

1

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, химическая формула которых имеет вид C_nH_{2n+2} . В природных газах основным компонентом является метан CH_4 , содержание которого достигает 98 % объема. Кроме этого, в природные газы входят более тяжелые углеводороды: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , изобутан C_4H_{10} , пентаны C_5H_{12} и др.

Природные газы газоконденсатных месторождений, а также нефтяные газы более богаты тяжелыми углеводородами. Кроме того, в состав природных газов часто входят азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S и другие редкие газы.

Основные параметры газа

Основными параметрами газа, определяющими состояние его при движении по пласту, скважине и газопроводу, являются давление, температура и вязкость (зависящая от первых двух).

Давление — это сила, действующая на единицу поверхности, оно передается во все стороны одинаково. Давление измеряют манометрами, и оно выражается в МПа.

Плотностью газа называется вес единицы его объема. Если V — объем некоторого количества газа весом g , то плотность будет

$$\rho = g/V.$$

Плотность выражается в $кг/м^3$.

Температурой газа называют степень его нагретости. Температура t природного газа на практике измеряется градусами Цельсия ($^{\circ}C$). В расчетах удобнее пользоваться абсолютной температурой и обозначают ее T . Абсолютная температура на $273,15^{\circ}$ больше температуры по Цельсию, т.е. $T = 273,15 + t$.

Температура в газовых месторождениях зависит в основном от глубины залегания месторождения. Ориентировочно температуру газа в пласте можно подсчитать по геотермическому градиенту. В среднем его величина равна 33 м/°С, т.е. на каждые 33 м углубления температура увеличивается на 1 °С. Отсюда температура газа в пласте равна глубине скважины, деленной на геотермический градиент. Для более точного измерения (так как на пластовую температуру влияет и география залегания пласта) применяется глубинный термометр.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости газа вводится понятие критических параметров, т.е. критическое давление и критическая температура.

Критической температурой называют такую температуру, при которой газ ни под каким давлением не может быть обращен в жидкость.

Для природных газов, представляющих собой смесь углеводородов, критические параметры определяют как среднекритические $p_{кр}$ и $T_{кр}$. В расчетах вместо истинной плотности газа берут относительную плотность газа ρ по воздуху, равную отношению плотности газа ρ к плотности воздуха ρ_v , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_v}; \quad \rho = \frac{p\bar{\rho}}{29,27 \cdot zT},$$

где $\rho_v = 1,293 \text{ кг/м}^3$ — плотность воздуха при 0 °С и 760 мм рт. ст.; p — давление, МПа; T — температура, К ($T_{ст} = 293 \text{ К}$); z — коэффициент сверхсжимаемости при p и T .

Зная относительную плотность газа, по графику на рис. 1.1 определяют среднекритическое давление $p_{кр}$ и среднекритическую температуру газа $T_{кр}$ по графику на рис. 1.2. Если в газе содержится сероводород H_2S , азот N_2 , углекислый газ CO_2 , в средние критические давления и температуры, определенные по графикам, вводят поправки по номограммам на рис. 1.1 и рис. 1.2. Например, для получения среднекритического параметра природного газа — графы 5 и 6 в табл. 1.1, значение критического параметра каждого компонента, входящего в состав газа (графы 3 и 4), умножают на величину содержания этого компонента в газе (графа 2), полученные результаты складывают. Как видно из табл. 1.1, для данного газа $p_{ср.кр} = 4,661 \text{ МПа}$ и $T_{ср.кр} = 218,53 \text{ К}$.

Часто в расчетах пользуются так называемыми приведенными параметрами: приведенным давлением $p_{пр}$ и приведенной температурой $T_{пр}$.

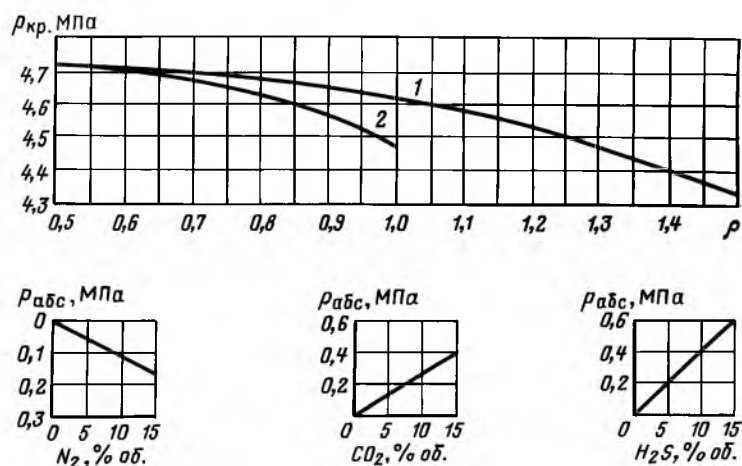


Рис. 1.1. Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа:
1 — обычные газовые месторождения; 2 — газоконденсатные месторождения

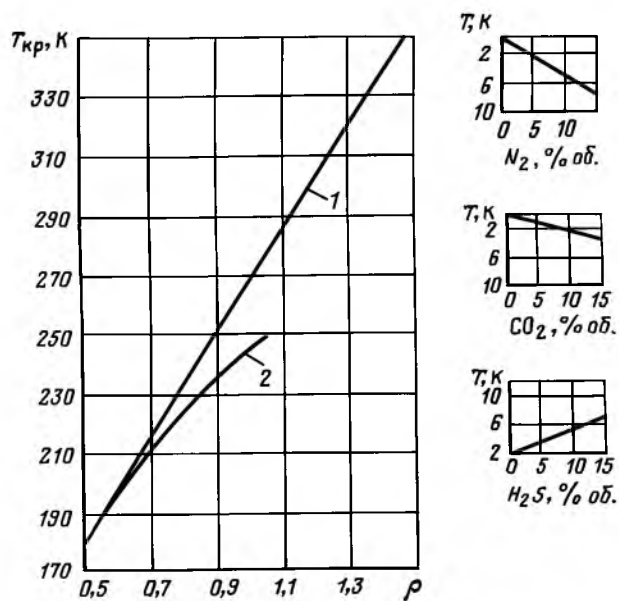


Рис. 1.2. Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа:
1 — обычные газовые месторождения; 2 — газоконденсатные месторождения

Таблица 1.1

Определение критических давлений и температуры

Состав газа	Содержание, % об.	Критические параметры компонентов		Среднекритические параметры	
		Давление $p_{абс'}$, МПа	Температура T , К	$p_{кр'}$, МПа	$T_{кр'}$, К
1	2	3	4	5	6
Метан CH_4	74,1	4,58	191	3,4	141,5
Этан C_2H_6	4,48	4,86	305	0,364	22,8
Пропан C_3H_8	3,37	4,34	370	0,146	12,45
Изобутан C_4H_{10}	0,76	3,82	407	0,029	3,09
Н-бутан C_4H_{10}	1,68	3,57	425	0,06	7,14
Изо-пентан C_5H_{12}	0,57	3,28	461	0,019	2,63
Н-пентан C_5H_{12}	0,32	3,3	470	0,011	1,53
Гексан C_6H_{14}	0,63	2,96	508	0,019	3,20
Азот N_2	6,09	3,46	124,9	0,21	7,6
Сероводород H_2S	2	8,89	373,4	0,178	7,47
Углекислота CO_2	3	7,5	304,1	0,225	9,12
	100	—	—	$p_{ср.кр} = 4,661$	$T_{ср.кр} = 218,53$

Приведенное давление — это отношение давления газа к его критическому значению $p_{кр}$:

$$p_{пр} = p/p_{кр}.$$

Приведенная температура — это отношение абсолютной температуры газа T к его критической температуре $T_{кр}$:

$$T_{кр} = T/T_{кр}.$$

Законы газового состояния

К середине 19 века были установлены основные опытные закономерности, которым подчиняются газы. К ним относятся:

1. Закон *Бойля—Мариотта* — для данной массы газа при постоянной температуре t объем его V обратно пропорционален давлению p :

$$pV = \text{const.}$$

2. Закон *Гей-Люссака* — давление данной массы газа при постоянном объеме меняется линейно с температурой:

$$p_t = p_0(1 + \alpha_p t);$$

объем данной массы газа при постоянном давлении меняется линейно с температурой:

$$V_t = V_0(1 + \alpha_V t).$$

Первый из этих законов был экспериментально установлен французским физиком Ж. Шарлем в 1787 г. и иногда называется законом Шарля. Коэффициент α_p называется *термическим коэффициентом давления*, α_V — *термическим коэффициентом объемного расширения*. Для всех газов приближенно $\alpha_p \approx \alpha_V \approx 1/273 \text{ град}^{-1}$. Поэтому закон Гей-Люссака (например, для объема) можно записать в форме

$$V = V_0 \frac{t + 273}{273}$$

или, вводя абсолютную температуру $T = t + 273$, выраженную в градусах Кельвина,

$$V = V_0 T / 273.$$

По закону Авогадро при $T = 273 \text{ К}$, или 0°C , и $p = 0,1 \text{ МПа}$ 1 моль любого газа занимает объем, равный 22,41 л. Число молекул в таком объеме равно числу Авогадро $N = 6,02 \cdot 10^{23}$. Газы, строго подчиняющиеся законам Бойля—Мариотта и Гей-Люссака, называются *идеальными*. Практически все газы ведут себя как идеальные при не слишком высоких давлениях и не слишком низких температурах.

3. Для 1 моля идеального газа правая часть уравнения Бойля—Мариотта равна RT , если температура выражена в градусах Кельвина. Уравнение $pV = RT$ называют уравнением состояния идеального газа. Оно было получено в 1834 г. французским физиком и инженером Б. Клапейроном и обобщено в 1874 г. Д.И. Менделеевым для любой массы газа. Входящая в это уравнение постоянная R называется *газовой постоянной*:

$$R = 8,31445 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}.$$

Состояние прорвавшегося в скважину при бурении или ремонте газа определяется законами Бойля—Мариотта и характеризуется следующим уравнением:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1 K_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2 K_2}.$$

Для реального газа суммарное влияние изменения температуры газа и коэффициента сжатия газа не является столь существенным по сравнению с влиянием давления и объема.

Таким образом, в упрощенном виде уравнение закона газового состояния определится как

$$p_1 V_1 = p_2 V_2.$$

Сверхсжимаемость природных газов. Определение пластового давления

Поведение природных газов в условиях высоких давлений не подчиняется уравнению газового состояния для идеальных газов. Для реальных газов уравнение состояния имеет вид

$$pV = zRT,$$

где z — коэффициент сверхсжимаемости газа, являющийся функцией давления, температуры и состава газа.

Коэффициент сверхсжимаемости газа находят по известным $p_{пр}$ и $T_{пр}$ по графикам на рис. 1.3 и 1.4. Для природных газов с относительной плотностью $\rho = 0,6 \div 0,8$ и содержанием метана меньше 90 % коэффициент сверхсжимаемости z определяют по приведенному графику на рис. 1.3 и для $\rho = 0,56 \div 0,65$ по таблицам приложения. Для природных газов, содержащих более 90 % метана, коэффициент сверхсжимаемости определяют по рис. 1.4. Если необходимая точность при определении z не превышает 2 %, то z можно найти по тем же таблицам для всех углеводородных газов независимо от содержания CH_4 . Зная все эти параметры, можно приступить к определению пластового давления, так как, зная его, рассчитывают плотность требуемого раствора для глушения скважины.

Пластовое давление, т.е. давление на забое закрытой скважины, определяют не только глубинными манометрами, но и вычисляют по статическому давлению на устье. Если перед измерением скважина работала или "продувалась" в атмосферу, то в качестве пластового и статического берут величину, полученную при полной стабилизации давления после закрытия скважины.

Все методы расчета пластового давления основаны на общем уравнении, которое в данном случае имеет вид

$$\int_{p_y}^{p_z} \frac{RTz}{p} dp = \int_0^L \rho g dx, \quad (1.1)$$

где p_z и p_y — давление на забое и на устье соответственно; z и R в общем случае функции p , T , x и состава газа.

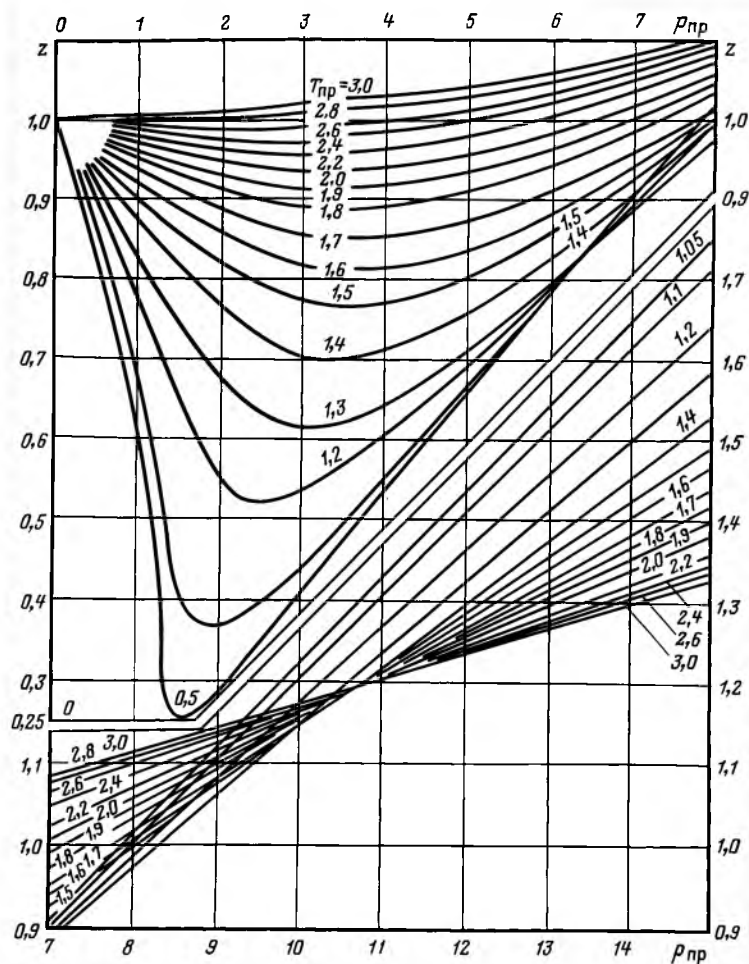


Рис. 1.3. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведенного давления и температуры

Для решения этого уравнения нужно знать состав газа в скважине, ее глубину, давление на устье и температуру в стволе. Зная состав газа, можно определить его псевдокритические (среднекритические) свойства, а затем и коэффициент сверхсжимаемости. Коэффициент сверхсжимаемости z не является величиной постоянной. Он зависит от состава газа, температуры и давления. Если состав газа не известен, псев-

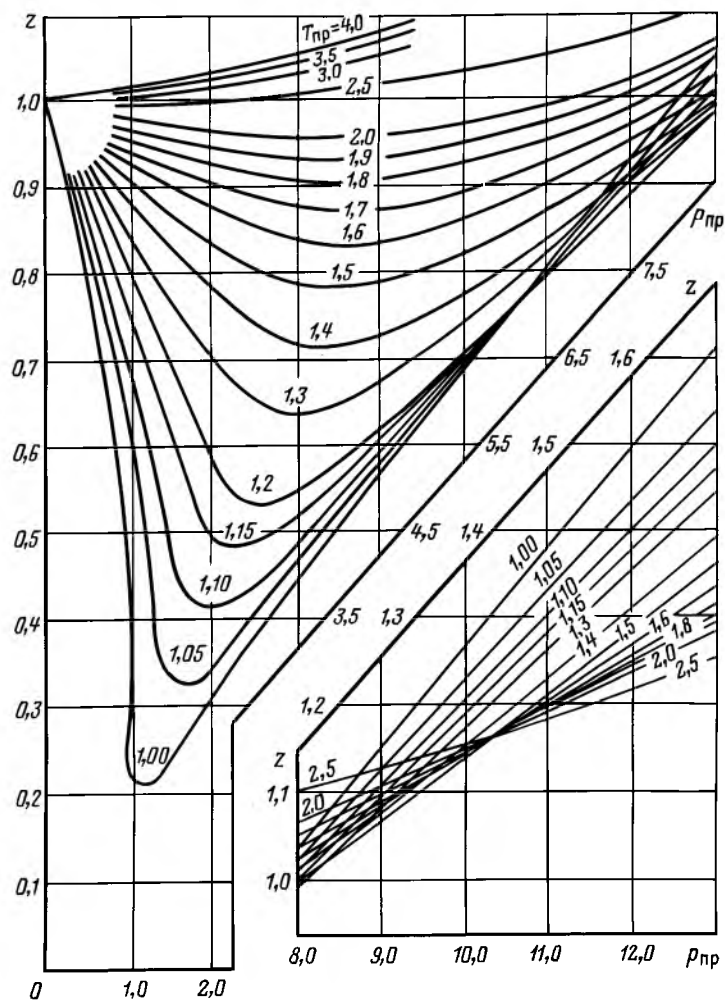


Рис. 1.4. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для метана от приведенных давления и температуры

докритические параметры определяются по его плотности. Для газовых скважин $R = \text{const}$ при постоянном составе газа. Выражая зависимость температуры от глубины скважины уравнением прямой, получим следующее значение средней температуры в стволе скважины:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_3 - T_y}{\ln \frac{T_3}{T_y}},$$

где T_3 и T_y — температура на забое и на устье соответственно.

Если $\frac{T_3}{T_y} < 3$, с точностью до 10 % можно принять

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_y - T_3}{2}.$$

Вводя в уравнение (1.1) среднюю температуру $T_{\text{ср}}$ газа в стволе скважины, получим:

$$\int_{0,2}^{p_{\text{пр.з}}} \frac{z}{p_{\text{пр}}} dp_{\text{пр}} = 0,03415 \frac{\rho L}{T_{\text{ср}}} + \int_{0,2}^{p_{\text{пр.у}}} \frac{z}{p_{\text{пр}}} dp_{\text{пр}}. \quad (1.2)$$

Величину, соответствующую давлению на устье скважины

$$\int_{0,2}^{p_{\text{пр.у}}} \frac{z}{p_{\text{пр}}} dp_{\text{пр}},$$

находят непосредственно по прил. III по известным приведенным температуре и давлению на устье скважины. Затем вычисляют значение $0,03415 \rho L / T_{\text{ср}}$.

Из суммы обоих членов получают величину

$$\int_{0,2}^{p_{\text{пр.з}}} \frac{z}{p_{\text{пр}}} dp_{\text{пр}},$$

соответствующую забойному давлению.

Пример. Определить пластовое давление в газовой скважине глубиной 1000 м. Средняя глубина перфорации эксплуатационной колонны 990 м. Относительная плотность газа 0,61 кг/м³, абсолютное давление на устье 8,64 МПа, средняя температура в стволе 25 °С, температура пласта 87 °С.

Решение. Определим $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$

$$p_{\text{пр}} = \frac{p_3}{p_{\text{кр}}} = \frac{86,4}{47} = 1,83 \text{ кг с/см}^2 \text{ (0,183 МПа)};$$

$p_{\text{кр}}$ находим по табл. 1.1. Для данного газа $p_{\text{кр}} = 4,7$ МПа,

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср.кр}}}{T_{\text{кр}}};$$

$$T_{\text{ср.кр}} = \frac{T_{\text{пл}} + T_{\text{у}}}{2} + 273 = \frac{87 + 25}{2} + 273 = 329 \text{ К};$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{329}{198} = 1,66 \text{ К};$$

$T_{\text{кр}} = 198 \text{ К}$ находим по графику на рис. 1.2.

По графику (рис. 1.3) находим коэффициент сверхсжимаемости z . В нашем примере он равен 0,887.

Далее находим значение

$$\mathbf{e}^S = \frac{\rho_{\text{гт.г}} L}{z T_{\text{ср.кр}}} = \frac{0,61 \cdot 990}{0,887 \cdot 329} = \frac{603,9}{291,8} = 2,1.$$

По прил. 1 $\mathbf{e}^S = 1,0743$;

$$p_{\text{пл}} = (p_3 - 1) \mathbf{e}^S = 87,4 \cdot 1,0743 = 93,9 \text{ кгс/см}^2 \text{ (9,39 МПа)}.$$

2

ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

При ремонте скважин используются рабочие жидкости различного назначения: для глушения, промывки скважин, гидроразрыва, химической обработки пласта и других работ.

В зависимости от степени дисперсности растворенного вещества растворы классифицируют на *истинные, коллоидные, суспензии, эмульсии, коллоидно-суспензионные* и др.

2.2. ИСТИННЫЕ РАСТВОРЫ

В истинных растворах частицы растворенного вещества состоят из отдельных молекул. Такие растворы прозрачны и, находясь в закрытом сосуде, могут существовать без изменения свойств долгое время. К ним относятся растворы неорганических солей, кислот и щелочей в воде.

На промыслах применяют водный раствор хлористого кальция, плотность которого может быть до 1400 кг/м³. Раствор хлористого кальция благодаря хорошей растворимости не образует осадка, не засоряет фильтровую зону. С увеличением концентрации раствора увеличивается температура замерзания. Так, 30 %-ный раствор CaCl₂ с плотностью 1282 кг/м³ замерзает при температуре – 50 °С.

Фильтрат технический пентаэритрита (ФТП) — жидкость от бурого до коричневого цвета с осадком в виде тонкой взвеси со слабым запахом жженого сахара. Раствор находится в слабощелочной среде, т.е. pH = 7÷9. Плотность жидкости до 1300 кг/м³. Раствор применяется в скважинах с забойной температурой до 100 °С. Вырабатывается Черкесским химическим заводом Ставропольского края и другими заводами.

Водный раствор бромида кальция (CaBr_2) — тяжелая прозрачная жидкость плотностью до 1800 кг/м^3 . Преимуществом этих растворов считается легкость их приготовления, высокая регулируемая плотность и главное — минимальное повреждение пласта, так как высококонцентрированные растворы солей стабилизирующе действуют на глинистый материал коллектора, а отсутствие в этих растворах твердых частиц способствует сохранению проницаемости продуктивного пласта.

Выбор рецептур растворов на основе солей тяжелых металлов для ремонтных работ производится с учетом необходимости обеспечения стабильности раствора во времени, минимальной его стоимости, коррозионной активности и температуры кристаллизации, соответствующей предполагаемому температурному режиму использования.

В зависимости от необходимой плотности требуется различный компонентный состав солей (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Плотность растворов солей в зависимости от компонентного состава

Соль	Диапазон плотностей раствора солей, кг/м^3
KCl	1000+1160
NaCl	1000+1200
NaCl/ CaCl_2	1200+1300
ФТП	1200+1300
CaCl_2	1300+1400
$\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$	1400+1800
$\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$	1800+2300

Для скважин, содержащих в пластовых водах большие количества карбоната и сульфат-ионов, рекомендуется использовать солевые растворы, не содержащие кальция, например, рассола бромида цинка с бромидами щелочных металлов. Плотность таких растворов может быть от 1380 до 2300 кг/м^3 .

Недостатками рассолов являются высокая стоимость используемых солей, коррозионная активность и высокая фильтрация.

В связи с последним фактором, во избежание колюматации призабойной зоны пласта рекомендуется уделять большое внимание чистоте рассола, вплоть до применения фильтрующих элементов тонкой очистки, кроме того, необходима тщательная очистка емкостей, насосов и другого оборудования.

Для уменьшения фильтрации рассолов применяют органические полимеры-загустители, такие как лигносульфонаты, производные крахмала, производные целлюлозы, биополимеры. Наиболее эффективным загустителем концентрированных рассолов является оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ).

Исследования на искусственном керновом материале показали, что наибольшим эффектом по повышению естественной проницаемости кернавого материала обладают солевые растворы на основе поташа (K_2CO_3) [21]. Плотность водного раствора K_2CO_3 может быть до 1500 кг/м^3 . В настоящее время только растворы на основе K_2CO_3 являются обрабатываемым материалом, способным не только восстановить, но и улучшить проницаемость глинистого песчаника.

Эта способность K_2CO_3 объясняется высокой активностью ионов калия и относительно невысоким (по сравнению с ионом хлора) гидратным числом иона CO_3^{-2} , поэтому при ионообмене с глинистыми минералами поташ обеспечивает уменьшение толщины гидратных оболочек на глинистых частицах и тем самым способствует повышению пористости и увеличению проницаемости заглинизированных песчаников. Введение в его состав комплексонов (НТФ, ОЭДФ) способствует дальнейшему уменьшению толщины гидратных оболочек и тем самым обеспечивает усиление указанного эффекта. В связи с этим технические жидкости на основе поташа с добавками комплексонов были подвергнуты полному комплексу исследований (В.М. Лимановский).

Исследования на коррозионную активность составов для глушения скважин и температура их замерзания показали целесообразность их использования в практике.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам.

1. В качестве жидкости глушения и перфорации, не снижающей проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частицы размером более 2 мкм) на основе поташа с добавками комплексонов, так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернавого 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 глушения.

2.3. КОЛЛОИДНЫЕ РАСТВОРЫ

У коллоидных растворов частицы состоят из многих молекул, и размер их может быть выражен долями микронов. Размеры частиц коллоидного раствора зависят от степени раздробленности, дисперсности вещества. Чем выше степень дисперсности, тем дольше может существовать коллоидный раствор без изменения своих свойств. Коллоидные растворы, как правило, мутные. При длительном хранении они теряют свои начальные свойства: растворенное вещество выпадает в осадок, или весь раствор образует студень. Примерами коллоидных растворов могут служить жидкое стекло Na_2SiO_3 и водный раствор КМЦ.

2.4. СУСПЕНЗИИ

Суспензией называют дисперсную систему, состоящую из взвешенных в жидкости мелких твердых частиц. Например, мутная глинистая вода или же меловая суспензия в водном растворе КМЦ.

Меловая суспензия применяется при глушении скважин на время ремонта. Метод основан на способности суспензии в силу высокой дисперсности твердой фазы создавать в приствальной части пласта непроницаемый барьер, исключающий контактирование пород коллектора с рабочей жидкостью, находящейся в стволе скважины. При необходимости после окончания ремонта меловой барьер может быть разрушен соляно-кислотной обработкой, и гидродинамическая связь скважины с пластом восстановится.

Для стабильности меловых суспензий можно использовать КМЦ или ГИПАН. На основе промысловых данных рекомендуются следующие составы для временного блокирования пласта при глушении скважины:

мел химически осажденный плотностью $2,7\div 2,8 \text{ т/м}^3$ — $35\div 40 \%$, мас;

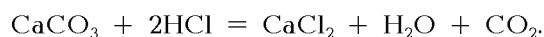
вода пластовая — $58\div 63 \%$;

КМЦ-500 — $1,5\div 2,5 \%$.

При этом технологические параметры суспензии следующие: плотность — 1280 кг/м^3 ; условная вязкость — 300 с; водоотдача — $20 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; суточный отстой — 0.

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуются водный раствор хлористого каль-

ция и углекислый газ, легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения:



Хлористый кальций хорошо растворим в воде, а выделяющийся углекислый газ создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

2.5. ГИДРОФОБНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений, особенно на поздней и заключительной стадиях, возникает необходимость в проведении ремонтных работ в скважине, дополнительном вскрытии продуктивного пласта, промывки призабойной зоны. Используемые при этом жидкости на водной основе с содержанием твердой фазы (преимущественно глины, нередко с утяжелителями) по причине коагуляции призабойной зоны не обеспечивают должной эффективности, существенно затрудняя освоение скважин и дальнейшую их эксплуатацию. Значительно уменьшить или полностью исключить отрицательное влияние рабочих жидкостей можно, используя гидрофобно-эмульсионные растворы.

Гидрофобные эмульсии представляют собой полидисперсные системы, дисперсионной (внешней) средой которых является углеводородная жидкость с растворенным в ней эмульгатором, а дисперсной фазой (внутренней) — вода или водные растворы солей, кислот, щелочей. От химической природы эмульгатора зависит тип эмульсии, ее структурно-механические свойства и стабильность.

Эмульгатор-стабилизатор — это поверхностно-активное вещество (ПАВ), способное снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз углеводородная жидкость — водная фаза таким образом, что при их интенсивном перемешивании происходит образование мелких капелек водной фазы в углеводородной среде. При определенной концентрации эмульгатора они оказываются сплошь покрытыми участками молекул ПАВ, ввиду чего создается механически прочная оболочка вокруг капелек (структурно-механический барьер), которая препятствует их коалесценции (слиянию).

Химической промышленностью выпускается много эмульгаторов. Но их стабилизирующая способность различная, и образуемые с их применением эмульсии по своим свойствам

не всегда соответствуют требованиям, необходимым для проведения работ в конкретных пластовых условиях. Например, известна гидрофобная эмульсия для обработки пласта состава, % (объем): нефтепродукт 34÷62, минерализованная вода (в частности, раствор хлорида кальция плотностью 1300 кг/м³) 35÷65, дегидратированные полиамиды 0,5÷1,5, битумный структурообразователь 0,5÷1,5. Плотность эмульсии 900÷1000 кг/м³ [19]. Недостатками данной эмульсии являются большое содержание нефтепродуктов, сложный состав, что ограничивает возможность регулировать ее свойства.

Получать гидрофобно-эмульсионные растворы с регулируемыми в широком диапазоне реологическими свойствами и плотностью без твердой фазы стало возможным благодаря новым эмульгаторам-стабилизаторам ДЭСКА-17-20 и РЭМ, разработанным совместно сотрудниками Кубаньгазпром и СевКавНИПИгаза.

Гидрофобные эмульсии с эмульгатором ДЭСКА-17-20 [5] прошли опытно-промышленные испытания при гидроразрыве пласта на Николаевском, Челбасском и других месторождениях, показавшие высокую технологичность и технико-экономическую эффективность [8].

Более широкое применение в качестве рабочих жидкостей при выполнении различных работ в скважинах находят гидрофобно-эмульсионные растворы с эмульгатором под фирменным названием РЭМ.

Эмульгатор РЭМ, вырабатываемый по ТУ 10-191-032-01—90, является катионоактивным ПАВ сложного состава, что позволяет в отличие от других эмульгаторов получать гидрофобные эмульсии с большим содержанием в них растворов различных неорганических солей и соляной кислоты. Хорошо растворяется в подогретой до 30÷35 °С углеводородной жидкости, недостаточно быстро и полно при обычной и отрицательной температурах. Экологически безвреден, нетоксичен. Высокая эмульгирующая активность и стабилизирующая способность его позволяют получать концентрированные нейтральные эмульсии с малым, 15÷20 %-ным (объемные доли) содержанием в них углеводородной жидкости, с большим, 80÷85 %-ным содержанием водной фазы и 0,3÷0,7 % эмульгатора.

В качестве дисперсной фазы могут использоваться вода техническая, пластовая, растворы неорганических солей любой плотности — хлоридов натрия, кальция [7], аммонизированного раствора нитрата кальция [8], а также растворов соляной кислоты [9].

В зависимости от объемного соотношения жидких компонентов, их качества и плотности, количественного содержания в полидисперсной системе эмульгатора можно получить гидрофобно-эмульсионные растворы с большим диапазоном реологических свойств: вязкостью от 60 с до "нечекучей", стабильностью при нормальной температуре более 30 сут, при 97 °С более 4 сут, устойчивостью к твердой фазе во времени, необходимым для выполнения работ в скважине. Это выгодно отличает их от других жидкостей и обуславливает возможность широкого применения в различных технологических процессах нефтегазодобычи.

Эмульсии с вязкостью 90÷200 с используются для глушения, промывки скважин и вторичного вскрытия продуктивного пласта. Эмульсии с вязкостью до 200÷250 с обеспечивают выполнение процесса гидроразрыва пласта с высокими технологическими показателями и качественным закреплением кварцевым песком трещин.

Эмульсии с вязкостью от 300 с до "нечекучей" характеризуются малой подвижностью, продолжительной устойчивостью в пластовых условиях и используются наряду с выполнением других работ как агент, временно изолирующий продуктивный пласт.

О степени влияния различных жидкостей на устойчивость пород продуктивного пласта и фильтрационную характеристику призабойной зоны можно сделать выводы по результатам специально проведенных по методике МГУ [24] исследований на размокаемость пород, которая характеризуется потерей их механической прочности, скоростью и характером распада на отдельные кусочки после погружения в жидкость.

Под воздействием технической воды, растворов хлоридов натрия, кальция образцы пород, отобранные из основных продуктивных пластов месторождений Северного Кавказа, разрушаются полностью за время от 2 до 12 ч [24]. В гидрофобно-эмульсионных растворах разрушения таких образцов не наблюдается. Этим объясняется отсутствие пробкообразования при использовании эмульсий, сохранение фильтрационной характеристики призабойной зоны. Кроме того, гидрофобизирующие свойства внешней фазы эмульсии способствуют очищению ее от кольматантов при освоении скважины.

В табл. 2.2 приводятся некоторые составы эмульсий и их свойства, ориентирующие исполнителя в подборе рецептуры при проведении работ в скважине.

Таблица 2.2

Составы и основные свойства гидрофобных эмульсий с эмульгатором РЭМ

Состав, % (объемн.)	Плотность, кг/м ³	Вязкость условия, с	Примечания
РЭМ-0,3 Вода техническая плотностью 1000 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	950	90 + 120	Устойчива до 90 °С
РЭМ-0,3 Вода пластовая плотностью 1004 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	952	152 + 200	То же
РЭМ-0,4 Вода пластовая плотностью 1012 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	960	230 + 260	То же
РЭМ-0,4 Раствор хлорида натрия плотностью 1071 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1004	250	“
РЭМ-0,3 Раствор хлорида кальция плотностью 1066 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1005	265	“
РЭМ-0,5 Раствор хлорида кальция плотностью 1066 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1007	600	“
РЭМ-0,4 Раствор хлорида кальция плотностью 1200 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1120	350	Устойчива до 100+120 °С
РЭМ-0,5 Раствор хлорида кальция плотностью 1400 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1270	530	Работоспособен до 140 °С
РЭМ-0,7–80 Аммонизированный раствор хлорида кальция плотностью 1340 кг/м ³ — 80 Конденсат газовый — 20	1220	350	То же
РЭМ-0,7 Аммонизированный раствор, утяжеленный хлоридом кальция до плотности 1573 кг/м ³ , — 85 Конденсат газовый — 15	1450	360	“

Качественные гидрофобные эмульсии с необходимыми реологическими свойствами можно получить только при точном соблюдении их рецептуры и технологии приготовления всех компонентов, порядка ввода в смесительную камеру (емкость) и гидравлического режима перемешивания.

После доставки на скважину всех материалов (углеводородной жидкости, воды, соли, эмульгатора) и подготовки из них жидких компонентов необходимо провести пробное приготовление насосными агрегатами эмульсии в объеме $1,5 \div 2 \text{ м}^3$ для уточнения режима их работы при обработке скважины.

Приготавливать эмульсию в зависимости от необходимости ее объема и оснащенности предприятия насосными агрегатами можно двумя способами. При первом, когда требуется небольшой объем эмульсии ($15 \div 25 \text{ м}^3$), после подготовки жидких компонентов их хорошо перемешивают в одной емкости, затем работающим "на себя" через $10 \div 12$ -мм штуцер насосом интенсивно прокачивают смесь до получения молочно-белой массы с нужной вязкостью.

При втором способе, когда требуется большой объем рабочей жидкости, ее приготовление заключается в последовательном выполнении следующих операций:

растворяют в $1/3 \div 1/4$ части расчетного объема углеводородной жидкости все необходимое количество эмульгатора РЭМ, затем этот концентрированный раствор тщательно перемешивают в остальном ($2/3 \div 3/4$ части) объеме углеводородной жидкости;

в других емкостях готовят водную фазу с нужной плотностью;

обвязывают насосные агрегаты (их приемные шланги) с указанными емкостями, а нагнетательные трубы через смесительное штуцерное устройство с устьем скважины или с осреднительной емкостью;

в смесительное устройство, состоящее из камеры и трех штуцеров, с равномерной производительностью одним насосом подают через штуцер диаметром $6 \div 8$ мм раствор эмульгатора; через второй штуцер диаметром $10 \div 12$ мм двумя-тремя насосами с большей в 3–4 раза производительностью закачивают воду, при этом темп закачки каждой жидкости должен быть пропорционален их соотношению по рецептуре ($15 \div 20$):($80 \div 85$); при встречном потоке жидкостей в смесительной камере устройства происходит качественное их перемешивание, диспергирование и при достаточно большой гидравлической мощности (давление на насосах $8 \div 10 \text{ МПа}$) —

образование эмульсии при прохождении смеси через третий штуцер диаметром 14÷15 мм; в случае несоответствия реологических свойств получаемой эмульсии заданным техническим планом на проведение работ ее следует интенсивно перемешивать в осреднительной емкости работающим "на себя" насосом через штуцер диаметром 14÷15 мм.

Высокая технологичность гидрофобных эмульсий и эффективность их применения, наличие в достаточном количестве эмульгатора и местных жидких компонентов, простота приготовления имеющимися у предприятий техническими средствами способствуют широкому применению их в качестве рабочих жидкостей различного назначения в капитальном ремонте скважин. За последние 3 года с их использованием проведены работы более чем в 100 скважинах глубиной от 600 до 3400 м на месторождениях П Кубаньгазпром.

2.6. ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

Глинистый раствор — это коллоидно-суспензионная система, которую готовят из глины и воды с последующей обработкой химическими реагентами. Бентонитовая натриевая глина является лучшим материалом для приготовления глинистого раствора.

Основной характеристикой глины является ее коллоидальность, которая определяет выход раствора из 1 т глины. Из табл. 2.3 видно, что чем выше коллоидальность, тем меньше расход глины. Количество глины (бентонитовой), расходуемой на приготовление 1 м³ раствора заданной плотности, определяют по формуле

$$\sigma = \frac{\rho_r(\rho_{г.р} - \rho_v)}{\rho_r - \rho_v}, \quad (2.1)$$

где ρ_r — плотность глины ($\rho_r = 2,2 \div 2,7$ т/м³); ρ_v — плотность воды; $\rho_{г.р}$ — плотность глинистого раствора.

Таблица 2.3

Классификация глин по коллоидальности

Плотность раствора, кг/м ³ , при 25 °С	Коллоидальность глины	Выход раствора из 1 т глины
До 1600	Высококоллоидальная	16 м ³ и более
1060÷1150	Коллоидальная	10÷4 м ³
1150÷1200	Малоколлоидальная	3÷1,6 м ³

Допустим, что необходимо приготовить 40 м³ глинистого раствора плотностью $\rho = 1,16$ т/м³. Определить количество бентонитовой глины и воды.

Подставляя исходные данные в формулу (2.1), получаем

$$\sigma = \frac{2,6(1,16 - 1)}{2,6 - 1} = 0,26 \text{ т/м}^3.$$

Объем глины в 1 м³ раствора составит

$$V_r = \frac{0,26}{2,6} = 0,1 \text{ м}^3.$$

Объем воды будет равен $V_v = 1 - V_r = 1 - 0,1 = 0,9 \text{ м}^3$.

Для приготовления 40 м³ глинистого раствора плотностью 1,16 т/м³ необходимо:

$$V_r' = V_{r,p} V_r = 40 \cdot 0,1 = 4 \text{ м}^3;$$

$$V_v' = V_{v,p} V_v = 40 \cdot 0,9 = 36 \text{ м}^3.$$

Количество глины, расходуемой на приготовление 1 м³ глинистого раствора заданной плотности, подсчитанной по формуле (2.1), приведено в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Расход глины (в т), необходимой для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданной плотности

Заданная плотность глинистого раствора, т/м ³	Плотность глины, т/м ³					
	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7
1,08	0,094	0,091	0,088	0,085	0,083	0,081
1,10	0,131	0,127	0,122	0,119	0,116	0,113
1,12	0,169	0,163	0,158	0,153	0,149	0,146
1,14	0,206	0,199	0,193	0,187	0,182	0,178
1,16	0,244	0,235	0,228	0,221	0,215	0,210
1,18	0,282	0,272	0,263	0,255	0,248	0,243
1,20	0,319	0,308	0,298	0,289	0,281	0,275
1,22	0,357	0,344	0,333	0,323	0,314	0,307
1,24	0,394	0,380	0,368	0,357	0,347	0,339

2.7. ИНГИБИРОВАННЫЙ ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР

При работе в открытом стволе, где опасность прихвата велика, рекомендуется применять ингибированный глинистый раствор, характеризующийся низкими фильтрационными свойствами, высокой стабильностью и низким коэффициентом трения глинистой корки [18]. В буровой раствор, содержащий полимерный реагент, глинопорошок и воду, дополнительно вводят смесь нафтената алюминия с нефтью (НАН) при соотношении 1 : 25, неионогенное поверхностно-активное вещество (ОП-10), буровой уголь и утяжелитель при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Глинопорошок.....	3÷5
Полимерный реагент.....	0,35÷0,5
Неионогенное поверхностно-активное ве- щество (ОП-10).....	0,4÷1
Бурый уголь.....	1÷3
Смесь нафтената алюминия с нефтью (НАН).....	5÷7
Утяжелитель.....	10÷65
Вода.....	Остальное

В условиях буровой нафтенат алюминия готовят следующим образом. В глиномешалку объемом 4 м³ набирают 2,5 м³ воды и загружают 260 кг алюмокалиевых квасцов (17 ведер). Перемешивают до растворения. В полученный 10 %-ный водный раствор вводят 1300 л мылонафта, разбавленного водой 1 : 1, и перемешивают в течение 5 мин. Этого времени достаточно, чтобы в верхней части мешалки образовалось алюминиевое мыло. Через нижний кран (люк) мешалки сливают воду, а образовавшееся мыло растворяют в нефти 2,7 м³. Полученный нафтенат алюминия (НАН) вводят в глинистый раствор, стабилизированный ГИПАНОм.

Надо отметить, что мыло поливалентного металла высшей жирной или нафтеновой кислоты, входящее в состав НАН, химически адсорбируясь на наиболее активной составляющей — глинистой фазе бурового раствора, придает ему дифильные свойства. При бурении дифильные глинистые частицы, а также свободный нафтенат алюминия, сорбируясь гидрофильной частью на выбуренной породе и стенках скважины, создают за счет своей гидрофобной составляющей барьер, препятствующий контактированию их с дисперсионной средой бурового раствора. За счет этого предотвращается набухание глинистых пород и резко сокращается наработка излишних объемов.

Неионогенное ПАВ, например ОП-10, при таком отношении его с НАН в области pH 8÷9 избирательно сорбируется

на поверхности кристаллических негидратированных частиц, например барита, увеличивая гидрофильность последнего и предупреждая прилипание друг к другу твердых поверхностей (флокуляцию). ПАВ помогают равномерному распределению всех компонентов бурового раствора, в результате чего повышается его структура, исключается седиментация утяжелителя. В предлагаемом растворе за счет неионогенного ПАВ, взятого в определенных соотношениях с НАН, утяжелитель барит не гидрофобизируется, и буровой раствор прекрасно утяжеляется. Для поддержания pH в пределах 8÷9 в раствор может вводиться бурый уголь. Плотность раствора может быть от 950 до 2000 кг/м³.

Глинистые растворы, применяемые в бурении, предназначены для выноса выбуренной породы с забоя скважины на поверхность; глинизации стенок скважины; создания противоавдавления на пласт, предотвращающего поступления в скважину флюида, а также обвала стенок; удержания выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; охлаждения рабочей поверхности долота и инструмента; вращения вала турбобура при турбинном способе бурения.

При капитальном ремонте скважин требования к качеству глинистого раствора остаются теми же, что и при бурении. Плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдача, толщина фильтрационной корки, водородный показатель ионов pH — основные параметры, которые определяют в промысловых лабораториях и непосредственно на скважинах, где проводится капитальный ремонт.

2.8. ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Плотность (удельный вес) — масса (вес) единицы объема бурового раствора. Определяют прибором *ареометром* на скважине и *пикнометром* в лаборатории. Ареометр (рис. 2.1) состоит из стакана с раствором 2, поплавка-шкалы 1 и съемного груза 3. Стакан имеет внутреннюю полость, в которой заключена дробь, обеспечивающая необходимый вес стакана. Прибор имеет две шкалы, градуированные в г/см³: одна шкала имеет деления от 1,0 до 1,8; другая — от 1,7 до 2,5. Для измерения плотности с помощью ареометра необходимо иметь вертикальный сосуд, глубина которого должна быть достаточной для погружения всего прибора. Сосуд входит в ком-

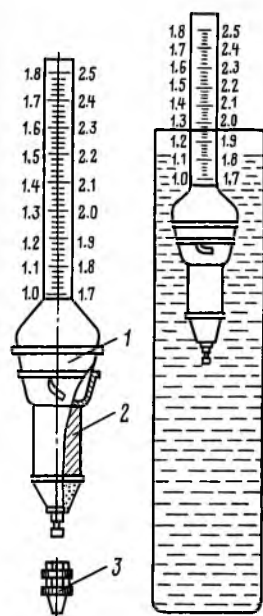
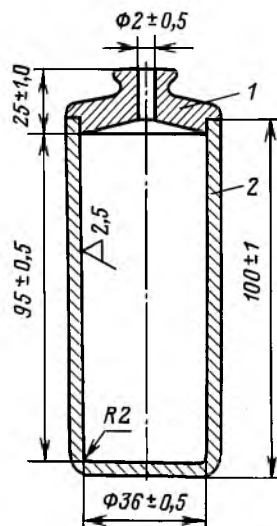


Рис. 2.1. Ареометр АГ-1

Рис. 2.2. Пикнометр



плект прибора. Подготовка прибора к работе заключается в проверке его градуировки по воде. Для этого в стакан прибора заливают пресную чистую воду и присоединяют шкалу-поплавок. При этом необходимо следить за выдавливанием избытка жидкости из стакана. Если жидкость не выдавливается, то это означает, что стакан не заполнен. Правильно плотность может быть определена только при заполнении всего объема стакана. После этого ареометр опускают в сосуд с водой. По шкале ареометра читают результат определения плотности глинистого раствора. С закрепленным на стакане грузом может быть измерена плотность раствора не более $1,8 \text{ г/см}^3$ (1800 кг/м^3). Если раствор имеет более высокую плотность, то в этом случае груз снимают и определяют плотность по второй шкале.

Для определения плотности раствора пикнометром сначала в лаборатории определяют массу чистого и сухого пикнометра с погрешностью до $0,1 \text{ г}$. Затем определяют массу пикнометра с глинистым раствором с погрешностью до $1,0 \text{ г}$. Зная объем пикнометра, плотность раствора определяют по формуле

$$\rho = \frac{m_2 - m_1}{V},$$

где m_1 — масса пустого пикнометра, г; m_2 — масса пикнометра с раствором, г; V — объем пикнометра, см³.

На рис. 2.2 изображен пикнометр; он состоит из цилиндрического сосуда 2 и крышки 1, которая имеет сквозное отверстие для выхода раствора. Объем пикнометра 97 см³.

Условная вязкость

Вязкость глинистого раствора благодаря наличию в растворе твердой фазы — глины, образующей структуру, называют *структурной*. Структурная вязкость необходима для расчета гидравлических потерь. Структурная вязкость определяется ротационным или капиллярным вискозиметром и выражается в сантипуазах.

В промысловых условиях пользуются *условной вязкостью*, которая определяется прибором ВБР-1 или СПВ-5 (стандартно-полевой вискозиметр). Он представляет собой воронку с трубкой длиной 100 мм и внутренним диаметром 5 мм (рис. 2.3). В комплект входят также кружка и сетка для очистки раствора. Время истечения 500 см³ жидкости из налитых в вискозиметр 700 см³ через трубку диаметром 5 мм и есть условная вязкость. Выражается в секундах.

Водоотдача (фильтрация) — способность глинистого раствора отфильтровывать воду при повышенном перепаде давления.

За водоотдачу принимается количество фильтрата, которое отфильтровывается из раствора через фильтр диаметром

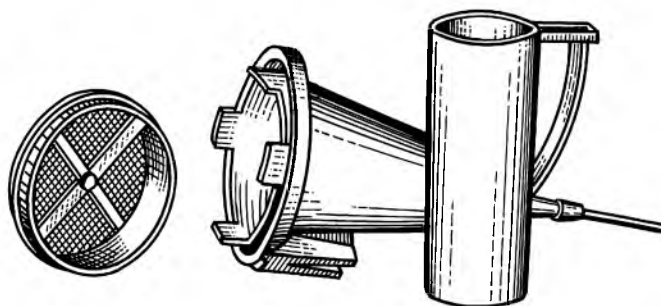
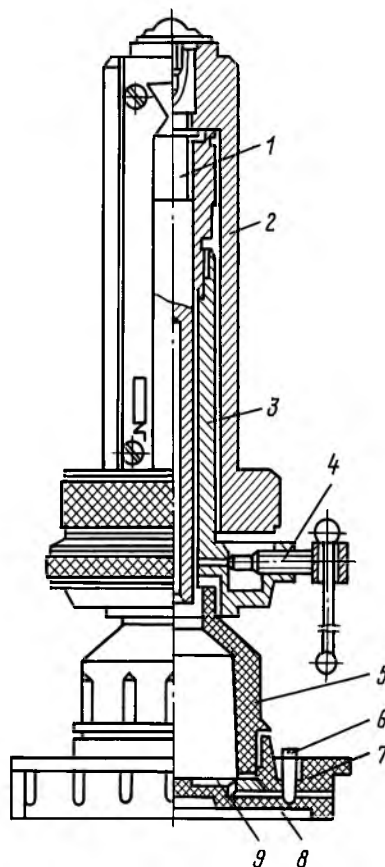


Рис. 2.3. Вискозиметр ВБР-1

Рис. 2.4. Прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистого раствора



75 мм за 30 мин. Определяют прибором ВМ-6 (водоотдача по прибору Минензона), а также при помощи фильтропресса. Она выражается в $\text{см}^3/30 \text{ мин}$.

Прибор ВМ-6 (рис. 2.4) состоит из 3-х узлов: основания 7, напорного цилиндра 3 и фильтрационного стакана 5 с принадлежностями. Фильтрационный стакан на верхнем конце имеет горловину с наружной резьбой и отверстием. Нижний конец имеет наружную резьбу $M63 \times 3$. Обеззоленные фильтры 9 и прокладка 8, служащая для герметизации, расположены на основании 7. Узел напорного цилиндра состоит из собственно цилиндра 3 с ввернутой в него из алюминиевой прокладки втулкой, плунжера 1, притертого по втулке, и

груза-шкалы 2, укрепленного на плунжере. Шкала нанесена на прозрачную пластмассовую пластину и прикреплена к грузу винтами. Сквозь шкалу видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра. В притертой паре втулка—плунжер—втулка возникает трение, влияющее на давление при фильтрации. Для устранения трения необходимо плунжер периодически вращать рукой. Для установки шкалы на "0" и спуска масла из цилиндра в нижней части его имеется отверстие, перекрываемое иглой 4. Масло из этого отверстия сливается в чашку. Нижний конец цилиндра 3 имеет внутреннюю резьбу для соединения с фильтрационным стаканом. Для уплотнения места соединения цилиндра со стаканом предусмотрена прокладка. Перед определением водоотдачи необходимо разобрать прибор: отвернуть цилиндр от стакана, вынуть пробку 6. Детали протереть насухо. Проверить, закрыта ли игла. Смочить один или два листочка фильтровальной бумаги водой и положить в основание. Заложить прокладку, ввернуть стакан в основание и вставить пробку. После этого тщательно перемешанный раствор налить в стакан прибора, навернуть на стакан цилиндр, налить в него машинное масло. Вставив плунжер и приоткрыв иглу, подвести нулевое деление на шкале к отсчетной риске на верхнем крае втулки цилиндра. В момент вытаскивания пробки пустить секундомер. После определения водоотдачи открыть спускную иглу, выпустить масло из цилиндра, вынуть плунжер, вылить масло и отдельно раствор. Промыть фильтрационный стакан водой, не разбирая его. Затем разобрать стакан, извлечь фильтр с глинистой коркой и измерить толщину корки.

Статическое напряжение сдвига (СНС)

СНС — сила, которую надо приложить к глинистому раствору, находящемуся в покое, чтобы вывести его из этого состояния. СНС определяют через 1 мин и через 10 мин покоя. Выражается в мг/см^2 . Так как глинистый раствор обладает тиксотропными свойствами, т.е. при покое способен загустевать, а при взбалтывании разжижаться, то коэффициент тиксотропии ($K_{\text{тикс}}$) определяют путем деления численного значения СНС через 10 мин покоя на численное значение СНС через 1 мин покоя:

$$K_{\text{тикс}} = \text{СНС}_{10} / \text{СНС}_1.$$

При качественной структуре глинистого раствора коэффициент тиксотропии равен $2\div 3$. Например, замер $\text{CHC}_{1/10} = 3/6 \text{ мг/см}^2$, следовательно, $K_{\text{тикс}} = 6/3 = 2$.

Содержание газа в буровом растворе

Определение содержания газовой фазы Γ (%) основано на уменьшении объема бурового раствора под избыточным давлением 0,1 МПа. Для этого используют приборы ВГ-1 и ВГ-1М. При работе с прибором ВГ-1 собирают фильтрационный стакан прибора (рис. 2.5) и заполняют его доверху буровым раствором. На горловину стакана навинчивают цилиндр, заполняют его маслом и надевают плунжер с грузом-шкалой. Клапан, находящийся под решеткой фильтраци-

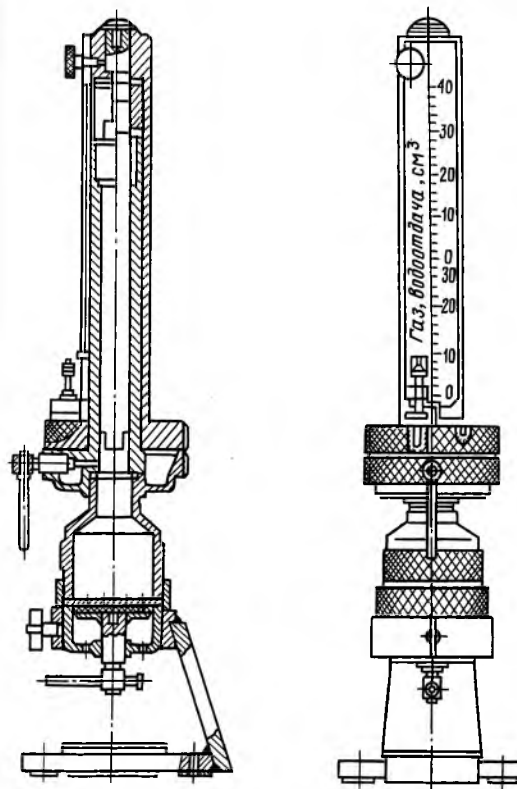


Рис. 2.5. Прибор ВГ-1

онного стакана, при измерении должен быть закрыт. Плунжер, сжимая пробу раствора с газом, опускается, и деление шкалы "газ", остановившееся против риски на верхнем крае втулки, укажет процентное содержание газа в объеме промывочной жидкости. При работе с прибором ВГ-1 *объем газа в порции жидкости*, налитой в стакан прибора, вычисляют по формуле

$$V_r = 2\Delta V_r$$

где ΔV_r — отсчет по шкале прибора, см³.

Коэффициент сжимаемости промывочной жидкости

$$K_{сж} = \frac{V}{V - V_r},$$

где V — исходный объем жидкости, налитой в стакан прибора ВГ-1. Коэффициент $K_{сж}$ имеет большое значение для регулирования противодавления на пласт.

При отсутствии приборов рекомендуется использовать следующий экспресс-метод определения содержания газа в буровом растворе. В бутылку вместимостью 0,5 л наливают 250 см³ вспененного бурового раствора, плотность которого известна (ρ_1). Добавляют достаточную массу пеногасителя и в течение 5 мин интенсивно встряхивают до полного исчезновения пузырьков газа. Замеряют плотность не вспененного раствора (ρ_2). Объемную долю газовой фазы (%) вычисляют по формуле

$$Г = \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_2}\right)100.$$

2.9. ХИМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

1. *Водородный показатель ионов pH* — безразмерная величина, равная отрицательному десятичному логарифму концентрации ионов водорода в растворе: $pH = -\lg H$.

При температуре 25 °С в нейтральной среде $pH = 7$, в кислых средах $pH < 7$, а в щелочных средах $pH > 7$.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сильнокислая			Слабокислая				Слабощелочная			Сильнощелочная			
Нейтральная													

Определяют pH глинистого раствора или его фильтрата прибором pH-метром или при помощи индикаторной бумаги.

Влияние концентрации водородных ионов на свойства глинистых растворов настолько значительно, что оно дает возможность по величине pH судить об их качестве. Так, между pH, стабильностью, вязкостью и тиксотропией глинистых растворов существует определенная зависимость. Увеличение концентрации водородных ионов в растворе способствует ускорению загустевания его, и тем самым повышается вязкость. Тиксотропия наиболее ярко проявляется при $\text{pH} = 8\div 10$, т.е. в слабощелочной среде.

2. *Определение гуматов натрия в фильтрате глинистого раствора.* Этот параметр определяют в тех случаях, когда глинистый раствор стабилизирован углещелочным реагентом (УЩР). Для этого в промышленной лаборатории готовят реактивы: 0,2 н раствор соли Мора; 0,4 н раствор хромовой кислоты; дифениламинный индикатор.

Для приготовления 0,2 н раствора соли Мора необходимо 80 г ее растворить в 1 л дисцилированной воды с добавлением 20 мл серной кислоты плотностью 1840 кг/м^3 . Для приготовления 0,4 н раствора хромовой кислоты необходимо 20 г ее растворить в 500 мл дисцилированной воды с последующим добавлением 500 мл серной кислоты плотностью 1840 кг/м^3 .

Дифениламинный индикатор готовится растворением 0,5 г дифениламина в 100 мл серной кислоты плотностью 1840 кг/м^3 .

После приготовления реактивов в две колбы заливают по 5 мл разбавленного в десять раз темного фильтрата с добавлением по 10 мл хромовой кислоты. Кипячение ведут 5 мин, не допуская при этом бурного кипения. После охлаждения колбы добавляют по 250 мл дисцилированной воды и титруют солью Мора до светло-зеленой окраски. В качестве индикатора добавляют несколько капель дифениламина.

Содержание гуматов натрия определяют по формуле

$$\% \Gamma_{\text{Na}} = (n_1 - n_2)K,$$

где $\% \Gamma_{\text{Na}}$ — содержание гуматов натрия, %; n_1 — количество соли Мора на хромовую кислоту, мл; n_2 — количество соли Мора на раствор, мл; K — постоянная величина, зависящая от соли Мора.

В полевых условиях качество фильтрата из глинистого раствора стабилизированного УЩР можно определить по цвету самого фильтрата — он должен быть черным. Если же

цвет фильтрата светло-коричневый или он вообще обесцвечен, то глинистый раствор требуется обработать реагентами: кальцинированной содой с целью высадить ионы кальция, которые могли попасть при разбуhrивании цементного моста, а также другими реагентами, которые значительно устойчивее к солевой агрессии.

3. *Содержание коллоидной фазы.* Для определения коллоидной фазы необходимо приготовить посуду и химические реактивы: медицинский шприц, колбу коническую, бюретку, воронку стеклянную, электроплитку закрытого типа, 3 %-ный раствор перекиси водорода, 5 н раствор серной кислоты, дисциллированную воду, метиленовую синь и фильтровальную бумагу.

Для того чтобы приготовить 5 н раствор серной кислоты, необходимо 14 мл ее плотностью 1840 кг/м^3 разбавить дисциллированной водой до 50 мл. Кислоту льют в воду, но не наоборот! Чтобы приготовить 3 %-ный раствор перекиси водорода, надо в 0,5-л мерную колбу налить 42,85 мл пергидроли и долить до метки дисциллированную воду. На 100 мл воды расходуется 8,6 мл пергидроли.

После приготовления химических реактивов надо отмерить шприцем 2 мл глинистого раствора и перенести в колбу. Добавить 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 н раствора серной кислоты. После тщательного перемешивания кипятить 4 мин с "обратным холодильником", т.е. в колбу вставить воронку. После охлаждения колбы замерить объем и добавить 35 мл дисциллированной воды. При помощи бюретки титровать метиленовой синью. Затем из колбы набрать каплю и нанести на фильтровальную бумагу. При недостаточном содержании для данной пробы метиленовой сини на бумаге от капли останется темный круг с резко очерченной границей.

Титрование надо вести до тех пор, пока не появится от капли на бумаге темным кругом голубой ореол. После этого через 2 мин надо взять пробу повторно — ореол исчезнуть не должен. Расчет ведут по формуле $n = 0,96a$, где n — процентное содержание фазы; a — количество метиленовой сини, мл; c — объем в объеме, равен $0,37a$.

3

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

Химические реагенты делятся на стабилизаторы (понижители водоотдачи); понизители вязкости; вспомогательные; профилактические добавки.

3.1. РЕАГЕНТЫ-СТАБИЛИЗАТОРЫ

1. *Углекислотный реагент* (УЩР) — представляет собой щелочную вытяжку из бурого угля, т.е. гуматы натрия, которые создают вокруг глинистых частиц защитную оболочку. Наиболее эффективный УЩР получается при 13 %-ной концентрации сухого бурого угля и 2 % щелочи при работе на пресной воде. УЩР готовят на заводе и поставляют в сухом виде.

В условиях буровой или глиноцефа УЩР можно приготовить в глиномешалке следующим образом. В глиномешалку объемом 4 м³ наливают 2 м³ воды, затем загружают расчетное количество каустической соды. После того как каустическая сода растворится, при перемешивании загружают расчетное количество бурого угля. Перемешивание ведут в течение 2-х ч. Затем мешалку доливают водой до верха, перемешивают еще 20 мин и оставляют на отстой. В табл. 3.1 приведены данные о количестве угля и щелочи, необходимых для приготовления УЩР различной концентрации. УЩР применяют для стабилизации пресных и слабоминерализованных глинистых растворов.

2. *Карбоксиметилцеллюлоза* (КМЦ) — представляет собой волокнистое вещество белого цвета. Хорошо растворима в горячей воде (70÷80 °С) и плохо — в холодной.

Таблица 3.1

Расход бурого угля и жидкой или твердой каустической соды для приготовления 1 м³ углещелочного реагента

Концентрация УЩР, %	Содержание влаги в угле, %					Плотность жидкой каустической соды				Расход твердой кау- стической соды, кг
	15	20	30	40	50	1,45	1,48	1,5	1,53	
	Расход бурого угля, кг					Расход жидкой ка- устической соды, л				
5 (1 : 0,2)	59	62	71	83	100	16	15	14	13	10
10 (1 : 0,2)	117	125	143	166	200	32	30	28	26	20
13 (1 : 0,2)	153	162	186	217	260	43	39	37	34	26
15 (1 : 0,2)	176	190	215	250	300	49	45	43	39	30
20 (1 : 0,2)	235	230	285	335	400	65	60	57	52	40

Получают КМЦ воздействием щелочной целлюлозы на монохлорацетат натрия. Промышленность выпускает высокомолекулярную, высоковязкую КМЦ (степень полимеризации 500÷600) и низковязкую (степень полимеризации 300). Высоковязкая КМЦ хорошо снижает водоотдачу глинистых растворов, насыщенных хлористым натрием. При этом готовят 8÷10 %-ный раствор КМЦ: на 4 м³ водного раствора ее расход составляет 300÷400 кг.

3. Серогель EN-55 является аналогом КМЦ. Применяется для снижения водоотдачи буровых растворов. При обработке пресных и соленасыщенных растворов эффективность действия серогеля в 2—4 раза ниже, чем при использовании КМЦ-600.

Для химической обработки готовят 10—8—5 %-ные водные растворы серогеля. Выпускался этот реагент в б. ГДР.

4. Гидролизный полиакрилонитрил (ГИПАН) — продукт гидролиза полиакрилонитрила. Выпускается в виде 10÷15 %-ного раствора плотностью 1100÷1110 кг/м³. Это вязкая жидкость желтого цвета с аммиачным запахом. Имеет щелочную реакцию — pH 12÷12,4. Количество ГИПАНа для химической обработки зависит от минерализации бурового раствора и забойной температуры. Для пресных и слабоминерализованных растворов при забойных температурах 100÷120 °С достаточны добавки ГИПАНа 0,5÷0,75 %, при температурах 180÷200 °С — 2÷3 %. ГИПАН сочетается с крахмалом, КМЦ, УЩР, модифицированными лигносульфонатами и др.

Готовят водный раствор ГИПАНа следующим образом: в глиномешалку объемом 4 м³ заливают 1100 л этого реагента,

остальной объем доливают водой. После перемешивания в течение 10 мин реагент готов к использованию.

5. *Метакриловый сополимер* (МЕТАС) является сополимером метакриловой кислоты и метакриламида. Выпускается в виде порошка или гранул белого цвета. МЕТАС применяется для снижения водоотдачи пресных и соленасыщенных (по NaCl) растворов при обычных и высоких (до 200 °С) температурах. Он не выдерживает хлоркальциевой агрессии. При наличии в буровом растворе более 300 мг/л ионов кальция перед вводом МЕТАСа производят предварительную обработку кальцинированной содой или сульфатом натрия в пределах 1÷2 %.

Используют МЕТАС в виде 5÷8 %-ного водно-щелочного раствора при соотношении со щелочью 10:3,5 (из расчета на сухое вещество).

Готовят МЕТАС следующим образом. Глиномешалку вместимостью 4 м³ заполняют водой на 2/3 объема. В нее загружают 200÷320 кг МЕТАСа (в расчете на сухое вещество) и перемешивают 30 мин. Затем вводят 70÷112 кг твердой каустической соды или соответствующий объем ее раствора, доливают водой до полного объема глиномешалки и смесь перемешивают 1,5 часа до полного растворения МЕТАСа. В буровой раствор, имеющий pH = 8÷9,5, рекомендуется вводить МЕТАС в виде 8 %-ного водно-щелочного раствора (соотношение МЕТАСа и щелочи 10:2,5 в расчете на сухие вещества).

Если pH бурового раствора находится в пределах 9,5÷10,5, то его вводят без предварительного гидролиза каустической содой. Обработка порошковым МЕТАСом буровых растворов, имеющих плотность более 1800 кг/м³, в которых содержание водной фазы невелико, может вызвать загущение раствора. В этом случае целесообразно использовать водно-щелочные растворы реагента.

На первичную обработку пресных растворов расходуется 0,2÷1 % МЕТАСа, соленасыщенных — 2÷2,5 % (в расчете на сухое вещество к объему бурового раствора). При повторных обработках расходуется 0,1÷0,2 %.

6. *Крахмал-полисахарид*, формула (C₆H₁₀O₅); тонкий белый порошок без запаха и вкуса. Плохо растворим в холодной воде, частично растворим и частично набухает в нагретой до 60 °С воде.

Модифицированный крахмал (МК) представляет собой светлый порошок 8÷12 %-ной влажности, медленно растворяющийся в холодной воде. Выпускается Александровским крахмальным заводом (Кабардино-Балкария). Модифициро-

ванный крахмал является защитным реагентом, стабилизирующим пресные и минерализованные растворы, в том числе хлоркальциевые. Обычные добавки его к пресному и мало-минерализованному раствору составляют $1 \div 1,5$ %, к насыщенному солью — $1,5 \div 3$ %, но в каждом отдельном случае они уточняются в лаборатории.

Вводят порошок модифицированного крахмала в циркулирующий раствор через гидросмеситель небольшими дозами в течение нескольких циклов, так как наблюдается интенсивное первоначальное загущение. В процессе циркуляции раствор разжижается, поэтому осуществляется строгий контроль за его реологическими характеристиками и в случае резкого понижения статического напряжения сдвига предусматриваются добавки различных структурообразователей. Модифицированный крахмал может применяться в комплексе с другими защитными реагентами и понизителями вязкости. Наибольший эффект обработок проявляется при сочетании крахмала с КМЦ. При хлоркальциевой агрессии перед вводом крахмала рекомендуется обрабатывать растворы кальцинированной содой. В отличие от обычного крахмала применение модифицированного упрощает обработку, устраняет необходимость использования щелочи и уменьшает расход в $1,2 \div 1,5$ раза.

