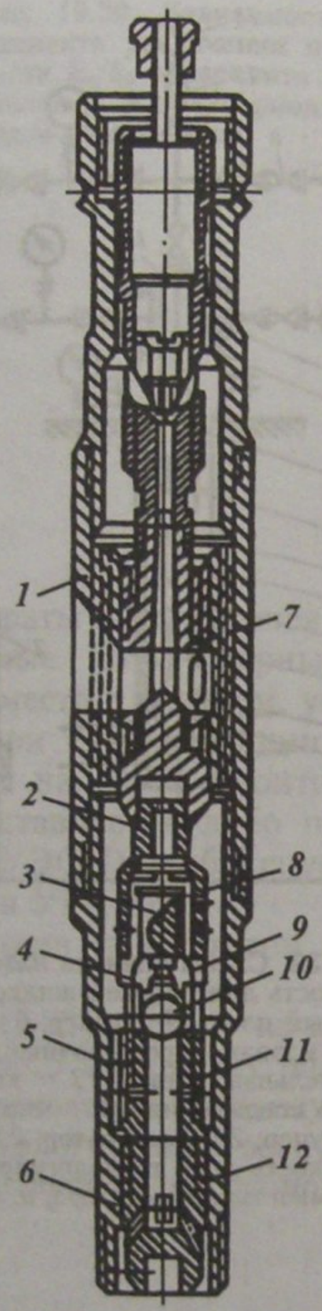


Рис. 19.34. Вставной струйный аппарат типа УЭОС:
1 – корпус; *2* – штырь; *3* – шток; *4* – пружина; *5* – седло; *6* – муфта; *7* – струйный насос; *8* – корпус обратного клапана; *9* – втулка; *10* – шар; *11, 12* – уплотнения

прекращении циркуляции обратный клапан не пускает рабочую жидкость в подпакерную зону, глубинный манометр, подсоединенный к обратному клапану, фиксирует кривые восстановления

давления. Струйный насос вместе с обратным клапаном и манометром или без них извлекается на поверхность из НКТ с помощью канатной техники или обратной циркуляцией жидкости через межтрубное пространство. Для получения сведений об изменении давления на пласт необходимо извлечь из глубинного манометра ленту и расшифровать ее.

На рис. 19.35 показана схема обвязки наземного оборудования при применении устройства гидродинамического испытателя (УГИП). В этом устройстве в камере инжекции смонтирован тензометрический датчик давления, соединенный посредством каротажного кабеля с наземной каротажной станцией. Конструкцией предусмотрено так же, как и в аппарате типа УЭОС, подсоединение глубинного манометра к обратному клапану, который может устанавливаться либо для выполнения операций, связанных с фиксацией КВД, либо для фиксации смены многократных депрессий и репрессий на пласт. В этом устройстве запись диаграммы давление p – время t осуществляется фоторегистратором или самописцем каротажной станции.

В УГИП весь процесс освоения скважины контролируется визуально, что ускоряет принятие решения о завершении очистки приствольной зоны пласта.

Принципиальная схема работы струйного аппарата приведена на рис. 19.36.

По соотношению f_c/f_p струйные аппараты относятся к низконапорным ($f_c/f_p > 4$) и высоконапорным ($f_c/f_p < 4$).

Универсальный характеристикой струйных аппаратов является относительный перепад давления $\Delta p_c/\Delta p_p$, где $\Delta p_c = p_c - p_н$, а $\Delta p_p = p_p - p_н$ (см. на рис. 19.36).

Теоретические расчеты и стендовые испытания показали, что в зависимости от расхода Q_p прокачиваемой рабочей жидкости и поступления из пласта инжектируемой жидкости $Q_н$, т.е. от коэффициента инжекции и перепада давления на насадке струйной камеры аппарата и в подпакерной зоне скважины, создается определенное давление. Путем регулирования давления p_a прокачивания рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом фактического коэффициента инжекции и достигается требуемое снижение давления на пласт.

В скважине давление p_p на входе в рабочее сопло струйного аппарата определяется зависимостью

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*, \qquad (19.42)$$

где $p_{ж.р}$ – давление столба рабочей жидкости на глубине установ-

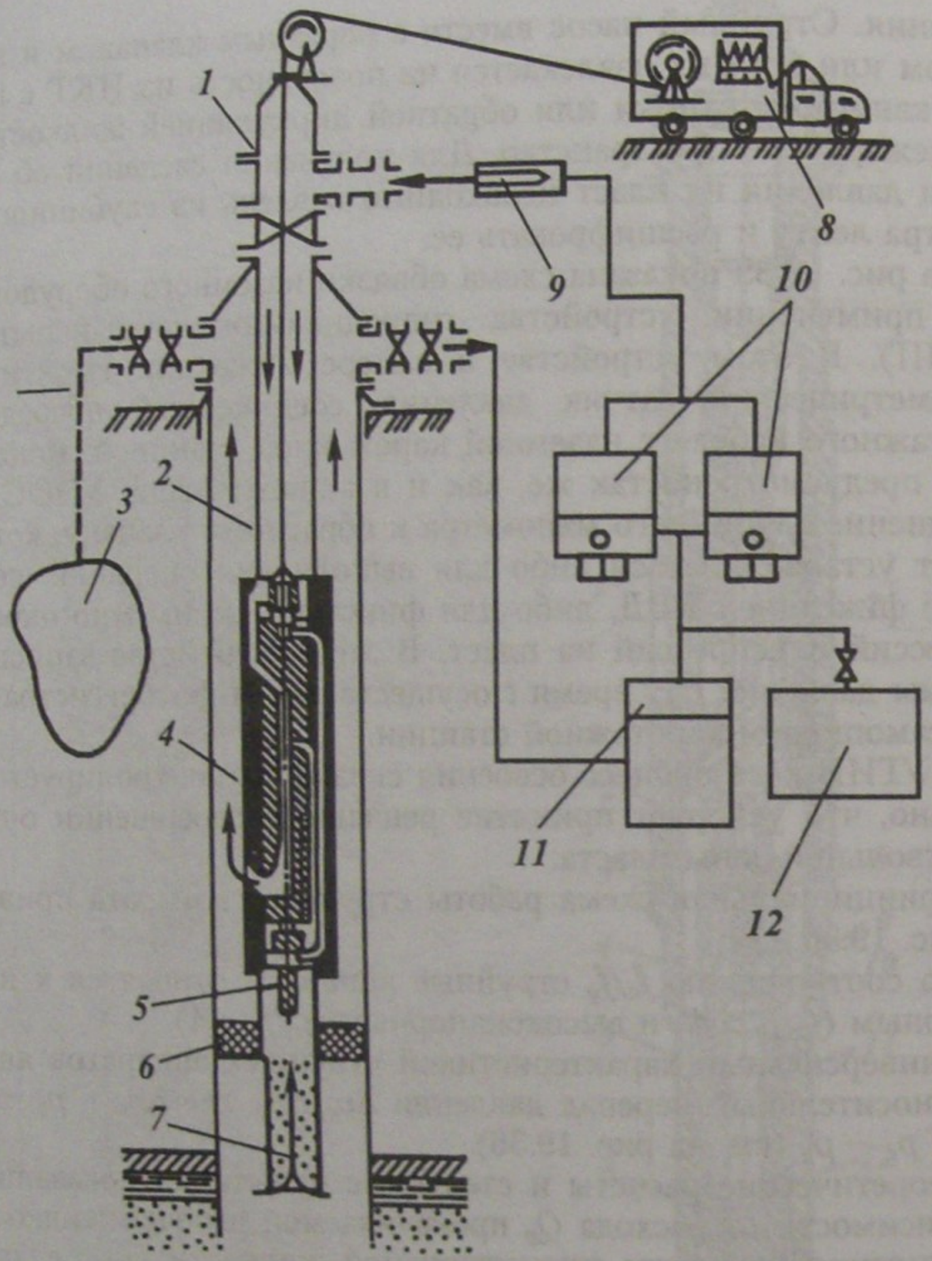


Рис. 19.35. Схема обвязки наземного и компоновки глубинного оборудования при проведении работ УГИП:
1 – лубрикатор; *2* – НКТ; *3* – амбар; *4* – УГИП; *5* – глубинный манометр; *6* – ПВМ118×500; *7* – хвостовик с фильтром; *8* – каротажная станция; *9* – фильтр; *10* – 4АН-700; *11* – замерная емкость; *12* – емкость для рабочей жидкости

ки струйного аппарата, МПа; p_a – давление прокачивания рабочей жидкости насосным агрегатом (на устье), МПа; Δp^* – потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата к рабочему соплу струйного аппарата.

Давление p_c на выкидке струйного аппарата определяется с учетом необходимости транспортирования смешанного потока из скважины на поверхность, т.е.

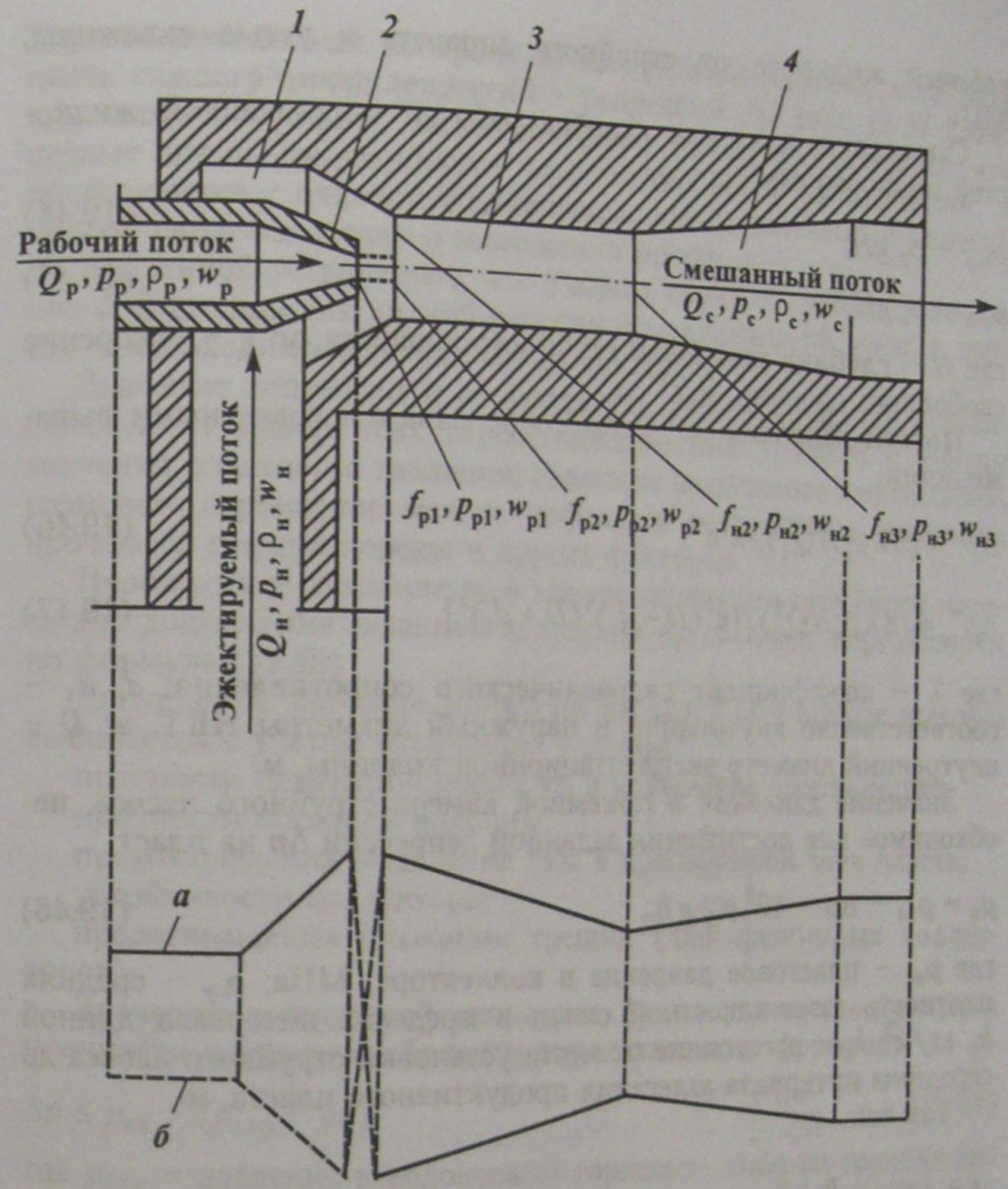


Рис. 19.36. Схема работы струйного аппарата:
а – изменение давления; *б* – изменение скорости потока; *1* – камера инжекции; *2* – рабочее сопло; *3* – камера смешения; *4* – диффузор; $Q_р$, $Q_н$, $Q_с$ – расход соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей; $\rho_р$, $\rho_н$, $\rho_с$ – плотность соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей; $f_р$, $f_н$, $f_с$ – площадь поперечного сечения соответственно рабочего сопла, камеры инжекции в плоскости входа рабочей струи в камеру смешения, камеры смешения; $p_р$, $p_н$, $p_с$ – статическое давление потоков соответственно рабочей и инжектируемой жидкостей во входном сечении, смешанной жидкости в выходном сечении цилиндрической камеры смешения; $w_р$, $w_н$, $w_с$ – скорость потоков соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей

(19.43)

$$p_с = p_{ж.с} + \Delta p^{**},$$

где $p_{ж.с}$ – давление столба смешанной жидкости в межтрубном пространстве, МПа; Δp^{**} – потери давления при движении

рабочей жидкости от струйного аппарата к устью скважины, МПа.

Определим давления столбов рабочей и смешанной жидкостей по формулам:

$$p_{ж.р} = \rho_р g H; \tag{19.44}$$

$$p_{ж.с} = \rho_с g H, \tag{19.45}$$

где H – глубина установки струйного аппарата, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Потери давления Δp^* и Δp^{**} определяются известными выражениями:

$$\Delta p^* = (8\lambda\rho_р H Q_2^2)/\pi^2 d^5; \tag{19.46}$$

$$\Delta p^{**} = (8\lambda\rho_с H Q_2^2)/[\pi^2 (D - d_1)^3 (D + d_1)^2], \tag{19.47}$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; d, d_1 – соответственно внутренний и наружный диаметры НКТ, м; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Значение давления в приемной камере струйного насоса, необходимое для достижения заданной депрессии Δp на пласт

$$p_н = p_{пл} - \Delta p - 10^3 \rho_{ср} g h_с, \tag{19.48}$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление в коллекторе, МПа; $\rho_{ср}$ – средняя плотность газожидкостной смеси в пределах интервала длиной $h_с$, кг/м^3; $h_с$ – расстояние от места установки струйного насоса до середины интервала залегания продуктивного пласта, м.

Так как

$$\Delta p_с / \Delta p_р = \frac{p_с - p_н}{p_р - p_н}, \tag{19.49}$$

то, подставляя из (19.43) и (19.48) значения $p_с$ и $p_н$, получаем, что значение $p_а$, необходимое для достижения заданного снижения давления $p_н$, в камере инжекции струйного насоса определяется зависимостью

$$p_а = \frac{p_{ж.с} - \Delta p^{**}}{\Delta p_с / \Delta p_р} - p_{ж.р} + \Delta p^* - \left[\frac{p_н (1 - \Delta p_с / \Delta p_р)}{\Delta p_с / \Delta p_р}\right]. \tag{19.50}$$

В процессе работ по освоению скважин или очистке приствольных зон используется в качестве рабочих жидкостей вода, обработанная хлористым кальцием, или дегазированная нефть.

Ведется постоянный контроль за измерением притока жидкости после каждого цикла депрессий – репрессий. На рис. 19.37 показан типовой график такого контроля, из которого видно, что первые циклы обеспечивают разрушение зоны кольматации, а последующие – очистку. Полученный стабилизационный перегиб кривой свидетельствует о завершении процесса.

Практикой установлено, что в одних случаях требуется создание 2–5 циклов для полной очистки прискважинной зоны, в других – необходимо создание 20–50 циклов.

Значение депрессии и ее амплитуда устанавливаются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом значения пластового давления, давления насыщения нефти газом, размеров перемычки между нефтяным и водяным пластами, прочности скелета породы и других факторов.

Необходимое давление $p_н$ в камере инжекции струйного насоса для достижения заданной депрессии Δp на пласт определяется по формуле (19.48).

Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирается с учетом следующих условий:

прочности цементной оболочки в кольцевом пространстве;

прочности обсадной колонны;

предотвращения выделения газа в призабойной зоне пласта;

устойчивости коллектора;

предотвращения смыкания трещин (для трещинных коллекторов).

Значение допустимой депрессии Δp из условия сохранения прочности цементной оболочки определяется по формуле

$$\Delta p \le p_{пл} - (p_{пл.в} - ah), \tag{19.51}$$

где $p_{пл.в}$ – давление в водоносном горизонте либо на границе водонефтяного контакта при водоплавающих залежах, МПа; a – допустимый градиент давления на цементную оболочку за обсадной колонной, МПа/м (рекомендуется, не более 2,5 МПа/м); h –

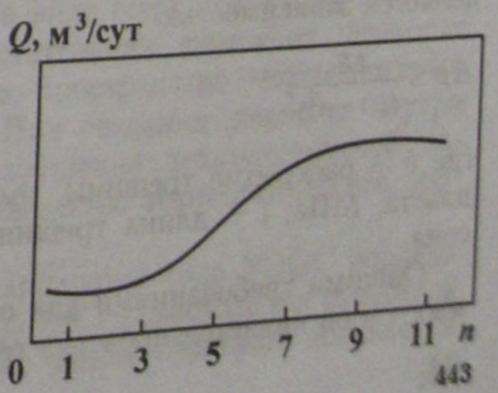


Рис. 19.37. Зависимость количества Q извлекаемой жидкости из пласта от числа циклов n депрессий – репрессий

высота качественной цементной оболочки между водоносным горизонтом или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м.

Перепад давления на эксплуатационную колонну (или Δp) не должен превышать допустимого значения согласно требованиям по предотвращению смятия обсадных колонн.

С точки зрения предотвращения выделения газа в призабойной зоне и его прорыва в ствол скважины при обводненности продукции больше 3 %

$$\Delta p \le p_{пл} - 0{,}6\, p_{нас.г}, \qquad (19.52)$$

где $p_{нас.г}$ – давление насыщения нефти газом.

Для остальных случаев

$$\Delta p \le p_{пл} - p_{нас.г}. \qquad (19.53)$$

Значение предельной депрессии, исходя из условий устойчивости коллектора пласта в призабойной зоне, обеспечивается при соблюдении следующего соотношения

$$\Delta p = \frac{\sigma}{2} - k(p_г - p_{пл}), \qquad (19.54)$$

где σ – предел прочности породы на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; k – коэффициент бокового распора; $p_г$ – вертикальное горное давление, МПа.

Горное давление определяется средней плотностью $\rho_п$ вышезалегающих пород с учетом вмещающих их жидкостей и глубин H размещения пласта.

Поскольку формула (19.54) является приблизительной, а точность определения σ и $p_г$ весьма незначительна, то значение депрессии рекомендуется проверять экспериментально для каждого месторождения.

Значение предельной депрессии, исходя из условий предупреждения смыкании трещин, для трещинных коллекторов определяется зависимостью

$$\Delta p \le \frac{\delta E}{4l(1-\mu^2)}, \qquad (19.55)$$

где δ – раскрытие трещины, мм; E – модуль упругости породы пласта, МПа; l – длина трещины, мм; μ – коэффициент Пуассона.

Общими требованиями для струйных насосов всех применяемых типов является проверка герметичности разобщения затруб-

ного пространства пакеров путем создания давления в затрубном пространстве, не превышающего по значению давления опрессовки обсадной колонны. При использовании аппарата типа УОС эта операция осуществляется за счет подсоединения наземного насосного агрегата к затрубному пространству. Технологическая заглушка *1* (см. рис. 19.33) предотвращает попадание жидкости в струйный аппарат и по своей прочности выдерживает наружное давление в 10 МПа. При применении аппаратов типа УЭОС либо УГИП внутрь НКТ сбрасывается съемная втулка, перекрывающая выкид в затрубное пространство. После проверки надежности пакерования съемная втулка с помощью каната извлекается на поверхность скважины.

Во всех компоновках струйных аппаратов предусмотрены гнезда для установки опрессовочного и циркуляционного клапанов. Оба клапана доставляются к месту их установки потоком жидкости и извлекаются на поверхность с помощью каната. С помощью опрессовочного клапана определяется герметичность НКТ, а с помощью циркуляционного клапана глушения (в случае необходимости) – герметичность скважины.

В случае если скважина заполнена буровым раствором, то его заменяют на обработанную техническую воду либо нефть при производительности насосного агрегата не более 1,0 л/с.

Воздействие на пласт рекомендуется проводить путем снижения и восстановления давления на пласт с периодическим включением в работу наземных насосных агрегатов на 10–15 мин и их отключением на 5–7 мин. Во время воздействия на призабойную зону необходимо замерять количество поступающей жидкости и строить графики (см. рис. 19.31 и 19.37), если только скважина не перешла в режим фонтанирования. После достижения стабилизации притока из пласта следует создать один цикл снижения давления продолжительностью 1–1,5 ч для выноса механических примесей из подпакерной зоны.

При работе с аппаратами типа УОС после оценки качества пакерования и проверки герметичности НКТ во внутреннюю их полость сбрасывается клапан в виде шара диаметром 25,4 мм. К буферу подсоединяется нагнетательная линия от наземных насосных агрегатов, а затрубное пространство подсоединяется согласно схеме (см. рис. 19.32). При создании давления внутри НКТ 5–7 МПа происходит разрушение технологической заглушки, и скважина готова к проведению технологического процесса.

При использовании струйных аппаратов типа УЭОС порядок работ следующий. В начале внутрь НКТ сбрасывается струйный аппарат с подсоединенным к нему узлом обратного клапана и

глубинным манометром. После посадки аппарата в гнездо корпуса создается насосными наземными агрегатами заданное давление на устье скважины, чем достигается расчетная депрессия на пласт Δp. В течение 15–30 мин обеспечивается приток из скважины. После отключения наземных насосных агрегатов обратный клапан в клапанном узле разобщает подпакерную и надпакерную части скважины, а глубинный манометр фиксирует кривую восстановления давления в течение 1–3 ч и более (при необходимости). Затем с помощью каната извлекается аппарат из скважины, отсоединяется от него узел обратного клапана с манометром и вновь заправленный манометр подсоединяется к резьбе самого струйного аппарата. После доставки его потоком жидкости к корпусу осуществляются работы, аналогичные проводимым с помощью аппарата типа УОС.

Контроль состояния призабойной зоны с помощью записи очередной КВД осуществляется путем извлечения аппарата типа УЭОС на поверхность и повторного его спуска с узлом обратного клапана и манометром. Для получения данных для построения индикаторной диаграммы осуществляется ступенчатое снижение давления в подпакерной зоне с одновременным фиксированием притока Q из пласта (см. рис. 19.31).

При использовании УГИП для проведения аналогичных работ на устье скважины устанавливается геофизическая лаборатория АКС-Л, и запись снижения давления в подпакерной зоне ведется на ленте осциллографа этой станции. Нижний клапанный узел подключается или отключается путем извлечения аппарата на кабеле на поверхность.

Основу подлежащей обработке информации с целью определения характеристик исследуемой скважины и пластов составляют кривые притока (дебита) при наличии депрессии на пласты и кривые восстановления давления, регистрируемые на забое скважины после прекращения отбора жидкости (газа).

Продуктивность системы скважина – пласт наиболее полно выражается через коэффициент продуктивности η, численно равный отношению дебита к депрессии в условиях установившейся фильтрации.

Основными характеристиками, предопределяющими значения продуктивности скважин, являются:

пластовое давление $p_{пл}$, МПа;

параметр гидропроводности пластов в зоне фильтрации kh/μ, $м^3/(сут \cdot МПа)$;

проницаемость пластов k, $мкм^2$;

эффективная толщина пластов h, м;

вязкость насыщающего флюида μ, МПа·с;

показатель скин-эффекта S, выражающий наличие или отсутствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины;

отношение коэффициентов продуктивности (потенциальной к фактической) ОП = $\eta_п/\eta_ф$;

радиус контура питания скважины $R_к$, м;

радиус скважины в интервале продуктивного пласта $r_с$, м.

Взаимосвязь между коэффициентом продуктивности и основными параметрами пластов и скважины выражается следующей зависимостью:

$$\eta = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{1}{\ln R_к - \ln r_с + S}. \qquad (19.56)$$

Методика определения характеристик исследуемых пластов предусматривает обработку кривых восстановления давления известными методами и в первую очередь методом Хорнера, основу которого составляет зависимость между ростом давления на забое скважины, закрытой с целью прекращения притока, от фильтрационных параметров пласта. Эта зависимость выражается уравнением

$$p_t = p_{пл} - 0{,}183 \frac{Q\mu B}{kh} \lg \frac{T+t}{t}, \qquad (19.57)$$

где p_t – текущее давление на забое скважины по истечении времени t после остановки скважины; Q – средний дебит скважины за период притока; B – объемный коэффициент; T – продолжительность притока перед остановкой скважины.

Для многоциклового исследования (чередование периодов притока и восстановления давления) уравнение (19.57) имеет вид

$$p_t = p_{пл} - 0{,}183 \frac{\mu B}{kh} \sum_{i=1}^{n} Q_i \lg \frac{\sum_{j=1}^{n} T_j + \sum_{j=1}^{n} (t_{j-1} + t)}{\sum_{j=i+1}^{n} T_j - \sum_{j=1}^{n-1} (t_{j-1} + t)}, \qquad (19.58)$$

где Q_i – дебит i-го открытого периода; T_i, t_i – продолжительность i-го соответственно открытого и закрытого периодов; t – текущего времени n-го закрытого периода.

С использованием зависимостей (19.57) или (19.58) определяется параметр гидропроводности пластов:

при использовании уравнения (19.57)

$$\frac{kh}{\mu} = 0{,}183\frac{QB}{M}; \qquad (19.59)$$

при использовании уравнения (19.58)

$$\frac{kh}{\mu} = 0{,}183\frac{B}{M}, \qquad (19.60)$$

где M – угловой коэффициент прямолинейного участка зависимости $p_t = \psi\left(Q\lg\frac{T+t}{t}\right)$ для одноциклового исследования или

$p_t = \psi\left(Q_1\lg\frac{T_1+T_2+t_1+t}{T_2+t_1+t} + Q_2\lg\frac{T_2+t}{t}\right)$ для двухциклового.

Наиболее объективно соотношение между фильтрационными параметрами в удаленной и призабойной зонах скважины оценивается через показатель скин-эффекта S, свидетельствующий о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

Точное выражение для скин-эффекта имеет вид

$$S = \left(\frac{k}{k_з} - 1\right)\ln\frac{r_з}{r_c}, \qquad (19.61)$$

где k – проницаемость удаленной зоны пласта; $k_з$ – проницаемость призабойной зоны пласта; $r_з$ – радиус зоны ухудшенной проницаемости; r_c – радиус скважины в продуктивном интервале.

В практической работе показатель скин-эффекта с достаточной точностью рассчитывают по формуле

$$S = 1{,}15\left(\frac{p_{пл} - p_т}{M} - \lg T - C\right), \qquad (19.62)$$

где $p_т$ – забойное давление перед остановкой скважине, МПа; T – продолжительность периода притока, мин; $C = \lg 135x/r_c^2$ – поправочный коэффициент, зависящий от пьезопроводности чистого пласта x и радиуса скважины r_c.

С достаточной для практики точностью значения поправочного коэффициента C определяются из табл. 19.14.

Поскольку значение показателя скин-эффекта, рассчитанное по формуле (19.62) с использованием данных (см. табл. 19.14), определяется с точностью ±1, то при оценке состояния призабойной зоны могут встречаться следующие варианты:

а) $-1 \le S \le 1$ – гидропроводности испытуемых пластов в призабойной и удаленной зонах равны или примерно одинаковы;

Таблица 19.14

Значение поправочного коэффициента C

kh/μ, м³/(сут·МПа)	Значения комплекса hr_c^2, м·см²								Среднее значение C
	100	200	400	800	1500	3000	6000	8000	
0,1	1,5	1,2	0,9	0,7	0,4	0,0	–0,3	–0,4	0,6
0,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,3	1,3
1,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	1,6
2,0	2,8	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,9	1,9
5,0	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,3	2,3
10,0	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,6	2,6
20,0	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,9	2,9
50,0	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4	2,3	3,3
100,0	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,6	3,6
200,0	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	3,9

б) $S > 1$ – в призабойной зоне имеются дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные некачественным вскрытием пластов;

в) $S < -1$ – гидропроводность пластов в призабойной зоне выше, чем в удаленной.