В случае отсутствия модифицированного крахмала используют технический крахмал, для перевода которого в растворимое состояние требуется предварительная клейстеризация с каустической содой.

Для приготовления 5÷8 %-ного крахмального клейстера в глиномешалку вместимостью 4 м³ заливают (на 3/4 объема) воду и при перемешивании добавляют 200÷300 кг обычного крахмала. Перемешивают до удаления комков, после чего вводят каустическую соду из расчета 1÷2 % массы крахмала, т.е. 2÷4 кг. Через 15÷20 мин реагент готов к употреблению. При использовании морской воды или полном насыщении солью бурового раствора концентрацию каустика в крахмальном клейстере увеличивают до 2÷4 % и крахмал вводят после растворения щелочи.

7. *Оксиэтилированная целлюлоза (ОЭЦ)* — защитный коллоид для буровых растворов в условиях полиминеральной солевой агрессии при температуре до 150 °С. Является аналогом КМЦ.

8. *Tylose VHR* — понизитель водоотдачи; содержание Na КМЦ 60÷70 % со степенью полимеризации 600. Выпускает фирма Hoechst (ФРГ).

3.2. РЕАГЕНТЫ – ПОНИЗИТЕЛИ ВЯЗКОСТИ

1. *Феррохромлигносульфонат* (ФХЛС) – пылевидный, сыпучий водорастворимый порошок коричневого цвета.

ФХЛС получается при взаимодействии лигносульфонатов (сульфитно-дрожжевой бражки – СДБ) с сернокислым железом и бихроматом натрия. Однопроцентный водный раствор ФХЛС имеет $pH = 4 \div 4,5$.

ФХЛС является понизителем вязкости пресных и минерализованных растворов, растворов известковых, гипсовых, высококальциевых и др. По своему действию на глинистые минералы ФХЛС относится к ингибиторам гидратации. Затормаживая процесс набухания глинистых пород, ФХЛС способствует увеличению периода устойчивого состояния стенок скважины, предотвращает переход выбуренной породы в глинистый раствор и улучшает его очистку. Растворы, обработанные ФХЛС, не коагулируют при попадании в них умеренных масс гипса и солей и стабильно сохраняют свои свойства при температурах до $200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Готовят ФХЛС в глиномешалке в щелочной водной среде обычно в соотношении реагента со щелочью $1 : 0,2$, т.е. одна часть ФХЛС к 0,2 частям каустической соды. В глиномешалку вместимостью 4 м^3 заливают 2 м^3 воды и загружают 40 кг твердой каустической соды. После ее растворения загружают 200 кг ФХЛС. После перемешивания полученный 5 %-ный раствор ФХЛС готов к употреблению.

2. *Нитролигнин* – представляет собой желто-коричневый порошок, растворимый в водном растворе щелочи. Получают нитролигнин из гидролизного лигнина окислением его азотной кислотой без последующего омыления. Используют в основном 5÷10 %-ные водно-щелочные растворы при соотношении нитролигнин : щелочь = $1 : 0,1 \div 0,5$, в зависимости от значения pH бурового раствора.

Готовят нитролигнин в глиномешалке, для чего заполняют ее водой на $1/3$ объема, загружают 60 кг твердой щелочи, после ее растворения загружают 200÷400 кг нитролигнина и перемешивают смесь 1÷1,5 ч. После этого глиномешалку доливают до 4 м^3 водой, смесь перемешивают 15÷20 мин, и реагент готов к употреблению. Обработку нитролигнином ведут путем добавления его в циркулирующий раствор.

3. *Полифенольный лесохимический реагент* (ПФЛХ) представляет собой темно-коричневое вещество, растворимое в слабощелочной среде. ПФЛХ получается при формальдегидной конденсации полифенолов растворимых смол термолита

древесины с последующим сульфометилированием. Применяется в виде 5 %-ного водно-щелочного раствора. В глиномешалку вместимостью 4 м³ заливают воду, загружают 200 кг ПФЛХ и 50 кг каустической соды. Перемешивание ведут в течение 1÷1,5 ч, доливают глиномешалку водой до верха, перемешивают еще 10÷15 мин, после чего реагент готов к использованию.

4. *Окисленный хромзамещенный лигносульфонат* (ОКЗИЛ) представляет собой продукт окисления сульфит-спиртовой барды хромпиком в кислой среде. Буровым предприятиям поставляется в жидком виде с плотностью 1120÷1140 кг/м³, рН = 6, т.е. слабокислая среда. ОКЗИЛ готовят в глиномешалке 2,5; 5; 10 %-ной концентрации. Соотношение ОКЗИЛа со щелочью в растворе 1 : 0,1; 1 : 0,2; 1 : 0,3 в расчете на сухое вещество.

Так, в глиномешалку заливают 2 м³ воды и загружают 25 кг твердой каустической соды. После ее растворения заливают 1 м³ товарного 25 %-ного ОКЗИЛа и, перемешивая, доливают до 4 м³ водой.

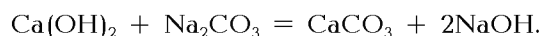
5. *Serl-sol; serl-thin* — реагенты — понизители вязкости (Финляндия) — являются аналогом ФХЛС. Индекс CR означает, что реагент содержит хром. Индекс PFCR — означает, что реагент содержит железо (феррум) и хром. Готовят эти реагенты в глиномешалке в виде водного раствора 5 %-ной концентрации в соотношении со щелочью: 20 % NaOH от массы сухого реагента.

3.3. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РЕАГЕНТЫ

1. *Каустическая сода* (NaOH) — белое твердое вещество плотностью 2130 кг/м³, растворимость в воде 52,2 % (при 25 °С). Сильное основание, на живую ткань действует разрушающе. Применяется для приготовления реагентов, а также для повышения рН до величины, обеспечивающей наибольший эффект разжижения. Избыток NaOH вызывает рост структурообразования.

2. *Кальцинированная сода* (карбонат натрия — Na₂CO₃). Свое название получила от латинского слова кальцинация (прокаливание). Представляет собой мелкокристаллический порошок, в зависимости от чистоты имеет цвет от белого до до светло-серого. Выпускается в безводном виде или содержит кристаллическую воду до 60 %, готовят ее в виде 15 %-ного водного раствора. Обычно вводят в раствор после раз-

бурирования цементных мостов с целью удаления в осадок в виде мела ионы кальция:



Кальцинированную соду применяют еще и для эффективного распускания кальцевой глины. Такая глина после ввода в раствор карбоната натрия переходит в хорошо набухаемую натриевую.

3. *Хлористый натрий* (NaCl) применяется для приготовления соленасыщенных глинистых растворов при разбурировании солевых отложений. Перед вводом соли глинистый раствор разбавляют водой. Коллоидная фаза в глинистом растворе должна быть в пределах 2÷3 %. Соль вводят через гидросмеситель до насыщения. После стабилизации раствора КМЦ до водоотдачи 5÷6 см³/30 мин вводят утяжелитель. Надо отметить, что баритовый утяжелитель может находиться во взвешенном состоянии в соленасыщенном глинистом растворе и без стабилизации, т.е. при высокой водоотдаче.

4. *Хромовые соли* $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ и $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, т.е. бихромат натрия и бихромат калия (хромпик), представляют собой желто-оранжевый порошок, хорошо растворимый в воде, и применяются для придания растворам термостойкости выше 100 °С.

Используются они в виде 10 %-ных водных растворов и предохраняют глинистые растворы, обработанные УЩР, ПФЛХ, ГИПАНом от температурного застудневания и роста водоотдачи.

5. *Известь* (CaO — окись кальция) — продукт обжига известняка, мела и других карбонатных пород. При взаимодействии с водой получается гашеная известь Ca(OH)_2 . В бурении используется при известковании глинистых растворов совместно с NaOH и лигносульфонатами. При этом происходит ионный обмен $\text{Na} \rightleftharpoons \text{CaO}^{++}$. Ориентировочные расходы реагентов: извести 0,3÷0,9 % по весу от объема раствора, лигносульфонатного реагента — 0,5÷2 % и каустической соды 0,2÷0,5 %.

Способ обработки следующий. В циркулирующий глинистый раствор, стабилизированный УЩР, в начале желобной системы подается гашеная известь, затем каустическая сода и лигносульфонатный реагент. Кроме этого, известь применяют при приготовлении высококальциевых глинистых растворов. Здесь основным поставщиком ионов Ca^{++} является хлористый кальций. Применение известковой обработки дало в

Таблица 3.2

Плотность водных растворов солей и щелочей при 20 °С

Количество сухого ве- щества в 100 г	NaOH		KOH		CaCl ₂	
	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л
1	1010	10,10	1007	10	1007	10
2	1021	20,41	1011	20	1014	20,2
4	1043	41,71	1033	41	1031	41
6	1065	63,89	1049	62	1048	62
8	1087	86,95	1065	84	1065	85
10	1109	110,9	1082	108	1083	108
20	1219	243,8	1176	235	1177	235
30	1328	398,4	1287	387	1281	384
40	1430	572,0	1411	564	1395	558
50	1525	762,7	1538	666	—	—

Продолжение табл. 3.2

Количество сухого ве- щества в 100 г	KCl		NaCl		Na ₂ CO ₃	
	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л	Плот- ность, кг/м ³	Содер- жание, г/л
1	1004	10	1005	10	1008	10
2	1011	20,2	1012	20	1019	20
4	1023	40,9	1026	41	1039	41,5
6	1036	62,1	1041	62,5	1060	63,6
8	1050	84	1055	84	1081	86,5
10	1063	106	1070	107	1102	110
20	1132	226,4	1147	229	—	—

Таблица 3.3

Содержание хлорида кальция в растворах и их плотность

Концентра- ция раство- ра, % (по массе)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Содержание безводного CaCl ₂ , кг		Температура замерзания раствора, °С
		в 1 л раст- вора	в 1 кг раст- вора	
1	1010	0,010	0,01	—1
2	1015	0,020	0,02	—1
3	1023	0,030	0,03	—1
4	1032	0,041	0,04	—2
5	1040	0,052	0,05	—2
6	1049	0,063	0,06	—3,1
7	1058	0,074	0,07	—3,1
8	1066	0,085	0,08	—4,2
9	1075	0,087	0,09	—4,2
10	1084	0,108	0,10	—5,7
15	1130	0,170	0,15	—10
20	1178	0,236	0,20	—17,6
25	1228	0,307	0,25	—39
30	1282	0,385	0,30	—50,2
35	1362	0,468	0,35	(—10)

Примечание. В скобках указана температура выкристаллизовывания избытка соли.

свое время хороший результат при проводке скважин, разрез которых был представлен хорошо растворимой натриевой глиной, и где снижение вязкости глинистого раствора считалось большой проблемой.

Известно, что в результате реакции взаимодействия гашеной извести с кальцинированной содой полученный мел выпадает в осадок, а полученная щелочь остается в растворе. Этой реакцией можно воспользоваться при приготовлении реагентов – понизителей вязкости в условиях, когда нет глиномешалки и каустическую соду приходится готовить в мернике агрегата, что недопустимо с точки зрения техники безопасности. Кроме того, этот метод позволяет заменить дорогостоящую и дефицитную каустическую соду более дешевыми и доступными материалами, известью и кальцинированной содой. Расчетным путем находим соотношение: для получения 10 кг NaOH надо иметь 9,25 кг Ca(OH)₂ и 13,25 кг Na₂CO₃.

В промышленной практике расчет необходимого количества вещества для получения заданной концентрации раствора осуществляют следующим образом. Допустим, необходимо приготовить 50 л 6 %-ного раствора кальцинированной соды Na₂CO₃, считая на безводную соль. Для этого:

определим массу 50 л раствора ($\rho_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 1,061 \text{ г/см}^3$)

$$m = \rho V = 1,061 \cdot 50\,000 = 53\,050 \text{ г} = 53,05 \text{ кг};$$

определим количество соды из соотношения

$$\begin{array}{l} 100 \text{ г раствора} - 6 \text{ г соды} \\ 53\,050 \text{ г} - X \text{ г} \end{array}$$

$$X = \frac{6 \cdot 53\,050}{100} = 3183 \text{ г};$$

определим количество воды

$$53\,050 - 3183 = 49\,867 \text{ г}.$$

Количество сухого реагента, необходимое для получения требуемой концентрации, можно установить по данным табл. 3.2 и 3.3.

4

УТЯЖЕЛИТЕЛИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ, ИХ ПРИМЕНЕНИЕ

Утяжелители — это тонкодисперсные минералы или отходы производства, имеющие высокую плотность и относящиеся практически инертно к глинистым растворам. Основными параметрами, характеризующими качество утяжелителей, являются: плотность, тонкость помола, содержание водорастворимых солей и влажность при мокром способе помола. В бурении чаще всего применяют барит и редко гематит. На промыслах при ремонте скважин кроме этих утяжелителей применяют реже магнетит и мел.

1. Барит (BaSO_4) представляет собой тонкий белый порошок плотностью $4,0 \div 4,2 \text{ т/м}^3$. В табл. 4.1 приводятся параметры, определяющие сортамент баритового утяжелителя. Баритовый утяжелитель на сегодня является лучшим из всех других, хотя и имеет свои недостатки. Одним из них является флокуляция, т.е. объединение коллоидных частиц в рыхлые

Таблица 4.1

Параметры, определяющие сортамент баритового утяжелителя

Показатели	Сорт		
	1-й	2-й	3-й
Плотность, т/м^3	4,2	4	3,8
Содержание сернокислого бария в пересчете на сухой утяжелитель, %	90	—	—
Содержание влаги, %:			
в подсушенном	5	5	5
в неподсушенном	14	14	14
Содержание водорастворимых солей, не более, %	0,3	0,35	0,4
В том числе солей Са	0,05	0,05	0,06
Тонкость помола — остаток на сите (размер ячеек в свету 0,074 мм), %	10	10	10
Содержание фракции не менее 5 мкм, не более, %	10	15	20

хлопьевидные агрегаты. Для ее устранения наиболее эффективной является обработка глинистого раствора ПАВ (ОП-7, ОП-10), а также триполифосфатом натрия (0,5 % сухого вещества от массы барита).

2. Гематит (Fe_2O_3) представляет собой красно-бурый порошок плотностью $4,3\div 4,6$ т/м³. Плотность гематита выше, чем у баритового утяжелителя, но недостатком является значительная твердость зерен, вызывающая сильный износ деталей бурового оборудования и инструмента.

3. Магнетит (Fe_3O_4) представляет собой черный порошок плотностью $4,2\div 4,4$ т/м³. Имеет те же достоинства и недостатки, что и гематит.

4. Мел (CaCO_3) — белая однородная тонкозернистая мажущая органогенно-осадочная порода, разновидность известняка. В качестве утяжелителя применяется химически осажденный мел. Он представляет собой тонкодисперсный, микрористаллический порошок, получаемый в промышленности карбонизацией известкового молока $\text{Ca}(\text{OH})_2$ двуокисью углерода CO_2 .

Содержание углекислого кальция колеблется при этом в пределах 98÷96 %, влажность составляет $1,0\div 1,5$ %, плотность — $2,7\div 2,8$ т/м³. Применяется в качестве утяжелителя, когда требуется утяжелить буровой раствор до плотности 1450 кг/м³.

Все утяжелители вводят в растворы, как правило, через гидросмеситель, а также при помощи БПР (блок приготовления растворов) и УПР-Р2 (установка для приготовления и утяжеления растворов, а также регенерации утяжелителя). При утяжелении глинистого раствора сухим баритом удобно пользоваться БПР. Этот блок предназначен для хранения порошкообразных материалов (бентонитовая глина, барит, цемент).

Расход утяжелителя P , необходимого для повышения плотности 1 м³ раствора, определяют по формуле

$$P = \frac{\rho_3(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_3 - \rho_2(1 - n + n\gamma_3)},$$

где ρ_1 — плотность бурового раствора до утяжеления, т/м³; ρ_2 — плотность утяжеленного бурового раствора, т/м³; ρ_3 — плотность утяжелителя, т/м³, n — влажность утяжелителя.

Пример. Определить количество баритового утяжелителя плотностью 4 т/м³, влажностью 10 % для утяжеления 1 м³ бурового раствора с целью повысить его плотность от 1,16 т/м³ до 1,30 т/м³.

Таблица 4.2

Расход утяжелителя для повышения плотности 1 м³ глинистого раствора, т

Плотность исходного раствора, т/м ³	Плотность утяжеленного раствора, т/м ³											
	2,3	2,2	2,1	2	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
1,1	3,9	3,5	2,8	2,4	1,9	1,6	1,3	0,97	0,73	0,51	0,23	
1,2	3,7	3,2	2,6	2,1	1,7	1,4	1,1	0,79	0,54	0,35	0,18	
1,3	3,5	2,8	2,3	1,9	1,5	1,1	0,8	0,58	0,38	0,18	—	
1,4	3,3	2,5	2	1,6	1,2	0,9	0,61	0,39	0,19	—	—	
1,5	2,8	2,2	1,7	1,3	0,95	0,67	0,4	0,19	—	—	—	
1,6	2,5	1,9	1,4	1,1	0,69	0,45	—	—	—	—	—	
1,7	2,2	1,6	1,2	0,76	0,48	0,2	—	—	—	—	—	
1,8	1,7	1,3	0,83	0,52	0,2	—	—	—	—	—	—	
1,9	1,4	0,92	0,55	0,24	—	—	—	—	—	—	—	
2	1	0,61	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	
2,1	0,73	0,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
2,2	0,34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Примечание. Плотность баритового утяжелителя 4,4 т/м³.

Количество утяжелителя, необходимое для повышения до заданной плотности 1 м³ раствора, определяют, подставляя численные значения величин в указанную формулу:

$$P = \frac{4(1,3 - 1,16)(1 - 0,1)}{4 - 1,3(1 - 0,1 + 0,1 \cdot 4)} = 0,206 \text{ т.}$$

Объем утяжелителя в 1 м³ утяжеленного раствора

$$0,206/4 = 0,051 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Глинистый раствор, подлежащий утяжелению, должен иметь условную вязкость не более 40÷50 с, СНС₁₋₁₀ не более 15/30 мг/см³, т.е. коэффициент тиксотропии 2, водоотдачу не более 10 см³/30 мин, а такими характеристиками обладают химически обработанные (стабилизированные) глинистые растворы.

В табл. 4.2. приведен примерный расход утяжелителя плотностью 4,4 т/м³, влажностью 10 % для повышения плотности 1 м³ бурового раствора.

5

è êé í à Çé Çõ Åêé ë é Çé Ö
é Åé èì Ñé ÇÄç à Ö

Противовыбросовое оборудование является герметизирующим устройством, которое устанавливают на устье скважины для предотвращения выбросов и воздействия на скважину при газонефтеводопроявлениях. При помощи противовыбросового оборудования выполняют:

герметизацию устья при наличии и отсутствии труб в скважине; расхаживание и проворачивание (вращающийся превентор) бурильного инструмента при загерметизированном устье с целью недопущения его прихвата;

восстановление циркуляции промывочной жидкости с противодавлением на пласт;

быстрое снижение давления в скважине;

закачку раствора через затрубное пространство.

При ремонте скважин, в отличие от бурения, для предотвращения выбросов применяют только один плащечный превентор или ГУУС (герметизирующее устройство устья скважин) в зависимости от типа бурового станка, высоты расположения рабочей площадки. Так, на Краснодарском подземном газохранилище, где глубина скважин 1050 м и максимальное пластовое давление составляет 12 МПа, ремонт ведут при помощи установок А-50М, где высота рабочей площадки составляет 1,5 м. Здесь в основном применяют ГУУС. В отдельных ситуациях используют превентор плащечный гидравлический ППГ-156 × 320; размер резиновых уплотнений, устанавливаемых в нем, соответствует диаметру труб в скважине, т.е. 60 мм, 73 мм, 89 мм и 114 мм.

Превенторы типа ППГ всех размеров конструктивно исполнены одинаково, исключение составляют превенторы с рабочим давлением 70 МПа и выше, которые имеют разгрузочное устройство, позволяющее закрывать вручную превентор при давлении 20 МПа.

Корпус превентора ППГ-230 × 320БР (рис. 5.1) представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую про-

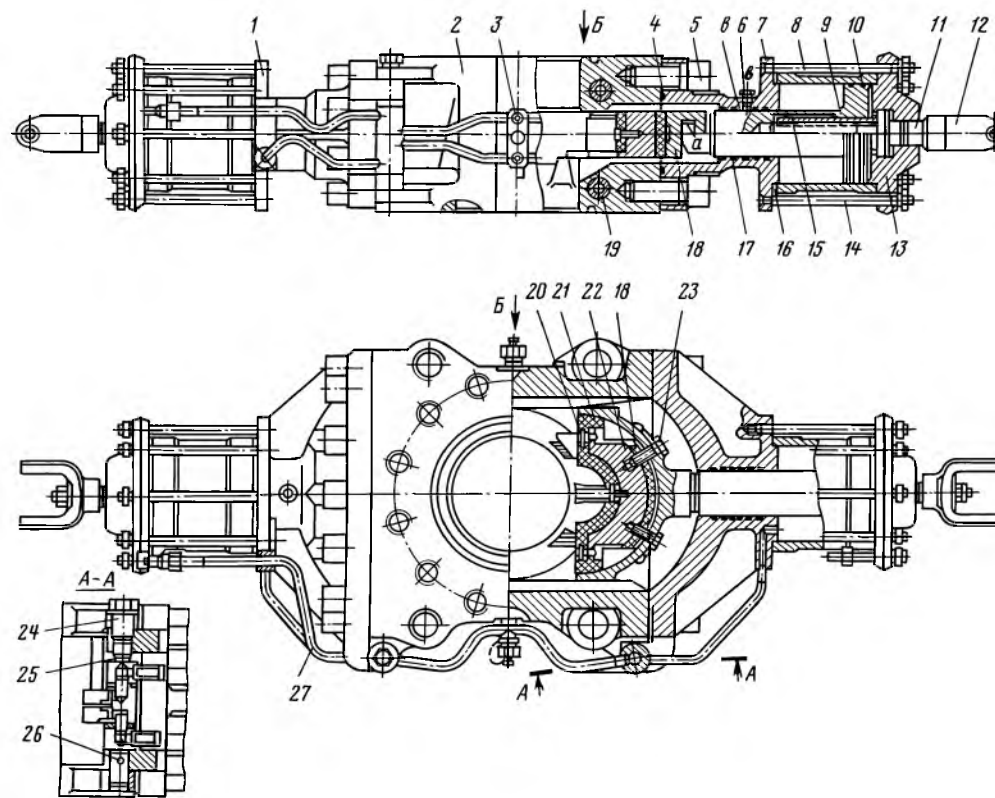


**Рис. 5.1. Плащечный
превентор ППГ-230 ×
× 320Бр**

А — вид прямо; А — вид сверху; 1, 7 — откидные крышки с гидроцилиндрами; 2 — корпус превентора; 3 — распределительный коллектор; 4, 10, 16, 17 — резиновые уплотнительные кольца; 5 — винт; 6 — пробка; 8 — гидроцилиндр; 9 — поршень со штоком; 11 — валик; 12 — вилка; 13 — крышка гидроцилиндра; 14 — шпилька; 15 — втулка; 18 — корпус плашки; 19 — паропровод; 20, 23 — винты; 21 — резиновое уплотнение плашки; 22 — сменный вкладыш; 24 — винт крышки; 25 — кольцо; 26 — ось; 27 — маслопровод; ‡ — Г-образный паз замка плашки; б — полость, в которую попадает раствор, сигнализируя о нарушении уплотнения

ходное отверстие диаметром 230 мм и сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками. Крышки крепятся к корпусу винтами, что позволяет сменить плашки без демонтажа превентора с устья скважины и наличия в ней инструмента. Высота превентора ППГ-156 × 320, как и ППГ-230 × 320, равна 310 мм. Управление — дистанционное гидравлическое и ручное с помощью штурвалов. При этом закрыть превентор можно вручную, но открыть — только при помощи гидроуправления. При ремонте на скважинах, где нет электроэнергии и нет возможности применить гидравлическое управление ГУП-100, давление масла в цилиндрах превентора можно создавать при помощи маслососа от установки А-50.

Конструкция превентора 230 × 500 Бр аналогична конструкции превентора 230 × 320 Бр. При давлении в скважине 40 МПа плащечный превентор ППГ-230 × 500 может не закрыться от системы гидроуправления по той причине, что выталкивающее давление флюида из скважины на плашку и шток плашки больше давления масла из системы на поршень гидроцилиндра. Для закрытия ППГ-230 × 500 от системы гидроуправления при давлении скважины больше 40 МПа необходимо установить рукоятку распределителя, управляющего данным превентором, в положение “закрыто” и одновременно вращением ручного управления по часовой стрелке поджимать плашки до полного закрытия превентора. Гидравлическая система управления ГУП-100 Бр входит в комплект превентора и предназначена для оперативного и дистанционного управления превенторами и гидравлическими задвижками манифольда. ГУП-100 состоит из двух взаимно заблокированных пультов: основного и вспомогательного. Основной пульт устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Вспомогательный пульт устанавливается у поста бурильщика.

Основной пульт состоит из металлического корпуса, в котором расположены все основные узлы управления. За корпусом расположены пневмогидроаккумулятор и ручной насос. В верхней части корпуса установлена панель управления. На панели размещены гидравлический манометр, показывающий давление в аккумуляторе, и электроконтактный манометр, предназначенный для автоматического управления электродвигателем шестеренчатого маслососа, выключатель электродвигателя, ручное включение насоса, шесть рукояток маслораспределителей. Первая и вторая рукоятки от-

крывают и закрывают гидравлические задвижки, третья только закрывает ПУГ (превентор универсальный гидравлический), четвертая, пятая и шестая рукоятки закрывают и открывают плашечные превенторы. Ниже распределителей расположены три вентиля. Левый — для отключения аккумулятора; средний — для отключения всех превенторов и задвижек; правый — для отключения вспомогательного пульта управления. Под панелью установлен масляный бак с щупом. Под баком с правой стороны — электропанель управления электродвигателем шестеренчатого насоса, шестеренчатый насос НШ-10, обратный клапан, предохранительный клапан, масляный фильтр и вентиль слива масла из аккумулятора в масляный бак.

Вспомогательный пульт состоит из металлического корпуса, в котором расположены два двухзолотниковых масло-распределителя, регулирующий клапан, масляный фильтр, блокировочный цилиндр и два гидравлических манометра.

Левый манометр показывает отрегулированное давление регулирующим клапаном, а правый — давление в гидросистеме. Первая рукоятка на панели закрывает и открывает ПУГ, вторая только закрывает нижний плашечный превентор, третья рукоятка закрывает только верхний плашечный превентор, и четвертая рукоятка только открывает одну гидравлическую задвижку на линии дросселирования. Гидросистема работает на масле индустриальном И-40 А. В табл. 5.1 приводится техническая характеристика гидросистем.

Таблица 5.1

Техническая характеристика гидросистем управления превенторами

Показатели	ГУП-100 БР-1	ГУП-100 БР-1М	ГУП-100 БР-2
Число постов управления	6	6	6
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	10	10	10
Вместимость масляного бака, л	200	250	250
Объем масла в аккумуляторе, л	68	71	163
Давление азота в аккумуляторе, МПа	6—6,5	5,5—6	5,5—6
Производительность НШ-10	10 см ³ за один оборот 15 см ³ за двойной ход		
Производительность ручного насоса			
Число баллонов с азотом для заправки гидроаккумулятора, если в каждом давление по 15 МПа	3	3	6

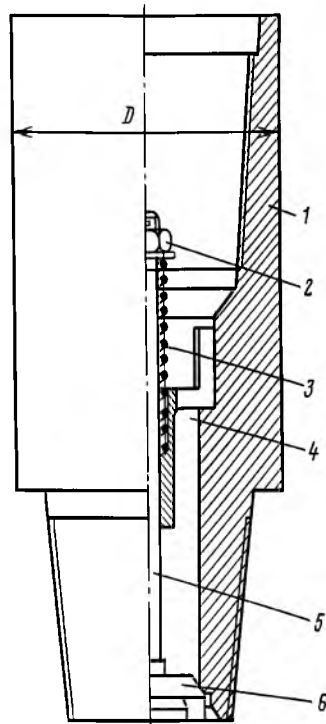


Рис. 5.2. Обратный клапан тарельчатый

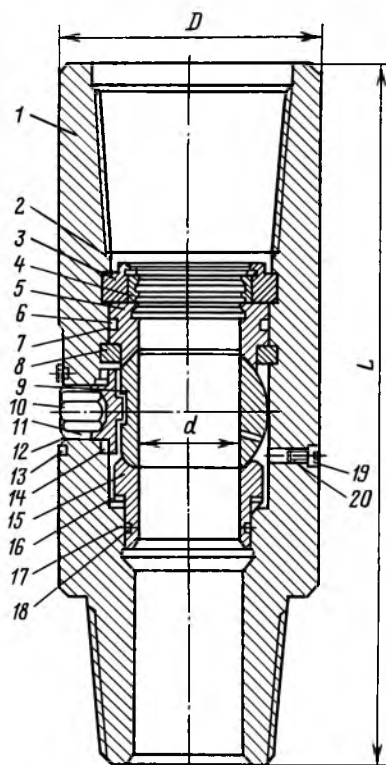


Рис. 5.3. Шаровый кран:
 1 — корпус; 2 — гибкое кольцо; 3 — сегментный упор; 4 — кольцо; 5 — верхнее седло; 6, 11–17 — кольцо "О"; 7 — кольцо, 2 шт.; 8 — сегментное кольцо; 9 — шар; 10 — пробка маневрирования; 12 — кольцо, 2 шт.; 13 — ограничитель; 14 — подшипник скольжения (кольцо); 15 — нижнее седло; 16 — пружина; 18 — кольцо, 2 шт.; 19 — пробка; 20 — прокладка

Превенторы герметизируют затрубное пространство, если в скважине трубы. Трубное пространство герметизируют обратным клапаном или же шаровым краном.

Клапаны изготавливают двух типов: клапан тарельчатый (КОБТ); клапан конусный с резиновым уплотнением (КОБ).

Клапан тарельчатый (рис. 5.2) состоит из корпуса 1 с присоединительными резьбами, направляющего гнезда 4,

штока 5 с тарелкой 6, пружины 3 с гайкой 2. Наворачивание обратного клапана на колонну труб при переливе раствора из скважины затруднено. Поэтому применяют приспособление, которое позволяет наворачивать клапан в открытом положении.

При интенсивном переливе скважины необходимо обратный клапан навернуть на квадратную штангу с вертлюгом для увеличения веса и затем уже наворачивать на колонну труб. После крепления клапана приспособление с квадратной штангой отворачивают, и клапан закрывается. Опрессовывают обратный клапан с использованием воды при рабочем давлении в течение 30 с.

В табл. 5.2 приводится техническая характеристика обратных клапанов для труб малого диаметра в условиях работы в эксплуатационных колоннах диаметром 146 и 168 мм.

Шаровый предохранительный кран (рис. 5.3) состоит из корпуса 1, имеющего в верхней части муфту с резьбой, а в нижней части — ниппель с резьбой. Закрытие производят при повороте шара 7 при помощи ключа, который вставляется в пробку маневрирования 8. Верхнее седло 4 и нижнее 11 имеют сферические уплотнительные поверхности для соприкосновения с шаром 7. Герметизация давления под краном обеспечивается уплотнительными кольцами 16 и 18 и при помощи колец 13 и 5. Постоянный контакт между шаром и седлами обеспечивается кольцом (пружиной) 12. Верхнее седло 4 опирается на сегментное кольцо 6. Крепление верхней части седла осуществляется узлом, состоящим из сегментной опоры 2, кольца 3 и гибкого кольца 15. Для смазки контактных поверхностей между шаром и седлами предусмотрена пробка 19.

Таблица 5.2

Техническая характеристика обратных клапанов

Давление опрессовки, МПа	Условный диаметр труб		Обозначение резьбы	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Рабочее давление, МПа	Обозначение типоразмера
	высаженные внутрь, мм	высаженные наружу, мм					
19	60	—	3—66	80	240	15	КОБТ 80-3 66
19	73	—	3—76	95	260	15	КОБТ 95-3 76
19	89	73	3—88	108	270	15	КОБТ 108 3 88
19	—	89	3—102	120	290	15	КОБТ 120 3 102
19	102	—	3—108	133	310	15	КОБТ 133 3 108

Краны выпускаются двух типов: кран шаровый верхний (КШВ), который устанавливается между вертлюгом и квадратной штангой (левая резьба); кран шаровый нижний (КШН) с правой резьбой — устанавливается между квадратной штангой и бурильными трубами.

При возникновении проявления кран закрывают поворотом ключа на 90° .

5.1. ПРЕВЕНТОР ПЛАШЕЧНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ППГ-156 × 320

Превентор ППГ-156 × 320 предназначен для герметизации устья скважин при наличии или отсутствии в скважине бурильных труб или НКТ с целью предупреждения проявления, выбросов и открытых фонтанов. Превентор (рис. 5.4) состоит из корпуса, крышек с гидроцилиндрами и плашек.

Корпус — это стальная отливка коробчатой формы с вертикальным проходным отверстием круглого сечения для раз-

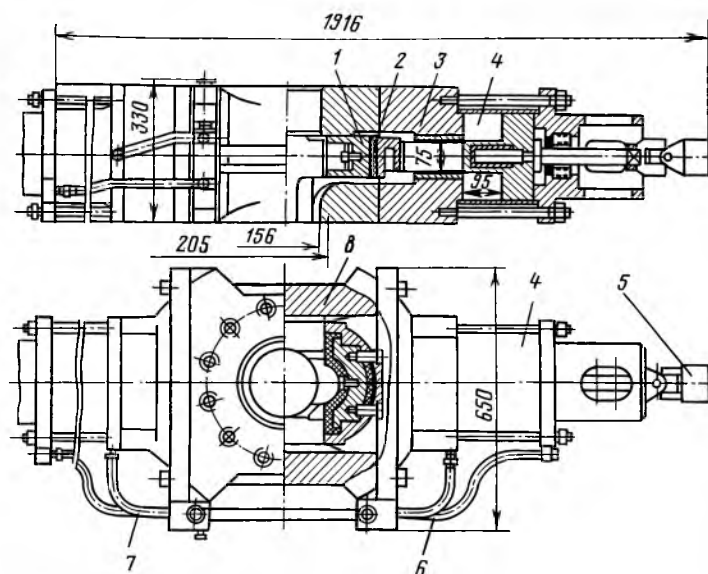


Рис. 5.4. Плашечный превентор ППГ-156 × 320:

1 — плашки; 2 — торцовое уплотнение; 3 — крышка; 4 — гидроцилиндр; 5 — карданный вал; 6 и 7 — левая и правая трубки для гидропривода плашек; 8 — корпус

мещения бурильного инструмента и сквозной горизонтальной прямоугольной полостью, в которой расположены плашки. Верхняя часть имеет гладкую плоскость, нижняя часть плоскости имеет уклон для стока раствора и направляющие ребра для перемещения плашек. Верхний и нижний присоединительные фланцы превентора совмещены с корпусом. На фланцах имеются канавки под стальные уплотнительные кольца и отверстия с резьбой под шпильки. При температуре окружающей среды ниже -5°C полость плашек обогревается паром или горячей водой, которые поступают в паропроводы, встроенные в корпус превентора.

Прямоугольная полость в корпусе превентора с обеих сторон закрывается откидными гидроголовками, шарнирно подвешенными на корпусе. Крепление гидроголовок к корпусу производится винтами (8 штук). Такая конструкция превентора позволяет быстро сменить плашки, не снимая превентор с устья скважины даже при наличии в ней труб.

Герметичность между корпусом превентора и крышкой осуществляется резиновым уплотнением, установленным в канавку на внутренней плоскости крышки. Внутри гидроцилиндра установлен рабочий поршень со штоком для перемещения плашки.

Шток выполнен за одно целое с поршнем. Плашки соединяются со штоком "Г"-образным замком. Поршень образует в гидроцилиндре две гидравлические камеры (полости) закрытия и открытия превентора. Для перемещения поршня в гидроцилиндре в камеры через коллектор, поворотное ниппельное устройство по маслопроводу от основного пульта гидросистемы поступает масло под давлением 10 МПа. Для предотвращения перетока масла из одной камеры в другую в канавки на поршне устанавливаются два резиновых уплотнительных кольца.

При износе уплотнений на поршне происходит падение давления в гидроцилиндре и частое включение масляного насоса гидросистемы, так как одна из камер постоянно связана с линией слива масла в масляный бак гидросистемы. Проконтролировать состояние уплотнений на поршне можно следующим образом. Отсоединить маслопроводную трубку от камеры открытия в гидроцилиндре и слить из нее масло. Перевести рукоятку на основном пульте в положение "ЗАКРЫТО". При поступлении масла от гидросистемы в камеру закрытия поршень в гидроцилиндре перемещается на закрытие превентора, а через поврежденные резиновые уплотнения на поршне масло под давлением в камере закрытия будет про-

сачиваться в камеру открытия и течь через штуцер для присоединения маслопровода. При этом следует заменить резиновые уплотнения на поршне. В месте прохода штока через шейку крышки установлено уплотнение, герметизирующее камеру открытия в гидроцилиндре от внутренней полости превентора и среды скважины.

Уплотнение состоит из стальной и бронзовой втулок и четырех резиновых уплотнительных колец, установленных в канавке по наружному и внутреннему диаметрам втулок. Втулки фиксируются от осевого перемещения в шейке крышки двумя пружинными кольцами. Износ уплотнения штока в крышке приводит к понижению давления в гидросистеме и потере масла.

Гидроцилиндр закрывается крышкой, состоящей из стальной отливки с четырьмя отверстиями под шпильки для крепления к цилиндру и полого стакана для защиты фиксирующего винта от механических повреждений. Стакан имеет два продольных отверстия (135 × 70 мм) для визуального наблюдения за положением плашек в корпусе превентора. Для герметизации камеры закрытия в гидроцилиндре в крышке установлена бронзовая втулка с четырьмя резиновыми уплотнительными кольцами. Втулка в крышке гидроцилиндра фиксируется от осевого перемещения пружинным кольцом. Через отверстие во втулке проходит цилиндрическая часть фиксирующего винта ручного привода превентора.

Превентор комплектуется трубными и глухими плашками. Трубные и глухие плашки состоят из стального корпуса, стального сменного вкладыша и сменного резинового уплотнения. Корпус, вкладыш и резиновые уплотнения соединяются между собой болтами и контрятся проволокой. На вкладышах имеются два треугольных выступа, расположенные по диагонали, для принудительного центрирования труб при герметизации устья. Глухими плашками герметизируется устье при отсутствии труб в скважине. Превентор комплектуется плашками под бурильные и насосно-компрессорные трубы диаметром: 33,4; 42,2; 48,3; 60,3; 73; 88,9; 101,6; 114,3 мм.

При герметизации кольцевого пространства между трубой и обсадной колонной под давлением рабочего поршня происходит выдавливание части резины уплотнения между корпусом и вкладышем и поджатие ее к верхней гладкой плоскости плашек, обеспечивая при этом герметичность между трубой, плашкой и корпусом превентора. При монтаже превентора на устье скважины в перевернутом положении уплотнительная резина плашек будет поджиматься не к гладкой

верхней плоскости в корпусе превентора, а к направляющим ребрам, вследствие чего герметизации между резиновым уплотнением плашки и корпусом превентора не будет. Поэтому все плашечные превенторы герметизируют устье и держат давление скважины только в том случае, когда оно направлено снизу вверх.

Привод плашек не только гидравлический, но и ручной. Ручной привод предназначен для фиксации плашек в закрытом положении, когда превентор закрыт от гидросистемы, а в аварийном случае (при отсутствии электроэнергии, давления, масла в аккумуляторе и неисправной гидросистеме) и для ручного закрытия плашечных превенторов. Ручной привод плашечных превенторов одностороннего действия — индивидуальный для каждой плашки. Им превентор можно только закрыть — открыть невозможно.

Привод состоит из штурвалов, стоек, карданных валов, специальных полукарданных соединений и фиксирующих винтов, размещенных в гидроцилиндрах превентора. Фиксирующий винт имеет левую резьбу (диаметром 50 мм, длиной 150 мм, 15 витков), которой он вывинчивается из резьбового отверстия в рабочем поршне и штоке при закрытии превентора от ручного привода или фиксации плашек в закрытом положении, когда превентор закрыт от гидросистемы. Специальный буртик (диаметром 62 мм) удерживает резьбовую часть винта внутри гидроцилиндра, а цилиндрическая часть винта (диаметром 40 мм), горизонтально перемещаясь в защитном стекле, указывает на положение плашек превентора "ЗАКРЫТО—ОТКРЫТО".

Принцип действия превентора следующий: при закрытии превентора от системы гидроуправления масло под давлением сжатого азота из пневмогидроаккумулятора через масло-распределитель по трубопроводу подается в камеры закрытия в гидроцилиндрах, перемещая поршни со штоками и плашками к центру превентора, при этом герметизируя устье. Одновременно масло из камер открытия по трубопроводу поступает на слив в масляный бак гидросистемы. При открытии превентора от системы гидроуправления масло под давлением по трубопроводу подается в камеры открытия, перемещает поршни со штоками и плашками от центра превентора на его открытие, а масло из камер закрытия по трубопроводу поступает на слив в масляный бак гидросистемы. В случае выхода из строя системы гидроуправления для закрытия превентора применяют ручной привод. Для этого необходимо установить рукоятку соответствующего маслорас-

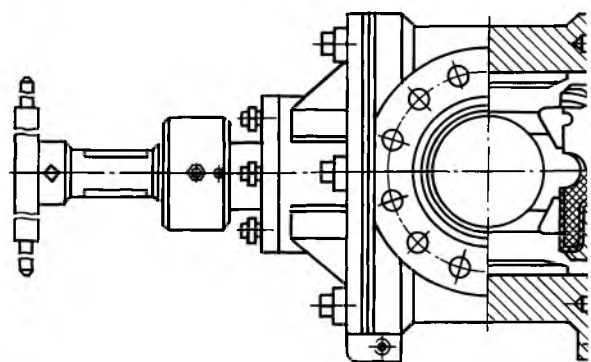
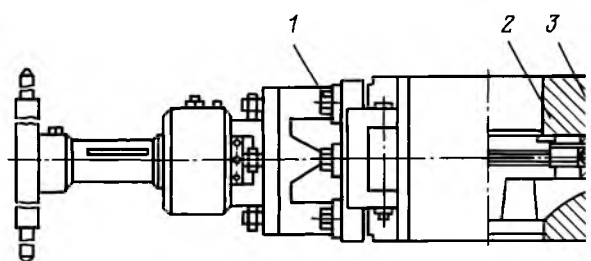
пределителя на гидросистеме в положение "ЗАКРЫТО" и одновременно вращением обоих штурвалов по часовой стрелке на определенное число оборотов закрыть превентор.

5.2. МАЛОГАБАРИТНЫЙ ПРЕВЕНТОР ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

Для ремонта скважин, где пластовые давления не превышают 15 МПа, разработан и применяется малогабаритный превентор с ручным управлением. Он позволяет сэкономить время на монтаже противовыбросового оборудования со станцией гидравлического управления. Малогабаритный превентор ППР-180 × 210 имеет следующую характеристику:

Диаметр условного прохода, мм.....	180
Рабочее давление, МПа.....	21
Управление превентором.....	Ручное
Диаметр уплотняемых труб, мм:	
насосно-компрессорных	33, 48, 73, 89, 102, 114
бурильных	73, 89
Скважинная среда.....	Некоррозионная (нефть, газ, конденсат, пластовая вода)
Максимально допустимая температура скважинной среды, °С.....	100
Габариты, мм:	
длина.....	1490
ширина.....	544
высота.....	250
Масса, кг.....	400

Превентор ППР-180 × 210 (рис. 5.5) состоит из корпуса 2, крышек 4 с размещенными в них плашками 3, механизма ручного управления и узла шпинделя. Механизм ручного управления и узел уплотнения шпинделя включают: крышку 5 с окнами обеспечения доступа к нажимной втулке 6, ходовую втулку 8, связанную резьбовым соединением со шпинделем 9. Крышки 4 превентора крепят к корпусу винтами 1. При вращении втулки с помощью закрепленного на ней штурвала 10 создается крутящий момент, сообщающий шпинделю и соединенной с ним плашке возвратно-поступательное движение. В крышке 12 установлены подшипники 11, уменьшающие усилие, которое необходимо для управления превентором. Винт 7 предотвращает самоотвинчивание крышки. Плашка выполнена цельной, что позволило уменьшить ее габариты и массу при обеспечении необходимых прочности и жесткости. Уплотнитель плашки выполнен из двух частей: уплотнителей трубы и корпуса, что обеспечивает легкую и быструю смену уплотнительных элементов, а также замену



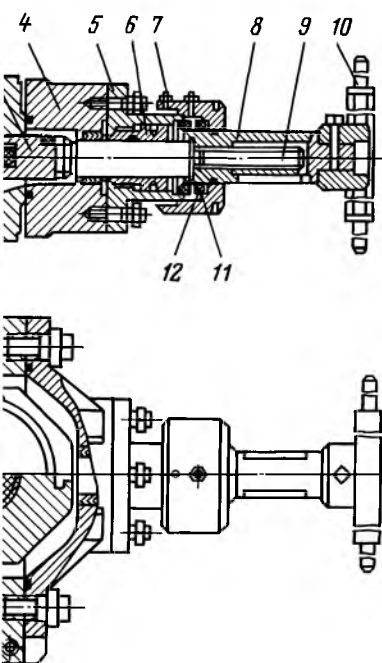


Рис. 5.5. Малогабаритный превентор для ремонта скважин ППР 180 × 210

только изношенной его части. Проходное отверстие превентора перекрывается путем вращения штурвала по часовой стрелке, открывается — вращением против часовой стрелки.

5.3. ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

При ремонте скважин, пластовое давление в которых не превышает 12 МПа, применяют герметизирующее устройство устья скважины (ГУУС) (рис. 5.6), которое состоит из фланца, размеры которого соответствуют размерам фланца 1 трубной головки фонтанной арматуры, в том числе и размерам кольца фланца крестовины 2. В центральную часть фланца 2 встроены цилиндр 3, изготовленный из УБТ, диаметром 203 мм с ленточной резьбой внутри. Внутрь цилиндра вставляется пакет с двумя резиновыми элементами 5. В верхней части пакета — гайка 6 с наружной ленточной резьбой, идентичной резьбе в цилиндре 3, в нижней части — опорный неподвижный конус 4, который садится в седло в цилиндре 3. Неподвижный конус накручен на нижнюю часть патрубка 7, верхний конец которого соединен с задвижкой 8 или шаровым краном. Пакет резиновых элементов с гайкой крепления надевается на патрубок 7. В верхней части задвижки или шарового крана ввернут патрубок с переходником 9 под элеватор, и заканчивается патрубок червячного типа ниппелем под быстросоединяющую гайку 10.

Для герметизации устья скважины во время спуско-подъемных операций насосно-компрессорные трубы (НКТ) устанавливают в клинья, элеватором "ЭТА" зацепляют ГУУС за переходник, поднимают при помощи талевой системы и наворачивают на НКТ. Затем приподнимают ГУУС вместе с инструментом и, убрав клинья, опускают ГУУС в цилиндр герметизатора, разгрузив полностью талевую систему. При помощи трубного ключа "КТГУ" закручиванием гайки крепления с ленточной резьбой в цилиндре герметизатора распирают резиновые элементы, герметизируя затрубное пространство.

Трубное пространство перекрывается задвижкой 8 или шаровым краном. Вся операция занимает 3÷4 мин. При герметизации устья во время бурения необходимо отвернуть квадратную штангу, выбросить ее на мостки, освободить квадрат от штопов, захватить элеватором ГУУС и загерметизировать устье, как в первом случае. Времени на гермети-

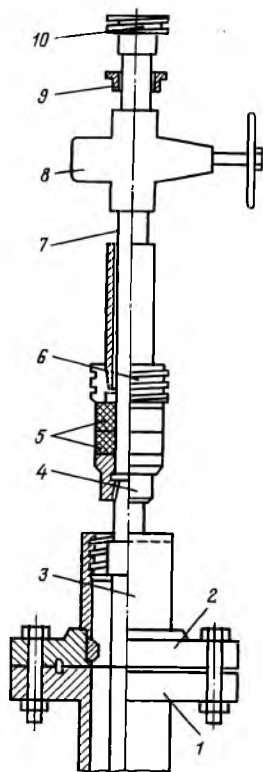


Рис. 5.6. Герметизирующее устройство устья скважин (ГУУС)

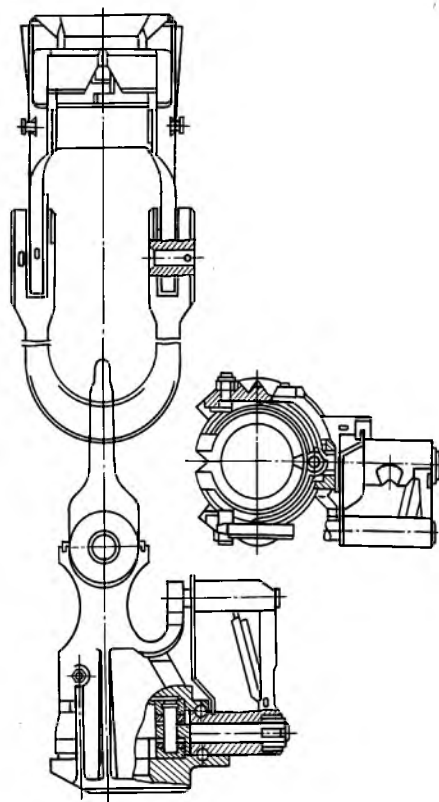


Рис. 5.7. Схема двух спаренных элеваторов ЭТА, позволяющих, не выбрасывая квадратной штанги, захватив ГУУС, загерметизировать скважину

зацию устья в этом случае уходит много, и в случае перелива загерметизировать устье будет сложно. Чтобы не допустить этого, соединяют между собой два элеватора "ЭТА" штропами так, чтобы их опорные плоскости были направлены в разные стороны (рис. 5.7). На нижнюю часть квадратной штанги наворачивают дополнительный переходник с проточенной шейкой под элеватор "ЭТА". Таким образом исключается выброс квадратной штанги. Достаточно отвернуть квадратную штангу, один элеватор накинуть на ее шейку, а второй на ГУУС. Затем поднять талевым блоком квадратную штангу, ГУУС и загерметизировать устье. На герметизацию устья таким способом времени затрачивается до 5 мин.

6

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Основные фонды газовой промышленности составляют добывающие газовые, газоконденсатные и нагнетательные скважины.

Скважина — это горная выработка большой протяженности и незначительного диаметра, оборудованная обсадной колонной, цементным кольцом, оснащенная фонтанным оборудованием, контрольно-измерительными приборами и предназначенная для добычи газа, газоконденсата, попутной воды для воздействия на продуктивный пласт и управления разработкой газомещающих геологических объектов.

Скважина — одно из сложных инженерных сооружений, работающих в тяжелых горно-геологических и постоянно изменяющихся термобарических условиях, а поэтому обеспечение работоспособности ее требует регулярного проведения ремонтно-профилактических мероприятий и капитального ремонта.

Цель ремонтно-профилактических мероприятий — устранение различных нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, очистка от песка, гидратных отложений и продуктов коррозии, восстановление и повышение добычных возможностей скважин.

От качества и своевременного проведения профилактических мероприятий и текущего ремонта во многом зависит продолжительность эксплуатации скважин на запланированном технологическом режиме и межремонтного периода работы скважин.

Капитальный ремонт скважин — это комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны, промывка ее растворителями, растворами ПАВ, укрепление слабосцементированных разрушающихся пород, это работы по интенсификации добычи газа путем гидроразрыва пласта, гидropескоструйной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разработке газонасыщенных горизонтов.

Большую группу вопросов в капитальном ремонте вызывают сложные по исполнению ремонтно-изоляционные работы — одно из основных средств реализации проектов разработки месторождения по обеспечению оптимальных условий работы продуктивного пласта, достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья, решения задач по охране недр и окружающей среды. К ним относятся: изоляция пластовых и посторонних вод, отключение пластов и отдельных обводненных интервалов пласта, исправление негерметичности цементного кольца и исправление дефектов эксплуатационной колонны (восстановление ее целостности).

К капитальному ремонту также относятся зарезка и бурение второго ствола, ликвидация аварий с подземным оборудованием, установка и извлечение пакеров и многие другие работы, проведение которых требует квалифицированных исполнителей, знания ими оборудования и технологических процессов.

6.1. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

По окончании строительства нефтяных и газовых скважин их устье оборудуют *колонными головками* и *фонтанными арматурами* с манифольдами. Колонные головки устанавливаются после спуска колонн и их цементирования с целью герметизации кольцевого пространства между ними.

Для газовых скважин предприятия Кубаньгазпром в зависимости от пластового давления, размеров и числа спущенных колонн в настоящее время применяют колонные головки и фонтанные арматуры, выпускаемые Воронежским механическим заводом: ОКК 1-210-140 × 245, ОКК 2-210-168 × 245 × 324, АФ 6.6.6.-70.100.00.

Колонные головки ОКК унифицированы и выпускаются на давление 21, 35, 70 МПа по трем типам и четырем схемам. Шифры: ООК — оборудование обсадных колонн; ОКК — оборудование колонн клиновое; ГКК — головка колонная клиновая. Блоки типов ООК 1, ОКК 1 применяют для обвязки двух колонн (промежуточная + эксплуатационная); типов ООК 2 и ОКК 2 — для обвязки трех колонн (кондуктор + промежуточная колонна + эксплуатационная колонна); ООК 3 и ОКК 3 — для обвязки четырех колонн. В шифре указываются тип, схема, давление и диаметр обвязывае-

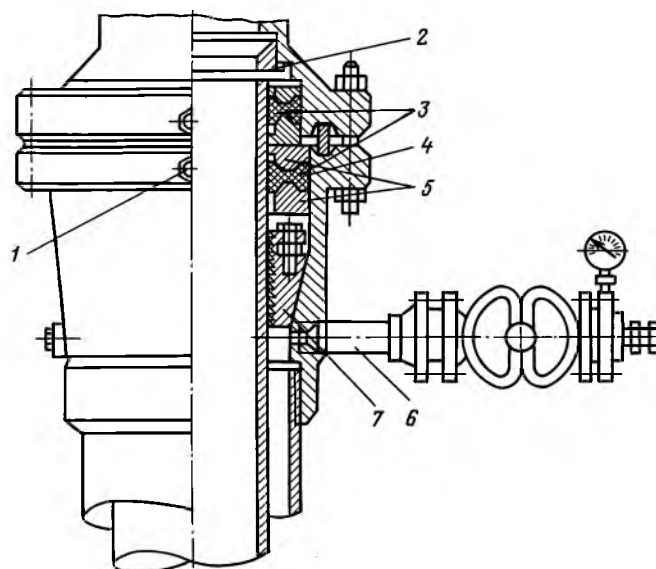


Рис. 6.1. Обвязка колонная однофланцевая

мых колонн. Например: ОКК 1-210-146 × 245, т.е. на давление 21 МПа для обвязки колонн 146 × 245 мм.

Расположение составных частей однофланцевой колонной обвязки изображено на рис. 6.1. Однофланцевая обвязка включает корпус 4, клиновый трубодержатель 7 и пакер 3 (резиновый элемент), состоящий из опорных (нижних) и нажимных (верхних) уплотнительных колец 5. На боковых отводах корпуса 4 устанавливают манифольд контроля давления 6, состоящий из задвижки, манометра и заглушки. На корпусе колонной головки имеется клапан 1 для нагнетания смазки при опрессовке пакеров. Однофланцевая колонная головка навинчивается на выступающий конец технической колонны и служит для обвязки эксплуатационной колонны, а также межколонного пространства.

Двухфланцевая колонная обвязка (рис. 6.2) включает нижний корпус 5, верхний корпус 9, клиновые трубодержатели 1 и пакеры 4, состоящие из опорных (нижних) и нажимных (верхних) уплотнительных колец 6. На боковых отводах нижнего и верхнего корпусов устанавливают манифольды контроля давления, состоящие из задвижек, манометров и заглушек. Двухфланцевая колонная обвязка служит для обвязки трех колонн.

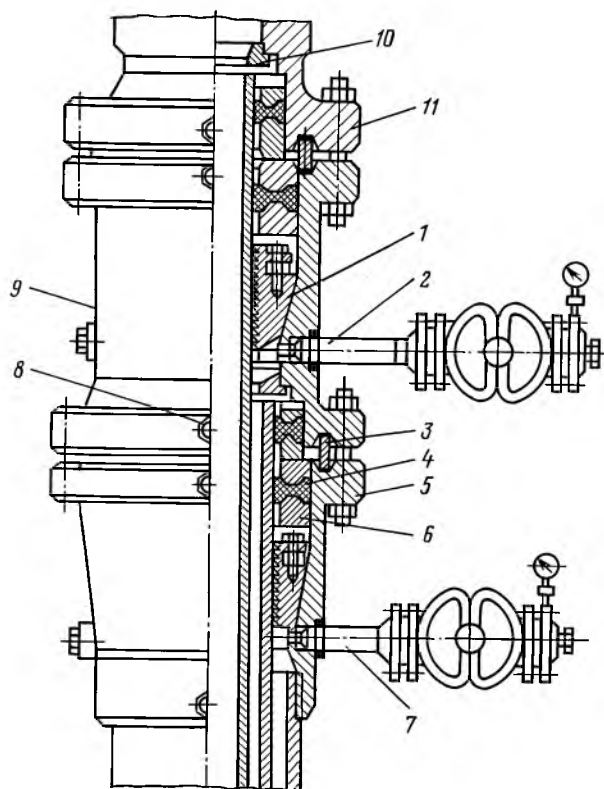


Рис. 6.2. Обвязка колонная двухфланцевая:

1 — клинья; 2, 7 — патрубок с задвижкой и манифольдом; 3 — прокладка (металлическое кольцо); 4 — пакер (резиновый элемент); 5 — корпус колонной головки; 6 — кольцо пакера; 8 — клапан нагнетательный; 9 — верхний корпус; 10 — направляющая втулка; 11 — крестовик фонтанной арматуры

В корпусах колонных обвязок предусмотрена установка направляющих втулок, которые служат для предохранения верхних торцов обвязываемых колонн обсадных труб от повреждений при спуске в скважину долота или другого инструмента.

Колонная головка АФ 6.6.6.—70.100.00 (рис. 6.3) характеризуется следующими данными:

Давление рабочее, МПа.....	35
Диаметр обвязываемых колонн, мм:	
кондуктора.....	324
промежуточной колонны.....	245
Условный диаметр проходного отверстия, мм.....	304
Максимальная нагрузка на клиновую подвеску, кН.....	1770

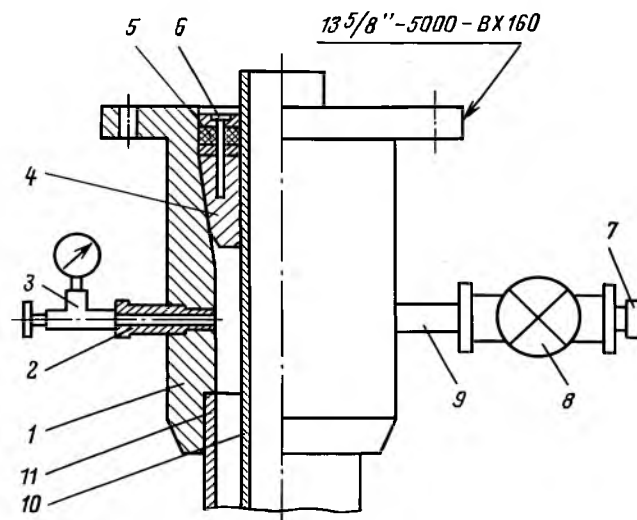


Рис. 6.3. Колонная головка АФ 6.6.6.-70.100.00:

1 — корпус; 2 — переходник; 3 — вентиль игольчатый с манометром; 4 — подвеска клиновая; 5 — манжета; 6 — винт; 7 — пробка; 8 — задвижка; 9 — патрубок; 10 — техническая колонна; 11 — кондуктор

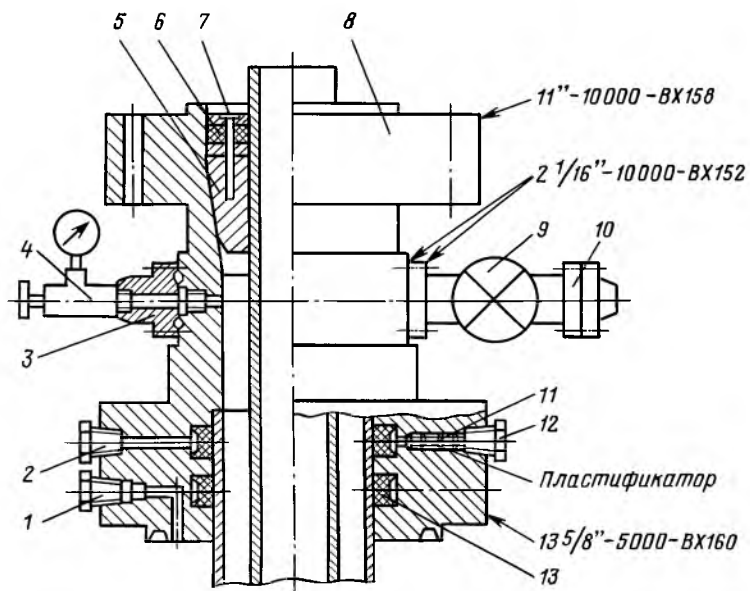


Рис. 6.4. Катушка головки обсадной колонны

Колонная головка представляет собой нижнюю часть устьевого оборудования. В корпусе 1 установлена подвеска клиновая 4, предназначенная для подвешивания технической колонны и герметизации межтрубного пространства манжетой 5. В корпусе 1 имеются два резьбовых отверстия. К одному из них через переходник 2 присоединяется вентиль игольчатый 3 с манометром для измерения давления в межтрубном пространстве между кондуктором и технической колонной. К другому отверстию через патрубок 9 присоединяется задвижка 8 с пробкой 7. На колонную головку устанавливается катушка головки обсадной трубы (рис. 6.4), которая имеет следующие характеристики:

Давление рабочее, МПа.....	70
Диаметр обвязываемой колонны, мм.....	140
Диаметр условный проходного сечения, мм.....	225
Максимальная нагрузка на клиновую подвеску, кН.....	1180
Температура рабочей среды, °С.....	62

Катушка представляет собой промежуточную часть устьевого оборудования. В корпус 8 устанавливается подвеска клиновая 5 с манжетой 6 и винтом 7, предназначенными для подвешивания и первичного уплотнения эксплуатационной колонны. В нижнем фланце корпуса катушки 8 располагаются две манжеты вторичного уплотнения 13 технической колонны, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ 6-02-1-783—93), необходимого для достижения герметичности вторичного уплотнения. Отверстия закрываются пробкой 11. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное (воздухоотводное) отверстие, закрываемое пробкой 2. Заполнение пластификатором производится до появления его в дренажном отверстии, после чего дренажное отверстие глушится пробкой 2 и поднимается давление пластификатора при помощи пробки смазочной 12. Рекомендуется перед заполнением или в процессе заполнения пластификатор подогревать без применения открытого огня до температуры 30—50 °С. Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, закрываемым пробкой 1. К одному из боковых фланцев корпуса катушки 8 присоединена задвижка 9 с заглушкой 10. К другому боковому фланцу корпуса катушки присоединен фланец ответный 3 вентиля игольчатого с манометром 4, предназначенным для контроля давления в межколонном пространстве. В боковых фланцах корпуса катушки 8 имеются резьбовые отверстия для установки обратного клапана (пробки) при смене задвижки под давлением.

Для освоения и пуска в эксплуатацию скважин на колонную головку устанавливают фонтанную арматуру. Фонтанная арматура предназначена для оборудования устья фонтанирующих нефтяных и газовых скважин с целью герметизации, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Фонтанные арматуры выпускаются тройникового и крестового типов, в которых трубную головку выполняют для подвески одного или двух рядов НКТ. Если имеется два ряда труб, то между крестовиком и переходным фланцем дополнительно устанавливают тройник.

Шифр 1АФТ-50 × 350 означает следующее: схема 1, арматура фонтанная тройниковая, условный диаметр проходного сечения — 50 мм, максимальное рабочее давление — 350 кгс/см² (35 МПа). Шифры 3АФК и 4АФК означают: схемы обвязки 3, 4; арматуры фонтанные крестовые.

В тройниковой двухструнной арматуре рабочей является верхняя струна, а в крестовой фонтанной арматуре рабочей может быть любая струна.

В обвязке устья газовых скважин на предприятии "Кубаньгазпром" получили распространение фонтанные арматуры с условным диаметром прохода 65 мм на давления 21 и 35 МПа, шифр фонтанной арматуры АФК3-65 × 21 (35) и АФ6-65 × 70.

Фонтанная арматура АФК3-65 × 21 (рис. 6.5) состоит из трубной головки и фонтанной головки (фонтанной елки), которые предназначены:

трубная головка — для подвески лифтовых труб и подачи рабочего агента в трубное, межтрубное (кольцевое) и затрубное пространство через боковые отводы тройника и крестовика головки;

фонтанная головка — для контроля и регулирования режима эксплуатации, направления струи по выкидам, а в отдельных случаях — для закрытия скважины.

Трубная головка состоит из крестовика 1, фланца переводного 4, боковых задвижек 2, буферного фланца 3 и фланца 10, клапана нагнетательного 11. На переводном фланце 4 нарезана резьба для подвески одного ряда насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм, а также предусмотрено резьбовое отверстие, в котором может устанавливаться трубка для управления клапаном-отсекателем от станции управления. На выходных фланцах задвижек установлены фланцы 3 и 10. Фонтанная головка состоит из задвижек 6, двух дросселей 9, двух тройников 5, фланца буферного 8, вентилля манометра 7.

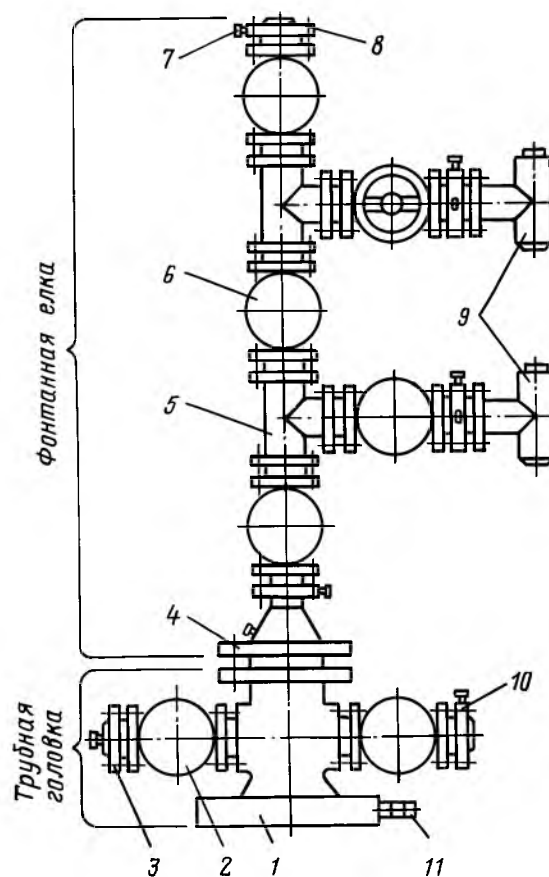


Рис. 6.5. Фонтанная арматура АФК 65 × 21

Фонтанная арматура АФК3-65 × 21 укомплектована задвижками ЗМС 1-65 × 21. Задвижки ЗМС 1-65 × 21 шиберные с выдвижным шпинделем, фланцевые. Управление ручное. Применение различных рычагов недопустимо.

Регулирование режима работы скважины осуществляется с помощью дросселя нерегулируемого (рис. 6.6). Дроссель состоит из корпуса 3, корпуса насадки 5, в котором устанавливается сменная насадка, пробки 1 и уплотнительных колец 2 и 4. Замена корпуса насадки в сборе позволяет изменять сечение нерегулируемого дросселя. Для извлечения корпуса насадки необходимо отвернуть пробку 1, а затем специальным ключом вывернуть корпус насадки.

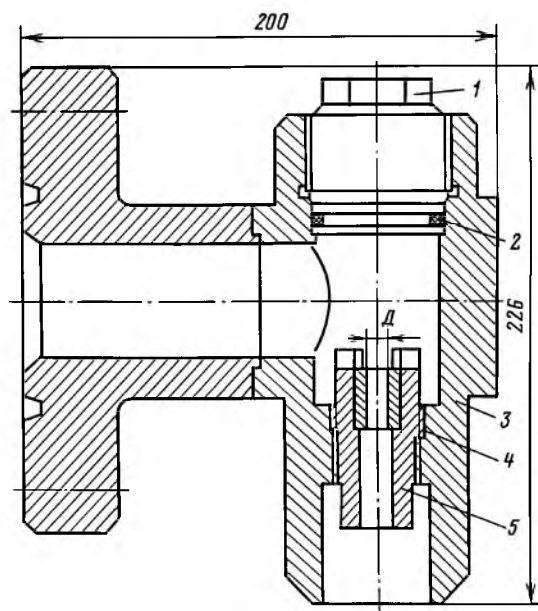


Рис. 6.6. Дроссель нерегулируемый

Вентиль 7 (см. рис. 6.5) предназначен для отключения полости под манометром от полостей фонтанной арматуры, находящихся под давлением среды, и резкого снижения в ней давления с целью последующего снятия неисправного манометра. Чтобы заменить манометр, необходимо закрыть вентиль, открыть разрядную пробку и тем самым сбросить давление под манометром.

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 предназначена для регулирования работы нефтяных и газовых скважин с содержанием в рабочей среде до 1,4 % CO_2 . Рабочее давление 70 МПа.

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 состоит из головки трубной и елки фонтанной.

Головка трубная устанавливается на катушку головки обсадной трубы (рис. 6.7). Головка трубная представляет собой верхнюю часть устьевого оборудования. В нижнем фланце корпуса 1 располагаются две манжеты вторичного уплотнения 2 эксплуатационной колонны, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ 6-02-1-783—93 или 139—378 ТУ 6-02-1-643—90), необходимого для достижения герметичности

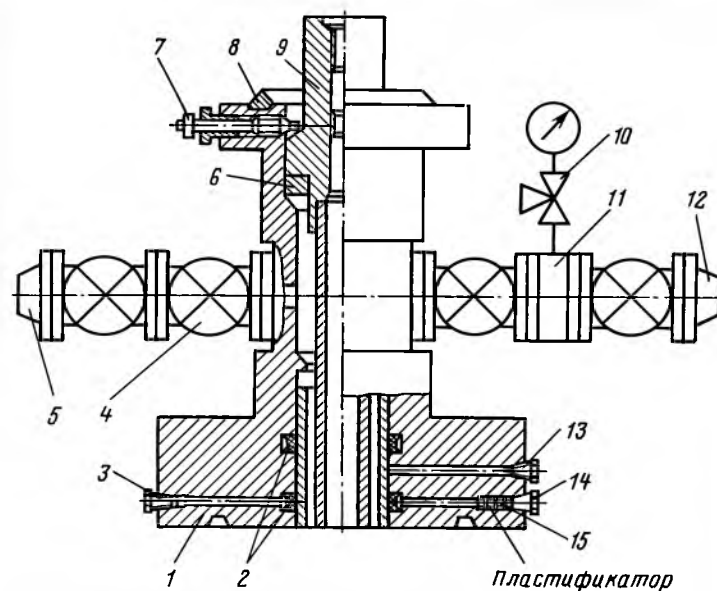


Рис. 6.7. Головка трубная фонтанной арматуры АФ 6.6.6.-70:

1 — корпус; 2 — манжета вторичного уплотнения; 3, 13, 14 — пробка; 4 — задвижка; 5, 12 — заглушка; 6, 8 — кольцо уплотнительное; 7 — винт нажимной; 9 — подвеска НКТ; 10 — вентиль игольчатый с манометром; 11 — фланец инструментальный; 15 — пробка смазочная

вторичного уплотнения. Отверстие закрывается пробкой 14. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное отверстие, закрываемое пробкой 3. Заполнение пластификатором производится до появления его в дренажном отверстии, после чего дренажное отверстие глушится пробкой 3 и поднимается давление пластификатора при помощи смазочной пробки 15. Рекомендуется пластификатор подогревать до 50 °С паром. Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, заглушенным пробкой 13. К одному боковому фланцу корпуса 1 с помощью шпилек и гаек присоединяются две задвижки 4 с заглушкой 5. К другому боковому фланцу присоединяются две задвижки, между которыми устанавливается фланец инструментальный 11, предназначенный для контроля температуры, давления с помощью вентиль игольчатого с манометром 10, а также для подачи ингибиторов коррозии при технологических операциях. К крайней задвижке присоединена заглушка 12. В верхней части корпуса 1 располагается подвеска

НКТ 9 с кольцом уплотнительным 6 первичного уплотнения подвески НКТ. В верхнем фланце корпуса 1 расположены винты нажимные 7, предназначенные для предотвращения выброса подвески НКТ и дополнительного обжатия кольца уплотнительного 6. На концах подвески НКТ 9 нарезана резьба коническая для подвески колонны НКТ и для соединения с буровой штангой.

Установка подвески НКТ производится следующим образом:

- очистить и промыть растворителем посадочные места в трубной головке;

- установить на подвеску НКТ кольцо уплотнительное, кольцо опорное и навернуть подвеску на резьбовую часть верхнего звена колонны НКТ (момент затяжки 1÷1,5 кН·м);

- допускается установить пробку, необходимую для испытаний на герметичность елки фонтанной после ее монтажа;

- подсоединить линию управления нижним отсекателем при его наличии;

- при установке подвески НКТ принимать меры по защите от повреждений уплотнительных поверхностей под кольцо и манжеты вторичного уплотнения самой подвески;

- убедиться в том, что запорные (нажимные) винты полностью утоплены в корпусе головки, посадочные места под подвеску очищены и промыты, осторожно опустить подвеску НКТ в трубную головку;

- зафиксировать подвеску НКТ винтами нажимными, затягивая их крест-накрест поочередно с постепенным увеличением момента до упора и еще на один оборот от упора;

- затянуть сальники винтов нажимных;

- проверить правильность посадки подвески НКТ.

На головку трубную устанавливается елка фонтанная (рис. 6.8), нижняя часть которой представляет собой переходник головки НКТ 1, где располагаются две манжеты вторичного уплотнения 2 подвески НКТ, два отверстия для подачи пластификатора (паста СУ-1 ТУ 6-02-1-783—93), необходимого для достижения герметичности вторичного уплотнения подвески НКТ. Отверстия закрываются пробкой 15. Напротив каждого отверстия для подачи пластификатора располагается дренажное отверстие, закрываемое пробкой 4. Заполнение пластификатора производится до появления его в дренажном отверстии, после чего дренажное отверстие глушится пробкой 4, а при помощи смазочной пробки 14 поднимается давление пластификатора. Для контроля герметичности уплотнения имеется канал с входным отверстием, закрываемым пробкой 16.

На стволовой задвижке 5 установлена крестовина 6, предназначенная для установки струнных задвижек 7 и буферной задвижки 12. Струны (боковые отводы елки) выполнены симметрично и включают в себя фланец инструментальный 9, предназначенный для контроля температуры, давления с помощью игольчатого вентиля 10 и манометра, а также для подачи ингибиторов коррозии при технологических операциях, штуцер угловой 13, предназначенный для дросселирования потока рабочей среды, на выходном фланце которого установлена заглушка 8. На буферной задвижке 12 установлен колпак 11, предназначенный для установки шлюзового устройства при проведении работ в скважине. На колпаке установлен вентиль игольчатый с манометром 10 для контроля давления в скважине.

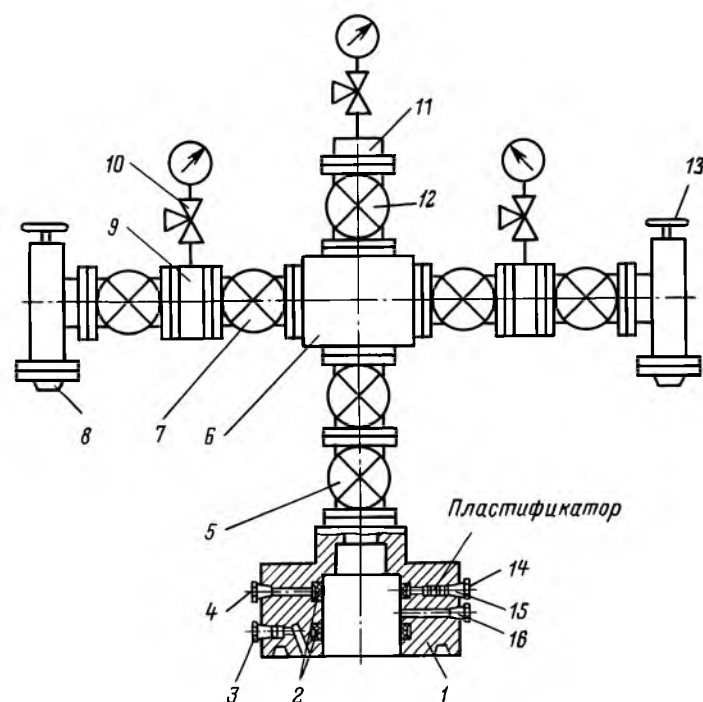


Рис. 6.8. Елка фонтанной арматуры АФ 6.6.6-70:

1 — переходник головки НКТ; 2 — манжета вторичного уплотнения подвески НКТ; 3, 4, 15, 16 — пробки; 5, 7, 12 — задвижки; 6 — крестовина; 8 — заглушка; 9 — фланец инструментальный; 10 — вентиль игольчатый с манометром; 11 — колпак (буфер); 13 — штуцер угловой; 14 — пробка смазочная

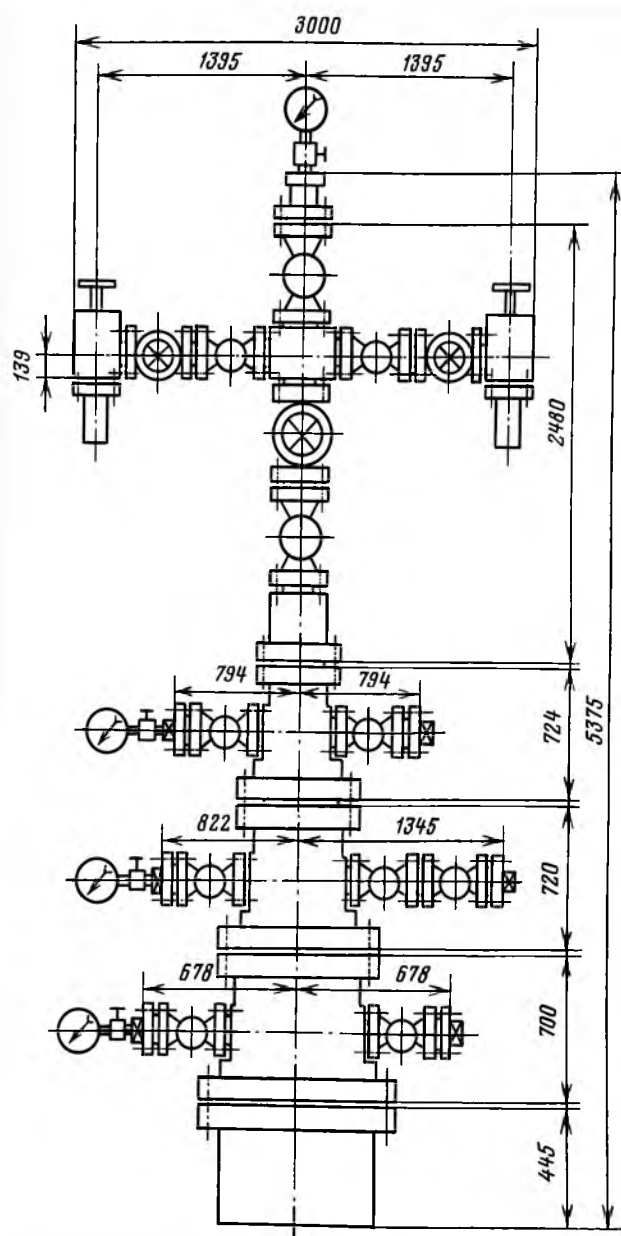


Рис. 6.9. Фланцевое соединение скважины с фонтанной арматурой Хьюбнер Вамаг

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 оснащена шиберными задвижками $2\frac{9}{16}$ " (65,086 мм); $p_p = 70$ МПа. Все фланцевые соединения осуществляются шпильками.

Фонтанная арматура фирмы "Hubner Vamatag"

Фонтанная арматура фирмы Хюбнер Вамаг (Австрия) (рис. 6.9) имеет следующие технические параметры:

Рабочее давление.....	70 МПа
Рабочая температура.....	105+125 °С
Температура окружающей среды.....	- 20+ +40 °С
Содержание агрессивных веществ в газе, % об.....	СО ₂ 2,5+6

Предусмотренный дебит газа составляет 400 000÷700 000 м³/сут. Соответственно этому:

Условный диаметр трубы.....	80 мм
Диаметр боковых отводов.....	65 мм
"Елка" фонтанной арматуры.....	Крестообразная

Фонтанная арматура предназначена для эксплуатации газовых скважин и состоит из следующих основных частей: фланцевого соединения; фонтанной арматуры; системы управления (схема электрических соединений).

Крестообразная "елка" фонтанной арматуры состоит из следующих элементов: подвески подъемной трубы; четырех задвижек с ручным управлением; трех задвижек с пневматическим приводом и маховичком для аварийного случая; двух угловых регулировочных штуцеров (дросселей) с выходными патрубками; колпака фонтанной арматуры с манометром.

Принцип работы "елки" арматуры основан на возможности изменения дебита скважины при помощи дросселя.

В фонтанной арматуре фирмы Хюбнер Вамаг установка подъемных труб производится следующим образом.

1. На верхний конец последней трубы вместо муфты наворачивается подвеска типа ННС, в среднюю часть которой вворачивается обратный клапан.

2. На подвеску ННС наворачивается фланцевая катушка типа НС.

3. В верхней части подвески ННС (рис. 6.10), имеющей резьбу, вворачивается подъемный патрубок, и собранное соединение на мостках скважины поднимается.

4. После подъема над скважиной собранного соединения на нижний конец его надевается уплотнение типа НТС, после чего последняя подъемная труба соединяется с муфтой предыдущей трубы.

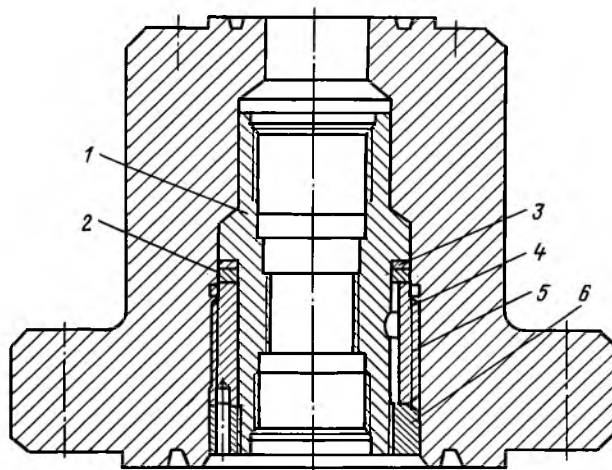


Рис. 6.10. Фланцевая катушка HS с подвеской:

1 — подвеска типа HHS; 2 — кольцо; 3 — уплотнительное кольцо; 4 — сегментная шпонка; 5 — зажимное кольцо; 6 — установочная гайка

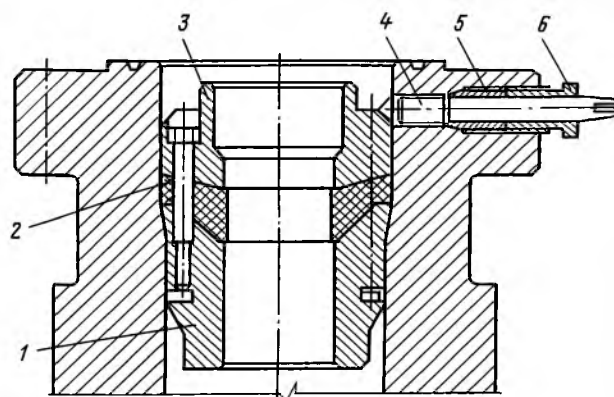


Рис. 6.11. Фланцевая катушка TS с уплотнением типа HTS:

1 — нижняя часть подвески HTS; 2 — уплотнение; 3 — верхняя часть подвески HTS; 4 — зажимный шпindel; 5 — резьбовое соединение сальника; 6 — сальниковая набивка

5. Подъемные трубы снимаются с элеватора и собранное соединение спускается при снятом превенторе с катушки TS.

6. Уплотнение типа HTS (рис. 6.11) фиксируется и уплотняется путем затягивания зажимных шпинделей. Таким обра-

зом кольцевое пространство оказывается уплотненным сверху. Проверку герметичности уплотнения НТС можно произвести путем закачки жидкости через боковые отводы катушки TS.

7. После установки уплотнения типа НТ следует спустить последнюю трубу и соединить фланец катушки TS с фланцем катушки HS.

8. На верхнюю часть катушки HS устанавливается фонтанная елка, снимается обратный клапан в подвеске ННС с помощью приспособления для замены задвижек под давлением и производится распаковка пакера комплекса подземного оборудования скважины.

9. Если подвеска типа ННС после длительного использования прилипает к бобине или если резьбовое соединение подъемной трубы разъединяется при демонтаже подъемной трубы в месте крупной резьбы "АКМЕ", то имеется возможность после удаления фиксирующих винтов отвинтить нижнюю установочную гайку с левой резьбой и навинтить инструмент. При помощи этого инструмента прилипшую подвеску можно вывинтить из бобины путем вращения влево.

Фонтанная арматура фирмы Камерон

Конструкция фонтанной арматуры фирмы Камерон объединяет в один блок отдельные узлы арматуры — задвижки, штуцеры, тройники и др. (рис. 6.12).

Фонтанная арматура имеет следующую техническую характеристику:

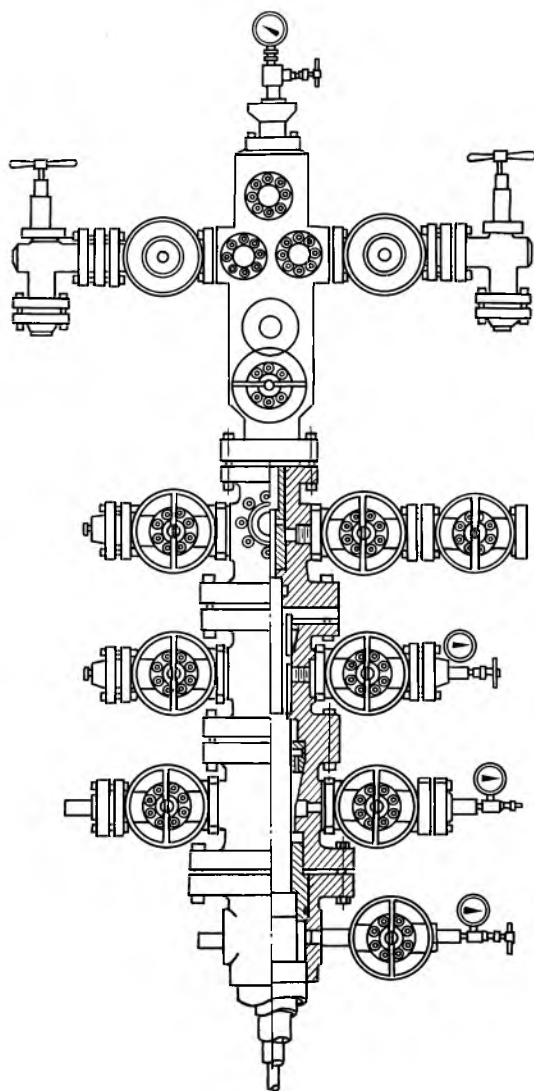
Рабочее давление, МПа.....	105
Температура окружающей среды, °С.....	+60 +— 20
Содержание агрессивных веществ в газе, % об....	6
Предусмотренный дебит газа, тыс. м ³ /сут.....	600
Условный диаметр трубы, дюйм (мм).....	3 ¹ / ₈ (79,375)
Диаметр боковых отводов, дюйм (мм).....	2 ¹ / ₁₆ (52,387)
Елка фонтанная.....	Крестообразная, с отводами под углом 90°

Его применяют для обвязки обсадных труб: 14³/₄ (374,65 мм), 11³/₄ (298,45 мм), 9⁵/₈ (244,47 мм), 5¹/₂ (139,7 мм) и НКТ 3¹/₂ (89,9 мм).

Фирма Камерон изготавливает прямоточные задвижки типа F с ручным управлением (где запорные поверхности контактируют как "металл по упругому элементу") и задвижки с однопластинчатым шибером и плашками типа F (модели C, LC и др.).

Упругие элементы выполнены из тефлона и устанавливаются на седлах. Корпуса задвижек литые, со сварными фланцами и днищем. По конструкции задвижки фирмы Камерон

Рис. 6.12. Фонтанная
арматура фирмы Ка-
мерон



мало отличаются друг от друга: крышки корпусов закрепляются болтами, в них размещены однороликовый подшипник, сальниковое уплотнение и пружина. В самом корпусе размещается шибер. Для подачи смазки предусмотрен штуцер с обратным клапаном. Плашки уплотнительными поверхностями прижимаются к упругому элементу.

Фирма выпускает также задвижки типа F с пневматическим и гидравлическим приводами. Пневмопривод (гидропривод) прикреплен непосредственно к задвижке: для пневмопривода используют воздух (газ), поступающий через специальные редукторы для воздушной среды. Электрический сигнал с пульта управления попадает на соленоидный клапан пневмопривода, и газ под давлением направляется в полость цилиндра после срабатывания клапана. В зависимости от того, на какой из двух соленоидных клапанов пневмопривода поступил электрический сигнал, газ направляется в нижнюю или верхнюю полость пневмоцилиндра и задвижки открываются или закрываются. Для питания пневмопривода используют инертный газ, в основном азот. На таком же принципе работают задвижки с гидравлическим приводом.

Оборудование устья скважин фирмы Ингрэм Кактус (США)

Фирма Ингрэм Кактус производит несколько базовых комплектов оборудования устья скважин, состоящих из головок обсадных колонн, фланцевых катушек, подвесок и пакеров. Наиболее распространена конструкция, разработанная на базе муфты типа С-22.

Фирмой предоставляется широкий выбор как дополнительных шплинтовых подвесок для обсадных труб и пакеров, так и втулкообразных подвесок (рис. 6.13).

1. Подвеска обсадной колонны типа С-21-Р (рис. 6.14). Завтор с ручным приводом делает шплинтовую подвеску этого типа наиболее удобной для донной подвески обсадной колонны или в тех случаях, когда вес обсадных труб недостаточен для автоматической активации уплотнения подвески.

2. Вторичное уплотнение типа R-2 (рис. 6.15) с встроенным направляющим устройством (кондуктором) или без него. Уплотнение компрессионного типа может иметь отверстия для нагнетания пластика для поддержания герметичности, а также встроенное направляющее устройство, если этого требует диаметр обсадных труб.

3. Подвеска обсадной колонны типа С-22 (рис. 6.16). Автоматическая шплинтовая подвеска, использующая вес обсадных труб для активации кольцевого уплотнения.

4. Подвески для НКТ.

Для удовлетворения самых разнообразных требований и условий производства работ фирмой предлагается широкий ассортимент гладких и втулкообразных подвесок для НКТ.

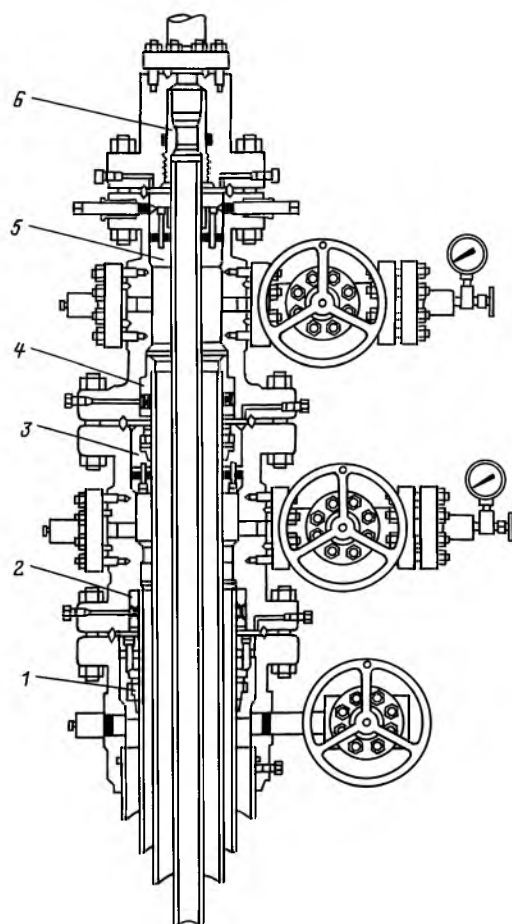


Рис. 6.13. Оборудование устья скважины фирмы Ингрэм Кактус:

1 — подвеска обсадных труб типа С-21-Р; 2, 4 — вторичное уплотнение R-2; 3 — подвеска обсадных труб С-22; 5 — охватывающая подвеска типа С; 6 — соединение НТ

На рис. 6.16 изображена шлипсовая подвеска типа С-22, гравитационная (активируемая весом трубной колонны). Она является охватывающей подвеской, рассчитанной на нагрузку, составляющую 50 % от предела текучести материала обсадных труб. Используется при обычной эксплуатации скважины и совместима с муфтами С-22 и С-26 производства Ингрэм Кактус. Шлипсовая подвеска типа С-22 сконструирована в виде цельного предварительно собранного узла, простого в установке и эксплуатации. Конусный захват обеспечивает надежный захват трубы, препятствует соскальзыванию секции вниз и предотвращает сдавливание обсадной колонны, а на-

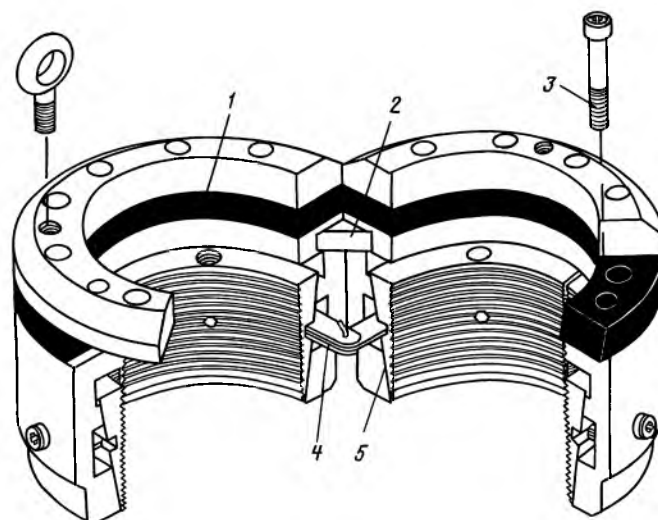
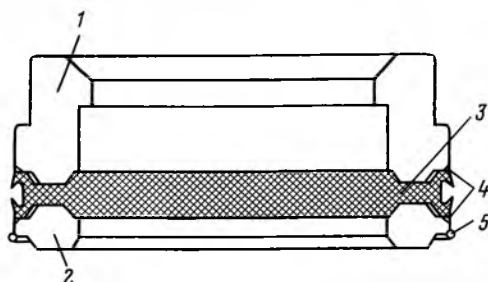


Рис. 6.14. Шлиповая подвеска обсадной колонны типа С-21-Р:
 1 — уплотнительное устройство; 2 — запорное устройство; 3 — стопорный болт; 4 — направляющее кольцо; 5 — конусный захват

направляющее кольцо обеспечивает соосность в процессе установки и эксплуатации. Уплотнитель автоматически активируется под действием веса обсадной колонны. Высокопрочные защелка и петля обеспечивают надежное прочное и стабильное закрепление подвесной конструкции. Механизм шарниров обеспечивает возможность "разворота" половинок захвата при установке. Для предупреждения случайного раскрытия замка в процессе эксплуатации применяется стопорный болт. Данный замок совместим с муфтами С-22 и С-26 производства Ингрэм Кактус.

Рис. 6.15. Вторичное уплотнение типа R-2:

1 — верхняя сжимающая пластина; 2 — нижняя сжимающая пластина; 3 — эластомерное уплотнение; 4 — кольца для предотвращения выдавливания уплотнения; 5 — упорное кольцо



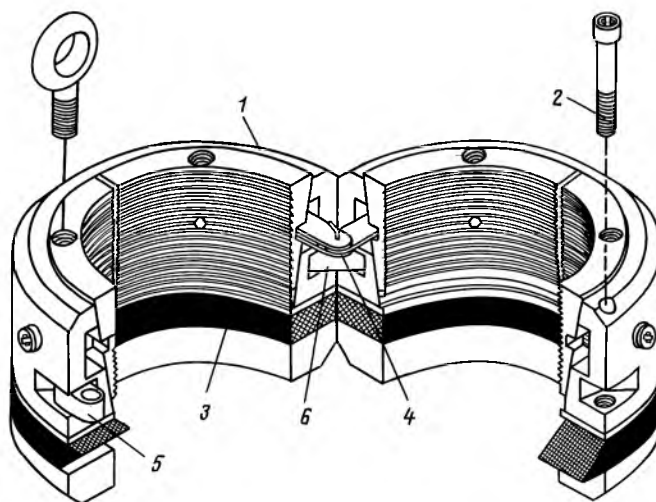


Рис. 6.16. Шлипсовая подвеска типа С-22:
 1 — конусный захват; 2 — стопорный болт; 3 — уплотнительное устройство;
 4 — направляющее кольцо; 5, 6 — механизм шарниров захвата

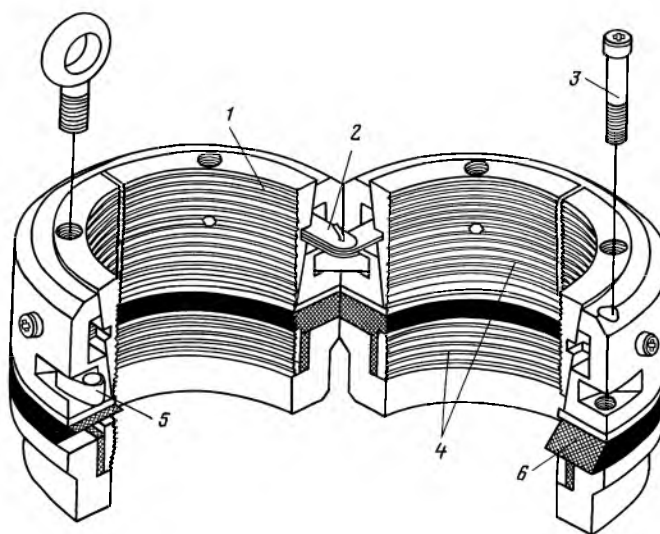


Рис. 6.17. Шлипсовая подвеска типа С-26:
 1 — конусный захват; 2 — направляющее кольцо; 3 — стопорный болт; 4 —
 двойные шлипсы распределения нагрузки; 5 — запорное устройство; 6 —
 уплотнительное устройство

Шлипсовая подвеска типа С-26 (рис. 6.17) является также охватывающей подвеской, но рассчитана на нагрузку, составляющую 100 % от предела текучести материала обсадных труб. Она используется при эксплуатации, связанной с высоким давлением и сверхтяжелыми обсадными колоннами. Здесь вес обсадной колонны распределяется между двумя рядами шлипов для обеспечения более надежной подвески.

Шлипсовая подвеска обсадной колонны типа С-21-Р (см. рис. 6.14) активируется вручную. Она также является охватывающей и рассчитана на нагрузку, составляющую 50 % от предела текучести материала обсадных труб. Она используется для донной подвески обсадной колонны или в условиях, когда вес колонны недостаточен для активации автоматических подвесок типа С-22 и С-26. Здесь уплотнения расположены над шлипами, разделяя нагрузки от веса колонны и испытательного давления на фланцы.

Втулкообразная подвеска обсадной колонны

Втулкообразные подвески компании Ингрэм Кактус разрабатывались на основе гибкого подхода к созданию широкого ассортимента простых подвесных головок. Насадки трех типов, которые могут быть использованы для соединения с головками разных типов, создают подвески обсадных труб 9-ти различных типов. Три стандартные насадки в комбинации с различными конструкциями оголовника обеспечивают широкие возможности конструирования подвесок разных типов с использованием уплотнений различных типов (рис. 6.18).

Насадка S (рис. 6.18, а). Здесь два уплотнения типа S со-

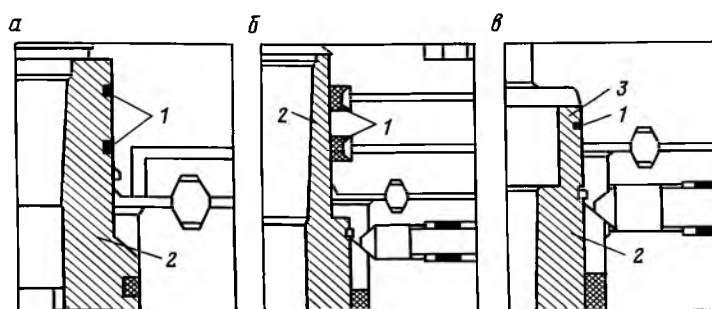


Рис. 6.18. Насадки уплотнения типов S (а), D (б), Т (в):

1 — уплотнение; 2 — тело; 3 — металлическое конусное уплотнение

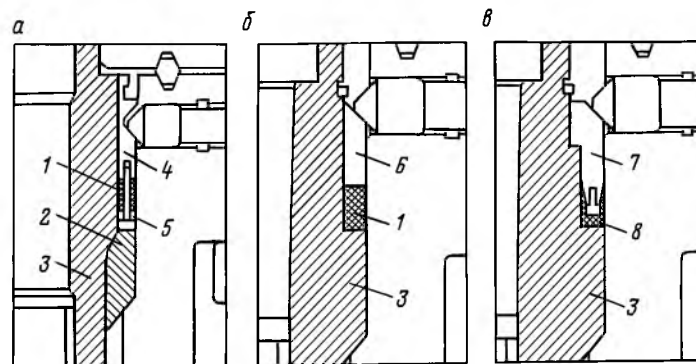


Рис. 6.19. Конструкции оголовников № 1 (а), № 2 (б), № 3 (в):
 1 — уплотнение; 2 — желобок; 3 — тело; 4 — верхнее уплотнительное кольцо; 5 — нижнее уплотнительное кольцо; 6 — стопорное кольцо; 7 — кольцо; 8 — металлическое уплотнение (кольцо)

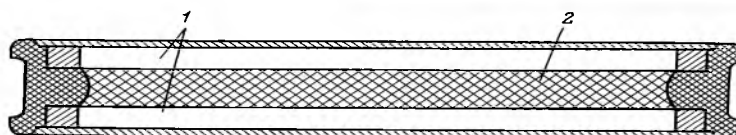


Рис. 6.20. Вторичное уплотнение типа D

здают первичное уплотнение между катушкой и подвеской для обеспечения уплотнения фланцевого соединения. Причем для обеспечения уплотнения фланцевого соединения не требуется нагнетание пластика. Для обеспечения восстановления уплотнения фланцевого соединения предусматриваются два отверстия для нагнетания пластика.

Конструкция оголовника № 1 (рис. 6.19, а) используется для цементирования при удержании обсадной колонны в муфте. Уплотнитель устанавливается после цементирования и легко заменяется. Активируется вручную с помощью стопорных винтов.

Насадка D (рис. 6.18, б). Используются погруженные в катушку уплотнения типа D, в которые нагнетается пластик для поддержания эффективного уплотнения фланцевого соединения.

Конструкция оголовника № 2 (рис. 6.19, б) используется для достижения максимальной несущей способности. Заменяемое уплотнение устанавливается сверху оголовника. Активируется вручную с помощью стопорных винтов.

Насадка Т (рис. 6.18, в). Здесь используется металлический конус, обеспечивающий уплотнение фланцевого соединения металл — металл.

Конструкция оголовника № 3 (рис. 6.19, в) обеспечивает надежное уплотнение затрубного пространства при экстремальных условиях эксплуатации. Кольцевое уплотнение металл — металл. Активируется механически с помощью стопорных винтов.

Вторичные уплотнения типа R-2

Вторичное уплотнение типа R-2 собирается из шести составных частей и устанавливается на дне переходной муфты катушки обсадной колонны или НКТ. Это самоактивирующееся уплотнение, допускающее нагнетание пластикового наполнителя. Уплотнение выпускается как стандартных размеров, соответствующих стандартам АНИ для обсадных колонн, так и для нестандартных обсадных колонн и предназначено для обеспечения надежной работы при давлениях до 70 МПа. Установка соответствующих узлов уплотнения допускает применение одной и той же катушки с обсадными колоннами различных диаметров.

Вторичное уплотнение типа D (рис. 6.20) является эластомерным уплотнением 2 с двумя металлическими кольцами 1

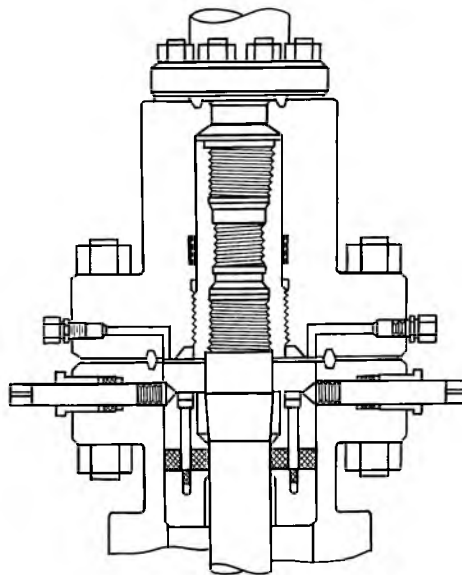


Рис. 6.21. Муфта и переходной патрон для НКТ типа НТ с охватывающей подвеской типа С

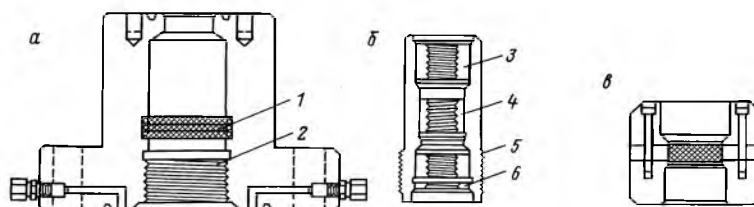


Рис. 6.22. Детали сборной конструкции типа НТ:

а — подвесочная гайка и переходной патрон типа НТ; *б* — соединение НТ; *в* — охватывающая подвеска типа С; *1* — соединение сальникового уплотнения; *2, 5* — трапецидальная резьба; *3* — лифт фонтанной арматуры; *4* — обратный клапан; *6* — подъемные трубы

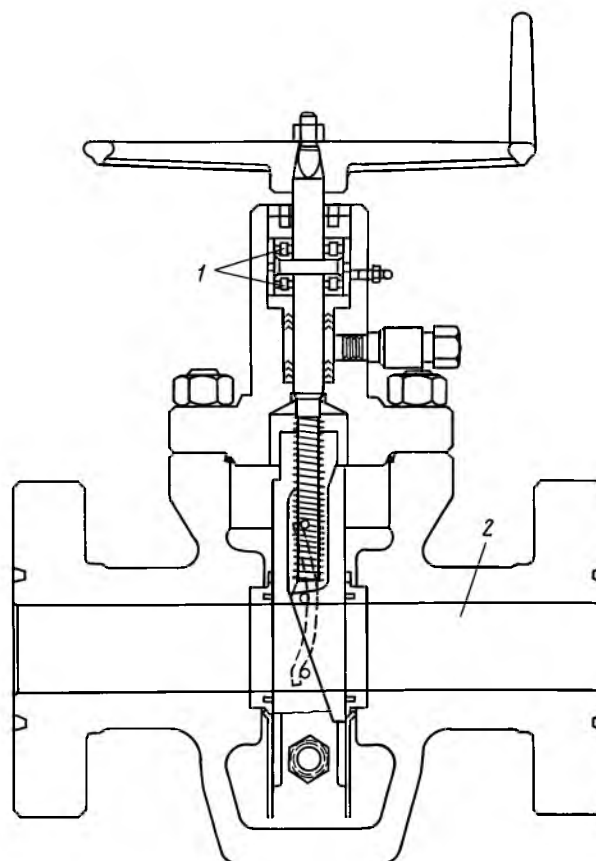


Рис. 6.23. Задвижка модели 2-5:

1 — роликовый упорный подшипник; *2* — проходное сечение потока

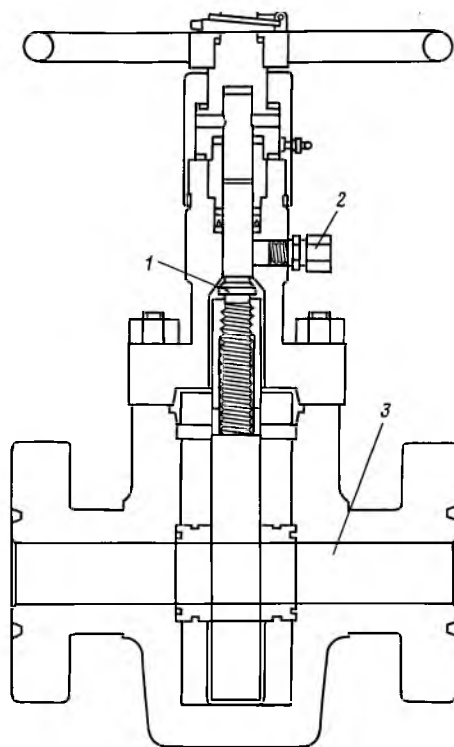


Рис. 6.24. Задвижка модели 315:
1 — обратный упор; 2 — специальное отверстие в корпусе для определения рабочего состояния задвижки; 3 — проходное сечение потока

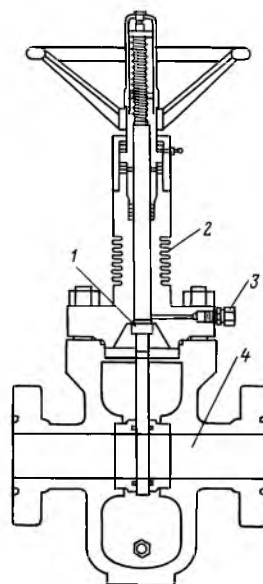


Рис. 6.25. Задвижка модели 105H:
1 — обратный упор, обеспечивающий максимальную безопасность в процессе работы; 2 — удлиненная стойка с ребрами охлаждения; 3 — специальное отверстие для точного определения рабочего состояния задвижки; 4 — проходное сечение потока

для предотвращения выдавливания. Это уплотнение устанавливается в пазу, выточенном непосредственно в катушке или фланце, активируется путем нагнетания пластика. Оно выпускается размерами от 114,3 мм (4,5 дюйма) до 507,99 мм (20 дюймов) и обеспечивает надежную работу при давлениях до 105 МПа.

Муфта и переходной патрон для НКТ типа НТ с охватывающей подвеской типа С состоит из муфты типа НТ стандартной охватывающей подвески типа С (рис. 6.21). Муфта типа НТ поставляется с подготовленной резьбой для установки обратного клапана.

Переходной патрон типа НТ поставляется в широком диапазоне размеров верхнего и нижнего соединений. Стандартная конфигурация включает в себя фланцевое нижнее соединение и шпильное верхнее (рис. 6.22).

Оборудование устья скважин фирмы Ингрэм Кактус комплектуется задвижками моделей 205, 315 и 105 Н. Задвижка модели 205 (рис. 6.23) сконструирована на базе неподнимающегося шпинделя с клиновой задвижкой. В конструкции предусмотрены безопасность и надежность в эксплуатации при работе под давлением от 14 до 350 МПа. Полное проходное сечение потока позволяет максимально увеличить срок службы, а расширяющийся клиновой шибер обеспечивает механическое уплотнение седел при наличии или отсутствии давления.

Задвижка модели 315 (рис. 6.24) сконструирована на базе плоского шибера. В конструкции предусмотрены безопасность и надежность при работе под давлением от 14 до 105 МПа. Обратный упор шпинделя с уплотнением «металл — металл» предусматривает максимальную безопасность при наличии утечки через сальник шпинделя, позволяет заменять уплотняющий сальник в рабочем режиме.

Задвижка модели 105 Н (рис. 6.25) сконструирована на базе плоского шибера и поднимающегося шпинделя. В конструкции предусмотрены безопасность и надежность при работе в паронагнетательных скважинах с температурой до 343 °С и давлением от 14 до 35 МПа. Удлиненная стойка крышки с ребрами охлаждения обеспечивает охлаждение узла сальника, увеличивая срок его службы, и позволяет использовать широкий ассортимент уплотняющих материалов. Уплотнение сальника заменяется без отключения задвижки.

6.2. ГЛУШЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Для глушения газовых скважин используют жидкости с плотностью, обеспечивающей создание необходимого противодавления на пласт.

Согласно правилам минимальное превышение гидростатического давления столба промывочной жидкости относительно глубины кровли пласта с учетом глубины скважины и аномальности пластового давления приведены в табл. 6.1.

К указанному в табл. 6.1 значению репрессии добавляется величина произведения $A \cdot K_{ан}$, где A — коэффициент, учиты-

Таблица 6.1

Превышение гидростатического давления над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым, МПа (кгс/см ³)	
	Для нефтеводонасы- щенных пластов	Для газоносных, газо- конденсатных пластов, а также пластов в не- изученных интервалах разведочных скважин
≤ 1000	1 (10)	1,5 (15)
1001÷2500	1,5 (15)	2 (20)
2501÷4500	2 (20)	2,25 (22,5)
≥ 4501	2,5 (25)	2,7 (27)

вающий колебания гидростатического давления при спуско-подъемных операциях; $K_{ан}$ — коэффициент аномальности пластового давления (проектного или фактического) по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 г/см³.

При диаметре ствола скважины $d \leq 215,9$ мм $A = 5$; при $d > 215,9$ мм $A = 3$.

Коэффициенты A и $K_{ан}$ учитываются при глубинах, превышающих 1000 м.

Зная пластовое давление и глубину залегания кровли газонапорного горизонта, определяют необходимую плотность жидкости глушения по формуле

$$\rho_{жг} = K \frac{p_{пл} \cdot 10^6}{gH_{пл}}; \quad (6.1)$$

где $\rho_{жг}$ — плотность жидкости глушения, кг/м³; K — коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; $H_{пл}$ — глубина залегания продуктивного пласта, м.

Например, глубина кровли продуктивного пласта составляет 960 м. Пластовое давление 9,5 МПа. Определить необходимую плотность жидкости для глушения скважины.

Принимая $K = 1,15$, согласно правилам безопасности по формуле (6.1) будем иметь

$$\rho_{жг} = 1,15 \frac{9,5 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 960} = 1160 \text{ кг/м}^3.$$

Жидкость для глушения должна обладать определенными физико-химическими свойствами, соответствующими конкретным условиям: быть химически инертной к породе, коллатору;

исключать необратимую кольтматацию пор и трещин продуктивного пласта;

не оказывать коррозионного воздействия на металл скважинного оборудования и промысловых коммуникаций;

обладать стабильностью в конкретных термобарических условиях в течение времени, необходимого для выполнения предусмотренных работ.

Кроме того, все жидкости должны быть взрывопожаробезопасными и нетоксичными, высокотехнологичными в приготовлении и использовании.

При глушении скважины в затрубное пространство при расчетной производительности агрегатов закачивается жидкость глушения. При этом для создания заданной репрессии на пласт создается противодействие на устье с помощью регулируемого штуцера, установленного на линии трубного пространства. При закачке жидкости глушения в затрубное пространство забойное давление должно поддерживаться постоянным, но превышающим пластовое давление на заданную величину. По мере закачки жидкости глушения давление в трубах перед штуцером должно поддерживаться постоянным. Давление в затрубном пространстве при этом будет снижаться.

Как только жидкость глушения начнет заходить в трубы, необходимо контролировать процесс глушения по давлению в затрубном пространстве, которое должно поддерживаться постоянным, равным гидравлическим сопротивлениям. Для этого будет необходимо приоткрывать штуцер. После выхода жидкости на поверхность штуцер должен быть полностью открыт и дальнейшую прокачку следует вести при установившемся давлении в затрубном пространстве, вплоть до вымыва разгазированного бурового раствора.

6.3. РАСЧЕТ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Перед глушением скважины делается расчет, для которого требуются исходные данные:

- 1) глубина залегания газоносного пласта;
- 2) пластовое давление;
- 3) конструкция обсадной колонны (диаметр труб и толщина стенок по секциям);
- 4) допустимое внутреннее давление;
- 5) конструкция колонны НКТ (диаметры труб, толщины стенок и общая длина колонны);

6) плотность надпакерной жидкости;

7) плотность жидкости глушения.

Рассчитав объем межтрубного (кольцевого) пространства в скважине, внутренний объем НКТ и общий объем жидкости в скважине, рассчитывают гидростатические давления от высоты столбов и плотностей этих жидкостей по формуле

$$p_{гс} = L\rho \cdot 10^{-2}, \quad (6.2)$$

где $p_{гс}$ — гидростатическое давление, МПа; L — высота столба жидкости, м; ρ — плотность жидкости, г/см³.

На основании всех исходных данных рассчитываются в гидродинамических условиях при данной производительности (Q , л/с) насосных агрегатов величины забойного давления ($p_{заб}$) и его составляющих, включая величину противодействия, создаваемого регулируемым штуцером ($p_{шт}$), значение репрессии на пласт (p_p), давление на насосном агрегате ($p_{нас}$) в каждый момент при прокачке определенного объема жидкости (V_i).

Для расчета гидравлических сопротивлений при прокачке жидкости через скважину ($p_{скв} = p_{нкт} + p_{кп}$) и штуцер ($p_{шт}$) в процессе глушения скважин, а также при плавном запуске и освоении скважин используют следующие зависимости:

$$p_{нкт} = 8,26\lambda\rho_{ж} \frac{L_{нкт}}{d_{вн}^5} q^2 K_{нп}; \quad (6.3)$$

$$p_{кп} = 8,26\lambda\rho_{ж} \frac{L_{скв}}{(D_{вн} - d_n)^3 (D_{вн} + d_n)^2} q^2 K_{нп}, \quad (6.4)$$

в которые введен разработанный ВНИИКРнефть коэффициент $K_{нп}$ на основе промысловых данных;

$$p_{шт} = \frac{0,9\rho_{ж}q^2}{2gf_{шт}^2 a_{шт}}, \quad (6.5)$$

где $p_{нкт}$, $p_{кп}$ и $p_{шт}$ — гидравлические сопротивления в НКТ, кольцевом пространстве, штуцере при прокачке жидкости (при данной производительности насоса); 8,26 — переводной коэффициент размерности; λ — коэффициент трения, $\lambda = 0,02 \div 0,03$; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, г/см³; $L_{нкт}$ — длина колонны НКТ, м; $d_{вн}$ — внутренний диаметр колонны НКТ, см; q — производительность насосного агрегата, л/с; $K_{нп}$ — опытно-промысловый коэффициент, $K_{нп} = 2 \div 2,3$; $L_{скв}$ — длина скважины, м; $D_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной ко-

Таблица 6.2

Сводная таблица расчетных гидродинамических и других данных для процесса глушения скважины

Q , л/с	V_i , м ³	ΣV_i , м ³	$\pm \Delta p$, МПа	Составляющие давления на агрегатах, МПа			$p_{заб'}$ МПа	$p_{пл'}$ МПа	$p_{нас'}$ (p_j), МПа	Составляющие забойного давления, МПа		
				$p_{св}$	$p_{гс}$	$p_{шт}$				$p_{гс}$	$p_{нкт}$	$p_{шт}$

где Q – производительность агрегатов; V_i – порционный объем прокачки жидкости; ΣV_i – суммарный объем прокачки; $\pm \Delta p = p_{заб} - p_{пл}$.

лонны, см; d_n – наружный диаметр НКТ, см; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; $f_{шт}$ – площадь сечения штуцера, см²; $a_{шт}$ – коэффициент при прокачке жидкости через штуцер, $a_{шт} = 0,85 \pm 0,9$.

Значения забойных давлений в гидродинамических условиях при прокачке через затрубное (кольцевое) пространство определяются из уравнения

$$p_{заб} = p_{гс} + p_{нкт} + p_{шт'} \quad (6.6)$$

а при прокачке через колонну НКТ из уравнения

$$p_{заб} = p_{гс} + p_{кп} + p_{шт'} \quad (6.7)$$

где $p_{гс}$ – гидростатическое давление при меняющихся высотах столбов закачиваемой и вытесняемой жидкостей, МПа,

$$p_{гс} = L_{скв} \rho_{ж} \cdot 10^{-2}, \quad (6.8)$$

$p_{нкт'}$, $p_{кп}$ – гидравлические сопротивления в колонне НКТ и кольцевом пространстве (затрубном), МПа; $p_{шт}$ – гидравлические сопротивления (противодавление), создаваемые штуцером согласно расчетным данным, МПа.

Значения меняющихся давлений на насосном агрегате ($p_{нас}$) в гидродинамических условиях определяются из уравнения

$$p_{нас} = p_{скв} + p_{шт'} \quad (6.9)$$

где $p_{скв}$ – гидравлические сопротивления при прокачке жидкости через скважину, МПа ($p_{скв} = p_{нкт} + p_{кп}$).

Полученные на основании расчетов данные сводятся в таблицу, форма которой представлена в табл. 6.2.

6.4. ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ТРЕХФАЗНЫМИ ПЕНАМИ

Анализ промысловых данных по глушению газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки, показывает, что основ-

ной причиной снижения проницаемости продуктивного пласта является поглощение значительного объема рабочей жидкости из-за низкого пластового давления и наличия высокопроницаемых, сильнодренированных коллекторов. В этих условиях широкое применение для глушения скважин находят устойчивые трехфазные пены. Применение трехфазных пен предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и ее структурно-механических свойств, обуславливающих уменьшение интенсивности поглощения или полное его прекращение. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости.

Пена представляет собой дисперсную систему, состоящую из ячеек пузырьков газа, разделенных пленками жидкости. Газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость — как непрерывная дисперсионная среда. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют в совокупности пленочный каркас, являющийся основой пены. Для получения пены в системе жидкость — газ обязательно присутствие поверхностно-активных веществ (ПАВ).

По составу пены разделяются на *двухфазные и трехфазные*. Двухфазные пены состоят из жидкости, газа и ПАВ. Трехфазные пены кроме жидкости, газа и ПАВ имеют в своем составе твердые частицы — глину. Обычно трехфазные пены применяются для глушения скважин, а двухфазные для освоения.

Пенная система имеет следующие свойства:

пенообразующая способность растворов ПАВ — объем пены, который образуется из определенного объема пенообразующей жидкости при соблюдении заданных условий в течение данного времени;

кратность пены K — отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости на ее образование;

устойчивость, или стабильность, пены — время существования ("жизни") элемента пены (отдельного пузырька, пленки) или определенного ее объема;

плотность пены — изменяется в широких пределах и зависит от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации (α_0) и условий, в которых она определяется (давление, температура).

Практика проведения работ по глушению и освоению скважин с применением трех- и двухфазных пен показывает, что после прекращения закачки пены в скважину происхо-

дит ее перелив как из трубного, так и межтрубного пространства, в результате чего забойное давление может быть снижено на 50 % по сравнению с давлением, которое наблюдалось при циркуляции. Причинами перелива пены из скважины после прекращения циркуляции являются:

упругое расширение пены в результате снижения давления на величину гидравлических потерь на трение;

температурное расширение пены в результате прогрева до температуры окружающих скважину горных пород.

Для предотвращения перелива пены из скважины технология ее глушения должна предусматривать закачку определенного количества глинистого раствора как в межтрубное, так и в трубное пространство.

На рис. 6.26 показана схема глушения скважины трехфазной пеной. В остановленную скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается объем пены, достаточный для создания давления, равного $(0,5 \div 0,7) p_{\text{пл}}$ (рис. 6.26, а). После закачки пены скважина закрывается на время τ , достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным ($p_6 = \text{const}$), а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рис. 6.26, б):

$$P_{\text{заб}} = p_6 + p_{\text{г.п}} = \frac{4H\theta(\tau)}{D - d}, \quad (6.10)$$

где p_6 — давление на головке скважины (буфер); $p_{\text{г.п}}$ — гидростатическое давление столба пены высотой H ; $\theta(\tau)$ — статическое напряжение сдвига пены к моменту времени τ ; D, d — внутренний диаметр эксплуатационной колонны и наружный диаметр НКТ.

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени τ как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания нужного давления.

Суммарное гидростатическое давление столбов пены $p_{\text{гп}}$ и бурового раствора $p_{\text{гр}}$ (при полностью разрушенной структуре) должно превышать пластовое $p_{\text{пл}}$ в 1,2 раза, т.е. (рис. 6.26, в)

$$p_{\text{гп}} + p_{\text{гр}} = 1,2 p_{\text{пл}}.$$

В силу того, что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора, передается на забой и что произойдет "зависание" бурового раствора и пены, фактическое давление (рис. 6.26, г):

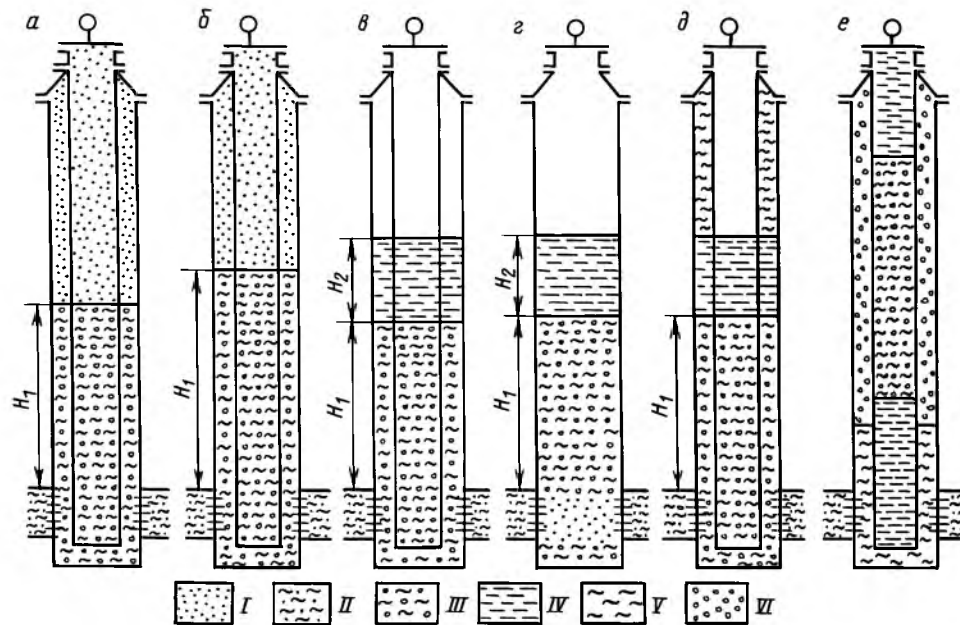


Рис. 6.26. Схема глушения скважины трехфазной пеной:
 I — газ; II — про-
 дуктивный пласт; III —
 трехфазная пена; IV —
 глинистый раствор; V —
 газоконденсат; VI —
 двухфазная пена

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{гп}} + P_{\text{гр}} - \frac{4H_1\theta_{\text{п}}(\tau'_1)}{D-d} - \frac{4H_2\theta_{\text{р}}(\tau')}{D-d} \leq P_{\text{пл}}. \quad (6.11)$$

Несмотря на то, что к моменту времени τ'_1 $P_{\text{заб}} \leq P_{\text{пл}}$, движения пены и бурового раствора не произойдет, так как после разрушения структуры пены и раствора $P_{\text{заб}}$ будет равно $1,2 P_{\text{пл}}$.

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ производится освоение скважины двухфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка конденсата 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. 6.26, d):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{гп}} + P_{\text{гр}} - \frac{4H_1\theta_{\text{п}}(\tau)}{d} - \frac{4H_2\theta_{\text{р}}(\tau)}{d} > P_{\text{пл}},$$

т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то, что время этого контакта незначительное, пена все-таки может проникнуть в пласт на незначительное расстояние. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины производится закачка газоконденсата (рис. 6.26, e).

Для того чтобы предотвратить проникновение пены в продуктивный пласт, суммарное давление столба пены $P_{\text{гп}}$ и давления на устье скважины $P_{\text{б}}$ должно равняться пластовому давлению $P_{\text{пл}}$:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{гп}} + P_{\text{б}} = P_{\text{пл}}. \quad (6.12)$$

Исходя из закупоривающих, реологических и других свойств трехфазной пены и промысловых исследований, рекомендуется следующая последовательность проведения работ при глушении скважин трехфазной пеной [34].

На глушение скважины составляется план, в котором указываются цель работы, краткие геолого-технические данные о скважине, необходимые материалы и техника, технология проведения работ и мероприятия по технике безопасности и безаварийному ведению работ.

Приготавливается пенообразующая жидкость, на 1 м^3 которой необходимо $100 \div 125$ кг бентонитовой глины и $10 \div 15$ л $30 \div 40$ %-ного водного раствора сульфонола. Объем глинистого раствора должен быть в 1,5 раза больше необходимого для

приготовления пены и жидкости для ее придавки. Приготовленный глинистый раствор (без сульфанола) оставляется на сутки для более полной диспергации глины. Через сутки глинистый раствор перемешивается цементировочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфанола, после чего раствор вновь перемешивается по закрытому циклу в течение 1÷1,5 ч.

Рассчитываются необходимые технологические параметры для проведения операции. Определяется объем пенообразующей жидкости, необходимый для приготовления пены из расчета, чтобы ее столб в условиях скважины создавал давление, составляющее 0,5÷0,7 от пластового по формуле

$$V_{\text{пж}} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{\text{пл}}}{\rho_{\text{пж}}} q + V_{\text{зум}}, \quad (6.13)$$

где $V_{\text{пж}}$ — необходимый объем пенообразующей жидкости, м³; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $\rho_{\text{пж}}$ — плотность пенообразующей жидкости, кг/м³; $V_{\text{зум}}$ — объем зумпфа, м³.

Определяется объем глинистого раствора, необходимого для закачки в трубное и межтрубное пространство с целью предотвращения перелива пены: для трубного

$$V_{\text{тр}} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{\text{пл}}}{\rho_{\text{пж}}} q_1; \quad (6.14)$$

для затрубного

$$V_{\text{затр}} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{\text{пл}}}{\rho_{\text{пж}}} q_2; \quad (6.15)$$

где q_1 — объем 1 м НКТ, м³; q_2 — объем 1 м межтрубного пространства, м³.

Определяется необходимая степень аэрации α_0 пены (рис. 6.27, 6.28). Определяется время, необходимое для прогрева пены, практически оно составляет 8÷10 ч. Рассчитывается режим работы агрегатов при приготовлении пены и закачки ее в скважину.

Приготовление пены и закачка ее в скважину осуществляются с помощью газоконденсатного эжектора. Степень аэрации пены в зависимости от давления и плотности показана на рис. 6.29.

Глушение осуществляется с использованием цементировочного агрегата, компрессора и эжектора. Для регистрации технологических параметров используется станция СКЦ-2М.

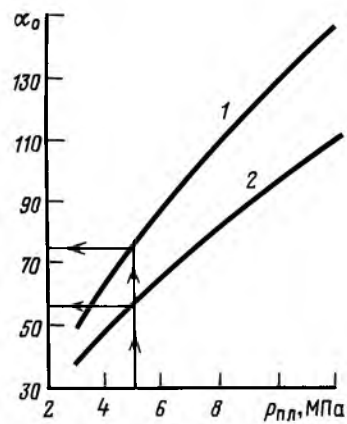


Рис. 6.27. Зависимость степени аэрации α_0 пены от пластового давления $p_{нл}$:
1 — степень аэрации при давлении $p - \alpha^2 - 2$; 2 — $\alpha^2 - 1,5$

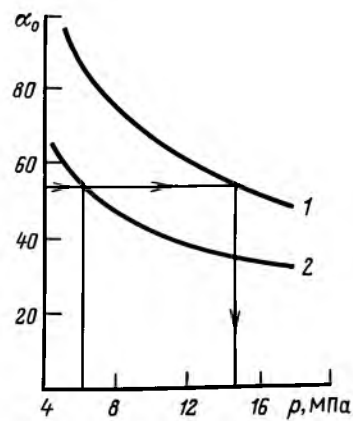


Рис. 6.28. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления p на выходе в эжектор:
1 — диаметр сопла 4,5 мм; 2 — диаметр сопла 5,6 мм

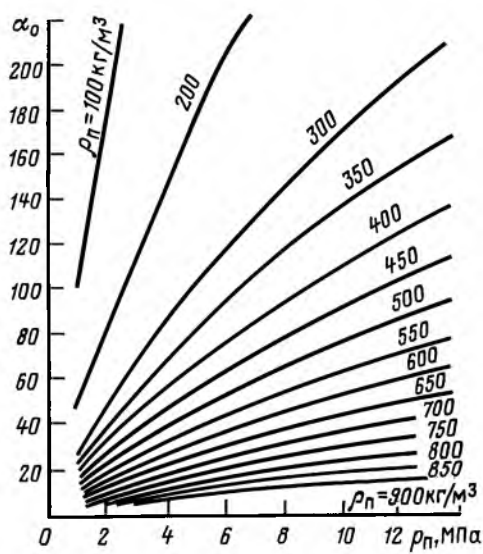


Рис. 6.29. Зависимость степени аэрации α_0 пены от ее плотности ρ_n и давления p_n

Перед глушением производится обвязка оборудования между собой и со скважиной; соединительные линии опрессовываются давлением, в полтора раза превышающим ожида-

емое рабочее; в межтрубном и трубном пространствах устанавливаются манометры. Скважина отключается от коллектора.

С целью удаления жидкости (воды, газоконденсата), скопившейся на забое, перед глушением скважину промывают двухфазной пеной. Для этого через скважину прокачивают $3\div 5 \text{ м}^3$ пенообразующей жидкости ($0,7\div 1 \%$ -ный раствор сульфонола), превратив ее в пену плотностью $100\div 300 \text{ кг/м}^3$ (при давлении закачки). Агрегат ЦА-320 работает при минимально возможных оборотах с одновременной работой компрессора.

Производится глушение скважины. При открытой задвижке на трубном (межтрубном) пространстве через эжектор прокачивается пенообразующая жидкость в объеме, равном $V_{\text{пж}}$ при давлении $p_{\text{затр}}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор. При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до значения $(0,3\div 0,5)p_{\text{пл}}$. После закачки пены закрывают скважину на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. В это время через $15\div 20$ мин фиксируется давление на трубном и межтрубном пространстве.

Давление в межтрубном поддерживается постоянным, равным $(0,3\div 0,5)p_{\text{пл}}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, производится снижение давления на трубном (межтрубном) пространстве путем выпуска газа в атмосферу. Давление снижается до появления на выкиде признаков пены.

В трубное (межтрубное) пространство закачивается глинистый раствор в объеме, определяемом из выражений (6.14) и (6.15). Одновременно производится выпуск газа в атмосферу из межтрубного (трубного) пространства.