Степень влияния скин-эффекта на продуктивность скважины оценивают через соотношение продуктивностей

$$\text{ОП} = \eta_{\text{п}}/\eta_{\text{ф}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}} - \Delta p_S}, \tag{19.63}$$

где $\eta_{\text{п}}$ – потенциальный коэффициент продуктивности,

$$\eta_{\text{п}} = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}} - \Delta p_S} \tag{19.64}$$

или

$$\eta_{\text{п}} = 0{,}8\frac{kh}{\mu}\frac{1}{B}; \tag{19.65}$$

Q – средний дебит за время притока; $p_{\text{т}}$ – среднее забойное давление за время притока; Δp_S – часть депрессии, затрачиваемой на преодоление скин-эффекта,

$$\Delta p_S = 0{,}87SM; \tag{19.66}$$

kh/μ – гидропроводность удаленной зоны пластов, определяемая по КВД; $\eta_{\text{ф}}$ – фактический коэффициент продуктивности за время притока,

$$\eta_{\text{ф}} = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}}}.$$

Практический интерес представляет оценка потерь дебита ΔQ_S при наличии скин-эффекта:

при кратковременном притоке

$$\Delta Q_S = \eta_{\text{п}}\Delta p_S\left(\frac{\lg T_{\text{з}} + C}{\lg T + C}\right); \tag{19.67}$$

при установившейся фильтрации

$$\Delta Q_S = \eta_{\text{п}}\,\Delta p_S. \tag{19.68}$$

На основании рассмотренных положений обработку результатов исследования с определением параметров пластов осуществляют в следующей последовательности.

1. Определяют объем $V_{\text{пр}}$ притока и средний дебит Q для каждого периода притока

$$Q = 1440\ V_{\text{пр}}/T, \tag{19.69}$$

где T – время притока, мин.

2. Проводят расшифровку КВД с определением забойных давлений через определенные промежутки времени с интервалом 1; 5; 10; 20; 30 мин в зависимости от интенсивности роста давления и общего времени регистрации.

3. Для каждой точки определяют координаты:

для одноциклового исследования

$$y = p_t;\ \ x = \lg\frac{T+t}{t};$$

для двухциклового исследования

$$y = p_{\text{т}};$$

$$x = Q_1\lg\frac{T_1 + T_2 + t_1 + t_2}{T_2 + t_1 + t} + Q_2\lg\frac{T_2 + t}{t};$$

для многоциклового исследования

$$y = p_t;$$

$$x = \sum_{i=1}^{n} Q_i\ \lg\frac{\sum\limits_{j=1}^{n} T_j + \sum\limits_{j=1}^{n-1}(t_{j-1} + t)}{\sum\limits_{j=i+1}^{n} T_j + \sum\limits_{j=1}^{n-1}(t_{j-1} + t)}.$$

4. По значениям расчетных координат строят преобразованный по методу Хорнера график восстановления давления (рис. 19.38).

5. На графике (см. рис. 19.38) проводят прямолинейные (начальный и конечный) участки и определяют угловые коэффициенты прямых, характеризующие фильтрационные сопротивления (в МПа) призабойной ω_1 и удаленной ω_2 зон:

$$\omega_{1,2} = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{p_n - p_{n-1}}{x_{n-1} - x_n}. \tag{19.70}$$

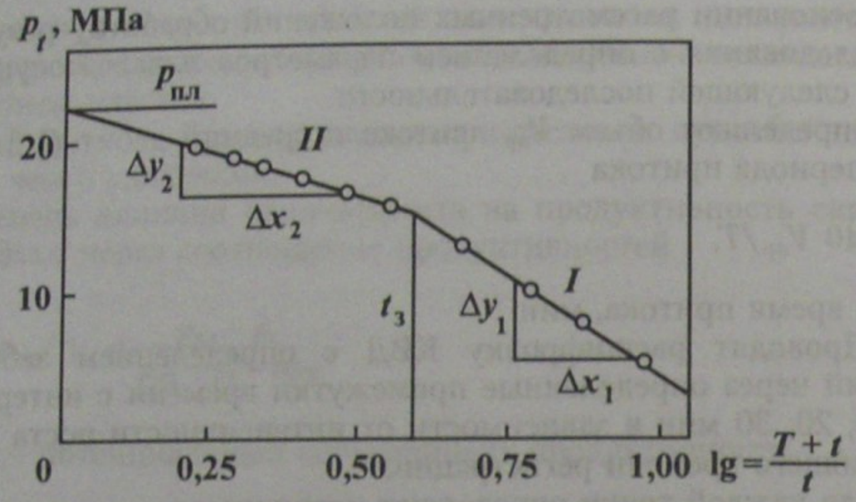


Рис. 19.38. Преобразованный график восстановления давления:
I, II – до и после проведения обработки соответственно

6. В точке пересечения конечного прямолинейного участка преобразованного графика КВД с осью давлений определяют значение пластового давления.

7. По формуле (19.59) или (19.60) определяют значения гидропроводности удаленной, а при наличии четкого начального прямолинейного участка и призабойной зон.

8. Определяют проницаемость пластов $k = 1{,}1\left(\frac{kh}{\mu}\right)\frac{\mu}{h}\cdot 10^{-2}$.

9. Определяют радиус $r_з$ зоны пониженной гидропроводности пластов по формуле

$$r_з = \sqrt{4\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 t_3/(mh\beta)}, \qquad (19.71)$$

где $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$ – гидропроводность пород в призабойной зоне скважины; $t_з$ – время в точке пересечения начального и конечного прямолинейных участков КВД (см. рис. 19.38); m – коэффициент пористости; h – эффективная толщина пластов; β – упругоемкость пластов (при неизвестном значении может быть принята равной $5\cdot10^{-3}$ МПа$^{-1}$).

10. Определяют фактический коэффициент продуктивности за время притока.

11. По формулам (19.61), (19.62) и (91.63) определяют показатель скин-эффекта и отношение продуктивностей.

12. По формулам (19.65) и (19.67) или (19.66) и (19.68) определяют потенциальный коэффициент продуктивности и потерю дебита.

13. Для оценки эффективности процесса очистки призабойной зоны скважины во времени проводят обработку нескольких полученных во время исследования кривых восстановления давления.

14. На основании приведенных расчетов делается заключение о фильтрационных параметрах пород в призабойных и удаленной зонах, о степени загрязнения пласта и необходимости и целесообразности проведения мероприятий по обработке призабойной зоны скважины, проводится оценка потенциальной продуктивности скважины и делается заключение относительно эффективности выполненных работ по интенсивности притока.

19.9. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТОВ, ПОГЛОЩАЮЩИХ ЖИДКОСТЬ ПРИ СОЗДАНИИ ДАВЛЕНИЯ БОЛЬШЕ ПЛАСТОВОГО

При вызове притока из поглощающих пластов с помощью компрессора могут создаваться условия, при которых давление на забой будет выше пластового и возникает поглощение жидкости. Поэтому применяют специальные технологические приемы, связанные с нагнетанием газа или аэрированной жидкости в затрубное пространство и НКТ (рис. 19.39). Здесь используются пакер для разобщения пласта и затрубного пространства и пусковое отверстие в НКТ, причем нижнее пусковое отверстие должно иметь высокую пропускную способностью для обеспечения как промывки, так и движения потока жидкости, вытесняемой газом. Клапан в НКТ предусмотрен для предупреждения поглощения при повышении в них уровня неаэрированной жидкости. Поступление жидкости из пласта в НКТ начнется лишь после того, как давление над клапаном будет меньше, чем под ним, т.е. возникнет депрессия.

По схеме (рис. 19.40) можно снизить давление на забой без установки пакера при закачке газа или аэрированной жидкости при прямой промывке. Клапан, установленный в трубах, не допускает передачи давления на пласт. Газ поступает до первого и последующих пусковых отверстий и поднимает жидкость на поверхность, уменьшает плотность смеси. Важным этапом при выполнении данной схемы является выбор места расположения первого пускового отверстия. Оно должно быть там, где повыше-

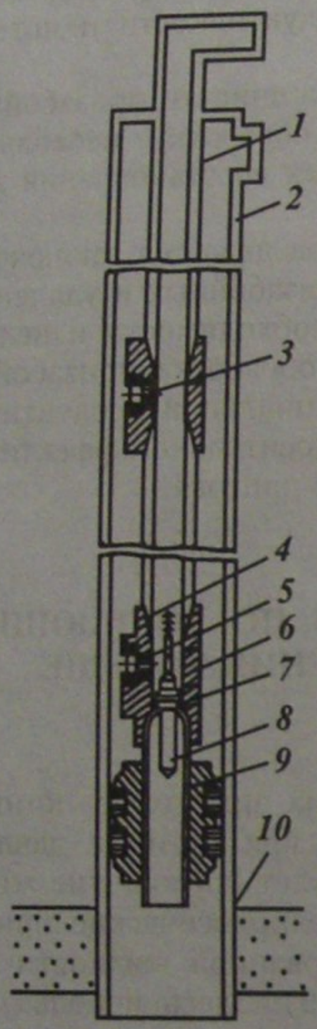


Рис. 19.39. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке газа в затрубное пространство:
1 – насосно-компрессорные трубы; *2* – эксплуатационная колонна; *3* – пусковой клапан; *4* – захватное устройство; *5* – клапан; *6* – тарелка клапана; *7* – седло клапана; *8* – шток утяжелителя; *9* – пакер; *10* – пласт

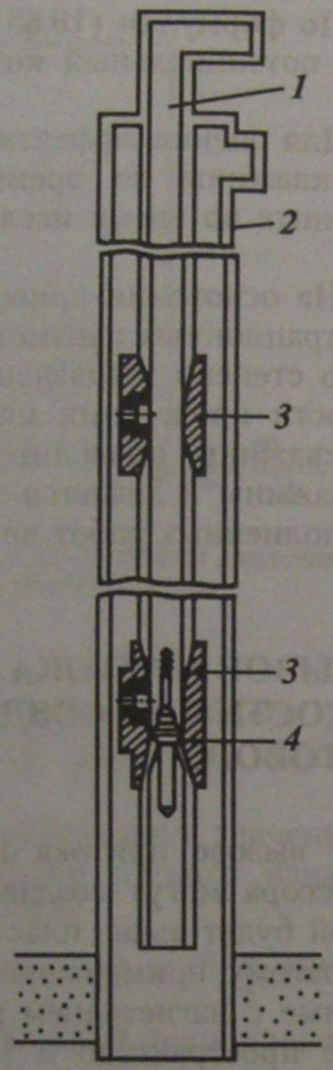


Рис. 19.40. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке воздуха в НКТ:
1 – насосно-компрессорные трубы; *2* – эксплуатационная колонна; *3* – муфта с клапаном; *4* – извлекаемый клапан

ние уровня в затрубном пространстве, связанное с закачкой воздуха в НКТ, не привело к увеличению давления на забой настолько, чтобы началось поглощение жидкости. Как и в схеме (см. рис. 19.39), нижнее отверстие должно иметь достаточную пропускную способность для циркуляции жидкости без больших перепадов давления.

19.10. СВАБИРОВАНИЕ (ПОРШНЕВАНИЕ)

Одним из способов снижения давления на забой является свабирование (поршневание). Сваб – поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Глубина погружения сваба зависит от мощности агрегата, на котором установлена лебедка, размеров лебедки и прочности каната, на котором спускается сваб.

Различают максимальную глубину погружения и глубину погружения под уровень. Первая зависит от прочности каната и мощности агрегата, вторая – от диаметра НКТ, плотности жидкости и прочности каната. По мере снижения уровня жидкости в скважине глубина погружения под уровень уменьшается.

Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, то обще снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому по отсутствию притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением проводят при установленных на устье фонтанной арматуре и противовыбросовом сальниковом устройстве (лубрикаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящейся в скважине жидкости, т.е. замены ее пластовым флюидом.

19.11. ТАРТАНИЕ

Снижение уровня в скважине с помощью желонки – один из способов уменьшения давления на забой. Это один из старых методов вызова притока из пласта. Тартание может быть использовано при испытании неглубоких скважин с низкими пластовыми давлениями.

Желонка изготовляется из тонкостенных труб диаметрами 89 и 114 мм, в нижней части ее имеется клапан, а в верхней – приспособление для крепления каната. Желонка спускается в скважину на канате под уровень жидкости, наполняется, а затем поднимается на поверхность. Иногда желонку опускают в интервал перфорации и многократным подъемом и спуском ее создают эффект поршневания. Работы по снижению уровня жидкости в скважине ведутся медленно, так как объем желонок невелик. Например, для снижения уровня на 500 м в колонне диаметром 168 мм желонкой диаметром 114 мм и длиной 10 м необходимо сделать более 110 рейсов.

Глубина спуска ограничивается прочностью и длиной каната, на котором спускается желонка. В последние годы тартание при испытании скважин используется редко.

19.12. ПРОМЫВКА (ЦИРКУЛЯЦИЯ) ЖИДКОСТИ

В практике известно немало случаев, когда после снижения давления на забой путем замены бурового раствора водой или нефтью вызвать фонтанный приток из пласта не удавалось. Однако после неоднократных периодических промывок этой жидкостью пласт начинал работать, и скважина переходила на устойчивое фонтанирование. Такое явление часто можно наблюдать в тех случаях, когда пластовое давление равно забойному или незначительно превышает его.

В процессе промывки скважины пузырьки газа и капельки нефти проскальзывают в движущийся поток. Происходит постепенная очистка каналов в призабойной зоне, создаются благоприятные условия для движения пластовой жидкости в скважине, и пласт начинает работать.

Промывку скважины можно применять сразу после окончания замены бурового раствора более легкой жидкостью или после продолжительной остановки (4–12 ч) как при отсутствии явных признаков притока, так и при их наличии. Нередки случаи, когда скважина начинает фонтанировать, а затем останавливается. Причиной этому может быть противодавление, созданное накопившимся в подъемных трубах буровым раствором или пластовой воды. Удаление их промывкой вновь создает условия для притока флюида из пласта.

Необходимо отметить, что промывку как способ вызова притока можно использовать только в фонтанных скважинах. Следует также учитывать, что при прямой и обратной промывках на забое скважины возникают различные давления.

20

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

Проблемы глушения скважин возникают практически во всех газонефтяных районах. Их решение различными методами частично снижает напряженность в добыче газа, газоконденсата, нефти и требует разработки комплекса мер, материалов и технологии, а также конкретного изучения не только месторождения, но и каждой скважины в отдельности.

Основные требования к жидкостям глушения (ЖГ) состоят в том, чтобы они имели плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодавления на пласт, обеспечивали максимальное сохранение коллекторских свойств пласта, регулируемость технологических свойств, взрыво- и пожаробезопасность, термостабильность и успешное проведение различных операций, а также были технологичными в приготовлении и использовании. Главные компоненты жидкостей глушения: жидкость (фильтрат), закупоривающие частицы, добавки различного назначения. Для низкопроницаемых коллекторов используются жидкости без твердой фазы.

В качестве жидкости глушения применяются пена, метанол, дизельное топливо, сырая нефть, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками (KCl, NaCl, $CaCl_2$, $CaBr_2$) вода, $Ca(NO_3)_2$, K_2CO_3.

В качестве жидкости глушения предложено использование электролита (из группы Na^+, K^+, Ca^{++}, Zn^{++}, Br^+ и их смесей), неионных полимеров, растворимых в воде и малочувствительных к катионам (типа гидроксиэтилцеллюлозы) и кислоторастворимой добавки мела (диаметр частиц равен 1/3 диаметра пор коллектора). Жидкость готовится в следующем порядке: рассол (40 г/л), полимерный раствор (1,5–7 г/л) совместно с $CaCO_3$ (25–100 г/л). Плотность жидкости регулируется от 0,9 до 1,8 г/см^3 путем ввода дизельного топлива или $CaCO_3$ с электролитом.

Для глушения используют широкий спектр флюидов, рассолы

(KCl, NaCl и др.), эмульсионные растворы, сырую нефть, дизельное топливо, метанол, природный газ, пену, воздух.

Нефть и нефтеэмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами и в зависимости от геолого-технических условий. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению.

В качестве одного из компонентов ЖГ применяют селитру кальциевую, выпускаемую отечественной промышленностью в сухом виде.

Разработаны рассолы на основе бромсодержащих солей плотностью выше 1,60 г/см^3. Наиболее перспективным компонентом таких жидкостей считается бромид кальция. Плотность растворов на его основе может достигать 2,20 г/см^3 (в смеси с другими солями); они коррозионно-инертны, малотоксичны.

В качестве ЖГ плотностью до 1,80 г/см^3 можно использовать раствор для приготовления технологических жидкостей, который кроме бромида кальция и воды содержит гидроксид кальция и свободный аммиак. Эти добавки обеспечивают снижение коррозионной активности и повышение термостойкости жидкости.

Разработаны составы рассолов на основе смеси бромида кальция с другими его солями. Например, если плотность 60%-ного раствора бромида кальция при температуре 25 °С составляет 1,86 г/см^3, то плотность раствора из смеси бромида кальция (48 %) и хлорида кальция (14,3 %) равна 1,87 г/см^3. Наибольшая плотность (2,20 г/см^3) у водного раствора бромида кальция и бромида цинка. Смешение двух-трех солей позволяет не только повысить плотность рассолов, но и на 20–25 % снизить расход бромида кальция. Растворы на основе бромида кальция обладают высоким ингибирующим действием по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта.

Для регулирования технологических свойств рассолов на основе бромида кальция апробированы амилодекстрин, модифицированный крахмал, оксиэтилцеллюлоза. Обработка раствора бромида кальция плотностью до 1,50 г/см^3 амилодекстрином и модифицированным крахмалом обеспечивает регулирование вязкости и фильтрационных свойств при температуре до 100 °С. Свойства рассолов плотностью 1,50–1,80 г/см^3 эффективно регулируются добавкой модифицированного крахмала. Свойства рассола плотностью до 1,70 г/см^3 изменяются добавкой оксиэтилцеллюлозы. Этот реагент термостабилен до температуры 150 °С, расход его значительно ниже, чем двух предыдущих. Значения фильтрации рассолов на основе бромида кальция хорошо регу-

лируются комбинированным вводом оксиэтилцеллюлозы и карбонатов (мел, известняк, сидерит).

На практике применяют растворимые твердые частицы двух типов: растворимые в кислотах и нефти. К первому типу относятся карбонат кальция (мел) и карбонат железа (сидерит), применяемые для борьбы с поглощениями солевых растворов. Эти добавки предотвращают проникновение в пласт нерастворимых твердых частиц. Наиболее широко применяют мел, так как сидерит в 30 раз медленнее растворяется в кислоте. Ко второму типу относятся смолистые вещества, которые применяют там, где нет необходимости или противопоказано проводить соляно-кислотные обработки, так как эти вещества растворяются в сырой нефти и газоконденсате.

Растворимые в нефти смолы используют совместно с полимерами на вискозной основе, которые сводят до минимума потери жидкости при глушении и ремонте скважин. Нефтерастворимые смолы образуют на стенке скважины фильтрационную пленку, которая не обладает естественным структурным натяжением, быстро и полностью разрушается при движении пластовых флюидов к забою скважины под действием депрессии на пласт. Нефтерастворимые смолы могут применяться при солевых растворах всех видов и остаются стабильными при температуре на забое скважины до 120–150 °С.

Можно сделать следующие выводы:

на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;

определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жидкости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;

наиболее технологичными и безопасными в применении из-за простоты приготовления и невзрывоопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;

разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;

применение составов жидкостей глушения на водной основе «без твердой фазы» должно сопровождаться очисткой (раствора, используемого оборудования, скважины), при которой в призабойную зону исключается проникновение нерастворимых твердых механических примесей с диаметром частиц 2 мкм.

Проблема глушения скважин без поражения ПЗП может быть решена также применением солевых растворов (рассолов) при соответствующей химической обработке.

1. В качестве жидкостей глушения и перфорации, не снижающих проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частицы размером более 2 мкм) на основе поташа (K_2CO_3) с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ), так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернового материала.

2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей.

В ряде районов, где пластовые давления составляют менее половины гидростатического, в качестве ЖГ без загрязнения ПЗП применяют пены.

20.1. ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ТРЕЗФАЗНОЙ ПЕНОЙ

Исходя из свойств трехфазных пен (закупоривающие свойства пен, изменение гидростатического давления на забое заполненной пеной скважины, водоотдача пен и др.), а также промысловых исследований разработана следующая технология глушения ими скважин применительно к горно-геологическим условиям разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края.

В скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается объем пены, достаточный для создания давления, равного (0,5–0,7) $p_{пл}$ (рис. 20.1, *а*). Для того чтобы предотвратить проникновение пены в продуктивный пласт, сумма давления $p_{г.п}$ столба пены и давления $p_б$ на устье скважины должна равняться пластовому давлению:

$$p_{заб} = p_{г.п} + p_б = p_{пл}. \qquad (20.1)$$

После закачки пены скважина закрывается на время τ, достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным ($p_б$ = const), а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рис. 20.1, *б*).

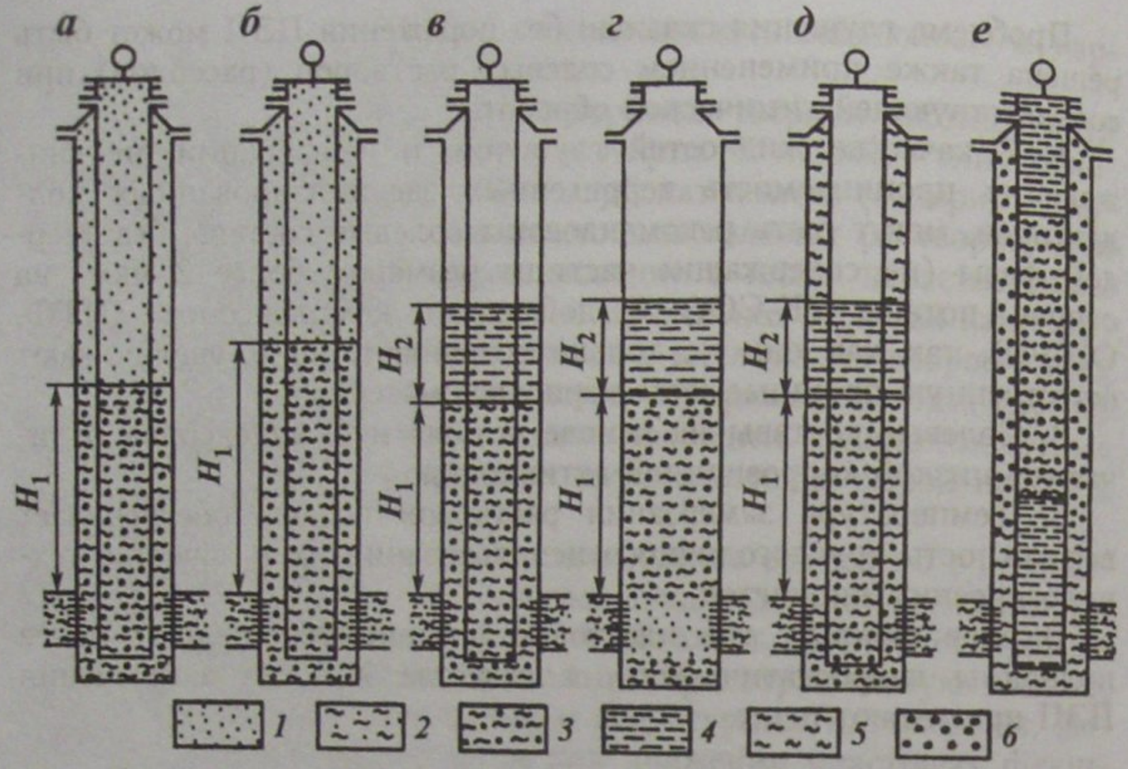


Рис. 20.1. Схема глушения скважины трехфазной пеной:
1 – газ; *2* – продуктивный пласт; *3* – трехфазная пена; *4* – глинистый раствор; *5* – газоконденсат; *6* двухфазная пена

$$p_{заб} = p_б + p_{г.п} + \frac{4H_1\theta(\tau)}{D-d}, \qquad (20.2)$$

где $p_б$ – давление на головке скважины; $p_{г.п}$ – гидростатическое давление столба пены высотой H_1; $\theta(\tau)$ – статическое напряжение сдвига пены к моменту времени τ; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d – наружный диаметр НКТ.

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания нужного давления.

Суммарное гидростатическое давление $p_{г.п}$ столбов пены и $p_{г.р}$ бурового раствора при полностью разрушенной структуре должно превышать пластовое $p_{пл}$ в 1,2 раза (рис. 20.1, *в*), т.е.

$$p_{г.п} + p_{г.р} = 1{,}2\ p_{пл}. \qquad (20.3)$$

Вследствие того что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора, передается на забой и что произойдет «зависание» бурового раствора и пены, фактическое давление (рис. 20.1, *г*)

$$p_{заб} = p_{г.п} + p_{г.р} + \frac{4H_1\theta_п(\tau_1')}{D-d} - \frac{4H_2\theta_р(\tau_1')}{D-d} \le p_{пл}. \qquad (20.4)$$

Несмотря на то что к моменту времени τ_1' будет $p_{заб} \le p_{пл}$, движения пены и бурового раствора не произойдет, так как после разрушения структуры пены и раствора $p_{заб}$ будет равно 1,2 $p_{пл}$.

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ проводится освоение скважины двухфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка газоконденсата преследует следующую цель. Если в процессе глушения и проведения ремонтных работ пена практически не контактирует с пластом, то в процессе освоения картина меняется.

Забойное давление в момент восстановления циркуляции (рис. 20.1, *д*)

$$p_{заб} = p_{г.п} + p_{г.р} + \frac{4H_1\theta_п(\tau)}{d} - \frac{4H_2\theta_р(\tau_1)}{d} > p_{пл}, \qquad (20.5)$$

т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то что время этого контакта незначительно, пена все-таки может проникнуть в пласт на незначительное расстояние. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины проводится закачка газоконденсата (рис. 20.1, *е*).

С целью широкого промышленного внедрения разработанной технологии глушения и упрощения расчетов ее проведения в промысловых условиях составлена и утверждена Инструкция по технологии глушения и освоения скважин на месторождениях предприятия «Кубаньморнефтегазпром», находящихся на различной стадии разработки ($p_{пл} = 0{,}1 \div 0{,}8 p_г$).

Данной Инструкцией рекомендуется следующая последовательность проведения работ.

На глушение скважины составляется план. В плане указываются цель работ, краткие геолого-технические данные о скважине, необходимые материалы и техника, технология проведения работ и мероприятия по технике безопасности и безаварийному ведению работ.

Проводится исследование скважины с целью определения эффективности проводимых работ. Приготовляется пенообразующая жидкость. На приготовление пенообразующей жидкости объемом 1 м^3 необходимо 100–125 кг бентонитовой глины и 10–15 л 30–40%-ного водного раствора сульфонола. Объем бурового раствора должен быть в 1,5 раза больше, чем необходимо для

приготовления пены и жидкости для продавки пены. Приготовленный буровой раствор из бентонитовой глины (без сульфонола) оставляется на 1 сут для полной диспергации глины. Через 1 сут буровой раствор перемешивается цементировочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфонола. После добавления сульфонола раствор вновь перемешивается по закрытому циклу в течение 1–1,5 ч.

Рассчитываются необходимые технологические параметры для проведения операции.

Определяется объем $V_{п.ж}$ пенообразующей жидкости, необходимой для приготовления пены из расчета, чтобы ее столб в условиях скважины создал давление (0,5–0,7) от пластового по формуле

$$V_{п.ж} = \frac{10(0,5 \div 0,7)p_{пл}}{\rho_{п.ж}} q + V_{зум}, \qquad (20.6)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $\rho_{п.ж}$ – плотность пенообразующей жидкости, г/см^3; q – объем 1 м ствола скважины, м^3; $V_{зум}$ – объем зумпфа, м^3.

Определяются объемы бурового раствора, необходимые для закачки в трубное и межтрубное пространство с целью предотвращения перелива пены:

для труб

$$V_{тр} = \frac{10(0,5 \div 0,7)p_{пл}}{\rho_{п.ж}} q_1; \qquad (20.7)$$

для межтрубного пространства

$$V_{затр} = \frac{10(0,5 \div 0,7)p_{пл}}{\rho_{п.ж}} q_2, \qquad (20.8)$$

где q_1 – объем 1 м труб, м^3; q_2 – объем 1 м межтрубного пространства, м^3.

Расчеты проводятся для колонн диаметром 0,14, 0,146 и 0,168 м при различных диаметрах НКТ и пластовых давлениях, а также при разных давлениях, создаваемых пеной и буровым раствором. Плотность пенообразующей жидкости 1,06 г/см^3, как наиболее часто применяемая на практике.

Затем определяется необходимая степень аэрации α пены в нормальных условиях по формуле

$$\alpha = \frac{(1,2p_{пл} + p_0)Z_0T_0}{p_0 ZT[1 + K_п(1,2p_{пл} + p_0)]}, \qquad (20.9)$$

где Z_0, Z – коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы пены в забойных и нормальных условиях; T_0, T – забойная и нормальная

температура; $K_п$ – коэффициент, учитывающий свойства пен, $K_п$ = 0,005. Степень аэрации пены в забойных условиях α_0 = = 1,5÷2.

Для упрощения на практике выбора необходимой степени аэрации проведены расчеты и построены зависимости α от $p_{пл}$ при условиях α_0 = 1,5 и α_0 = 2, Z/Z_0 = 1 и T_0/T = 298/413 = = 0,722 (рис. 20.2).