Скважина оставляется на $2\div 4$ ч в закрытом состоянии, после чего сбрасываются газовые "шапки" из трубного и за-трубного пространств.

Производится демонтаж фонтанной арматуры. Осуществляется подъем НКТ и производятся ремонтные работы согласно плану. По окончании ремонта производится спуск НКТ и устье скважины оборудуется фонтанной арматурой.

Осуществляется освоение скважины двухфазной пеной. Приготавливается пенообразующая жидкость (на 1 м^3 пенообразующей жидкости в воде растворяется $7\div 10 \text{ кг}$ сульфонола). В трубное (межтрубное) пространство закачивается

5÷6 м³ газоконденсата для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины.

Эжектор обвязывается со скважиной, СКЦ-2М, 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 МПа закачку пенообразующей жидкости прекращают. Вытеснение двухфазной пены из скважины осуществляется компрессором.

Отрабатывают скважину на факел.

Производится исследование скважины и ввод ее в эксплуатацию.

Технология глушения скважин трехфазными пенами нашла промышленное внедрение на месторождениях Краснодарского края при осуществлении капитального и профилактического ремонтов скважин. Все скважины, которые глушились пенами, практически сразу после освоения вводились в эксплуатацию с дебитами не ниже доремонтных.

6.5. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Перед установкой цементного моста подбирают тампонажный материал и рецептуру его приготовления. Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, температура, давление гидроразрыва пласта, высота столба моста). Поэтому рекомендуют следующий выбор тампонажных материалов:

1. Облегченные цементы для получения растворов плотностью 1400÷1600 кг/м³ на базе тампонажного цемента для "холодных" и "горячих" скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90÷140 °С — ШПЦС-120 и для температур 160÷250 °С — ШПЦС-200.

2. Утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м³ на базе тампонажного цемента для "холодных" и "горячих" скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90÷140 °С — УШЦ-120; для температур 160÷250 °С — УШЦ-200.

Выбор состава смеси для цементирования скважин

Продолжение табл. 6.3

Состав смеси в частях			Содержание сухих веществ в 1 м ³ смеси (в т) при плотности тампонажного раствора, кг/м ³										
Цемент	Шлак	Глина	1720	1740	1760	1780	1800	1820	1840	1860	1880	1900	1920
1 3 6		1 1	1,18	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32	1,34
	1 3 6	1 1	1,185	1,200	1,210	1,225	1,240	1,256	1,265	1,281			

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью $1820 \pm 1850 \text{ кг/м}^3$ с водоцементным отношением 0,5. Причем начало схватывания при температуре $20 \pm 30^\circ\text{C}$ длится до 10 ч. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре 75°C схватывание цемента длится уже $1,5 \pm 2$ ч, что порой недостаточно при производстве тампонажных работ. Поэтому в зависимости от температуры применяют добавки реагентов: ССБ в количестве от 0,1 до 0,5 %, хроматы — от 0,1 до 0,5 %, ОК-ЗИЛ — от 0,1 до 0,5 % от массы цемента.

Для снижения водоотдачи тампонажных растворов в них вводят поливиниловый спирт — до 1 %, тилоза Н-20Р — до 1 % и др.

Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

В табл. 6.3 приведены данные для выбора состава смеси. По материалам специальных исследований в глубоких скважинах и статистической обработке фактических данных в б. ВНИИКРнефть разработана *методика расчета основных параметров* процесса установки цементных мостов с помощью колонны насосно-компрессорных труб.

Определение необходимых объемов цементного раствора, продавочной и буферной жидкостей

Если при установке цементных мостов не используются средства контроля за положением уровня тампонажного раствора в трубах, то расчет потребных объемов цементного раствора $V_{\text{ц}}$ и продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$ производится по следующим формулам:

$$V_{\text{ц}} = HS_{\text{к}} + V_{\text{тр}}(\Delta V + C_0 + C_2); \quad (6.16)$$

$$V_{\text{пр}} = CV_{\text{тр}}(1 - \Delta V), \quad (6.17)$$

где ΔV — относительный объем тампонажного раствора, оставаемого в заливочной колонне,

$$\Delta V = C_1 + C_3 + \frac{HS_{\text{тр}}}{V_{\text{тр}}}; \quad (6.18)$$

H — проектная высота моста, м; $S_{\text{к}}$, $S_{\text{тр}}$ — площадь соответственно проходного сечения в кольцевом пространстве и в трубах в интервале установки моста; $V_{\text{тр}}$ — внутренний объ-

ем заливочной колонны (НКТ); C — коэффициент, учитывающий несоответствие между расчетными и фактическими объемами заливочной колонны: при использовании бурильных и насосно-компрессорных труб $C = 1$; C_0 — коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонажного раствора в скважину; если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,03 \pm 0,04$; если используются — то $C_0 = 0$; C_1, C_2, C_3 — коэффициенты, учитывающие потери тампонажного раствора соответственно на стенках труб и при смешении с соседней жидкостью на 1-й и 2-й границах (табл. 6.4); при установке мостов с использованием верхней и нижней разделительных пробок коэффициенты C_1, C_2, C_3 принимаются равными нулю; при использовании только верхней пробки — нулю равны C_1 и C_3 .

При установке моста без разделительной пробки или второй порции буферной жидкости необходимо принимать условие

$$\Delta V \geq 0,065, \quad (6.19)$$

Таблица 6.4

Значения коэффициентов, учитывающих потери тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с раствором

Показатели	Обозначение коэффициентов	Для бурильных труб		Для НКТ	
		Тип буферной жидкости			
		Вода	Нет	Вода	Нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,008	0,029	0,002	0,011
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 1-й границе	C_2	0,023	0,037	0,012	0,02
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 2-й границе	C_3	0,017	0,03	0,011	0,02
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,02	—	0,02	—
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,4	—	0,4	—

а при их применении, но без средств контроля за движением тампонажного раствора

$$\Delta V \geq 0,048. \quad (6.20)$$

При установке мостов с использованием верхней разделительной пробки и средств контроля за ее движением условия (6.19) и (6.20) не учитываются.

Объем 1 порции буферной жидкости, закачиваемой перед тампонажным раствором, рассчитывается как

$$V_1 = C_4 V_{\text{тр}} + C_5 H S_{\text{к}}, \quad (6.21)$$

а объем 2 порции, нагнетаемой после цементного раствора, определяется из выражения

$$V_2 = C_4 V_{\text{пр}}, \quad (6.22)$$

где C_4 и C_5 — коэффициенты из табл. 6.4.

Величина V_2 входит в общий объем продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$.

Определение высоты цементного моста

Расчет высоты моста необходимо производить, исходя из условия обеспечения соответствующей герметичности, несущей способности и для случая забуривания нового ствола. Исследования [23] показывают, что оценочный расчет высоты моста может быть проведен. Так, при наличии между колонной и цементным камнем глинистой корки с предельным напряжением сдвига $46 \div 68$ мг/см² и толщиной корки $3 \div 12$ мм давление прорыва воды составляет $0,6 \div 1,8$ МПа на 1 м. Давление прорыва прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. В связи с этим высоту цементного моста рекомендуется определять по формуле

$$H_0 = p / [\Delta p], \quad (6.23)$$

где p — максимальная величина перепада давления, действующего на мост при его испытании или эксплуатации; $[\Delta p]$ — допустимый градиент давления (табл. 6.5).

Высота цементного моста, подошва которого находится выше забоя скважины или другой опоры, должна проверяться, исходя из условия обеспечения необходимой несущей способности по формуле

Таблица 6.5

Допустимый градиент давления при определении высоты цементного моста

Условия и способ установки моста	$[\Delta p]$, МПа/м
<i>В обсаженной скважине</i>	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	5
С применением моющих буферных жидкостей	2
Без скребков и буферных жидкостей	1
<i>В необсаженной скважине</i>	
С применением скребков и буферных жидкостей	2
С применением буферных жидкостей	1
Без скребков и буферных жидкостей	0,5

Таблица 6.6

Допустимые касательные напряжения для определения обеспечения необходимой несущей способности моста

Условия и способ установки моста	$[\tau]$, МПа
<i>В обсаженной скважине</i>	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	1
С применением моющих буферных жидкостей	0,5
Без скребков и буферных жидкостей	0,05
<i>В необсаженной скважине</i>	
С применением скребков и моющих жидкостей	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	0,05
Без буферных жидкостей	0,01

$$H'_0 = \frac{Q_m}{[\tau]\pi D_c} \geq H_0, \quad (6.24)$$

где Q_m — осевая нагрузка, создаваемая на мост колонной труб или перепадом давления p ; D_c — диаметр скважины; $[\tau]$ — допустимые касательные напряжения (табл. 6.6).

При забурировании нового ствола высота моста определяется из выражения

$$H = 18,5\sqrt{D_c / \alpha_i}, \quad (6.25)$$

где α_i — интенсивность искривления ствола, градус на 1 м.

При $\alpha_i = 0,1^\circ$ на 1 м формула (6.25) имеет вид

$$H = 58,6\sqrt{D_c}, \quad (6.26)$$

где размерность D_c и H дана в метрах.

Формула (6.25) выведена из условия, чтобы после забурирования нового ствола расстояние между ближними стенками старого и нового стволов было равно двум диаметрам скважины.

В табл. 6.7 приведены рекомендуемые значения высоты

Таблица 6.7

Рекомендуемые значения высоты моста при забуливании нового ствола

$D_{с'}$, м	$H_{м'}$, м	$D_{с'}$, м	$H_{м'}$, м
0,1	18,9	0,5	41,7
0,2	26,2	0,6	45,6
0,3	32,2	0,7	49
0,4	37,2	0,8	52,5

моста, определенные по формуле (6.26), а также высота моста H' , на которой при интенсивности искривления $\alpha_i = 0,1^\circ$ на 1 м происходит забуливание нового ствола.

Пример расчета установки цементного моста с целью ревизии колонной головки газовой скважины

Проведем расчет установки цементного моста в скважине глубиной 1050 м. Мост необходимо установить в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм над зоной фильтра в интервале 967÷947 м, т.е. высота моста 20 м. Внутренний диаметр колонны 144 мм. НКТ диаметром 89 мм (внутренний диаметр 76 мм) спущены на глубину 967 м.

1. Определим требуемый объем цементного раствора:

$$V_{цр} = H_{м}S_{эк} + V_{тр}(\Delta V + C_0 + C_2),$$

где $V_{цр}$ — объем цементного раствора, $м^3$; $H_{м}$ — высота моста, м; $S_{эк}$ — площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, $м^2$; $V_{тр}$ — внутренний объем НКТ, $м^3$; ΔV — относительный объем цементного раствора, оставляемого в НКТ, $м^3$,

$$\Delta V = C_1 + C_3 + \frac{H_{м}S_{тр}}{V_{тр}},$$

где C_1 и C_3 — коэффициенты потерь тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с продавочным раствором и промывочной жидкостью, $C_1 = 0,011$; $C_3 = 0,02$; $S_{тр}$ — площадь живого сечения НКТ, $м^2$; $V_{тр}$ — внутренний объем НКТ, $м^3$; $S_{тр} = 0,785 \cdot 0,076^2 = 0,0045$ $м^2$; $V_{тр} = S_{тр}H_{тр} = 0,0045 \cdot 967 = 4,35$ $м^3$; $S_{эк} = 0,785 \cdot 0,144^2 = 0,0163$ $м^2$,

$$\Delta V = 0,011 + 0,02 + \frac{20 \cdot 0,0045}{4,35} = 0,052$$
 $м^3$.

Тогда расчетный объем цементного раствора составит:

$$V_{\text{цр}} = H_m S_{\text{эк}} + V_{\text{тр}}(\Delta V + C_0 + C_2) = 20 \cdot 0,0163 + 4,35 \times \\ \times (0,052 + 0,04 + 0,02) = 0,813 \text{ м}^3.$$

Объем продажной жидкости, закачиваемый в НКТ, составит:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{тр}}(1 - \Delta V) = 4,35(1 - 0,052) = 4,124 \text{ м}^3.$$

Определим потребное количество сухого цемента

$$Q_{\text{ц}} = \frac{1}{1 + m} \rho_{\text{цр}} V_{\text{цр}} = \frac{1}{1 + 0,5} 1,8 \cdot 0,813 = 0,976 \text{ тс},$$

где m — водоцементное отношение, $m = 0,5$; $\rho_{\text{цр}}$ — плотность цементного раствора, $\rho_{\text{цр}} = 1,8 \text{ т/м}^3$; $V_{\text{цр}}$ — расчетный объем цементного раствора для установки моста, $V_{\text{цр}} = 0,813 \text{ м}^3$.

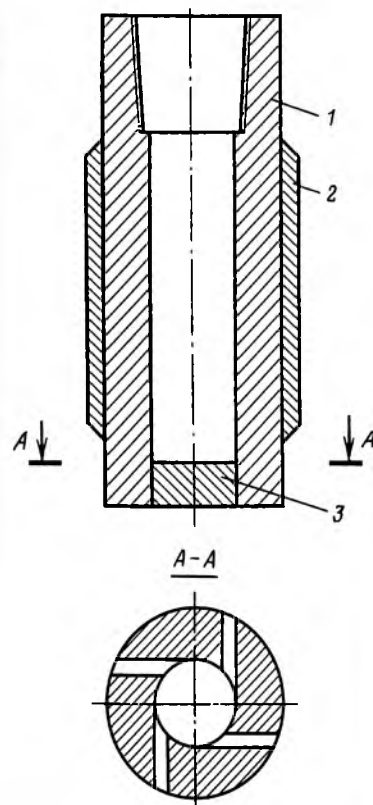
6.6. ОПЫТ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ ПРЕДПРИЯТИЯ "КУБАНЬГАЗПРОМ" С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТУРБУЛИЗАТОРА

Установка цементных мостов в глубоких скважинах часто оказывается неудачной. Одной из причин является низкая скорость (меньше 1 м/с) восходящего потока цементного раствора. Так как повысить скорость восходящего потока при закачке цементного раствора не всегда возможно, то применяют иные вспомогательные средства, позволяющие успешнее проводить установку мостов на больших глубинах. Одним из них является турбулизатор входящего в кольцевое пространство потока жидкости.

В Армавирском УБР в 1971 г. при установке мостов в глубоких скважинах был применен турбулизатор, что позволило увеличить коэффициент вытеснения и уменьшить степень смешения жидкостей. На рис. 6.30 изображен турбулизатор, представляющий собой специальный переводник с присоединительной резьбой и вторым заглушенным концом. По касательной и образующей переводника просверлены четыре отверстия диаметром 20 мм.

Технологией проведения операции на скважинах № 1 Северо-Казанской площади, № 2 и № 3 Казанской площади предусматривалась промывка ствола через турбулизатор с од-

Рис. 6.30. Турбулизатор:
 1 — корпус; 2 — стабилизатор;
 3 — заглушка



новременным вращением колонны труб с частотой 60 об/мин и подачей ее со скоростью 30 м/ч в интервале установки моста. Продолжительность промывки определялась двумя циклами.

Затворяемый шлакоцементный раствор закачивали для перемешивания в специальный передвижной мерник, оборудованный гидромешалкой. При установке мостов в качестве буферной жидкости использовалась вода с ССБ. Цементный раствор закачивали через бурильные трубы, оснащенные сверху квадратной штангой с вертлюгом. При выходе первой порции буферной жидкости из колонны труб последнюю начинали вращать с частотой 100÷120 об/мин и продолжали вращение до окончания продавки цементного раствора. Несмотря на низкие скорости восходящего потока

Таблица 6.8

Данные по скважинам, где при установке мостов применялись турбулизаторы

Номер скважины	Интервал установки моста, м	Диаметры, мм			Использованный объем цементного раствора, м ³	Плотность, кг/м ³		Скорость восходящего потока, м/с	Испытание под нагрузкой, т
		Долота	скважины	колонны труб		цементного раствора	глинистого раствора		
1 Северо-Казанская	3926 — — 3820	214	260	140	6,4	1900	1220	0,8	20
2 Казанская	3291 — — 3150	214	230	140	4,5	2020	1160	0,7	15
3 Казанская	3280 — — 3160	214	230	140	5	2170	1160	0,3	10

цементного раствора, все мосты выдержали испытание на прочность разгрузкой буровых труб.

В табл. 6.8 приведены данные по перечисленным скважинам, где применялись турбулизаторы.

6.7. УКРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЦЕМЕНТНО-СОЛЯРО-КЕРАМЗИТОВОЙ СМЕСЬЮ

Известные способы укрепления призабойной зоны цементно-песчаными и смолоспесчаными смесями имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что не всегда удается получить при выполнении одной операции два желательных результата — достаточно механически прочный камень, предотвращающий разрушение породы, и его удовлетворительную проницаемость, обеспечивающую поступление пластового флюида в скважину.

В значительной степени повысить эффективность работ можно, используя в качестве крепящего материала цементно-соляро-керамзитовую смесь (ЦСКС).

Для приготовления 1 м³ смеси требуется: цемента тампонажного 200 кг, жидкости для затворения цемента 0,16 м³, дизтоплива 0,5 м³, керамзита фракции 0,4÷2,5 мм 0,6 м³ (насыпных).

Состав жидкости затворения: ССБ 20 %-ной концентрации 2 л, дубовый экстракт 1 л, поверхностно-активное вещество ОП-10 — от 1 до 2,5 л, хлористый кальций — от 0,6 % при температуре пласта 65 °С до 2 % при 30 °С, воды 155 л.

ССБ и дубовый экстракт используются как пластификаторы цементного раствора, хлористый кальций — для компенсации влияния замедлителей на твердение цемента, каковыми в данном случае являются ССБ и дубовый экстракт.

Такая смесь устойчива при нормальных условиях до 1,5÷2 ч, но в скважине под повышенным давлением часть воды отфильтровывается в керамзит, и эмульсия теряет стабильность. Стабильность эмульсии характеризуется временем, в течение которого из смеси выделяется 20 % дизтоплива. Оставшегося количества достаточно для обеспечения подвижности, растекаемости смеси, которая должна составлять по конусу АЗНИИ 17÷19 см. За 40 мин ÷ 1 ч она может снизиться до 13 см, что является нижним пределом прокачиваемости смесей насосом.

В зависимости от состава и пластовой температуры смесь затвердевает через 1÷2 сут, образуя камень с прочностью на сжатие до 5,2 МПа и проницаемостью до 0,9 мкм².

Особенностью ЦСКС является высокая концентрация твердого наполнителя и возможность образования хорошо проницаемого камня, значительного в условиях призабойной зоны объема. Поэтому наиболее подходящими объектами для укрепления являются:

проработавшие длительное время скважины, призабойная зона которых сильно дренирована и имеет место ее разрушение с выносом породы на поверхность или образованием песчано-глинистых пробок в эксплуатационном забое;

частично обводняющиеся скважины, в которых наблюдается разрушение призабойной зоны;

скважины, в которых из-за разрушения пласта произошло нарушение эксплуатационной колонны в зоне фильтра.

До проведения основной операции по укреплению призабойной зоны проводят подготовительные работы.

Определяют для конкретного объекта необходимый объем крепящей смеси, подготавливают необходимые материалы, емкости объемом 1,5÷2 м³ в количестве 3 шт.

В зависимости от поглощающей способности пласта заполняют (глушат) скважину пластовой водой, соленым раствором или гидрофобной эмульсией.

Промывают скважину на 3÷5 м ниже фильтра эксплуатационной колонны.

Проверяют техническое состояние НКТ и спускают их на 5÷7 м выше интервала, подлежащего укреплению.

Обвязывают агрегаты со скважиной — один с межтрубным пространством, другой — с трубным. В их мерники набирают по 3÷4 м³ воды для продавки смеси и необходимых промывок скважины.

Опрессовывают все нагнетательные линии давлением на 15÷20 МПа.

Приготовление крепящей смеси производят непосредственно перед закачкой в скважину в следующей последовательности.

Согласно указанной рецептуре готовят жидкость для затворения цемента в объеме 160 л из расчета получения 1 м³ крепящей смеси. При непрерывном перемешивании агрегатом в нее вводят 200 кг цемента. В полученный цементный раствор закачивают 0,5 м³ дизтоплива и тщательно в течение 5÷7 мин перемешивают до образования равномерной консистенции цементно-эмульсионного раствора. В него при непрерывном перемешивании вводят 0,6 м³ керамзита фракции 0,4÷2,5 мм. Весь процесс приготовления смеси должен продолжаться 20÷30 мин.

Полученную цементно-соляро-керамзитовую смесь сразу же закачивают по НКТ в призабойную зону.

После 1÷3-суточного отверждения разбуривают стакан до нижних дыр перфорации и осваивают скважину плавным запуском.

При неудовлетворительном притоке газа из пласта надо установить в зоне фильтра соляно-кислотную ванну.

Способ укрепления призабойной зоны с использованием ЦСКС нашел широкое применение на Ладожском, Каневском, Петровско-Благодарненском и других месторождениях Северо-Кавказского региона.

6.8. ЧИСТКА ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК

При эксплуатации скважин в них вместе с газом поступает и песок. Наличие песка осложняет эксплуатацию по той причине, что образующаяся на забое песчаная пробка, перекрывая фильтр, снижает дебит. Для очистки призабойной зоны от песка необходимо промыть ее. Плотность промывочной жидкости и ее качество выбирают в зависимости от пластового давления и состояния призабойной зоны. Это может быть и глинистый раствор с низкой водоотдачей, а следовательно, с

высокой стабильностью, и меловая суспензия на водном растворе КМЦ, плотность которой может быть от 1050 до 1300 кг/м³, и с условной вязкостью до 300 с, а также гидрофобные эмульсии с эмульгатором РЭМ. Плотность последних может колебаться от 900 до 1300 кг/м³.

После того как скважина будет заглушена, производят монтаж оборудования и подъемного агрегата. Снимают фонтанную арматуру и работы по очистке призабойной зоны проводят следующими способами:

- промывкой забоя скважины жидкостью глушения;
- разбуриванием песчаной пробки долотом.

Выбор того или иного способа зависит от состава пород, образующих пробку, и от ее крепости. Если установлено, что песчаная пробка на забое неплотная, рыхлая, то в этом случае можно попытаться промыть забой скважины жидкостью глушения прямой промывкой. Под прямой промывкой подразумевается нагнетание жидкости через вертлюг и спущенные в скважину НКТ.

Струя жидкости, поднимаясь по затрубному пространству, захватывает размытый песок и через боковой отвод крестовины выносит на поверхность. В процессе промывки, углубляя НКТ, необходимо следить за давлением и, если оно станет повышаться, приподнять колонну труб на 1,5÷2 м, не прекращая при этом циркуляцию жидкости. Затем снова начать спуск с промывкой до тех пор, пока НКТ не дойдут до искусственного забоя. В случае, если таким способом песчаную пробку размыть не удастся, ее разбуривают долотом на бурильных трубах.

Плотность промывочной жидкости необходимо определять на протяжении всего времени работы, так как разбуриваемый (размываемый) песок в какой-то степени может увеличивать плотность.

6.9. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ СТАЛЬНЫХ ПЛАСТЫРЕЙ

В современной отечественной и зарубежной нефтегазодобывающей отрасли одним из эффективных методов ремонта негерметичных обсаженных скважин является установка стальных гофрированных пластырей на дефект обсадных колонн с использованием специальных транспортных устройств [26,

35]. В отечественной практике известны устройства типа ДОРН-1, ДОРН-2 [35], которые обеспечивают транспортирование и установку стальных пластырей на дефект в обсадных колоннах. В настоящее время создано и испытано устройство ДОРН-3М, которое имеет принципиальное отличие от устройств ДОРН-1 и ДОРН-2, установка стального пластыря в нем обеспечивается по схеме сверху вниз. Это отличие позволяет следующее:

- исключить попадание металлических предметов и твердых веществ между обсадной колонной и пластырем в процессе его установки и, следовательно, повышать коэффициент успешности ремонта;

- использовать пластыри предпочтительно с нулевым и отрицательным периметрами;

- устанавливать пластыри без осевой (растягивающей) нагрузки на инструмент (насосно-компрессорные или бурильные трубы);

- не применять левые резьбы и аварийные отвороты в устройствах;

- работать с минимально необходимым избыточным давлением жидкости в системе, а значит, и минимальной радиальной нагрузкой на дорнирующую головку при проходах ее в пластыре, что обеспечивает благоприятные условия ремонта скважин с длительным периодом эксплуатации и значительной коррозией обсадных колонн;

- ликвидировать незначительное смятие обсадной колонны в местах посадки устройства (инструмента); в этом случае необходимо работать только дорнирующей головкой без пластыря;

- применять данное устройство предпочтительно для ремонта скважин с дефектами на глубине 1000 м и более.

Техническая характеристика ДОРН-3М

Шифр устройства.....	Д140-3М	Д146-3М	Д168-3М
Диаметр ремонтируемой обсадной колонны, мм.....	140	146	168
Рабочая среда.....	Нефть, буровой раствор, вода		
Температура среды, °С, до.....	130	130	130
Рабочий осевой ход дорнирующей головки, км, не более	1500	1500	1500
Максимальное избыточное рабочее давление в устройстве, МПа, не более.....	25	25	25
Наружный диаметр дорнирующей головки, мм.....	112	116	133
Рабочий радиальный ход калибрующих элементов (секторов), мм, не более.....	6,5	7	8

Толщина стенки пластыря (допускаются отклонения по толщине стенки, уста- новленные действующими стандартами на точность изготовления труб), мм.....	3	3	3
Длина заготовки пласты- ря, мм.....	8000	8000	8000
Материал пластыря.....	Сталь 10,	сталь 20,	ГОСТ 1050—74
Длина устройства, мм.....	17 370	17 200	17 200
Масса устройства без плас- тыря, кг.....	280	320	360
Присоединительный размер....	Резьба муфт НКТ 73 мм, ГОСТ 633—80		

Устройство (рис. 6.31) состоит из пяти отдельных узлов: циркуляционного клапана 9, силового цилиндра 10, подвижной дорнирующей головки 1, связующей полой штанги 2 и основного (нижнего) упора 6. Пластырь 3 монтируется на штангу 2 между дорнирующей головкой 1 и основным (нижним) упором 6. Силовой цилиндр 10 выполнен из трех рабочих и одного холостого цилиндров, поршней, соединенных между собой штоками, и регулируемого упора. Дорнирующая подвижная головка 1 включает в себя полый стержень с радиальным отверстием, составной корпус с отверстием, камерами и уплотнительными элементами, конусный пуансон, калибрующие сектора, кожух, самоуплотняющуюся манжету, обоймы, гайки, переводники.

Связующая полая штанга 2 состоит из стержня 8, на котором размещены промежуточные упоры пластыря 7. Число промежуточных упоров определяется по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{L - (0,5 + 0,3)}{S} - 1,$$

где $N_{\text{п}}$ — число промежуточных упоров; L — общая длина пластыря, м; S — шаг рабочего хода дорнирующей головки, $S = 1,5$ м; $0,5 \div 0,3$ — технологический отрезок пластыря, расширяемый дорнирующей головкой весом инструмента, м.

Основной (нижний) упор 6 выполнен в виде конуса с пазами, в которых на шарнирах с подпружиненными лепестками расположены упорные пластины пластыря, при этом в рабочем состоянии они занимают положение перпендикулярно к образующим пластыря, контактируя одним концом с его торцом, другим — с уступами пазов в конусе, а в транспортном — заподлицо в пазах конуса — пуансона. Такая конструкция упора позволяет в случае аварийной ситуации извлечь устройство без оставления его элементов в скважине, продолжить без подъема на поверхность расширение и калибровку пластыря до качественного (полного) сопряжения его со стен-

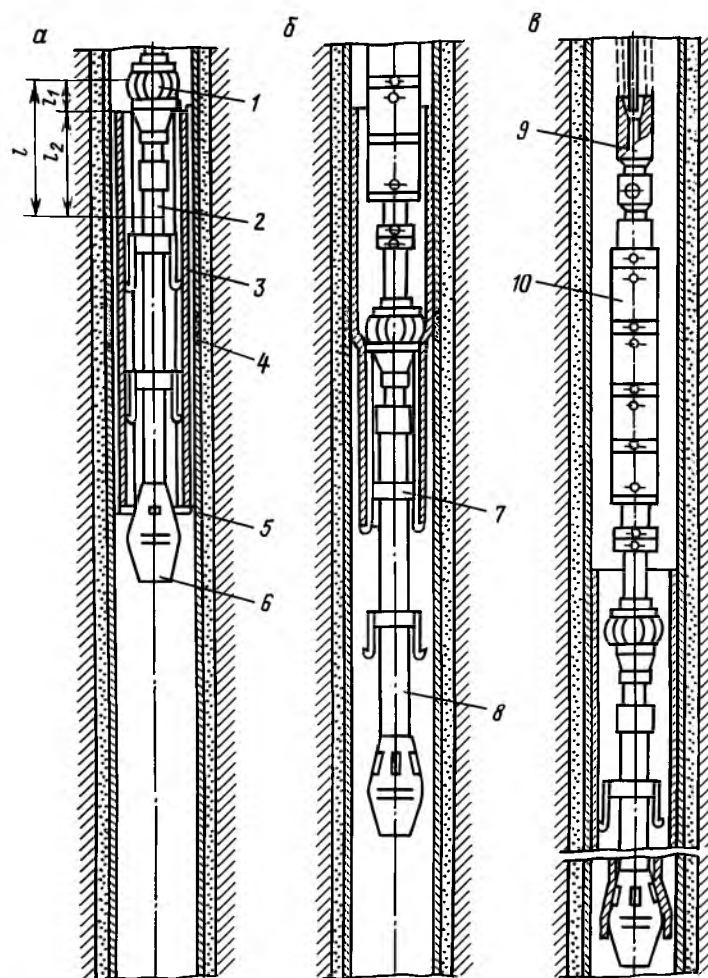


Рис. 6.31. Устройство для установки металлических пластырей в колонне труб ДОРН-ЗМ

кой обсадной трубы или после устранения неполадок вновь опустить в скважину для качественного окончания операции. Циркуляционный клапан 9 состоит из корпуса, переходника, фильтров, сбивного пальца, шара.

В устройстве могут быть использованы и клапаны других типов, которые обеспечивают заполнение жидкостью труб при спуске и сливе ее при подъеме. Дорнирующая головка

устройства снабжена стопорным срезным штифтом, предупреждающим преждевременное расширение пластыря при спуске его в скважину. Устройство комплектуется стержнем (ломиком) диаметром 25 мм, длиной 2 м для открытия отверстия в циркуляционном клапане 9 перед подъемом инструмента.

Принцип работы устройства

Для спуска в скважину устройство в сборе с пластырем комплектуется из двух частей: первая включает в себя дорнирующую головку 1, полуштуангу 2, упор 6, пластырь 3; вторая — циркуляционный клапан 9, силовой цилиндр 10.

Первая часть опускается в скважину и соединяется со второй над устьем через переводник, а дорнирующая головка 1 фиксируется от осевого перемещения регулируемым упором силового цилиндра 10. Устройство в сборе с пластырем опускается в скважину так, чтобы середина пластыря 3 была ориентирована на дефект 4 обсадной колонны 5 (рис. 6.31, а). Если длина пластыря более допустимой высоты подъема агрегатом, то пластырь в сборе со штуангой спускают в скважину по частям и сваривают их над устьем по соответствующей технологии. Расширение пластыря 3 до сопряжения с внутренней стенкой обсадной колонны 5 для перекрытия нарушения 4 осуществляется продавливанием дорнирующей головки 1 через пластырь силовым цилиндром 10, при этом предварительное расширение пластыря обеспечивается конусным пуансоном дорнирующей головки, а окончательное, до полного контакта с обсадной колонной — калибрующими секторами дорнирующей головки (рис. 6.31, б).

Заход калибрующих секторов в пластырь на отрезке l_1 осуществляется без избыточного давления жидкости в головке. После захода калибрующих секторов в пластырь жидкость поступает в камеру, а затем в полость самоуплотняющейся манжеты, что обеспечивает радиальный ход калибрующих секторов. Рабочее избыточное давление жидкости на калибрующие сектора поддерживается на отрезке l_2 — хода дорнирующей головки под давлением. После первого шагового рабочего хода $l_x = l_1 + l_2$ дорнирующей головки давление в системе необходимо снизить до нуля и инструмент осадить вниз (зарядить) на величину хода головки — 1500 мм. В это время первый промежуточный упор 7 выходит из пластыря и удерживает его от сдвига. Затем вновь создают рабочее давление жидкости в системе, и процесс продавливания дорнирую-

щей головки в пластыре повторяется на величину ее рабочего хода. Таким образом, продавливание дорнирующей головки повторяется циклами до выхода ее из пластыря. При этом оставшийся нерасширенным нижний участок пластыря после выхода из него последнего промежуточного упора расширяется головкой с частичным использованием веса инструмента. При недостаточном весе его для продавливания головки давление в системе может быть снижено (при необходимости до нуля). В этом случае работает только конусный пуансон дорнирующей головки.

Устройство (рис. 6.31, в) позволяет осуществить повторные проходы (калибровку) установленного пластыря дорнирующей головки с давлением, используя частично вес инструмента по технологии работы сверху вниз или снизу вверх (если общий расчетный вес соответствует прочностным характеристикам инструмента и подъемного агрегата). При этом необходимо учитывать, что осевая нагрузка на инструмент в процессе калибровки значительно снижается (на 30÷70 % в зависимости от давления в головке) в сравнении с нагрузкой, полученной при начальном расширении пластыря.

В случае невозможности протянуть дорнирующую головку через пластырь вниз (недостаточен вес инструмента, не сработал промежуточный упор, не повышается в системе давление или другая аварийная ситуация) продолжение операции по установке пластыря в обсадной трубе обеспечивается наличием в устройстве конусного упора, который своим конусом — пуансоном при подъеме инструмента расширяет оставшуюся часть пластыря снизу вверх. При этом давление в системе снимается. Затем под давлением производится протягивание дорнирующей головки через пластырь (калибровка) как сверху вниз весом инструмента, так и снизу вверх подъемом его. Если калибровка не удастся из-за несохранности избыточного давления в системе, то устройство извлекается на поверхность, устраняются неполадки и операция калибровки пластыря повторяется спуском в скважину только одной дорнирующей головки. Заполнение жидкостью труб и устройства при спуске в скважину и слив ее при подъеме осуществляются через циркуляционный клапан 9.

Перед подъемом устройства на поверхность в циркуляционный клапан опускается стержень (ломик), который срезает сбивной палец и открывает отверстия для слива жидкости.

В 80-х годах в целях восстановления герметичности колонн, а также отключения малодебитных продуктивных пластов в ТатНИПИнефти были разработаны стальные профиль-

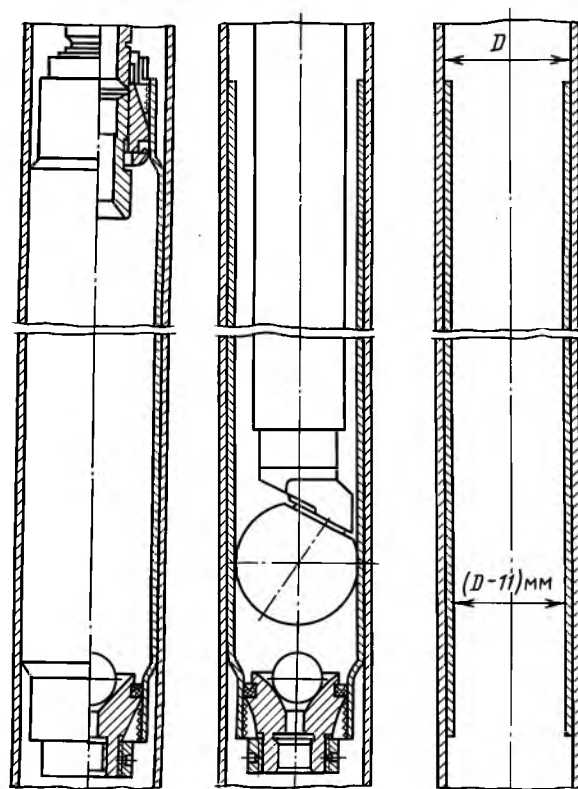


Рис. 6.32. Схема восстановления герметичности обсадных колонн с помощью профильных перекрывателей с применением развальцевателя

ные перекрыватели диаметром 146 и 168 мм [26]. Перекрыватель представляет собой профильную двухканальную трубу с цилиндрическими концами, в которых с одной стороны крепится башмак, а с другой — устройство для спуска перекрывателя в скважину. Профильная труба имеет длину $8\div 10$ м, толщину стенок 5 мм, изготавливается из стали марки 10.

Башмак, профильная труба и устройство для спуска перекрывателя в скважину образуют гидравлическую камеру. В эту камеру через колонну НКТ закачивают жидкость, создавая давление до $16\div 18$ МПа, под действием которого профильная часть перекрывателя выправляется и плотно прижимается к стенкам колонны (рис. 6.32). Перед тем, как спустить перекрыватель с устройством, колонну в интервале на-

рушения герметичности прорабатывают гидромеханическим расширителем. Шаблонируют эксплуатационную колонну и НКТ. Перекрыватель спускают в скважину и устанавливают против места нарушения герметичности колонны по реперу. В колонну НКТ сбрасывают шар и закачивают жидкость. В момент посадки шара в седло в полости перекрывателя создается внутреннее избыточное давление, под действием которого перекрыватель выправляется и закрепляется в колонне. Затем колонну НКТ отсоединяют от перекрывателя и поднимают. На бурильных трубах спускают развальцеватель, создают через него циркуляцию жидкости и при вращении его ротором с частотой $1,0 \text{ с}^{-1}$ и при нагрузке $50 \div 70 \text{ кН}$ развальцовывают цилиндрические концы и недожимы перекрывателя, а также разрушают его башмак. При этом паста, нанесенная на наружную поверхность профильной трубы, уплотняется и достигается герметизация эксплуатационной колонны.

6.10. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ (НГВП)

Контроль за поступлением пластового флюида в скважину в процессе промывки (бурения) осуществляется по увеличению объема бурового раствора в приемной емкости, газосодержания в растворе, снижению плотности раствора, повышению скорости восходящего потока (прямые признаки) и изменению параметров раствора (косвенные признаки).

Увеличение объема притока пластового флюида в ствол скважины не должно превышать допустимую величину $V_{\text{доп}}$, которую устанавливают равной половине предельного объема $V_{\text{пр}}$, но не более $1,5 \text{ м}^3$.

Предельный объем определяют по формулам [3]:
газообразный флюид

$$V_{\text{пр}} = \frac{[p]SK}{10^{-6}(\rho - \rho_r)gHp_{\text{пл}}} (10^{-6} \rho g(H - h) + [p] - p_{\text{пл}} - \Delta p);$$

жидкий флюид

$$V_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{мин}}}{10^{-6}(\rho - \rho_{\text{ф}})g} (10^{-6} \rho gH + [p_y]_{\text{мин}} - p_{\text{пл}} - \Delta p),$$

где $[p]$ — допустимое внутреннее давление в рассматриваемом сечении, МПа; $[p_y]_{\text{мин}}$ — наименьшее из допустимых дав-

лений на устье, МПа; S — площадь поперечного сечения газовой пачки, м^2 ; $S_{\min}$ — наименьшая площадь поперечного сечения затрубного пространства, м^2 ; K — коэффициент, учитывающий изменение температуры и сжимаемости газов с глубиной; ρ — плотность бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа в рассматриваемом сечении, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{ф}}$ — плотность флюида, $\text{кг}/\text{м}^3$; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; H — глубина залегания проявляющего пласта, м; h — глубина нахождения рассматриваемого сечения, м; Δp — превышение забойного давления над пластовым (согласно правилам безопасности), МПа.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида:

изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других емкостей;

уменьшают поверхность зеркала приемной емкости установкой перегородки;

устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;

корректируют положение исходного уровня на объем введенных добавок при обработке и утяжелении раствора.

При промывках после прекращения бурения проявление распознают по прямым признакам — увеличению объема бурового раствора в приемных емкостях, повышению расхода жидкости на выходе из скважины, повышению газосодержания в растворе.

Проявление, начавшееся в процессе подъема труб из скважины, распознают по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство, по сравнению с объемом металла труб, извлекаемых из скважины, и бурового раствора, оставшегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если при подъеме труб будет установлено, что объем доливаемой жидкости уменьшился по сравнению с соответствующим контрольным замером на величину $V_{\text{доп}} = \frac{1}{4} V_{\text{пр}}$, но не более 1 м^3 , то необходимо остановить подъем и немедленно приступить к ликвидации начавшегося проявления. В процессе спуска труб в скважину начавшееся проявление распознают по увеличению объема в приемной емкости бурового раствора против расчетного объема вытеснения $V_{\text{в}}$.

Фактический объем вытесняемого бурового раствора определяют по контрольным измерениям во время спуска труб по методике, аналогичной для подъема труб, и заносят в таблицу. Если фактический объем не определился, то за кон-

Таблица 6.9

Объем жидкости $V_{\text{доп}}$ для долива скважин при подъеме труб

Тип и условный размер труб	$V_{\text{доп}}, \text{ л/м}$	$V_{\text{доп}}, \text{ л/10 м}$	$V_{\text{доп}}, \text{ л/100 м}$	$V_{\text{доп}}, \text{ л/1000 м}$	Площадь проходного канала, м^2	Площадь поперечного сечения трубы, м^2
НКТ 73 × 5,5 мм	1,165	11,65	116,5	1165	0,00301	0,00418
НКТ 89 × 6,5 мм	1,694	16,94	169,4	1694	0,0045	0,0062
Бурильные трубы 73 × 9 мм	1,81	18,1	181	1810	0,00237	0,0048
Бурильные трубы 89 × 9 мм	2,26	22,6	226	2260	0,00396	0,0062

трольный объем вытесняемого раствора принимают расчетный объем металла труб, увеличенный на 1÷4 %. Объем вытесняемой жидкости сверяют с контрольным объемом после спуска каждых 10 труб. Увеличение объема в приемной емкости на $1/4 V_{\text{пр}}$ против контрольного объема указывает на начало проявления.

В табл. 6.9 приведены данные объема жидкости для долива скважины при подъеме труб.

6.11. МЕЖКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ ГАЗА И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Негерметичность обсадных колонн может возникнуть в результате ряда факторов (природных, технологических, технических и др.). Наиболее типичными природными факторами являются нарушение массива горных пород трещинами и разрывами, низкая прочность горных пород. К техническим факторам можно отнести нарушения герметичности обсадных колонн, недостатки в конструкции колонной оснастки, стыкующих устройств и т.д.

Основными технологическими факторами, влияющими на степень герметизации заколонного пространства, являются недостатки применяемых способов цементирования, особенности вытеснения буровых растворов тампонажными. Так, при наличии поглощающего горизонта цементный раствор

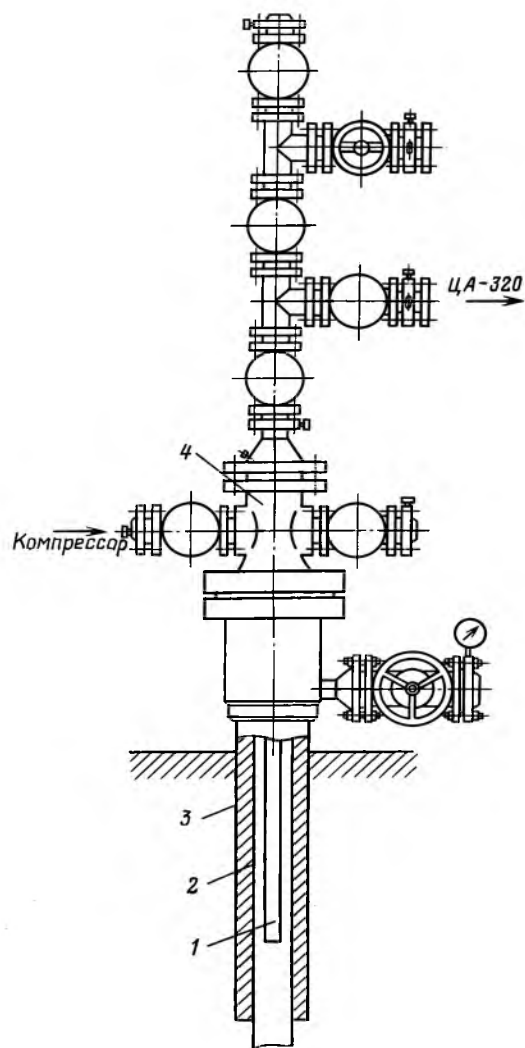


Рис. 6.33. Схема обвязки скважины компрессором и цементировочным агрегатом с целью обнаружения негерметичности в эксплуатационной колонне путем снижения уровня бурового раствора:
 1 — НКТ; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — техническая колонна; 4 — трубная головка (крестовина) АФК

часто не удается поднять до проектной высоты при определенной плотности тампонажного раствора, несмотря на регулирование его фильтрационных и реологических свойств, и в этом случае применяют пакеры двойные муфтовые (ПДМ), а также муфты ступенчатого цементирования (МСЦ).

Для правильного выбора способа устранения межколонных перетоков газа надо знать причину его миграции, т.е. ус-

тановить, идет ли газ из пласта на поверхность по заколонному пространству, заполненному цементным камнем, или же перетоки происходят в результате неплотности резьбовых соединений труб.

Существует ряд методов определения межколонных перетоков газа. Например, с помощью геофизических методов, таких, как нейтронный гамма-каротаж (НГК), термометрия, шумометрия и др. Однако при незначительных перетоках газа этими способами не всегда удается выявить перетоки. На Краснодарском ПХГ на первой стадии работ по выявлению причин перетоков газа применялся метод снижения уровня глинистого раствора в скважине следующим образом: после глушения скважины водой с последующим переходом на глинистый раствор соответствующей плотности, убедившись, что межколонные давления отсутствовали, подключали к затрубному пространству компрессор, а трубное соединяли жесткой линией с мерником цементировочного агрегата.

Долив скважину до устья, начинали закачку воздуха компрессором в затрубное при открытом трубном (рис. 6.33) до получения в мернике агрегата 100 л раствора. Это означало, что уровень в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм снизился на 12,5 м. Закрыв трубное, продолжали нагнетать воздух компрессором в затрубное до давления 5 МПа. Делали выдержку 10 мин с контролем давления в межколонном и затрубном пространствах. Открыв трубное, принимали в мерник еще 200 л раствора. Уровень при этом уже снижался до 37,5 м. Снова закрывали трубное, контролируя в течение 10 мин давление в межколонном пространстве. Эту операцию последовательно продолжали до тех пор, пока в межколонном пространстве появлялось давление. Перед началом работ составляли по данным испытаний исследуемой скважины таблицу по нижеприведенной форме, а после каждого вытеснения объема раствора в таблицу вносили глубину опорожнения затрубного пространства нарастающим итогом:

Объем вытесненного раствора, л	Единовременный						
	100	200	200	200	200	200	200
	Суммарный						
	100	300	500	700	900	1100	1300
Снижение уровня жидкости, м	Единовременного						
	12,5	25	25	25	25	25	25
	Суммарного						
	12,5	37,5	62,5	87,5	112,5	137,5	162,5

Из существующих способов уплотнения резьбовых соединений труб в газовых скважинах на Краснодарском ПХГ применяются: закачка герметизирующих составов (полимеров) как с наполнителями, так и без них, закачка СБС (соляро-бентонитовая смесь), КОФС (кубовый остаток фурфуролового спирта) с соляной кислотой, а также спуск пакеров на НКТ ниже места установки ПДМ и перевод скважин на пакерную эксплуатацию.

При закачке герметизирующих составов в качестве основного сырья применяется омыленный таловый пек (ОТП) в виде раствора концентрацией от 18 до 25 % (мас.) и водный раствор хлорида кальция или магния. По данным авторов этого способа [10], механизм обработки заключается в том, что при контакте герметизирующего состава с солевым раствором мгновенно протекает реакция высаливания ОТП с образованием герметика, который за счет сил адгезии покрывает поверхности пор и трещин.

Полученный продукт, как утверждают авторы [10], химически устойчив до температуры 280 °С. Реализация способа проводится следующим образом: открывают задвижку межколонного пространства и стравливают давление за сутки до обработки. Приготавливают водный раствор талового пека 25 %-ной концентрации. После полного растворения в подогретой до 40÷80 °С воде цементировочным агрегатом отбирают 300 л ОТП. После 3÷4 мин ожидания продувают затрубное пространство и закачивают в него водный раствор хлористого кальция в количестве 500 л. Через каждые 15÷20 мин продувают скважину через затрубное до появления вязкоупругого продукта на устье. Закрывают задвижки на затрубном и межколонном и ведут наблюдение за межколонным давлением. Если же определено, что газ поступает в межколонное пространство в верхней части колонны и расход газа составляет 30 м³/сут и более, то готовят ОТП как и в первом случае, но в приготовленный раствор ОТП вводят наполнитель (мел) в количестве 1 % (мас.). Для образования вязкоупругого продукта в верхней части колонны закачку жидких компонентов ведут агрегатами одновременно. Через сутки на скважине производят продувку до появления на устье следов вязкоупругого продукта.

В отличие от рекомендаций авторов этого метода на ПХГ в некоторых случаях межколонное оставляли открытым. Причем на задвижку межколонного ставили фланец с патрубком и шлангом диаметром 15 мм. Шланг опускали в ведро с водой, где в первое время наблюдалось бурление газа. На вто-

рой день бурление прекращалось, так как закачанные компоненты, образовав герметик, затягивались выходящим газом через неплотности в колонне и тем самым герметизировали эти неплотности.

При пропусках газа в ПДМ в скважинах ПХГ устанавливают на НКТ ниже ПДМ пакеры механические якорного типа. Над пакером устанавливают циркуляционный клапан такой конструкции, чтобы после распаковки и установки фонтанной арматуры, закачивая воду или облегченный раствор для вызова притока, из затрубного пространства выходил раствор. Пакер опрессовывают закачкой глинистого раствора в затрубное. При этом из трубного раствор выходить не должен, так как клапан должен закрыться.

Надо отметить, что из 28 скважин, оборудованных пакерами, с ростом пластового давления в газохранилище в 17 из них в затрубном появлялось давление. Причиной этому являются пропуски газа в резьбовых соединениях НКТ и эксплуатационной колонны в верхней ее части, что свидетельствует об отсутствии жидкости при выпуске газа из затрубного пространства. Об этом же свидетельствуют и высокие темпы набора давления в затрубном пространстве. При снятии кривых восстановления межколонных давлений в различных скважинах видно, что характер при перетоках газа через резьбовые соединения значительно отличается от кривых восстановления давления при перетоках, связанных с негерметичностью заколонного пространства, заполненного цементным камнем.

При перетоках газа через резьбовые соединения темп нарастания заколонного давления во времени имеет определенную постоянную закономерность (рис. 6.34), в то время как при перетоках по заколонному пространству, заполненному цементом, эта кривая с течением времени меняется (рис. 6.35). Это можно объяснить тем, что при перетоках газа по причине негерметичности резьбовых соединений размеры образовавшихся каналов, по которым проходит газ, не меняются, а поэтому их пропускная способность будет постоянной. В таких условиях нарастание межколонного давления во времени после закрытия задвижки будет определяться пропускной способностью и объемом межколонного пространства, которое заполняется газом. Чем больше пропускная способность и меньше объем межколонного пространства, тем меньше требуется времени на восстановление межколонного давления (см. рис. 6.34).

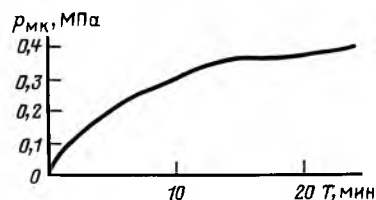


Рис. 6.34. Нарастание межколонного давления при перетоках газа через резьбовые соединения эксплуатационной колонны

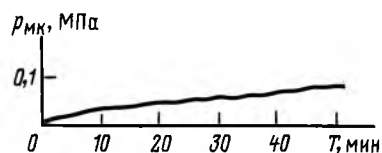


Рис. 6.35. Восстановление межколонного давления при перетоках газа по каналам между цементным камнем и колонной

При перетоках по причине негерметичности межколонного пространства, заполненного цементным камнем, газ проходит путь от продуктивного пласта до устья скважины. При этом газ поступает по системе каналов как в самом цементном камне, так и по контактам стенки колонна — цементный камень. В результате этого пропускная способность каналов будет изменяться так, как показано на рис. 6.35.

Большая работа в этой области проведена СевКавНИПИгазом (Ставрополь), где в результате газодинамических исследований межколонного пространства скважин Карачаганского НКГМ, Северо-Ставропольского, Песчано-Умьского и Елшано-Курдюмского ПХГ разработана инструкция, включающая ряд методических приемов и способов исследования межколонных флюидопоявлений [16]. Так, при исследовании связи межколонного и затрубного пространств рекомендуется изменять давление в затрубном пространстве (ЗТП) и регистрировать изменение давления в межколонном пространстве $p_{мк}$. Изменять давление в затрубье можно путем кратковременного прекращения подачи (отбора) газа в скважину.

Если при изменении давления в затрубье отмечается синхронное (или с некоторым запаздыванием) изменение $p_{мк}$, то связь между ЗТП и МКП существует.

Авторами работы [16] для проведения исследования определения дебита постоянного притока и объема межколонного пространства скважины, свободного от цемента, предлагается следующая обвязка, включающая:

разработанный в СевКавНИПИгазе рециркуляционный сепаратор, совмещенный с ДИКТ-2, для исследования МКП (объем 10 л, производительность по газу 1000 м³/сут);

газовые счетчики с верхними пределами измерения от 100 до 0,4 м³/сут (РГ-100, РГ-40, ГСБ-400);

образцовые манометры, устанавливаемые до и после ДИКТ-2.

При неизвестном дебите флюида на входе сепаратора устанавливается штуцер диаметром 2 мм, а на ДИКТ-2 — диафрагма 3 мм и подключается газовый счетчик с максимальным пределом измерения. В процессе выпуска газа по мере падения давления в МКП производится замена на счетчик с меньшим пределом измерения до получения величины дебита постоянного притока из МКП.

В качестве комплексного устройства, сочетающего в себе высокоточные (до 0,01 МПа) аналоговые манометры и термометры, прибор замера расхода газа в широком диапазоне дебитов и устройства непрерывной записи, предварительной обработки и хранения информации с возможностью последующей передачи на компьютер, используется разработанный ВНИИгазом замерной диагностический комплекс "Стрела 001", "Стрела 002". Данный прибор позволяет с интервалом в секунды и более фиксировать давление в нескольких точках, температуру, расход газа и суммарный объем стравливаемого газа.

После подготовки аппаратуры и химической посуды для отбора проб жидкости и газа на химический анализ, а также термометра и секундомера приступают к выпуску флюида до полного прекращения его выхода или установления постоянного дебита. Время выпуска может составлять от нескольких минут до 2+3 сут в зависимости от объема свободного пространства МКП, источника и глубины поступления, характера пути миграции и наличия притока газа.

Одновременно с выпуском газа с помощью самопишущего манометра фиксируется фон давления в смежном МКП с целью выявления их связи. На основе результатов проведенных исследований определяется объем МКП, не занятого цементом:

$$V_c = \frac{z(V_r - q_{пп}T)}{10,2p_{мк} + 1,03} + V_{ж}, \quad (6.27)$$

где V_c , V_r и $V_{ж}$ — объемы свободного от цемента пространства МКП, выпущенного газа и жидкости соответственно, м³; z — коэффициент сверхсжимаемости газа; $q_{пп}$ — дебит постоянного притока газа, м³/ч; $p_{мк}$ — МКД на начало выпуска газа, МПа; T — общее время выпуска газа, ч.

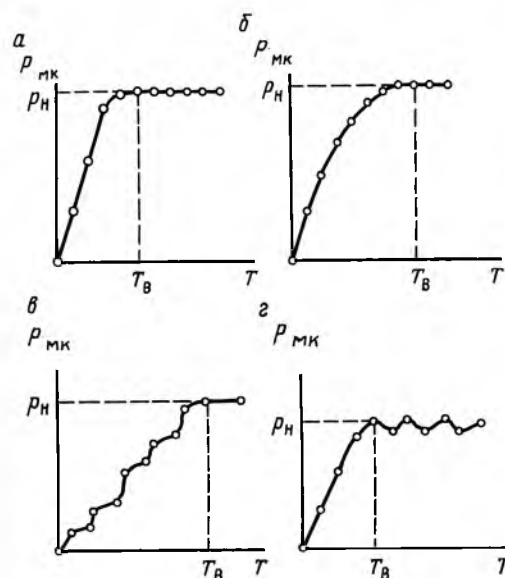


Рис. 6.36. Типы кривых накопления давления

После определения причин постоянного дебита и объема, не занятого цементом, МКП приступают к регистрации кривых восстановления межколонного давления (КВД). Регистрация КВД выполняется с использованием самопишущих манометров. Из многообразия зафиксированных кривых авторами работы [16] схематично выделяются типы КВД, обусловленные различными причинами возникновения МКД и условиями миграции газа (рис. 6.36).

Так, негерметичность уплотнений колонной головки характеризуется сопоставимостью значений давлений в смежных МКП и ЗТП, резким ростом $p_{мк}$ и достижением начального давления $p_{н}$ в течение времени его восстановления $T_{в}$ продолжительностью до нескольких часов (рис. 6.36, а).

При негерметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны (когда движение газа происходит по каналам резьбовых соединений — кольцевому пространству между цементным камнем и обсадной колонной — свободному от цемента объему МКП) форма КВД аналогична кривой в первом случае, но восстановление давления более плавное и длительное, продолжительностью $T_{в}$ до нескольких суток (рис. 6.36, б).

Нарушение сплошности цементного камня, при котором

газ, двигаясь из пласта по разноразмерным микронарушениям сплошности цементного камня, может нести жидкость, что усугубляет неоднородность каналов и приводит к нарушению их пропускной способности. В результате КВД нарастает с произвольно меняющейся во времени закономерностью (рис. 6.36, в).

И наконец, в случае негерметичности промежуточной колонны тип КВД характеризуется хаотическими колебаниями МКД на уровне p_n до начала выпуска газа (рис. 6.36, г).

Прямолинейность начальных участков всех типов кривых авторы работы [16] связывают со значительными объемами пустотного пространства и величинами дебита постоянного притока из МКП.

Для наблюдения за развитием процессов в МКП необходимо оценивать величину проводимости среды цементного камня во времени. Для этого в работе [16] предлагается провести обработку данных КВД в координатах $p_{км}^2 - \lg T$ ($p_{км}$ в МПа, T в секундах) и определить коэффициент β .

Определение значения параметра усредненной проводимости кольцевого пространства (канала и трещин цементного камня, микрозазоров на контакте цемента с колонной) выполняется с использованием формулы

$$\Pi = 17 \frac{q_{пп}}{\beta} 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{Н} \cdot \text{с}), \quad (6.28)$$

где $q_{пп}$ — дебит постоянного притока газа, м³/ч; β — тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД.

В настоящее время при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) используются многие материалы и составы, сведения о которых приводятся ниже.

Соляро-бентонитовая смесь (СБС), конденсатно-бентонитовая смесь (КБС) — представляют собой смеси бентонитовой глины с дизельным топливом или газовым конденсатом, предварительно отстоянным от воды и проверяемым на ее отсутствие показателем плотности. Плотность приготовленной СБС или КБС должна быть в пределах 1200–1250 кг/м³. Готовят смесь непосредственно на скважине перед закачкой в емкости объемом не более 4 м³. С целью предотвратить преждевременную коагуляцию СБС, КБС при контакте с глинистым раствором сначала закачивают буферную пачку углеводородной жидкости, затем СБС или КБС, снова буферную пачку углеводородной жидкости и после этого ведут продавку в пласт глинистым раствором. Эти работы проводят в стро-

гой технологической последовательности, исходя из предусматриваемого вида ремонтно-изоляционных работ, разобщающего устройства и в соответствии с геолого-промысловой характеристикой каждой скважины.

В качестве примера ниже дается описание изоляционных работ в скважине № 117 Краснодарского ПХГ, где заколонное давление газа составляло 3,5 МПа и вокруг скважины наблюдались грифоны. Конструкция скважины: направление диаметром 426 мм, 6 м; кондуктор диаметром 245 мм, 250 м; техническая колонна диаметром 245 мм, 860 м; эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена до глубины 985 м. Все колонны зацементированы до устья. Ниже башмака эксплуатационной колонны в интервале 985-998 м установлен гравийно-намывной фильтр.

После глушения скважины глинистым раствором плотностью 1240 кг/м³ заколонные давления не изменились. Причем между эксплуатационной и технической колоннами, т.е. на манометре колонной головки, давления не наблюдалось. Это было связано с тем, что ПДМ был установлен в технической колонне, а не ниже ее башмака, как предписывалось проектом.

Большое давление (3 МПа) было между технической колонной и кондуктором. За кондуктором и направлением были грифоны. После подъема НКТ произвели комплекс геофизических исследований для определения мест перетоков газа по шумомеру. Предположительно на глубине 240 м отмечалась возможная негерметичность эксплуатационной колонны.

Анализ кривых восстановления межколонных давлений показал, что перетоки газа связаны с негерметичностью заколонного пространства. С целью ликвидации заколонного проявления газа, прежде чем закачать СБС в скважину, спустили следующую компоновку:

- 1) пакер с опорной пятой, которая упирается в верхнюю часть фильтра;
- 2) НКТ диаметром 89 мм, 83 м;
- 3) гидроперфоратор с двумя насадками диаметром 4 мм;
- 4) НКТ диаметром 89 мм до устья.

Разгрузкой НКТ на 5-6 т произвели распаковку с установкой на устье трубной головки фонтанной арматуры и опрессовали пакер закачкой раствора в затрубное пространство при давлении 13,5 МПа (величина опрессовки устья скважины). После этого вовнутрь НКТ бросили шар для перекрытия центрального отверстия гидроперфоратора. Работой двух аг-

регатов АН-700 при давлении 25 МПа промыли два отверстия в эксплуатационной колонне на глубине 884 м в течение 1 ч. Определили приемистость — она составила при давлении 4 МПа один кубический метр глинистого раствора за 5 мин. При обратной промывке вымыли много шлама. Затем повторили перфорацию колонны на глубинах 881 и 877 м, в результате чего приемистость увеличилась и составила один кубический метр за 3 мин.

В процессе гидроперфорации колонны и проверки на приемистость скважина поглотила 10 м^3 глинистого раствора, в результате чего межколонное давление снизилось с 3,5 до 1,4 МПа, а грифоны вокруг скважины прекратились полностью, что указало на отсутствие прочного цементного камня за колонной. После этого приготовили 3 м^3 КБС плотностью 1250 кг/м^3 и закачали в затрубное при открытом трубном:

- 1) разделительную пачку (чистый конденсат) — $0,5 \text{ м}^3$;
- 2) КБС — $2,7 \text{ м}^3$;
- 3) вторую разделительную пачку (чистый конденсат) — $0,5 \text{ м}^3$;
- 4) продавили $4,8 \text{ м}^3$ глинистого раствора плотностью 1250 кг/м^3 из расчета установки всей смеси в интервале 877+881 м.

Закрыли трубное пространство и продавили указанный объем смеси за колонну. Открыв трубное, путем закачки глинистого раствора в затрубное вымыли остатки КБС. После подъема НКТ с гидроперфоратором и пакером спустили кольцевой фрез с целью очистки стенок колонны под пакер.

После этого спустили на НКТ диаметром 89 мм пакер с упором на "голову" фильтра и после распаковки освоили скважину через трубное с помощью циркуляционного клапана. В затрубном над пакером остался глинистый раствор плотностью 1250 кг/м^3 . Скважина была пущена в работу без межколонных давлений.

6.12. ИЗОЛЯЦИЯ ОБВОДНИВШИХСЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ВОЗВРАТ НА ВЫШЕ- ИЛИ НИЖЕЛЕЖАЩИЕ ГОРИЗОНТЫ

Работы по возврату скважин на вышележащий горизонт состоят как в установке цементного моста непосредственно на забое скважины с целью изоляции нижнего объекта от верхнего с последующей перфорацией верхнего объекта, так и в

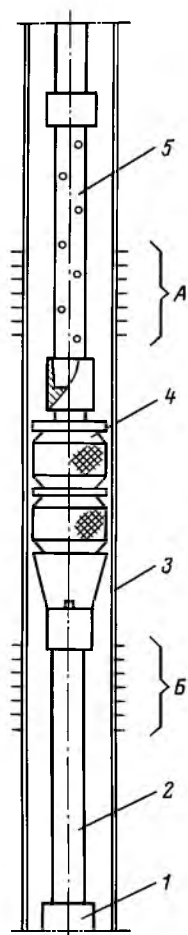


Рис. 6.37. Схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на вышележащий горизонт:

А — вышележащий горизонт; Б — нижележащий горизонт; 1 — обратный клапан; 2 — НКТ; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — пакер; 5 — перфорированная НКТ

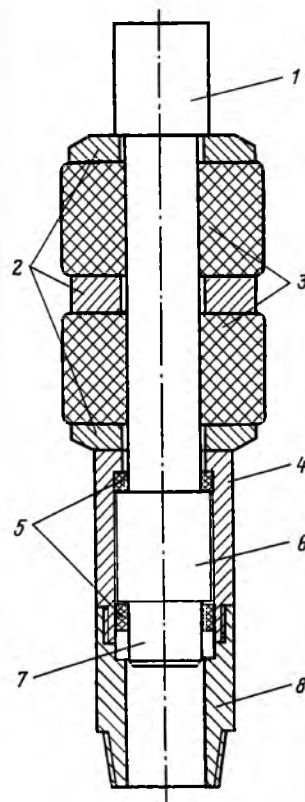


Рис. 6.38. Пакер с упором на забой:

1, 6 — патрубок НКТ с муфтами; 2 — шайбы опорные; 3 — герметизирующие элементы пакера; 4 — сальниковая коробка; 5 — герметизирующий сальник; 7 — хвостовик НКТ; 8 — удлинитель сальниковой коробки

установке пакера. Причем в данном случае сначала производят перфорацию колонны.

На рис. 6.37 показана схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на вышележащий горизонт.

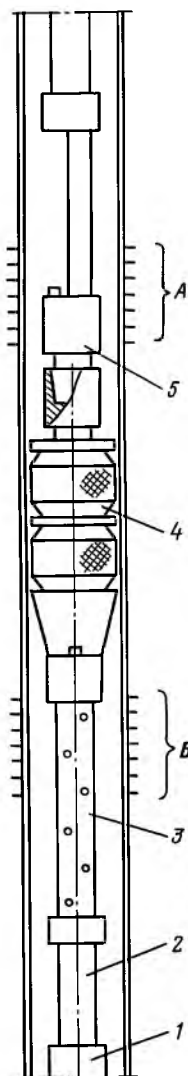
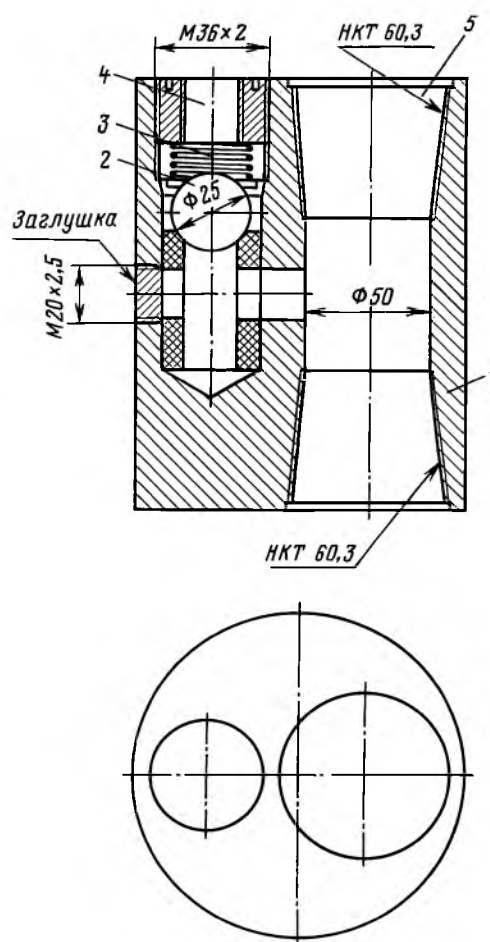


Рис. 6.39. Схема установки пакера при переходе на нижележащий горизонт:

А — вышележащий горизонт; *Б* — нижележащий горизонт; 1 — упорная муфта; 2 — НКТ; 3 — перфорированная НКТ; 4 — пакер; 5 — циркуляционный клапан

Рис. 6.40. Циркуляционный клапан:

1 — корпус клапана; 2 — шаровой клапан; 3 — пружина; 4 — отверстие для выхода раствора за трубами; 5 — сквозное отверстие с резьбой для наворота НКТ диаметром 60,3



Пакер с упором на забой (рис. 6.38) состоит из двух подвижных частей: патрубка с двумя муфтами и герметизирующими элементами и сальниковой коробки с удлинителем. При необходимости патрубков изготавливают из НКТ диаметром 60 или 73 мм, в зависимости от диаметра пакерующих элементов. Длина патрубка подбирается из расчета числа устанавливаемых резиновых элементов.