Ориентировочно время прогрева пены может быть определено по формуле

$$\tau = \frac{m_г c_p^г \Delta t_1 + m_ж c_p^ж \Delta t_1}{KF\Delta t_{ср}}, \qquad (20.10)$$

где $m_г$ – масса газа, кг; $c_p^г$ – теплоемкость газа, $c_p^г$ = 0,24; Δt_1 – разность между конечной и начальной температурой пены; $m_ж$ – масса жидкости; $c_p^ж$ – теплоемкость жидкости, $c_p^ж$ = 0,9; K – коэффициент теплоотдачи, K = 5; F – площадь; $\Delta t_{ср} = [(t_{пл} - t_{нач}) + (t_{пл} - t_{кон})]/2$; $t_{пл}$ – пластовая температура; $t_{нач}$ – температура пены после ее прогрева; $t_{кон}$ – температура пены в момент прекращения ее закачки.

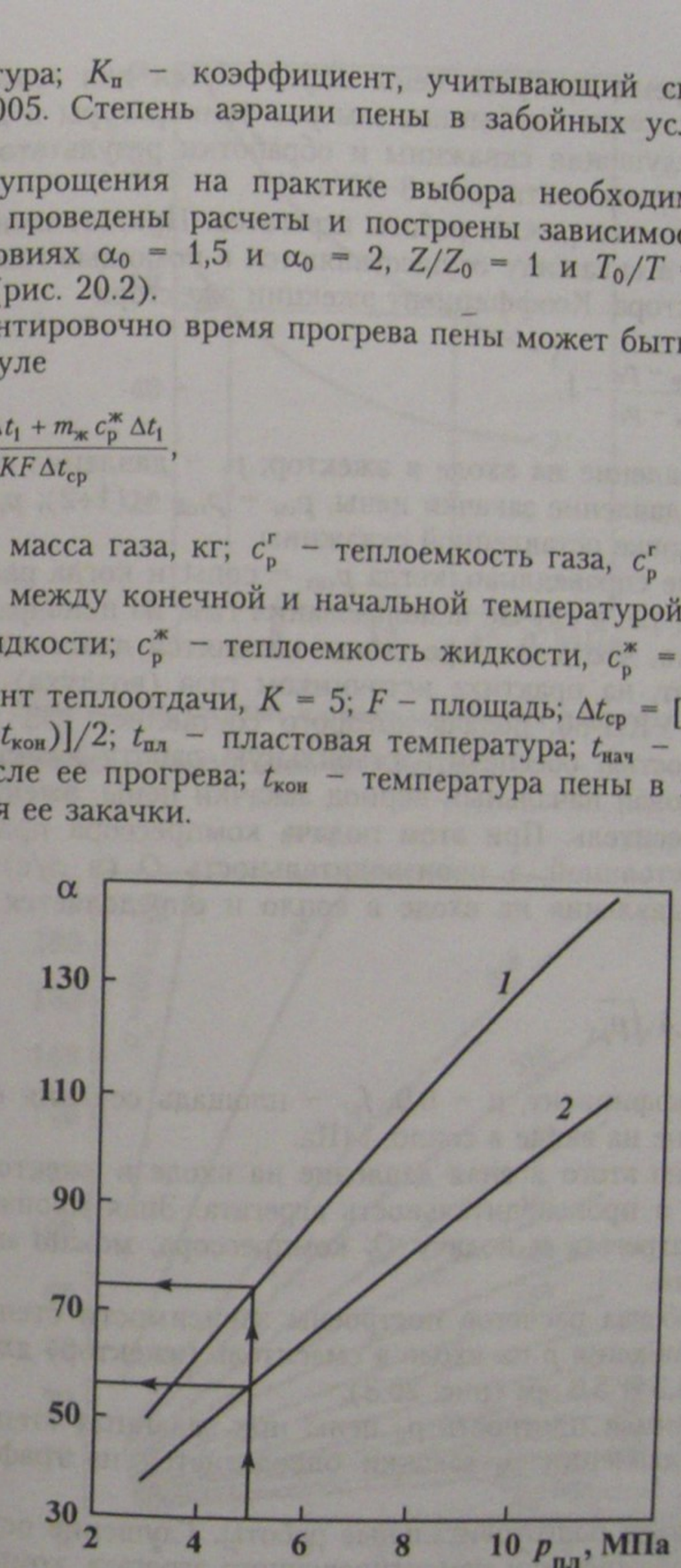


Рис. 20.2. Зависимость степени аэрации α пены от пластового давления $p_{пл}$:
1 – α_0 = 2; *2* – α_0 = 1,5

Точное время прогрева пены определяется для каждого месторождения путем глубинных замеров температуры и давления в процессе глушения скважины и обработки результатов. Практически это время составляет 8–10 ч.

Рассчитывается режим работы агрегатов. Приготовление пены и закачка ее в скважину осуществляются с помощью газоконденсатного эжектора. Коэффициент эжекции эжектора

$$u_0 = 0{,}85\sqrt{\frac{p_{агр} - p_г}{p_{см} - p_г}} - 1, \qquad (20.11)$$

где $p_{агр}$ – давление на входе в эжектор; $p_г$ – давление газа (воздуха); $p_{см}$ – давление закачки пены, $p_{см} = p_{гол} + (1 \div 2)$; $p_{гол}$ – давление на головке оставленной скважины.

Уравнение справедливо, когда $p_{гол} = \text{const}$ и когда расход газа неограничен, т.е. в случае использования газа из шлейфа. Однако с учетом того, что в шлейфе всегда находятся пластовая вода и газоконденсат, на практике источником газа (воздуха) является компрессор УКП-80, подача которого составляет 133 л/с и не может полностью обеспечить стабильную работу эжектора. Поэтому, исключая начальный период закачки пены, эжектор работает как смеситель. При этом подача компрессора практически остается постоянной, а производительность Q (в л/с) агрегата зависит от давления на входе в сопло и определяется выражением

$$Q_{агр} = \mu f_{р1} 1{,}4\sqrt{p_р}, \qquad (20.12)$$

где μ – коэффициент, $\mu = 0{,}9$; $f_{р1}$ – площадь сечения сопла, м^2; $p_р$ – давление на входе в сопло, МПа.

Исходя из этого и зная давление на входе в эжектор, можно определить и производительность агрегата. Зная производительность $Q_{агр}$ агрегата и подачу $Q_г$ компрессора, можно найти степень аэрации.

Для удобства расчетов построены зависимости степени аэрации α_0 и давления p на входе в смеситель (эжектор) для диаметров сопла 4,5 и 5,6 мм (рис. 20.3).

Необходимая плотность $\rho_п$ пены при заданных степени аэрации α_0 и давлении $p_п$ закачки определяется из графика (рис. 20.4).

Проводятся подготовительные работы. Глушение осуществляется с использованием цементировочного агрегата, компрессора и эжектора. Для регистрации технологических параметров используется модернизированная станция СКЦ-2М.

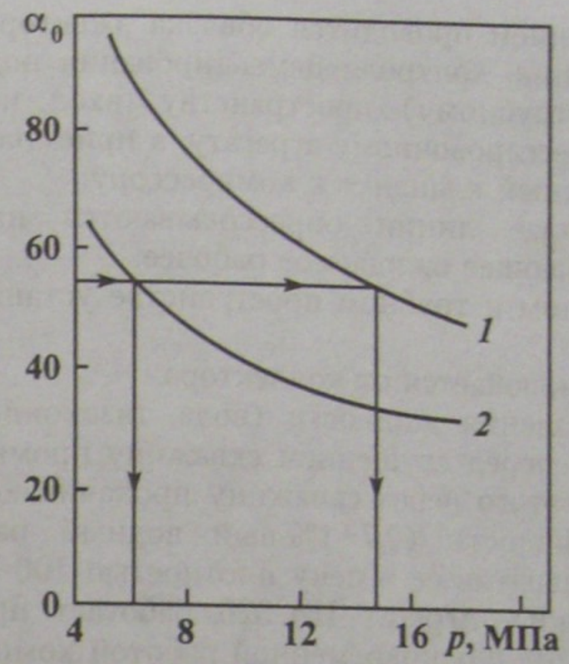


Рис. 20.3. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления p на выходе в эжектор:
1, 2 – диаметр сопла соответственно 4,5 и 5,6 мм

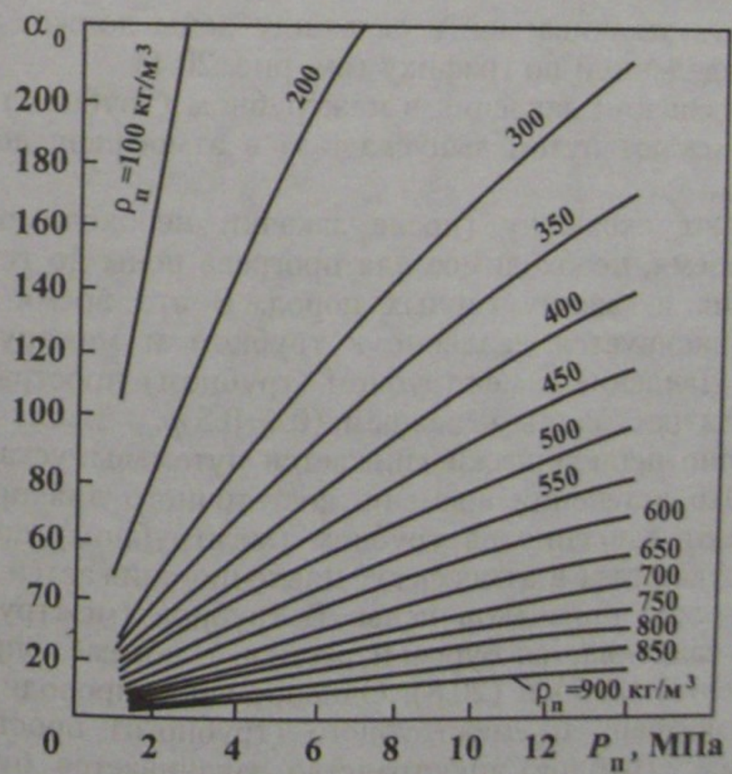


Рис. 20.4. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления $p_п$ при различных значениях плотности $\rho_п$

Перед глушением проводится обвязка эжектора: выход эжектора через станцию контроля цементирования подсоединяется к трубному (межтрубному) пространству, вход через обратный клапан – к цементировочному агрегату, а приемная камера эжектора через обратный клапан – к компрессору.

Соединительные линии опрессовываются на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее.

На межтрубном и трубном пространстве устанавливаются манометры.

Скважина отключается от коллектора.

С целью удаления жидкости (вода, газоконденсат), скопившейся на забое, перед глушением скважину промывают двухфазной пеной, для этого через скважину прокачивают 3–5 м^3 пенообразующей жидкости (0,7–1%-ный водный раствор ПАВ – сульфанол), превратив ее в пену плотностью 100–300 кг/м^3 (при давлении закачки). Агрегат ЦА-320 работает при минимально возможной частоте с одновременной работой компрессора.

Проводится глушение скважины.

При открытой задвижке на трубном (межтрубном) пространстве через эжектор прокачивается пенообразующая жидкость объемом $V_{п.ж}$ при давлении $p_{затр}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор.

Плотность закачиваемой в скважину пены должна соответствовать определенной по графику (см. рис. 20.4).

При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до давления (0,3–0,5) $p_{пл}$.

Закрывают скважину (после закачки необходимого объема пены) на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. В это время через 15–20 мин фиксируется давление в трубном и межтрубном пространстве. Давление в межтрубном (трубном) пространстве поддерживается постоянным, равным (0,3–0,5)$p_{пл}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, снижают давление на трубном (межтрубном) пространстве путем выпуска газа в атмосферу. Давление снижается до появления на выкиде признаков пены. В трубное (межтрубное) пространство закачивается буровой раствор в объеме, определенном из выражений (20.7) и (20.8). Одновременно проводится выпуск газа в атмосферу из межтрубного (трубного) пространства. В межтрубное (трубное) пространство закачивается буровой раствор в необходимом объеме.

Скважина оставляется на 2–4 ч в закрытом состоянии. Сбра-

Таблица 20.1

Физико-химические свойства жидкости СНПХ-3100 различных модификаций

Показатель	СНПХ-3110	СНПХ-3120	СНПХ-3130
Плотность при 20 °С, г/см^3	1,36	1,25	1,30
Температура застывания, °С	–25	–35	–30
Вязкость, мм^2/с, не выше	50	40	50
Относительная фильтруемость в сравнении с раствором хлорида кальция плотностью 1,30 г/см^3	0,005	0,004	0,005

Примечание. Водородный показатель pH = 6÷7.

сываются газовые «шапки» из трубного и затрубного пространства. Проводится демонтаж фонтанной арматуры. Осуществляется освоение скважины двухфазной пеной. Приготовляется пенообразующая жидкость (на 1 м^2 пенообразующей жидкости в воде растворяется 7–10 кг сульфонола). В трубное (межтрубное) пространство закачивается 5–6 м^3 газоконденсата (дизельного топлива). Эжектор обвязывается со скважиной, станцией контроля цементирования, цементировочным агрегатом и компрессором. Осуществляется замена жидкости, находящейся в скважине, на двухфазную пену. После резкого снижения давления закачки двухфазной пены, что свидетельствует о ее поступлении в трубное (межтрубное) пространство, расход пенообразующей жидкости снижается до минимально возможного. При снижении давления закачки двухфазной пены менее 5,0 МПа закачку пенообразующей жидкости прекращают. Вытеснение двухфазной пены из скважины осуществляют компрессором. Обрабатывают скважину на факел. Проводится исследование скважины.

Жидкость СНПХ-3100 успешно прошла промышленные испытания (табл. 20.1). Она выпускается в нескольких модификациях.

Для исключения снижения проницаемости призабойной зоны при глушении скважин разработан состав безглинистой жидкости, которая представляет собой гидрофильную эмульсию.

Жидкость для глушения состоит из сульфитспиртовой барды (38%-ной концентрации) и газоконденсата в объемном соотношении 1:3. Для предотвращения вспенивания раствора при температуре выше 50 °С добавляется 0,2–0,5 % резиновой крошки (по массе к объему газоконденсата).

Параметры эмульсии следующие:

Плотность, г/см^3	0,9–0,92
Вязкость по СПВ-5	Не течет
Водоотдача, см^3/30 мин	1,5–3
Статическое напряжение сдвига через 1 мин/10 мин, Па	0/0
Суточный отстой, %	0–1

Газоконденсат – углеводородная жидкость плотностью 0,7–0,8 г/см^3, добывающаяся на газоконденсатных месторождениях. Резиновая крошка – отход шинно-восстановительных заводов.

Расчет необходимого количества компонентов эмульсии сводится к следующему. Допустим, требуется приготовить 1 м^3 (1000 л) эмульсии при объемном соотношении ССБ и газоконденсата 1:3. Разделив 1000 на 4 части получим, что 1 часть равна 250 л. Следовательно, для приготовления 1 м^3 эмульсии необходимо взять 250 л ССБ и 750 л газоконденсата.

Количество резиновой крошки

$$\frac{750(0,2+0,5)}{100} = 1,5 + 3,75 \text{ кг}.$$

Порядок приготовления эмульсии следующий.

1. Определяется плотность раствора ССБ. Для приготовления эмульсии следует использовать раствор ССБ 37–38%-ной концентрации, т.е. плотностью 1,20–1,21 г/см^3. Если на скважину завезен раствор ССБ с большей плотностью, то его следует разбавить водой до указанной концентрации. Для подсчета количества воды для разбавления можно использовать данные табл. 20.2. Раствор ССБ плотностью меньше 1,20 г/см^3 для приготовления эмульсии использовать нельзя.

2. Измеряется плотность газоконденсата, после чего убеждаются в том, что конденсат не содержит воду. Конденсат, содержащий воду, непригоден для приготовления эмульсии.

3. Резиновая крошка просеивается через сито с ячейками размером 5 мм.

4. Проверяется чистота емкостей, в которых будет готовиться жидкость для глушения, так как примеси отрицательно влияют на качество эмульсии.

Таблица 20.2

Содержание сухой ССБ в зависимости от плотности водных растворов

Плотность, г/см^3	Содержание, %	Плотность, г/см^3	Содержание, %	Плотность, г/см^3	Содержание, %	Плотность, г/см^3	Содержание, %
1,05	10	1,13	25,4	1,21	38,6	1,29	51,3
1,06	12	1,14	27,4	1,22	40,2	1,30	52,6
1,07	14	1,15	29,2	1,23	42	1,31	54,3
1,08	16	1,16	31	1,24	43,4	1,32	56
1,09	18	1,17	32,5	1,25	45	1,33	57,5
1,10	20	1,18	34	1,26	46,5	1,34	59,1
1,11	21,6	1,19	35,6	1,27	48,1	1,35	60,6
1,12	23,6	1,20	37,1	1,28	49,7	1,36	61,3

5. В чистую емкость последовательно загружается расчетное количество газоконденсата и резиновой крошки. После перемешивания в течение 30 мин добавляется необходимое количество ССБ, и смесь вновь перемешивается (примерно 2–2,5 ч) до получения однородной массы. После проверки параметров жидкость готова к применению.

При глушении скважин необходимо контролировать плотность, вязкость, фильтрацию, статическое напряжение сдвига, суточный отстой.

Плотность, вязкость, фильтрация и статическое напряжение сдвига определяются стандартными методами, применяемыми для буровых растворов, на приборах АГ-3ПП, СПВ-5, ВМ-6, СНС-2 соответственно.

Суточный отстой определяется при помощи градуированного цилиндра объемом 100 см^3. Хорошо перемешанная жидкость наливается в цилиндр до метки 100 см^3 и оставляется в покое. По истечении 24 ч измеряется количество конденсата, отстоявшегося вверху цилиндра, что и выражает суточный отстой.

Плотность изменяется увеличением или уменьшением содержания газоконденсата.

Вязкость регулируется добавлением воды. Эмульсия легко разжижается как пресной, так и минерализованной водой.

При использовании технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта, в качестве жидкости глушения применяются жидкости, обладающие растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям. В качестве жидкости глушения используется обратная эмульсия, которая состоит из внешней (дисперсной) фазы и эмульгатора-стабилизатора. Отличительной особенностью данной эмульсии является то, что в составе дисперсионной среды содержится углеводородный растворитель.

Компоненты обратной эмульсии берутся в следующем соотношении (объемная доля): 30–10 % нефть (товарная); 29–27,5 % углеводородный растворитель; 1–2,5 % эмульгатор; 40–60 % водная фаза.

При необходимости в состав готовой эмульсии может быть введен твердый утяжелитель (барит, сидеритгематит) до 25 % к объему.

Нефть должно быть безводной и желательно маловязкой.

В качестве углеводородного растворителя используется широкая фракция легких углеводородов, получаемая при подготовке нефти на установке комплексной подготовки нефти (УКПН) и называемая в промысловой практике дистиллятом. Перед вводом в эмульсию дистиллят должен быть дегазирован.

Таблица 20.3

Состав и параметры обратных эмульсий

Состав 1 м³ обратной эмульсии					Параметры обратной эмульсии					
Углеводородная фаза			Водная фаза		Плотность, кг/м²	Вязкость, с	Электростабильность, В	Статическое напряжение сдвига, Па		Фильтратоотдача, см³/30 мин
Нефть	Дистиллят	ЭС-2	ПДВ	Раствор $CaCl_2$				через 1 мин	через 10 мин	
0,152	0,190	0,008	0,650	–	1054	50–120	80–120	0,8–1,4	1,4–1,8	6–10
0,183	0,210	0,007	0,600	–	1037	50–120	80–120	0,8–1,4	1,4–1,8	6–10
0,247	0,248	0,005	0,500	–	1003	50–100	100–120	0,8–1,2	1,0–1,6	10–12
0,298	0,297	0,005	0,400	–	967	50–100	100–120	0,8–1,2	1,0–1,6	12–14
0,150	0,190	0,010	–	0,650	1160	50–120	100–120	2,0–2,4	2,2–2,6	8–10
0,180	0,210	0,010	–	0,600	1133	50–120	100–120	1,6–2,0	1,8–2,4	8–10
0,246	0,246	0,008	–	0,500	1083	50–100	100–130	1,4–1,8	1,6–2,0	10–12

Примечания: 1. Содержание углеводорода в фильтрате составляет 90–98 %. 2. Плотность нефти, дистиллята, ЭС-2, ПДВ и раствора $CaCl_2$ составляет соответственно 870, 780, 950, 1180 и 1340 кг/м³.

Таблица 20.4

Состав и параметры обратных эмульсий, содержащих твердый утяжелитель

Состав 1 м³ обратной эмульсии					Параметры обратной эмульсии					
Нефть	Дистиллят	ЭС-2	ПДВ	Барит, т	Плотность, кг/м²	Вязкость, с	Электростабильность, В	Статическое напряжение сдвига, Па		Фильтратоотдача, см³/30 мин
								через 1 мин	через 10 мин	
0,245	0,245	0,010	0,500	0,1	1,07	50–150	120–160	1,0–1,2	1,2–1,4	9–12
0,245	0,245	0,010	0,500	0,2	1,15	50–150	120–160	1,0–1,2	1,2–1,4	9–12
0,244	0,244	0,012	0500	0,3	1,20	50–170	140–180	1,2–1,4	1,4–1,6	8–10
0,244	0,244	0,012	0,500	0,4	1,28	50–170	140–180	1,2–1,4	1,4–1,6	8–10
0,243	0,244	0,013	0,500	0,5	1,34	50–180	180–220	1,4–1,6	1,6–1,8	8–10
0,268	0,268	0,014	0,450	0,6	1,38	50–180	180–250	1,8–2,0	1,8–2,0	6–8
0,268	0,267	0,015	0,450	0,7	1,43	50–200	180–250	2,0–2,2	2,0–2,4	6–8

Примечания: 1. Содержание углеводорода в фильтрате составляет 90–98 %. 2. Плотность нефти, дистиллята, ЭС-2, ПДВ составляет соответственно 670, 760, 950, 1180 кг/м³.

В качестве эмульгатора используется реагент ЭС-2, применяемый для стабилизации гидрофобно-эмульсионных растворов.

В качестве водной фазы может быть использована пластовая вода, содержащая ионы кальция, водные растворы солей $CaCl_2$, NaCl, $MgCl_2$ любой концентрации, а также их смеси.

Твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит и т.д.) вводится тогда, когда требуются высокие значения плотности обратной эмульсии. Утяжелитель применяется только кондиционный, т.е. сухой и сыпучий.

Обратная эмульсия обладает лучшими технологическими параметрами при содержании водной фазы 40–50 % и углеводородного растворителя во внешней среде не ниже 50 %. Эти параметры могут находиться в следующих пределах: плотность 0,9–1,4 г/см^3; условная вязкость 50–200 с; статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин соответственно 0,6–1,5 и 0,8–2,5 Па; показатель фильтрации не менее 3 см^3/мин, в том числе по углеводородной среде не менее 80 %; электростабильность 80–200 В; растворяющая способность на уровне чистого дистиллята.

Обратные эмульсии такого состава, обладающие растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложениям, могут применяться в скважинах с забойной температурой до 80 °С, а утяжеленные твердым утяжелителем – в скважинах с забойной температурой до 50 °С. Температура застывания обратных эмульсий определяется температурой застывания углеводородной среды.

Срок хранения обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, составляет в промысловых условиях не менее 45 сут.

Составы обратных эмульсий, обладающих растворяющей способностью и свойствами задавочных жидкостей, приведены в табл. 20.3 и 20.4.

Растворяющая способность эмульсий этих составов находится на уровне растворяющей способности чистого растворителя. Так, в 1 м^3 эмульсии при температуре 20 °С за 24 ч растворяется около 0,03 м^3 (30 кг) парафинистых отложений.

20.1.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, СОДЕРЖАЩИХ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ РАСТВОРИТЕЛЬ

Приготовление обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, осуществляется на специальной установке по приготовлению гидрофобно-эмульсионных растворителей, принципиальная схема которой приведена на рис. 20.5. Установка

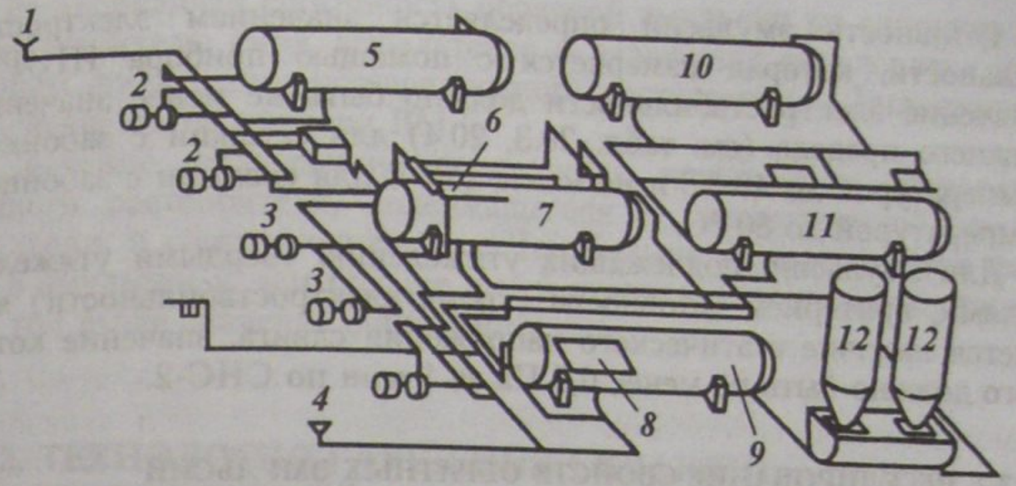


Рис. 20.5. Схема установки по приготовлению жидкостей глушения на основе обратных эмульсий:
1 – воронка для приема эмульгатора; *2* – насосы для перекачки и дозировки эмульгатора; *3* – насосы для перекачки исходных компонентов и приготовления эмульсии; *4* – воронка для приема водного раствора $CaCl_2$; *5* – резервуар для хранения эмульгатора; *6, 8* – смесительные устройства; *7* – смесительная емкость; *9* – дозировочная емкость; *10, 12* – узел утяжеления; *11* – резервуар для хранения готового раствора

строится, как правило, вблизи УКПН и включает резервуары для хранения готового раствора и исходных компонентов, смесительную емкость, оборудованную смешивающими устройствами, насосы, компрессор и систему трубопроводов с задвижками.

Заданные параметры обратной эмульсии могут быть получены при соблюдении дозировки компонентов и технологии приготовления. Подготовительные работы по приготовлению эмульсии сводятся к заполнению соответствующих резервуаров исходными компонентами. Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих во внешней среде углеводородный растворитель, состоит в следующем.

В смесительную емкость *7* подается расчетное количество нефти. С помощью одного из насосов *3* устанавливается циркуляция нефти по схеме емкость *7* – насос *3* – смеситель *6* – емкость *7*. Одновременно с операцией подается в смесительную емкость *7* расчетное количество эмульгатора с помощью одного из насосов *2*. Не прекращая операции, в емкость *7* подается расчетное количество дистиллята, одновременно подается в емкость *7* расчетное количество водной фазы (пластовая вода, водный раствор $CaCl_2$ и т.п.). Подачу водной фазы осуществляют с помощью второго насоса *3* через смесительное устройство *6*.

После подачи расчетного количества воды оба насоса *3* продолжают осуществлять циркуляцию эмульсии до полной готовности по схеме: смесительная емкость *7* – насосы *3* – смеситель *6* – смесительная емкость *7*.

Готовность эмульсии определяется значением электростабильности, которая измеряется с помощью прибора ИГЭР-1. Значение электростабильности должно быть не менее значений нижнего предела (см. табл. 20.3, 20.4) для скважин с забойной температурой до 40 °С и не менее 120 В для скважин с забойной температурой до 80 °С.

Для эмульсий, подлежащих утяжелению твердыми утяжелителями, критерием готовности (кроме электростабильности) является наличие статического напряжения сдвига, значение которого должно быть не менее 0,5 Па за 1 мин по СНС-2.

20.2.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Электростабильность обратных эмульсий характеризует агрегативную устойчивость системы. Чем выше значение электростабильности, тем выше устойчивость эмульсии во времени и термостабильность. Для рецептур обратных эмульсий значение электростабильности должно составлять не ниже указанного (см. табл. 20.3 и 20.4).

Повышение электростабильности осуществляется добавкой (с последующим перемешиванием) эмульгатора-стабилизатора. Незначительное повышение электростабильности (на 20–30 В) может быть достигнуто увеличением времени перемешивания. Условная вязкость обратных эмульсий измеряется с помощью воронки ВП-5. Регулирование вязкости осуществляется изменением соотношения водной и углеводородной фаз. Увеличение концентрации водной фазы (уменьшение концентрации углеводородной среды) приводит к повышению вязкости вплоть до нетекучего состояния. При равных соотношениях фаз двух эмульсий условная вязкость будет ниже там, где меньше вязкость углеводородной среды.

Статическое напряжение сдвига измеряется с помощью прибора СНС-2 стандартным методом за 1 и 10 мин. Эта величина характеризует наличие тиксотропии эмульсии, т.е. способность системы удерживать во взвешенном состоянии твердый утяжелитель. Статическое напряжение сдвига зависит от природы используемого эмульгатора. При применении в качестве эмульгатора реагента ЭС-2 необходимое значение сдвига достигается при концентрации ЭС-2 от 1 до 2,5 %.

Плотность обратной эмульсии определяется прибором АГ-3ПП и другими стандартными способами. Регулирование плотности осуществляется измерением соотношения фаз, плотности водной фазы (за счет минерализации) и добавлением твердого утяжелителя.

Растворяющая способность обратной эмульсии по отношению к растворителю смол, асфальтенов и парафинов обусловлена наличием фильтрации углеводородного растворителя. Фильтрация определяется по прибору ВМ-6.

Значение фильтрации определяется количеством углеводородного растворителя, содержащегося в дисперсионной среде эмульсии, и соотношением фаз. Чем больше углеводородной фазы в эмульсии и чем больше в ней углеводородного растворителя, тем выше значение фильтрации.

20.2. ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Данная технология предусматривает использование задавочной жидкости, обладающей растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям.

Особенность новой технологии глушения – обязательное полное замещение скважинной жидкости на жидкость глушения (обрабатывающий раствор). При выполнении этой операции могут наблюдаться три варианта.

1. Продуктивный пласт обладает достаточной приемистостью.

Заменить скважинную жидкость на жидкость глушения (обрабатывающий раствор) на глубину подвески НКТ, затем жидкость под насосом продавить в пласт.

2. Продуктивный пласт «не принимает». Значение пластового давления позволяет спустить НКТ до забоя.

Спустить НКТ до забоя, закачать задавочную жидкость в межтрубное пространство или трубы и промывкой заменить скважинную жидкость на жидкость глушения.

3. Продуктивный пласт «не принимает». Значение пластового давления не обеспечивает безопасность спуска НКТ до забоя.

Произвести замену скважинной жидкости жидкостью глушения на глубину подвески НКТ. Спустить НКТ до забоя и заменить скважинную жидкость жидкостью глушения во всем объеме.

Пуск скважин в работу после ремонта с использованием технологии глушения с одновременной обработкой призабойной зоны пласта проводится без освоения и мероприятий, связанных с вызовом притока.

Задавочная жидкость (обрабатывающий раствор) после ремонта откачивается из скважины в систему сбора. Задавочная

жидкость, утяжеленная баритом или другими твердыми утяжелителями, откачивается в автоцистерны и используется повторно или возвращается на установку приготовления для регенерации и повторного использования.

Рекомендации по подбору скважин, на которых может быть использована данная технология, сводятся к следующему.

1. Технологию глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта следует применять при проведении подземных (текущих) ремонтов скважин.

2. Технология может быть использована при подземном ремонте скважин со всеми существующими способами добычи нефти.

3. Наибольший эффект от использования данной технологии может быть получен в скважинах, где продуктивный пласт имеет значительную разнородность по проницаемости.

4. Наименьший эффект от использования данной технологии может быть получен на скважинах с обводненностью продукции выше 90 %.

20.3. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО БЛОКИРОВАНИЯ ПЛАСТА КОНЦЕНТРИРОВАННЫМИ МЕЛОВЫМИ СУСПЕНЗИЯМИ

Роль блокирующего вещества названного способа выполняет меловая суспензия высокой вязкости, стабилизированная карбоксилметилцеллюлозой (КМЦ). В качестве твердой фазы суспензии применен химически осажденный мел, отличающийся высокой степенью дисперсности, отсутствием загрязняющих примесей, способностью к активному химическому взаимодействию с соляной кислотой без образования нерастворимых осадков и выделением значительных количеств углекислого газа, ускоряющего процесс освоения.

Химически осажденный мел представляет собой тонкодисперсный, микрокристаллический порошок, получаемый в промышленности карбонизацией известкового молока $Ca(OH)_2$ диоксидом углерода CO_2.

Химически осажденный мел в зависимости от физико-химических показателей подразделяется на марки А, Б и В. Все они вполне пригодны для использования в целях блокирования.

Содержание углекислого кальция колеблется при это в пределах 98–96 %, влажность составляет 1,0–1,5 %.

Содержание примесей, не растворимых в соляной кислоте, изменяется в пределах 0,15–0,2 %, что практически исключает возможность загрязнения коллектора продуктами реакции.

Углекислый кальций $CaCO_3$ трудно растворим в холодной и горячей воде и не растворим в органических растворителях. Плотность его составляет 2,7–2,8 г/см^3. Как и для всех карбонатов, при действии кислот выделяет углекислый газ.

Карбоксиметилцеллюлоза в данном случае используется в качестве стабилизатора-структурообразователя, придающего неустойчивым меловым суспензиям упругопластические свойства. КМЦ выпускается рядом предприятий, в частности, Наманганский химический завод производит КМЦ с различной степенью полимеризации (от 250 до 600).

КМЦ наиболее полно отвечает требованиям, предъявляемым к реагентам-стабилизаторам меловых суспензий.

Для стабилизации меловых суспензий можно использовать КМЦ со степенью полимеризации от 300 до 600, причем его стабилизирующая способность и термостойкость возрастают с увеличением степени полимеризации.

Условная вязкость 5%-ного водного раствора КМЦ-300 составляет 50–70 с, КМЦ-500 – 250–300 с.

Не исключено применение в указанных целях и других известных реагентов-стабилизаторов.

На основе данных лабораторных и промысловых исследований рекомендуются следующие составы (массовая доля, %) для временного блокирования пласта при глушении скважин:

мел химически осажденный плотностью 2,7–2,8 г/см^3 – 35–40;

вода пластовая плотностью 1,01–1,05 г/см^3 – 58–63;

КМЦ-500 (или в пересчете на КМЦ-300) – 1,5–2,5.

При этом технологические параметры суспензии после выдерживания в течение 5–6 ч при t = 100 °С изменяются в следующих пределах: плотность 1,28–1,31 г/см^3; водоотдача (по ВМ-6) 4–10 см^3/30 мин; условная вязкость 300–600 с; СНС = = 0,4÷0,6 Па; стабильность 0,01–0,03 г/см^3; суточный отстой жидкой фазы 1–2 %.

В нормальных условиях водоотдача 20 см^3/30 мин; вязкость 1000 с; СНС = 0,1 Па; стабильность 0,01–0,02 г/см^3; суточный отстой 0.

В сильно поглощающих скважинах (50–70 л/мин) необходимо использовать суспензию с максимальным содержанием мела (40 %) или добавлять 10–15 % строительного мела.

Состав и параметры меловой суспензии, используемой для перфорационных работ, несколько отличаются от описанных, что объясняется необходимостью свободного перемещения перфоратора в намечаемом к простролу интервале.

Состав (массовая доля, %) меловой суспензии для перфорационных работ следующий:

мел химически осажденный – 30–32;
вода пластовая – 65–67;
КМЦ-500 – 2, 2, 5.

Параметры этой суспензии в нормальных условиях изменяются в следующих пределах: плотность 1,25–1,26 г/см^3; вязкость (условная) 400–600 с; водоотдача 10–12 см^3/30 мин; СНС = = 0,4÷0,6 Па; стабильность 0,02 г/см^3; суточный отстой 0,3 %. После термостатирования (100–140 °С): плотность 1,26–1,22 г/см^3; вязкость по СПВ-5 200–300 с; водоотдача 12–14 см^3/30 мин; стабильность 0,01 г/см^3; суточный отстой 0,3 %.

Пластовая вода, используемая в качестве жидкой фазы суспензии, может быть частично (на 20–30 %) заменена газовых конденсатом. Применение суспензий полностью из строительного мела не рекомендуется, так как многие его сорта содержат значительное (до 15 %) количество механических примесей, не растворимых в соляной кислоте.

20.3.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ МЕЛОВЫХ СУСПЕНЗИЙ

Как показала практика, использование для приготовления меловых суспензий цементировочной воронки или гидросмесителя дает наилучшие результаты.

Выбор соотношения компонентов и параметров суспензии зависит от состояния призабойной зоны, условий разработки и геолого-эксплуатационной характеристики скважины. Чем выше проницаемость пласта, тем более концентрированной должна быть суспензия.

Суспензию для перфорационных работ необходимо приготовлять за сутки до применения.

1. После определения по номограмме необходимого количества суспензии и выбора ее состава в 50 % общего объема воды растворяют КМЦ до получения однородной по вязкости массы. При использовании воронки или гидросмесителя для этого достаточно 30 мин.

2. В оставшихся 50 % воды затворяют мел. При помощи гидросмесителя интенсивно перемешивают получившуюся суспензию в течение 30 мин.

3. Оба раствора смешивают и, перемешивая в течение 1 ч, получают необходимые параметры.

Определяя требуемое количество раствора для блокирования, необходимо учитывать его частичные потери при приготовлении и закачке.

Для экономии времени и удешевления работ рекомендуется готовить раствор КМЦ в централизованном порядке. При помощи гидросмесителя его заготовляют из расчета 500–600 л на скважину. Наиболее приемлемая концентрация КМЦ в этом случае составит 4–5 %.

При широком использовании рекомендуется иметь специальный узел приготовления готовой к применению суспензии, например, следующего состава: 35 % мела, 63 % пластовой воды, 2 % КМЦ-500.

При необходимости изменения указанного состава с целью учета особенностей отдельных скважин нужные параметры можно получить непосредственно на скважине путем изменения соотношения компонентов суспензии.

20.4. ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ БЛОКИРОВАНИЕМ ПЛАСТА

Применение указанного метода рекомендуется при выполнении следующих ремонтных операций:

ревизия насосно-компрессорных труб и подземный ремонт других видов;

переоборудование скважин под плунжерный лифт;

ликвидация межколонных перетоков и замена устьевого оборудования;

временная консервация скважин;

устранение негерметичности эксплуатационных колонн с местом нарушения выше объекта разработки;

изоляция пластовых вод путем установки цементного моста с целью отключения нижней части объекта.

Промысловые эксперименты показали высокую эффективность перфорационных работ в среде меловой суспензии, в частности, при следующих операциях:

вскрытие объектов с низким пластовым давлением;

расширение (дострел) фильтра;

приобщение нового объекта;

повторная перфорация;

возвратные работы на ниже- и вышележащие горизонты.

Технологические схемы блокирования пласта при глушении скважин могут быть различными.

20.5. ДЕБЛОКИРОВАНИЕ ПЛАСТА И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуются водный раствор хлористого кальция $CaCl_2$ и углекислый газ CO_2, легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения.

Реакция протекает по следующей схеме:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2.$$

Хлористый кальций хорошо растворим в воде. При температуре 100 °С растворимость его достигает 180 г на 100 г воды. Вязкость 20%-ного раствора $CaCl_2$ не превышает 16 с (по СПВ-5).

Учитывая критические константы для углекислоты (давление $p_{кр}$ = 7,29 МПа, температура $T_{кр}$ = +31,3 °С), можно утверждать, что во всех случаях, когда кислота взаимодействует с мелом при температуре выше 31,3 °С, реакция при любом давлении происходит с выделением CO_2 в виде газовой фазы.

Выделяющийся углекислый газ (при взаимодействии 1 м^3 меловой суспензии плотностью 1,3 г/см^3 и соответствующего эквивалента соляной кислоты образуется около 100 м^3 CO_2) создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

Технология деблокирования призабойной зоны выбирается с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины и процесса блокирования при глушении. Возможны следующие варианты:

обработка пласта под давлением в скважине, заполненной жидкостью;

обработка пласта кислотой в скважине, заполненной газом или воздухом.

По первому варианту скважину перед освоением тщательно промывают водой, доставляют необходимое количество кислоты в интервал фильтра и в момент появления ее у верхних отверстий фильтра закрывают затрубное пространство. При этом после кислоты в общем объеме проталкивающей жидкости закачивается 3–4 м^3 газового конденсата (для предотвращения контактирования воды с породами пласта). При пластовых давлениях, в 3–4 раза меньших гидростатических, в качестве рабочей жидкости при блокировании и деблокировании желательно использовать стабильный конденсат.

После этого созданием избыточного давления с помощью агрегата ЦА-320 кислота задавливается в пласт. Чтобы избежать

прорыва кислоты на отдельном участке фильтра и ухода ее в глубь пласта, задавку кислоты необходимо вести интенсивно, с поддержанием начального давления до окончания процесса.

По окончании деблокирования пласта немедленно приступают к освоению скважины методом аэрации, так как кислота реагирует с химически осажденным мелом практически мгновенно и времени, затрачиваемого на аэрацию жидкости в скважине, вполне достаточно для полной реакции.

Промедление в начале освоения может привести к поглощению пластом продуктов реакции и части рабочей жидкости и снижению эффективности способа. Следует иметь в виду, что способ оттеснения продуктов реакции в глубь пласта, часто применяемый при кислотных обработках на более раннем этапе разработки, совсем не приемлем на завершающей стадии, когда чувствительность скважин к засорению пласта резко возрастает.

Процесс освоения скважины способом аэрации рекомендуется проводить в следующей последовательности.

1. При открытой факельной линии начинают закачку в затрубное пространство воды, обработанной сульфонолом 0,1%-ной концентрации (здесь и далее в пересчете на активное вещество), и воздуха. Агрегат ЦА-320 работает на второй скорости, компрессор УКП-80 – с максимальной подачей 8 м^3/мин. Закачку в указанном режиме проводят до выхода аэрированной воды на «факел».

2. Увеличивают концентрацию сульфонола в закачиваемой воде до 0,4 %. Агрегат ЦА-320 работает на первой скорости, компрессор УКП-80 – с прежней подачей. Закачку в указанном режиме проводят до получения на «факеле» аэрированной воды с пеной.

3. Увеличивают концентрацию сульфонола до 0,8 %. Агрегат ЦА-320 работает на первой скорости в режиме 10 мин работы, 15 мин остановки. Компрессор работает постоянно в прежнем режиме. Аэрацию ведут в указанном режиме до получения на «факеле» обильной пены.

4. Концентрация сульфонола в воде доводится до 1 %. Работа агрегата на первой скорости и низкой частоте в режиме 5 мин работы, 20 мин остановки. Аэрацию ведут до интенсивного выхода пены.

5. Компрессор продолжает работать с постоянной максимальной подачей, агрегат прекращает работу. Такой режим поддерживается до полного освоения скважины.

Оптимальным режимом освоения скважины описанным способом надо считать процесс, проводимый при давлениях на агрегате и компрессоре в пределах 2–6 МПа. При этом минимальное

общее время, затраченное на опорожнение скважины глубиной 2500 м, должно составлять 7–8 ч и распределяться по циклам следующим образом: цикл I – 1 ч 30 мин, цикл II – 1 ч 30 мин, цикл III – 1 ч 00 мин, цикл IV – 3 ч.

Следует отметить, что качественное деблокирование (в равной мере и блокирование) пласта достигается при условии установки башмака насосно-компрессорных труб на расстоянии не более 5 м от нижних отверстий интервала перфорации.

Для образования достаточно устойчивых пен в процессе освоения можно рекомендовать, кроме сульфонола, следующие химические реагенты: ДНС-А, превоцел, дисолван, лисапол, ОП-4, ОП-10, ДС-РАС и др.

Для уменьшения сроков освоения скважины в 1,5–2 раза рекомендуется процесс освоения проводить с помощью двух компрессоров УКП-80 с некоторыми изменениями в режиме работы агрегата.

При наличии газа высокого давления можно использовать его для освоения скважин, хотя такой прием неизбежно связан с потерями газа.

По второму варианту скважину осваивают способом аэрации без предварительного деблокирования, и при получении притока газа или при полной продувке скважины воздухом доставляют расчетное количество соляной кислоты на забой, продавливая ее в призабойную зону газом или воздухом путем создания давления в трубном и затрубном пространстве одновременно. При этом необходимо использовать максимально возможное давление компрессора или газа из шлейфа.

По окончании реакции (1,5–2 ч) скважину осваивают путем отработки на факел.

Освоение по второму варианту рекомендуется применять в скважинах, где пластовые давления не превышают 6 МПа, блокирование пласта и ремонт проводились без избыточных давлений, а лифтовые трубы опущены до нижних отверстий фильтра или установлены с упором на забой.

20.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ ЖИДКОСТЯМИ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ (ЖБТФ) В УСЛОВИЯХ АВПД И СЕРОВОДОРОДА

Жидкости, обеспечивающие необходимые репрессии на продуктивный пласт в условиях АВПД, – это концентрированные растворы бромидов цинка $ZnBr_2$ и кальция $CaBr_2$ (плотность в пределах 1,7–2,15 г/см^3).

Одна из особенностей жидкостей, содержащих бромид цинка, заключается в том, что при контакте их с сероводородом происходят образование нерастворимого сульфида цинка и снижение плотности. Предлагаемая технология исключает этот недостаток и позволяет использовать жидкости на основе бромидов цинка для установки и ремонта внутрискважинного оборудования.

20.6.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ БРОМИД ЦИНКА – БРОМИД КАЛЬЦИЯ И РАСТВОРА БРОМИДА КАЛЬЦИЯ

Композиция $CaBr_2 - ZnBr_2$ имеет следующие параметры:

Плотность, г/см^3	2,1–2,2
Массовая доля, %:	
$CaBr_2$	43–52
$ZnBr_2$	19–28
Водородный показатель раствора	3,5–5,5
Динамическая вязкость, мПа·с, не более	70

Композиция бромид кальция – бромид цинка смешивается без ограничения с пресной водой и раствором бромида кальция. При смешивании с пластовой минерализованной водой при низких температурах возможно незначительное выделение менее растворимых солей типа хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния и др.

Физико-химические свойства композиции $CaBr_2 - ZnBr_2$ и раствора $CaBr_2$ представлены в табл. 20.5.

Растворы бромида кальция – бромида цинка представляют собой истинные растворы. Однако в связи с высокой концентрацией солей в растворе жидкости они не являются истинно ньютоновскими, а проявляют в некоторой степени дилатантные свойства (рис. 20.6), т.е. с увеличением градиента скорости деформации вязкость в некоторой степени увеличивается, причем этот эффект наиболее заметен при невысоких температурах и в концентрированном растворе. При повышении температуры вязкость жидкостей падает, и эффект дилатантности уменьшается. То же происходит с разбавлением жидкости.

Для практических расчетов можно принимать жидкости на основе бромидов цинка и кальция за ньютоновские, а в качестве динамической вязкости этих жидкостей – эффективную вязкость при скоростях деформации 400–1300 с$^{-1}$.

Структурными свойствами жидкости на основе бромидов цинка и кальция не обладают.

У композиции $ZnBr_2 - CaBr_2$ и жидкостей на ее основе, как у всех растворов электролитов, вследствие объемного расширения

Таблица 20.5

Физико-химические свойства композиции $CaBr_2$ – $ZnBr_2$ и растворов $CaBr_2$

Продукт	Химический состав (массовая доля, %)	Плотность, кг/м³	Кинематическая вязкость, 10^{-6} м²/с	Теплоемкость (при 35 °С), кДж/кг	Удельная электропроводность, Ом/м	Коэффициент объемного расширения, 10^{-4} °С$^{-1}$	Поверхностное натяжение, 10^{-3} Н/м	Температура кипения, °С	Температура начала кристаллизации, °С
Растворы $CaBr_2$	42,6 ($CaBr_2$)	1516	1,816	1,89	21,38	4,67	82,14	112,3	–58,8
	48,5 ($CaBr_2$)	1613	2,17	2,12	18,10	5,12	87,45	118,2	–50
	56,1 ($CaBr_2$)	1762	4,59	1,78	11,54	5,67	92,15	130,5	+1,0
Композиция $CaBr_2$ – $ZnBr_2$	50,38 ($CaBr_2$), 21,45 ($ZnBr_2$)	2165	22,14* (1,98**)	1,46***	2,42** (11,77***)	12,53	80,82* (68,96**)	155,3	+13

* При 20 °С.
** При 110 °С.
*** При 90 °С.

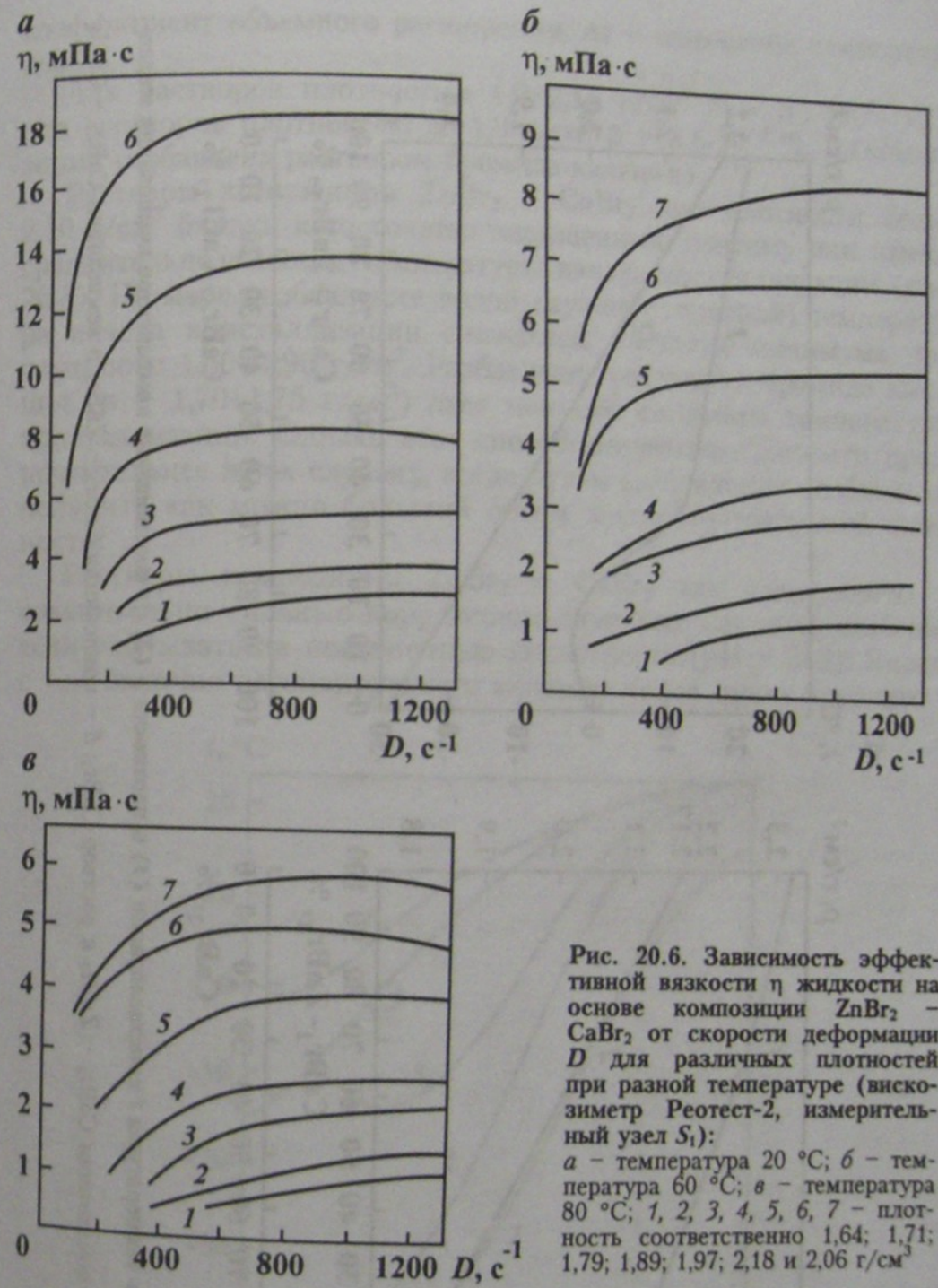


Рис. 20.6. Зависимость эффективной вязкости η жидкости на основе композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ от скорости деформации D для различных плотностей при разной температуре (вискозиметр Реотест-2, измерительный узел S_1):
а – температура 20 °С; *б* – температура 60 °С; *в* – температура 80 °С; *1, 2, 3, 4, 5, 6, 7* – плотность соответственно 1,64; 1,71; 1,79; 1,89; 1,97; 2,18 и 2,06 г/см³

при повышении температуры происходит снижение плотности (рис. 20.7).

Плотность при температуре рассчитывается по формуле

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \Delta t}, \qquad (20.13)$$

где ρ_t, ρ_{20} – плотность жидкости при температуре t и 20 °С; β –

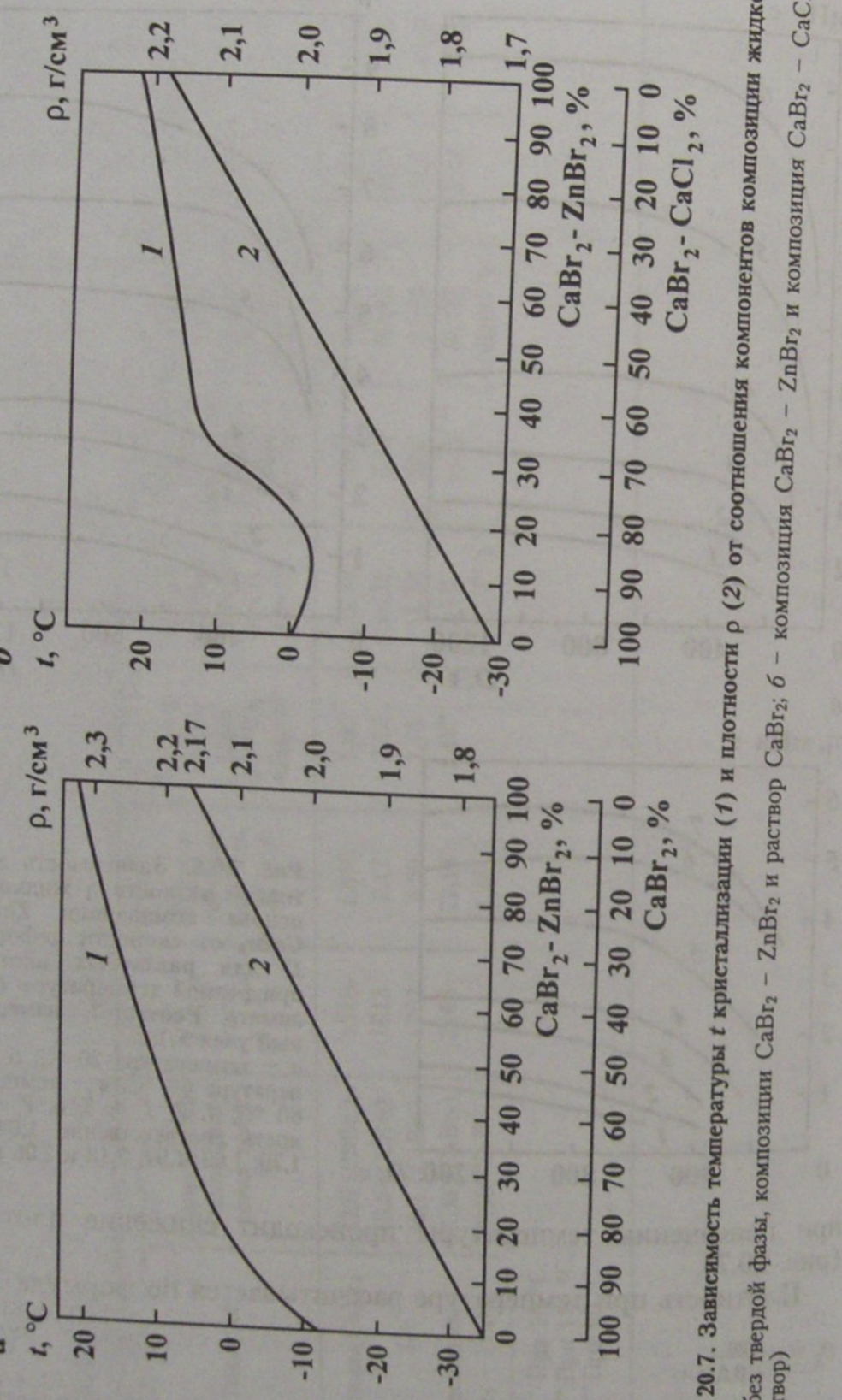


Рис. 20.7. Зависимость температуры *t* кристаллизации (*1*) и плотности ρ (*2*) от соотношения компонентов композиции жидкости:
а – без твердой фазы, композиции $CaBr_2$ – $ZnBr_2$ и композиция $CaBr_2$ – $CaCl_2$ (раствор)

коэффициент объемного расширения; Δt – изменение температуры, °С.

Для растворов плотностью 1,9–2,15 г/см³ $\beta = 3{,}1 \cdot 10^{-4}$ °С$^{-1}$, для растворов плотностью до 1,9 г/см³ $\beta = 3{,}6 \cdot 10^{-4}$ °С$^{-1}$ (композиция разбавлена раствором бромида кальция).

Растворы композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ при плотности более 2,10 г/см³ близки к состоянию насыщенных, поэтому они имеют сравнительно высокие температуры начала кристаллизации (рис. 20.8). По мере разбавления водой (лучше – пресной) температура начала кристаллизации снижается, достигая минимума при плотности 1,80–1,90 г/см³. Разбавление раствором бромида кальция (ρ = 1,70÷1,75 г/см³) дает меньшее снижение температуры кристаллизации. Однако этот способ снижения плотности предпочтительнее в тех случаях, когда путем разбавления необходимо получить как можно больший объем жидкости требуемой плотности.