На рис. 6.39 показана схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на нижележащий горизонт.

После перфорации колонны в нижележащем интервале спускают компоновку НКТ с пакером и циркуляционным клапаном над ним с целью вызова притока при освоении, а также глушения скважины. На рис. 6.40 изображен циркуляционный клапан, разработанный инженерами Е.М. Костенко и А.А. Брусаковым, который применяется на Краснодарском ПХГ. Конструкция клапана позволяет пропускать через него геофизические приборы диаметром до 40 мм. В обоих случаях в компоновку включают перфорированные НКТ — в первом случае над пакером, а во втором — ниже пакера.

Верхняя часть НКТ на устье вворачивается в трубную головку фонтанной арматуры. За счет веса, передаваемого на подвижную часть пакера, резиновые элементы увеличиваются в диаметре до полного перекрытия затрубного пространства. Пакер опрессовывают на давление, которое получают из суммы давлений гидростатического столба жидкости и допустимого давления на сам пакер, но не выше давления опрессовки устья скважины закачкой раствора в затрубное пространство при открытом трубном. При этом циркуляционный клапан закрывается. Если из трубного пространства раствор не выходит, значит, пакер и клапан сработали.

После установки фонтанной арматуры освоение ведут путем закачки облегченной жидкости в трубы при открытом затрубном пространстве. При этом клапан открывается.

6.13. ПЕРФОРАЦИЯ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

На месторождениях предприятия Кубаньгазпром впервые в отечественной практике в широких промышленных масштабах нашел применение способ вскрытия продуктивного пласта путем перфорации в газовой среде. Наибольший эффект этот способ дает 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. Устанавливается фонтанная арматура и производится обвязка скважины для освоения и работы ее в газопроводе. С помощью воздушного компрессора и цементировочного агрегата производится полное удаление из скважины жидкости глушения. Газом из шлейфа для удаления воздуха производится 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 производится выстрел.

О вскрытии горизонта свидетельствует быстрый подъем давления на устье скважины. В зависимости от интервала перфорации производится дополнительно необходимое число спусков перфоратора. Плотность перфорации составляет 10 отверстий на 1 м, а длина вскрываемого фильтра за один спуск достигает 15 м.

Практикой установлено, что перед производством выстрела 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.

6.14. ОПЕРАЦИИ ПО НАТЯЖЕНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При эксплуатации скважин на месторождениях с высокими пластовыми температурами происходит удлинение незацементированной части обсадных колонн за счет их прогрева.

В зависимости от температуры и длины незацементированной части обсадной колонны, а также конструктивных особенностей, примененных при проектировании и строи-

тельстве конкретной скважины, может происходить удлинение колонны над поверхностью земли и разрушение обвязки фонтанной арматуры с трубопроводами.

Скважины Краснодарской СПХГ по геолого-техническим характеристикам относятся к сооружениям повышенного риска. Риск объясняется тем, что малейшее отклонение от проектных решений при строительстве и эксплуатации скважин приводит к температурному удлинению обсадных колонн со всеми негативными последствиями. Наиболее распространенные причины температурного удлинения обсадных колонн:

- недоподъем цементного раствора до устья за одной или несколькими обсадными колоннами образуется при строительстве скважин или в результате постепенного разрушения контакта обсадных колонн с цементным кольцом при циклической эксплуатации;

- отсутствие связки всех спущенных колонн (снижается вес конструкции, противодействующий температурному удлинению колонн);

- интенсивный отбор газа (температура газа на устье приближается к пластовой);

- недостаточное охлаждение закачиваемого газа.

На Краснодарской СПХГ возможны все четыре причины температурного удлинения обсадных колонн. Наиболее вероятной и распространенной причиной является недоподъем цементного раствора за обсадными колоннами. Этот факт влияет на температурное удлинение и существенно усугубляется отсутствием колонных головок, связывающих кондуктор диаметром 324 мм с промежуточной (технической) колонной диаметром 245 мм.

На фоне интенсивного отбора газа в таких скважинах и происходит температурное удлинение обсадных колонн. Это скважины № 68, 112, 131, 132, 142.

Если в скважине в период максимального прогрева обсадных колонн (период интенсивного отбора газа) появилось даже незначительное температурное удлинение, то оно будет увеличиваться после каждого цикла изменения температурного режима работы скважины (закачка — отбор) за счет постепенного увеличения зоны нарушения контакта обсадной колонны с цементным кольцом. Предотвратить этот процесс в эксплуатирующихся скважинах можно путем создания напряжения растяжения в приустьевой части обсадной колонны.

Если отсутствует цементное кольцо за эксплуатационной колонной (или нарушен ее контакт с цементным кольцом), то создать напряжение растяжения в ней можно обычным

натяжением эксплуатационной колонны с последующим оборудовании устья колонной головкой ОКК-2. Натяжение колонны должно быть не меньше величины ее температурного удлинения. По данным авторов работы [1], в результате прогрева при закачке в скважину горячего агента (вода, пар, газ), а также в случае фонтанирования колонна обсадных труб стремится удлинить на величину

$$h = \int \alpha \Delta t dl, \quad (6.29)$$

где α — коэффициент линейного расширения стали при нагревании на 1°C ; Δt — изменение температуры, определяемое из выражения

$$\Delta t = t_y - t_y - \frac{1}{H}[(t'_y - t_y) - (t'_3 - t_3)] = \Delta t_y - \frac{1}{H}(\Delta t_y - \Delta t_3), \quad (6.30)$$

где t_y — среднегодовая температура у устья скважины; t'_y — температура закачиваемого горячего агента; t_3 — температура пласта у забоя скважины; t'_3 — температура у забоя при закачке горячего агента; Δt_y , Δt_3 — изменение температуры соответственно у устья и на забое.

Подставив выражение (6.30) в уравнение (6.29) и проинтегрировав последнее в пределах $l = 0$ и $l = L$, авторы работы [1] получили

$$h = \alpha L \Delta t_y - \frac{\alpha L^2}{2H}(\Delta t_y - \Delta t_3). \quad (6.31)$$

Для предупреждения продольного изгиба и разрушения незацементированной части обсадной колонны необходимо при установке устьевого оборудования приложить к колонне растягивающую нагрузку, обеспечивающую удлинение колонны на величину h .

Принимая во внимание, что колонна обсадных труб растягивается, подчиняясь закону Гука, находим

$$h = \frac{PL}{EF} = \alpha L \Delta t_y - \frac{\alpha L^2}{2H}(\Delta t_y - \Delta t_3),$$

откуда

$$P = \alpha E F L \Delta t_y - \frac{\alpha E F L^2}{2H}(\Delta t_y - \Delta t_3). \quad (6.32)$$

Из уравнения (6.32) видно, что при большей длине незацементированной части обсадной колонны надо приложить меньшее дополнительное усилие для компенсации температурных напряжений.

Аналогичный результат получен при исследовании причин разрушения обсадных колонн в глубоких фонтанирующих скважинах Краснодарского края [12]:

$$P = \alpha EF \frac{(\Delta t_{\text{ц}} - \Delta t_{\text{у}})}{2},$$

где $\Delta t_{\text{ц}}$ и $\Delta t_{\text{у}}$ — изменения температуры соответственно на уровне верхней части цементного кольца и у устья скважины.

Знание закона распределения температуры вдоль ствола скважины позволяет избавиться от промежуточного параметра $\Delta t_{\text{ц}}$, зависящего от высоты подъема цементного раствора за колонной, и перейти к известным забойным и устьевым температурам.

При малых значениях L (длины незацементированной части обсадной колонны), когда жесткость колонны велика, нет необходимости принимать какие-либо меры для компенсации температурных напряжений.

При отборе газа из скважины № 142 на Краснодарской СПХГ произошел подъем промежуточной колонны диаметром 245 мм вместе с колонной головкой ОКК-1 и фонтанной арматурой на 100 мм над своим первоначальным местом установки, в результате чего деформировалась центральная задвижка и создалась аварийная ситуация. Скважину срочно задали водой и перевели на буровой раствор плотностью 1150 кг/м³, что соответствовало гидростатическому давлению на пласт. После глушения колонна просела на 50 мм.

Конструкция скважины:

кондуктор диаметром 324 мм — 250 м;

промежуточная колонна диаметром 245 мм — 900 м;

эксплуатационная колонна диаметром 168 мм — 1120 м;

искусственный забой — 1110 м;

интервал перфорации 1014÷1026 м;

ПДМ установлен на глубине 950 м;

цементаж эксплуатационной колонны осуществлен до устья.

С целью оценки технического состояния эксплуатационной колонны в интервале 0÷1105 м были проведены геофизические исследования:

регистрация электрического потенциала колонны (ЭПК);

термометрия при подъеме термометра;

дифференциальная магнитная локация;

локация муфт частотная;

микрокавернометрия;

шумометрия;

акустический контроль цементирования (АКЦ).

Интерпретация зарегистрированных кривых позволила сделать следующие выводы:

нарушения целостности колонны не обнаружено;

на диаграмме АКЦ отмечается наличие цементного камня в заколонном пространстве по всему стволу скважины; наличие контакта цементного камня с колонной (с небольшими интервалами частичного контакта) отмечается в интервале 620÷1105 м; выше 620 м отмечается ухудшение качества цементирования.

Предполагая, что во время эксплуатации скважины температура газа на устье была близка к пластовой, увеличение температуры у устья скважины составит $78 - 4 = 74$ °С, а на глубине 620 м — 28 °С. Среднее увеличение температуры обсадной колонны в интервале 0÷620 м составит: $(74 + 28) : 2 = 51$ °С.

Свободная от нагрузок обсадная колонна длиной 620 м должна удлиниться при таком изменении температуры на величину:

$$\Delta l_t = \alpha \Delta t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 620 \cdot 51 = 0,38 \text{ м.}$$

Но, учитывая и то, что при цементировании в обсадной колонне имелись напряжения растяжения от собственного веса труб, по закону Гука удлинение колонны от веса труб в интервале 0÷620 м составляет:

$$\Delta l_p = \frac{PL}{EF},$$

$$\text{где } P = Lq/2 + (H - L)q = 620 \cdot 39/2 + (1120 - 620) \cdot 39 = 31\,590 \text{ кг.}$$

Площадь поперечного сечения колонны диаметром 168 мм с толщиной стенки 12 мм составляет

$$F = 0,785(16,8^2 - 12,4^2) = 58,78 \text{ см}^2 = 0,0059 \text{ м}^2;$$

E — модуль упругости Юнга, равный $2,1 \cdot 10^6$ кгс/см²;

$$\Delta l_p = \frac{31\,590 \cdot 620}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 58,78} = 0,158 \text{ м.}$$

Теоретически температурное удлинение колонны должно быть равно 0,38 м, но вполне вероятно, что в момент посадки колонны на клинья колонной головки нагрузка на крюке была несколько ниже расчетной. Кроме того, наблюдается удлинение сразу двух колонн, т.е. промежуточная колонна тоже вносит поправку на величину фактического температурного удлинения.

Чтобы предотвратить удлинение колонны при эксплуатации скважины, нужно увеличить растягивающее напряжение в обсадных трубах с последующей обвязкой устья. Дополнительная нагрузка при этом должна обеспечивать вытягивание колонны на 100 мм.

$$\Delta P = \frac{\Delta IEF}{L} = \frac{10 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 58,78}{620 \cdot 10^2} = 19\,909 \text{ кг}.$$

Расчет нагрузки на крюке подъемника при натяжении эксплуатационной и промежуточной колонн делается по аналогичному уравнению, но увеличивается площадь сечения обсадных труб и неизвестна длина отсутствия контакта промежуточной колонны с цементным кольцом.

$$\Delta P = \frac{\Delta I_{\text{ср}} E (F_1 + F_2)}{L} = \frac{10 \cdot 2,1 \cdot 10^6 (58,78 + 73,79)}{620 \cdot 10^2} = 44\,903 \text{ кг}.$$

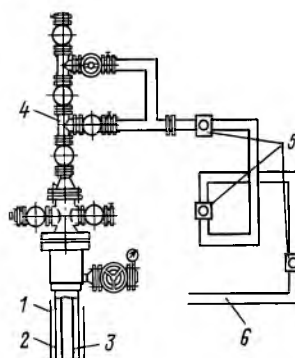
В связи с отсутствием данных о контакте промежуточной колонны с цементным кольцом этот участок принят условно равным 620 м, как и за эксплуатационной колонной. Фактически же этот показатель может находиться в интервале от 0 до 900 м. Согласно расчету, чтобы выполнить операцию по натяжению эксплуатационной и промежуточной колонн, необходимо использовать станок большой грузоподъемности. Поэтому решено было натянуть только эксплуатационную колонну. При этом провели следующие работы:

- глушение скважины;
- монтаж установки А-50 и снятие фонтанной арматуры;
- установку цементного моста в интервале 963+1000 м;
- снятие трубной головки фонтанной арматуры (крестовины);
- ревизию колонной головки с заменой пакерной резины.

При попытке натянуть эксплуатационную колонну при помощи труболочки последняя при натяжке 41 т вытянулась вместе с промежуточной колонной на 50 мм. В связи с невозможностью провести операцию по натяжению двух колонн из-за недостаточной грузоподъемности агрегата было решено провести удлинение обеих колонн за счет естественного прогрева. Для этого струны фонтанной арматуры обвязали с газопроводом при помощи шарнирно-поворотного устройства (рис. 6.41). Шарнирно-поворотное устройство состоит из фланцев, отводов, труб и сальниковых устройств и предназначено для компенсации температурных удлинений паропровода, изменения направления потока рабочей среды: $T = 618 \text{ К}$ (345°С) и $p_p = 16 \text{ МПа}$. Изготавливает завод

Рис. 6.41. Схема обвязки фонтанной арматуры с газопроводом при помощи шарнирно-поворотного устройства:

1 — кондуктор диаметром 324 мм; 2 — промежуточная колонна диаметром 245 мм; 3 — эксплуатационная колонна диаметром 168 мм; 4 — фонтанная арматура АФК 3-65 × 21; 5 — шарнирно-поворотное устройство; 6 — газопровод



"Нефтетермаш", а также завод "Газсервис" при СевКавНИПИгазе.

Подобным образом, применением шарнирно-поворотного устройства были компенсированы напряжения в эксплуатационной и промежуточной колоннах скважины № 132. Здесь после пуска скважины в работу промежуточная колонна с колонной головкой и фонтанной арматурой поднялась на 80 мм и в таком состоянии продолжала находиться в течение эксплуатации скважины. В связи с этим было принято решение изготовить фальшмуфту с наружным диаметром 324 мм, т.е. равную наружному диаметру кондуктора, и с внутренним диаметром 243 мм. Высота муфты 100 мм, которая разрезается вдоль на фрезерном станке, вставляется в кондуктор фасками и обжимается анкерными болтами.

Нагрузка, передаваемая колоннами на фальшмуфту, при охлаждении колонн после эксплуатации скважины рассчитывается по формуле

$$\Delta P = \frac{\Delta l_p E (F_1 + F_2)}{L},$$

где E — модуль упругости, кг/см²; F_1 и F_2 — площади поперечного сечения колонн, см²; L — глубина свободной части колонны, см.

Если считать, что промежуточная колонна спущена в интервал, представленный в основном глинами, где сцепление цементного камня слабое, участок L можно принять 0÷900 м. Таким образом,

$$\Delta P = \frac{10 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot (58,78 + 73,79)}{900 \cdot 10^2} = 30\,933 \text{ кг.}$$

Величина растягивающих напряжений в обсадных колоннах в простаивающей скважине определяется по видоизменной формуле Гука

$$\sigma = \frac{\Delta P}{(F_1 + F_2)} = \frac{\Delta l_p E}{L} = \frac{10 \cdot 2,1 \cdot 10^6}{900 \cdot 10^2} = 233 \text{ кг/см}^2.$$

Удлинение обсадных колонн можно произвести за счет искусственного прогрева. Технология подразделяется на следующие этапы:

- глушение скважины;
- монтаж оборудования и А-50;
- установка цементного моста;
- смена раствора на воду;
- прогрев скважины путем прокачки через НКТ горячей воды при помощи ППУ;
- установка фальшмуфты;
- подъем НКТ;
- спуск долота и разбуривание цементного моста;
- подъем долота и спуск НКТ;
- оборудование устья и освоение скважины.

Прогрев скважины производится с целью имитации теплового состояния скважины в период эксплуатации. Для реализации этого метода дополнительно требуются: емкость вместимостью 10÷12 м³ для воды, емкости для сбора и сохранения бурового раствора, передвижная парогенераторная установка (ППУ), агрегат ЦА-320М и водовозка для обеспечения ППУ водой соответствующего качества.

Время прогрева скважины определяется временем, требуемым для достижения температуры воды, выходящей из скважины, равной пластовой температуре.

В скважине № 68, где также при эксплуатации наблюдалось движение колонн: эксплуатационной диаметром 139,7 мм и промежуточной диаметром 245 мм на длину 30 мм, эксплуатационную колонну натянули на 39 т. При этом она вытянулась на 80 мм. После посадки ее на клинья в колонной головке промежуточная колонна просела на 40 мм. Фактическое удлинение 40 мм, что больше удлинения эксплуатационной колонны.

Межколонное пространство между промежуточной колонной и кондуктором обварили листовой сталью толщиной 20 мм. После разбуривания цементного моста установили фонтанную арматуру и после освоения скважину пустили в работу. Дальнейшие наблюдения за работоспособностью колонн в скважине показали полное отсутствие их деформации.

7

ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В целях повышения надежности эксплуатации скважин, особенно на месторождениях с осложненными условиями, применяют комплекс подземного эксплуатационного оборудования. Составление компоновки скважинного оборудования должно производиться для каждой конкретной скважины с учетом ее конструкции, фактического распределения температур по стволу скважины, действующих перепадов давления, характеристик применяемого оборудования, нагрузок, планируемого дебита и других геолого-технологических параметров.

На рис. 7.1 приводится примерная схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ снизу вверх: срезной клапан; фрезерный удлинитель; пакер; анкерное соединение; циркуляционный клапан; клапан-отсекатель.

Срезной клапан АРОС 9554-000 (рис. 7.2) разработан в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры в пос. Северский Краснодарского края. Срезной клапан предназначен для создания давления внутри компоновки при распаковке пакера путем перекрытия проходного сечения шаром. Особенностью срезного клапана является то, что в одном корпусе размещены на срезных штифтах два посадочных гнезда под шары диаметром 35 и 44,5 мм.

Вначале давление внутри спущенной компоновки осуществляется сбросом шара диаметром 35 мм, который садится на седло срезного клапана с перекрытием отверстия. При достижении предельного установленного давления внутри компоновки происходит срез штифтов, после чего шар и седло выпадают на забой скважины. При неудовлетворительном срабатывании пакера сбрасывается второй шар диаметром 44,5 мм.

Технические параметры: наружный диаметр 104 мм; длина 195 мм; рабочая температура до 125 °С; давление среза штиф-

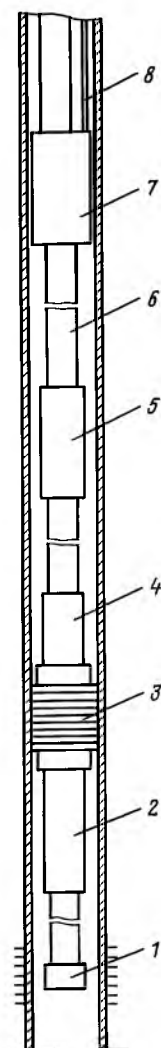
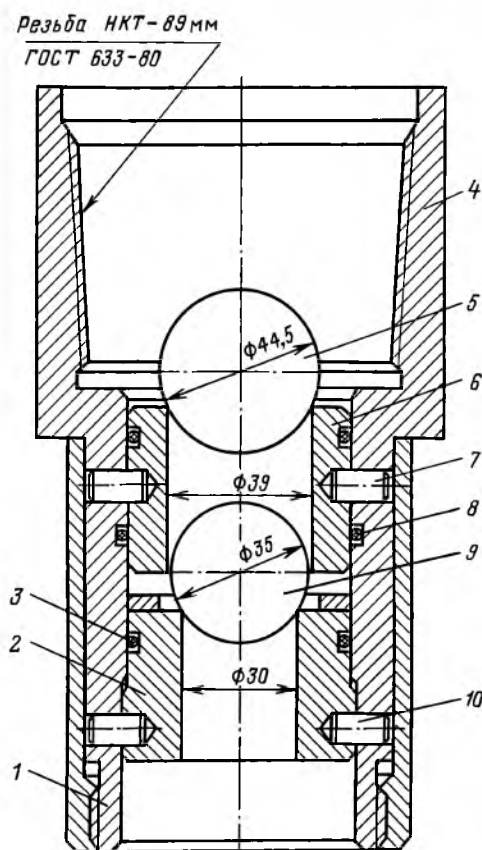


Рис. 7.1. Схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ:

1 — срезной клапан; 2 — фрезерный удлинитель; 3 — стационарный пакер "Камко", "Бейкер" или другой фирмы; 4 — анкерное соединение; 5 — циркуляционный клапан; 6 — НКТ; 7 — клапан-отсекатель; 8 — гидравлическая трубка управления клапаном-отсекателем

Рис. 7.2. Срезной клапан:

1, 4 — корпус; 2, 6 — срезные втулки; 7, 10 — срезные штифты; 5, 9 — шары; 3, 8 — уплотнительные кольца



тов определяется диаметром штифтов, которые изготавливаются под необходимые давления срезки.

Так, давление p , необходимое для среза штифтов срезного клапана, определяется

$$p = \frac{Q_{\text{срез}}}{\Gamma_{\text{сум}}} = \frac{\tau_{\text{ср}} n (\pi / 4) d_{\text{шт}}^2}{(\pi / 4) d_{\text{порш}}^2},$$

где $\tau_{\text{ср}}$ — предел прочности на срез штифта, $\tau_{\text{ср}} = K \sigma_v$; $K = 0,7$; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штифтов; n — число штифтов; $d_{\text{порш}}$ — диаметр поршня; σ_v — временное сопротивление разрыву,



Рис. 7.3. Стационарный пакер фирмы Камко

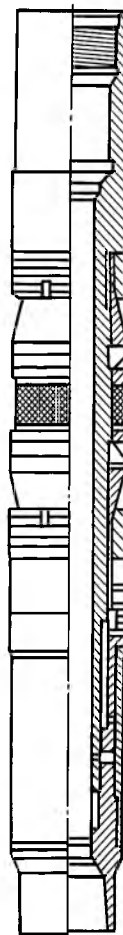


Рис. 7.4. Гидравлически управляемый подвесной эксплуатационный пакер фирмы Бейкер с обратным клапаном

выбирают в зависимости от материала штифтов и термообработки.

После упрощений получают $p = 0,532\sigma_v$. Таким образом, изменяя диаметр штифта, можно подобрать заданное давление среза.

Фрезерный удлинитель предназначен для центрирования инструмента для фрезерования пакера при его извлечении из скважины. Фрезерный удлинитель может быть исключен из компоновки, если пакер планируется фрезеровать кольцевой фрезой и извлекать обычной труболовкой.

Пакер предназначен для герметичного разобщения затрубного пространства скважины от пласта и создания надежного сообщения внутренней полости спущенной компоновки с пластом. Посадка и фиксирование пакера в эксплуатационной колонне происходят при создании давления внутри спущенной компоновки при перекрытии внутритрубного пространства шаром срезного клапана. При этом происходит деформация резинового уплотнения и фиксация пакера в эксплуатационной колонне при помощи кольцевых клиновых якорей.

Возможно использование пакеров фирмы Камко (рис. 7.3) (табл. 7.1) или Бейкер (рис. 7.4), а также отечественного производства.

При этом давление на устье p_y для создания давления распаковки пакера и давления на устье срезки $p_{уср}$ штифтов срезного клапана составляют

$$p_y = p_{пл} - p_{ж} + p_{рл} \quad p_{уср} = p_{пл} + p_{срл}$$

Таблица 7.1

Технические данные по стандартным пакерам фирмы Камко

Параметры	Пакер типа HSP-1 5 1/2"	Пакер типа HSP-1 6 5/8"
Габаритная длина, мм	1495	1495
Максимальный наружный диаметр, мм	113	113,18
Минимальный внутренний диаметр, мм	76	49,2
Диапазон погонной массы, фунт/фут	23	32—38
Нижнее соединение	1 7/8"	6 5/8"
Верхнее соединение	2 7/8" муфта АМ	3 1/2" муфта АМ
Освобождение лифтовой колонны от пакера	Стингер с правосторонним вращением	Стингер, освобождается непосредственным втягиванием

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое, МПа; $p_{\text{ж}}$ — давление жидкости, заполняющей компоновку, МПа ($p_{\text{ж}} = \rho \cdot H$, МПа); p_p — перепад давления срабатывания пакера, МПа; $p_{\text{ср}}$ — перепад давления срезки штифтов срезного клапана, МПа; ρ — плотность жидкости, кг/м³; H — глубина спущенной компоновки, м.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы Камко

Наружный диаметр, мм.....	115
Внутренний диаметр, мм.....	50
Длина пакера, мм.....	1495
Максимальное пластовое давление, МПа....	69
Давление пакеровки, МПа.....	27
Температура рабочей среды, °С.....	149
Присоединительные резьбы.....	VAM 23/8", 27/8"

Одинарные пакеры HSP-1 фирмы Камко устанавливаются в эксплуатационной колонне созданием гидравлического давления, относятся к эксплуатационным пакерам постоянного действия и могут быть извлечены из скважины после их разбуривания.

Пакер фирмы Бейкер модель SAB — гидравлически устанавливаемый пакер; спускается в скважину на трубах и пакеруется после монтажа устьевого оборудования.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы Бейкер

Наружный диаметр, мм.....	113,03
Внутренний диаметр, мм.....	70,6
Длина пакера, мм.....	1250
Максимальное пластовое давление, МПа....	63
Температура рабочей среды, °С.....	160
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 7/8"

Техническая характеристика гидравлического пакера Ресурс-1 Саратовского завода Газоприборавтоматика

Наружный диаметр, мм.....	136
Внутренний диаметр, мм.....	67
Длина пакера, мм.....	1886
Максимальное пластовое давление, МПа....	21
Давление пакеровки, МПа.....	5+15
Температура рабочей среды, °С.....	До 100
Присоединительные резьбы.....	Резьба НКТ 89 мм ГОСТ 633—80

Извлечение пакера производится после его разбуривания — фрезерования верхних кольцевых захватов при помощи специального инструмента, представляющего собой комбинацию двух фрез, одной кольцевой и одной торцевой фрезы в нижней части направляющего штока. После разбуривания пакера направляющий шток вместе с ловителем проходит через

пакер, захватывает его в нижней части пакера и с подвеской буровых труб извлекается на поверхность. Пакер можно разбурить кольцевой фрезой с последующим его захватом обычной труболовкой, если в наличии нет специального оборудования для разбуривания пакера.

Анкерное соединение — герметизированный ниппель, который является присоединительным и уплотняющим приспособлением между подвеской НКТ и пакером.

Присоединение анкерного соединения к пакеру производится следующим образом: при сборке на поверхности необходимо анкерное соединение вставить в пакер, затем вращением анкерного соединения влево на 10÷12 оборотов для пакера Бейкер или на 4÷5 оборотов для пакера Камко обеспечивается стыковка анкерного соединения с пакером. Присоединение анкерного устройства к пакеру в скважине производится за счет разгрузки колонны НКТ на пакер с усилием 2÷4 т. Рассоединение производится путем вращения подвески НКТ вправо на 10÷12 оборотов для пакера фирмы Бейкер и 4÷5 оборотов для пакера фирмы Камко.

Циркуляционный клапан разработан на основе циркуляционного клапана Грозненского машиностроительного завода в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры (рис. 7.5). Циркуляционный клапан обеспечивает в открытом состоянии сообщение затрубного пространства скважины с внутренней полостью спущенной компоновки подземного оборудования. В закрытом состоянии циркуляционный клапан обеспечивает герметичность внутритрубного пространства.

Спуск циркуляционного клапана в скважину производится в закрытом положении. После установки пакера в эксплуатационной колонне для открытия циркуляционного клапана в затрубном пространстве необходимо создать перепад давления, равный 12 МПа на уровне клапана, по сравнению с давлением внутри компоновки. В этом случае происходит срезка винтов, поршень 10 в сборе перемещается вниз до упора 12, при этом отверстия корпуса 11 соединяются с каналами поршня 10. В результате этого обеспечивается соединение затрубного и трубного пространства, создается возможность промывки и глушения скважины через затрубное пространство. Для закрытия циркуляционного клапана создается давление внутри спущенной компоновки, равное 1,6÷2 МПа, при этом кольцо 2 запирает каналы поршня, и поршень перемещается вверх. Достигается герметичность внутритрубного пространства от затрубного.

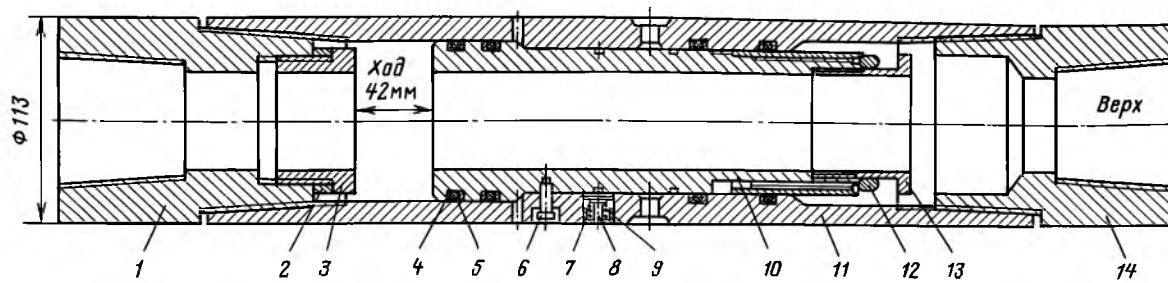


Рис. 7.5. Схема циркуляционного клапана:

1, 14 — патрубки; 2 — кольцо; 3 — втулка, регулирующая ход поршня; 4, 5 — фторопластовые кольца; 6 — срезной винт; 7 — поджимная гайка; 8 — фиксатор; 9 — пружина; 10 — поршень; 11 — корпус; 12 — кольцо упорное; 13 — втулка, ввинченная в поршень

После длительной эксплуатации скважины для последующего открытия клапана необходимо создать давление в затрубном пространстве 5÷6 МПа.

Техническая характеристика циркуляционного клапана

Наружный диаметр, мм.....	113
Длина клапана, мм.....	620
Присоединительные размеры резьб (сверху и снизу).....	НКТ 73, ГОСТ 633—80

Клапан обладает работоспособностью в скважинах глубиной до 3600 м и пластовым давлением до 60 МПа при температуре до 160 °С. Рабочая среда — буровой раствор, газовый конденсат, газ. Возможно применение циркуляционного клапана, изготавливаемого Саратовским заводом Газприборавтоматика.

Гидравлический клапан-отсекатель предназначен для аварийного перекрытия проходного сечения компоновки подземного оборудования при изменении давления в скважине. Обычно устанавливается на глубине 40÷50 м от устья. В состав клапана-отсекателя входит глубинный клапан-отсекатель, гидравлическая линия управления, пульт управления. Клапан-отсекатель в свободном состоянии, без создания давления в линии управления, находится с перекрытым заслонкой проходным отверстием.

Открытие клапана-отсекателя производят следующим образом: создают давление в трубах выше клапана, равное давлению в зоне ниже клапана, при помощи насосного агрегата. В гидравлической линии управления клапаном-отсекателем создают давление, равное 11 МПа, для обеспечения открытия заслонки. Фиксируют данное давление для обеспечения спуска компоновки.

При необходимости закрытия клапана-отсекателя следует закрыть скважину на устье и выждать 5÷10 мин для стабилизации условий в скважине. Сбросить давление в гидравлической линии управления до нуля, при этом клапан-отсекатель перекроет сечение труб. При необходимости плавно открывают устьевые задвижки и стравливают газ из зоны выше клапана-отсекателя.

Техническая характеристика гидравлического клапана-отсекателя фирмы Камко

Максимальный наружный диаметр, мм.....	101,6
Минимальный внутренний диаметр, мм.....	48,1
Длина, мм.....	1582
Максимальное давление, МПа.....	70,3
Максимальная температура среды, °С.....	140
Давление для открытия клапана.....	10÷11 МПа

Возможно применение клапана-отсекателя Саратовского завода Газоприборавтоматика под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

Температурный компенсатор служит для компенсации теплового расширения спущенной компоновки при температуре рабочей среды в скважинах более 145 °С и высоких дебитах. Температурный компенсатор обычно устанавливают выше циркуляционного клапана на 10÷20 м.

7.1. СПУСК И УСТАНОВКА ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перед тем, как проводить спуск забойного оборудования, необходимо прошаблонировать НКТ на мостках, пропарить внутри и снаружи и смазать резьбовые соединения, предварительно почистив их металлической щеткой, а также опрессовать их под соответствующее пластовое давление. Для подготовки заданного интервала эксплуатационной колонны в места установки пакера на бурильных трубах спускают скребки механического или гидравлического типа под данную колонну. При применении механического скребка поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью 0,1 м/с, с циркуляцией раствора не более 6 л/с, трижды проходят заданный интервал и после каждого хода проворачивают инструмент ротором на 90°, затем трижды проходят заданный интервал в колонне с частотой вращения ротора 60±90 об/мин, со скоростью подачи инструмента 0,1 м/с. Скважину промывают не менее двух циклов до полного отсутствия шлама на сите. После извлечения скребка в скважину опускают шаблон. Размеры шаблона (длина, диаметр) выбирают с учетом обеспечения проходимости компоновки в скважину. Если при глушении скважины применялся глинистый раствор плотностью 1800÷2200 кг/м³, то перед спуском компоновки его заменяют на жидкость без твердой фазы (бромиды цинка и кальция). В этом случае принимают меры предосторожности от коагуляции глинистого раствора при смешении с солями, ухудшения коллекторских свойств пласта, для предупреждения выброса. При глушении скважин раствором с низкой плотностью (до 1400 кг/м³) их заменяют такими истинными растворами, как раствор хлористого кальция, ФТП, а также возможно применение гидрофобных эмульсий.

Компоновку подземного оборудования собирают согласно схеме рис. 7.1 снизу вверх:

1-я секция: срезной клапан АРОС, НКТ диаметром 73 мм;
 2-я секция: фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, НКТ диаметром 73 мм;
 3-я секция: циркуляционный клапан в закрытом положении, НКТ диаметром 73 мм, клапан-отсекатель, НКТ диаметром 73 мм.

Спуск НКТ с компоновкой подземного оборудования производят с замером труб, плавно, со скоростью 0,2 м/с.

Компоновку подбирают таким образом, чтобы клапан-отсекатель находился на глубине 50 м от устья скважины. После обвязки устья скважины фонтанной арматурой подсоединяют к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязывают ее с насосом для управления клапаном-отсекателем.

Для установки пакера поднимают давление в гидравлической линии для открытия клапана-отсекателя. Затем производят замену жидкости глушения на углеводородную жидкость (конденсат), открывают буферную задвижку, опускают шар в фонтанную арматуру, закрывают задвижку и открывают центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки времени на транспортирование шара в гнездо срезного клапана насосным агрегатом поднимают давление в НКТ с превышением давления на устье. После выдержки в течение 30 мин открывают задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и стравливают давление. Понижение давления указывает на то, что пакер сработал.

Расчет времени транспортирования шара

Время транспортирования шара в скважине, заполненной ньютоновской жидкостью (растворы бромида кальция, цинка, хлористого кальция и др.), может быть вычислено по формуле

$$t = \frac{H}{\sqrt{Kgd_{\text{ш}} \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1}}},$$

где H — глубина падения шара, см; K — коэффициент, зависит от направления ствола скважины, числа Re , соотношения диаметров шара и НКТ и т.д. и определяется экспериментальным путем; в нашем случае коэффициент K может быть принят равным 0,3; g — ускорение свободного падения, см/с²; $d_{\text{ш}}$ — диаметр шара, см; ρ_1 и ρ_2 — соответственно плотности жидкости и материала шара, г/см³.

7.2. ОСОБЕННОСТИ СПУСКА И УСТАНОВКИ ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ № 3 ПРИБРЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Спуск комплекса эксплуатационного подземного оборудования, предназначенного для изоляции продуктивного пласта от затрубного пространства, имеет свою специфику.

Применение данного комплекса в скважине № 3 Прибрежного месторождения предприятия Кубаньгазпром обеспечило надежность эксплуатации скважины (табл. 7.2) на площади с коэффициентом аномальности 2.

После разбуривания ПДМ и цементного стакана до глубины 3391 м эксплуатационную колонну опрессовали с использованием воды избыточным давлением 45,5 МПа. Интервал перфорации 2879÷2892 м. Толщина стенки эксплуатационной колонны 10,5 мм. Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм с резьбой VAM. Пластовая температура 130 °С. Относительная плотность газа 0,68. Плотность жидкости глушения 2120 кг/м³. Содержание агрессивных включений в продукции СО₂ до 15 %.

Перед спуском компоновки с целью очистки стенок эксплуатационной колонны с внутренним диаметром 118 мм спустили на бурильных трубах диаметром 2 ⁷/₈" до глубины 2875 м следующую компоновку (снизу вверх): шаблон диаметром 114 мм; скребок диаметром 118 мм.

Поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью не более 1 м/с трижды прошли интервал 2875÷2845 м. После каждого хода провернули инструмент ротором на 90°. Трижды прошли интервал 2875÷2845 м с час-

Таблица 7.2

Данные конструкции скважины

Тип колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Данные о цементе
Направление	530	23,5	Зацементировано до устья
Кондуктор	324	1008	То же
Промежуточная колонна	245	2455	"
Эксплуатационная колонна	140	3413	Зацементирована "голова" цементного камня на глубине 1565 м от устья

тотой вращения 70±90 об/мин. Скорость подачи инструмента держали не более 0,1 м/с. При работе скребком произвели промывку скважины с расходом 6 л/с. Обратной циркуляцией заменили буровой раствор на рассол бромидов с плотностью 2170 кг/м³, закачивая жидкости в следующей последовательности:

буферная жидкость в объеме 2 м³ следующего состава: бентонит 6 % (мас.); КМЦ 2 % (мас.); вода остальное;

моющая жидкость на воде, содержащая 10 % сульфанола, объемом 2 м³;

пачка рассола бромидов плотностью 2170 кг/м³, загущенная до вязкости 200±250 с, объемом 1 м³;

рабочий рассол бромидов плотностью 2170 кг/м³, объемом 27 м³.

Расход по замене раствора составлял 6 л/с.

После перехода на жидкость без твердой фазы сделали технологическую остановку для контроля давления и уровня жидкости в течение 1 ч. Подняли компоновку на бурильных трубах 2⁷/₈ дюйма и собрали следующую компоновку подземного оборудования (снизу вверх):

1-я секция: срезной клапан ЛРОС длиной 0,2 м; две насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, общей длиной 19 м;

2-я секция: фрезерный удлинитель общей длиной 2 м; пакер фирмы Камко длиной 1495 мм; анкерное соединение длиной 0,6 м; одна насосно-компрессорная труба длиной 10 м;

3-я секция: циркуляционный клапан в закрытом положении длиной 0,9 м; одна труба НКТ диаметром 73 мм, длиной 10 м.

Спуск насосно-компрессорных труб с компоновкой подземного оборудования производился с замером труб, плавно, без рывков, со скоростью 0,2 м/с. На глубине 50 м от устья скважины на насосно-компрессорных трубах установили клапан-отсекатель и подключили к нему гидравлическую линию, укрепив ее на НКТ. Подземное оборудование спустили на глубину 2883 м. Установив фонтанную арматуру, предварительно опрессовав ее на давление 70 МПа, подсоединили к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязали ее с ручным гидравлическим насосом для управления клапаном-отсекателем. Устье скважины обвязали согласно схеме 81-92-ТХ.

Для установки пакера в эксплуатационной колонне подняли давление в гидравлической линии для открытия гидравлического клапана-отсекателя при помощи ручного насоса.

Замену бромидов цинка на углеводородную жидкость (конденсат) произвели следующим образом: в затрубное пространство закачали 1 м³ жидкости без твердой фазы с вязкостью 200÷250 с с противодавлением на устье (штуцер диаметром 8 мм) для очистки скважины. Промыли скважину путем прокачки бромидов с противодавлением в два цикла, контролируя чистоту жидкости.

Закачали 1 м³ промывочной жидкости с вязкостью 200÷250 с, затем конденсат в объеме 20,4 м³ с расчетом, чтобы конденсат был закачан в трубы спущенной компоновки на высоту 200 м от низа труб. При этом давление на устье в трубах компоновки составляло 1,6 МПа, а в затрубном пространстве 37 МПа при пластовом давлении 60 МПа.

Бромиды цинка и кальция собрали в емкости, зафиксировали объем жидкости и параметры. Открыли буферную задвижку, опустили шар в фонтанную арматуру, закрыли буферную задвижку и открыли центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки 2 ч (на транспортирование шара в гнездо срезного клапана) насосным агрегатом АН-700 подняли давление в НКТ с превышением давления на устье, определенным в трубном пространстве манометром, на 27 МПа для пакера фирмы Камко. Выдержали созданное давление в течение 30 мин. Открыли задвижку на затрубном пространстве фонтанной арматуры и стравили давление. Понижение давления указало на то, что пакер сработал.

8

МЕХАНИЧЕСКАЯ И ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

8.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

Одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин занимает обработка пласта химическими реагентами, соляной кислотой, а также реактивами, действующими на призабойную зону. Известно, что при вскрытии пласта с использованием глинистого раствора, как показывает практика, почти всегда имеет место фильтрация воды из раствора, которая, глубоко проникая в пласт песчаника, затрудняет в последующем обратное движение нефти и газа к забою скважины. Проникшая в пласт вода (фильтрат) из глинистого раствора удерживается в порах песчаника благодаря действию капиллярных сил. Это влечет за собой уменьшение и снижение эффективной проницаемости песчаника. В результате приток флюида к забою скважины затрудняется или прекращается совсем. Известно, что по закону Лапласа давление, развиваемое жидкостью в капилляре, прямо пропорционально ее поверхностному натяжению и обратно пропорционально радиусу капилляра.

Для снижения поверхностного натяжения воды требуется закачать в пласт воду с добавками ПАВ с загустителями. Наиболее широко применяют реагенты ОП-10 и ОП-7, оксиэтилированные алкилфенолы, представляющие собой продукты конденсации смеси алкилфенолов с окисью этилена и отличающиеся количеством присоединенной окиси этилена, а также реагенты КАУФЭ-14 и КАУФЭ-8, оксиэтилированные продукты, получаемые на базе технических фенолов, выделяемых из продуктов переработки каменного угля и сланцев. Кроме этих реагентов применяют реагент ОЖК — оксиэтилированные жирные кислоты — продукт конденсации окиси этилена с жирными кислотами, полученными при окислении парафина.

Среди импортных ПАВ применяют превоцел, изготовленный на базе окиси этилена. Концентрация ПАВ в растворах берется в пределах до 0,05 % объема закачиваемой воды в пласт. Иногда закачиваемую воду с ПАВ загущают полиакриламидом (ПАА).

Промывка забоя скважины ПАВ относится к физическим методам воздействия на пласт и занимает одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин.

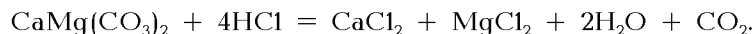
Химический метод обработки призабойной зоны основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ с некоторыми породами пласта. Сюда входит солянокислотная обработка призабойной зоны, а также закачка раствора бисульфата натрия с целью разглинизации продуктивного пласта.

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин основана на способности кислоты вступать в химическую реакцию с карбонатными породами и растворять их. В результате действия соляной кислоты на указанные породы за счет растворения карбонатов происходит очищение каналов, пор и трещин продуктивного пласта. Химические реакции, происходящие при этом, выражаются следующими уравнениями:

известняк



доломит



Полученные хлористый кальций и хлористый магний хорошо растворяются в воде и легко удаляются из призабойной зоны пласта. В результате в породе пласта образуются новые пустоты и трещины (каналы). Эффективность солянокислотной обработки зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, скорости движения кислоты, типа пород и т.д. Обычно применяют 8÷10 %-ную соляную кислоту, т.е. на 100 мас. частей водного раствора приходится от 8 до 10 частей концентрированной соляной кислоты.

Для того, чтобы предотвратить разъедание оборудования скважины при обработке, в соляную кислоту добавляют ингибиторы. В табл. 8.1 приводится характеристика ингибиторов коррозии.

На основании опытных данных установлено, что расход солянокислотного раствора на 1 м обрабатываемой мощности пласта составляет от 0,4 до 1,5 м³ с концентрацией от 8 до

Таблица 8.1

Характеристика ингибиторов коррозии для проведения солянокислотной обработки

Ингибитор	Оптимальное дозирование, % к объему раствора кислоты	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии	Примечание
Формалин	0,6–0,8	14+12	7+8	Для температуры забоя 20+40 °С То же “ “
Уникол ПБ-5	0,25–0,5	3,2+2,4	31+42	
Катапин-А	0,05–0,1	2,1+1,5	48+67	
Катапин-К	0,05–0,1	2,3+1,7	43+59	
Катамин-А	0,05–0,1	2,7+2,6	37+38	
Уротропин	0,2–0,25	14+12	7+8	
И-1-А-уротропин	0,1–0,2– –0,4–0,8	—	30+55	До 130 °С
И-1-А-уротропин-иодистый калий	0,4–0,8– –0,01	—	40	

10÷15 % соляной кислоты. Если пласт обладает низкой проницаемостью и малым начальным дебитом, объем кислотного раствора не должен (при первичной обработке) превышать 0,4÷0,6 м³ на 1 м мощности обрабатываемого пласта. Для скважин с высоким начальным дебитом и высокой проницаемостью количество солянокислотного раствора должно быть принято в пределах 1÷1,5 м³.

При повторных обработках во всех случаях объем кислотного раствора увеличивают на 30÷45 % по сравнению с предыдущей обработкой. Для скважин с высоким пластовым давлением и с малой проницаемостью пласта рекомендуется применять растворы более высоких концентраций — до 15 % HCl. При обработке скважин с низким пластовым давлением в хорошо проницаемых породах должны применяться менее концентрированные растворы — от 10 до 12 % HCl.

Соляную кислоту с концентрацией 8 % рекомендуется применять в скважинах, в которых продуктивный пласт сложен из песчаника с карбонатным цементом.

Приготовление раствора соляной кислоты определенной концентрации с учетом всех вводимых в раствор добавок производится либо на промысле в специально отведенном месте, либо непосредственно у самой скважины. Расчет для призабойной зоны скважины сводится к определению объема рабочего раствора соляной кислоты выбранной концентрации, количества воды, необходимого для его пригото-

ния, количества различных добавок к рабочему раствору — ингибиторов коррозии, стабилизаторов или замедлителей скорости реакции между соляной кислотой и породой, интенсификаторов или ПАВ.

Например, требуется определить количество соляной кислоты и других химических реагентов для обработки газовой скважины, имеющей следующую характеристику: глубина 1045 м; пласт представлен песчаником; эффективная мощность пласта 12 м; проницаемость пород $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; пластовое давление 10 МПа; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,15 м; внутренний диаметр НКТ 0,062 м.

Таблица 8.2

Количество соляной кислоты и воды для получения растворов различных концентраций

Требуемый объем раз- веденной кислоты, м ³	Требуемая концентрация разведенной кислоты, %									
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	190	230	270	310	350	390	430	470	510	550
2	0,83	0,80	0,76	0,73	0,69	0,66	0,62	0,59	0,55	0,52
3	380	460	540	660	700	780	860	940	1020	1100
4	1,67	1,59	1,53	1,46	1,39	1,32	1,24	1,17	1,11	1,04
5	570	690	810	920	1040	1170	1290	1410	1530	1650
6	2,50	2,39	2,29	2,19	2,08	1,98	1,87	1,76	1,65	1,56
7	760	910	1070	1230	1390	1560	1720	1880	2040	2200
8	3,34	3,18	3,06	2,92	2,78	2,64	2,49	2,34	2,21	2,08
9	950	1140	1340	1530	1740	1940	2150	2360	2570	2780
10	4,17	3,98	3,82	3,65	3,47	3,30	3,11	2,93	2,75	2,57
11	1140	1370	1610	1840	2090	2330	2580	2830	3080	3320
12	5,00	4,78	4,58	4,38	4,17	3,96	3,73	3,52	3,31	3,10
13	1330	1600	1880	2150	2440	2720	3000	3300	3600	3900
14	5,84	5,58	5,35	5,12	4,86	4,62	4,36	4,11	3,86	3,58
15	1520	1830	2140	2460	2780	3110	3440	3770	4080	4400
16	6,67	6,37	6,12	5,88	5,56	5,28	4,98	4,68	4,42	4,16
17	1710	2050	2400	2760	3140	3500	3870	4240	4610	4980
18	7,50	7,17	6,88	6,57	6,25	5,94	5,60	5,28	4,96	4,65
19	1890	2280	2690	3080	3480	3890	4300	4720	5140	5560
20	8,34	7,97	7,64	7,30	6,95	6,60	6,27	5,87	5,50	5,14
21	2080	2510	2960	3390	3830	4280	4730	5190	5650	6110
22	9,17	8,77	8,40	8,03	7,64	7,26	6,89	6,46	6,05	5,66
23	2270	2740	3230	3700	4180	4670	5160	5660	6160	6660
24	10,00	9,57	9,16	8,76	8,33	7,92	7,51	7,04	6,60	6,18
25	2460	2970	3500	4010	4530	5060	5590	6130	6670	7210
26	10,83	10,37	9,92	9,49	9,02	8,58	8,14	7,63	7,15	6,70
27	2650	3200	3770	4320	4880	5450	6020	6600	7180	7760
28	11,66	11,17	10,68	10,22	9,71	9,24	8,76	8,21	7,70	7,22
29	2840	3430	4000	4630	5230	5840	6450	7070	7690	8310
30	12,49	11,97	11,44	10,95	10,40	9,90	9,38	8,80	8,25	7,74

Примечание. В числителе 27 %-ная соляная кислота в кг; в знаменателе вода (включая добавки) в м³.

Для заданных условий концентрацию кислоты для первичных обработок принимают $8 \div 10$ %. Примем 10 %. Количество кислоты, расходуемой на 1 м толщины пласта, для песчаников составляет $0,4 \div 0,6$ м³. Принимаем 0,5 м³. В этом случае общий объем рабочего кислотного раствора составит $0,5 \cdot 12 = 6$ м³. На приготовление 6 м³ 10 %-ного рабочего солянокислотного раствора требуется 2330 кг 27,5 %-ной кислоты и 3,96 м³ воды (табл. 8.2). Количество концентрированной товарной (неразведенной) кислоты может быть определено по формуле

$$Q_k = Q/h.$$

где Q_k — объем концентрированной кислоты, м³; Q — объем солянокислотного раствора, м³; h — коэффициент, зависящий от концентрации раствора и концентрации соляной кислоты (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Коэффициент h , зависящий от концентрации раствора и концентрации соляной кислоты

Концентрация раствора, %	Концентрация товарной соляной кислоты		Концентрация раствора, %	Концентрация товарной соляной кислоты	
	31 %-ная	27 %-ная		31 %-ная	27 %-ная
8	4,325	3,69	12	2,825	2,412
9	3,82	3,26	13	2,6	2,217
10	3,42	2,92	14	2,4	2,048
11	3,1	2,645	15	2,23	1,903

Таблица 8.4

Плотность и концентрация соляной кислоты

Плотность, кг/м ³	Граусы Боэе	Концентрация соляной кислоты, % вес	Содержание соляной кислоты в 1 л, кг	Плотность, кг/м ³	Граусы Боэе	Концентрация соляной кислоты, % вес	Содержание соляной кислоты в 1 л, кг
1030	4,1	5,15	0,063	1105	13,6	20,97	0,232
1035	4,7	7,15	0,074	1110	14,2	21,92	0,243
1040	5,4	8,16	0,084	1115	14,9	22,85	0,255
1045	6	9,16	0,096	1120	15,4	23,82	0,267
1050	6,7	10,17	0,107	1125	16	24,78	0,279
1055	7,4	11,18	0,118	1130	16,5	25,75	0,291
1060	8	12,19	0,129	1135	17,1	26,70	0,302
1065	8,7	13,19	0,140	1140	17,7	27,66	0,315
1070	9,4	14,17	0,152	1145	18,3	28,61	0,328
1075	10	15,16	0,163	1150	18,8	29,57	0,340
1080	10,6	16,15	0,174	1155	19,3	30,55	0,353
1085	11,2	17,13	0,186	1160	19,8	31,52	0,366
1090	11,9	18,11	0,197	1165	20,3	32,49	0,379
1095	12,4	19,06	0,209	1170	20,9	33,46	0,391
1100	13	20,01	0,220	1175	21,4	34,42	0,404

Таблица 8.5

**Количество добавок на 1 м³ солянокислотного раствора
в зависимости от его концентрации**

Добавка	Концентрация солянокислотного раствора, %							
	8	9	10	11	12	13	14	15
Формалин, кг	4,8	5,4	6	6,6	7,2	7,8	8,4	9
Формалин 40 %-ный, л	5,2	5,9	6,6	7,2	7,9	8,5	9,2	9,8
Уникол У2, л	15	17	19	21	23	25	27	29
Уникол МН, л	3	3,4	3,8	4,2	4,6	5	5,4	5,8
Уникол УК, кг	0,9	1	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7

Количество воды, необходимое для приготовления заданного объема солянокислотного раствора, определяется по формуле

$$V = Q - Q - (q_1 + q_2 + \dots + q_n),$$

где V — требуемое количество воды, м³; Q — объем солянокислотного раствора, м³; Q — объем концентрированной товарной (неразведенной) соляной кислоты, м³ (табл. 8.4); $(q_1 + q_2 + \dots + q_n)$ — суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору, м³.

Количество добавок на 1 м³ солянокислотного раствора в зависимости от его концентрации определяется по табл. 8.5.

На месторождениях предприятия Кубаньгазпром применяют технологию ВНИИгаза для удаления глинистых кольматирующих образований из призабойной зоны пласта при заканчивании газоконденсатных скважин, а также скважин после капитального ремонта, дебит которых не соответствует расчетным фильтрационно-емкостным параметрам пласта [17].

В качестве реагента для приготовления раствора используется бисульфат натрия, представляющий собой хорошо растворимый в воде порошок белого цвета. Его 8 %-ный раствор при 20 °С имеет плотность 1040 кг/м³.

В качестве буферной жидкости используются нефть, дизельное топливо или другие вязкие нейтральные жидкости.

Расчетное количество реагентного раствора продавливают при закрытом затрубном пространстве в пласт под давлением, превышающим пластовое на 1÷1,5 МПа. Затем закрывают скважину и оставляют ее под наблюдением 4÷6 ч, фиксируя через 10÷15 мин падение давления. После освоения в случае получения дебита ниже ожидаемого закачивают в призабойную зону по описанной технологии раствор катионоактивного ПАВ.

8.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — один из эффективных методов механической обработки продуктивного объекта с целью интенсификации добычи газа и обеспечения рациональной разработки нефтегазовых месторождений.

Сущность метода заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит расслоение породы и образование новых или расширение существующих трещин. Сохранение трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине обеспечивается закачкой в них вместе с жидкостью закрепляющего агента — кварцевого песка.

Процесс ГРП состоит из следующих, последовательно проводимых операций:

- закачки в пласт высоковязкой малофильтрующей жидкости разрыва для образования в породе новых и расширения существующих трещин;

- закачки в образовавшиеся трещины песчано-жидкостной смеси для закрепления их песком путем создания песчаной подушки;

- закачки в скважину жидкости для продавливания в трещины песчано-жидкостной смеси.

Жидкости для гидроразрыва пласта и транспортировки песка должны отвечать следующим требованиям:

- не уменьшать проницаемость породы пласта и не ухудшать фильтрационную характеристику призабойной зоны;

- при контакте с пластовыми жидкостями и породой не образовывать нерастворимых осадков и эмульсий;

- вязкость и фильтруемость должны быть стабильными в условиях обрабатываемого пласта в пределах времени проведения гидроразрыва;

- обладать свойствами, обеспечивающими наиболее полное их удаление из созданных трещин и порового пространства пород после выполнения гидроразрыва.

Кроме указанных общих требований жидкость разрыва должна обладать малой фильтруемостью и большой вязкостью, а жидкость-песконоситель — высокой пескоудерживающей способностью.

Все рабочие жидкости должны быть экологически чистыми, пожаробезопасными и приготавливаться из доступных материалов.

Гидроразрыв пласта проводится в скважинах:

работающих с дебитами, значительно меньшими потенциально возможных, исходя из емкостно-фильтрационной характеристики продуктивного пласта;

вскрывших продуктивный пласт с низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением и значительными запасами газа;

работающих со значительно меньшей продуктивностью по сравнению с окружающими;

с разрушающей призабойной зоной и пробкообразующих для снижения депрессии на пласт с целью предупреждения разрушения породы;

нагнетательных для увеличения приемистости пласта.

Не рекомендуется проводить гидроразрыв в скважинах, технически неисправных и расположенных вблизи контура водоносности.

Сложность строения реальных продуктивных пластов и постоянно изменяющиеся в них условия во время проведения гидроразрыва не позволяют однозначно воспользоваться математическими зависимостями для выбора оптимальных технологических параметров процесса ГРП. Отсутствие точных представлений о месте образования трещин и величине их раскрытия, распределении песка по трещине и других факторах обуславливает необходимость установления оптимальных параметров процесса гидроразрыва на основании промысловых экспериментов и обобщения практических результатов.

Весь процесс гидравлического разрыва пласта может быть успешно осуществлен при определенном соотношении темпа закачки жидкости, ее вязкости, фильтруемости и транспортирующей способности потока. При этом в каждый момент увеличение темпа закачки жидкости должно опережать количество фильтрующейся ее в пластовую породу с тем, чтобы происходило быстрое возрастание давления на скелет пласта, достижение значения, при котором произойдет расслоение породы, разрыв пласта. При дальнейшей закачке в пласт жидкостей песконосителя и продавочной давление нагнетания должно обеспечить развитие трещины в глубь пласта.

Темп закачки жидкостей и их вязкость оказывают решающее влияние на успешность проведения и эффективность операции ГРП. Причем значение этих факторов необходимо рассматривать не каждый в отдельности, а во взаимосвязи.

Произведением темпа закачки жидкости на ее вязкость определяется гидравлическая мощность потока, его транспор-

тирующая способность, т.е. те технологические параметры, от которых зависит успех операции ГРП. При недостаточной гидравлической мощности потока существует опасность выпадения песка вблизи ствола скважины, образование песчаной пробки на забое и ограниченное распространение трещин. При высокой гидравлической мощности потока обеспечиваются образование далеко уходящих в пласт трещин, повышенная концентрация песка в потоке и транспортировка его в пласт на значительное, до нескольких десятков метров, расстояние от ствола скважины.

Количество закачанного в трещину песка определяет ее геометрические размеры, следовательно, при прочих равных условиях чем больше вводится песка в пласт, тем протяженнее будет трещина и значительно увеличится объем активно дренируемой скважиной зоны продуктивного пласта, тем выше будет приток пластового флюида к скважине. Однако ввод определенного количества песка в пласт можно обеспечить при различном сочетании таких важных технологических параметров, как гидравлическая мощность потока и концентрация песка в нем. От концентрации песка в песчано-жидкостной смеси зависит высота песчаной подушки, ее несущая способность, т.е. возможность выдерживать вертикальное давление вышележащих пород и сохранять высокую пропускную способность трещины.

После закачки песка в трещину и снижения давления нагнетания частицы песка находятся под давлением вышележащих пород, обуславливающим внедрение зерен песка в породу. По данным работы [33] в случае однослойной укладки зерен песка в горизонтальной трещине происходит внедрение их в кровлю и подошву трещины на две трети диаметра (для фракции $0,5\pm 0,85$ мм). Поэтому фактическая ширина трещины будет $0,17\pm 0,28$ мм, а ее пропускная способность небольшая. С течением времени трещина может засориться мелкими глинистыми и песчаными частицами. Поэтому необходима многослойная укладка зерен песка. Она позволит увеличить ширину трещины и связанную с ней пропускную способность, так как в поверхности стенок трещины будут внедряться только верхние и нижние слои песка. Вполне понятно, что добиться многослойной укладки зерен можно только за счет увеличения количества и концентрации песка.

Эффективность ГРП зависит также от места образования трещин.

Для продуктивных пластов, отличающихся большой изменчивостью коллекторских свойств по толщине пласта, что

характерно для месторождений Северного Кавказа, существенное влияние на эффективность процесса ГРП оказывает еще и число образующихся трещин. Однако до последнего времени существовало мнение: возможно ли при проведении гидроразрыва одновременное образование нескольких трещин? Для получения ответа на данный вопрос проведены специальные исследования в трех группах скважин, расположенных в различных по емкостно-коллекторской характеристике и дебитам зонах одного из месторождений Северного Кавказа [22].

Проведенные исследования позволили сделать однозначные выводы:

- в результате ГРП образуется несколько трещин (2÷3 и более), что объясняется значительной литологической изменчивостью пласта по толщине и большой неоднородностью коллекторских свойств его;

- трещины образуются в местах наименьшей механической прочности пород, часто по плоскостям напластований или в наиболее проницаемой части продуктивного пласта;

- эффективность ГРП зависит как от числа, так и от места образования трещин;

- малая эффективность ГРП или отсутствие эффекта связаны с образованием трещин в малогазонасыщенных или в непродуктивных частях пласта.

При проведении гидроразрыва литологически неоднородного пласта трещины могут образоваться в разных местах — по плоскостям напластований, в кровле, подошве или в хорошо проницаемой части пласта, чем и определяется при прочих равных условиях эффективность проводимых операций. При этом не удастся охватить трещинами все пропластки, и они остаются гидродинамически не связанными со скважиной. Поэтому возникает необходимость проведения многократного направленного гидроразрыва, при котором создаются трещины в определенных интервалах пласта.

Обычно на газовых и газоконденсатных месторождениях Северного Кавказа эксплуатационная колонна перфорируется в интервале всей толщины продуктивного пласта, что затрудняет качественное проведение направленного гидроразрыва с использованием пакера или искусственно создаваемых в эксплуатационных колоннах песчаных пробок.

Однако есть и другие, менее трудоемкие способы осуществления многократного и направленного гидроразрыва пласта — это использование энергии высоконапорной струи гидропескоструйного перфоратора и применение пластичных

шариков, временно закупоривающих перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне.

При гидropескоструйной перфорации за счет перепада давления в перфорационном отверстии обсадной колонны возникает давление в образующемся перфорационном канале пластовой породы. Если давление разрыва пласта меньше или равно давлению в канале, то должно происходить образование трещин в пласте. Для выяснения этого предположения был проведен многократный направленный гидроразрыв в скважине, находящейся в одной зоне равных эффективных мощностей и одинаковой газонасыщенности пласта со скважинами, где не получено ожидаемого результата.

Предварительно для уточнения давления гидроразрыва в нескольких скважинах спущенными в зону фильтра глубинными манометрами было замерено в процессе ГРП забойное давление. Благодаря этому с высокой точностью определен градиент давления разрыва, который оказался равным 0,017 МПа·м. Таким образом, для гидроразрыва пласта, залегающего в интервале 660÷652 м, необходимо создать давление 11,2÷11,5 МПа. Устье скважины было оборудовано герметизирующим устройством, позволяющим без прекращения круговой циркуляции жидкости перемещать в вертикальном направлении НКТ.

ГРП осуществлен последовательно в трех местах с использованием гидropескоструйного перфоратора с тремя насадками диаметром 6 мм, установленными в одной горизонтальной плоскости под углом 120° друг к другу.

Вначале на намеченных глубинах проводили обычную гидроразрывную перфорацию (снизу вверх). Параметры процесса ГПП: давление нагнетания 20 МПа, концентрация песка в потоке 70 кг/м³, продолжительность воздействия абразивной струи на одной установке 10 мин. Затем, не прекращая циркуляции, закрывали задвижку на межтрубном пространстве, и песчано-жидкостная смесь через перфоратор и отверстия в обсадной колонне направлялась непосредственно в пласт. При этом увеличивали концентрацию песка до 500÷300 кг/м³. В первую трещину при темпе 14,5 л/с закачали 3 т песка с концентрацией его в потоке 500 кг/м³, во вторую с темпом 14 л/с закачали 6 т песка с концентрацией 450 кг/м³, в третью соответственно 16 л/с, 6,5 т и 300 кг/м³. В качестве рабочей жидкости при выполнении операции ГПП и ГРП использовался 10 %-ный раствор хлористого натрия.

После закрытия задвижки на межтрубном пространстве давление нагнетания сначала увеличивалось до 27÷26 МПа, а

затем снижалось до 22÷21 МПа, что свидетельствовало о разрыве пласта. Продавку песка в пласт осуществляли той же жидкостью в объеме спущенных НКТ. В межтрубном пространстве на устье скважины давление выше 50 МПа не поднималось. Такое давление наблюдалось при ГРП, осуществляемом на этом месторождении по обычной технологии. Основные сведения о технологических параметрах ГПП и ГРП приведены в табл. 8.6.

После выполнения ГРП рабочий дебит скважины составил 13,5 тыс. м³/сут газа, что в 2 раза больше дебита рядом расположенных скважин, в которых гидроразрыв был проведен по обычной технологии однократного гидроразрыва, но с лучшими технологическими показателями: темпом закачки 28 л/с, песка 20 т, концентрацией его в потоке 590 кг/м³.

Проведенные промысловые исследования позволили сделать следующие выводы:

многократный направленный гидроразрыв анизотропного газоносного пласта значительно эффективнее проводимого по обычной технологии однократного гидроразрыва;

ГРП можно проводить через ограниченное число отверстий в обсадной колонне с обеспечением оптимального темпа закачки и высокой концентрации песка в потоке;

Таблица 8.6

Основные технологические параметры ГПП и ГРП

Глубина установки перфоратора, м	Наименование операции, число отверстий	Параметры процесса				Примечание
		Рабочее давление, МПа	Темп закачки, л/с	Количество песка, т	Концентрация песка, кг/м ³	
660	ГПП, 3	220	14,5	3	70	1 трещина
659	ГПП, 3	220			70	
659	ГРП	270÷220			500	
658	ГПП, 3	220	14	6	70	2 трещина
657	ГПП, 3	220			70	
656	ГРП	260÷210			450	
655	ГПП, 3	220	16	6,5	70	3 трещина
654	ГПП, 3	220			70	
652,5	ГПП, 3	220			70	
652,5	ГРП	260÷210			300	
652	ГПП, 3	220			70	

вскрытие обсаженного пласта пескоструйной перфорацией, гидроразрыв его и закрепление трещин песком можно проводить как один непрерывный цикл работ;

многократный направленный гидроразрыв пласта, представленного анизотропными терригенными коллекторами, возможно проводить одновременно с гидропескоструйной перфорацией в скважинах любой глубины, если используемые в работе насосные агрегаты обеспечивают создание необходимого давления.