Растворы композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ как электролиты – сравнительно сильные коррозионно-активные системы, особенно если учитывать их повышенную кислотность (pH = 3÷5). Вместе с тем наличие пассивирующего влияния ионов цинка приводит в

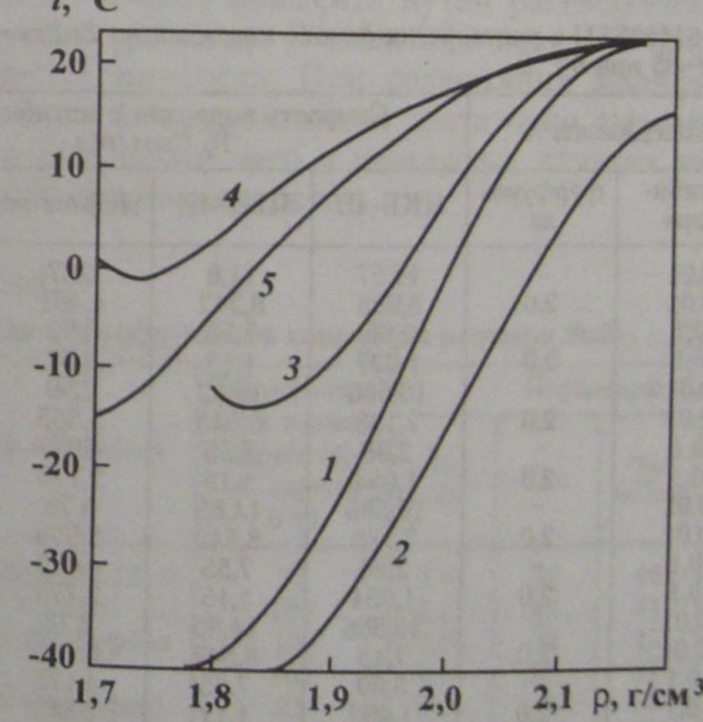


Рис. 20.8. Зависимость температуры *t* кристаллизации жидкостей на основе композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ от ее плотности ρ для разных жидкостей-разбавителей:
1, *2* – пресная вода; *3* – минерализованная пластовая вода, ρ = 1,1 г/см³; *4* – раствор композиции $CaBr_2$ – $CaCl_2$, ρ = 1,71 г/см³; *5* – раствор $CaBr_2$, ρ = 1,75 г/см³

определенной степени к нивелированию их коррозионной агрессивности. Особенно это относится к низким температурам. При температуре 25 °С скорость коррозии Ст3 в растворе $ZnBr_2$ (21 %) – $CaBr_2$ (51 %) не превышает 0,07 мм/год. Коррозия контролируется катодным процессом восстановления ионов водорода. Увеличение температуры процесса коррозии и разбавление раствора водой увеличивают скорость растворения металла. При температуре 90 °С скорость коррозии может достигать 0,6 мм/год – при отсутствии защиты в зависимости от состава композиции (табл. 20.6, 20.7).

Наиболее подходящими ингибиторами коррозии стали в среде композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ являются ингибиторы ИКБ-4, ХОСП-10, КПИ-3, Нефтехим. Сочетание их с фурфуролом (нейтрализатором сероводорода) снижает скорости коррозии на несколько порядков.

При контакте с сероводородом в растворе композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ (табл. 20.8) образуется сульфид цинка, что приводит к появлению твердой фазы в растворе. При очистке от нее снижается плотность и система становится трудно управляемой.

Таблица 20.6

Коррозия стали SM90SSU в растворе на основе композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ по ТУ 6-18-22-82–85 при 90 °С

Плотность раствора, г/см³	Содержание, %		Скорость коррозии с ингибитором, 10^{-2} мм/год			
	ингибитора	фурфурола	ИКБ-4В	ИКБ-4Н	Нефтехим	Нефтехим-2
2,10	0,01	–	10,57	14,8	6,67	11,99
	0,01	2,0	6,983	8,542	4,491	3,039
	0,1	–	2,96	7,55	3,92	6,071
	0,1	2,0	1,027	1,13	2,65	1,531
2,0	0,01	–	10,566	14,82	7,59	11,96
	0,01	2,0	7,138	8,545	5,555	3,052
	0,1	–	2,98	7,55	4,027	6,097
	0,1	2,0	1,054	1,15	2,773	1,54
1,90	0,01	–	10,586	14,85	8,78	11,99
	0,01	2,0	7,138	8,545	5,555	3,052
	0,1	–	2,98	7,55	4,027	6,097
	0,1	2,0	1,054	1,15	2,773	1,54
1,90	0,01	–	10,586	14,85	8,78	11,99
	0,01	2,0	7,15	8,547	6,779	3,071
	0,1	–	3,00	7,55	4,173	6,121
	0,1	2,0	1,092	1,17	2,845	1,56
1,80	0,01	–	10,64	14,87	10,08	12,007
	0,01	2,0	7,164	8,55	6,861	3,092
	0,1	–	3,02	7,58	4,35	6,140
	0,1	2,0	1,095	1,19	3,068	–

Примечание. Время 240 ч.

Таблица 20.7

Коррозия некоторых сталей обсадных труб в среде растворов на основе $CaBr_2$ – $ZnBr_2$

Сталь	Скорость коррозии (в мм/год) в растворе		
	77 % $ZnBr_2$	55 % $CaBr_2$	20 % $ZnBr_2$ и 49 % $CaBr_2$
Трубная сталь группы прочности Р-105	0,262	0,250	0,260
Трубная сталь группы прочности Д	0,488	0,359	0,412
Сталь SM90SSU	0,104	0,091	0,108

Для защиты композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ от сероводорода и снижения ее коррозионной агрессивности используется технический фурфурол, который образует с ионами цинка комплексные соединения и, кроме того, сам реагирует с сероводородом без образования твердых веществ. В присутствии 2 % фурфурола пропускание 4,7 г/л сероводорода не приводит к образованию кислоторастворимых сульфидов цинка.

Вязкость жидкости без твердой фазы на основе композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ можно повысить путем растворения в ней модифицированного крахмала. В табл. 20.9 показано влияние крахмала на свойства жидкости. При содержании модифицированного крахмала около 3 % достигаются достаточно высокие вязкостные свойства, в результате чего в некоторых случаях можно предотвратить поглощение жидкости.

Таблица 20.8

Влияние добавок фурфурола на параметры раствора $ZnBr_2$ – $CaBr_2$

Химическая обработка	Температура при термообработке, °С (время 6 ч)	Параметры раствора				
		ρ, г/см³	*T*, с	$\eta_{эф}$, мПа·с	pH	ТПК, °С
Чистый рассол, 22,17 % $ZnBr_2$, 50,97 % $CaBr_2$	25	2,17	22	46	3,55	17
	100	2,17	22	41	2,25	
То же, + 1 % фурфурола	25	2,16	22	45	3,35	11,5
	100	2,15	22	47	3,4	
То же, + 4 % фурфурола	25	2,14	22	54	3,15	21,5
	100	2,13	42	68	2,95	
То же, + 2 % фурфурола	25	2,15	22	48	3,25	13,5
	100	2,15	30	52	3,20	

Примечание. Для всех случаев значение СНС через 1 и 10 мин равно нулю.

Таблица 20.9

Сведения о реологических параметрах жидкости без твердой фазы на основе композиции $ZnBr_2 - CaBr_2$ и ее сероводопоглотительных свойствах

Содержание кряхмала, %	ρ, г/см³	T, с	η, мПа·с	τ₀, дПа	φ при 600 об/мин	φ при 300 об/мин	pH	Количество H_2S, мг/200 мл: Всего поглощено	Поглощено раствором	В просяное	Кислотораствори-мые сульфиды	Свободный H_2S
Исходный раствор												
–	2,10	15	20	–	–	–	5,2	–	–	–	–	–
1	2,09	18	60	49,5	135	75	5,2	–	–	–	–	–
2	2,09	44	7	818	262	255	5,2	–	–	–	–	–
3	2,10	150	–	–	265	265	5,2	–	–	–	–	–
После прогрева при температуре 100 °С в течение 6 ч												
1	2,09	11	50	49,5	115	65	4,55	–	–	–	–	–
2	2,09	35	91	260	261	170	4,9	–	–	–	–	–
После пропускания сероводорода												
1	2,10	12	55	50	130	70	4,95	940	640	300	Нет	Нет

Примечания. 1. Исходный раствор: фурфурол 2 %, ингибитор 0,1 %, ρ = 2,1 г/см³, *T* = 5,3 с, pH = 5,05. 2. Раствор при перемешивании после прогрева незначительно пенится.

20.6.2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ЗАМЕНЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЖИДКОСТЬ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ БРОМИД ЦИНКА – БРОМИД КАЛЬЦИЯ

Зону установки пакера в эксплуатационной колонне перед установкой внутрискважинного оборудования (ВСО) необходимо проработать скребками в соответствии с рекомендациями регламента на установку ВСО.

Для предотвращения попадания значительных количеств бурового раствора в ЖБТФ и уменьшения затрат времени в дальнейшем на ее очистку следует отмыть эксплуатационную колонну от остатков бурового раствора. Далее необходимо заменить буровой раствор на воду обратной промывкой, регулируя дросселем противодавление на устье скважины для обеспечения необходимого превышения над пластовым давлением (или давлением, при котором колонна негерметична). Прямой промывкой закачать в скважину 6–8 м^3 моющей жидкости, состоящей из 33 % дизельного топлива, 33 % СМАД-1 и 34 % сульфонола (с противодавлением). Состав моющей жидкости определен на основе лабораторных исследований и практической проверкой на скважинах месторождения Тенгиз. Закачать в скважину 50–60 м^3 2–3%-ного раствора товарного сульфонола. Объем определить с учетом объема скважины. Промыть скважину в течение двух циклов с противодавлением на устье. Производительность агрегатов при отмывке следует поддерживать на уровне не менее 9 л/с. При выходе моющей жидкости на устье скважины второй раз желательно перейти на промывку чистой водой со сбросом моющей жидкости в амбар. После выхода на устье чистой воды (по расчету) следует закачать еще 10–15 м^3 чистой воды и отобрать пробу выходящей жидкости для контроля механических примесей. При содержании твердой фазы в воде не более 0,01 % прекратить промывку водой и приступить к замене воды на рабочую жидкость.

При содержании твердой фазы более 0,01 % продолжить промывку.

Подготовка жидкости, приготовление и очистка. Композиция $ZnBr_2 - CaBr_2$ перед приготовлением на ее основе жидкости должна быть очищена от твердой фазы. Для очистки композиции следует использовать песочный фильтр типа Е0,3гл-0,7 т или блок таких фильтров. В зимних условиях фильтры должны быть утеплены, а жидкость должна иметь температуру не менее 30 °С. Фильтр заполняется речным песком. Песок подбирается по гранулометрическому составу таким, чтобы обеспечить необ-

ходимую степень чистоты (содержание твердой фазы не более 0,010 %) и достаточно высокую производительность очистки. Размер частиц песка должен быть в пределах 0,2–0,4 мм.

Для получения жидкости необходимой плотности с наименьшей температурой кристаллизации следует разбавить исходный раствор пресной или пластовой водой. Если требуется получить как можно больший объем жидкости необходимой плотности и температура кристаллизации не столь важна (например, летом), то разбавление следует проводить раствором $CaBr_2$ плотностью 1,70–1,75 г/см^3.

Плотность жидкости после очистки и разбавления должна быть на 0,03 г/см^3 больше, чем это требуется для обеспечения репрессии на пласт с учетом температурного расширения, т.е.

$$\rho_0 = \rho_{ср}(1 + \beta\,\Delta t) + 0{,}03, \qquad (20.14)$$

где $\rho_{ср}$ – плотность жидкости при среднескважинной температуре (эта плотность соответствует требуемой для обеспечения необходимой репрессии на пласт); β – коэффициент объемного расширения; Δt – разность между среднескважинной температурой и температурой замера плотности; 0,03 – поправка, введенная с учетом дальнейшей обработки жидкости реагентами.

Необходимый объем $V_ж$ жидкости разбавления, требующийся для получения заданной плотности, рассчитывают по формуле (а также по диаграммам на рис. 20.9)

$$V_ж = \frac{V_{исх}(\rho_{исх} - \rho_{тр})}{\rho_{тр} - \rho_{разб}}, \qquad (20.15)$$

где $V_{исх}$ – объем исходной жидкости; $\rho_{исх}$, $\rho_{тр}$, $\rho_{разб}$ – плотность жидкостей соответственно исходной, требующейся, разбавления.

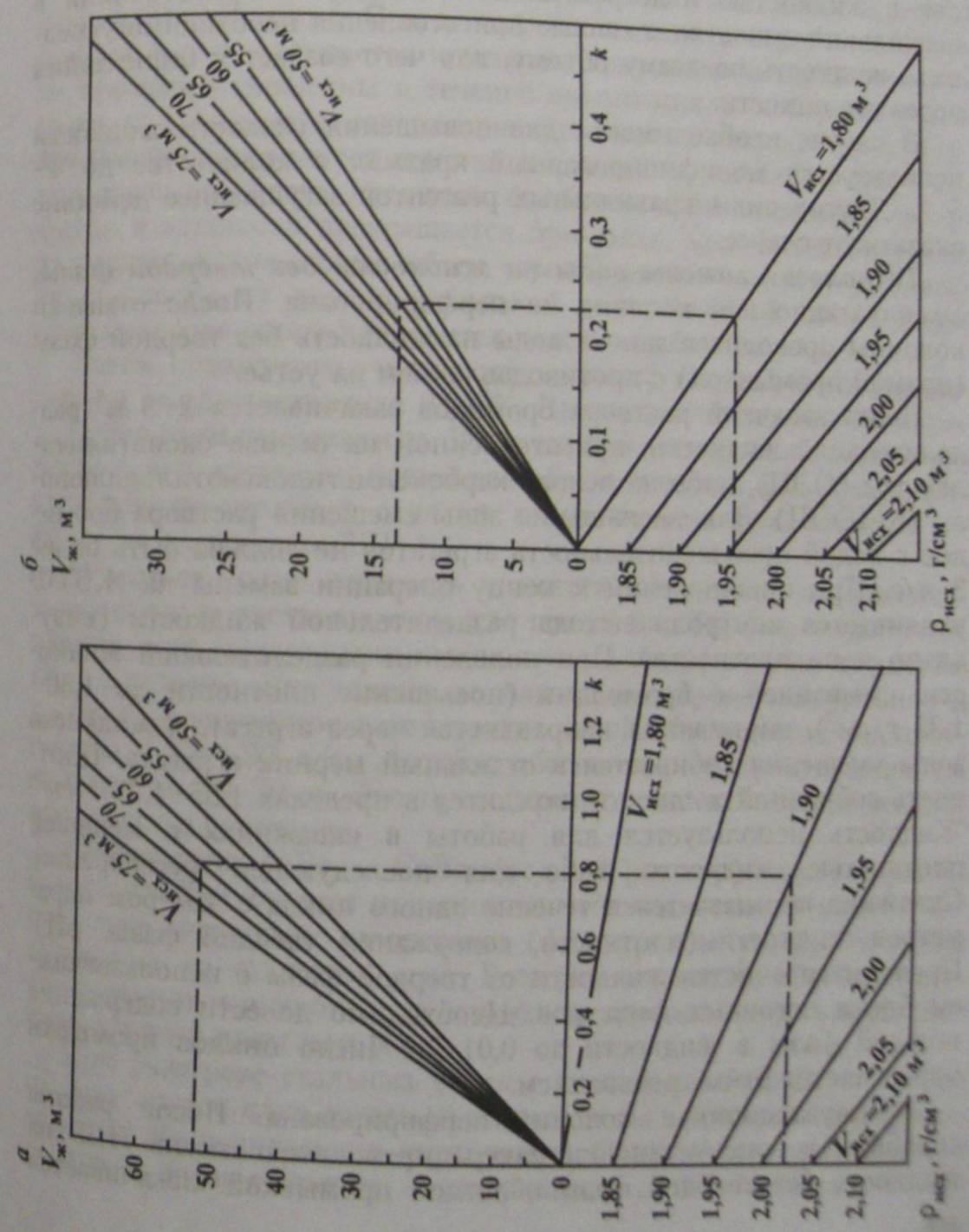
Расчет плотности $\rho_{пол}$ жидкости, полученной разбавлением исходной композиции, выполняется по формуле

$$\rho_{пол} = \frac{V_{исх}\rho_{исх} - V_{разб}\rho_{разб}}{V_{исх} + V_{разб}}, \qquad (20.16)$$

где $V_{исх}$, $V_{разб}$ – объем соответственно исходной жидкости и жидкости разбавления; $\rho_{исх}$, $\rho_{разб}$ – плотность соответственно исходной жидкости и жидкости разбавления.

Весь рабочий объем жидкости необходимо обработать фурфуролом из расчета 20 кг на 1 м^3 основы – композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$. Обработку проводят с помощью цементировочного агрегата в емкости хранения жидкости. Фурфурол сравнительно хорошо растворяется в композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$. Однако для уско-

Рис. 20.9. Диаграмма для определения необходимого объема V жидкости разбавления композиции $ZnBr_2$ – $CaBr_2$:
а, б – жидкость разбавления соответственно раствор $CaBr_2$ плотностью 1,75 г/см^3 и пластовая вода



рения его растворения вводить его в раствор композиции желательно через смесительную воронку. После ввода расчетного количества фурфурола жидкость перемешивают 1–2 ч для равномерного распределения по всему объему. Затем следует ввести в жидкость ингибитор коррозии (ИКВ-4, КПИ-3, Нефтехим-1) из расчета 1 кг на 1 м^3 жидкости. Ввод его осуществляется через смесительную воронку.

Все работы по приготовлению жидкости проводятся при температуре жидкости 30–40 °С. В зимнее время необходимо емкости с жидкостью подогревать. Если жидкости приготовляли в нескольких емкостях, то после приготовления необходимо усреднить жидкость по всему объему, для чего создается циркуляция через все емкости.

В случае необходимости для повышения вязкости жидкости используется модифицированный крахмал в количестве до 4–5 %. Другие виды крахмальных реагентов загущающее действие оказывают слабее.

Технология замены воды на жидкость без твердой фазы. Эксплуатационная колонна не перфорирована. После отмывки колонны проводится замена воды на жидкость без твердой фазы (прямой промывкой) с противодавлением на устье.

Перед закачкой раствора бромидов закачивается 2–3 м^3 разделительной жидкости, приготовленной на основе оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ), либо на основе карбоксиметилоксиэтилцеллюлозы (КМОЭЦ). Для уменьшения зоны смешения раствора бромидов с водой производительность агрегатов не должна быть более 3 л/с. При приближении к концу операции замены на ЖБТФ усиливается контроль выхода разделительной жидкости (визуально и по плотности). При появлении разделительной жидкости, смешанной с бромидами (повышение плотности до 1,30–1,35 г/см^3), циркуляция направляется через агрегат, и жидкость зоны смешения собирается в отдельный мерник агрегата. Плотность собранной жидкости находится в пределах 1,55–1,75 г/см^3. Жидкость используется для работы в скважинах с меньшей плотностью жидкости либо для последующей регенерации. Скважина промывается в течение одного цикла с замером параметров жидкости (плотности, содержания твердой фазы, pH). Проводится очистка жидкости от твердой фазы с использованием блока песочных фильтров. Необходимо довести содержание твердой фазы в жидкости до 0,01 %. Число циклов промывки определяется этим требованием.

Эксплуатационная колонна перфорирована. После работы скребком в зоне установки пакера проводится замена ИБР на жидкость без твердой фазы обратной промывкой. Закачивается

2 м^3 разделительной вязкоупругой жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ, 6 м^3 моющей жидкости, состоящей из 2 м^3 СМАД-1 и 2 м^3 дизельного топлива, а также 2 м^3 сульфонола 30%-ной концентрации и 2 м^3 разделительной жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ. Кроме того, закачивается требуемый объем жидкости без твердой фазы.

После выхода моющей и разделительной жидкостей и появления зоны смешения с рабочей жидкостью (плотность смеси 1,30–1,35 г/см^3) прекращается закачка бромидов. В отдельный мерник агрегата собирается жидкость зоны смешения плотностью 1,50–2,75 г/см^3. При появлении жидкости с рабочей плотностью восстанавливается круговая циркуляция и осуществляется промывка скважины в течение одного цикла, контролируется плотность жидкости, содержание сульфидов и твердой фазы. Одновременно проводится очистка жидкости от твердой фазы с использованием блока песочных фильтров. При появлении сульфидов в жидкости прекращается промывка, закрывается скважина и циркуляция направляется через блок по сепарации и очистке жидкости от газа с факельной установкой. В дальнейшем промывка скважины проводится через этот блок.

Затем проводится очистка жидкости от твердой фазы с доведением ее содержания до 0,01 %. Число циклов промывки определяется этим требованием. В случае выявления незначительного поглощения жидкости последняя обрабатывается 4–5 % модифицированного крахмала с целью повысить условную вязкость до 80–100 с по воронке ЗБР-1.

В зимнее время жидкость хранится в емкостях, оснащенных змеевиками и электрокотлом для подогрева. Трубопроводы утепляются для предотвращения кристаллизации в них жидкости. При остановке циркуляции на длительное время в затрубное и трубное пространство закачивается такой объем жидкости плотностью 1,85–1,90 г/см^3, чтобы обеспечить ее прохождение на глубину до 50–70 м. Это предотвратит кристаллизацию жидкости на устье скважины.

Композиция $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ (водный раствор) пожаровзрывобезопасна. Допускается подогрев чистой жидкости, не обработанной органическими реагентами (фурфуролом и ингибитором коррозии), на открытом огне. Разогрев жидкости, обработанной фурфуролом и ингибитором коррозии, проводится с использованием горячей воды или пара.

При разогреве стальных бочек с композицией $ZnBr_2$ – $CaBr_2$ не допускается слив кипящей жидкости во избежание вдыхания ее паров обслуживающим персоналом. Слив жидкости проводится только после снижения ее температуры до 60–70 °С.

При работе с композицией $ZnBr_2 - CaBr_2$ обслуживающий персонал должен применять защитные очки, резиновые перчатки, так как жидкость обладает раздражающим, прижигающим, некротизирующим действием на кожу и слизистые оболочки. При попадании растворов на кожные покровы немедленно промыть эти места обильной струей воды.

При попадании продукта внутрь необходимо вызвать рвоту, направить пострадавшего в медсанчасть.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

РЕЗЬБЫ И РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

ПРОФИЛИ РЕЗЬБ И РАЗМЕРЫ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Профиль замковой и метрической конической резьб изготовляют по РД 39-2-863–83, ГОСТ 20692–75, ГОСТ 21210–75, ГОСТ 5286–75, ГОСТ 7918–75 (рис. П1.1), (табл. П1.1).

Замковые резьбовые соединения изготовляют по ГОСТ 7918–75, ГОСТ 5286–75, ГОСТ 20692–75, ГОСТ 21210–75, ТУ 41-01-208–76 (рис. П1.2), (табл. П1.2).

Замковые номерные резьбовые соединения изготовляют по стандарту 7 АНИ (табл. П1.3)

Взаимозаменяемость резьб представлена в табл. П1.4.

Резьбовые соединения типов МК, РК и РКТ изготовляют по РД 39-2-863–83 (табл. П1.5).

Резьбовые соединения типа Н-90 представлены в каталоге фирмы «Хьюз Слаймлайн» (рис. П1.3), (табл. П1.6).

Резьбу трубную трапецеидальную типа ТТ изготовляют по ГОСТ 631–75, ГОСТ 5286–75 (рис. П1.4), (табл. П1.7).

Резьбовые соединения обсадных труб диаметром 351–426 мм изготовляют по ТУ 14-3-766–78 (рис. П1.5), (табл. П1.8).

Резьбу обсадных труб типа ОГ-1М изготовляют по ТУ 14-3-656–78, ТУ 14-3-714–78 (рис. П1.6), (табл. П1.9).

Резьбу обсадных труб типов ОТТМ, ТБО и насосно-компрессорных труб типа НКМ изготовляют по ГОСТ 632–80, ГОСТ 633–80, ТУ 14-3-245–74, ТУ 14-3-537–76, ТУ 14-3-655–78, ТУ 14-3-812–79, ТУ 14-3-1272–84 (рис. П.1.7), (табл. П1.10).

Резьбу насосно-компрессорных труб типов НКМ и НКБ изготовляют по ГОСТ 633–80 (рис. П1.8), (табл. П1.11).

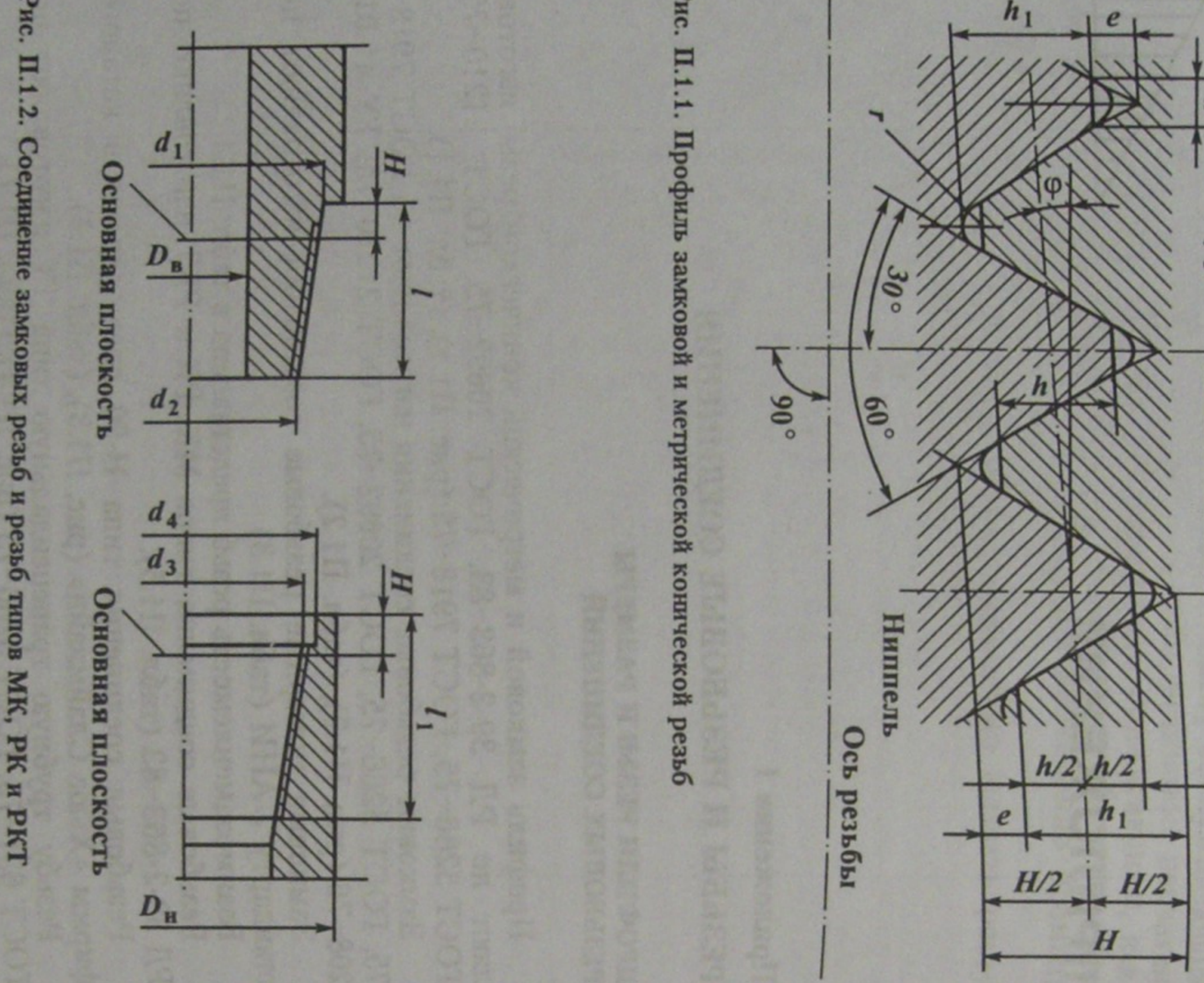


Рис. П.1.1. Профиль замковой и метрической конической резьб

Рис. П.1.2. Соединение замковых резьб и резьб типов МК, РК и РКТ

Таблица П1.1

Конусность	φ	Шаг резьбы t	H	h	h_1	e	r	a
1 : 32	0° 53′ 42″	6,00	5,196	2,580	3,016	1,308	0,872	1,512
		5,50	4,762	2,365	2,764	1,199	0,799	1,386
		5,00	4,330	2,150	2,513	1,090	0,726	1,260
		4,50	3,897	1,935	2,262	0,981	0,654	1,134
		4,00	3,464	1,720	2,010	0,872	0,581	1,008
1 : 16	0° 47′ 24″	6,35	5,497	3,298	3,763	1,099	0,635	1,267
		6,00	5,196	2,580	3,016	1,308	0,872	1,512
		5,50	4,762	2,365	2,764	1,199	0,799	1,386
		5,08	4,398	2,639	3,010	0,880	0,508	1,016
		5,00	4,330	2,150	2,513	1,090	0,726	1,260
		4,00	3,463	1,719	2,010	0,872	0,581	1,008
1 : 12	2° 23′ 09″	5,00	4,328	2,149	2,512	1,090	0,726	1,260
1 : 10	2° 51′ 45″	6,35	5,495	3,297	3,760	1,099	0,635	1,267
1 : 8	3° 34′ 36″	6,35	5,492	3,296	3,659	1,098	0,635	1,267
		6,00	5,189	2,577	3,012	1,307	0,871	1,510
1 : 6	4° 45′ 48″	6,35	5,487	3,293	3,755	1,097	0,635	1,267
		6,00	5,184	2,574	3,009	1,305	0,870	1,508
		6,35*	5,487	2,634	3,095	1,427	0,965	1,651
1 : 5	5° 42′ 38″	4,23	3,654	2,192	2,500	0,731	0,423	0,847
1 : 4	7° 07′ 30″	6,35	5,471	3,283	3,742	1,094	0,635	0,270
		5,08	4,376	2,626	2,993	0,875	0,508	1,016