Газоносный пласт в скв. 200 Тахта-Кутультинского месторождения вскрыт в интервале 617÷607 м кумулятивной перфорацией с плотностью 10 отв/м, всего 100 отверстий. После освоения рабочий дебит скважины составил 10 тыс. м³/сут газа. Анализ данных геофизических исследований (термокаротаж, профили тепло- и электропроводности) показал, что приток газа отмечается только из двух интервалов: из одного — интенсивный, из другого — слабый. Провели гидроразрыв пласта в два этапа. При первом под давлением 10 МПа закачали 10 т песка с концентрацией 500 кг/м³. Затем, не прекращая прокачку, в поток песчано-жидкостной смеси через лубрикатор ввели эластичные капроновые шарики диаметром 17÷18 мм в количестве 50 штук (из расчета перекрытия половины перфорационных отверстий в фильтровой части эксплуатационной колонны). Через 2 мин после ввода шариков давление повысилось до 18 МПа, а затем резко снизилось до 10 МПа. Это свидетельствовало о перекрытии шариками перфорационных отверстий напротив работающих газом интервалов и последовавшего за этим гидроразрыва пласта в других неработающих интервалах. Под давлением 10 МПа закачено 10 т песка с концентрацией его в потоке 520 кг/м³. При освоении скважины вместе с жидкостью было извлечено в различной степени деформированных 46 шариков.

Интерпретация данных повторных исследований позволила установить, что в результате гидроразрыва образовались два новых, работающих интервала и повысилась газоотдача ранее работавших, благодаря чему дебит скважины увеличился в 1,5 раза.

Исходя из физической сущности гидроразрыва пласта, его влияние на разработку месторождения при правильно выполненной технологии, исключающей смыкание стенок трещин и обеспечивающей функционирование их как каналов с большой проводимостью для пластовых флюидов, должно проявляться длительное время, до полного истощения пласто-

вой энергии. Снижение продуктивности скважин в данном случае может быть связано только с естественным падением пластового давления и коагуляцией призабойной зоны. Это положение в какой-то мере нашло убедительное практическое подтверждение на многих газовых и газоконденсатных месторождениях Краснодарского и Ставропольского краев, где проведен гидроразрыв пласта в сотнях скважин. Добывающие скважины на Николаевском, Челбасском, Тахта-Кутультинском и других месторождениях работали без гидроразрыва по 4÷5 лет с дебитами от 3 до 5 тыс. м³/сут газа. После проведения гидроразрыва их производительность возросла до 15,6÷20,3 тыс. м³/сут, т.е. в среднем в 3,2÷4,5 раз. Этому способствовал не только гидроразрыв пласта, но и проведение при этом ряда организационно-технических мероприятий: от момента глушения скважины до ее освоения гидроразрыв выполнялся как непрерывный цикл работ в течение одних суток; для глушения скважин, разрыва пласта и транспортировки песка по трещине использовалась жидкость одного состава; скважины осваивались сразу же, как только избыточное давление на устье снижалось до нуля. Весь процесс гидроразрыва с закачкой 15÷20 т песка продолжался в мелких скважинах 30÷40 мин, в глубоких — 1÷1,5 ч.

Многолетними наблюдениями за обработанными объектами установлена их высокая продуктивность, которая в большинстве скважин через 10÷12 лет, а в некоторых через 15÷18 лет эксплуатации в 1,2÷1,5 раза превышала начальную.

Учитывая большой практический опыт работы на месторождениях Северного Кавказа, продуктивные пласты которых представлены в основном слабосцементированными терригенными коллекторами, гидроразрыв следует выполнять со следующими технологическими показателями: количество песка на одну скважино-операцию 15÷20 т; концентрация его в песчано-жидкостной смеси 450÷600 кг/м³; темп закачки 20÷25 л/с. В качестве жидкости разрыва, песконосителя и продавочной следует использовать гидрофобные эмульсии с эмульгаторами-стабилизаторами РЭМ, ДЭСКА-17-20 и др. Обладая высокими, регулирующими в широких пределах показателями вязкости, практически нулевой фильтруемостью, хорошей расклинивающей и транспортирующей способностью, эмульсии обеспечивают качественное выполнение гидроразрыва пласта, а их свойство расслаиваться в пласте после выполнения операции на исходные жидкие компоненты с низкой вязкостью способствует быстрому и полному освоению скважин до потенциально возможного дебита.

В качестве расклинивающего агента рекомендуется использовать специально вырабатываемый для этих целей Волгоградским карьером кварцевый песок фракций 0,4÷1 мм.

Для практического руководства при проведении гидроразрыва пласта ниже приводится план работ по скв. 86 Краснодарской СПХГ.

Сведения о скважине. Искусственный забой на глубине 1270 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, с толщиной стенки 12,06 мм, материал труб — сталь группы прочности Р-110, давление гидравлической опрессовки 70 МПа. Цемент за колонной поднят до устья. Эксплуатационная колонна вместе с фонтанной арматурой АФК-3-65 × 210 опрессована водой на 13,5 МПа. В скважину спущены НКТ диаметром 89 мм на глубину 1190 м.

Водопоглощительный пласт-свита горячего ключа палеоцена представлен мелкозернистыми среднесцементированными слабопроницаемыми алевролитами. Вскрыт в интервале 1259÷1211 м ПКС-80 по 33 отв./м, всего 1533 отверстия. Приемистость пласта небольшая — 20 м³/сут под избыточным давлением на устье 7 МПа. Проведенная гидропескоструйная перфорация с установкой перфоратора на глубинах 1243, 1233, 1213 м заметного улучшения приемистости не дала.

С целью увеличения проницаемости призабойной зоны представляется целесообразным провести гидравлический разрыв пласта.

Рабочее забойное давление при гидроразрыве $p_{з,р}$ определяется из выражения

$$p_{з,р} = p_{в,г} - p_{пл} + \sigma_p,$$

где $p_{в,г}$ — вертикальное местное горное давление, МПа; $p_{пл}$ — пластовое давление, 3,5 МПа; σ_p — прочность породы на разрыв, 1,5 МПа.

Вертикальное горное давление определяется

$$p_{в,г} = H\rho_{п}gK,$$

где H — глубина залегания пласта, 1259 м; $\rho_{п}$ — средневзвешенная плотность вышележащих пород, 2300 кг/м³; g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с²; K — коэффициент разгрузки полного горного давления, составляющий для скважин глубиной до 1200 м месторождений Северного Кавказа 0,92.

$$p_{в,г} = 1259 \cdot 2300 \cdot 9,81 \cdot 0,92 = 26,13 \text{ МПа};$$

$$p_{з,р} = 26,13 - 3,5 + 1,5 = 24,13 \text{ МПа}.$$

Устьевое рабочее давление гидроразрыва связано с забойным давлением ГРП следующей зависимостью:

$$p_{у.р} = p_{з.р} + p_{т.р} - p_{ст}$$

где $p_{т.р}$ — потери давления на трение при прокачке жидкости по НКТ, МПа; $p_{ст}$ — гидростатическое давление столба жидкости в скважине, МПа.

При темпе закачки 25 л/с жидкости вязкостью 125 мПа·с потери на трение в 100 м НКТ диаметром 89 мм составляют 0,88 МПа [33], а во всей колонне они будут

$$p_{тр} = 1259 \cdot 10^{-2} \cdot 0,88 = 11,08 \text{ МПа.}$$

При плотности жидкости гидроразрыва 1000 кг/м³ гидростатическое давление на забое составит

$$p_{ст} = 12,59 \text{ МПа.}$$

Следовательно, устьевое рабочее давление гидроразрыва определится:

$$p_{у.р} = 24,13 + 11,08 - 12,59 = 22,62 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление на устье 23,01 МПа значительно превышает давление опрессовки эксплуатационной колонны 13,5 МПа. Поэтому, несмотря на большую прочность труб эксплуатационной колонны, во избежание разрушения устья процесс гидроразрыва необходимо выполнять с пакером.

Ввиду значительной толщины вскрытого пласта (1259 — 1211 = 48 м) гидроразрыв следует делать в двух интервалах: первом — 1259÷1235 м с установкой пакера на глубине 1234 м, втором — 1211÷1234 м с установкой верхнего пакера на глубине 1210 м, предварительно изолировав песчаной пробкой нижнюю часть фильтра 1259÷1234 м.

В случае использования пакера без якоря с опорой НКТ на забой во избежание их прихвата песком закачку его в пласт следует осуществлять в восходящем потоке песчано-жидкостной смеси. Для этого нижний конец НКТ необходимо оборудовать патрубком с боковыми вертикальными щелями общей площадью не менее поперечного сечения внутреннего канала трубы диаметром 89 мм.

Для закрепления трещины рекомендуется использовать кварцевый песок фракции 0,4÷1 мм Волгоградского карьера.

Количество песка на один гидроразрыв $G = 18$ т, концентрация его в песчано-жидкостной смеси $C = 450$ кг/м³. Темп закачки рабочих жидкостей $Q = 25$ л/с.

Необходимый объем рабочей жидкости: для разрыва пласта $V_p = 10 \text{ м}^3$; для транспортировки песка $V_{ж.п} = 40 \text{ м}^3$; на потери и резерв 10 м^3 ; всего 60 м^3 .

Жидкость разрыва и песконоситель — гидрофобная эмульсия состава: вода пластовая 80 % (объем), конденсат газовый 20 %, эмульгатор ДЭСКА-17-20 или РЭМ 0,5 % (мас.) ко всему объему жидкости. Вязкость ее $100 \div 125 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность 1000 кг/м^3 . Приготавливается на площадке скважины во время подготовки к проведению гидроразрыва в заранее подготовленные металлические закрытые емкости.

Продавочная жидкость $V_{пр}$ — техническая вода в объеме, на $1,5 \text{ м}^3$ большем объема НКТ диаметром 89 мм, всего 7 м.

Общая продолжительность процесса гидроразрыва определяется:

$$t = \frac{V_p + V_{ж.п} + V_{пр}}{Q} = \frac{(10 + 40 + 10) \cdot 10^3}{25} = 40 \text{ мин.}$$

Обоснование потребного технического обеспечения процесса гидроразрыва

Число пескосмесителей НПА или УСП-50 (n_1) определяется исходя из загрузочной массы их бункеров (9 т) и количества закачиваемого песка (18 т):

$$n_1 = 18 : 9 = 2.$$

Потребное число насосных агрегатов 4АН-700 определится из соотношения:

$$n_2 = \frac{p_{у.р} Q_{ж}}{p_a Q_a K} + N,$$

где $p_{у.р}$ — устьевое давление разрыва $23,01 \text{ МПа}$; $Q_{ж}$ — темп закачки жидкости гидроразрыва, 25 л/с ; p_a — рабочее давление агрегата, 26 МПа ; Q_a — подача агрегата при рабочем давлении, $17,3 \text{ л/с}$; K — коэффициент технического состояния агрегатов; в промысловой практике принимается от 0,5 до 0,8; в данном случае $K = 0,65$; N — число резервных агрегатов, 2;

$$n_2 = \frac{23,01 \cdot 25}{26 \cdot 17,3 \cdot 0,65} + 2 = 4.$$

Кроме того, для вспомогательных работ необходимо 5 агрегатов ЦА-320 М, а для обвязки всех технических средств

между собой и со скважиной — блок манифольдов БМ-700 и арматура устья 2 АУ-700.

Для подготовки рабочих жидкостей и продавочной необходимо на площадке скважины иметь металлические емкости вместимостью по $20 \pm 25 \text{ м}^3$ каждая, общим объемом $75 \pm 80 \text{ м}^3$.

Порядок работы следующий.

Промыть скважину чистой водой до искусственного забоя.

Поднять НКТ, проверить их состояние, при необходимости опрессовать давлением 30 МПа.

Спустить НКТ с пакером и якорем. Запакероваться.

Произвести обвязку технологического оборудования и вспомогательных средств между собой и со скважиной.

Опрессовать манифольды нагнетательных линий от агрегатов к скважине давлением, в 1,5 раза большим рабочего при гидроразрыве, т.е. 35 МПа.

Закачку жидкости разрыва в пласт начать одним агрегатом 4АН-700, а затем последовательным включением других, ступенчато увеличивая темп закачки до $20 \pm 25 \text{ л/с}$, проверить герметичность пакера, установить факт разрыва пласта и включить в работу пескосмесители. Песчано-жидкостная смесь и продавочная жидкость должны закачиваться с темпом и рабочим давлением не меньше тех, при которых был зафиксирован разрыв пласта.

Увеличение темпов закачки и рабочего давления при этом благоприятствует технически успешному и качественному выполнению процесса гидроразрыва.

По окончании продавки скважину закрыть и оставить в покое до момента снижения избыточного давления на устье до нуля, что обычно наступает через 1÷2 ч. После этого извлечь пакер, промыть скважину, определить приемистость пласта и при удовлетворительных показателях ввести ее в эксплуатацию. При необходимости провести гидроразрыв второго, верхнего интервала водопоглощающего пласта по описанной схеме.

Высокая эффективность обработки призабойной зоны может быть достигнута сочетанием механического (гидроразрыв пласта с образованием трещин) и химического (обработка карбонатной породы соляной кислоты) способов воздействия. Это достигается использованием в качестве жидкости разрыва, а в некоторых случаях и песконосителя загущенной соляной кислоты или гидрофобной кислотной эмульсии [22].

Являясь внутренней фазой в эмульсии, соляная кислота не имеет непосредственного контакта с металлом скважинных

коммуникаций и породой, а следовательно, не теряет своей химической активности. При расслоении эмульсии на составляющие жидкие компоненты после ее закачки в пласт кислота, химически взаимодействуя с карбонатами, растворяет их, образуя широкую сеть так называемых каналов растворения. В результате значительно улучшается фильтрационная характеристика призабойной зоны и увеличивается приток пластового флюида в скважину.

Скважиной 26 Кошехабльского месторождения вскрыт газоносный пласт оксфордского яруса верхней юры. Представлен трещиноватыми известняками.

Искусственный забой на глубине 5150 м.

Эксплуатационная колонна из труб С-75 диаметром 139,7 мм с толщиной стенки 10,54 мм.

Опрессована водой давлением 58 МПа.

Пластовое давление 65 МПа, температура пласта 160 °С.

Интервал перфорации 5130÷5082 м. Простреляно 336 отверстий зарядами ПКО-89.

Насосно-компрессорные трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 6,45 мм из стали С-75 спущены на глубину 5074 мм.

После замены глинистого раствора на воду и снижения в скважине уровня на 3150 м приток газа оказался очень слабым, что можно объяснить плохой гидродинамической связью пласта со скважиной.

Для улучшения фильтрационной характеристики призабойной зоны и интенсификации притока газа представляется целесообразным провести гидрокислотный разрыв пласта по следующему плану.

Заполнить скважину водой и промыть ее в течение двух циклов циркуляции.

Заменить в скважине воду на аммонизированный раствор нитрата кальция плотностью 1500 кг/м³.

Допустить с промывкой НКТ до искусственного забоя и промыть скважину в течение двух циклов.

Приподнять НКТ до нижних отверстий перфорации 5130 м.

Прокачать через НКТ 7 м³ метанола с таким расчетом, чтобы в межколонном 89 × 139,7 мм пространстве он поднялся до верхних отверстий (5082 м), а остальной находился в НКТ. Вытесняемый из скважины аммонизированный раствор собирать в чистые емкости.

Закрыть межколонное пространство и продавить по НКТ в пласт метанол при давлении на межколонном, не превышающем 39,5 МПа.

При установлении факта приемистости пласта под указанным избыточным давлением прокачать по НКТ в пласт 30 м³ гидрофобной кислотной эмульсии состава: кислота соляная 15 %-ной концентрации 80 % (об.) — 24 м³, конденсат газовый (20 %) — 6 м³, эмульгатор РЭМ — 1 % (мас.) ко всему объему жидкости.

Продолжительность реагирования кислоты в пласте 2 ч.

Заменить в скважине аммонизированный раствор на воду и промыть ее.

Снижением уровня воды в скважине до глубины 2500 м вызвать приток газа и произвести дальнейшее освоение скважины.

При недостаточном притоке газа повторить солянокислотную обработку.

8.3. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидроперфорация осуществляется за счет использования абразивного и гидромониторного воздействия на преграду высокоскоростных жидкостных струй, выходящих с большой скоростью из насадок перфоратора.

Перфорацию осуществляют по принципу снизу вверх, т.е. вначале перфоратор устанавливают на нижней отметке, а затем поднимают на заданные глубины. Большое внимание уделяют подбору НКТ, на которых спускается перфоратор. Каждую трубу осматривают и опрессовывают на полуторакратное давление, ожидаемое при перфорации. Перед спуском НКТ измеряют с точностью до 0,5 см. Колонну НКТ подбирают из расчета полуторакратного запаса на страгивающую нагрузку в резьбовых соединениях.

Растяжение труб от перепада давления в насадках принято учитывать по формуле

$$\Delta l = \frac{pSL}{FE},$$

где Δl — приращение длины, см; p — давление нагнетания, МПа; S — внутренняя площадь сечения труб, см²; L — длина колонны труб, см²; F — площадь поперечного сечения тела трубы, см²; E — модуль Юнга.

В процессе гидроперфорации необходимо обеспечить максимальный перепад давления в насадках при минимально возможных потерях давления в трубах или за ними. Для этого, зная диаметр насадки и заданный расход жидкости через нее,

в работе [33] перепад давления в насадках рекомендуется определять по графику (рис. 8.1). Далее по суммарному расходу жидкости, равному произведению числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, по графику (рис. 8.2) следует определять потери давления. Сумма потерь и перепада давления должна равняться или быть меньше допустимого устьевого давления.

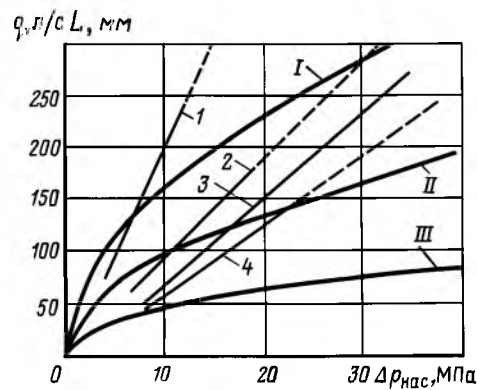


Рис. 8.1. Характеристические кривые насадок гидropескоструйного перфоратора:
I, II, III — кривые расхода и перепада давления в насадках диаметрами соответственно 6, 4, 5 и 3 мм; линии глубин выработки в модели пласта при вскрытии: 1 — щелевом, насадкой диаметром 4, 5 мм; 2 — 4 — точечном, насадками диаметрами соответственно 6, 4, 5 и 3 мм [33]

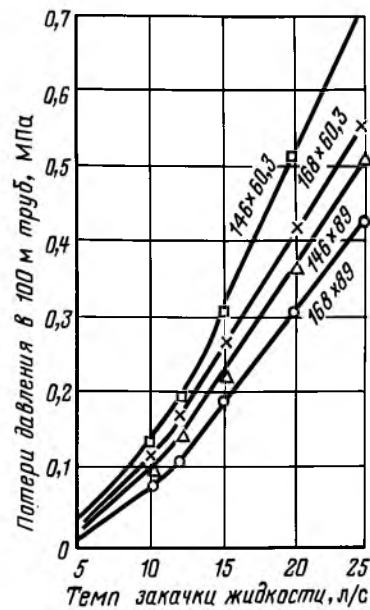


Рис. 8.2. Кривые потерь давления в 100 м насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства при прокачке водопесчаных смесей [33]

При выборе перепада давления в насадках следует учесть, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение колонны, цементного камня и породы, а потому не должен быть менее 22 МПа при насадках диаметром $4,5 \pm 3$ мм. При выборе перепада давления и расхода жидкости через насадку надо учитывать, что с забоя на поверхность выносятся песок и шлам, и следовательно,

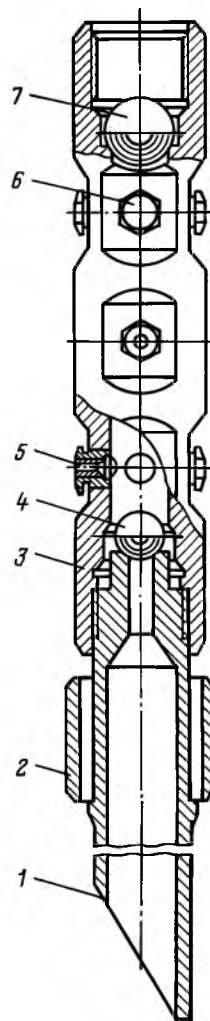


Рис. 8.3. Гидроперфоратор с прямым расположением насадок:
 1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — 7 — шариковые клапаны различных диаметров, обеспечивающие возможность опрессовки колонны бурильных или насосно-компрессорных труб после спуска перфоратора в скважину, а также промывки скважины от песка; 5, 6 — узлы насадок перфоратора

суммарный расход жидкости через одновременно работающие насадки должен обеспечивать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 0,5 м/с. При работе гидроперфоратора с прямым расположением насадок (рис. 8.3) отраженная струя идет навстречу выходящей из насадки и снижает силу удара ее о преграду.

Гидроперфоратор с наклонными насадками, расположенными под углом 75° к вертикальной оси перфоратора

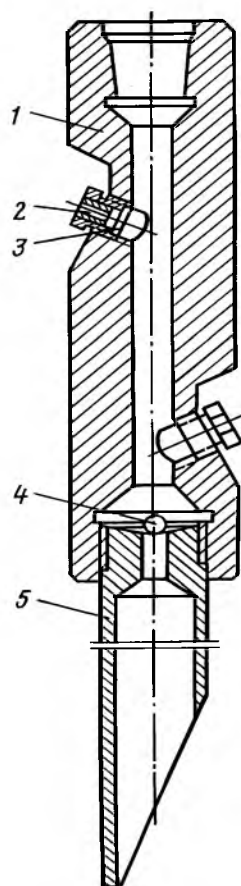


Рис. 8.4. Гидроперфоратор с наклонным расположением насадок: 1 — корпус; 2 — насадка; 3 — корпус насадки; 4 — шаровой клапан; 5 — хвостовик

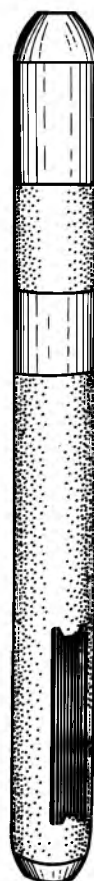


Рис. 8.5. Общий вид щелевого гидромеханического перфоратора ПГМЩ (автор Н.М. Саркисов)

(рис. 8.4), прорезает в колонне щелевидное отверстие, площадь которого значительно больше поперечного сечения с прямым расположением насадок. В этом перфораторе отраженная от обсадной колонны струя жидкости уходит под тем же углом в сторону, за счет чего не снижается кинетическая энергия рабочей струи, выходящей из насадки.

Глубина гидropескоструйной выработки в преграде и продолжительность воздействия струи находятся в зависимости от работоспособности насосных агрегатов, а также от толщины стенки колонны и цементного камня.

Практикой работ на ПХГ установлено, что время гидроперфорации эксплуатационной колонны марки стали "Р" с толщиной стенки 12 мм составляет 1÷1,5 ч при давлении 20 МПа через насадки 4 мм перфоратора с прямым расположением насадок.

В отличие от точечной перфорации, щелевая заслуживает большего внимания. Ибо вертикальная щель способна не только вскрывать все флюидопроявляющие каналы продуктивного пласта, но и самоочищаться от заиливания, что значительно продлевает срок устойчивой эксплуатации скважины.

В 1971 г. было предложено механическое устройство, способное выполнять продольные щели в зацементированной колонне (а.с. № 883351). Перспективность способа была показана в работе [2]. С 1987 г. автором ведутся постоянные исследования в этой области. Так, усилия направлены на отработку узлов и механизмов перфоратора, в том числе и на обеспечение устойчивости накатного диска в условиях скважины. В настоящее время созданы гидромеханические щелевые перфораторы ПГМЩ для обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм (рис. 8.5). Техническая характеристика этих перфораторов приведена в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Техническая характеристика перфораторов

Показатели	ППЩ-140	ПГМЩ-146	ПГМЩ-168
Диаметр, мм	114	120	134
Длина, мм	1370	1370	1500
Масса, кг	70	65—70	80
Наружный диаметр, мм	140	146	168
Максимальная группа прочности труб	Р	Р	Р
Толщина стенки труб, мм	7+12	7+12	7+12
Выход ролика за трубу, мм	15	15	20
Длина щели в трубе, м	8	8	8

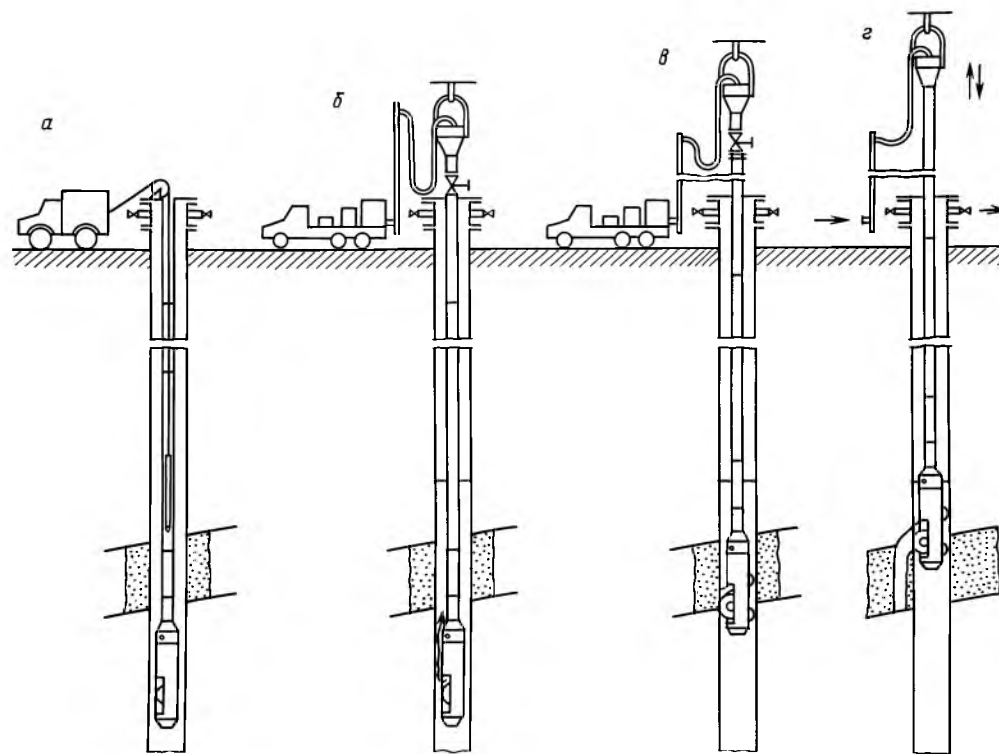


Рис. 8.6. Схема проведения операций по щелевой перфорации обсадной колонны

В перфораторе в качестве режущего элемента используется накатный диск, который, перекачиваясь под давлением по стенке трубы, углубляется в нее, образуя продольную щель. Кроме того, перфоратор оснащен гидромониторным устройством, гидравлическая ось которого направлена в щель, в зону контакта накатного диска с породой под углом к оси скважины. Благодаря этому обеспечивается постоянная циркуляция промывочной жидкости во время перфорации, высоконапорная струя эффективно разрушает цементный камень и горную породу за колонной, появилась возможность отбора шлама заколонного цементного камня и образцов породы продуктивного пласта.

Работу перфоратором проводят следующим образом. Перфоратор ПГМЩ спускают в скважину на колонне НКТ и устанавливают в заданном интервале перфорации. Рабочее положение перфоратора и схема обвязки оборудования при его работе показаны на рис. 8.6.

На рис. 8.6, *а* показана схема привязки перфоратора к заданному интервалу с помощью геофизической партии. На рис. 8.6, *б* показано заполнение зоны перфорации жидкостью, которая улучшает коллекторские свойства пласта.

На рис. 8.6, *в* показана установка целевого перфоратора в исходное положение.

Перфорацию осуществляют возвратно-поступательным перемещением НКТ от нижней границы интервала перфорации (рис. 8.6, *в*) до верхней (рис. 8.6, *г*). Усилие на накатные ролики создается давлением жидкости внутри колонны НКТ.

Чтобы привести перфоратор в рабочее положение, бросают шар, который, сев в седло шарового клапана, перекрывает большой промывочный канал в поршне. В таком положении при осуществлении циркуляции образуется перепад давления на гидромониторной насадке. Под воздействием этого перепада при помощи двух поршней выдвигается накатный ролик. При возвратно-поступательном движении НКТ накатный ролик внедряется в стенку трубы, образуя в ней сквозную щель. Этот процесс осуществляется под интенсивным воздействием гидромониторной струи.

После прорезания стенки обсадной трубы перепад давления на гидромониторной насадке увеличивают до 10÷12 МПа, не прекращая возвратно-поступательного движения. При этом происходит размыв цемента и породы. В процессе работы контроль за формированием щели ведут по индикатору веса.

8.4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Под освоением скважин понимается комплекс проводимых в них работ по окончании бурения или капитального ремонта с целью получения при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного объекта максимального дебита углеводородной продукции или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа и других агентов.

Процесс освоения заключается в возбуждении скважины, очистке от жидкостей и других примесей ствола, забоя, в проведении необходимых работ с целью повышения фильтрационной характеристики призабойной зоны пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забое, создаваемого столбом жидкости (буровой раствор или вода) различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток углеводородной продукции в скважину.

Понижения давления на забое можно достигнуть путем:

замены бурового раствора в скважине на раствор меньшей плотности; разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $500+600 \text{ кг/м}^3$;

замены бурового раствора водой;

снижения уровня жидкости в скважине;

использования аэрированных жидкостей и пенных систем.

В связи с имеющимися случаями взрывов в эксплуатационных колоннах при снижении уровня нагнетания в них воздуха применение этого способа запрещается.

В предприятии Кубаньгазпром применительно к геолого-эксплуатационной характеристике месторождений региона разработана технология освоения скважин с использованием двухфазных пен [11]. Сущность этой технологии состоит в том, что для вызова притока из пласта забойное давление уменьшают путем постепенного снижения плотности жидкости в скважине закачкой в нее двухфазной пены с различной степенью аэрации.

Использование пен при освоении скважин имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами. При замене жидкости, заполняющей скважину пеной:

создаются благоприятные условия для плавного вызова притока флюида из пласта, так как в результате изменения степени аэрации удается в широком диапазоне регулировать плотность пены и создавать необходимую величину депрессии на пласт;

устраняется почти полностью проникновение воды в пласт и ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны;

предотвращается возможность образования взрывов с разрушением наземного и подземного оборудования при освоении скважин с использованием воздуха.

Для получения пены в качестве газовой фазы используют воздух, водно-пенообразующий раствор ПАВ (сульфонол, ОП-10, ДС-РАС и др.). Раствор приготавливают следующего состава: ПАВ — $0,1 \pm 0,3$ % мас, вода остальное.

Для повышения стабильности в пенообразующий раствор в качестве стабилизатора добавляются КМЦ-600, РС-2, РС-4 и др.

Для разрушения пены после выполнения работ по освоению скважины в необходимых случаях используют химические реагенты-пеногасители (триксан и др.).

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта, забойного давления, температуры, способа циркуляции (прямой или обратной) и других факторов определяются оптимальное соотношение компонентов в пенообразующей жидкости, плотность пены, степень аэрации, необходимый расход воздуха и жидкости и потребность технических средств.

Степень аэрации изменяется от 5 до 120, расход воздуха от 8 до 16 м³/мин, плотность пены от 900 до 100 кг/м³.

Перед освоением скважины фонтанная арматура должна быть соединена с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием. Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое максимальное давление. Отводы следует крепить к бетонным или металлическим забетонированным стойкам. К фонтанной арматуре должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства. Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами.

Перед освоением на скважине необходимо иметь запас бурового раствора соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины без учета раствора, находящегося в скважине, а также запас химических реагентов и утяжелителя. Технология освоения скважины с применением пен

в зависимости от пластового давления имеет в основном три категории:

первая — $p_{\text{пл}} = (0,8 \div 1)p_{\text{г}}$;

вторая — $p_{\text{пл}} = (0,5 \div 0,7)p_{\text{г}}$;

третья — $p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4)p_{\text{г}}$

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое; $p_{\text{г}}$ — давление гидростатическое.

Для создания щадящих условий депрессии на пласт в зависимости от пластового давления в каждом конкретном случае освоение скважины с точки зрения циркуляции в ней пены осуществляется по одному из двух вариантов. При первом, с пластовым давлением первой и второй категорий, схема циркуляции следующая: замена столба жидкости в скважине пеной большой плотности производится с малой степенью аэрации при прямом способе циркуляции (пену закачивают через НКТ, а жидкость вытесняется на поверхность через кольцевое пространство). После замены жидкости пеной приступают к вызову притока, используя пену с меньшей плотностью; циркуляцию при этом осуществляют обратным способом — вытесняющую пену закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемую удаляют из скважины через НКТ.

Второй вариант освоения скважин с низким пластовым давлением (третья категория — $p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4)p_{\text{г}}$) заключается в том, что циркуляция пены производится сразу обратным способом (закачка осуществляется в кольцевое пространство), а вытеснение жидкости и пены из скважины — через НКТ).

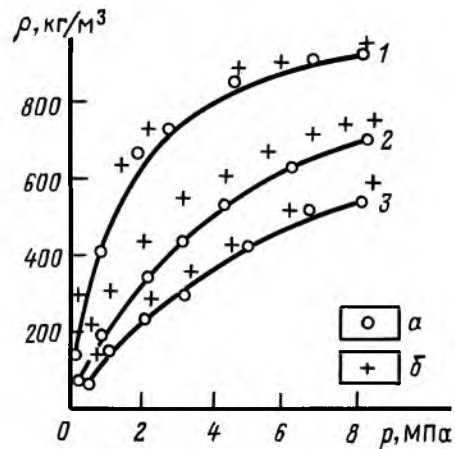
Плотность пены зависит от плотностей пенообразующего раствора и воздуха, истинного газосодержания φ и определяется по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \varphi \rho_{\text{г0}} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T},$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность пены, кг/м³; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пенообразующего раствора, кг/м³; $\rho_{\text{г0}}$ — плотность газа при нормальном давлении p_0 и температуре T_0 , кг/м³; φ — газосодержание, кг/м³; p — статическое давление столба пены в скважине, МПа; T — температура пластовая в скважине, °С.

На рис. 8.7 в качестве примера показана зависимость плотности и степени аэрации от 10 до 80 (кривая 1 — 10; кривая 2 — 40; кривая 3 — 80) двухфазной пены (а) и водовоздушной смеси (б) от давления при подаче жидкости 3 л/с. Так

Рис. 8.7. График зависимости плотности двухфазной пены и воздушной смеси от давления при $Q_{\text{ж}} = 3 \text{ л/с}$



как плотность двухфазной пены можно регулировать в пределах от 900 до 100 кг/м^3 , что достигается постепенным увеличением газосодержания, то вызов притока из пласта можно осуществлять плавно. Скважины глубиной до 3000 м рекомендуется осваивать при расходе пенообразующего раствора $3 \div 5 \text{ л/с}$, а глубже 3000 м — $2 \div 6 \text{ л/с}$.

При освоении скважин глубиной до 5÷6 тыс. м рекомендуется использовать компрессоры, по технической характеристике обеспечивающие давление и подачу воздуха $8 \div 16 \text{ м}^3/\text{мин}$. Процесс постепенного повышения степени аэрации при постоянном расходе пенообразующего раствора должен быть прекращен после достижения заданного забойного давления:

$$p = p_1 - p_2,$$

где p — заданное забойное давление; p_1 — текущее забойное давление в процессе освоения; p_2 — величина снижения забойного давления после остановки насоса и компрессора из-за самоизлива пены при данной степени аэрации.

К параметрам режима освоения относятся:

степень аэрации (величины: 5, 10, 20, 40, 60, 80, 120);

расход сжатого воздуха;

плотность пены ($900 \div 100 \text{ кг/м}^3$);

забойное допустимое давление ($p_{\text{пл}} + X$), МПа, где X — расчетная величина, равная $(0,1 \div 0,2)p_{\text{пл}}$.

Основным параметром освоения скважины является забойное давление. Оно получается расчетным путем или задается.

Технология вызова притока газа с применением двухфазной пены для категории $p_{пл} = (0,8 \div 1,0)p_r$ и $p_{пл} = (0,5 \div 0,7)p_r$ следующая.

Приготовленный в необходимом количестве пенообразующий раствор из мерной емкости 19 (рис. 8.8) насосом 8 подается в аэратор (смеситель, эжектор) 4, который по трубопроводу 3 поступает в НКТ, а вытесняемая из скважины жидкость по кольцевому пространству 1 поступает на поверхность и направляется в специальную емкость по трубам 12, а затем вытесняемая пена в емкость 10 для подачи в дальнейшем в мерную емкость 9. Расход пенообразующего раствора при этом составляет $0,360 \div 0,480 \text{ м}^3/\text{мин}$. После появления циркуляции в скважину подают компрессором 7 во внутреннюю трубу аэратора 4 сжатый воздух, в результате чего по трубам 3 в НКТ 2 уже поступает пена, которая начинает вытеснять из скважины жидкость. Степень аэрации при этом принимается равной $5 \div 10$. Необходимая степень аэрации достигается за счет регулирования расхода воздуха и произво-

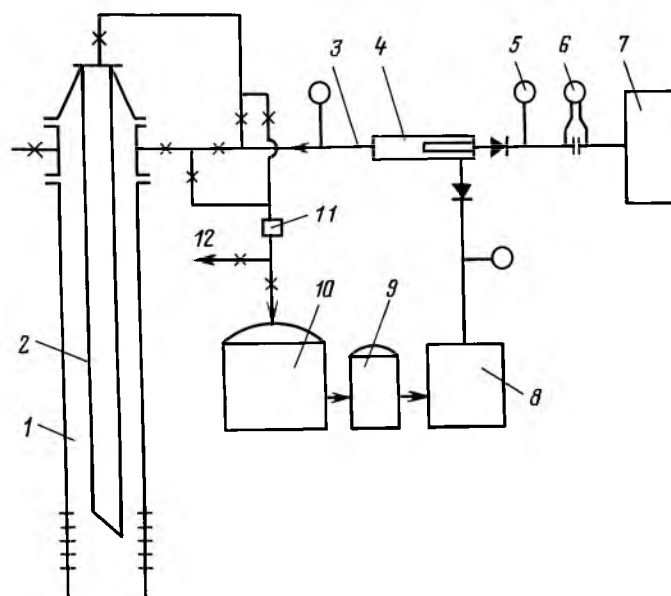


Рис. 8.8. Схема расположения наземного оборудования при освоении скважины

дительности насоса. При низкой степени аэрации предупреждается преждевременный вызов притока газа из пласта, а также предотвращаются образование воздушных пробок и резкая пульсация давления. Это достигается подачей сжатого воздуха в аэратор постепенно, плавно и малыми дозами. Контроль и регулирование подачи сжатого воздуха осуществляются по манометру 5 и расходомеру 6. Вытеснив из скважины 75 % объема жидкости путем замены ее пеной, расход пенообразующей жидкости и воздуха постепенно уменьшают до 3÷4 л/с, сохраняя при этом заданную величину степени аэрации (5÷10). Это делается с целью достижения начальных режимных показателей, необходимых для освоения скважины.

После замены в скважине всей жидкости пеной ее поток направляют в кольцевое пространство 1, и вытеснение происходит через НКТ 2 на поверхность в емкость 10, где она разрушается, проходя через сепаратор 11, установленный на линии у входа в емкость 10. При отсутствии сепаратора и дегазатора для частичного разрушения пены возможно применение игольчатой задвижки. Переключив поток пены из НКТ 2 в кольцевое пространство с расходом раствора 3÷4 л/с и со степенью аэрации 5÷10, начинают постепенно увеличивать подачу воздуха при постоянном расходе раствора. Это исключает вероятность воздушных пробок, которые могут образоваться, поскольку сечение кольцевого пространства больше сечения НКТ, а расход жидкости относительно мал. Увеличение степени аэрации обеспечивается повышением производительности компрессора. Процесс подачи воздуха при постоянном расходе раствора происходит непрерывно до полного использования возможности подачи воздуха компрессором. Заданное давление компрессора определяет темп повышения степени аэрации, снижение плотности пены, вытесняющей из скважины пены с большей плотностью, что приводит к снижению забойного давления и, как результат, появляются признаки появления притока газа.

При отсутствии признаков притока газа сохраняется давление при подаче сжатого воздуха компрессором, а расход раствора при этом плавно снижается, что приводит к дальнейшему снижению забойного давления.

После достижения заданной величины забойного давления прекращают подачу жидкости и воздуха. Дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. При этом давление на забое скважи-

ны снижается на 20÷40 % по сравнению с давлением при циркуляции пены.

Отличительная особенность освоения скважины второй категории ($p_{\text{пл}} = (0,5 \div 0,7)p_{\text{г}}$) от первой заключается в том, что в начальный период освоения, когда в НКТ нагнетается пена, для вытеснения жидкости из скважины степень аэрации принимается значительно выше. Она должна иметь такую величину, чтобы за время замены столба жидкости в скважине пеной при прямой системе циркуляции забойное давление было бы на уровне пластового.

Вызов притока газа в скважинах третьей категории с пластовыми давлениями $p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4)p_{\text{г}}$ производится с самого начала путем нагнетания двухфазной пены в кольцевое пространство с малым расходом жидкости (3÷5 л/с) с постепенным повышением степени аэрации вплоть до фонтанирования скважины.

9

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 представляет собой плоский или желобообразный клин (рис. 9.1), 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 в колонне. После этого резкой посадкой инструмента ($80 \div 100$ кН) срезают болты, которые соединяют отклонитель с клином и поднимают бурильные трубы с клином, оставив таким образом отклонитель на заданной глубине.

В табл. 9.1 приводится техническая характеристика отклонителей.

Для вскрытия "окна" применяют фрезеры-райберы типа ФРС, техническая характеристика которых дана в табл. 9.2.

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

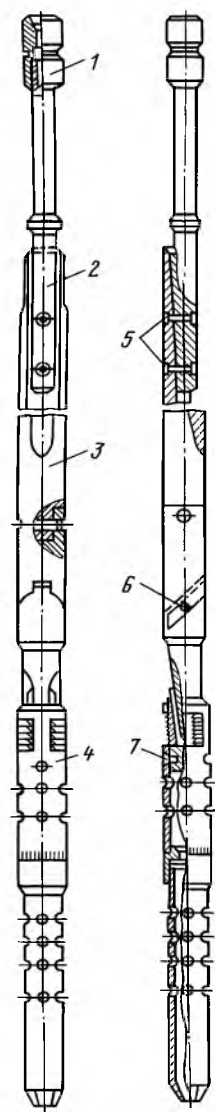


Рис. 9.1. Отклонитель ОЗС:

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, препятствующий произвольному перемещению клина-отклонителя и узла опоры; 7 — болты, фиксирующие плашки в утопленном положении

до 10 кН и частоте вращения ротора 80÷90 об/мин. Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну и укорачиванию длины "окна", что может привести к поломке бурильных труб.

Таблица 9.1

**Техническая характеристика отклонителей
для зарезки и бурения второго ствола**

Отклонитель	Максималь- ный наруж- ный диа- метр, мм	Длина		Угол скоса
		отклонителя	желоба ко- нической 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. Универсальное вырезающее устройство было разработано в ВНИИБТ, при помощи которого 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. 9.2) 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 торцевание тела трубы — торцующими резцами,

Таблица 9.2

**Техническая характеристика фрезеров-райберов
для вскрытия "окна" в колонне**

Фрезер-райбер	Диаметр обсадной колонны, мм	Наиболь- ший диа- метр рай- бера, мм	Наимень- ший диа- метр райбера, мм	Длина райбе- ра, мм	Масса райбе- ра, кг
ФРС 146–1	146	110	47	430	12
ФРС 146–2	146	120	62	425	20,5
ФРС 146–3	146	120	95	431	25,5
ФРС 168–1	168	130	50	380	26
ФРС 168–2	168	142	70	496	40
ФРС 168–3	168	142	110	500	46

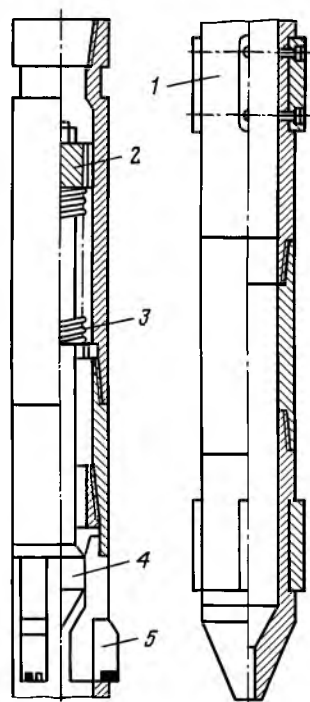
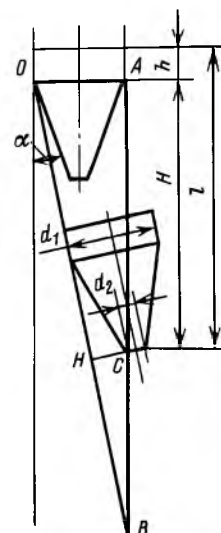


Рис. 9.2. Универсальное вырезающее устройство

Рис. 9.3. К определению длины "окна" в обсадной колонне



снабженными заменяемыми твердосплавными вставками. Промывочная жидкость, проходя через отверстия в поршне, создает перепад давления, под действием которого толкатель выдвигает резцы из корпуса. При этом резцы поворачиваются 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 производят без нагрузки в течение 10÷15 мин. Дальнейшее прорезание колонны осуществляют постепенным увеличением осевой нагрузки до 5÷10 кН при расходе жидкости 10÷12 дм³.

По мере сработки резцов торцевание колонны производят 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 (рис. 9.3) определяют по формуле

$$l = D_{\text{вн}} \operatorname{ctg} \alpha - \frac{d_1 - d_2}{2 \sin \alpha} + \frac{h}{2}, \quad (9.1)$$

где $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр прорезаемой колонны, мм; α — угол скоса клина отклонителя, равный $2^\circ 30'$; d_1 — наибольший диаметр райбера, равный 142 мм; d_2 — наименьший диаметр райбера, равный 50 мм; h — рабочая длина райбера, равная 420 мм.

Подставив численные значения величин, входящих в формулу (9.1), получим

$$l = 144 \cdot 22,904 - \frac{142 - 50}{2 \cdot 0,0436} + \frac{420}{2} = 2453,1 \text{ мм.}$$

Таким образом, длина вскрываемого окна равна 2,45 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 $13 \div 15$ м.

Пример 2. Требуется 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 $1040 \div 1045$ м, необходимо произвести резку и бурение второго ствола с глубины 950 м.

Решение. Из треугольника BCD (рис. 9.4) имеем

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

Отклонение CD принимаем равным 15 м, тогда минимальный угол наклона составит

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

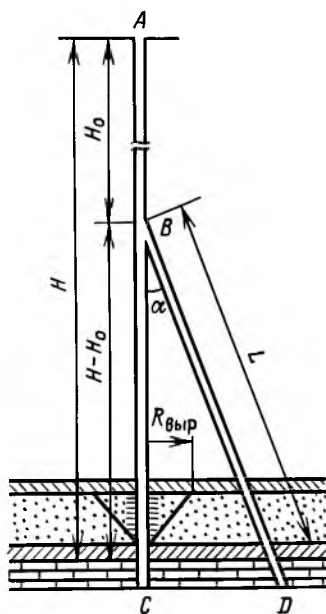


Рис. 9.4. Вертикальный разрез скважины, в которой проведены зарезка и бурение второго ствола

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 (УБТ) и за счет части их веса передавать требуемую осевую нагрузку на долото. В процессе бурения осевая нагрузка на долото не должна превышать 0,75 массы УБТ.

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

Решение. Осевую нагрузку на долото определяют по формуле

$$P_A = \alpha p F_k, \quad (9.2)$$

где α — эмпирический коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на изменение твердости ($\alpha = 0,3 \div 1,59$); p — твердость породы, определяемая по методике Л.А. Шрей-

Таблица 9.3

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

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

нера, Па; F_k — площадь контакта зубьев долота с забоем (в мм²), определяемая по формуле В.С. Федорова

$$F_k = \frac{D}{2} \eta \delta, \quad (9.3)$$

где D — диаметр долота, мм; η — коэффициент перекрытия; δ — притупление зубьев долота, мм.

Значения η и δ в зависимости от размера и типа долота находятся по табл. 9.3;

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

Для обеспечения объемного разрушения породы твердостью до 1,1 МПа расчетная осевая нагрузка по формуле (9.2) будет равна: $p_\lambda = 0,8 \cdot 1,1 \cdot 66,5 = 58,5 \text{ кН}$.

По существующим нормам максимальная допустимая нагрузка на трехшарошечное долото диаметром 140 мм равна 100 кН (табл. 9.4).

Таблица 9.4

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	3—33	40	15	1
59	56	3—41	45	20	1,5
76	72	3—42	50	35	2
93	90	3—50	60	40	3,5
97	94	3—62	70	50	4,2
112	109	3—63,5	70	60	5
118	115	3—76	88	60	6,5
132	128	3—63,5	70	70	8
140	136	3—88	96	100	11,8

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 равна

$$\frac{3450 - 1825}{10} = 162,5 \text{ кг.}$$

Нагрузка на долото при 5 делениях по ГИВ будет:

$$162,5 \cdot 5 = 812,5 \text{ кг} \approx 0,8 \text{ т} \approx 8 \text{ кН.}$$

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 показывал 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 равна

$$\frac{9240 - 7850}{10} = 139 \text{ кг.}$$

Определим число делений, соответствующее разгрузке 9 т:

$$\frac{9000}{139,8} = 64,4 \text{ делений.}$$

Следовательно, чтобы создать нагрузку на долото 9 т, бурильщик должен держать по ГИВ $78 - 64,4 = 13,6$ 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 составит:

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{K P_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{д}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (9.4)$$

где K — коэффициент, учитывающий превышение веса УБТ над нагрузкой на долото ($K = 1,25$); ρ_p — плотность раствора, кг/м³; ρ_m — плотность металла, кг/м³; P_d — нагрузка на долото, кН

Пример 6. Определить длину УБТ диаметром 108 мм, задаваясь осевой нагрузкой на долото диаметром 140 мм 60 кН. Плотность раствора 1260 кг/м³.

Решение. Подставляя исходные данные в формулу (9.4), получим

$$l_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 60\,000}{630 \left(1 - \frac{1260}{7850} \right)} = 141 \text{ м.}$$

10

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

В процессе ремонтных работ в газовых скважинах из-за нарушения технологических процессов происходят аварии, связанные с поломкой и срывом резьбы в НКТ, падением посторонних предметов в скважину, нарушением целостности обсадных колонн. Прежде чем приступить к ликвидации той или иной аварии, необходимо ее проанализировать. При этом надо всегда помнить, что применение несоответствующего ловильного инструмента приводит к усложнению аварии.

В любом случае при подозрении на поломку бурильного инструмента или НКТ в скважине бурильщик обязан немедленно приступить к подъему труб.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину составляют эскиз общей компоновки ловильного инструмента и ловильной части с указанием основных размеров.

Длина спускаемой бурильной колонны с ловильным инструментом должна подбираться с таким расчетом, чтобы ловильный инструмент крепился ротором, причем в плашках превентора должна находиться бурильная труба, соответствующая их размеру, а в роторе — ведущая. При подъеме ловильного инструмента с извлекаемыми трубами развинчивание замковых соединений необходимо выполнять сначала машинными ключами, а затем вручную.

При работе любым инструментом необходимо помнить, что, прежде чем спустить его в скважину, надо знать, как его оттуда извлечь в случае аварии. Ловильный инструмент служит для извлечения из скважины аварийных НКТ, бурильных труб, кабеля и других предметов или для обработки их поверхности. К таким инструментам относятся печати, труболовки, метчики, колоколы, ловители, яссы, райберы, фрезеры и т.д.

10.1. ПЕЧАТЬ

Для определения местонахождения и состояния оставшихся в скважине предметов, а также для оценки состояния эксплуатационной колонны применяют печать.

Конструкции печатей различны. Известны такие типы печатей, как *плоская, конусная, универсальная, объемная* и др.

Плоская печать предназначена для получения отпечатков предмета, находящегося в скважине. Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра колонны на 10÷12 мм.

Конусная печать предназначена для получения отпечатков стенки эксплуатационной колонны, участков смятий, трещин и т.д. Свинцовую оболочку этой печати изготавливают таким образом, чтобы диаметр широкой части был на 10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса на 50 мм меньше широкой части.

Универсальная печать ПУ-2 (рис. 10.1) в отличие от свинцовых имеет алюминиевую оболочку и состоит из корпуса 3, представляющего собой цилиндрическое тело, на верхнем конце которого имеется конусная резьба под переводник 9. На утолщенную часть корпуса снизу надевают сменные резиновый стакан 1 и алюминиевую оболочку 2. Стакан удерживается четырьмя винтами. К цилиндрической части корпуса приварена шпонка 4, а выше нарезана трапецеидальная резьба, в которую ввинчивается гайка 6. Зажимное устройство — гайка и нажимная втулка 5, при вращении гайки 6 последняя толкает нажимную втулку и тем самым приводит ее в поступательное движение. Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания гайки 6 и освобождения алюминиевой оболочки предусмотрена контргайка 8 с шайбой 7. Сжимающая нагрузка, передаваемая на печать, должна составлять 1,5 ÷ 2 т, что вполне достаточно для получения оттиска.

Гидравлическая печать ПГ-146-1 (рис. 10.2) применяется для обследования эксплуатационных колонн диаметром 146 мм. В отличие от других конструкций она позволяет получить более четкое представление о характере повреждения колонны на всей площади соприкасающихся поверхностей резинового элемента и обсадной колонны. В трубы, на которых спускают печать в скважину, нагнетают раствор. Проходя через отверстия "А", просверленные во внутренней трубе, раствор попадает под резиновый элемент, который плотно прижимается к внутренней стенке колонны. Давление доводят до 1,2 МПа, выдерживают 5 мин, а затем уменьшают до

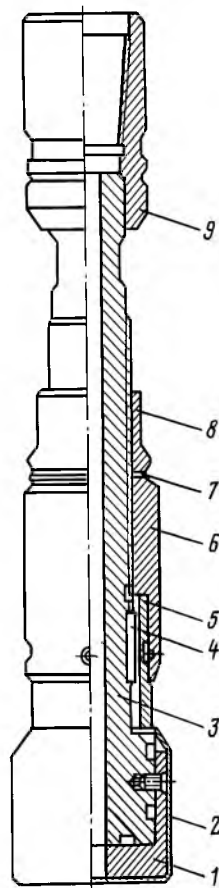


Рис. 10.1. Универсальная печать ПУ-2

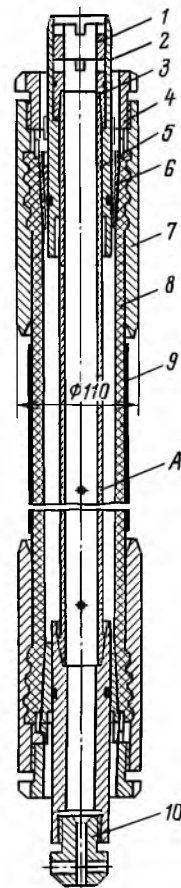
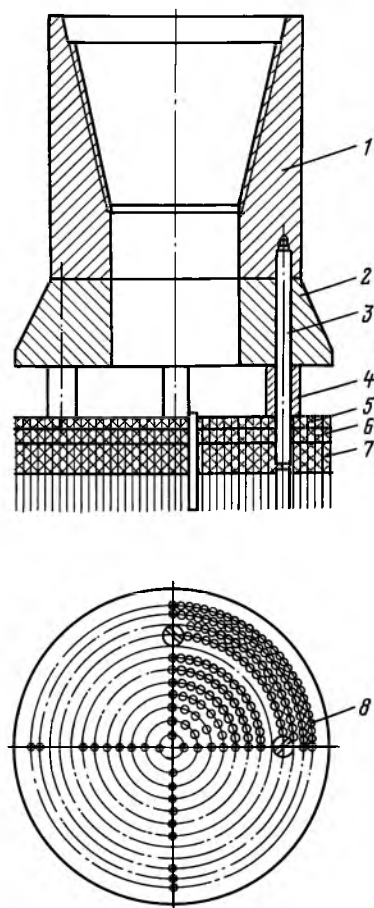


Рис. 10.2. Гидравлическая печать ПГ-146-1:
1 — гайка; 2 — корпус; 3 — поршень; 4 — стопорная гайка; 5 — гайка; 6 — конусный узел; 7 — втулка; 8 — резиновый элемент; 9 — пластичный слой; 10 — штуцер

атмосферного и после этого печать поднимают на поверхность.

В Полтавском отделении УкрНИГРИ в начале 80-х годов была разработана объемная печать, которая показана на рис. 10.3. Она состоит из корпуса 1, переходника 2, винтов 3, втулок 4, стопорной плиты 5, эластичной прокладки 6,

Рис. 10.3. Объемная печать для определения контуров предметов, находящихся в скважине



направляющей плиты 7 и стержней 8. Корпус представляет собой полую цилиндрическую деталь с замковой резьбой на одном конце и отверстиями с резьбой на другом конце, служащими для присоединения сменных переходников и плит с прокладками. Из-за трудоемкости изготовления корпуса переходника предложено один корпус использовать для печатей нескольких размеров. Для этого между корпусом и направляющими плитами 7 устанавливают переходник 2, благодаря чему обеспечивается плавный переход от корпуса к печати.

При изготовлении печатей в малых количествах и на хороших трубонарезных станках корпус может быть выполнен

заодно с переходником. Благодаря втулкам между переходником и стопорной плитой создается зазор, необходимый для выхода стержней во время снятия оттиска, а также возможно крепление плит не по их периферийной части. Для получения отпечатков контуров предметов, находящихся в скважине, используются стержни, которыми оснащают всю торцовую поверхность плит. Стопорная плита 5 и направляющая плита 7 служат для направления движения стержней строго по вертикали.

Эти плиты являются самыми ответственными и трудоемкими деталями. Авторами [27] предусмотрено оснащение плит стержнями диаметром 5 мм, в качестве которых используют гвозди. Под них сверлят отверстия диаметром 5,3 мм с расстояниями между центрами 10 мм. Перед сверлением отверстий под стержни делают разметку под крепежные болты (3 ÷ 4 шт).

Плиты соединяют болтами, на верхнюю плиту приклеивают миллиметровую бумагу, с промежутками в 10 мм сверлят отверстия. Между плитами размещают эластичную прокладку из резины или прорезиненного ремня. Эластичная резиновая прокладка удерживает стержни от перемещения при отсутствии механического воздействия. Стержни перемещаются при приложении к ним части веса бурильной колонны в 2 т (20 кН).

Подготовка печати к работе заключается в следующем. В соответствии с диаметром скважины подбирают узлы печати: корпус, переходник, винты, втулки, стопорную и направляющую плиты, прокладку и стержни. Все детали соединяют, как показано на рис. 10.3. Стержни выходят на 30 мм ниже направляющей плиты. Подготовленную к спуску печать присоединяют к бурильной колонне, после чего проверяют состояние стержней — не переместились ли они при креплении печати к колонне труб. Печать спускают с небольшой скоростью, чтобы избежать столкновения ее с уступами в скважине. При соприкосновении с предметом, прилагая нагрузку 2 т (20 кН), печать поднимают. Стержни по линии контакта перемещаются в плитах в соответствии с формой предмета.

10.2. ТРУБОЛОВКА

Труболовка предназначена для ловли НКТ. Их выпускают с резьбой правого и левого направлений. Труболовки с резьбой правого направления служат для извлечения колонны за-

хваченных труб целиком, а с резьбой левого направления — для извлечения труб по частям путем их отвинчивания.

Труболовки *внутренние* захватывают трубы за их внутреннюю поверхность, а *наружные* — за наружную поверхность или муфту. Труболовки внутренние и наружные подразделяют на *неосвобождающиеся* и *освобождающиеся*.

Внутренние труболовки неосвобождающиеся имеют только механизм захвата плашечного типа, а освобождающиеся имеют механизм фиксации плашек в освобожденном состоянии. Освобождение труболовки с плашечно-клиновидным захватным механизмом осуществляется путем резкого спуска колонны труб, что приводит к утапливанию плашек и фиксации их в этом положении. При использовании освобождающихся труболовок (или других инструментов) с плашечным захватным механизмом надо очень осторожно выбирать величину растягивающих усилий. Оптимальные значения этих усилий, которые обеспечивают надежное сцепление плашек с поверхностью трубы для успешного отвинчивания, следующие:

Растягивающая нагрузка, т.....	20÷30	50÷60	70÷80	100	100÷120
Условный диаметр НКТ, мм.....	60	73	89	102	114

Внутренние освобождающиеся труболовки выпускаются с гидравлическим (ТВГ) и механическим (ТВМ) принципами освобождения. Труболовка ТВМ-1 (рис. 10.4) состоит из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении. Механизм захвата в нижней части труболовки изготавливают в двух видах: *одноплашечный* (ТВМ 60-1) и *шестиплашечный* (ТВМ 73-1, ТВМ 89-1, ТВМ 102-1, ТВМ 114-1). В конструкции с одной плашкой механизм захвата состоит из стержня с гребенчатой насечкой и плашки, а конструкция с шестью плашками — из стержня, плашкодержателя плашек и наконечника. Стержень шестиплашечного механизма захвата имеет шесть наклонных плоскостей, расположенных в два яруса и смещенных относительно друг друга на 60°. Посредине каждой плоскости предусмотрены продольные выступы с профилем сечения типа "ласточкин хвост", по которым в вертикальном направлении синхронно перемещаются плашки 8 с плашкодержателем 7. Перемещение плашек ограничивается в верхнем положении упором их в заплечик стержня, а в нижнем — упором в торец наконечника 9. В одноплашечном механизме захвата функцию противоположной плашки выполняет гребенчатая насечка на поверхности труболовки, а роль плашкодержателя — поводок, ввинченный в верхний торец плашки и удерживающий плашку после осво-

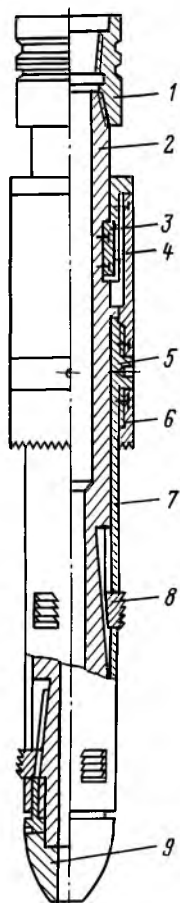


Рис. 10.4. Труболовка ТВМ-1 внутренняя освобождающаяся механического действия

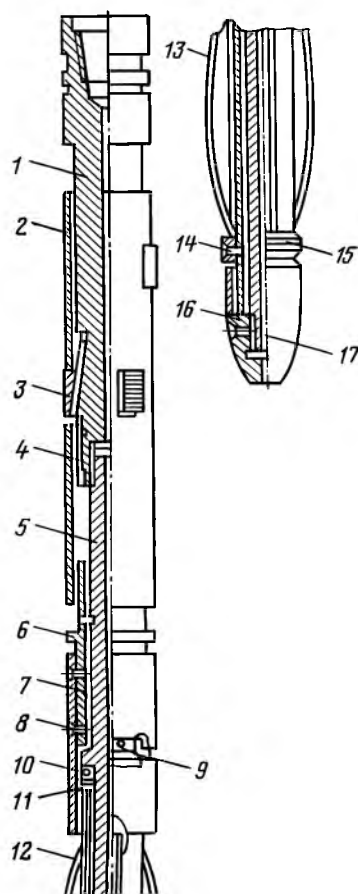


Рис. 10.5. Труболовка ТВМ 114-2 внутренняя освобождающаяся

бождения. Механизм освобождения состоит из корпуса 3, фиксатора 4, плашкодержателя 7 и тормозного башмака 6.

Фиксатор имеет наружную трапецидальную резьбу и два паза прямоугольного сечения, при помощи которых он может перемещаться вдоль шпонок, закрепленных на стенке 2. При этом фиксатор может ввинчиваться в корпус и вывинчиваться из него полностью до упора в бурт стержня, удерживая плашки в зафиксированном положении. Корпус пред-

ставляет собой полый цилиндр, на верхнем конце которого нарезана трапецеидальная резьба для присоединения фиксатора и крышки, а на нижнем — цилиндрическая резьба для соединения с ниппелем 5 и тормозным башмаком с радиальными зубьями на торце. На верхний конец корпуса навинчивают муфту 1.

Труболовка ТВМ 114-2 (рис. 10.5) состоит из механизмов захвата и освобождения. Основная деталь механизма захвата — стержень верхний 1, имеющий шесть плоскостей, скошенных под углом 7° и расположенных в два яруса. В каждом ярусе предусмотрены три плоскости, оси симметрии скошенных плоскостей нижнего яруса смещены относительно соответствующих осей верхнего на 60° . Посредине каждой плоскости сделаны продольные выступы с профилем сечения типа "ласточкин хвост", по которым перемещаются плашки 3. Каждая плашка имеет с передней стороны кольцевые нарезы пилообразного профиля, предназначенные для захвата ловимых труб, а с задней — скошенную плоскость и паз с профилем сечения, соответствующим выступу стержня, благодаря чему плашка может перемещаться вдоль стержня. Плашки надеваются на продольные выступы стержня вместе с плашкодержателем 2, представляющим собой тонкостенный цилиндр с шестью окнами для плашек. Ход плашек ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, а в нижнем (для нижнего яруса) — упором в торец упорной гайки 4, которая навинчивается на нижний конец стержня 5 при помощи специального ключа. Детали механизма освобождения: стержень нижний, фиксатор, ограничитель фиксатора, направляющая фиксатора, тормоз и упорные подшипники. Стержень нижний при помощи левой конической резьбы соединяется со стержнем верхним, а при помощи трапецеидальной резьбы — с корпусом фиксатора 6, причем во избежание затягивания резьбы во время свинчивания кулачок, предусмотренный на нижнем торце корпуса фиксатора, упирается в плоскость головки ограничителя фиксатора 9, закрепленного на нижнем стержне. На боковой поверхности корпуса фиксатора закреплены при помощи винтов 8 две скользящие шпонки 7, которые входят в пазы направляющей фиксатора 11 и при отвинчивании его от стержня в процессе освобождения труболовки могут перемещаться вдоль этих пазов, не выходя полностью из них. С нижним концом направляющей фиксатора соединен узел тормоза труболовки, который состоит из пружинодержателя 12, четырех плоских пружин 13 и кольца 15 с винтами 14.

Пружины расположены в пазах на боковой поверхности пружинодержателя. Нижние концы пружин закреплены винтами, завинчиваемыми в стенки пружинодержателя через отверстия в кольце. Кольцо надевается снизу на пружинодержатель и крепится на нем при помощи дополнительных четырех винтов. Вращение механизма освобождения труболовки облегчается благодаря наличию упорного шарикоподшипника 10. Наконечник 16 соединяется с нижним стержнем при помощи левой резьбы и стопорится винтами 17.

Ловильные работы труболовкой проводят в следующей последовательности. После проверки работы механизмов захвата и освобождения труболовку спускают на бурильных трубах без вращения во избежание срабатывания механизма фиксации плашек в освобожденном положении. За 30 м до верхнего конца аварийных труб восстанавливают циркуляцию и при прокачке жидкости спускают труболовку до верхнего конца аварийных труб. Контролируя показания индикатора веса, медленно вводят труболовку внутрь аварийных труб и фиксируют момент посадки инструмента. Расхаживанием в пределах грузоподъемности труболовки поднимают захваченные трубы.

В случае, если колонну труб поднять невозможно, ее отворачивают вращением ротора против часовой стрелки для левой труболовки, а по часовой стрелке для правой.

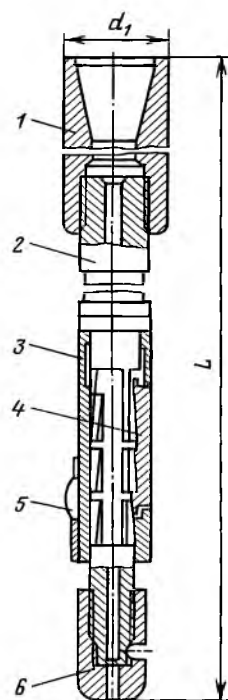
Труболовка для ловли НКТ (Румыния)

Труболовки румынского производства освобождающиеся выпускаются для ловли НКТ диаметром 60,3 мм; 73 мм; 88,9 мм; 101,6 мм и 114,3 мм.

Труболовка (рис. 10.6) состоит из следующих частей: корпуса 2, на котором монтируются плашки 4 с зубьями. На корпусе имеется обойма 3, на которой крепятся пружины 5. На наружной головке труболовки имеется направляющая головка 6, закрепленная в корпусе труболовки предохранительным винтом. В верхней части корпуса 2 имеется специальный замок 1, обеспечивающий присоединение труболовки к колонне труб.

Перед спуском труболовки в скважину проверяют ее работу. По достижении верхней части аварийных труб восстанавливают циркуляцию и вводят труболовку в аварийные трубы, наблюдая за повышением давления на насосе и снижением веса по ГИВ. После того как труболовка зайдет в НКТ, пружины будут соприкасаться с внутренними стенками труб.

Рис. 10.6. Труболовка внутренняя для ловли НКТ (Румыния)



Обойма с плашками имеет тенденцию к остановке из-за трения пружин 5 о внутреннюю поверхность труб, и затем осуществляются ловильные работы. Таким образом, плашки находятся в верхней части корпуса и позволяют провести их зарядку при помощи вращения и вытягивания. Колонну вращают на 1/2 оборота влево. При перемещении труболовки вверх плашки скользят по наклонной поверхности корпуса и крепятся к внутренней стенке трубы.

Таблица 10.1

**Техническая характеристика труболовок (внутренних)
Румынского производства**

Наружный диаметр захватываемых НКТ, мм	Наружный диаметр замка муфты, мм	Предел ловли НКТ с внутренними диаметрами, мм	Максимальная нагрузка, мм
60,3	79,4	48...56	200
73	95,2	59...66	400
88,9	108	72...81	700
101,6	108	81...91	900
114,3	139,7	93...105	1100

Захваченные труболовкой НКТ вытягивают с усилием, не превышающим рабочую нагрузку, указанную в табл. 10.1.

Труболовка наружная типа М1 (Румыния)

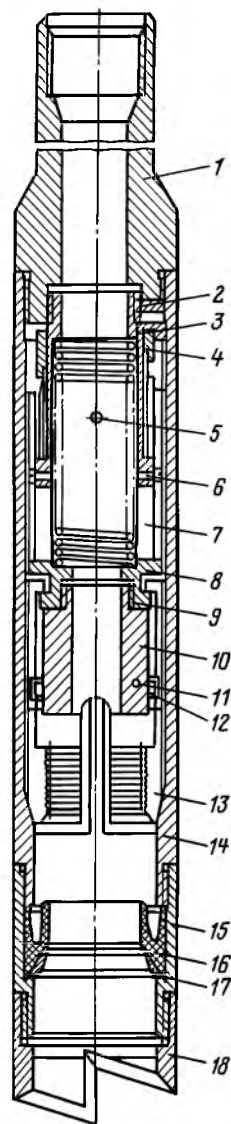
Труболовка наружная типа М1 (рис. 10.7) состоит из патрубка 1, имеющего в верхней части присоединительную резьбу для наворота на бурильные трубы, а в нижней части резьбу для соединения с корпусом 14. В нижней части корпуса имеется резьба, в которую ввинчивается муфта 15, внутри которой имеется прокладка 16 и протектор 17. В нижнюю часть муфты ввинчивается башмак 18. Внутри корпуса устанавливаются плашка 13 и распорка 10, которые закреплены муфтой 8. Внутри муфты находится пружина 7. Муфта 8 крепится к втулке 3 двумя винтами 6. На наружной части втулки 3 имеется пускатель 4. Напротив канавок имеются два штифта 5.

Таблица 10.2

Основные характеристики труболовки наружной М1

Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр плашек, мм	Размер захватываемых НКТ, дюйм	Максимальная нагрузка, кН
92	43	CH 1,66	200
	47	CH 1,66	
	49	CH 1,9	
	54	CI 1,9	
	56	MH 1,9	
	57	MH 1,9 и M1 1,66	
	61	CH 2 ³ / ₈	
115	64	M1 1,9	300
	49	CH 1,9	
	54	CI 1,9	
	56	MH 1,9	
	61	CH 2 ³ / ₈	
	64	M1 1,9	
	67	CI 2 ³ / ₈	
126	74	CH 2 ⁷ / ₈ и MH 2 ³ / ₈	440
	79	CH 2 ⁷ / ₈ и M1 2 ³ / ₈	
	61	CH 2 ³ / ₈	
	66,5	CI 2 ³ / ₈	
	74	CH 2 ⁷ / ₈ и MH 2 ³ / ₈	
	79	CH 2 ⁷ / ₈ и M1 2 ³ / ₈	
	90,5	CH 3 ¹ / ₂ и M 2 ⁷ / ₈	
140	94	M1 CH 2 ⁷ / ₈	500
	90	3 ¹ / ₂ ИФ	
	96	2 ⁷ / ₈ Рег	
	109	4	

Рис. 10.7. Труболовка наружная М1 (Румыния)



Собирается труболовка следующим образом: в корпус вводится плашка 13, которая предварительно собирается с кольцом 12 и заклепкой 11. Внутри плашки вводится распорка 10, которая ввинчивается в муфту 8 и стопорится

винтом 9, после чего плашки крепятся к муфте. Внутри муфты устанавливаются пружина 7 и втулка 3, которые крепятся к муфте винтом 6. Штифт 5 устанавливается в муфте и вводится пускатель 4. Втулка 5 ввинчивается в патрубок 1, затем стопорится винтом 2. Патрубок 1 ввинчивается в корпус 14.

Перед спуском в скважину труболовку проверяют и смазывают. Перед тем как накрыть аварийные НКТ, осторожно допускают труболовку и, контролируя по ГИВ "посадку", применяют усилие на труболовку с тем, чтобы верхняя часть аварийных НКТ вошла внутрь труболовки и нажала на распорку. При этом штифты входят в канавку, а плашки скользят вниз на конусную часть труболовки и захватывают трубу.

Если трубы не извлекаются, снова применяется усилие на труболовку; плашки при этом вытягиваются вверх, и труболовка освобождается. В табл. 10.2 приведены основные характеристики труболовки типа М1.

10.3. МЕТЧИКИ

Метчики предназначены для ловли и извлечения из скважины бурильных труб. Метчики делят на *универсальные и специальные*.

Метчики бурильные универсальные (рис. 10.8) МБУ применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием в тело трубы. Основные размеры метчиков МБУ приведены в табл. 10.3. *Метчики специальные* замковые МСЗ (рис. 10.9) используют для захвата трубы ввинчиванием в замковую резьбу. В табл. 10.4 приведены размеры метчиков МСЗ.

Метчики каждого типа изготавливают в зависимости от назначения с правой и левой резьбой. Метчики с правой резьбой применяют для извлечения оставшейся колонны труб целиком, а метчики с левой резьбой для отвинчивания и извлечения колонны по частям. Метчики обычно применяют в тех случаях, когда в ходе ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и расхаживание бурильной колонны.

Порядок проведения ловильных работ метчиком следующий. Не доходя 3 ± 5 м до верха аварийных труб, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, уточняют вес колонны по ГИВ, давление на насосе, а также температуру выходящей на устье промывочной жидкости. При допуске бу-

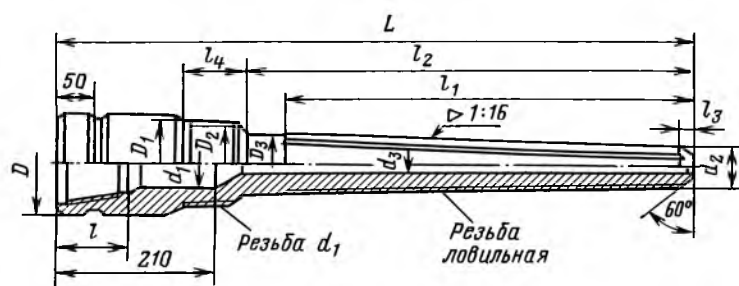


Рис. 10.8 Метчик бурильный универсальный МБУ

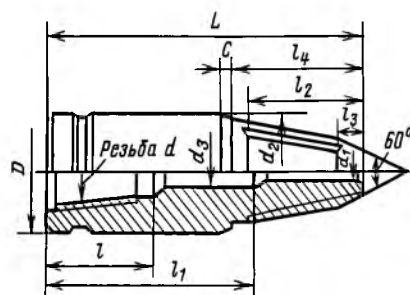


Рис. 10.9. Метчик специальный замковый МСЗ

рильных труб с метчиком к аварийным трубам и заходе его внутрь давление на насосе увеличивается и снижается вес колонны. Медленным вращением ротора (на два-три оборота) с нагрузкой $10 \div 20$ кН закрепляют метчик. Рост давления вначале и последующее снижение его до величины, большей первоначальной, указывают на циркуляцию жидкости через долото. После этого метчик докрепляют до "отдачи" с нагрузкой $20 \div 30$ кН.

Таблица 10.3

Основные размеры метчиков бурильных универсальных МБУ

Типоразмер метчика	Резьба d_1 (ГОСТ 5286-75)	Резьба d_1 , мм		d_2 , мм	d_3 , мм	d_4 , мм	D , мм	D_1 , мм	D_2 , мм
		ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80						
МБУ 20-45	3-62	73	—	20	—	30	80	73,0	48,7
МБУ 22-54	3-76	89	—	22	10	40	95	88,9	57,2
МБУ 32-73	3-88	102	—	32	14	45	108	101,6	76,2
МБУ 58-94	3-102	—	114	58	22	60	120	114,3	96,8

Продолжение табл. 10.3

Типоразмер метчика	$D_{3,}$ мм	$l_{,}$ мм	$l_{1,}$ мм	$l_{2,}$ мм	$l_{3,}$ мм	$l_{4,}$ мм	L	Грузо-подъемная сила, кН		Масса, кг
								min	max	
МБУ 20-45	45,6	80	415	465	5	76	715	160	300	< 9
МБУ 22-54	54,2	100	520	570	—	86	830	220	420	<13
МБУ 32-73	73,1	110	670	720	10	86	980	300	640	<20
МБУ 58-94	93,7	110	595	645	25	85	905	560	820	<28

Таблица 10.4

Основные размеры метчиков бурильных универсальных МБУ

Типоразмер метчика	Резьба d (ГОСТ 5286—75)	$d_{1,}$ мм	$d_{2,}$ мм	$d_{3,}$ мм	$l_{,}$ мм	$l_{1,}$ мм
МСЗ-62	3-62	16	62,670	30	80	150
МСЗ-76	3-76	16	76,200	40	100	150
МСЗ-88	3-88	16	88,887	35	110	250
МСЗ-92	3-92	16	92,075	40	100	215
МСЗ-101	3-101	20	101,438	40	110	250
МСЗ-102	3-102	30	102,010	40	110	250
МСЗ-117	3-117	50	117,462	50	125	250

Продолжение табл. 10.4

Типоразмер метчика	$l_{2,}$ мм	$l_{3,}$ мм	$l_{4,}$ мм	$C_{,}$ мм	$D_{,}$ мм	$L_{,}$ мм	Грузо-подъемная сила, кН	Масса, кг
МСЗ-62	87	24	107	3	80	280	1000	< 4
МСЗ-76	113	30	133	3	95	300	1600	< 9
МСЗ-88	127	39	147	3	108	300	1600	< 14
МСЗ-92	126	44	146	4	108	320	2000	< 15
МСЗ-101	135	46	155	4	118	320	2000	< 16
МСЗ-102	133	42	153	4	120	320	2000	< 15
МСЗ-117	130	27	150	4	140	320	2000	< 22

10.4. КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

Ловильные колокола предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны труб за конец трубы (целой или сломанной), а также и НКТ. Колокола изготавливают с резьбой типа К и КС, а также гладкие.

Колокола ловильные типа К предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных труб или НКТ с захватом их посредством навинчивания по наружной поверхности. Колокола изготавливают по ОСТ 26-02-1275-75 (рис. 10.10, табл. 10.5). В верхней части колокола нарезается резьба замковой муфты по ГОСТ 5286—75, в нижней части — внутренняя ловильная резьба, а снаружи — трубная резьба для соединения с направляющей воронкой. Ловильную резьбу цементируют на глубину $0,8 \pm 1,2$ мм с последующей закалкой и отпуском до твердости HRC = 56 ± 62 . Колокола изготавливают как с правыми резьбами и канавками, так и с левыми из стали марки 203, которую можно заменять сталью другой марки, но не ухудшающей качество колокола. Ловильные работы колоколом не отличаются от работ метчиком.

Колокол КС — кованный стальной патрубок специальной формы. На его внутреннем верхнем конце нарезана резьба муфты замка для соединения с колонной бурильных труб. Внутри нижней половины патрубка нарезана ловильная резьба специального профиля, отличающаяся от профиля резьбы НКТ углом при вершине ниток резьбы (8 ± 10 ниток на 25 мм резьбы, конусностью 1 : 16). Для выхода стружки на внутренней поверхности колокола сделано 4 ± 5 продольных канавок. Конструкция колокола типа КС допускает пропуск через него сломанной трубы. Ловильные работы колоколом типа КС производятся аналогично таким же работам колоколом типа К.

Колокола гладкие

Для извлечения труб всех видов и размеров, а также их соединений и других предметов, имеющих круглое сечение, с захватом за верхнюю часть применяют гладкий колокол (рис. 10.11, табл. 10.6).

Гладкий колокол представляет собой колокол с внутренней конической поверхностью от $0^\circ 30'$ до 5° , но без ловильной резьбы. Величину конусности выбирают в зависимости от

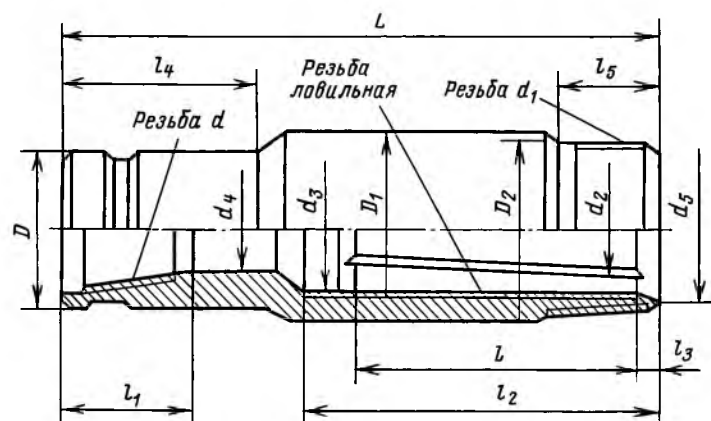


Рис. 10.10. Колокол лавильный
резьбовой

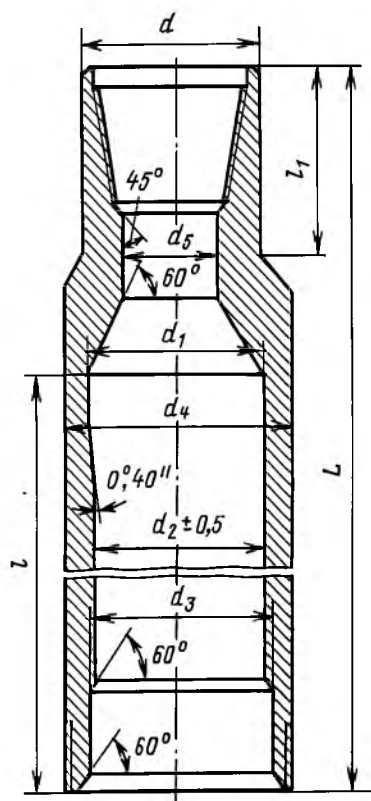


Рис. 10.11. Колокол лавильный
гладкий

твёрдости поверхности извлекаемого предмета на участке захвата колоколом: чем тверже поверхность, тем меньше угол конусности.

Таблица 10.5

Размеры колоколов ловильных типа К

Типоразмер колокола	Резьба d		Резьба d_1		d_{2r} мм	d_{3r} мм	d_{4r} мм	d_{5r} мм	D_r мм	D_{1r} мм
	ГОСТ 5286— 75	ГОСТ 7918— 75	ГОСТ 633— 80	ГОСТ 632— 80						
К 42-25	—	3-50	60	—	42	25	25	50	65	65
К 50-34	—	3-50	60	—	50	34	31	52	65	65
К 58-40	3-62	—	89	—	58	40	38	77	80	90
К 70-52	3-62	—	89	—	70	52	38	77	80	90
К 85-64	3-76	—	102	—	85	64	45	88	95	102
К 100-78	3-88	—	B114	—	100	78	56	107	108	122
К 110-91	3-101	—	—	127	110	91	68	114	118	132
К 125-103	3-121	—	—	146	125	103	88	132	146	148
К 135-113	3-133	—	—	168	135	113	105	154	155	170
К 150-128	3-147	—	—	194	150	128	117	180	178	194
К 174-143	3-171	—	—	219	174	143	140	206	203	220

Продолжение табл. 10.5

Типоразмер колокола	D_{2r} мм	l_r мм	l_{1r} мм	l_{2r} мм	l_{3r} мм	l_{4r} мм	l_{5r} мм	L_r мм	Число ниток на 25,4 мм ловиль- ной резь- бы	Грузо- подъ- емно- сть, кН	Мас- са, кг
К 42-25	60,3	260	102	—	6,9	—	56	385	10	250	<6,5
К 50-34	60,3	250	70	265	1,7	—	56	340	10	350	< 5
К 58-40	88,9	275	90	315	16,4	150	73	490	10	450	< 15
К 70-52	88,9	285	90	325	6,06	150	73	510	8	650	< 14
К 85-64	101,6	330	100	370	2,6	150	76	550	8	750	< 18
К 100-78	120,65	340	110	380	6,06	170	80	595	8	850	<26,5
К 110-91	127	300	110	350	3,4	170	78	555	8	1000	<26,5
К 125-103	146	345	115	400	6,06	200	90	560	8	1100	<31
К 135-113	168,3	340	130	400	14,7	200	95	635	8	1250	<33
К 150-128	193,7	350	142	410	25,9	210	90	655	8	1350	<49
К 174-143	219,1	490	145	550	27,7	210	92	800	8	1500	<83

Примечание. Примеры условных обозначений. Колокол с диаметрами $d_2 = 70$ мм и $d_1 = 52$ мм, правый: К 70-52 (ОСТ 26-02-1275—75); то же, левый: К 70-52Л (ОСТ 26-02-1275—75).

Таблица 10.6

Размеры колоколов для извлечения бурильных колонн с захватом за трубу или замок

Раз- меры, мм	Извлекаемые предметы									
	Замок				Бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d_1	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d_2	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143
d_3	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d_4	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
d_5	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85—95
l	470	430	340	430	430	340	340	340	340	340
l_1	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

Ловильные работы колоколом гладким проводятся следующим образом. Колокол спускают в скважину на бурильных трубах и останавливают на расстоянии 3÷5 м до верха аварийных труб. После восстановления циркуляции промывочной жидкости колокол допускают и заводят в него извлекаемые трубы, о чем говорит рост давления на насосе, после чего нагружают извлекаемые трубы нагрузкой 10 кН и поворачивают бурильную колонну на 15÷20 оборотов. Затем плавно нагружают гладкий колокол с силой 300÷500 кН, но не превышая нагрузок, при которых может произойти разрыв тела колокола.

10.5. ЛОВИТЕЛЬ ДЛЯ ЛОВЛИ ТРУБ В СКВАЖИНЕ

Ловитель состоит из корпуса (рис. 10.12), двух плашек с левой винтовой резьбой (нарезкой), удерживаемых от проворачивания шпонками, приваренными к корпусу. Над плашками расположены кольцо, резиновая манжета, нажимная втулка и спиральная пружина, поджимаемая переводником. На нижнем конце корпуса ловителя имеется резьба под направляющую воронку. В свободном состоянии клинья занимают положение в нижней части корпуса ловителя, вследствие чего проход в клиньях имеет минимальный размер. Аварийные трубы, входя внутрь корпуса ловителя, своим торцом упираются в коническую фаску в нижней части клиньев, раздвигают их и

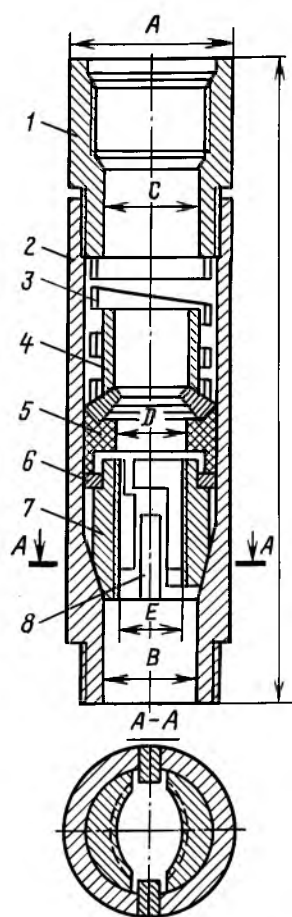
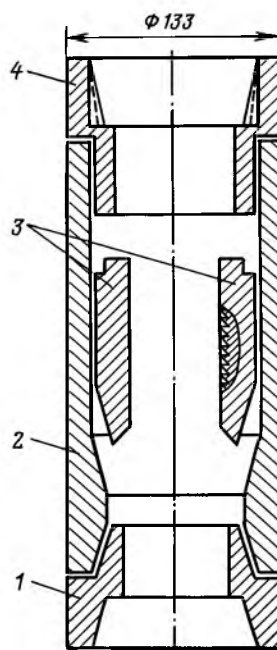


Рис. 10.12. Ловитель с промывкой:

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — плоская спиральная пружина; 4 — нажимная втулка; 5 — резиновая манжета; 6 — металлическое кольцо; 7 — плашка; 8 — шпонка

Рис. 10.13. Ловитель:

1 — воронка; 2 — корпус; 3 — плашки; 4 — переводник под инструмент



проходят дальше. При небольшой натяжке инструмента клинья проскальзывают по конусу корпуса и захватывают боковую поверхность аварийной трубы.

Ловитель можно изготовить в условиях механической мастерской при наличии трубонарезных станков.

На рис. 10.13 изображен ловитель для ловли НКТ: срезанных по телу (без муфты) диаметром 89 мм. Корпус ловителя изготавливают из стали 50. Клинья — из стали 20 с закалкой и отпуском. Размеры клиньев показаны на рис. 10.14. Резьба на клиньях — шаг 3, упорная. Изготовленную на токарном станке деталь клиньев (рис. 10.14), прежде чем ее разрезать

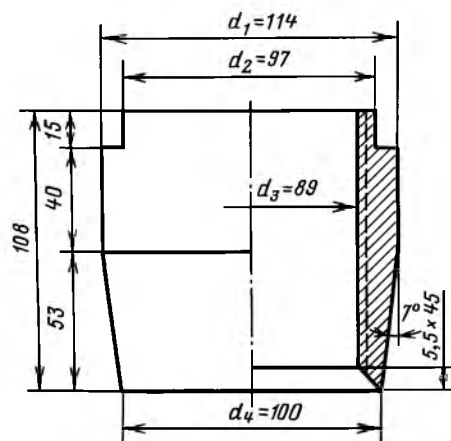


Рис. 10.14. Клин ловителя

для получения двух клиньев, подвергают закалке, а затем разрезают. В верхней части корпуса ловителя вворачивается обсадная труба диаметром 114 мм, длиной 3÷4 м, в верхней части которой ввернут переводник под бурильные трубы. Обсадную трубу применяют с целью захода в нее большей части аварийных труб.

10.6. ЕРШ

Ерш служит для ловли оставшегося в скважине каротажного кабеля. На рис. 10.15 показана самая простая конструкция ерша — на металлический стержень наварены крючки в шахматном порядке и в верхней части его воронка, расположенная на 30 см выше крючков. Воронка центрирует ерш и заставляет вылавливаемый кабель спускаться. Воронка препятствует прохождению ерша ниже местонахождения вылавливаемого предмета, что, в свою очередь, предупреждает возникновение осложнения вследствие захвата инструмента кабелем. Воронка должна иметь несколько отверстий для прохождения промывочной жидкости. Диаметр стержня ерша должен быть не менее 35 мм, а диаметр воронки на 50 мм меньше диаметра скважины. Длина ерша должна быть 1,5÷2 м. В процессе работы на ерш передают нагрузку 10÷20 кН. Затем приподнимают инструмент, поворачивают на 1/2÷1/3 оборота и вновь опускают. Эту операцию выполняют несколько раз.

Рис. 10.15. Ёрш



10.7. ЯСС МЕХАНИЧЕСКИЙ

Механический ясс предназначен для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильной колонны небольшой длины ударами вверх. На рис. 10.16 изображен ясс механический ЯМ-127, принцип работы которого основан на использовании потенциальной энергии растянутой бурильной колонны после рассоединения конусной пары. Неприхваченную часть бурильной колонны отсоединяют от прихваченной и извлекают на поверхность. В скважину спускают компоновку, состоящую из ловильного инструмента (если нижний переводник ясса не обеспечивает соединения) собственно ясса, УБТ длиной 25÷50 м и бурильных труб. Бурильную колонну вращают, одновременно снижая нагрузку на нее на 30÷40 кН, в результате конусная поверхность штока заклинивается в конусной поверхности (конусность 1°) нижнего переводника.

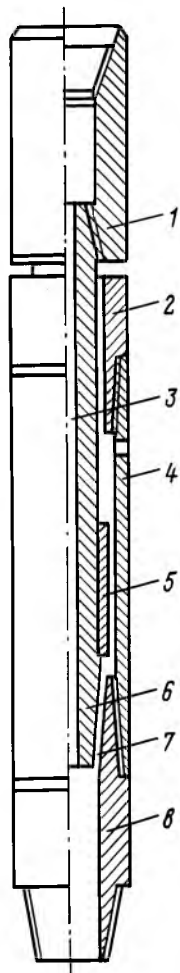


Рис. 10.16. Ясс механический ЯМ-127:
 1 — переводник; 2 — упор; 3 — отверстие; 4 — корпус; 5 — съемный ударник; 6 — шток круглого сечения; 7 — конусная поверхность; 8 — нижний переводник

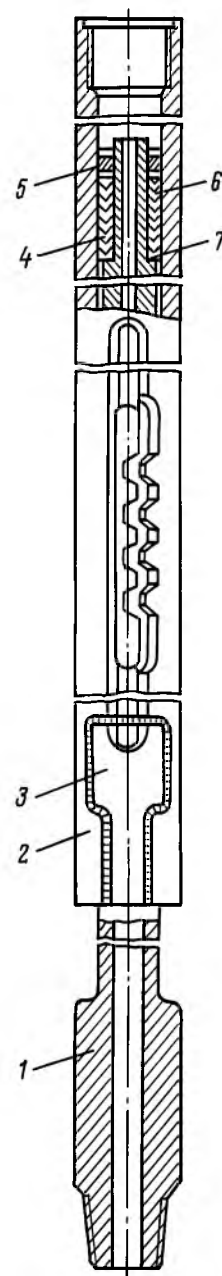


Рис. 10.17. Ясс механический (Румыния)

Затем колонну соединяют с извлекаемыми трубами и продолжают уменьшать нагрузку до выбранного значения.

Силу удара регулируют в широком диапазоне увеличением нагрузки при заряде устройства в скважине. Можно получить силу удара $100 \div 500$ кН. При этом надо иметь в виду, что конусная пара рассоединяется при силе, меньшей нагрузки на $30 \div 70$ кН. Ясс механический Я-127 имеет следующую техническую характеристику: наружный диаметр — 127 мм; длина ясса — $1500 \div 2200$ мм; сила удара $100 \div 5000$ кН; масса ясса $105 \div 145$ кг.

Механические ясы румынского производства

Ясы механические румынского производства с наружными диаметрами 95 и 108 мм предназначены для ликвидации заклиниваний инструмента в эксплуатационных колоннах при производстве ремонтных работ. Ясс (рис. 10.17) состоит из шпинделя 1, корпуса 2, кольца 3, уплотнительных прокладок 4, гайки 5 и колец 6 и 7. На корпусе имеются два противоположных окна, где расположены по четыре трапецеидальных зуба на левой стороне, если ясс с правым направлением, или на правой, если ясс с левым направлением. На верхней части корпуса имеется муфта с замковой резьбой под бурильные трубы. В нижней части шпинделя 1 имеется резьбовая пробка. В верхней части шпинделя установлены прокладки 4 между кольцами 6 и 7, которые поджимаются гайкой 5. Прокладки предназначены для обеспечения герметичности между шпинделем и корпусом в случае промывки через бурильные трубы.

При работе яссом последний спускают на бурильных трубах в скважину и соединяют с аварийными трубами. Для получения ударов вверх проводят следующие операции.

Колонну бурильных труб с яссом разгружают и затем вращают налево или направо в зависимости от направления резьб колонны бурильных труб, постоянно сохраняя момент кручения, необходимый для зацепления зубьев в окнах с зубьями на плечах шпинделя. Момент кручения влияет в таком же направлении на интенсивность удара. Колонну бурильных труб медленно поднимают, сохраняя момент кручения. В это время зубья в окнах зацепляются с зубьями шпинделя, в результате чего происходит увеличение усилия натяга до того значения, при котором надо произвести удар.

Из всех видов ловильных инструментов широко применяют инструменты с плашечно-клиновидными захватными приспособлениями, при работе с которыми необходимо правильно выбрать растягивающие усилия для обеспечения надежного сцепления плашек с поверхностью тела трубы для успешного ее отвинчивания

Условный диаметр НКТ, мм.....	48	60	73	89	102	114
Оптимальная растягивающая нагрузка на ловильный инструмент, кН.....	15–20	20–30	50–60	70–80	100	100–120

При отвинчивании аварийных НКТ с усилиями, меньше указанных, может произойти скольжение плашек труболовки, и процесс отвинчивания труб окажется безуспешным.

В случае невозможности отвинчивания аварийных труб ловильный инструмент освобождают резким его спуском (страгиванием), в результате чего плашки утапливаются, а затем фиксируются в положении для исключения перемещения их вниз по корпусу ловильного инструмента. Из заклиненного состояния плашки выводятся путем передачи части веса буровой колонны, т.е. страгивающей нагрузки $P_{стр}$, на ловильный инструмент.

Соотношение страгивающей $P_{стр}$ и растягивающей $P_{раст}$ нагрузок характеризует коэффициент освобождения ловильного инструмента:

$$m = P_{стр}/P_{раст} < 1.$$

При ловильных работах с помощью освобождающихся труболовки с плашечно-клиновидными захватами необходимо учитывать коэффициент освобождения применяемого инструмента для определения максимального допускаемого растягивающего усилия, передаваемого непосредственно на ловильный инструмент.

При этом допускаемая растягивающая нагрузка, определяемая по коэффициенту m , не должна превышать допускаемую грузоподъемную силу ловильного инструмента. Учитывая возможные погрешности при определении величины и соотношения страгивающих и растягивающих нагрузок при ловильных работах, а также во избежание неосвобождения ловильного инструмента от захвата для практического использования рекомендован $m = 0,25$.

Пример. Для ликвидации аварии с НКТ диаметром 73 мм, верхняя часть которых находится на глубине 655 м, на бу-

рильных трубах диаметром 73 мм с толщиной стенок 11 мм спущена внутренняя освобождающаяся труболовка механического действия ТВМ 73-2 – 108 грузоподъемной силой, равной 400 кН.

Определить максимально допускаемую нагрузку на труболовку.

Решение. Определим вес колонны бурильных труб из выражения

$$G_{\text{бк}} = H \cdot q = 655 \cdot 185 = 121\,175 \text{ Н} = 121 \text{ кН},$$

где H – глубина спуска колонны бурильных труб, м; q – вес 1 м бурильной трубы с учетом замковых соединений, Н (табл. 10.7).

Максимально допускаемую растягивающую нагрузку на ловильный инструмент определяем по формуле

$$P_{\text{раст}} = P_{\text{стр}}/m = 121/0,25 = 484 \text{ кН}.$$

Из приведенного расчета следует, что при максимально допускаемой растягивающей нагрузке на ловильный инструмент, равной 484 кН, нельзя расхаживать аварийные трубы после их захвата ловильным инструментом, так как труболовка имеет грузоподъемную силу 400 кН. Поэтому следует ограничиться приложением к ловильному инструменту растягивающей нагрузки, равной 400 кН. При расчетах также следует учитывать грузоподъемность вышки.

Таблица 10.7

Характеристика бурильных труб

Условный диаметр бурльных труб	Наружные диаметры элементов трубы, мм				Толщина стенок труб, мм	Площадь поперечного сечения тела гладкой части трубы, см²	Площадь сечения по внутреннему диаметру трубы, см²	Масса 1 м гладкой части трубы, кг
	гладкой трубы	замков		соединительных муфт				
		ЗН	ЗШ					
60	60,3	80		80	7	11,7	16,8	9,15
73	73	95	108	95	9	14,5	14	11,3
					7	14,5	27,3	11,4
					9	18,1	23,7	14,2
					11	21,4	20,4	16,8
89	89	108—113	118	108	7	18	44,2	14,2
					9	22,6	39,6	17,8
					11	26,9	35,2	21,2

Продолжение табл. 10.7

Условный диаметр буровых труб	Приведенная масса 1 м трубы, кг			Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести в зависимости от группы прочности стали, кН				
	короткой	средней	длинной	Д	К	Е	Л	М
60	10,4	10,5	10,1	450	600	650	750	900
	12,5	12,6	12,2	550	700	800	950	1100
73	13,1	13,2	12,7	550	700	800	950	1100
	15,8	15,9	15,4	700	900	1000	1200	1350
89	18,4	18,5	17,9	800	1050	1200	1400	1600
	16,4	16,5	15,8	700	950	1000	1150	1350
	19,9	20	19,3	850	1150	1250	1450	1700
	23,2	23,3	22,6	1000	1350	1500	1750	2000

Если в процессе работ к ловильному инструменту будет приложена максимальная растягивающая нагрузка 400 кН, то для страгивания плашек и освобождения инструмента от захвата потребуются к ловильному инструменту приложить осевую сжимающую нагрузку, равную $400 \cdot 0,25 = 100$ кН, т.е. часть веса буровой колонны, на которой ловильный инструмент спущен в скважину.

На практике при ловильных работах с отвинчиванием труб и извлечением по частям не всегда приходится прилагать к ловильному инструменту большую растягивающую нагрузку, но тем не менее до начала ловильных работ эту нагрузку надо определить.

При расхаживании прихваченных буровых или насосно-компрессорных труб необходимо определить допустимое усилие натяжения. Например, требуется определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной колонны буровых труб диаметром 89 мм с толщиной 11 мм из стали группы прочности Д.

Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной колонны труб определяют по формуле

$$Q_{\text{доп}} = \sigma_t \cdot F/K,$$

где σ_t — предел текучести материала труб, Па (см. табл. 10.7); F — площадь поперечного сечения тела гладкой части буровой трубы, см² (см. табл. 10.7); K — коэффициент запаса прочности, $K = 1,15 \div 1,3$.

Тогда

$$Q_{\text{доп}} = 380 \cdot 0,00269/1,25 = 818 \text{ кН.}$$

11

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Насосно-компрессорные трубы используют при выполнении различных работ, связанных с освоением, эксплуатацией скважин и их ремонтом.

Колонна НКТ:

- обеспечивает подачу на поверхность извлекаемых из продуктивных пластов углеводородной продукции и воды;

- обеспечивает закачку в пласт различных жидкостей при физико-химических обработках и гидравлическом разрыве;

- позволяет производить гидропескоструйную перфорацию обсадной колонны;

- предохраняет эксплуатационную колонну от разрушения или истирания ее абразивными частицами и агрессивными компонентами пластовых флюидов;

- предохраняет от внутреннего давления пластовых флюидов эксплуатационную колонну путем установки пакерующих устройств;

- предотвращает образование песчаных пробок в скважинах, так как большая скорость движения пластового флюида по НКТ обеспечивает вынос песка на поверхность.

Насосно-компрессорные трубы используются для выполнения различных работ по капитальному и текущему ремонту скважин.

Конструкции колонн НКТ предусматриваются в комплексных проектах на разработку месторождений с учетом конкретных условий. Диаметр НКТ определяется исходя из дебита скважин, обеспечения наименьших энергетических затрат на транспортировку флюида на поверхность, создания условий для выноса воды, песка; тип резьбовых соединений — из требований обеспечения герметичности колонн, глубины их спуска, величины пластового давления и т.д. Конструкции колонн НКТ в мелких скважинах одноразмерные, т.е. состоят из труб одного диаметра, что облегчает работы по спуску-подъему, позволяет пользоваться минимумом инструмента и

сократить число переводников. В глубоких скважинах применяются более сложные колонны, состоящие из труб нескольких диаметров, толщин стенок и групп прочности стали. Насосно-компрессорные трубы выпускаются по ГОСТ 633–80, предусматривающему изготовление их исполнения А и Б (А — повышенной точности) четырех конструкций [32]: гладкие и муфты к ним; с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В); гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ); безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (тип НКБ).

Трубы всех типов исполнения А изготавливаются длиной 10 м с предельным отклонением $\pm 5\%$. Трубы всех типов исполнения Б изготавливаются двух групп длин: первая — от 5,5 до 8,5 м; вторая — от 8,5 до 10 м. Это позволяет иметь свечи необходимой длины при спускоподъемных операциях передвижными агрегатами.

Сортамент выпускаемых по ГОСТ 633–80 насосно-компрессорных труб, их основные геометрические размеры и прочностная характеристика представлены в табл. 11.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.5.

Трубы гладкие и с высаженными наружу концами (тип В) имеют симметричную треугольную резьбу по 10 или 8 ниток на длине 25,4 мм, шаг резьбы соответственно 2,54 и 3,175 мм. Угол профиля резьбы 60° , углы наклона сторон профиля 30° , конусность 1 : 16. Применять эти трубы рекомендуется при давлении газа до 20–30 МПа.

Трубы НКМ гладкие, с навинченной муфтой. Резьба отличается несимметричным профилем, близким к профилю упорных резьб, что повышает прочность соединения на 25–30 % по сравнению с прочностью гладких труб по ГОСТ 639–63.

Характеристики резьб труб НКТ диаметром от 60 до 102 мм и труб диаметром 114 мм различные. У первых шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 33° , угол наклона сторон профиля 30° и 3° , конусность 1 : 12. У вторых, которые могут использоваться и в качестве обсадных труб, шаг резьбы 5,080 мм, угол профиля 13° , угол наклона сторон профиля 10° и 3° , конусность 1 : 16. Герметичность соединений при давлении газа до 50 МПа обеспечивается сопрягаемыми коническими уплотнительными поверхностями, расположенными на конце ниппеля и в муфте перед упором. При докреплении соединения регламентированным крутящим моментом достигается контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает беззазорную поверхность внутреннего проходного канала.

Таблица 11.1

Сортамент насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633–80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы			
		Гладкая	С высаженными наружу концами В	Гладкая высокогерметичная НКМ	Безмуфтовая с высаженными наружу концами НКБ
60	5	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	8	—	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Таблица 11.2

Механические свойства трубных сталей

Показатели	Группа прочности					
	А	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_v , МПа, не менее	655	687	699	758	862	1000
Предел текучести σ_v , МПа: не менее	379	491	552	654	758	980
не более	562	—	773	879	939	1160
Относительное удлинение, %, не менее	14,3	12	13	12,3	11,3	9,5

Таблица 11.3

Геометрические характеристики насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633–80

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Площадь, см ²			Масса 1 м колонны, кг			
		поперечного сечения	канала	по наружному диаметру	Трубы гладкие	С высаженными концами	НКБ	НКМ
60	5	8,68	19,76	28,54	7,01	7,12	7,07	7,07
73	5,5	11,66	30,18	41,83	9,47	9,64	9,44	9,48
73	7	14,51	27,33	41,83	11,70	11,87	11,73	11,71
89	6,5	16,70	45,34	62,04	13,68	13,93	13,63	13,75
89	8	20,21	41,83	62,04	—	16,69	16,46	—
102	6,5	19,41	61,62	81,03	15,80	16,05	15,74	15,88
114	7	23,58	78,97	102,56	19,13	19,49	19,09	19,42

Таблица 11.4

Растягивающие осевые нагрузки насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633–80

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка для резьбовых соединений гладких труб с треугольной резьбой, кН					Растягивающая нагрузка, при которой натяжения в теле трубы достигают предела текучести, кН				
		Группа прочности					Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5	197	259	291	345	383	323	425	478	568	628
73	5,5	278	366	411	487	541	434	571	642	763	844
73	7	370	487	547	646	719	540	711	799	950	1050
89	6,5	415	546	613	725	807	622	818	920	1093	1209
89	8	—	—	—	—	—	753	990	1113	1323	1463
102	6,5	441	581	652	771	858	723	951	1069	1271	1405
114	7	545	718	806	952	1060	878	1156	1299	1544	1707

Таблица 11.5

Внутреннее и наружное давления, при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633–80 достигают предела текучести

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа					Наружное давление, МПа				
		Группа прочности					Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5	54,0	71	79,8	95,2	105	39	50,1	54,6	63,1	71,2
73	5,5	49,1	64,6	72,5	86,6	95,4	36,4	46,5	50,5	58	65,2
73	7	62,5	82,2	92,3	110,2	121,5	51,0	66,1	72,2	84,2	95,7
89	6,5	47,6	62,7	70,4	84	92,6	36,5	46,6	50,6	58,0	65
89	8	58,6	77,1	86,6	112,6	114	48,7	63,1	68,9	80,2	91
102	6,5	41,7	54,9	61,6	73,5	81,1	29,8	37,5	40,5	45,9	50,8
114	7	39,9	52,5	58,9	70,4	77,6	28,9	36,2	38,9	43,9	48,3

Трубы безмуфтовые НКБ. На высаженных наружу концах нарезаны резьбы — одна внутренняя, другая наружная. Резьба труб диаметром от 60 до 114 мм трапецеидальная. Конструкция конических уплотнительных поверхностей и профиль резьбы аналогичны применяемым в соединениях НКМ, т.е. шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 13°, углы наклона сторон профиля 10 и 3°, конусность 1:12. При докреплении соединений происходит контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает гладкую беззазорную поверхность внутреннего проходного канала. Соединение обладает большей прочностью, чем тело гладкой части трубы.

Трубы НКБ рекомендуются в газовых и газоконденсатных скважинах с давлением до 50÷60 МПа.

Для сравнения некоторые сведения о резьбах НКТ по ГОСТ 633—80 приведены в табл. 11.6.

В отечественной газодобывающей промышленности находят применение муфтовые насосно-компрессорные трубы с соединением VAM, в котором использована резьба Батресс трапецеидального профиля с углами наклона сторон 10 и 3°. Шаг резьбы — 5,08 мм. Высокая газогерметичность достигается специальной формой торца (нипсельного конца) трубы и внутреннего уступа в муфте, образующих две конические уплотнительные поверхности: гладкий скошенный под углом 30° конический поясok и скошенный под углом 15° упорный торец. Форма этих поверхностей обеспечивает также высокую прочность соединения при больших изгибающих нагрузках. Соединения VAM требуют бережного обращения, так как небольшое повреждение торца трубы может привести к потере герметичности. Для обеспечения надлежащей герметичности соединения VAM следует свинчивать строго регламентированными крутящими моментами (табл. 11.7).

В скважинах, продукция которых содержит сероводород, применение труб с высокими пределами текучести по ГОСТ 633—80 не рекомендуется из-за опасности сульфидного растрескивания материала труб. В этих условиях целесообразно применять отечественные трубы группы прочности Д (см. табл. 11.2) и зарубежные трубы (табл. 11.8). В таблице 11.9 дана характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ.

Таблица 11.6

Основные сведения о резьбах НКТ

Показатели	Для труб гладких и типа В		Для труб НКМ диа- метром 60 – 112 мм и труб НКБ всех диа- метров	Для труб НКМ диаметром 114 мм
	Число ниток на длину 25,4 мм			
	10	8		
Шаг резьбы, мм	2,54	3,175	4,232	5,08
Угол профиля, градус	60	60	33	13
Угол наклона сторон профиля (градус):				
1	30	3	3	3
2	30	30	30	10
Конусность	1 : 16	1 : 16	1 : 12	1 : 16
Профиль резьбы	Треуголь- ный	Симмет- ричный	Трапеце- видный	Несиммет- ричный

Таблица 11.7

Рекомендуемый крутящий момент свинчивания соединений VAM

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Крутящий момент свинчивания, Н · м		
		J-55, K-55	C-75, L-80, D-80, C-95	P-105
60,3 (2 ³ / ₈ ")	4,83	1900	2710	2980
	5,54	2170	2710	2980
	6,45	2440	2980	3120
73 (2 ⁷ / ₈ ")	5,51	3250	3660	3660
	7,01	3930	4200	4200
	7,82	4200	4470	4470
88,9 (3 ¹ / ₂ ")	6,45	3930	4880	6370
	7,34	5830	6640	6640
	9,52	6920	7860	7860
	10,50	7320	8270	8270
	11,43	7320	8270	8270
101,6 (4")	3,74	3390	—	—
	6,65	4470	5420	5420
	8,38	5830	6920	6920
	9,65	7860	8810	8810
	10,92	9760	10850	10850
114,3 (4 ¹ / ₂ ")	5,69	5830	5830	6370
	6,35	6370	6370	6920
	6,88	6370	6370	7320
	7,37	6370	7320	7320
	8,56	7320	7860	7860
	9,65	—	8810	8810
	10,92	—	10850	10850

Таблица 11.8

Механические свойства сталей импортных труб

Показатели	Группа прочности					
	H-40	J-55	N-80	C-75	L-80	P-105
Наименьший предел прочности при растяжении σ_b , МПа	415	520	690	655	655	830
Предел текучести σ_T , МПа:						
наименьший	275	380	550	515	556	725
наибольший	550	550	760	620	655	930

При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с покрытиями или использовать для их защиты ингибиторы коррозии, тип которых и методы применения обосновываются для конкретных месторождений.

Таблица 11.9

Характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ

Наруж- ный диаметр трубы, мм (дюйм)	Толщи- на стен- ки, мм	Внут- ренний диаметр трубы, мм	Масса 1 м глад- кой тру- бы, кг	Наименьшее сминающее давление, МПа			Внутреннее давление, при котором напряже- ние в теле трубы дости- гает предела текучести, МПа			Растягивающее усилие, при котором напряже- ние в теле трубы дос- тигают предела теку- чести, кН		
				C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105
60,3 (2 ³ / ₈)	4,24	51,8	5,87	65,6	68,8	—	63,6	67,8	—	386	412	—
	4,83	50,6	6,60	76,1	81,2	106,6	72,4	77,2	101,4	435	464	609
	6,45	47,4	8,56	98,8	105,4	138,3	96,8	103,2	135,5	—	—	—
73 (2 ⁷ / ₈)	5,51	62,0	9,18	72,2	76,9	96,6	68,3	72,9	95,6	605	645	846
	7,82	57,4	12,57	98,9	105,5	138,5	96,9	103,4	135,8	829	884	1160
88,9 (3 ¹ / ₂)	5,49	77,9	11,29	52,0	54,3	—	55,8	59,6	—	743	793	—
	6,45	76,0	13,12	69,2	72,6	90,0	65,7	70,1	92,0	864	922	1210
	7,34	74,2	14,76	78,3	83,6	—	74,7	79,7	—	973	1037	—
	9,52	69,9	18,65	98,9	105,6	138,5	96,9	103,4	135,8	1228	1310	1720
101,6 (4")	5,74	90,1	13,57	43,8	45,4	—	51,2	54,5	—	895	954	—
	6,65	88,3	15,58	58,0	60,7	—	59,3	63,2	—	1026	1095	—
114,3 (4 ¹ / ₂)	6,88	100,5	18,23	49,6	51,7	—	54,5	58,1	—	1201	1281	—

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений, предотвращения задиров и заеданий резьб необходимо применять следующие специальные смазки:

А. Р-402 (ТУ 38-101-708–78) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 200 °С. Смазка свободно наносится на поверхность резьбовых соединений при температуре до –30 °С. Ее состав (%): жировая основа — 36, графитовый порошок — 20, свинцовый порошок — 28, цинковая пыль — 12, медная пудра — 4.

Б. Р-2 (ТУ 38-101-332–76) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 100 °С. Свободно наносится при температуре окружающего воздуха до –5 °С. Состав смазки (%): жировая основа — 37, графитовый порошок — 18, свинцовый порошок — 29, цинковая пыль — 12, медная пудра — 4. При температуре ниже –5 °С смазку и резьбовые детали следует подогревать.

В менее ответственных резьбовых соединениях при низких давлениях и невысокой температуре флюида можно применять также смазки с упрощенной технологией изготовления следующего состава (%):

а) графитовый порошок — 50, технический жир — 5, каустическая сода — 1,5, машинное масло — 43,5;

б) солидол — 24, известковое молоко — 8, машинное масло — 36, канифоль — 2.

Для муфтовых труб типа НКБ, где герметичность обеспечивается гладкими уплотнительными поверхностями, рекомендуется применение смазки Р-113 или Р-416 (ТУ 38-101-708–78), предназначенной для замковых соединений и обладающей лучшими антизадирными свойствами. Эти смазки могут также использоваться при свинчивании высокогерметичных соединений типа НКМ.

Смазку следует наносить с помощью шпателя (лопатки) на участке шириной 20÷25 мм на поверхность нипселя и муфты.

Ориентировочный расход смазки на одно соединение следующий:

Условный диаметр труб, мм....	60	73	89	102	114
Расход смазки, г.....	15	20	30	35	40

На герметичность резьбовых соединений значительное влияние оказывает момент свинчивания, оптимальное значение которого для гладких труб следующее:

Диаметр труб, мм.....	60	73	89	102	114
Момент свинчивания, Н·м	780	1200	1680	2300	2580

Для труб с высадкой момент свинчивания 1150 Н·м — минимальный, 1900 Н·м — максимальный.

Весьма перспективным является применение для смазки резьб насосно-компрессорных труб нового, разработанного в предприятии Кубаньгазпром и в Краснодарском политехническом институте, универсального отверждающегося антикоррозийного герметика — смазки ИНКОР-2.

ИНКОР-2 — компонентный состав на основе полиуретановых компаундов с наполнителями, обладающих высокими адгезионными свойствами по отношению к металлическим или неметаллическим материалам. В отвержденном состоянии ИНКОР-2 — пластичный резиноподобный материал с высокими антикоррозионными свойствами, устойчивостью к агрессивным средам — кислотам, щелочам, сероводороду, соленым водам, нередко содержащимся в пластовых флюидах и добываемой углеводородной продукции. Материал химически нейтрален и нетоксичен. Компоненты ИНКОР-2 (основной состав и отвердитель) смешиваются непосредственно перед его использованием. Рабочий состав представляет собой однородную пасту, легко наносимую на поверхность ручным или механическим способом. Работоспособен при температурах от -50°C до 160°C . Удерживаемый перепад давления при уплотнении резьб бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб от 35 до 75 МПа.

Представляют также значительный интерес прочное, водонепроницаемое, антикоррозионное, устойчивое ко всем агрессивным средам покрытие — однокомпонентный состав ИНКОР-1, отверждающийся под действием влаги (например, атмосферной). Покрытие может наноситься на поверхность металлических, бетонных емкостей, бассейнов. Глубина пропитки в бетон — 18 мм, долговечность — не менее 5 лет. Расход материала для покрытия 1 м^2 бетонной поверхности — до 500 г, металлической — до 300 г.

Аварии с насосно-компрессорными трубами могут происходить из-за наличия заводских дефектов в трубах и неправильной их эксплуатации. Тщательная подготовка труб к спуску в скважину, соблюдение правил эксплуатации и своевременное проведение профилактических мероприятий значительно увеличат срок их службы и обеспечат безаварийную работу.

НКТ, как новые, так и бывшие в эксплуатации, при подготовке к спуску в скважину подвергаются тщательной проверке. Этот процесс включает в себя следующие операции: визуальный контроль, инструментальный контроль линейных раз-

меров труб, контроль качества резьбы труб и муфт, дефектоскопию и толщинометрию, шаблонирование, гидравлические испытания труб, покрытие поверхности труб, маркировку и комплектование. Подготовка новых труб к эксплуатации должна производиться на трубных базах.

Доставленный на скважину комплект труб следует проверить на соответствие его паспорту и плану проведения работ.

При компоновке колонн из труб различных диаметров и с различными резьбами соединять их нужно только с использованием переводников заводского изготовления по ГОСТ 23979 – 80.

При спуске ступенчатой колонны из труб разных групп прочности данные о них следует записывать отдельно.

Спускоподъемные операции составляют один из основных видов работ с насосно-компрессорными трубами. Поэтому необходимо тщательно выполнять все технические требования, направленные на предупреждение аварий с ними.

В газоконденсатные и в газовые с высоким давлением скважины трубы должны спускаться с использованием клиновых захватов, позволяющих свинчивать муфтовое соединение с обоих концов, что обеспечит большую герметичность резьбовых соединений, исключит возможность возникновения нецентричного растяжения колонны при установке ее на элеватор.

Для предупреждения механического повреждения тела трубы плашками клинового захвата необходимо, чтобы они были хорошо подогнаны, коэффициент охвата ими трубы был не менее 0,7. Вес подвешенных на клиньях труб не должен превышать предельных нагрузок (табл. 11.10).

С целью равномерного износа резьбовых соединений и тела насосно-компрессорных труб рекомендуется при каждом спуске-подъеме менять местами трубы одной группы прочности из верхней и нижней частей колонны. Поднимать колонну следует плавно, без рывков и переходов с одной скорости на другую. Отвинченную трубу можно поднимать лишь после полного выхода ее из соединения.

Не допускается нанесение ударов молотком по муфте для облегчения развинчивания. Можно допускать лишь обстукивание муфты молотком посередине. Чтобы муфта не задевала фланец колонны, следует пользоваться специальной направляющей воронкой. После того как трубы подняты над устьем скважины, необходимо удалить с резьбы предохранительные детали, тщательно очистить и смазать резьбы муфт и трубы

Таблица 11.10

Предельная нагрузка при спуске труб в клиновом захвате, кН

Длина клина, мм	Группа прочностных сталей	Размеры труб, мм				
		60×5	73×5,5	89×6,5	102×6,5	114×7
50	Д	195	242	315	335	382
	К	256	318	415	444	503
	Е	282	350	456	489	553
100	Л	333	414	539	578	654
	Д	244	314	422	464	536
	К	327	413	555	611	705
150	Е	354	454	611	672	775
	Л	418	537	722	794	916
	Д	267	348	476	530	618
200	К	352	458	627	697	813
	Е	372	504	689	767	895
	Л	457	596	814	907	1057
200	Д	281	367	507	570	672
	К	371	483	667	750	884
	Е	407	532	733	825	973
	Л	481	629	867	975	1150

соответствующей конкретным условиям смазкой. При спуске следует тщательно осматривать тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы избежать включения в колонну некачественных труб.

Посадку трубы в муфту необходимо производить осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трехтрубки, в этом случае рекомендуется установить на вышке промежуточные опоры.

Трубы нужно свинчивать с приложением крутящих моментов, которые для отечественных и импортных труб приведены в табл. 11.8. Если ниппель свинчивается в муфту до последнего витка с моментом, меньшим минимального, или если после свинчивания с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту витков, то следует забраковать обе трубы — спущенную в скважину и следующую за ней.

После сильного натяжения колонны при срыве пакера или освобождении ее от прихвата все резьбовые соединения, свинченные в заводских условиях, необходимо закрепить.

УДК 622.279.51
ББК 33.131
Б 27

Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д.
Б 27 Ремонт газовых скважин. — М.: ОАО "Издательство
"Недра", 1998. — 271 с.: ил.
ISBN 5-247-03787-1

Впервые рассмотрен комплекс ремонтных работ применительно к газовым скважинам. Представлены все технологические приемы проведения работ, особенно при применении буровых растворов, особенностях их химической обработки.

Для инженерно-технических работников нефтегазовой промышленности и работников бригад капитального ремонта скважин.

ISBN 5-247-03787-1

© Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко,
В.Д. Мавромати, 1998
© Оформление. ОАО "Издательство
"Недра", 1998



ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Физико-химические свойства газа	4
2. Промывочные растворы	14
2.1. Характеристика различных растворов при ремонте скважин ..	14
2.2. Истинные растворы	14
2.3. Коллоидные растворы	17
2.4. Суспензии	17
2.5. Гидрофобные эмульсии	18
2.6. Глинистый раствор	23
2.7. Ингибированный глинистый раствор	25
2.8. Физические параметры глинистого раствора	26
2.9. Химические параметры глинистого раствора	32
3. Химические реагенты для обработки глинистого раствора	35
3.1. Реагенты-стабилизаторы	35
3.2. Реагенты — понизители вязкости	39
3.3. Вспомогательные реагенты	40
4. Утяжелители глинистых растворов, их применение	44
5. Противовыбросовое оборудование	48
5.1. Превентор плашечный гидравлический ППГ-156×320	54
5.2. Малогабаритный превентор для ремонта скважин	58
5.3. Герметизирующее устройство устья скважин	60
6. Капитальный ремонт скважин	62
6.1. Оборудование устья скважин	63
6.2. Глушение газовых скважин	88
6.3. Расчет глушения скважины	90
6.4. Технология глушения скважин трехфазными пенами	92
6.5. Установка цементных мостов	100
6.6. Опыт установки цементных мостов в глубоких скважинах предприятия "Кубаньгазпром" с использованием турбулизатора ..	107
6.7. Укрепление призабойной зоны пласта цементно-соляро-керам- зитовой смесью	109
6.8. Чистка песчаных пробок	111
6.9. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн с помощью установки стальных пластырей	112
6.10. Предупреждение нефтегазоводопроявлений (НГВП)	119
6.11. Межколонные перетоки газа и мероприятия по их устране- нию	121
6.12. Изоляция обводнившихся продуктивных пластов и возврат на выше- или нижележащие горизонты	131
6.13. Перфорация в газовой среде	134
6.14. Операции по натяжению обсадных колонн	135

7. Внутрискважинное оборудование.....	143
7.1. Спуск и установка забойного оборудования.....	151
7.2. Особенности спуска и установки забойного оборудования с использованием тяжелых солевых растворов на примере скважины № 3 Прибрежного месторождения.....	154
8. Механическая и химическая обработка пласта.....	156
8.1. Физико-химическая обработка пласта.....	156
8.2. Гидравлический разрыв пласта.....	162
8.3. Гидропескоструйная перфорация.....	175
8.4. Освоение скважин.....	182
9. Зарезка и бурение второго ствола.....	189
10. Техника и технология ловильных работ.....	198
10.1. Печать.....	199
10.2. Труболовка.....	202
10.3. Метчики.....	210
10.4. Колокола ловильные.....	213
10.5. Ловитель для ловли труб в скважине.....	216
10.6. Ёрш.....	218
10.7. Ясс механический.....	219
11. Эксплуатация насосно-компрессорных труб.....	225
Приложения.....	236
Список литературы.....	268



ПРЕДИСЛОВИЕ

Качественный ремонт газовых скважин — одно из главных условий увеличения добычи этого сырья. Квалифицированное и эффективное проведение этих работ, умелое использование современного комплекса оборудования, материалов и технологии требуют знаний работниками участков подземного и капитального ремонта скважин.

Учитывая разрозненность имеющейся информации, авторы поставили перед собой задачу обобщить и систематизировать изложение всего комплекса вопросов, связанных с технологией ремонта газовых скважин. При написании данной работы авторы использовали накопленный опыт на промыслах предприятия Кубаньгазпром. Особое внимание уделено подготовке скважин и ремонту: приготовлению бурового раствора, химических реагентов, утяжелению растворов и глушению скважин.

Подробно рассмотрены вопросы технологии ремонта скважин. Учитывая то обстоятельство, что бригады капитального ремонта работают в открытых скважинах, где опасность выброса велика, авторами включен специальный раздел "Противовыбросовое оборудование и условия его применения". Рассмотрены конструкции ловильного инструмента, приспособлений и устройств для ликвидации аварий. Описаны способы ликвидации аварий.

В книге изложены вопросы, относящиеся к повышению эксплуатационных характеристик насосно-компрессорных труб при работе с ними, а также к смазкам для резьбовых соединений. Авторы выражают глубокую благодарность доктору техн. наук проф. А.И. Булатову и канд. техн. наук Д.Ф. Матвееву, сделавшим ряд ценных замечаний.