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица П1.2

Тип	Конусность	Шаг	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
З-42	1 : 5	4,23	40,808	10,0	45,000	35,000	22	50	40,616	46,0	57	53
З-50	1 : 5	4,23	48,808	10,0	53,000	41,000	28	60	48,616	54,0	65	63
З-62	1 : 4	5,08	56,075	15,875	62,670	45,170	25	70	57,418	65,1	80	75
З-63,5	1 : 5	4,23	61,633	15,875	67,000	53,000	40	70	62,616	68,0	83	75
З-66	1 : 4	5,08	60,080	15,875	66,674	47,674	25	76	57,451	63,5	80	81
З-73*	1 : 6	6,35	67,767	15,875	73,047	60,380	44	76	67,779	74,6	86	82
З-76	1 : 4	5,08	69,605	15,875	76,200	54,200	32	88	70,948	78,6	95	93
З-86*	1 : 6	6,35	80,848	15,875	86,128	71,295	54	89	80,860	87,7	108	95
З-88	1 : 4	5,08	82,293	15,875	88,887	64,887	38	96	83,635	91,3	108	101
З-92	1 : 4	5,08	85,480	15,875	92,075	70,075	54	88	86,823	94,5	108	93
З-101	1 : 4	5,08	94,844	15,875	101,438	77,438	62	96	96,186	103,9	118	101
З-102	1 : 6	6,35	96,071	15,875	102,010	87,010	70	90	95,424	104,6	120	96
З-102*	1 : 6	6,35	96,723	15,875	102,003	85,003	70	102	96,735	103,6	120	108
З-108*	1 : 6	6,35	103,429	15,875	108,709	89,709	72	114	103,441	110,3	133	120
З-110	1 : 8	6,00	105,423	16,00	110,000	99,383	78	85	104,846	110,9	127	90
З-117	1 : 4	5,08	110,868	15,875	117,462	90,462	58	108	112,210	119,9	140	113
З-121	1 : 4	5,08	115,113	15,875	121,709	96,209	80	102	116,457	124,1	146	107
З-122*	1 : 6	6,35	117,500	15,875	122,780	103,780	82	114	117,512	124,6	146	120
З-133	1 : 6	6,35	127,361	15,875	133,300	114,300	95	114	126,714	135,9	155	120
З-133*	1 : 6	6,35	128,059	15,875	133,339	114,339	95	114	128,071	134,9	155	120
З-140	1 : 4	6,35	132,944	15,875	140,195	110,195	70	120	133,629	142,8	172	126
З-147	1 : 6	6,35	142,011	15,875	147,949	126,782	101	127	141,363	150,5	178	133
З-150	1 : 8	6,00	145,423	16,00	150,000	139,383	118	85	144,846	150,9	172	90
З-152	1 : 6	6,35	146,248	15,875	152,186	131,019	89	127	145,600	154,7	197	133
З-161	1 : 6	6,35	155,981	15,875	161,920	140,753	120	127	155,334	164,5	185	133
З-171	1 : 6	6,35	165,598	15,875	171,536	150,369	127	127	164,950	174,1	203	133
З-177	1 : 4	6,35	170,549	15,875	177,801	144,551	101	133	171,355	180,2	215	140
З-189	1 : 6	6,35	183, 488	15,875	189,427	168,260	148	127	182,841	192,0	212	133
З-201	1 : 4	6,35	194,731	15,875	201,983	167,733	120	137	195,415	205,0	242	144

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Замковая резьба обозначается буквой З и определяется диаметром d_1 в целых числах (без дробных долей). 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица П1.3

Номер резьбы	Конусность	Средний диаметр в основной плоскости	Ниппель				Муфта			
			d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
NC23	1 : 6	59,817	65,100	52,400	31,7	76,2	60,50	66,68	79,4	92,1
NC26	1 : 6	67,767	73,050	60,350	44,4	76,2	68,43	74,61	88,9	92,1
NC31	1 : 6	80,848	86,131	71,323	54,0	88,9	81,53	87,71	104,8	104,8
NC35	1 : 6	89,687	94,971	79,096	68,2	95,2	90,68	96,84	120,7	111,1
NC38	1 : 6	96,723	102,006	85,065	68,2	101,6	97,40	103,58	133,3	117,5
NC40	1 : 6	103,429	108,712	89,662	71,4	114,3	104,15	110,33	139,7	130,2
NC44	1 : 6	112,192	117,475	98,425	76,2	114,3	112,84	119,06	152,4	130,2
NC46	1 : 6	117,500	122,784	103,734	82,5	114,3	118,44	124,62	158,7	130,2
NC50	1 : 6	128,059	133,350	114,300	95,2	114,3	128,76	134,94	171,4	130,2
NC56	1 : 4	142,646	149,250	117,500	95,2	127,0	144,63	150,81	190,5	142,9
NC61	1 : 4	156,921	163,525	128,600	95,2	139,7	158,92	165,10	209,5	155,6
NC70	1 : 4	179,146	185,750	147,650	95,2	152,4	181,14	187,32	241,3	168,3
NC77	1 : 4	196,621	203,200	161,950	95,2	165,1	198,61	204,79	285,7	181,0

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Все резьбы укороченного профиля; H = 15,875 мм. 3. Шаг резьбы 6,35 мм.

Таблица П1.4

Отечественная	Зарубежная		Отечественная	Зарубежная		Отечественная	Зарубежная	
	стандартная	номерная		стандартная	номерная		стандартная	номерная
З-66	$2^3/_8$ Reg	–	З-102*	$3^1/_2$ IF	NC38	З-140	$5^1/_2$ Reg	–
З-76	$2^7/_8$ Reg	–	З-108*	4 FH	NC40	З-147	$5^1/_2$ FH	–
З-88	$3^1/_2$ Reg	–	З-117	$4^1/_2$ Reg	–	З-152	$6^5/_8$ Reg	–
З-73*	$2^3/_8$ IF	NC26	З-121	$4^1/_2$ FH	–	З-171	$6^5/_8$ FH	–
З-86*	$2^7/_8$ IF	NC31	З-122*	4 IF	NC46	З-177	$7^5/_8$ Reg	–
З-101	$3^1/_2$ FH	–	З-133*	$4^1/_2$ IF	NC50	З-201	$8^5/_8$ Reg	–

* Резьба укороченного профиля.

Таблица П1.5

Тип	Конусность	Шаг резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_в$	l_1
МК66	1 : 16	6	62,421	16,00	66,0	59,750	30	100	60,842	68,5	100	105
МК75	1 : 16	6	71,421	16,00	75,0	69,375	30	90	69,842	77,0	95	100
МК76	1 : 32	4	73,780	16,00	76,0	73,625	60	76	72,560	78,0	88	80
МК34	1 : 16	6	80,421	16,00	84,0	77,437	35	96	78,842	86,0	112	102
МК84	1 : 16	5,5	80,636	16,00	84,0	78,000	35	96	79,272	86,0	112	102
МК90	1 : 16	6	86,421	16,00	90,0	83,437	50	105	84,842	92,0	110	115
МК98	1 : 16	6	94,421	16,00	98,0	91,500	60	104	92,842	100,0	142	114
МК105	1 : 16	6	101,421	16,00	105,0	98,500	60	104	99,842	107,0	125	114
МК110	1 : 8	6	105,423	16,00	110,0	95,500	78	116	104,846	112,5	127	122
МК110	1 : 16	6	106,421	16,00	110,0	103,000	70	112	104,842	112,5	127	125
МК112	1 : 32	4	109,780	16,00	112,0	109,500	68	80	108,562	114,0	122	85
МК116	1 : 16	6	112,421	16,00	116,0	108,500	96	120	110,842	118,5	140	130
МК117	1 : 32	4,5	114,565	16,00	117,0	113,875	95	100	113,130	119,0	132	105
МК119	1 : 16	4	116,281	16,00	119,0	114,000	96	80	115,562	121,0	134	90
МК120	1 : 16	3,5	117, 496	16,00	120,0	115,000	95	80	116,992	121,2	134	85
МК122	1 : 12	5	118,518	16,00	122,0	113,500	98	102	117,702	124,0	135	110
МК125	1 : 16	6	121,421	16,00	125,0	117,500	90	120	119,842	127,5	140	130
МК125	1 : 8	6	120,423	16,00	125,0	110,500	98	116	119,846	127,5	145	120
МК127	1 : 32	5,5	124,135	16,00	127,0	123,375	100	116	122,272	128,5	142	126
МК130	1 : 32	5	127,350	16,00	130,0	127,188	108	90	125,700	132,0	145	100
МК130	1 : 32	6	126,920	16,00	130,0	126,250	100	120	124,840	132,5	145	130
МК135	1 16	6	131,421	16,00	135,0	127,500	105	120	129,842	137,5	150	130
МК140	1 : 16	6	136,421	16,00	140,0	132,500	110	120	134,842	142,5	155	122
МК145	1 : 16	6	141,421	16,00	145,0	137,500	115	120	139,842	147,5	160	130
МК150	1 : 32	5	147,350	16,00	150,0	146,500	125	112	145,700	152,0	164	138
МК150	1 : 32	6	146,920	16,00	150,0	146,500	125	112	144,840	152,3	164	120
МК150	1 : 8	6	145,423	16,00	150,0	135,500	118	116	144,846	152,5	172	122
МК154	1 : 32	6	150,920	16,0	154	150,500	130	112	148,840	156,3	170	120
МК154	1 : 16	6	150,421	16,00	154,0	147,375	132	106	148,842	156,3	172	112
МК156	1 : 32	5,5	153,135	16,00	156,0	152,500	125	112	151,270	158,0	172	120
МК156	1 : 32	6	152,920	16,00	156,0	152,500	125	112	150,840	158,0	172	120
МК160	1 : 16	6	156,421	16,00	160,0	153,375	138	106	154,842	162,0	178	120
МК168	1 : 32	6	164,920	16,00	168,0	164,250	140	120	162,840	170,2	182	130
МК168	1 : 16	6	164,421	16,00	168,0	160,500	126	120	162,842	169,5	190	130
МК170	1 : 32	6	166,920	16,00	170,0	166,094	135	125	168,840	172,3	185	130
МК174	1 : 32	6	170,920	16,00	174,0	170,250	140	120	168,840	176,3	190	123
МК175	1 : 12	6,35	170,937	16,00	175,0	165,000	144	120	169,540	177,0	195	128
МК177	1 : 16	6	173,421	16,00	177,0	169,500	145	120	171,842	179,3	195	126
МК180	1 : 16	5	176,851	16,00	180,0	173,000	140	112	175,702	182,0	195	117
МК180	1 : 32	6	176,920	16,00	180,0	176,375	145	116	174,840	182,3	195	120
МК185	1 : 16	6	181,421	16,00	185,0	177,500	150	120	179,842	187,0	215	126
МК195	1 : 32	6	191,920	16,00	195,0	191,250	165	120	189,840	197,3	215	126
МК265	1 : 16	6	261,421	16,00	265,0	256,500	225	136	259,842	267,5	290	146
РКТ171	1 : 12	6,35	166,379	15,87	171,0	161,000	144	120	164,404	172,5	190	122
РКТ177	1 : 16	5,08	173,362	16,00	177,0	169,500	140	120	171,724	179,3	195	126
РКТ208	1 : 6	6,35	202,562	15,87	208,5	188,500	165	120	201,915	210,5	240	126
РКТ210	1 : 10	6,35	204,703	20,00	210,0	198,000	170	120	203,408	212,5	235	130
РКТ218	1 : 16	6,35	214,423	20,00	218,97	211,472	182	120	212,374	221,5	240	130
РКТ230	1 : 8	6,35	224,704	16,00	230,0	212,000	190	144	223,408	232,0	250	154
РКТ234	1 : 8	6,35	228,204	20,00	234,0	219,000	195	120	227,408	236,5	260	130
РКТ240	1 : 6	6,35	234,562	15,87	240,5	220,500	205	120	233,915	242,5	270	140
РК200	1 : 16	6	195,104	16,00	199,35	191,851	162	120	192,858	201,5	215	120
РК230	1 : 16	6	225,104	16,00	229,35	221,851	181	120	222,858	231,5	255	120

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Обозначения см. рис. П1.2. 3. Резьба обозначается буквами и определяется диаметром d_1 (в целых числах), шагом резьбы и ее конусностью: МК 125×6×1÷8.

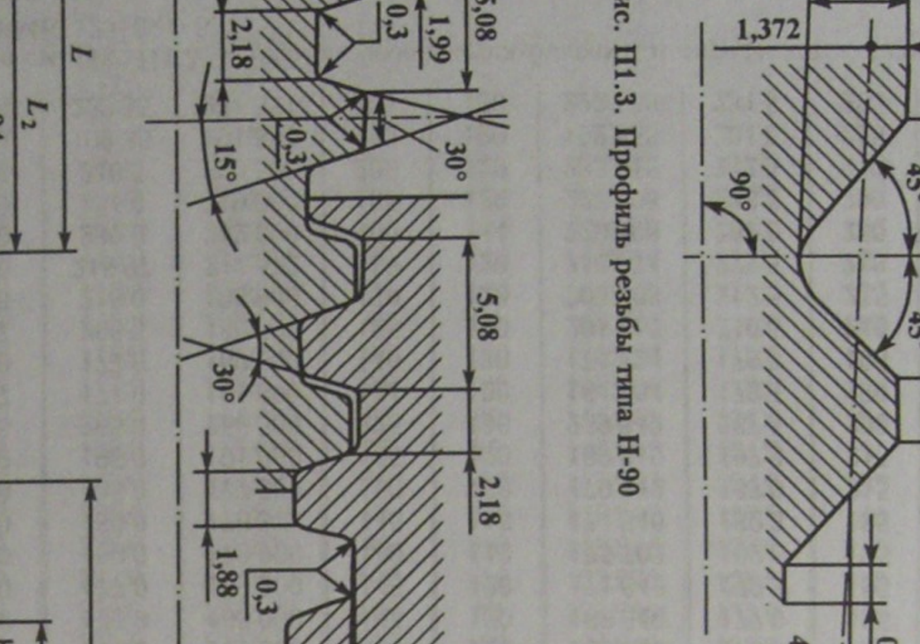
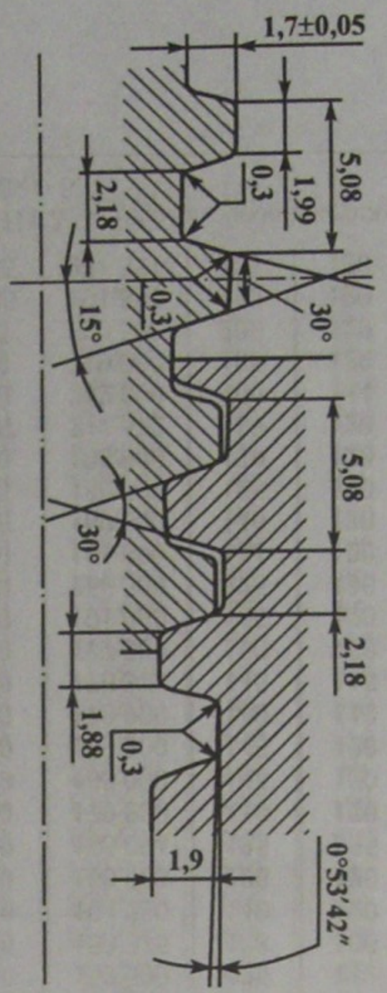


Рис. П1.3. Профиль резьбы типа Н-90



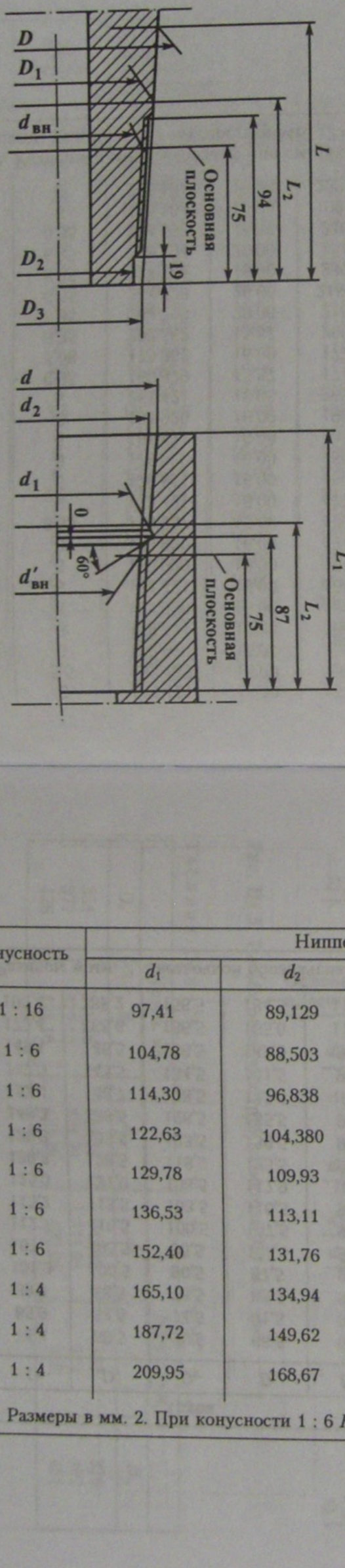


Рис. П1.4. Резьба трубная трапецеидальная типа ТТ

Таблица П1.6

Шифр	Конусность	Ниппель				Муфта		
		d_1	d_2	$D_в$	l	d_4	$D_н$	l_1
$3^1/_2$ Н-90	1 : 16	97,41	89,129	60,3	79,4	98,42	121	85,7
$3^1/_2$ Н-90	1 : 6	104,78	88,503	69,8	98,4	106,36	127	112,7
4 Н-90	1 : 6	114,30	96,838	69,8	104,8	115,89	140	119,1
$4^1/_2$ Н-90	1 : 6	122,63	104,380	76,2	111,1	124,22	152	125,4
5 Н-90	1 : 6	129,78	109,93	76,2	117,5	131,37	165	131,8
$5^1/_2$ Н-90	1 : 6	136,53	113,11	76,2	117,5	138,11	171	131,8
$6^5/_8$ Н-90	1 : 6	152,40	131,76	82,5	123,8	153,99	197	144,4
7 Н-90	1 : 4	165,10	134,94	88,9	146,0	166,70	209	150,8
$7^5/_8$ Н-90	1 : 4	187,72	149,62	95,2	152,4	189,30	241	166,7
$8^5/_8$ Н-90	1 : 4	209,95	168,67	95,2	165,1	238,10	273	179,4

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. При конусности 1 : 6 H = 16,67 мм, при конусности 1 : 4 H = 10,32 мм.

Таблица П1.7

Тип резьбы	Труба							Замок				
	$d_{вн}$	D	D_1	D_2	D_3	L_2	L	$d'_{вн}$	d	d_1	d_2	L_1
ТТ-63	63,6	71,4	69,5	59,5	66,5	96	158	63,38	71,155	69,28	65,864	156
ТТ-78	78,6	85,9	84,5	74,5	81,5	96	140	78,35	85,375	84,25	80,131	132
ТТ-82	82,6	89,9	88,5	78,5	85,5	96	150	82,34	89,369	88,24	84,121	132
ТТ-94	94,6	101,9	100,5	90,5	97,5	96	150	94,31	101,335	100,21	96,091	132
ТТ-99	99,6	107,7	105,5	95,5	102,5	96	166	99,30	107,325	105,20	102,029	164
ТТ-104	104,6	112,7	110,5	100,5	107,5	96	166	104,29	112,315	110,19	107,019	164
ТТ-107	107,6	115,2	113,5	103,5	110,5	96	150	107,29	114,565	113,19	109,321	140
ТТ-112	112,6	125,0	121,0	108,5	117,9	100	208	112,27	124,000	120,69	116,287	206
ТТ-122	122,6	130,2	128,5	118,5	125,5	96	150	122,25	129,525	128,15	124,281	140
ТТ-127	127,6	136,3	133,5	123,5	130,5	96	190	127,25	136,025	128,15	130,715	188
ТТ-132	132,6	140,2	138,5	128,5	135,5	96	150	132,23	139,505	138,13	134,261	140
ТТ-132*	132,6	152,4	148,7	128,5	145,4	108	227	132,23	152,000	148,34	136,829	225
ТТ-138	138,6	147,0	144,5	134,5	141,5	96	150	138,22	145,495	144,12	140,251	140
ТТ-140	140,6	149,4	146,5	136,5	143,5	96	190	140,21	148,975	146,11	143,675	188
ТТ-140*	140,6	172,4	168,6	136,5	165,0	118	242	140,21	172,000	168,19	145,269	240
ТТ-160*	160,6	192,4	188,2	156,5	184,5	118	257	160,17	192,000	187,72	165,689	255

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Звездочкой обозначена резьба для УБТ.

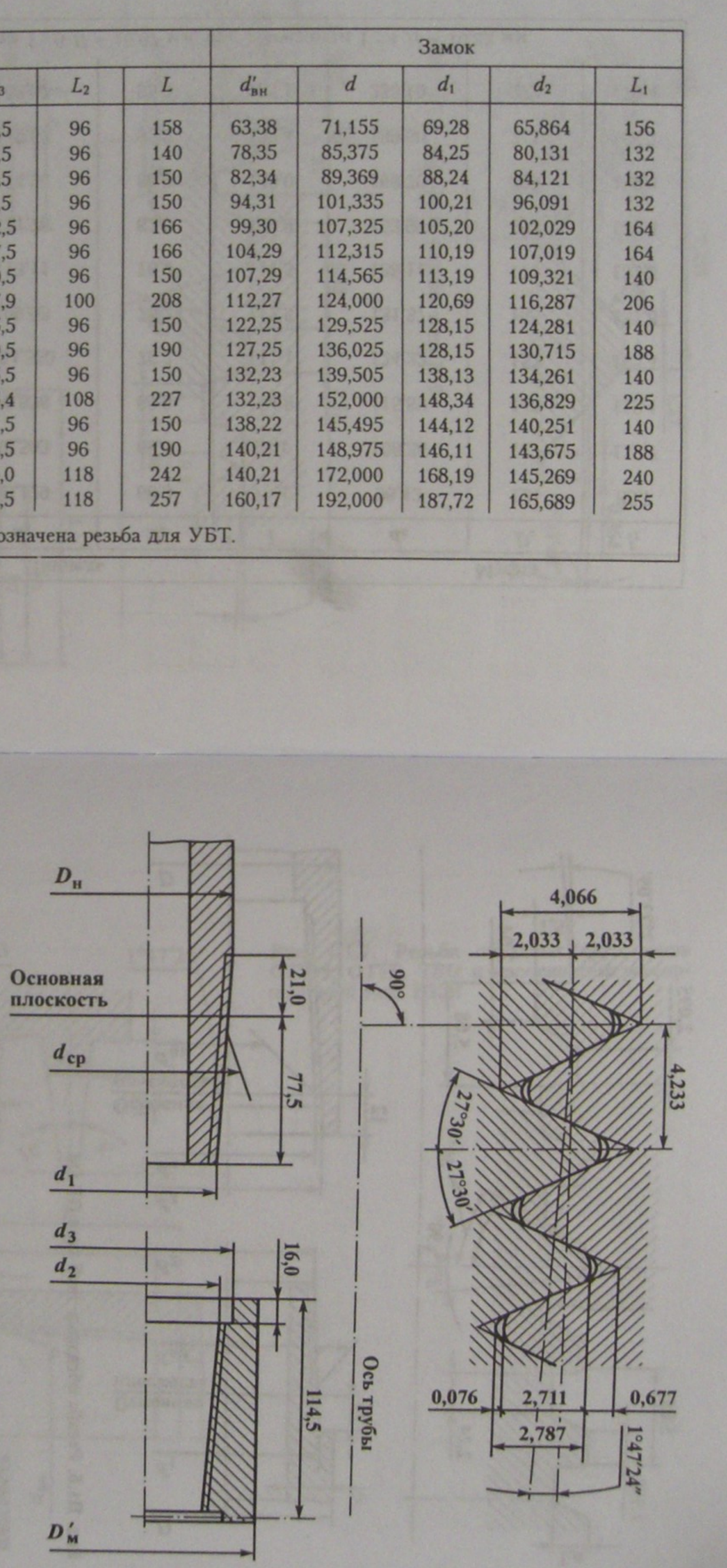


Рис. П1.5. Резьба обсадных труб диаметром 351–426 мм

Таблица П1.8

Труба, мм			Муфта, мм	
$D_н$	d_1	$d_{ср}$	d_2	d_3	$D_м$
351	346,16	348,29	345,95	353	376
377	372,16	374,29	371,95	379	402
426	421,16	423,29	420,95	428	451

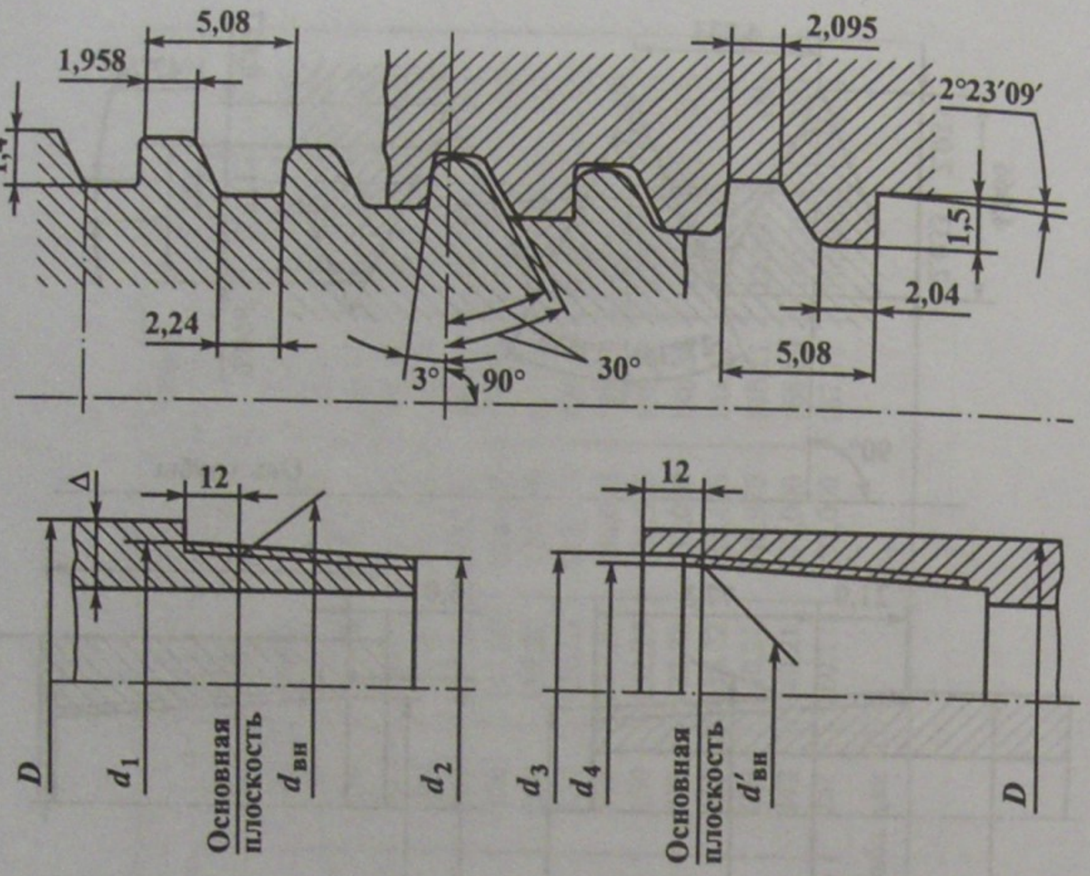


Рис. П1.6. Резьба обсадных труб типа ОГ-1М

Таблица П1.9

D	Δ	Ниппель			Муфта		
		$d_{вн}$	d_1	d_2	$d'_{вн}$	d_3	d_4
139,7	10–11	131,1	134,9	127,4	130,8	134,7	131,8
168,3	10–12	159,7	163,5	156,0	159,4	163,3	160,4
177,8	10–12	169,2	173,0	165,5	168,9	172,8	169,9
193,7	10–12	185,1	188,9	181,4	184,8	188,7	180,8
219,1	10–12	210,5	214,3	206,8	210,2	214,1	211,9
244,5	10–12	235,9	239,7	232,2	235,6	239,5	236,6

Примечание. Размеры в мм.

Рис. П1.7. Резьба обсадных труб типов ОТТМ, ОТТГ, ТБО и насосно-компрессорных труб типа НКМ

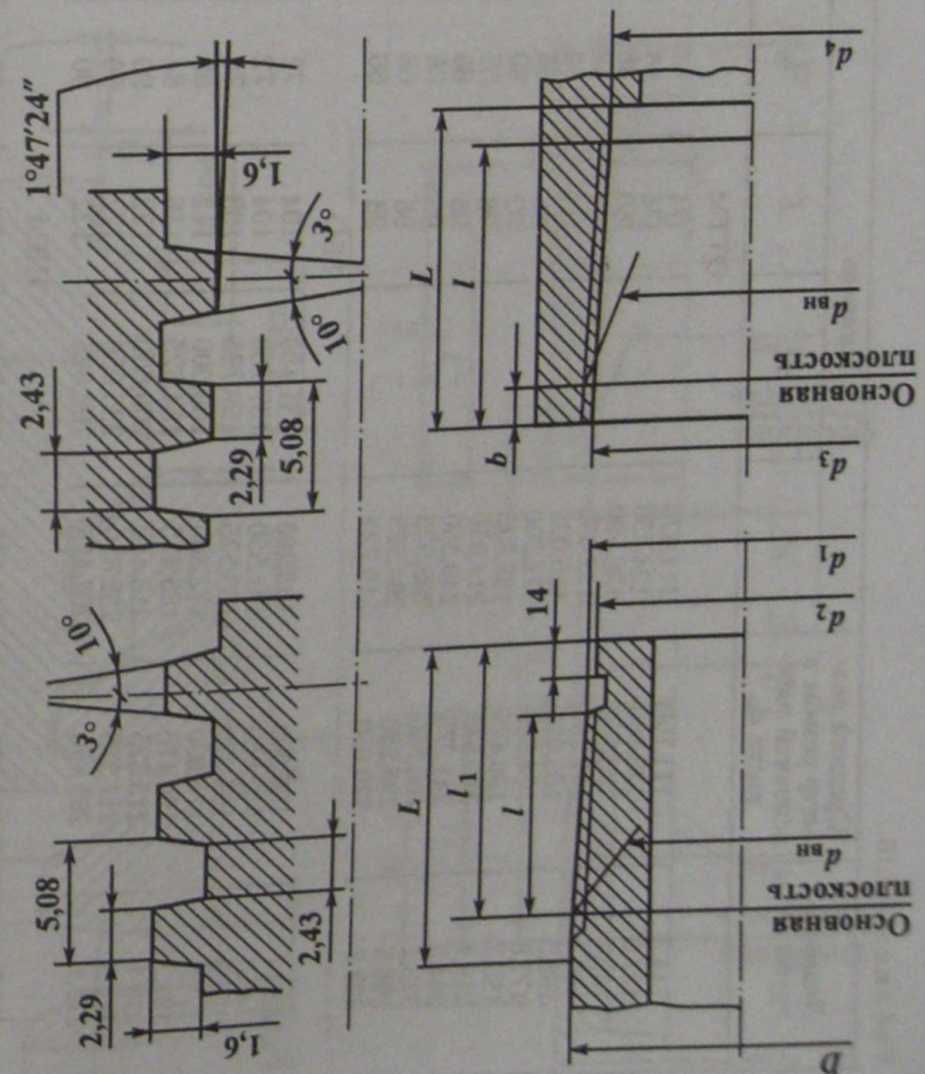


Таблица П1.10

Диаметр трубы D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Ниппель				Муфта			
		d_1	d_2	L	l_1	d_3	b	l	d_4
				ОТТМ					
114,3	111,100	111,675	–	74	42	112,225	18	76	–
127,0	123,800	124,250	–	76	44	124,925	18	78	–
139,7	136,500	136,700	–	80	48	137,625	18	82	–
146,1	142,850	143,050	–	80	48	143,975	18	82	–
168,3	165,075	165,025	–	84	52	166,200	18	86	–
177,8	174,600	174,300	–	88	56	175,725	18	90	–
193,7	190,475	189,925	–	92	60	191,600	18	94	–
219,1	215,875	214,950	–	98	66	217,000	18	100	–
244,5	241,275	240,350	–	98	66	242,400	18	100	–
273,1	269,850	268,925	–	98	66	270,975	18	100	–
298,5	295,250	294,325	–	98	66	269,375	18	100	–
323,9	320,650	319,725	–	98	66	321,775	18	100	–
				ТБО					
139,7	136,500	135,200	131,400	104	72	137,875	22	78	131,450
146,1	142,850	141,550	137,750	104	72	144,225	22	78	137,800
168,3	165,075	163,525	159,725	108	76	166,450	22	82	159,775
177,8	174,600	172,800	169,000	112	80	175,975	22	86	169,050
193,7	190,475	188,475	184,625	116	84	191,850	22	90	184,675
219,1	215,875	213,450	209,650	122	90	217,250	22	96	209,700
244,5	241,275	238,850	235,050	122	90	242,650	22	96	235,100
273,1	269,850	267,425	263,625	122	90	271,225	22	96	263,675
				НКМ					
114,3	111,100	110,175	100,375	98	66	112,475	22	96	106,425

Примечание. Размеры в мм.

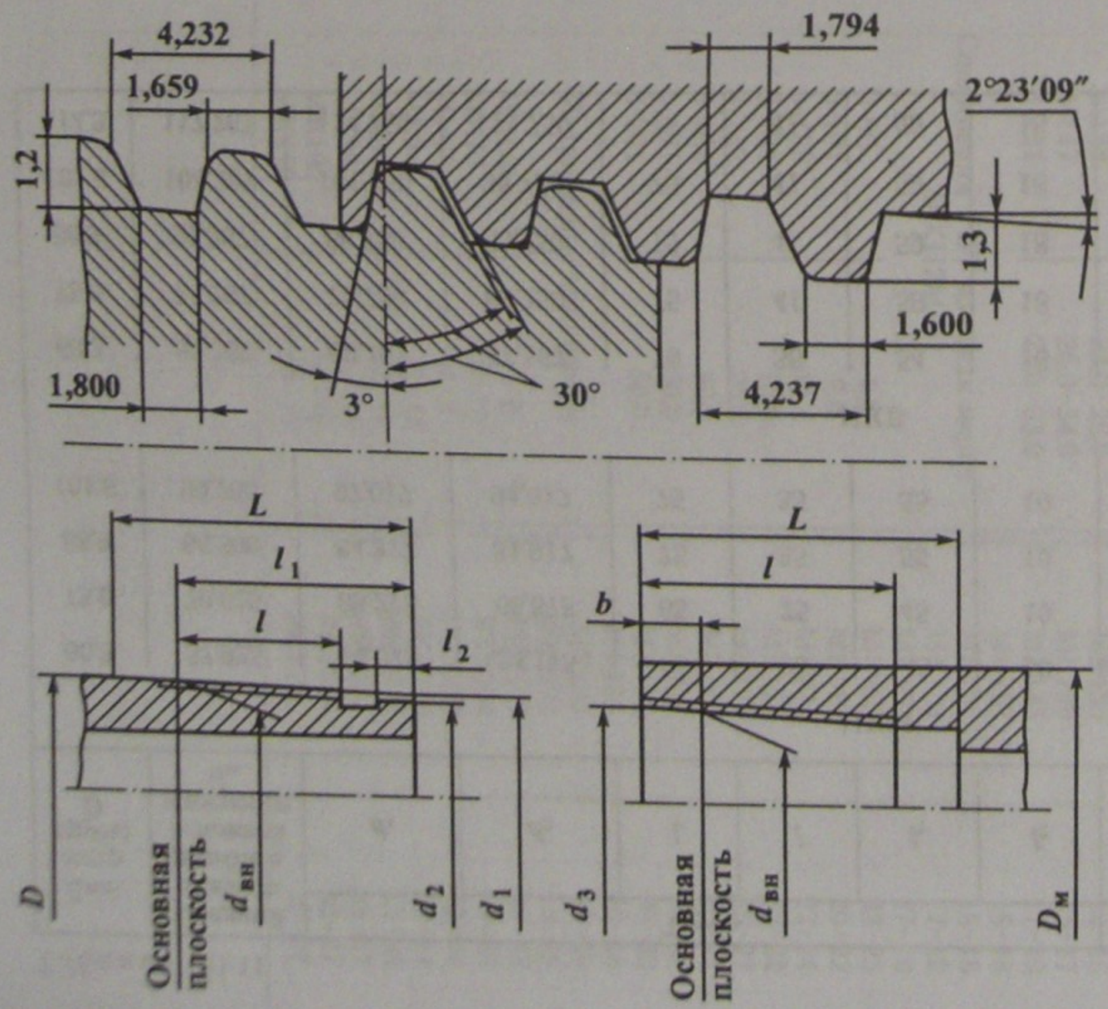


Рис. П1.8. Резьба насосно-компрессорных труб типов НКМ и НКБ

Таблица П1.11

Диаметр трубы D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Труба				Муфта (раструб)			
		d_1	d_2	L	l	l_1	l_2	d_3	b	$D_м$	L	l
НКМ												
60,3	57,925	56,575	54,175	65	25	45	10	59,225	15,6	73,0	63	53
73,0	70,625	69,275	66,875	65	25	45	10	71,875	15,0	88,9	63	53
88,9	86,500	84,317	81,917	75	35	55	10	87,700	14,4	108,0	73	63
101,6	99,200	97,017	94,617	75	35	55	10	100,350	13,8	120,6	73	63
НКБ												
60,3	62,267	60,167	57,167	70	36	54	18	63,4	13,6	71,0	70	60
73,0	75,267	72,750	69,750	75	41	59	18	76,4	13,6	86,0	75	65
88,9	91,267	88,750	85,750	75	41	59	18	92,4	13,6	104,0	75	65
101,6	104,267	101,750	98,750	75	41	59	18	105,4	13,6	116,0	75	65
114,3	117,267	114,750	111,750	75	41	59	18	118,4	13,6	130,0	75	65

Момент свинчивания различных резьб показаны в табл. П1.12–П1.18.

Таблица П1.12

Моменты свинчивания (в кН·м) замковых резьб по РД 39-2-863–83, РД 39-2-961–83, ТУ 26-02-1026–86

Тип резьбы	Момент свинчивания	Тип резьбы	Момент свинчивания
Бурильные замки из стали марки 40ХН, коэффициент запаса 1,3		МК112	6,5–7,5
		МК116	10–12
		МК117	12–14
3-42	1,2–2,5	МК119	12–14
3-50	2,5–3,5	МК120	10–11
3-63,5	3,0–4,7	МК122	10–13
3-76	4,9–6,3	МК125	14–16
3-88	7,3–9,4	МК127	14–16
3-121	14,0–18,0	МК130	14–16
3-133	23,0–26,0	МК135	14–16
3-147	26,0–34,0	МК140	15–17
3-161	25,0–33,0	МК145	17–19
		МК150	16–18
Соединения УБТ из стали марки 40ХН2МА		МК154	16–18
		МК156	17–19
		МК160	17–19
3-86	6,6	МК168	22–25
3-101	8,0	МК170	20–22
3-108*	11,4	МК174	22–24
3-121	15,0	МК175	22–24
3-147	25,3	МК177	25–27
3-161	36,5	МК180	25–27
3-171	50,0	МК185	30–32
3-201	50,0	МК195	30–32
		МК265	45–48
Метрические конические		МК290	46–50
		РКТ171	18–21
МК66	7–8	РКТ177	25–27
МК75	9–10	РТК200	31–33
МК76	4–5	РКТ208	32–34
МК84	12–13	РКТ210	32–34
МК90	12–14	РКТ218	33–35
МК98	14–16	РКТ230	35–37
МК105	14–16	РКТ234	35–37
МК110	13–15	РКТ240	35–37

Таблица П1.13

Моменты свинчивания (в кН·м) УБТ, изготовленных по стандарту АНИ

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		38,1	44,4	50,8	57,1	63,5	71,4
NC23	76,2	3,4	–	–	–	–	–
	79,4	3,7	–	–	–	–	–
	82,5	3,7	–	–	–	–	–
NC26	88,9	6,3	5,1	–	–	–	–
	95,2	6,5	5,2	–	–	–	–
NC31	98,4	6,4	6,4	6,4	–	–	–
	104,8	10,2	10,2	9,5	–	–	–
	107,9	12,2	11,3	9,6	–	–	–
	114,3	13,0	11,5	9,7	–	–	–
NC35	114,3	–	12,7	12,7	12,7	10,3	–
	120,6	–	17,0	15,0	12,9	10,4	–
	127,0	–	17,2	15,3	13,0	10,6	–
NC38	120,6	–	13,6	13,8	13,8	13,8	11,5
	127,0	–	19,3	19,3	17,9	15,3	11,7
	133,3	–	22,5	20,5	18,1	15,5	11,8
	139,7	–	22,8	20,7	18,4	15,7	12,0
$3^1/_2$ H-90	120,6	–	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
	127,0	–	17,7	17,7	17,7	17,7	14,5
	133,3	–	23,7	23,4	21,0	18,4	14,6
	139,7	–	25,8	23,7	21,3	18,6	14,8
NC40	127,0	–	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
	133,3	–	21,1	21,1	21,1	20,7	16,9
	139,7	–	27,6	26,2	23,7	21,0	17,1
	146,0	–	28,7	26,5	24,0	21,2	17,3
	152,4	–	29,1	26,8	24,3	21,5	17,5
4H-90	133,3	–	–	17,4	17,4	17,4	17,4
	139,7	–	–	24,1	24,1	24,1	22,9
	146,0	–	–	31,2	30,1	27,2	23,2
	152,4	–	–	33,0	30,4	27,5	23,4
	158,7	–	–	33,4	30,7	27,8	23,7
$4^1/_2$ Reg	139,7	–	–	21,5	21,5	21,5	21,5
	146,0	–	–	28,5	28,5	27,2	23,2
	152,4	–	–	33,0	30,4	27,5	23,5
	158,7	–	–	33,3	30,7	27,8	23,8
NC44	146,0	–	–	28,9	28,9	28,9	25,3
	152,4	–	–	35,4	32,7	29,7	25,6
	158,7	–	–	35,8	33,1	30,1	25,8
	165,1	–	–	36,2	33,4	30,4	26,1
$4^1/_2$ FH	139,7	–	–	18,6	18,6	18,6	18,6
	146,0	–	–	25,8	25,8	25,8	25,8
	152,4	–	–	33,4	33,4	31,9	27,7
	158,7	–	–	37,9	35,2	32,2	28,1
	165,1	–	–	38,3	35,6	32,6	28,4

Примечание. Приведены максимальные значения моментов, которые обусловлены прочностью ниппеля или профилем резьбы.

Таблица П1.14

Моменты свинчивания (в кН·м) УБТ

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		57,1	63,5	71,4	76,2	82,5	88,9
NC46	146,0	24,5	24,5	24,5	24,5	–	–
	152,4	32,4	32,4	31,1	28,3	–	–
	158,7	38,9	35,8	31,4	28,6	–	–
	165,1	39,3	36,2	31,8	28,9	–	–
	171,4	39,7	36,5	32,1	29,2	–	–
$4^1/_2$ H-90	146,0	24,9	24,9	24,9	24,9	–	–
	152,4	32,8	32,8	32,1	29,3	–	–
	158,7	39,9	36,7	32,4	29,6	–	–
	165,1	40,2	37,1	32,7	29,8	–	–
	171,4	40,6	37,5	33,0	30,1	–	–
5H-90	158,7	35,5	35,5	35,5	35,5	–	–
	165,1	44,6	44,6	40,8	37,8	–	–
	171,4	49,1	45,8	41,2	38,2	–	–
	177,8	49,5	46,2	41,6	38,5	–	–
$5^1/_2$ H-90	171,4	47,8	47,8	47,8	47,3	–	–
	177,8	58,2	55,7	50,9	47,7	–	–
	184,1	59,7	56,2	51,3	48,1	–	–
	190,5	60,2	56,7	51,8	48,6	–	–
$5^1/_2$ Reg	171,4	44,2	44,2	44,2	44,2	–	–
	177,8	54,6	54,6	50,4	47,2	–	–
	184,1	59,2	55,7	50,9	47,7	–	–
	190,5	59,8	56,3	51,4	48,2	–	–
NC50	158,7	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	–
	165,1	41,1	41,1	41,1	41,1	37,1	–
	171,4	50,8	49,7	45,0	41,9	37,5	–
	177,8	53,5	50,1	45,4	42,3	37,8	–
	184,1	54,1	50,6	45,9	42,7	38,2	–
$5^1/_2$ FH	177,8	–	45,9	45,9	45,9	45,9	–
	184,1	–	57,3	57,3	57,3	57,3	–
	190,5	–	69,3	66,2	62,8	57,9	–
	196,8	–	72,0	66,8	63,4	58,5	–
NC56	184,1	–	56,0	56,0	56,0	56,0	–
	190,5	–	67,5	66,5	63,5	58,5	–
	196,8	–	72,5	67,5	64,0	59,0	–
	203,2	–	73,0	68,0	64,5	59,5	–
$6^5/_8$ Reg	190,5	–	64,5	64,5	64,5	64,5	–
	196,8	–	77,5	74,0	70,5	65,5	–
	203,2	–	80,0	74,5	71,0	66,0	–
	209,5	–	80,5	75,0	71,5	66,5	–
$6^5/_8$ H-90	190,5	–	64,0	64,0	64,0	64,0	–
	196,8	–	77,0	77,0	74,0	69,0	–
	203,2	–	83,5	78,5	75,0	70,0	–
	209,5	–	84,5	79,0	75,5	70,5	–
NC61	203,2	–	76,0	76,0	76,0	76,0	–
	209,5	–	90,5	90,5	90,5	85,5	–
	215,9	–	100,5	95,0	91,5	86,0	–
	222,2	–	101,5	96,0	92,0	87,0	–
	228,6	–	102,5	96,5	93,0	87,5	–

Продолжение табл. П1.14

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		57,1	63,5	71,4	76,2	82,5	88,9
$5^1/_2$ IF	203,2	–	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
	209,5	–	92,5	92,5	92,5	88,0	82,0
	215,9	–	103,5	97,5	94,0	88,5	82,5
	222,2	–	104,0	98,5	94,5	89,5	83,5
	228,6	–	105,0	99,5	95,5	90,0	84,0
	234,9	–	106,0	100,0	96,0	90,5	85,0

Примечание. См. примечание к табл. П1.13.

Таблица П1.15

Моменты свинчивания (в кН·м) УБТ

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм				
		71,4	76,2	82,5	88,9	95,2
$6^5/_8$ FH	215,9	95,0	95,0	95,0	95,0	92,5
	222,2	111,5	111,5	106,0	100,0	93,5
	228,6	116,5	112,5	107,0	101,0	94,0
	234,9	117,5	113,5	107,5	101,5	95,0
	241,3	118,5	114,5	108,5	102,5	95,5
NC70	228,6	104,5	104,5	104,5	104,5	104,5
	234,9	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
	241,3	141,5	141,5	140,0	133,5	126,5
	247,6	151,0	147,0	141,0	134,5	127,5
	254,0	152,5	148,0	142,0	135,5	128,5
	260,3	153,5	149,0	143,0	136,5	129,5
NC77	254,0	–	149,5	149,5	149,5	149,5
	260,3	–	171,5	171,5	171,5	171,5
	266,7	–	194,5	194,5	187,5	179,5
	273,0	–	202,0	195,5	188,5	181,0
	279,4	–	203,5	197,0	190,0	182,0
Соединения с широкопроходным отверстием						
7H-90	203,2	74,0	74,0	74,0	74,0	–
	209,5	88,0	88,0	88,0	84,5	–
	215,9	100,0	96,0	91,0	85,0	–
$7^5/_8$ Reg	215,9	–	83,5	83,5	83,5	83,5
	222,2	–	99,5	99,5	99,5	99,5
	228,6	–	116,5	116,5	110,5	103,5
	234,9	–	123,0	117,5	111,0	104,5
	241,3	–	124,0	118,0	112,0	105,5
$7^5/_8$ H-90	228,6	–	101,1	101,0	101,0	101,0
	234,9	–	119,0	119,0	119,0	119,0
	241,3	–	137,5	137,5	137,5	133,5
$8^5/_8$	254,0	–	151,0	151,0	151,0	151,0
	260,3	–	173,5	173,5	173,5	173,0
	266,7	–	195,0	188,5	181,5	174,0
$8^5/_8$ H-90	260,3	–	157,0	157,0	157,0	157,0
	266,7	–	180,0	180,0	180,0	180,0

Примечание. См. примечание к табл. П1.13.

Таблица П1.16

Моменты свинчивания (в кН·м) обсадных труб

Диаметр трубы, мм	Резьба закругленного профиля		ОТТМ	ОТТГ, ТБО	ОГ-1М
	Толщина стенки, мм				
	< 9	> 9			
114,3	3,0–4,3	–	3,3–4,7	3,9–5,2	3,0
127,0	3,3–5,1	6,0	3,4–4,8	4,0–5,4	3,5
139,7	5,0–6,0	7,0–8,8	3,7–6,0	5,8–8,0	4,0
146,1	5,0–6,0	7,6–9,6	4,3–6,1	6,0–8,2	4,0
168,3	6,0–7,9	9,1–12,8	4,3–6,6	6,9–10,7	4,5
177,8	7,1–8,4	9,7–13,6	4,4–7,0	7,0–11,0	4,5
193,7	7,4–9,6	11,2–15,7	4,9–8,4	7,5–11,5	5,5
219,1	11,6	13,5–19,2	5,3–8,5	9,9–16,0	6,5
244,5	13,1	15,2–21,6	5,6–10,2	11,4–21,9	7,5
273,1	11,8–15,2	17,8–25,4	5,8–9,4	12,6–21,6	8,5
298,5	16,8	19,6–27,9	6,0–8,7	–	–
323,9	–	21,6–30,8	7,5–9,6	–	–
339,7	–	23,4–33,4	7,8–9,8	–	–
351,0	–	23,4–33,4	–	–	–
377,0	–	23,4–33,4	–	–	–
406,4	–	30,0–43,0	–	–	–
425,5	–	30,0–43,0	–	–	–
508,0	–	49,4	–	–	–

Примечание. При свинчивании труб на УС-1 необходимо, чтобы $M_{св}$ = = (1,4÷1,6) $M_{табл}$, на ФУМ $M_{св} = 0{,}8M_{табл}$.

Таблица П1.17

Моменты свинчивания (в кН·м) зарубежных обсадных труб с резьбой закругленного профиля (бюллетень RP 5CI АНИ)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали			
		C75	N80	C95	P110
114,3	6,4	2,3–3,7	2,4–4,0	2,7–4,4	3,2–5,2
	7,4	2,7–4,5	2,9–4,7	3,3–5,4	3,8–6,3
	8,6	–	–	–	4,6–7,6
127,0	7,5	3,1–5,1	3,3–5,4	3,7–6,1	4,3–7,2
	9,2	3,9–6,5	4,1–6,9	4,7–7,9	5,5–9,2
139,7	7,7	3,4–5,6	3,6–6,0	4,1–6,8	4,8–8,0
	9,2	4,2–7,0	4,4–7,4	5,0–8,4	5,9–9,8
	10,5	4,9–8,2	5,2–8,7	5,9–9,9	6,9–11,5
168,3	8,9	4,7–7,8	5,0–8,3	5,7–9,5	6,7–11,1
	10,6	5,7–9,5	6,1–10,1	6,9–11,6	8,1–13,5
	12,1	6,6–11,0	7,0–11,7	8,0–13,4	9,4–15,6
177,8	8,1	4,3–7,2	4,6–7,6	5,2–8,7	–
	9,2	5,1–8,4	5,4–9,0	6,2–10,2	7,2–12,0
	10,4	5,8–9,7	6,2–10,3	7,1–11,8	8,3–13,8
	11,5	6,6–10,9	7,0–11,6	8,0–13,3	9,3–15,5
	12,7	7,3–12,2	7,7–12,9	8,9–14,7	10,3–17,2
	13,7	8,0–13,3	8,5–14,1	9,7–16,1	11,3–18,8

Продолжение табл. П1.17

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали			
		C75	N80	C95	P110
193,7	8,3	4,8–8,0	5,1–8,5	5,8–9,7	–
	9,5	5,6–9,4	6,0–9,9	6,8–11,4	8,0–13,3
	10,9	6,6–11,0	7,0–11,6	8,0–13,3	9,3–15,6
	12,7	7,8–13,0	8,8–13,8	9,5–15,8	11,1–18,4
219,1	10,2	6,7–11,2	7,1–11,9	8,2–13,6	–
	11,4	7,7–12,8	8,2–13,6	9,4–15,6	10,9–18,2
	12,7	8,7–14,4	9,2–15,3	10,6–17,6	12,3–20,5
	14,2	9,7–16,2	10,3–17,2	11,9–19,8	13,8–23,1
244,5	10,0	7,2–12,0	7,6–12,7	8,8–14,6	10,2–17,0
	11,1	8,0–13,4	8,6–14,2	9,8–16,4	11,5–19,1
	12,0	8,8–14,7	9,4–15,6	10,8–18,0	12,6–21,0
	13,8	10,4–17,3	11,0–18,4	12,7–21,1	14,8–24,6
273,0	11,4	7,8–13,0	8,3–13,9	9,6–16,0	11,2–18,7
	12,6	8,7–14,6	9,3–15,5	10,7–17,8	12,5–20,8
	13,8	–	–	–	13,9–23,1
298,5	12,4	9,0–15,0	9,6–16,0	11,1–18,4	–
339,7	13,1	10,2–16,9	10,8–18,0	12,5–20,8	–

Таблица П1.18

Моменты свинчивания обсадных труб из стали групп прочности С75, N80, С95, Р110 с резьбой типа ВАМ (каталог фирмы «Валлоурек»)

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, кН·м	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, кН·м
114,3	5,7	5,7–6,7	177,8	8,1	9,0–12,0
	6,4	6,0–7,0		9,2	10,0–13,0
	6,9	6,0–8,0		10,4	11,0–14,0
	7,4	7,0–9,0		11,5	11,0–14,0
	8,6	7,5–9,5		12,7	13,0–16,0
	9,7	8,5–11,0		13,7	14,0–17,0
	10,2	8,5–11,0		15,0	14,0–17,0
	10,9	8,5–11,0		16,3	16,0–19,0
127,0	6,4	6,0–9,0	193,7	8,3	9,0–12,0
	7,5	8,0–11,0		9,5	10,0–13,0
	9,2	11,0–14,0		10,9	11,0–14,0
	10,7	13,0–16,0		12,7	13,0–16,0
139,7	7,0	7,0–10,0	219,1	7,7	9,0–12,0
	7,7	8,0–11,0		8,9	11,0–14,0
	9,2	10,0–13,0		10,2	13,0–16,0
	10,5	10,0–13,0		11,4	14,0–17,0
168,3	7,3	10,0–13,0		12,7	16,0–19,0
	8,9	10,0–13,0		14,2	17,0–20,0
	10,6	11,0–14,0	244,5	8,9	10,0–13,0
	12,1	12,0–15,0		10,0	11,5–14,5

Продолжение табл. П1.18

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, кН·м	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, кН·м
244,5	11,1	13,0–16,0	273	15,1	17,0–20,0
	12,0	15,0–18,0		16,5	18,0–21,0
	13,8	15,0–18,0		17,8	19,0–22,0
	15,1	18,0–21,0		19,1	20,0–23,0
	15,9	18,0–21,0			
	19,1	20,0–23,0	339,7	9,7	13,0–16,0
				10,9	11,0–14,0
273	8,9	11,0–14,0		12,2	14,0–17,0
	10,2	11,5–14,5		13,1	14,0–17,0
	11,4	13,0–16,0			
	12,6	15,0–18,0	508,0	12,7	15,0–20,0
	13,8	16,0–19,0			
			762,0	25,4	25,0–35,0

Моменты свинчивания НКТ с резьбой закругленного профиля по ГОСТ 633–80

Диаметр трубы, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
Момент свинчивания, кН·м.....	0,5–0,8	0,8–1,1	1–1,5	1,3–2,2	1,6–2,8	1,7–3,2

Приложение 2

АДРЕСА И ТЕЛЕФОНЫ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОРГАНИЗАЦИЙ, ИЗГОТАВЛИВАЮЩИХ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ОАО НПО «Буровая техника»	115114, г. Москва, ул. Летниковская, 9	(095) 236–01–70	112168 Долото	(095) 959–67–11
Опытный завод ВНИИБТ	403810, г. Котово, Волгоградская обл.	(84455) 2–38–42	310675 Кедр	(84455) 2–38–42
Экспериментальный завод ВНИИБТ	140012, г. Люберцы, Московская обл., п/я 30	(095) 236–01–70	112169 Долото	(095) 959–67–11
НПП «Азимут»	450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1 корп. 4	(3472) 60–91–90	162807 Пульт	(3472) 43–11–52
ОАО «СевКавНИПИгаз»	355000, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419	(8652) 76–02–30	223197 НИИгаз	(8652) 76–09–97
ОАО НПО «Бурение»	350063, г. Краснодар, ул. Мира, 34	(8612) 59–44–19	211552 Бур	(8612) 52–23–34
ОАО «Волгобурмаш»	443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1	(8462) 30–92–62	214184 Вымпел	(8462) 30–23–72
ОАО «КВАРТ»	420054, г. Казань, ул. Техническая, 25	(8432) 78–56–75	–	(8432) 78–50–61
Фирма «RPI Ltd» (Phoenix Rubber Industrial Ltd) (б. «ТАУРУС») Венгрия	P-6728 Szeged, Budapesti ut. 10, Hyngary	(1036-62) 56–67–54	–	(1036-62) 56–69–34
АООТ «Тяжпрессмаш»	391000, г. Рязань, АООТ «Тяжпрессмаш»	(0912) 53–01–66	–	(0912) 36–21–76

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
АО «Синергия»	614014, г. Пермь, ул. Новозвягинская, 57	(3422) 60-23-01	–	(3422) 67-22-80
ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»	г. Москва, ул. Строителей, д. 6, корп. 5	(095) 133-97-40	–	(095) 133-97-40
ОАО «Торговый дом «Воткинский завод»	427410, Удмуртия, г. Воткинск, а/я 21	(34145) 6-55-92	–	(34145) 2-36-56
ОАО «Карпатнефтемаш»	77309, Украина, г. Калуш, Ивано-Франковская обл., ул. Ивано-Франковская, 24	(03472) 2-73-21	–	(03472) 2-26-79
ФГУП «Воронежский механический завод»	394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22	(0732) 34-84-01	153159 Утро	(0732) 36-80-15
Фирма «УКОМ»	426063, г. Ижевск	(3412) 23-91-74	–	–
ОАО «Нефтебур»	109004, г. Москва, ул. Б. Коммунистическая, 17	(095) 912-25-48	–	(095) 274-01-18
НПФ «Пакер»	452606, г. Октябрьский, ул. Северная, 9а	(34767) 5-34-68	–	(34767) 5-34-68
ОАО «Павловский машзавод»	617143, пос. Павловский, Очерский район, Пермская обл., ул. Труда, 1	(34278) 2-35-81	634653 Ротор	(34278) 2-33-45
НПП «СибБурМаш»	6250231, г. Тюмень, ул. Ветеранов Труда, 58 а, а/я 2997	(3452) 29-74-25	–	(3452) 29-74-24
АО «Уралбурмаш»	623070, пос. Верхние Серьги, Свердловская обл., ул. Володарского, 10	(34396) 2-52-12	348252 Бур	(34396) 2-10-78
Пермский филиал ВНИИБТ	614000, г. Пермь, ул. Карпинского, 24	(3422) 25-23-81	134263 Статор	(3422) 25-47-67
ОАО «Кунгурский машиностроительный завод»	617470, г. Кунгур, Пермская обл., ул. Просвещения, 11	(34271) 3-36-45	634419 Гранит	(34271) 3-37-69
ГП «ВНИГНИ»	105118, г. Москва, Шоссе Энтузиастов, 36	(095) 273-37-07	–	(095) 273-55-38
НПП «Нефтегазтехника»	614022, г. Пермь, ул. Танкистов, 11	(3422) 25-22-08	–	(3422) 25-22-08
ЗАО «Завод «Измерон»	193144, г. Санкт-Петербург, ул. Новгородская, 13	(812) 271-16-01	122215 IZMRN RU	(812) 271-16-01
ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» (ЗАО СТС)	443022, г. Самара, Заводское шоссе, 18	(8462) 92-69-45	–	(8462) 92-66-67
АО «Ижнефтемаш»	426063, г. Ижевск, ул. Орджоникидзе, 2	(3412) 75-59-79	255146 Снег	(3412) 76-08-60
Пермский машиностроительный завод им. Ленина (Мотовилиха)	614014, г. Пермь, п/я Р 6360	(3422) 36-33-75	–	(3422) 65-15-35
ОАО «Нефтяного и газового машиностроения»	452950, Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19	(34713) 2-22-83	–	(34713) 2-14-53

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ОАО «ВНИИТнефть»	443069, г. Самара, ул. Авроры, 110	(8462) 63-01-16	–	(8462) 63-57-06
ЗАО «Полимермаш»	г. Москва, Тетеринский пер., 12/2	(095) 915-30-98	–	(095) 915-05-10
ОАО «Ишимбайский машиностроительный завод»	453210, г. Ишимбай, ул. Б. Хмельницкого, 2	(347-94) 2-26-70	–	(34794) 2-21-34
ОАО «Хадыженский машзавод»	352671, г. Хадыженск, Краснодарский край, ул. Промысловая, 24	(86152) 9-18-50	211622 Узор	(86152) 9-18-50
ОАО «Краснодарский завод «Нефтемаш»	350078, г. Краснодар, Шоссе Нефтяников, 37	(8612) 54-26-83	211357 Родина	(8612) 54-17-72
ПО «Беларуснефть»	246003, г. Гомель, ул. Рогачевская, 9	(0232) 52-66-32	110169 Факел	(0232) 55-08-14
Сумское НПО им. Фрунзе	40004, Украина, г. Сумы, ул. Горького, 58	(05400) 4-11-08	174129	–
Таганрогский металлургический завод	347928, г. Таганрог, Ростовская обл., ул. Заводская, 1	(86344) 5-03-02	298202	–
Синарский трубный завод	623401, г. Каменск-Уральский, Свердловская обл., Заводской пр., 1	(34378) 6-32-73	348416	–
Орский машиностроительный завод	462406, г. Орск-6, Оренбургская обл., ул. Крупской, 1	(35372) 9-02-52	144513	–
ОАО «Точмаш»	83007, Украина, г. Донецк, ул. Жмуры, 1	+38 (062) 332-82-89	–	38 (062) 332-82-89
Торговый дом «Русский алюминиевый завод»	109240, г. Москва, ул. Николоямская, 13, стр. 1	(095) 777-04-04	–	(095) 777-49-20
ОАО «Ижбуммаш»	341200, г. Ижевск	(3412) 23-91-74	–	–
ОАО «Выксунский металлургический завод»	607067, г. Выкса-7, Нижегородская обл., ул. Ленина	(83177) 9-39-85	651401 Восход	(83177) 3-26-75
ОАО «Северский трубный завод»	624090, г. Полевской Свердловская обл., ул. Вершинина, 7	(34350) 3-39-50	348873 Луч	(34350) 3-31-97
Челябинский трубопрокатный завод	454129, г. Челябинск, ул. Машиностроителей, 27	(3512) 55-74-32	124113 Герб	(3512) 55-74-32
ОАО «Волжский трубный завод»	404119, г. Волжский, Волгоградская обл.	(8443) 25-72-76	310122	(8443) 25-72-76
ОАО «Нижнеднепровский трубопрокатный завод»	49081, Украина, г. Днепропетровск-60, ул. Столетова, 21	(0562) 20-73-03	143217	–
ОАО «Первоуральский новотрубный завод»	623112, г. Первоуральск, Свердловская обл.	(34392) 55-96	348715	–
ОАО СП «Дагнефтьиндустрия»	367008, г. Махачкала, ул. Генерала Танкаева, 75	(8722) 68-03-38	–	(8722) 68-03-56

Продолжение прил. 2

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ЗАО «РИТЭК-ПОЛИСИЛ»	119991, г. Москва, Ленинский проспект, 63/2	(095) 424-77-10	–	(095) 424-77-14
АО «Рихост»	141350, г. Хотьково, Московская обл.	(095) 584-55-11	–	–
АО «Удмуртнефть»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 65-74-29	255164 Нефть	(3412) 78-40-48
Завод им. Шаумяна	192102, г. Санкт-Петербург, ул. Салова, 51	(812) 166-63-22	–	(812) 166-26-86
ЗАО «Росфлекс»	443010, г. Самара, ул. Куйбышева, 145, оф. 225	(8462) 32-94-12	–	(8462) 33-06-38
ОАО «Урал-ЛУКтрубмаш»	454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, 30	(3512) 53-58-77	124842 Блик	(3512) 53-58-72
ОАО «Филит»	121087, г. Москва, ул. Барклая, 6	(095) 142-14-61	–	(095) 142-55-65
Опытный завод «Нефтемаш»	443042, г. Самара, ул. Белорусская, а/я 3775	(8462) 30-91-50	214855 Макет	(8462) 30-91-50
ОАО «ЭДЕРИ»	199178, г. Санкт-Петербург, 12-я линия, 13	–	–	–
РНПУП «Сейсмотехника»	246020, г. Гомель, ул. Владимирова, 16	(0232) 44-64-55	–	(0232) 49-71-02
ОАО «Нефма»	443042, г. Самара, ул. Белорусская, а/я 3775	(8462) 30-02-23	214855 Макет	(8462) 30-02-14
ООО «Нефтегазмаш-Технологии»	350051, г. Краснодар, ул. Вишняковой, 1/8	(8612) 60-82-05	–	(8612) 60-84-59
СП «ИСОТ»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 31-33-68	–	(3412) 78-40-48
СП ЗАО «Удмуртские долота»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 48-32-98	–	(3412) 78-07-97
Алексинский химический комбинат	301340, г. Алексин, Тульская обл., пл. Победы, 21	(08753) 3-51-49	253708 Уран	(08753) 2-43-05
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	423574, Татарстан, г. Нижнекамск-4, а/я 50	(8555) 37-54-46	724620 Маяк	(8555) 37-77-10
АООТ «Балаковские волокна»	213800, г. Балаково, Саратовская обл., Саратовское шоссе, 2	(84570) 9-76-10	241411 Химия	(84570) 2-49-80
Волжский регенератношиноремонтный завод	400103, г. Волжский, Волгоградская обл.	(8443) 22-39-92	–	(8443) 22-30-37, 25-68-92
Слюдяная фабрика	189630, г. Санкт-Петербург, г. Колпино, просп. Ленина, 101	(812) 484-92-36	821253 Болеро	(812) 484-18-88
Чеховский регенератный завод	142300, г. Чехов, Московская обл., ул. Чехова, 20 б	(09672) 7-32-54	–	(09672) 6-13-35
Киевская фирма «Фармэк»	252080, г. Киев, ул. Фрунзе, 74	(044) 417-98-67	131092 Зил	(044) 417-60-49
АООТ «Оренбургский завод РТИ»	460023, г. Оренбург, ул. Инструментальная, 5	(3532) 44-92-62	144147 Река	(3532) 44-72-39
ОАО «Красный треугольник»	198020, г. Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, 138	(812) 251-26-97	–	(812) 251-31-48

Продолжение прил. 2

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ПО «Мосстройпластмасс»	141004, г. Мытищи, Московская обл., ул. Силикатная, 19	(095) 583-73-51, 583-08-91	346513 Радуга	(095) 583-98-64, 583-67-04
Завод слоистых пластиков	195248, г. Санкт-Петербург, Шоссе Революции, 84	(812) 227-96-22	–	(812) 520-46-38
ЗАО «Ивантеевский трикотаж»	141250, г. Ивантеевка, Московская обл., Фабричный пр-д, 1	(095) 584-23-61	846117 Лоскут	(095) 584-23-61
АО «СК-Премьер»	113114, г. Москва, ул. Летниковская, 9	(095) 236-01-70	–	(095) 959-67-11
Черкесское химическое ПО	357100, г. Черкесск, Ставропольский край, ул. Свободы, 62	(87822) 4-29-79, 4-46-48	297119 Лак	(87822) 4-00-93
Губахинский коксохимический завод ПО «Метанол»	618290, г. Губаха, Пермская обл., ул. Торговая, 1	(34248) 2-06-83	634215 Косьва	(34248) 2-13-72
Покровский завод биопрепаратов	601120, г. Покров, Владимирская обл.	–	–	–
ОАО «Татнефть»	423200, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 3	(85514) 3-45-79	–	(85514) 3-41-49
Сибнефтеавтоматика ИПФ	625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12	(3452) 21-07-50	–	(3452) 21-13-39
ОАО «Промгаз»	117420, г. Москва, ул. Наметкина, 6	(095) 504-43-70	–	(095) 504-43-70
НПФ «БУРИТ»	115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 9	(095) 235-20-67	–	(095) 131-51-09
ОАО «Нефтемаш»	625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44	(3452) 43-28-19, 43-99-10	–	(3452) 43-22-13, 43-22-39
ОАО «Опытный завод «Электрон»	625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12	(3452) 21-19-35	235231 СВЭМ	(3452) 21-16-36
НФ НПО «Карболит»	630000, г. Новосибирск, ул. Сибиряков-Гвардейцев, 51/1	–	–	–
НПО «Карболит»	650620, г. Кемерово, ул. Лулумбы, 1	26-31-55	215155 ПРЕСС	–
Санкт-Петербург ПЗП треста «Ленвторсырье»	193019, г. Санкт-Петербург, просп. Обуховской обороны, 13	–	–	–
ОАО «Уралмашзавод»	620012, г. Екатеринбург, пл. Первой пятилетки	(343-2) 37-12-29	–	(343-2) 34-46-63
ОАО «Волгоградский завод буровой техники»	400075, г. Волгоград, Шоссе Авиаторов, 16	(844-2) 35-57-75	117232 Макет	(844-2) 35-85-11
ДАООТ «Туймазинский завод «Химмаш»	452600, г. Туймазы, ул. Горького, 37	(347-2) 5-20-20	662618 Лава	–
АООТ «Геомаш»	306530, г. Щигры, Курская обл., ул. Красная, 54	(071-45) 9-05-19 9-05-00	Станок	–
ЗАО «Машиностроительный завод им. Воровского»	620000, г. Екатеринбург, ГСП-492	(343-2) 20-83-33	221114 Тальк	(343-2) 20-83-62

Продолжение прил. 2

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ГП «Ишимбайский завод нефтепромыслового оборудования»	453210, Башкортостан, г. Ишимбай, ул. Набережная, 7	(347-94) 23-949 24-814	–	–
АО «Красный пролетарий»	453113, Башкортостан, г. Стерлитамак, Стерлибашевский тракт, 29	(347-3) 26-36-23	–	(347-3) 26-30-00
НПАК «Ранко»	109316, г. Москва, Остаповский пр., 13	(095) 276-96-91	111366 Бур	(095) 276-96-70
АО «Нижегородский машиностроительный завод»	603052, г. Нижний Новгород, Сормовское шоссе, 21	(831-2) 46-83-32	–	–
ОАО «Тюменский судостроительный завод»	625048, г. Тюмень, ул. Новгородская, 10	(355-2) 36-99-42	–	–
ОАО «Костромской завод «Строймашина»	156604, г. Кострома, ул. Вокзальная, 54	(094-2) 53-04-82	129105 Трос	(094-2) 53-07-91
Государственный Обуховский завод АОЗТ «Петеройлсервис»	193012, г. Санкт-Петербург, просп. Обуховской Обороны, 120	(812) 267-91-97	–	(812) 262-01-87
АО «Первомайскхиммаш»	393700, Тамбовская обл. пос. Первомайский, ул. Школьная, 9	(075-48) 21-089 21-527	226161, 226318 Молния	(075-48) 21-326, 21-516
ОАО «Компрессорный завод»	350761, г. Краснодар, Ростовское шоссе, 14/2	(861-2) 54-06-15	211290 Краснодар Волга	(861-2) 54-66-02
АО «Композит»	614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, 28	(342-2) 513-24-99	–	(342-2) 513-20-28
ОАО «Мотовилихинские заводы – ГП «Нефтебур»	614014, г. Пермь, ул. 1905 г., 35	(342-2) 36-73-03	134110 Сталь	(342-2) 65-82-01
АО «Кировский завод»	198097, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, 47	(812) 183-82-02	–	(812) 252-04-16
ОАО НПО «Искра»	614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, 28	(342-2) 72-81-18	134162 NOTA RU	(342-2) 72-81-76
ОАО «Станкотехника» АК «Туламашзавод»	300002, г. Тула, ул. Мосина, 2	(0872) 36-95-63	253181 Тула-прибор	(0872) 36-96-22
МНПЭК	400081, г. Волгоград, ул. Калеганова, 5	(844-2) 30-61-67	117382/2 ПКП МНПЭК	(844-2) 30-61-67
ПО «Баррикады»	400071, г. Волгоград, просп. им. Ленина	(844-2) 78-14-50	–	–
ЗАО «Бурмаш»	113054, Москва, 5-й Монетчиковский пер., 20/1	(095) 959-27-43 235-04-69	–	(095) 953-08-69
ЦКБ «Титан»	400071, г. Волгоград, просп. Ленина	(844-2) 75-85-07	–	(844-2) 79-04-13
ОАО «Челябинский завод «Станкомаш»	454010, г. Челябинск, ОАО «ФНПЦ «Станкомаш»	(351-2) 52-54-61	–	(351-2) 52-54-61

Продолжение прил. 2

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
Севмашпредприятие	164500, г. Северодвинск, Архангельская обл., Архангельское шоссе, 58	(818-46) 9-48-02	–	(812) 164-23-66 BOX NTC
Комбинат «Электрохимприбор»	620045, г. Свердловск-45, Электрохимприбор	(343-42) 2-44-12 2-43-73	221210 Радар	(343-42) 2-44-12 2-43-73
АО «Чеховский завод «Энергомаш»	142300, Московская обл., г. Чехов-4, ул. Гагарина, 1	(096) 72-72-25 72-72-16	205603 Клапан	(095) 291-42-81 291-86-65
АО «ФМС-Сибнефтегазмаш»	625017, г. Тюмень, ул. Ямская, 105; 103473, г. Москва, 3-й Самотечный пер., 11	(095) 288-96-88 974-21-3	–	(095) 974-21-33
Электромеханический завод «Буревестник»	188350, г. Гатчина, Ленинградская обл.	(812) 314-17-85	322736 Норд	–
НПП «Атомконверс»	142100, г. Подольск, ул. Железнодорожная, 24	(0967) 54-05-18	–	–

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абубакиров В.Ф., Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых, А.О. Межлумов, В.Ю. Близников.* Буровое оборудование. Буровой инструмент: Справ.: В 2 т. – М.: Недра, 2003. – Т. 2.

2. *Александров М.М.* Определение сил сопротивления при бурении скважин. – М.: Недра, 1965.

3. *Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноев А.Н.* Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.

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

5. *Басарыгин Ю.М., Будников Ю.М., Булатов А.И.* Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин: В 6 т. – М.: Недра, 2000.

6. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – Краснодар: Советская Кубань, 2002.

7. *Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д.* Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1988.

8. *Басарыгин Ю.М.* Теория и практика решения главнейших технологических проблем нефтегазового комплекса: В 2 т. – Краснодар, Просвещение – Юг, 2004.

9. *Бездробный О.И., Булатов А.И., Макаренко П.П.* Обслуживание наземного цементированного оборудования: Справочник. – М.: Недра, 1996.

10. *Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А.* Контроль пути улучшения технического состояния скважин. – М.: Недра, 2001.

11. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению: В 4 т. – М.: Недра, 1993.

12. *Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П.* Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998.

13. *Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев С.А.* Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979.

14. *Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю.* Методы и техника очистки и утилизация отходов бурения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

15. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Шементов В.Ю.* Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды: В 2 т. – М.: Недра, 1999.

16. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И.* Технология промывки в бурении. – М.: Недра, 1981.

17. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А.* Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2003.

18. *Буровое* оборудование/В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др.: Справ.: В 2 т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1.

19. *Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т.* Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990.

20. *Гукасов Н.А.* Справочное пособие по гидравлике и гидродинамики в бурении. – М.: Недра, 1982.

21. *Долгов С.В.* Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. – М.: Недра, 1997.

22. *Еременко Т.Е.* Крепление нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1965.

23. *Единые* технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях//Нефтяник. – 1983.

24. *Измайлов Л.Б., Овечкин А.И., Комнатный Ю.Д.* и др. Пути сокращения затрат времени на крепление скважин НТИС//Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – Вып. 9.

25. *Инструкция* по бурению наклонно направленных скважин. – М.: ВНИИБТ, 1986.

26. *Иогансен К.В.* Спутник буровика. – М.: Недра, 1990.

27. *Макаренко П.П.* Комплексное решение проблем развития газодобывающего комплекса. – М.: Недра, 1996.

28. *Основы* технологии горизонтальной скважины/Под ред. Е.Ю. Проселкова, Ю.М. Проселкова: Пер. с англ. – Краснодар: Советская Кубань, 2003.

29. *Палашкин Е.А.* Справочник механика по глубокому бурению. – М.: Недра, 1981.

30. *Правила* безопасности в нефтяной и газовой промышленности//Нефтя-ник. – 1993.

31. *Процессы* разрушения горных пород и резервы повышения скоростей бурения/Н.А. Колесников, А.К. Рахимов, А.И. Булатов и др. – Ташкент: Фан, 1990.

32. *Разработка* конструкций наклонно направленных и горизонталь-

ных скважин/Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др.// Гипотезы. Поиск. Прогнозы. – 1999. – Вып. 6.

33. *РД 08-200–98*. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Авангард, 1993.

34. *РД 39-0147009-708–87*. Технология цементирования скважин, обеспечивающая герметичность цементного кольца в заколонном пространстве. – М.: Авангард, 1993.

35. *РД 39-093–91*. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. – Самара: ВНИИТнефть, 1991.

36. *Руководящий* документ. Инструкция по расчету осадочных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: Авангард, 1997.

37. *Скрыпник С.Г.* Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на мо-ре. – М.: Недра, 1989.

38. *Справочник* машиностроителя. – М.: Машгиз, 1951. – Т. 3.

39. *Справочник* по креплению нефтяных и газовых скважин/Под ред. проф. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1981.

40. *Теория* и практика заканчивания скважин/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин: В 5 т. – М.: Недра, 1997.

41. *Трубы* нефтяного сортамента: Справочник/Под общ. ред. А.Е. Сарояна. – 3-е изд. – М.: Недра, 1987.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 5

12. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин 6

12.1. Цели и задачи направленного бурения скважин 6
12.2. Основы проектирования направленных скважин 7
12.2.1. Выбор конфигурации (трассы) направленных скважин 7
12.2.2. Обоснование проекций ствола направленных скважин 9
12.2.3. Особенности профилей горизонтальных скважин 12
12.2.4. Проектирование траектории направленных скважин 13
12.2.5. Расчет элементов траектории направленных скважин 15
12.2.6. Определение радиуса искривления при наборе кривизны скважины 19
12.3. Забойные компоновки для бурения направленных скважин 21
12.4. Методы и устройства контроля траектории направленных скважин 23
12.5. Особенности бурения и навигации горизонтальных скважин 38

13. Телеметрические системы 44

13.1. Кабельная телеметрическая система Пилот-БП26-01 44
13.2. Телеметрическая система ЭТО-2М 45
13.3. Геонавигационный комплекс НПФ «Самарские горизонты» 49
13.4. Индикатор положения отклонителя и кривизны скважины ИПК-1Т 56
13.5. Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи 57
13.6. Комплекс средств и методов контроля технического состояния крепи скважин предприятия «Кубаньгазпром» 60

14. Зарезка и бурение второго ствола 65

15. Обсадные трубы 73

16. Цементирование скважин 93

16.1. Схемы размещения и обвязки оборудования при цементировании скважин (сравнительные) 93
16.2. Методика расчета цементирования скважин 110
16.2.1. Методика расчета одноступенчатого цементирования скважин 116
16.2.2. Методика расчета двухступенчатого цементирования скважин 121
16.3. Цементировочные агрегаты и оборудование 129

16.4. Объемы внутреннего пространства и металла труб, межколонного и затрубного пространств ... 134
16.5. Материалы и химические реагенты для тампонажных растворов ... 151
16.6. Тампонажный портландцемент ... 152
16.6.1. Специальные тампонажные цементы ... 155
16.6.2. Номенклатура специальных тампонажных цементов ... 158
16.6.3. Организация лабораторного контроля и методы испытаний тампонажных цементов ... 161
16.6.4. Характеристика тампонажных цементов (ГОСТ 1581–85, ОСТ и ТУ) ... 172
16.6.5. Практика подбора и применения цементно-песчаных, облегченных и утяжеленных тампонажных растворов ... 183
16.6.6. Нефтецементные растворы ... 191
16.7. Свойства тампонажных растворов и реагенты для их обработки ... 191
16.7.1. Основные свойства цементного раствора и камня ... 191
16.7.2. Влияние реагентов на свойства тампонажных растворов и камня ... 194
16.8. Буферные жидкости ... 197
16.8.1. Основные рекомендации по выбору буферных жидкостей ... 197
16.8.2. Виды буферных жидкостей и технология их применения ... 198
16.8.3. Определение необходимого для цементирования объема буферной жидкости ... 203
16.9. Тампонажные смеси для ликвидации поглощений при бурении скважин ... 206
16.9.1. Тампонажные растворы на основе вяжущих веществ ... 206
16.9.2. Тампонажные растворы на основе полимеров ... 210
16.9.3. Тампонажные пасты ... 213
16.9.4. Установка цементных мостов в скважинах, осложненных высокотемпературными условиями, кавернозностью ствола, поглощениями ... 213
16.10. Технологическая оснастка для обсадных колонн ... 223
16.10.1. Башмаки для обсадных труб ... 223
16.10.2. Обратные клапаны для обсадных колонн ... 226
16.10.3. Центраторы пружинные ... 229
16.10.4. Устройства для ступенчатого цементирования обсадных колонн ... 232
16.10.5. Устройства для спуска и цементирования колонн секциями ... 237
16.10.6. Устройство для спуска подвески и герметизации хвостовиков ... 250

17. Оборудование устья скважин ... 254

17.1. Колонные головки ... 255
17.2. Противовыбросовое оборудование ... 273
17.2.1. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования ... 281
17.2.2. Плашечные превенторы ... 286
17.2.3. Кольцевые превенторы ... 293
17.2.4. Вращающиеся превенторы ... 296
17.2.5. Фланцевые катушки и крестовины ... 299
17.2.6. Установки гидроуправления противовыбросовым оборудованием ... 299

17.2.7. Манифольды ... 303
17.2.8. Прочее оборудование ... 307
18. Вторичное вскрытие продуктивных пластов ... 324

18.1. Пулевая перфорация ... 327
18.2. Кумулятивная перфорация ... 328
18.3. Скважинные торпеды ... 331
18.4. Гидропескоструйная перфорация ... 332
18.5. Выбор плотности перфорации и типоразмера перфоратора ... 333
18.6. Влияние типа буровых растворов и специальных жидкостей на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов ... 339
18.7. Очистка перфорационной среды от взвешенных частиц ... 340
18.8. Технология вскрытия пластов путем перфорации в среде очищенного солевого раствора ... 342
18.8.1. Системы для заполнения скважины ... 342
18.8.2. Закачка жидкости в скважину ... 345
18.9. Перфорация в газовой среде ... 346

19. Освоение и испытание скважин ... 349

19.1. Оборудование для освоения скважин ... 352
19.1.1. Агрегаты для освоения скважин ... 353
19.1.2. Насосные агрегаты ... 354
19.1.3. Компрессорные установки ... 356
19.2. Комплекс оборудования для приготовления и нагнетания в скважину аэрированных растворов (в качестве примера) ... 356
19.2.1. Типовые технологические схемы освоения скважин в России и США ... 356
19.3. Вызов притока ... 363
19.3.1. Выбор значения депрессии на пласт ... 363
19.3.2. Замена бурового раствора жидкостью меньшей плотности ... 369
19.3.3. Снижение давления на забой с помощью компрессора ... 370
19.4. Освоение скважин с использованием пен ... 384
19.5. Технология освоения скважин с использованием азотных газификационных установок АГУ-8К ... 394
19.6. Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов ... 414
19.7. Технология освоения скважин с применением самогенерирующих пенных систем ... 424
19.8. Технология повышения качества освоения нефтяных и газовых скважин с помощью струйных аппаратов ... 431
19.9. Вызов притока из пластов, поглощающих жидкость при создании давления больше пластового ... 453
19.10. Свабирование (поршневание) ... 455
19.11. Тартание ... 456
19.12. Промывка (циркуляция) жидкости ... 456

20. Глушение скважин ... 458

20.1. Технология глушения скважин трехфазной пеной ... 461

20.1.1. Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель 474
20.2.2. Регулирование свойств обратных эмульсий 476
20.2. Технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта 477
20.3. Глушение скважин с применением предварительного блокирования пласта концентрированными меловыми суспензиями 478
20.3.1. Технология промыслового приготовления меловых суспензий 480
20.4. Особенности глушения скважин с предварительным блокированием пласта 481
20.5. Деблокирование пласта и технология освоения скважин 482
20.6. Глушение скважины жидкостями без твердой фазы (ЖБТФ) в условиях АВПД и сероводорода 484
20.6.1. Физико-химические свойства жидкости на основе композиции бромид цинка – бромид кальция и раствора бромида кальция 485
20.6.2. Подготовка скважины к замене бурового раствора на жидкость на основе композиции бромид цинка – бромид кальция 493

Приложения 499

Список использованной литературы 528

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Булатов Анатолий Иванович
Долгов Сергей Викторович

СПУТНИК БУРОВИКА
Книга 2

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *С.А. Скотникова*
Переплет художника *Н.П. Новиковой*
Художник-график *Н.П. Новикова*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректоры *Е.М. Федорова, Л.Н. Фомина*
Оператор *Ю.А. Титова*
Компьютерная верстка *Л.П. Ушанкина*

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 02.10.06. Формат 60×88 1/16. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Усл. печ. л. 32,83. Уч.-изд. л. 35,0. Дополнительный тираж 1021 экз. Заказ 4379 /1082/2

ООО «Недра-Бизнесцентр»
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

E-mail: business@nedrainform.ru, biblioteka@nedrainform.ru
www.nedrainform.ru

ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН
121099, Москва, Шубинский пер., 6