è èà ã é Ü Öç à ü

è èà ã é Ü Öç à Ö I

ÇÃ Ė Ėi S □ $\frac{0,03415 \square L}{zT}$; 2S; 1 + S; 1 + 2S; Â^s; Â^{2s}; Â^{2s} - 1;

% Æ Ą Ą Ė Ė $\frac{\square L}{zT}$ Ö 0,3 % 7

$\frac{\square L}{zT}$	S □ $\frac{0,03415 \square L}{zT}$	2S	1 + S	1 + 2S	e ^s	e ^{2s}	e ^{2s} - 1
0,3	0,01024	0,02049	1,01024	1,02049	1,01030	1,02070	0,02070
0,4	0,01366	0,02731	1,01366	1,02732	1,01380	1,02770	0,02770
0,5	0,01707	0,03415	1,01707	1,03415	1,01730	1,03470	0,03470
0,6	0,02049	0,04098	1,02049	1,04098	1,02070	1,04180	0,04180
0,7	0,02390	0,04780	1,02390	1,04780	1,02420	1,04900	0,04900
0,8	0,02732	0,05461	1,02732	1,05464	1,02770	1,05610	0,05610
0,9	0,03074	0,06147	1,03074	1,06147	1,03120	1,06340	0,06340
1,0	0,03415	0,06830	1,03415	1,06830	1,03470	1,07070	0,07070
1,1	0,03757	0,07513	1,03757	1,07513	1,03840	1,07800	0,07800
1,2	0,04098	0,08196	1,04098	1,08196	1,04180	1,08550	0,08550
1,3	0,04440	0,08879	1,04440	1,08879	1,04540	1,09290	0,09290
1,4	0,04781	0,09562	1,04781	1,09562	1,04900	1,10040	0,10040
1,5	0,05123	0,10245	1,05123	1,10245	1,05260	1,10790	0,10790
1,6	0,05464	0,10928	1,05464	1,10928	1,05610	1,11550	0,11550
1,7	0,05806	0,11611	1,05806	1,11611	1,05980	1,12310	0,12310
1,8	0,06147	0,12294	1,06147	1,12294	1,06340	1,13080	0,13080
1,9	0,06489	0,12977	1,06489	1,12977	1,06700	1,13860	0,13860
2,0	0,06830	0,13660	1,06830	1,13660	1,07070	1,14640	0,14640
2,1	0,07172	0,14343	1,07172	1,14343	1,07430	1,15420	0,15420
2,2	0,07513	0,15026	1,07513	1,15026	1,07800	1,16220	0,16220
2,3	0,07855	0,15710	1,07855	1,15710	1,08160	1,17010	0,17010
2,4	0,08196	0,16392	1,08196	1,16392	1,08550	1,17810	0,17810
2,5	0,08538	0,17075	1,08538	1,17075	1,08920	1,18610	0,18610
2,6	0,08879	0,17758	1,08879	1,17758	1,09290	1,19430	0,19430
2,7	0,09220	0,18441	1,09220	1,18441	1,09660	1,20250	0,20250
2,8	0,09562	0,19124	1,09562	1,19124	1,10040	1,21070	0,21070
2,9	0,09903	0,19807	1,09903	1,19807	1,10410	1,21910	0,21910

è é é Ñ é ä Ü Ö ç à Ö è ä ä . l

$\frac{L}{zT}$	$S = \frac{0,03415 L}{zT}$	2S	1 + S	1 + 2S	e ^S	e ^{2S}	e ^{2S} - 1
3,0	0,10245	0,20490	1,10245	1,20490	1,10790	1,22740	0,22740
3,1	0,10586	0,21172	1,10586	1,21172	1,11170	1,23580	0,23580
3,2	0,10928	0,21856	1,10928	1,21856	1,11550	1,24440	0,24440
3,3	0,11270	0,22540	1,11270	1,22540	1,11930	1,25280	0,25280
3,4	0,11611	0,23222	1,11611	1,23222	1,12310	1,26140	0,26140
3,5	0,11953	0,23906	1,11953	1,23906	1,12690	1,26990	0,26990
3,6	0,12294	0,24588	1,12294	1,24588	1,13080	1,27880	0,27870
3,7	0,12636	0,25272	1,12636	1,25272	1,13470	1,28750	0,28750
3,8	0,12977	0,25954	1,12977	1,25954	1,13860	1,29640	0,29640
3,9	0,13319	0,26638	1,13319	1,26638	1,14250	1,30530	0,30530
4,0	0,13660	0,27320	1,13660	1,27320	1,14640	1,31420	0,31420
4,1	0,14002	0,28004	1,14002	1,28004	1,13050	1,32370	0,32370
4,2	0,14343	0,28686	1,14343	1,28686	1,15420	1,33220	0,33220
4,3	0,14685	0,29370	1,14685	1,29370	1,15810	1,34120	0,34120
4,4	0,15026	0,30052	1,15026	1,30052	1,16220	1,35070	0,35070
4,5	0,15368	0,30736	1,15368	1,30736	1,16610	1,35980	0,35980
4,6	0,15710	1,31420	1,15710	1,31420	1,17010	1,36910	0,36910
4,7	0,16050	0,32100	1,16050	1,32100	1,17400	1,37830	0,37830
4,8	0,16392	0,32784	1,16392	1,32784	1,17810	1,38790	0,38790
4,9	0,16734	0,38468	1,16734	1,33468	1,18210	1,39740	0,39740
5,0	0,17075	0,34150	1,17075	1,34150	1,18610	1,40680	0,40680
5,1	0,17417	0,34834	1,17417	1,3834	1,19030	1,41680	0,41680
5,2	0,17758	0,35516	1,17758	1,35516	1,19430	1,42640	0,42640
5,3	0,18100	0,36200	1,18100	1,36200	1,19840	1,43620	0,43620
5,4	0,18441	0,36882	1,18441	1,36382	1,20250	1,44600	0,44600
5,5	0,18783	0,37566	1,18783	1,37566	1,20660	1,45590	0,45590
5,6	0,19124	0,38248	1,19124	1,38248	1,21070	1,46580	0,46580
5,7	0,19466	0,38932	1,19466	1,38932	1,21490	1,47500	0,47500
5,8	0,19807	0,39614	1,19807	1,39614	1,21910	1,48620	0,48620
5,9	0,20149	0,40298	1,20149	1,40298	1,22320	1,49620	0,49620
6,0	0,20490	0,40980	1,20490	1,40980	1,22740	1,50650	0,50650
6,1	0,20832	0,46640	1,20832	1,41664	1,23160	1,51680	0,51680
6,2	0,21173	0,42346	1,21173	1,42346	1,23580	1,52720	0,52720
6,3	0,21515	0,43030	1,21515	1,43030	1,24010	1,53780	0,53780
6,4	0,21856	0,43712	1,21856	1,43712	1,24440	1,54850	0,54850
6,5	0,22198	0,44396	1,22198	1,44396	1,24860	1,55900	0,55900
6,6	0,22539	0,45078	1,22539	1,45078	1,25280	0,56950	0,56950
6,7	0,22880	0,45760	1,22880	1,45760	1,25710	1,58030	0,58030
6,8	0,23222	0,46444	1,23222	1,46444	1,26140	1,59110	0,59110
6,9	0,23564	0,47128	1,23564	1,47128	1,26560	1,60170	0,60170
7,0	0,23905	0,47810	1,23905	1,47810	1,26990	1,61260	0,61260

П Р И Л О Ж Е Н И Е II

Коэффициенты сверхсжимаемости Z для природных газов (углеводородов)
Относительная плотность газа по воздуху $\gamma = 0,56$

Абсолютное давление p , МПа	Температура T , К										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,977	0,980	0,984	0,986	0,988	0,990	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993
1,5	0,967	0,971	0,976	0,978	0,981	0,984	0,986	0,987	0,987	0,989	0,990
2	0,957	0,962	0,967	0,971	0,974	0,978	0,981	0,982	0,983	0,985	0,986
2,5	0,947	0,953	0,958	0,963	0,968	0,972	0,975	0,977	0,979	0,982	0,983
3	0,937	0,943	0,950	0,956	0,962	0,966	0,970	0,973	0,975	0,978	0,980
3,5	0,927	0,935	0,942	0,949	0,956	0,961	0,965	0,968	0,972	0,975	0,977
4	0,917	0,926	0,935	0,943	0,950	0,956	0,961	0,964	0,958	0,971	0,974
4,5	0,907	0,917	0,927	0,936	0,944	0,951	0,956	0,960	0,964	0,968	0,971
5	0,897	0,909	0,920	0,930	0,939	0,946	0,952	0,956	0,961	0,965	0,969
5,5	0,888	0,900	0,912	0,923	0,933	0,941	0,948	0,953	0,958	0,962	0,965
6	0,879	0,892	0,905	0,917	0,928	0,936	0,944	0,949	0,954	0,959	0,962
6,5	0,870	0,884	0,899	0,911	0,923	0,932	0,940	0,946	0,951	0,957	0,960
7	0,861	0,877	0,892	0,905	0,918	0,928	0,936	0,942	0,948	0,954	0,957
7,5	0,853	0,869	0,886	0,900	0,913	0,923	0,933	0,939	0,946	0,952	0,954
8	0,845	0,862	0,880	0,895	0,909	0,919	0,929	0,936	0,943	0,949	0,952
8,5	0,837	0,856	0,874	0,889	0,904	0,915	0,926	0,933	0,940	0,947	0,950
9	0,830	0,849	0,868	0,884	0,900	0,912	0,923	0,930	0,938	0,945	0,948
9,5	0,823	0,843	0,863	0,880	0,896	0,908	0,920	0,928	0,936	0,943	0,947
10	0,816	0,837	0,858	0,875	0,892	0,905	0,917	0,925	0,934	0,941	0,945
10,5	0,810	0,832	0,853	0,871	0,888	0,901	0,914	0,923	0,932	0,939	0,944
11	0,805	0,827	0,848	0,867	0,884	0,898	0,911	0,921	0,930	0,938	0,942
11,5	0,799	0,822	0,844	0,863	0,881	0,896	0,909	0,919	0,928	0,936	0,941
12	0,795	0,818	0,840	0,859	0,878	0,893	0,907	0,917	0,926	0,935	0,941
12,5	0,790	0,814	0,837	0,856	0,875	0,890	0,904	0,915	0,925	0,934	0,940
13	0,786	0,810	0,833	0,853	0,872	0,888	0,902	0,913	0,924	0,933	0,939
13,5	0,783	0,807	0,803	0,850	0,870	0,886	0,901	0,912	0,923	0,932	0,938

14	0,780	0,804	0,828	0,848	0,857
14,5	0,778	0,802	0,826	0,846	0,866
15	0,776	0,800	0,824	0,844	0,864
15,5	0,775	0,799	0,822	0,822	0,863
16	0,774	0,798	0,821	0,842	0,861
16,5	0,773	0,797	0,820	0,841	0,861
17	0,773	0,797	0,820	0,840	0,860
17,5	0,774	0,797	0,820	0,840	0,860
18	0,775	0,798	0,820	0,840	0,860
18,5	0,776	0,799	0,821	0,841	0,861
19	0,778	0,800	0,822	0,842	0,861
19,5	0,780	0,802	0,824	0,843	0,862
20	0,783	0,804	0,825	0,845	0,864
20,5	0,786	0,807	0,828	0,847	0,866
21	0,790	0,810	0,830	0,849	0,868
21,5	0,793	0,813	0,833	0,852	0,870
22	0,798	0,817	0,836	0,854	0,872
22,5	0,802	0,821	0,840	0,858	0,875
23	0,807	0,825	0,844	0,861	0,878
23,5	0,812	0,830	0,848	0,865	0,882
24	0,817	0,834	0,852	0,869	0,885
24,5	0,822	0,839	0,857	0,873	0,889
25	0,827	0,844	0,861	0,877	0,893
25,5	0,833	0,850	0,866	0,881	0,897
26	0,838	0,855	0,871	0,886	0,901
26,5	0,844	0,860	0,876	0,891	0,906
27	0,850	0,866	0,881	0,896	0,910
27,5	0,855	0,871	0,886	0,900	0,915
28	0,860	0,876	0,891	0,905	0,919
28,5	0,865	0,881	0,896	0,910	0,923
29	0,870	0,886	0,901	0,914	0,928
29,5	0,875	0,891	0,906	0,919	0,932
30	0,879	0,895	0,910	0,923	0,935

0,884	0,899	0,911	0,922	0,931	0,938
0,882	0,898	0,910	0,921	0,931	0,937
0,881	0,897	0,909	0,920	0,931	0,937
0,880	0,896	0,908	0,920	0,930	0,937
0,879	0,895	0,908	0,919	0,930	0,937
0,879	0,895	0,907	0,919	0,930	0,937
0,878	0,895	0,907	0,919	0,930	0,937
0,878	0,895	0,908	0,920	0,931	0,937
0,878	0,895	0,908	0,920	0,931	0,937
0,879	0,896	0,909	0,921	0,932	0,938
0,880	0,897	0,909	0,922	0,933	0,939
0,881	0,898	0,910	0,923	0,934	0,940
0,882	0,899	0,912	0,924	0,935	0,941
0,884	0,901	0,913	0,925	0,936	0,942
0,886	0,903	0,915	0,927	0,938	0,943
0,888	0,905	0,917	0,929	0,940	0,945
0,891	0,907	0,919	0,931	0,942	0,946
0,893	0,910	0,921	0,933	0,944	0,948
0,896	0,912	0,924	0,935	0,946	0,950
0,899	0,915	0,927	0,938	0,948	0,954
0,903	0,919	0,930	0,940	0,951	0,957
0,906	0,922	0,933	0,943	0,954	0,960
0,910	0,925	0,936	0,947	0,957	0,964
0,914	0,929	0,939	0,950	0,960	0,967
0,918	0,932	0,943	0,953	0,963	0,970
0,922	0,936	0,947	0,957	0,967	0,970
0,926	0,940	0,950	0,961	0,971	0,977
0,930	0,943	0,954	0,965	0,975	0,980
0,933	0,947	0,958	0,969	0,979	0,984
0,937	0,950	0,962	0,973	0,984	0,987
0,941	0,954	0,966	0,978	0,988	0,988
0,944	0,957	0,970	0,982	0,993	0,994
0,947	0,959	0,973	0,987	0,999	0,997

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,57$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °С										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,977	0,980	0,983	0,985	0,987	0,989	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993
1,5	0,966	0,970	0,974	0,977	0,980	0,983	0,986	0,986	0,987	0,988	0,990
2	0,956	0,960	0,965	0,969	0,973	0,977	0,880	0,981	0,983	0,985	0,986
2,5	0,946	0,951	0,957	0,962	0,967	0,971	0,975	0,977	0,978	0,981	0,983
3	0,935	0,942	0,949	0,955	0,960	0,965	0,969	0,978	0,974	0,977	0,980
3,5	0,925	0,932	0,940	0,947	0,954	0,958	0,964	0,967	0,971	0,974	0,977
4	0,915	0,923	0,982	0,940	0,948	0,954	0,960	0,963	0,967	0,970	0,974
4,5	0,905	0,914	0,924	0,933	0,942	0,949	0,955	0,959	0,963	0,967	0,971
5	0,985	0,906	0,917	0,927	0,937	0,944	0,950	0,955	0,960	0,964	0,969
5,5	0,886	0,897	0,909	0,920	0,931	0,939	0,946	0,951	0,956	0,961	0,965
6	0,876	0,889	0,902	0,914	0,925	0,934	0,942	0,947	0,953	0,958	0,962
6,5	0,867	0,881	0,895	0,908	0,920	0,929	0,938	0,944	0,950	0,955	0,960
7	0,858	0,873	0,888	0,902	0,915	0,925	0,934	0,940	0,947	0,952	0,957
7,5	0,850	0,865	0,882	0,896	0,910	0,920	0,930	0,937	0,944	0,950	0,954
8	0,841	0,858	0,875	0,890	0,905	0,916	0,927	0,934	0,941	0,947	0,952
8,5	0,834	0,851	0,869	0,885	0,900	0,912	0,923	0,931	0,938	0,945	0,950
9	0,826	0,844	0,863	0,880	0,896	0,908	0,920	0,928	0,936	0,943	0,948
9,5	0,819	0,838	0,858	0,875	0,892	0,904	0,917	0,925	0,933	0,941	0,947
10	0,812	0,832	0,852	0,870	0,887	0,901	0,914	0,923	0,931	0,939	0,945
10,5	0,806	0,826	0,848	0,866	0,883	0,897	0,911	0,920	0,929	0,937	0,944
11	0,800	0,821	0,843	0,862	0,880	0,894	0,908	0,918	0,927	0,935	0,942
11,5	0,795	0,816	0,838	0,858	0,876	0,891	0,906	0,915	0,925	0,934	0,941
12	0,790	0,812	0,834	0,854	0,873	0,888	0,903	0,913	0,923	0,932	0,941
12,5	0,798	0,808	0,831	0,851	0,870	0,886	0,901	0,912	0,922	0,931	0,940
13	0,782	0,804	0,827	0,848	0,867	0,883	0,899	0,910	0,921	0,930	0,939
13,5	0,778	0,801	0,824	0,845	0,865	0,881	0,897	0,908	0,919	0,929	0,938

14	0,775	0,798	0,822	0,842	0,862
14,5	0,773	0,796	0,820	0,840	0,860
15	0,771	0,794	0,818	0,838	0,859
15,5	0,770	0,792	0,816	0,837	0,857
16	0,769	0,791	0,815	0,836	0,856
16,5	0,768	0,791	0,814	0,835	0,855
17	0,769	0,791	0,814	0,835	0,855
17,5	0,769	0,791	0,814	0,834	0,855
18	0,770	0,792	0,814	0,835	0,855
18,5	0,772	0,793	0,815	0,835	0,855
19	0,774	0,794	0,816	0,836	0,856
19,5	0,776	0,796	0,818	0,838	0,857
20	0,779	0,799	0,820	0,839	0,858
20,5	0,782	0,802	0,822	0,841	0,860
21	0,786	0,805	0,825	0,844	0,862
21,5	0,790	0,808	0,828	0,846	0,865
22	0,793	0,812	0,831	0,849	0,867
22,5	0,798	0,816	0,835	0,853	0,870
23	0,803	0,820	0,839	0,856	0,873
23,5	0,808	0,825	0,843	0,860	0,877
24	0,813	0,830	0,847	0,864	0,880
24,5	0,819	0,835	0,852	0,868	0,884
25	0,824	0,840	0,857	0,873	0,888
25,5	0,830	0,845	0,862	0,877	0,892
26	0,835	0,851	0,867	0,882	0,897
26,5	0,841	0,856	0,872	0,887	0,901
27	0,847	0,861	0,877	0,892	0,916
27,5	0,852	0,867	0,882	0,896	0,910
28	0,857	0,872	0,887	0,901	0,915
28,5	0,863	0,877	0,892	0,906	0,919
29	0,867	0,882	0,897	0,911	0,924
29,5	0,872	0,886	0,902	0,915	0,928
30	0,876	0,891	0,906	0,919	0,932

0,879	0,896	0,907	0,918	0,928	0,938
0,877	0,894	0,906	0,917	0,928	0,937
0,876	0,893	0,905	0,917	0,927	0,937
0,875	0,892	0,904	0,916	0,927	0,937
0,874	0,891	0,904	0,916	0,927	0,937
0,873	0,891	0,903	0,916	0,927	0,937
0,873	0,891	0,903	0,916	0,927	0,937
0,873	0,891	0,903	0,916	0,927	0,937
0,873	0,891	0,904	0,916	0,928	0,937
0,873	0,892	0,904	0,917	0,928	0,938
0,874	0,892	0,905	0,918	0,929	0,939
0,875	0,894	0,906	0,919	0,930	0,940
0,877	0,895	0,908	0,920	0,931	0,941
0,878	0,897	0,909	0,922	0,933	0,942
0,880	0,899	0,911	0,923	0,934	0,943
0,883	0,901	0,913	0,925	0,936	0,945
0,885	0,903	0,915	0,927	0,938	0,946
0,888	0,906	0,918	0,929	0,940	0,948
0,891	0,909	0,920	0,932	0,942	0,950
0,894	0,912	0,923	0,934	0,945	0,954
0,898	0,915	0,926	0,937	0,947	0,957
0,901	0,918	0,929	0,940	0,950	0,960
0,905	0,922	0,933	0,943	0,953	0,964
0,909	0,925	0,936	0,947	0,957	0,967
0,913	0,929	0,940	0,950	0,960	0,970
0,917	0,933	0,943	0,954	0,964	0,970
0,921	0,936	0,947	0,957	0,967	0,977
0,925	0,940	0,951	0,961	0,972	0,980
0,929	0,944	0,955	0,965	0,976	0,984
0,933	0,947	0,958	0,970	0,980	0,987
0,937	0,950	0,962	0,974	0,985	0,988
0,940	0,953	0,966	0,978	0,990	0,997
0,944	0,955	0,969	0,983	0,995	0,997

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,58$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,976	0,979	0,982	0,985	0,986	0,989	0,991	0,992	0,992	0,992	0,993
1,5	0,966	0,969	0,973	0,976	0,979	0,982	0,985	0,986	0,987	0,988	0,989
2	0,955	0,959	0,964	0,968	0,972	0,976	0,979	0,981	0,982	0,984	0,986
2,5	0,945	0,950	0,955	0,961	0,965	0,970	0,973	0,976	0,978	0,980	0,982
3	0,934	0,940	0,947	0,953	0,959	0,964	0,968	0,971	0,974	0,976	0,979
3,5	0,924	0,930	0,938	0,945	0,952	0,958	0,963	0,967	0,970	0,973	0,976
4	0,914	0,921	0,930	0,938	0,946	0,952	0,958	0,962	0,966	0,969	0,973
4,5	0,904	0,917	0,922	0,931	0,940	0,947	0,953	0,958	0,962	0,966	0,969
5	0,894	0,903	0,914	0,924	0,934	0,942	0,948	0,954	0,958	0,962	0,967
5,5	0,884	0,894	0,906	0,917	0,928	0,936	0,944	0,950	0,955	0,959	0,964
6	0,874	0,885	0,898	0,911	0,922	0,931	0,940	0,946	0,951	0,956	0,961
6,5	0,865	0,877	0,891	0,904	0,917	0,927	0,935	0,942	0,948	0,953	0,958
7	0,856	0,869	0,884	0,898	0,911	0,922	0,931	0,938	0,945	0,950	0,956
7,5	0,847	0,861	0,877	0,892	0,906	0,917	0,927	0,935	0,942	0,948	0,953
8	0,839	0,853	0,871	0,886	0,901	0,913	0,924	0,932	0,939	0,945	0,951
8,5	0,831	0,845	0,864	0,881	0,896	0,909	0,920	0,929	0,936	0,943	0,949
9	0,823	0,839	0,858	0,875	0,891	0,905	0,916	0,926	0,933	0,940	0,947
9,5	0,816	0,832	0,852	0,870	0,887	0,901	0,913	0,923	0,931	0,938	0,945
10	0,809	0,826	0,847	0,865	0,882	0,897	0,910	0,920	0,928	0,936	0,944
10,5	0,803	0,821	0,842	0,861	0,878	0,893	0,907	0,917	0,926	0,934	0,942
11	0,797	0,815	0,837	0,856	0,875	0,890	0,904	0,915	0,924	0,932	0,940
11,5	0,791	0,810	0,832	0,852	0,871	0,887	0,901	0,912	0,922	0,931	0,939
12	0,786	0,806	0,828	0,849	0,868	0,884	0,899	0,910	0,920	0,929	0,938
12,5	0,782	0,801	0,825	0,845	0,864	0,881	0,896	0,908	0,919	0,928	0,937
13	0,778	0,798	0,821	0,842	0,862	0,879	0,894	0,907	0,917	0,927	0,936
13,5	0,774	0,795	0,818	0,839	0,859	0,876	0,892	0,905	0,916	0,926	0,935

14	0,771	0,792	0,815	0,837	0,857
14,5	0,769	0,789	0,813	0,835	0,855
15	0,767	0,787	0,811	0,833	0,853
15,5	0,766	0,786	0,810	0,831	0,851
16	0,765	0,785	0,809	0,830	0,850
16,5	0,764	0,785	0,808	0,829	0,850
17	0,764	0,785	0,808	0,829	0,849
17,5	0,765	0,785	0,808	0,829	0,849
18	0,766	0,786	0,808	0,829	0,849
18,5	0,768	0,787	0,809	0,830	0,850
19	0,770	0,789	0,811	0,831	0,850
19,5	0,772	0,791	0,812	0,832	0,852
20	0,775	0,793	0,814	0,834	0,853
20,5	0,778	0,796	0,817	0,836	0,855
21	0,782	0,799	0,819	0,839	0,857
21,5	0,786	0,803	0,823	0,841	0,859
22	0,790	0,807	0,826	0,844	0,862
22,5	0,795	0,811	0,830	0,848	0,885
23	0,800	0,816	0,834	0,851	0,868
23,5	0,805	0,820	0,838	0,855	0,872
24	0,810	0,825	0,843	0,859	0,876
24,5	0,816	0,830	0,847	0,864	0,880
25	0,822	0,836	0,852	0,873	0,884
25,5	0,827	0,841	0,857	0,873	0,888
26	0,933	0,846	0,862	0,878	0,893
26,5	0,839	0,852	0,868	0,883	0,997
27	0,844	0,857	0,873	0,888	0,902
27,5	0,850	0,863	0,878	0,893	0,906
28	0,855	0,868	0,883	0,898	0,911
28,5	0,860	0,873	0,888	0,902	0,916
29	0,865	0,878	0,893	0,907	0,920
29,5	0,870	0,882	0,898	0,912	0,924
30	0,874	0,887	0,902	0,916	0,928

0,875	0,891	0,904	0,915	0,925	0,935
0,872	0,889	0,902	0,914	0,924	0,934
0,871	0,888	0,901	0,913	0,924	0,934
0,870	0,887	0,900	0,912	0,923	0,934
0,869	0,886	0,900	0,912	0,923	0,934
0,868	0,886	0,900	0,912	0,923	0,934
0,868	0,885	0,899	0,912	0,923	0,934
0,867	0,885	0,900	0,912	0,923	0,934
0,868	0,886	0,900	0,912	0,924	0,935
0,868	0,886	0,900	0,913	0,925	0,936
0,869	0,887	0,901	0,914	0,925	0,937
0,870	0,888	0,901	0,915	0,926	0,938
0,871	0,889	0,904	0,916	0,928	0,939
0,873	0,891	0,905	0,918	0,929	0,940
0,875	0,893	0,907	0,919	0,931	0,942
0,877	0,895	0,909	0,921	0,932	0,943
0,880	0,898	0,911	0,923	0,934	0,945
0,883	0,900	0,914	0,926	0,936	0,947
0,886	0,903	0,917	0,928	0,939	0,949
0,889	0,906	0,920	0,931	0,941	0,952
0,892	0,910	0,923	0,934	0,944	0,954
0,896	0,913	0,926	0,937	0,947	0,957
0,900	0,917	0,929	0,940	0,950	0,960
0,904	0,920	0,933	0,943	0,953	0,963
0,908	0,924	0,936	0,947	0,957	0,967
0,912	0,928	0,940	0,950	0,960	0,970
0,916	0,932	0,944	0,954	0,964	0,974
0,921	0,935	0,947	0,958	0,968	0,978
0,925	0,939	0,951	0,962	0,972	0,983
0,929	0,943	0,955	0,966	0,977	0,987
0,933	0,946	0,958	0,970	0,981	0,992
0,937	0,949	0,962	0,974	0,986	0,997
0,940	0,952	0,965	0,978	0,991	1,000

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,59$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,976	0,978	0,981	0,984	0,986	0,988	0,991	0,992	0,992	0,992	0,993
1,5	0,966	0,968	0,972	0,976	0,978	0,981	0,984	0,986	0,987	0,987	0,989
2	0,955	0,958	0,963	0,967	0,971	0,975	0,978	0,981	0,982	0,983	0,985
2,5	0,944	0,948	0,954	0,959	0,964	0,968	0,972	0,975	0,977	0,979	0,982
3	0,933	0,938	0,945	0,951	0,957	0,962	0,967	0,970	0,973	0,975	0,978
3,5	0,923	0,928	0,936	0,944	0,950	0,956	0,961	0,966	0,969	0,972	0,975
4	0,912	0,919	0,928	0,936	0,944	0,951	0,956	0,961	0,964	0,968	0,971
4,5	0,902	0,909	0,919	0,929	0,937	0,945	0,951	0,956	0,961	0,964	0,968
5	0,892	0,900	0,911	0,921	0,931	0,940	0,946	0,952	0,957	0,961	0,965
5,5	0,882	0,891	0,903	0,914	0,925	0,934	0,942	0,948	0,953	0,958	0,962
6	0,872	0,882	0,895	0,908	0,919	0,929	0,937	0,944	0,949	0,955	0,952
6,5	0,863	0,873	0,887	0,901	0,913	0,924	0,933	0,940	0,946	0,952	0,957
7	0,853	0,865	0,880	0,894	0,907	0,919	0,928	0,937	0,943	0,949	0,954
7,5	0,844	0,857	0,873	0,888	0,907	0,914	0,924	0,933	0,940	0,946	0,952
8	0,836	0,849	0,866	0,882	0,897	0,910	0,920	0,930	0,937	0,943	0,949
8,5	0,828	0,841	0,859	0,876	0,892	0,905	0,917	0,926	0,934	0,941	0,947
9	0,820	0,834	0,853	0,871	0,887	0,901	0,913	0,923	0,931	0,938	0,945
9,5	0,817	0,827	0,847	0,866	0,882	0,897	0,909	0,920	0,928	0,936	0,943
10	0,806	0,821	0,841	0,861	0,878	0,893	0,906	0,917	0,926	0,934	0,941
10,5	0,799	0,815	0,836	0,856	0,873	0,889	0,903	0,914	0,923	0,932	0,939
11	0,793	0,810	0,831	0,852	0,870	0,886	0,900	0,912	0,921	0,930	0,938
11,5	0,788	0,804	0,827	0,847	0,866	0,883	0,897	0,909	0,919	0,928	0,936
12	0,782	0,800	0,822	0,844	0,862	0,880	0,894	0,907	0,917	0,927	0,935
12,5	0,78	0,796	0,818	0,840	0,859	0,877	0,892	0,905	0,915	0,925	0,934
13	0,774	0,792	0,815	0,837	0,856	0,874	0,890	0,903	0,914	0,924	0,933
13,5	0,770	0,788	0,812	0,834	0,853	0,872	0,887	0,902	0,912	0,923	0,932

14	0,767	0,786	0,809	0,831	0,851
14,5	0,765	0,783	0,807	0,829	0,849
15	0,763	0,781	0,805	0,827	0,847
15,5	0,762	0,780	0,803	0,826	0,846
16	0,761	0,779	0,802	0,825	0,845
16,5	0,760	0,779	0,802	0,824	0,844
17	0,760	0,779	0,802	0,823	0,843
17,5	0,761	0,779	0,802	0,823	0,843
18	0,762	0,780	0,802	0,824	0,843
18,5	0,764	0,781	0,803	0,824	0,844
19	0,766	0,783	0,805	0,826	0,845
19,5	0,768	0,785	0,807	0,827	0,846
20	0,771	0,788	0,809	0,829	0,848
20,5	0,775	0,791	0,811	0,831	0,850
21	0,779	0,794	0,814	0,833	0,852
21,5	0,783	0,798	0,817	0,836	0,854
22	0,787	0,802	0,821	0,839	0,857
22,5	0,792	0,806	0,825	0,843	0,860
23	0,797	0,811	0,829	0,847	0,864
23,5	0,802	0,816	0,833	0,851	0,867
24	0,808	0,821	0,838	0,855	0,871
24,5	0,813	0,826	0,843	0,859	0,875
25	0,819	0,831	0,848	0,864	0,879
25,5	0,825	0,837	0,853	0,869	0,884
26	0,830	0,842	0,858	0,874	0,888
26,5	0,836	0,848	0,863	0,879	0,893
27	0,842	0,853	0,869	0,884	0,898
27,5	0,847	0,859	0,874	0,889	0,902
28	0,853	0,864	0,879	0,894	0,907
28,5	0,858	0,869	0,884	0,899	0,912
29	0,863	0,874	0,889	0,904	0,916
29,5	0,867	0,878	0,894	0,908	0,921
30	0,871	0,883	0,898	0,912	0,925

0,869	0,886	0,900	0,911	0,922	0,931
0,868	0,884	0,899	0,910	0,921	0,931
0,866	0,883	0,898	0,909	0,920	0,930
0,865	0,882	0,897	0,909	0,920	0,930
0,864	0,881	0,896	0,908	0,920	0,930
0,863	0,880	0,896	0,908	0,920	0,930
0,862	0,880	0,896	0,908	0,920	0,930
0,862	0,880	0,896	0,908	0,920	0,931
0,862	0,880	0,896	0,908	0,920	0,931
0,863	0,881	0,897	0,909	0,921	0,932
0,864	0,882	0,897	0,910	0,922	0,933
0,865	0,883	0,899	0,911	0,923	0,934
0,866	0,884	0,900	0,912	0,924	0,935
0,868	0,886	0,902	0,914	0,925	0,936
0,870	0,888	0,903	0,915	0,927	0,938
0,872	0,890	0,906	0,917	0,929	0,940
0,875	0,892	0,808	0,920	0,931	0,942
0,877	0,895	0,910	0,921	0,933	0,944
0,881	0,898	0,913	0,924	0,935	0,946
0,884	0,901	0,916	0,927	0,938	0,948
0,887	0,905	0,919	0,930	0,941	0,951
0,891	0,908	0,923	0,933	0,944	0,954
0,895	0,912	0,926	0,936	0,947	0,957
0,899	0,915	0,930	0,940	0,950	0,960
0,903	0,919	0,933	0,943	0,953	0,963
0,908	0,923	0,937	0,947	0,957	0,967
0,912	0,927	0,941	0,951	0,961	0,971
0,916	0,931	0,944	0,955	0,965	0,975
0,921	0,935	0,948	0,959	0,969	0,979
0,925	0,939	0,951	0,962	0,973	0,984
0,929	0,942	0,955	0,966	0,978	0,988
0,933	0,945	0,958	0,970	0,982	0,993
0,937	0,948	0,960	0,974	0,987	0,999

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\square = 0,60$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,975	0,977	0,980	0,984	0,985	0,987	0,990	0,992	0,992	0,991	0,922
1,5	0,965	0,967	0,971	0,975	0,978	0,980	0,983	0,986	0,986	0,987	0,988
2	0,954	0,957	0,962	0,966	0,970	0,974	0,977	0,980	0,981	0,983	0,985
2,5	0,943	0,947	0,952	0,958	0,963	0,967	0,971	0,975	0,977	0,978	0,981
3	0,932	0,936	0,943	0,950	0,955	0,961	0,965	0,970	0,972	0,974	0,977
3,5	0,922	0,926	0,934	0,942	0,948	0,955	0,960	0,965	0,968	0,971	0,974
4	0,911	0,916	0,925	0,934	0,942	0,949	0,955	0,960	0,963	0,967	0,970
4,5	0,901	0,907	0,916	0,926	0,935	0,943	0,949	0,955	0,959	0,963	0,967
5	0,890	0,897	0,908	0,919	0,928	0,938	0,944	0,951	0,965	0,960	0,964
5,5	0,880	0,888	0,900	0,912	0,922	0,932	0,939	0,947	0,951	0,956	0,961
6	0,870	0,878	0,891	0,904	0,916	0,927	0,935	0,942	0,948	0,953	0,958
6,5	0,860	0,869	0,884	0,898	0,910	0,922	0,930	0,939	0,944	0,950	0,955
7	0,851	0,861	0,876	0,891	0,904	0,916	0,926	0,935	0,941	0,947	0,957
7,5	0,842	0,852	0,869	0,885	0,898	0,912	0,921	0,931	0,938	0,944	0,950
8	0,833	0,844	0,861	0,878	0,893	0,907	0,917	0,927	0,934	0,941	0,947
8,5	0,825	0,837	0,855	0,872	0,887	0,902	0,913	0,924	0,931	0,939	0,945
9	0,817	0,829	0,848	0,867	0,882	0,898	0,909	0,921	0,928	0,936	0,943
9,5	0,809	0,822	0,842	0,861	0,878	0,894	0,906	0,918	0,936	0,934	0,941
10	0,802	0,816	0,836	0,856	0,873	0,889	0,902	0,915	0,923	0,931	0,939
10,5	0,796	0,810	0,831	0,851	0,869	0,886	0,899	0,912	0,921	0,929	0,937
11	0,790	0,804	0,825	0,847	0,864	0,882	0,896	0,909	0,918	0,927	0,935
11,5	0,784	0,799	0,821	0,842	0,861	0,878	0,893	0,907	0,916	0,925	0,934
12	0,779	0,794	0,816	0,838	0,857	0,875	0,890	0,904	0,914	0,924	0,932
12,5	0,774	0,690	0,812	0,835	0,854	0,872	0,887	0,902	0,912	0,922	0,931
13	0,770	0,786	0,809	0,832	0,851	0,870	0,885	0,900	0,911	0,921	0,930
13,5	0,767	0,783	0,806	0,829	0,848	0,867	0,883	0,898	0,909	0,920	0,929

14	0,763	0,780	0,803	0,826	0,846
14,5	0,761	0,770	0,801	0,824	0,843
15	0,759	0,775	0,799	0,822	0,841
15,5	0,758	0,797	0,820	0,840	0,860
16	0,757	0,796	0,819	0,839	0,859
16,5	0,756	0,796	0,818	0,838	0,858
17	0,756	0,795	0,818	0,838	0,857
17,5	0,757	0,796	0,818	0,838	0,857
18	0,758	0,796	0,818	0,838	0,857
18,5	0,760	0,798	0,819	0,839	0,858
19	0,762	0,799	0,820	0,839	0,859
19,5	0,765	0,801	0,822	0,841	0,860
20	0,768	0,803	0,824	0,842	0,861
20,5	0,771	0,806	0,826	0,844	0,863
21	0,775	0,809	0,829	0,847	0,865
21,5	0,779	0,812	0,831	0,849	0,867
22	0,784	0,816	0,835	0,852	0,870
22,5	0,798	0,820	0,838	0,855	0,872
23	0,794	0,824	0,842	0,859	0,876
23,5	0,799	0,829	0,846	0,863	0,879
24	0,805	0,833	0,851	0,866	0,883
24,5	0,810	0,838	0,855	0,871	0,886
25	0,816	0,843	0,860	0,875	0,890
25,5	0,822	0,849	0,865	0,879	0,895
26	0,828	0,854	0,870	0,884	0,899
26,5	0,834	0,859	0,875	0,889	0,903
27	0,840	0,865	0,880	0,894	0,908
27,5	0,845	0,870	0,885	0,899	0,912
28	0,851	0,875	0,890	0,903	0,917
28,5	0,856	0,880	0,895	0,908	0,921
29	0,861	0,885	0,900	0,913	0,925
29,5	0,865	0,890	0,905	0,917	0,930
30	0,869	0,894	0,909	0,924	0,934

0,865	0,881	0,897	0,908	0,919	0,928
0,863	0,879	0,895	0,907	0,918	0,928
0,861	0,878	0,894	0,906	0,917	0,927
0,877	0,877	0,893	0,905	0,917	0,927
0,876	0,876	0,892	0,904	0,916	0,927
0,875	0,875	0,892	0,904	0,916	0,927
0,875	0,875	0,892	0,904	0,916	0,927
0,875	0,875	0,892	0,904	0,916	0,927
0,875	0,875	0,892	0,905	0,917	0,928
0,875	0,875	0,893	0,905	0,917	0,928
0,876	0,876	0,894	0,906	0,918	0,929
0,877	0,877	0,895	0,907	0,919	0,930
0,879	0,879	0,896	0,908	0,920	0,931
0,880	0,880	0,898	0,910	0,922	0,933
0,882	0,882	0,900	0,912	0,924	0,934
0,885	0,885	0,902	0,914	0,925	0,936
0,887	0,887	0,904	0,916	0,927	0,938
0,890	0,890	0,907	0,918	0,930	0,940
0,893	0,893	0,910	0,921	0,932	0,942
0,896	0,896	0,913	0,924	0,935	0,945
0,899	0,899	0,916	0,927	0,937	0,948
0,903	0,903	0,919	0,930	0,940	0,950
0,907	0,907	0,923	0,933	0,943	0,953
0,911	0,911	0,926	0,937	0,947	0,957
0,915	0,915	0,930	0,940	0,950	0,960
0,919	0,919	0,934	0,944	0,954	0,964
0,923	0,923	0,937	0,948	0,958	0,968
0,927	0,927	0,941	0,951	0,962	0,972
0,931	0,931	0,944	0,955	0,966	0,976
0,935	0,935	0,948	0,959	0,970	0,980
0,938	0,938	0,951	0,963	0,974	0,985
0,942	0,942	0,954	0,966	0,979	0,990
0,945	0,945	0,956	0,970	0,983	0,995

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,61$											
Абсолют- ное дав- ление p, МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,973	0,976	0,979	0,983	0,985	0,987	0,989	0,992	0,992	0,992	0,992
1,5	0,962	0,966	0,970	0,974	0,977	0,980	0,982	0,985	0,986	0,987	0,988
2	0,950	0,956	0,960	0,965	0,969	0,973	0,976	0,979	0,981	0,982	0,984
2,5	0,939	0,946	0,951	0,956	0,961	0,966	0,970	0,974	0,976	0,978	0,980
3	0,927	0,935	0,941	0,948	0,954	0,960	0,964	0,968	0,971	0,974	0,976
3,5	0,915	0,925	0,932	0,940	0,947	0,953	0,958	0,963	0,967	0,970	0,973
4	0,903	0,915	0,923	0,932	0,939	0,947	0,953	0,958	0,962	0,966	0,969
4,5	0,892	0,905	0,914	0,924	0,932	0,941	0,948	0,954	0,958	0,962	0,966
5	0,880	0,895	0,905	0,916	0,926	0,935	0,942	0,949	0,954	0,958	0,962
5,5	0,869	0,885	0,896	0,908	0,919	0,929	0,937	0,945	0,950	0,955	0,959
6	0,858	0,876	0,888	0,901	0,913	0,924	0,932	0,940	0,945	0,951	0,956
6,5	0,847	0,867	0,880	0,894	0,906	0,918	0,928	0,936	0,942	0,948	0,953
7	0,836	0,858	0,872	0,887	0,900	0,913	0,923	0,932	0,939	0,945	0,950
7,5	0,826	0,850	0,864	0,880	0,894	0,908	0,918	0,928	0,935	0,942	0,948
8	0,816	0,841	0,857	0,874	0,889	0,903	0,914	0,925	0,932	0,939	0,945
8,5	0,807	0,833	0,850	0,868	0,883	0,898	0,910	0,921	0,929	0,936	0,943
9	0,798	0,826	0,843	0,862	0,878	0,894	0,906	0,918	0,926	0,934	0,940
9,5	0,790	0,819	0,837	0,856	0,873	0,889	0,902	0,914	0,923	0,931	0,938
10	0,782	0,812	0,831	0,851	0,868	0,885	0,898	0,911	0,920	0,929	0,936
10,5	0,775	0,806	0,825	0,846	0,864	0,881	0,895	0,908	0,918	0,927	0,934
11	0,768	0,800	0,820	0,841	0,859	0,877	0,892	0,905	0,915	0,924	0,933
11,5	0,762	0,795	0,815	0,837	0,856	0,874	0,888	0,903	0,913	0,922	0,931
12	0,756	0,790	0,811	0,833	0,852	0,870	0,886	0,900	0,911	0,921	0,929
12,5	0,751	0,785	0,806	0,829	0,848	0,867	0,883	0,898	0,909	0,919	0,928
13	0,747	0,782	0,803	0,826	0,845	0,864	0,880	0,896	0,906	0,918	0,927

13,5	0,743	0,778	0,800	0,823	0,843	0,862	0,878	0,894	0,906	0,916	0,926
14	0,740	0,775	0,797	0,820	0,840	0,859	0,876	0,892	0,904	0,915	0,925
14,5	0,737	0,773	0,795	0,818	0,838	0,857	0,874	0,891	0,903	0,914	0,924
15,5	0,733	0,770	0,791	0,814	0,835	0,854	0,872	0,888	0,901	0,913	0,923
16	0,733	0,769	0,790	0,813	0,834	0,853	0,871	0,888	0,901	0,913	0,923
16,5	0,733	0,768	0,790	0,812	0,833	0,852	0,870	0,887	0,900	0,912	0,923
17	0,733	0,768	0,790	0,812	0,832	0,852	0,870	0,887	0,900	0,912	0,923
17,5	0,734	0,769	0,790	0,812	0,832	0,852	0,870	0,887	0,900	0,913	0,924
18	0,736	0,770	0,791	0,813	0,833	0,852	0,870	0,887	0,901	0,913	0,924
18,5	0,738	0,772	0,792	0,814	0,833	0,852	0,870	0,888	0,901	0,914	0,925
19	0,740	0,774	0,794	0,815	0,834	0,853	0,871	0,889	0,902	0,914	0,926
19,5	0,743	0,776	0,796	0,816	0,836	0,854	0,872	0,890	0,903	0,915	0,927
20	0,747	0,779	0,798	0,818	0,837	0,856	0,874	0,891	0,905	0,917	0,928
20,5	0,751	0,782	0,801	0,821	0,839	0,858	0,875	0,893	0,906	0,918	0,929
21	0,755	0,786	0,804	0,823	0,842	0,860	0,871	0,895	0,908	0,920	0,931
21,5	0,760	0,789	0,807	0,826	0,844	0,862	0,879	0,897	0,910	0,922	0,933
22	0,765	0,794	0,811	0,830	0,847	0,865	0,882	0,899	0,912	0,924	0,935
22,5	0,770	0,798	0,815	0,833	0,851	0,868	0,885	0,902	0,915	0,926	0,937
23	0,776	0,803	0,820	0,837	0,854	0,871	0,888	0,905	0,917	0,929	0,939
23,5	0,782	0,808	0,824	0,842	0,858	0,874	0,891	0,908	0,920	0,931	0,942
24	0,788	0,813	0,829	0,846	0,862	0,878	0,895	0,911	0,923	0,934	0,944
24,5	0,794	0,819	0,834	0,851	0,866	0,882	0,898	0,905	0,927	0,937	0,947
25	0,801	0,824	0,839	0,856	0,871	0,886	0,902	0,918	0,930	0,940	0,950
25,5	0,807	0,830	0,845	0,861	0,876	0,890	0,906	0,922	0,934	0,944	0,954
26	0,813	0,836	0,850	0,866	0,880	0,895	0,910	0,926	0,937	0,947	0,957
26,5	0,820	0,841	0,855	0,871	0,885	0,899	0,914	0,930	0,941	0,951	0,961
27	0,826	0,847	0,861	0,876	0,890	0,904	0,918	0,933	0,945	0,955	0,964
27,5	0,832	0,852	0,866	0,881	0,895	0,908	0,927	0,937	0,948	0,959	0,968
28	0,838	0,857	0,871	0,886	0,900	0,913	0,927	0,941	0,952	0,963	0,973
28,5	0,844	0,863	0,876	0,891	0,905	0,918	0,931	0,944	0,956	0,967	0,977
29	0,849	0,867	0,881	0,896	0,909	0,922	0,935	0,947	0,959	0,971	0,982
29,5	0,855	0,872	0,886	0,901	0,914	0,926	0,938	0,950	0,962	0,975	0,986
30	0,859	0,876	0,890	0,905	0,918	0,930	0,942	0,953	0,966	0,979	0,991

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\square = 0,62$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,972	0,976	0,979	0,982	0,984	0,986	0,988	0,991	0,992	0,992	0,992
1,5	0,961	0,966	0,969	0,973	0,976	0,979	0,982	0,984	0,986	0,987	0,987
2	0,949	0,955	0,959	0,964	0,968	0,972	0,975	0,978	0,981	0,982	0,983
2,5	0,937	0,945	0,949	0,955	0,960	0,965	0,969	0,973	0,976	0,977	0,979
3	0,925	0,934	0,940	0,946	0,952	0,958	0,963	0,967	0,971	0,973	0,975
3,5	0,913	0,924	0,930	0,938	0,945	0,951	0,957	0,962	0,966	0,969	0,972
4	0,901	0,914	0,921	0,929	0,937	0,945	0,951	0,957	0,961	0,965	0,968
4,5	0,888	0,903	0,911	0,921	0,930	0,939	0,946	0,952	0,957	0,961	0,965
5	0,876	0,893	0,902	0,913	0,923	0,932	0,940	0,947	0,953	0,957	0,961
5,5	0,864	0,884	0,893	0,905	0,916	0,926	0,935	0,942	0,948	0,953	0,958
6	0,853	0,874	0,885	0,898	0,909	0,921	0,930	0,938	0,944	0,950	0,955
6,5	0,841	0,865	0,876	0,890	0,903	0,915	0,925	0,934	0,941	0,946	0,952
7	0,830	0,856	0,868	0,883	0,896	0,909	0,920	0,929	0,937	0,943	0,949
7,5	0,820	0,847	0,860	0,876	0,891	0,904	0,916	0,925	0,933	0,940	0,946
8	0,809	0,839	0,853	0,869	0,885	0,899	0,911	0,921	0,930	0,937	0,943
8,5	0,800	0,831	0,845	0,863	0,879	0,894	0,907	0,918	0,927	0,934	0,941
9	0,790	0,823	0,838	0,857	0,874	0,889	0,903	0,914	0,924	0,931	0,938
9,5	0,782	0,816	0,832	0,851	0,869	0,885	0,899	0,911	0,921	0,929	0,936
10	0,773	0,809	0,826	0,845	0,864	0,880	0,895	0,907	0,918	0,926	0,934
10,5	0,766	0,802	0,820	0,840	0,859	0,876	0,891	0,904	0,915	0,924	0,932
11	0,769	0,797	0,814	0,835	0,855	0,872	0,888	0,901	0,913	0,922	0,930
11,5	0,753	0,791	0,809	0,831	0,851	0,868	0,884	0,898	0,910	0,920	0,928
12	0,747	0,786	0,805	0,827	0,847	0,865	0,881	0,896	0,908	0,918	0,927
12,5	0,742	0,782	0,801	0,823	0,843	0,862	0,879	0,893	0,906	0,916	0,925
13	0,737	0,778	0,800	0,820	0,840	0,859	0,876	0,891	0,904	0,914	0,924
13,5	0,734	0,774	0,794	0,816	0,837	0,856	0,874	0,889	0,902	0,913	0,923

14	0.731	0.771	0.791	0.814	0.835	0.854	0.872	0.887	0.901	0.912	0.922
14.5	0.728	0.769	0.789	0.811	0.833	0.852	0.870	0.886	0.900	0.911	0.921
15	0.726	0.867	0.787	0.810	0.831	0.850	0.868	0.884	0.899	0.910	0.921
15.5	0.725	0.766	0.785	0.808	0.829	0.849	0.867	0.883	0.898	0.909	0.920
16	0.724	0.765	0.784	0.807	0.828	0.848	0.866	0.883	0.897	0.909	0.920
16.5	0.724	0.764	0.784	0.806	0.827	0.847	0.865	0.882	0.897	0.909	0.920
17	0.725	0.764	0.784	0.806	0.827	0.846	0.865	0.882	0.897	0.909	0.920
17.5	0.726	0.765	0.785	0.806	0.827	0.846	0.865	0.882	0.897	0.909	0.920
18	0.728	0.766	0.785	0.807	0.827	0.846	0.865	0.882	0.897	0.909	0.921
18.5	0.730	0.768	0.786	0.808	0.828	0.847	0.865	0.883	0.898	0.910	0.921
19	0.733	0.770	0.788	0.809	0.829	0.848	0.866	0.883	0.898	0.911	0.922
19.5	0.736	0.772	0.790	0.813	0.830	0.849	0.867	0.885	0.900	0.912	0.929
20	0.740	0.775	0.793	0.815	0.832	0.851	0.868	0.886	0.901	0.913	0.924
20.5	0.744	0.779	0.796	0.818	0.834	0.852	0.870	0.888	0.903	0.914	0.926
21	0.748	0.782	0.799	0.818	0.837	0.855	0.872	0.890	0.904	0.916	0.927
21.5	0.753	0.786	0.803	0.821	0.840	0.857	0.874	0.892	0.907	0.918	0.929
22	0.759	0.791	0.806	0.825	0.843	0.860	0.877	0.894	0.909	0.920	0.931
22.5	0.764	0.795	0.811	0.829	0.846	0.863	0.880	0.897	0.911	0.923	0.933
23	0.770	0.800	0.815	0.833	0.850	0.866	0.883	0.900	0.914	0.925	0.936
23.5	0.776	0.805	0.820	0.837	0.854	0.870	0.886	0.903	0.917	0.928	0.938
24	0.782	0.811	0.825	0.842	0.858	0.874	0.890	0.906	0.920	0.931	0.941
24.5	0.788	0.816	0.830	0.846	0.862	0.878	0.894	0.910	0.924	0.934	0.944
25	0.795	0.822	0.835	0.851	0.867	0.887	0.897	0.914	0.927	0.937	0.947
25.5	0.801	0.827	0.841	0.856	0.872	0.886	0.901	0.917	0.931	0.941	0.950
26	0.808	0.833	0.846	0.862	0.876	0.891	0.906	0.921	0.934	0.944	0.954
26.5	0.815	0.839	0.852	0.867	0.881	0.895	0.910	0.925	0.938	0.948	0.958
27	0.821	0.845	0.857	0.872	0.886	0.900	0.914	0.929	0.942	0.952	0.961
27.5	0.828	0.850	0.862	0.877	0.891	0.905	0.918	0.933	0.945	0.955	0.965
28	0.834	0.855	0.868	0.882	0.896	0.909	0.923	0.937	0.949	0.959	0.970
28.5	0.840	0.860	0.873	0.888	0.901	0.914	0.927	0.940	0.952	0.963	0.974
29	0.847	0.865	0.877	0.892	0.906	0.919	0.931	0.944	0.956	0.967	0.978
29.5	0.852	0.870	0.882	0.897	0.911	0.923	0.935	0.947	0.959	0.971	0.973
30	0.858	0.874	0.886	0.901	0.915	0.927	0.939	0.950	0.962	0.975	0.988

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\square = 0,63$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,971	0,976	0,978	0,981	0,984	0,986	0,987	0,990	0,992	0,992	0,992
1,5	0,960	0,965	0,972	0,975	0,978	0,981	0,984	0,986	0,986	0,986	0,987
2	0,948	0,955	0,958	0,962	0,967	0,971	0,974	0,977	0,980	0,982	0,983
2,5	0,936	0,944	0,948	0,953	0,959	0,963	0,968	0,972	0,975	0,977	0,978
3	0,923	0,933	0,938	0,944	0,951	0,956	0,962	0,966	0,970	0,972	0,975
3,5	0,911	0,923	0,928	0,935	0,943	0,949	0,956	0,960	0,965	0,968	0,971
4	0,898	0,912	0,918	0,927	0,935	0,943	0,950	0,955	0,960	0,964	0,967
4,5	0,885	0,902	0,909	0,918	0,928	0,936	0,944	0,950	0,956	0,959	0,963
5	0,873	0,892	0,899	0,910	0,920	0,930	0,938	0,945	0,951	0,956	0,960
5,5	0,860	0,882	0,890	0,902	0,913	0,924	0,933	0,940	0,947	0,952	0,956
6	0,848	0,872	0,881	0,894	0,906	0,917	0,928	0,936	0,943	0,948	0,953
6,5	0,836	0,863	0,873	0,886	0,900	0,912	0,923	0,931	0,939	0,945	0,950
7	0,824	0,853	0,864	0,879	0,893	0,906	0,918	0,927	0,935	0,941	0,947
7,5	0,813	0,844	0,856	0,872	0,887	0,900	0,913	0,922	0,932	0,938	0,944
8	0,803	0,836	0,848	0,865	0,881	0,895	0,908	0,918	0,928	0,935	0,941
8,5	0,792	0,828	0,841	0,858	0,875	0,890	0,904	0,914	0,925	0,932	0,939
9	0,783	0,820	0,834	0,852	0,869	0,885	0,899	0,911	0,921	0,929	0,936
9,5	0,774	0,813	0,827	0,846	0,864	0,880	0,895	0,907	0,918	0,926	0,934
10	0,765	0,806	0,820	0,840	0,859	0,876	0,891	0,904	0,915	0,923	0,932
10,5	0,757	0,799	0,814	0,835	0,854	0,871	0,887	0,900	0,912	0,921	0,929
11	0,750	0,793	0,809	0,830	0,850	0,867	0,884	0,897	0,910	0,919	0,928
11,5	0,744	0,788	0,804	0,825	0,846	0,863	0,880	0,894	0,907	0,917	0,926
12	0,738	0,783	0,799	0,821	0,842	0,860	0,877	0,891	0,905	0,915	0,924
12,5	0,733	0,778	0,795	0,817	0,838	0,857	0,874	0,889	0,903	0,913	0,923
13	0,728	0,774	0,791	0,814	0,835	0,854	0,872	0,887	0,901	0,911	0,921
13,5	0,725	0,770	0,788	0,810	0,832	0,851	0,869	0,884	0,899	0,910	0,920

14	0,722	0,767	0,785	0,808	0,830
14,5	0,719	0,765	0,783	0,805	0,827
15	0,713	0,763	0,781	0,804	0,825
15,5	0,716	0,762	0,779	0,902	0,924
16	0,716	0,761	0,779	0,801	0,823
16,5	0,716	0,760	0,778	0,800	0,822
17	0,717	0,761	0,778	0,800	0,822
17,5	0,718	0,761	0,779	0,801	0,822
18	0,720	0,762	0,780	0,801	0,822
18,5	0,723	0,764	0,781	0,802	0,823
19	0,726	0,766	0,783	0,804	0,824
19,5	0,729	0,769	0,785	0,805	0,825
20	0,733	0,772	0,788	0,808	0,827
20,5	0,737	0,775	0,791	0,810	0,830
21	0,742	0,779	0,794	0,813	0,832
21,5	0,747	0,783	0,898	0,817	0,835
22	0,752	0,788	0,802	0,820	0,838
22,5	0,758	0,792	0,806	0,824	0,842
23	0,764	0,797	0,811	0,828	0,845
23,5	0,770	0,803	0,816	0,833	0,849
24	0,776	0,808	0,821	0,837	0,854
24,5	0,782	0,814	0,826	0,842	0,858
25	0,789	0,819	0,831	0,847	0,863
25,5	0,796	0,825	0,837	0,852	0,868
26	0,803	0,831	0,842	0,858	0,873
26,5	0,809	0,837	0,848	0,863	0,878
27	0,816	0,842	0,853	0,868	0,883
27,5	0,823	0,848	0,859	0,874	0,888
28	0,830	0,853	0,864	0,879	0,893
28,5	0,837	0,858	0,869	0,884	0,898
29	0,844	0,863	0,874	0,889	0,903
29,5	0,851	0,868	0,878	0,893	0,907
30	0,858	0,872	0,882	0,897	0,912

0,849	0,867	0,883	0,898	0,908	0,919
0,846	0,865	0,881	0,896	0,907	0,918
0,845	0,863	0,880	0,895	0,906	0,917
0,843	0,862	0,878	0,894	0,906	0,917
0,842	0,861	0,878	0,893	0,905	0,917
0,841	0,860	0,877	0,893	0,905	0,917
0,841	0,860	0,877	0,893	0,905	0,917
0,841	0,860	0,877	0,893	0,905	0,917
0,842	0,860	0,877	0,894	0,906	0,918
0,843	0,861	0,878	0,895	0,907	0,919
0,844	0,862	0,879	0,896	0,908	0,920
0,845	0,863	0,881	0,897	0,909	0,921
0,847	0,865	0,882	0,899	0,911	0,922
0,850	0,867	0,884	0,901	0,913	0,924
0,852	0,870	0,886	0,903	0,914	0,926
0,855	0,872	0,889	0,905	0,917	0,928
0,858	0,875	0,892	0,908	0,919	0,930
0,862	0,878	0,895	0,911	0,922	0,933
0,865	0,881	0,898	0,914	0,925	0,935
0,869	0,885	0,902	0,917	0,928	0,938
0,873	0,889	0,905	0,920	0,937	0,941
0,878	0,893	0,909	0,924	0,931	0,944
0,882	0,897	0,913	0,928	0,938	0,947
0,887	0,901	0,917	0,931	0,941	0,951
0,892	0,906	0,927	0,935	0,945	0,955
0,896	0,910	0,925	0,939	0,949	0,958
0,901	0,914	0,929	0,942	0,952	0,962
0,906	0,919	0,933	0,946	0,956	0,966
0,911	0,923	0,935	0,949	0,960	0,971
0,915	0,928	0,939	0,952	0,964	0,975
0,920	0,932	0,943	0,955	0,967	0,979
0,924	0,935	0,946	0,958	0,971	0,984

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,64$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,970	0,975	0,977	0,980	0,983	0,985	0,987	0,989	0,992	0,992	0,982
1,5	0,969	0,965	0,967	0,971	0,975	0,977	0,980	0,983	0,986	0,986	0,987
2	0,947	0,954	0,957	0,961	0,966	0,970	0,973	0,977	0,980	0,981	0,987
2,5	0,938	0,943	0,946	0,952	0,957	0,962	0,967	0,970	0,974	0,976	0,978
3	0,922	0,932	0,936	0,943	0,949	0,955	0,960	0,965	0,969	0,971	0,974
3,5	0,908	0,922	0,926	0,934	0,941	0,948	0,954	0,959	0,964	0,967	0,970
4	0,895	0,911	0,916	0,925	0,933	0,941	0,948	0,954	0,959	0,967	0,966
4,5	0,882	0,901	0,906	0,916	0,925	0,934	0,942	0,948	0,954	0,958	0,962
5	0,869	0,890	0,897	0,907	0,918	0,927	0,936	0,943	0,950	0,954	0,958
5,5	0,856	0,880	0,887	0,899	0,911	0,921	0,931	0,938	0,945	0,950	0,955
6	0,843	0,870	0,878	0,891	0,903	0,914	0,925	0,933	0,941	0,946	0,952
6,5	0,831	0,860	0,869	0,883	0,896	0,908	0,920	0,929	0,937	0,943	0,948
7	0,819	0,851	0,860	0,875	0,890	0,902	0,915	0,924	0,933	0,939	0,945
7,5	0,807	0,842	0,852	0,868	0,883	0,897	0,910	0,920	0,929	0,936	0,942
8	0,796	0,833	0,844	0,860	0,877	0,891	0,905	0,915	0,925	0,933	0,939
8,5	0,785	0,825	0,836	0,854	0,871	0,886	0,900	0,911	0,922	0,929	0,937
9	0,775	0,817	0,829	0,847	0,865	0,880	0,896	0,907	0,919	0,926	0,934
9,5	0,766	0,810	0,822	0,841	0,860	0,876	0,891	0,903	0,915	0,924	0,931
10	0,757	0,802	0,815	0,835	0,855	0,871	0,887	0,900	0,912	0,921	0,929
10,5	0,749	0,796	0,809	0,829	0,850	0,866	0,883	0,896	0,909	0,918	0,927
11	0,742	0,790	0,804	0,824	0,845	0,862	0,880	0,893	0,906	0,916	0,925
11,5	0,735	0,784	0,798	0,820	0,841	0,858	0,876	0,890	0,904	0,914	0,923
12	0,729	0,779	0,794	0,815	0,837	0,855	0,873	0,887	0,901	0,912	0,921
12,5	0,724	0,774	0,789	0,811	0,833	0,851	0,870	0,885	0,899	0,910	0,920
13	0,720	0,770	0,785	0,808	0,830	0,848	0,867	0,882	0,897	0,908	0,918
13,5	0,716	0,767	0,782	0,805	0,827	0,846	0,864	0,880	0,895	0,906	0,917

14	0.713	0.764	0.779	0.802	0.824	0.843	0.862	0.878	0.894	0.905	0.916
14,5	0.711	0.761	0.777	0.799	0.822	0.841	0.860	0.876	0.892	0.904	0.915
15	0.709	0.759	0.775	0.798	0.820	0.839	0.858	0.875	0.891	0.903	0.914
15,5	0.708	0.758	0.774	0.796	0.819	0.838	0.857	0.874	0.890	0.902	0.913
16	0.708	0.757	0.773	0.795	0.818	0.837	0.856	0.873	0.889	0.902	0.913
16,5	0.708	0.757	0.772	0.795	0.817	0.836	0.855	0.872	0.889	0.901	0.913
17	0.709	0.757	0.773	0.794	0.816	0.836	0.855	0.872	0.889	0.901	0.913
17,5	0.711	0.758	0.773	0.795	0.817	0.836	0.855	0.872	0.889	0.901	0.913
18	0.713	0.759	0.774	0.796	0.817	0.836	0.855	0.872	0.889	0.902	0.914
18,5	0.715	0.760	0.776	0.797	0.818	0.836	0.855	0.872	0.890	0.902	0.914
19	0.718	0.763	0.778	0.798	0.819	0.837	0.856	0.873	0.890	0.903	0.915
19,5	0.722	0.765	0.780	0.800	0.820	0.839	0.857	0.874	0.892	0.904	0.916
20	0.726	0.768	0.783	0.803	0.822	0.840	0.858	0.876	0.893	0.906	0.917
20,5	0.730	0.772	0.786	0.805	0.825	0.842	0.860	0.877	0.895	0.907	0.919
21	0.735	0.776	0.789	0.808	0.827	0.845	0.862	0.879	0.897	0.909	0.920
21,5	0.740	0.780	0.793	0.812	0.830	0.847	0.865	0.882	0.899	0.911	0.922
22	0.746	0.785	0.797	0.815	0.834	0.850	0.867	0.884	0.901	0.913	0.924
22,5	0.752	0.789	0.802	0.819	0.837	0.854	0.870	0.887	0.904	0.916	0.927
23	0.757	0.795	0.805	0.824	0.841	0.857	0.873	0.890	0.907	0.918	0.929
23,5	0.764	0.800	0.811	0.828	0.845	0.861	0.877	0.893	0.910	0.921	0.932
24	0.770	0.805	0.817	0.833	0.850	0.865	0.881	0.897	0.913	0.924	0.935
24,5	0.777	0.811	0.822	0.838	0.854	0.869	0.884	0.900	0.917	0.928	0.938
25	0.783	0.817	0.827	0.843	0.859	0.874	0.888	0.904	0.920	0.931	0.941
25,5	0.790	0.823	0.833	0.848	0.864	0.878	0.893	0.908	0.924	0.934	0.944
26	0.797	0.829	0.838	0.854	0.869	0.883	0.897	0.912	0.927	0.938	0.948
26,5	0.804	0.835	0.844	0.859	0.874	0.888	0.902	0.916	0.931	0.942	0.952
27	0.812	0.840	0.850	0.864	0.879	0.893	0.906	0.920	0.935	0.945	0.955
27,5	0.819	0.846	0.855	0.870	0.884	0.898	0.911	0.925	0.939	0.949	0.959
28	0.826	0.851	0.860	0.875	0.890	0.907	0.920	0.933	0.945	0.957	0.967
28,5	0.834	0.856	0.865	0.880	0.895	0.907	0.924	0.936	0.949	0.960	0.972
29	0.842	0.861	0.870	0.885	0.900	0.912	0.924	0.936	0.951	0.964	0.976
29,5	0.849	0.866	0.875	0.889	0.904	0.916	0.928	0.940	0.954	0.967	
30	0.857	0.869	0.879	0.894	0.909	0.920	0.932	0.943	0.954	0.967	0.980

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. II

$\alpha = 0,65$											
Абсолютное давление p , МПа	Температура t , °C										
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
1	0,969	0,973	0,976	0,979	0,982	0,985	0,986	0,989	0,991	0,992	0,992
1,5	0,957	0,962	0,966	0,970	0,973	0,976	0,979	0,982	0,985	0,986	0,987
2	0,945	0,950	0,956	0,960	0,965	0,969	0,972	0,976	0,979	0,981	0,982
2,5	0,932	0,939	0,946	0,950	0,956	0,961	0,955	0,969	0,973	0,976	0,977
3	0,919	0,927	0,935	0,941	0,947	0,953	0,959	0,963	0,968	0,971	0,973
3,5	0,906	0,915	0,925	0,932	0,939	0,946	0,952	0,958	0,962	0,966	0,969
4	0,892	0,904	0,915	0,922	0,931	0,939	0,946	0,952	0,957	0,961	0,965
4,5	0,878	0,892	0,905	0,913	0,923	0,931	0,940	0,946	0,952	0,957	0,961
5	0,865	0,880	0,895	0,905	0,915	0,925	0,934	0,941	0,948	0,953	0,957
5,5	0,851	0,869	0,885	0,896	0,907	0,918	0,928	0,936	0,943	0,949	0,953
6	0,838	0,858	0,876	0,887	0,900	0,911	0,922	0,931	0,939	0,945	0,950
6,5	0,825	0,847	0,867	0,879	0,893	0,905	0,917	0,926	0,934	0,941	0,947
7	0,812	0,837	0,858	0,871	0,886	0,899	0,911	0,921	0,930	0,937	0,943
7,5	0,800	0,827	0,849	0,864	0,879	0,893	0,906	0,917	0,926	0,934	0,940
8	0,789	0,817	0,841	0,856	0,873	0,887	0,901	0,912	0,922	0,931	0,937
8,5	0,778	0,808	0,833	0,849	0,866	0,882	0,896	0,908	0,919	0,927	0,934
9	0,768	0,799	0,826	0,842	0,860	0,876	0,891	0,904	0,915	0,924	0,932
9,5	0,768	0,790	0,819	0,836	0,855	0,871	0,887	0,900	0,912	0,921	0,929
10	0,749	0,883	0,812	0,830	0,849	0,866	0,883	0,896	0,908	0,918	0,926
10,5	0,741	0,775	0,806	0,824	0,844	0,862	0,878	0,893	0,905	0,916	0,924
11	0,733	0,769	0,800	0,819	0,839	0,858	0,875	0,889	0,902	0,913	0,922
11,5	0,727	0,762	0,794	0,814	0,835	0,854	0,871	0,886	0,900	0,911	0,920
12	0,721	0,757	0,790	0,810	0,831	0,850	0,868	0,883	0,897	0,909	0,918
12,5	0,715	0,752	0,785	0,805	0,827	0,846	0,864	0,880	0,895	0,907	0,916
13	0,711	0,747	0,781	0,802	0,824	0,843	0,862	0,878	0,893	0,905	0,915
13,5	0,707	0,744	0,778	0,799	0,821	0,840	0,859	0,875	0,891	0,903	0,913

14	0.704	0.740	0.775	0.796	0.818	0.838	0.857	0.873	0.889	0.902	0.912
14,5	0.702	0.738	0.773	0.794	0.816	0.836	0.855	0.872	0.887	0.900	0.911
15	0.701	0.736	0.771	0.792	0.814	0.834	0.853	0.870	0.886	0.899	0.910
15,5	0.700	0.735	0.769	0.790	0.813	0.833	0.852	0.869	0.885	0.898	0.910
16	0.700	0.734	0.769	0.789	0.812	0.831	0.851	0.868	0.884	0.898	0.909
16,5	0.700	0.734	0.768	0.789	0.811	0.831	0.850	0.867	0.884	0.898	0.909
17	0.702	0.734	0.768	0.789	0.811	0.830	0.849	0.867	0.883	0.897	0.909
17,5	0.703	0.735	0.769	0.789	0.811	0.831	0.849	0.867	0.883	0.898	0.909
18	0.706	0.737	0.770	0.790	0.811	0.831	0.949	0.867	0.884	0.898	0.910
18,5	0.708	0.739	0.772	0.791	0.812	0.831	0.850	0.867	0.884	0.899	0.910
19	0.712	0.741	0.774	0.793	0.813	0.832	0.851	0.868	0.885	0.899	0.911
19,5	0.716	0.744	0.776	0.795	0.815	0.834	0.852	0.869	0.886	0.901	0.912
20	0.720	0.748	0.779	0.797	0.817	0.836	0.853	0.871	0.888	0.902	0.914
20,5	0.725	0.752	0.782	0.800	0.820	0.838	0.855	0.872	0.889	0.904	0.915
21	0.730	0.756	0.786	0.803	0.822	0.840	0.857	0.874	0.891	0.905	0.917
21,5	0.735	0.761	0.790	0.807	0.825	0.843	0.860	0.877	0.894	0.908	0.919
22	0.740	0.766	0.794	0.811	0.829	0.846	0.863	0.879	0.896	0.910	0.921
22,5	0.746	0.772	0.799	0.815	0.833	0.849	0.866	0.882	0.899	0.912	0.923
23	0.753	0.777	0.803	0.819	0.837	0.853	0.869	0.885	0.902	0.915	0.925
23,5	0.759	0.783	0.808	0.824	0.841	0.857	0.872	0.889	0.905	0.918	0.929
24	0.765	0.789	0.814	0.829	0.845	0.861	0.876	0.892	0.908	0.921	0.931
24,5	0.772	0.796	0.819	0.834	0.850	0.865	0.880	0.896	0.912	0.925	0.935
25	0.779	0.802	0.825	0.839	0.855	0.870	0.884	0.900	0.915	0.928	0.938
25,5	0.786	0.808	0.830	0.844	0.860	0.874	0.889	0.904	0.919	0.932	0.941
26	0.793	0.815	0.836	0.850	0.865	0.879	0.893	0.908	0.923	0.935	0.945
26,5	0.800	0.821	0.842	0.855	0.870	0.884	0.898	0.912	0.927	0.939	0.949
27	0.808	0.827	0.847	0.861	0.875	0.889	0.902	0.916	0.931	0.943	0.952
27,5	0.815	0.833	0.853	0.866	0.881	0.894	0.907	0.921	0.934	0.946	0.956
28	0.823	0.839	0.858	0.871	0.886	0.899	0.912	0.925	0.938	0.950	0.960
28,5	0.831	0.845	0.863	0.876	0.891	0.904	0.916	0.929	0.942	0.953	0.964
29	0.839	0.850	0.868	0.881	0.896	0.909	0.921	0.933	0.945	0.957	0.968
29,5	0.847	0.855	0.872	0.886	0.900	0.913	0.925	0.937	0.948	0.960	0.972
30	0.855	0.859	0.876	0.890	0.905	0.917	0.929	0.940	0.951	0.963	0.976

П Р И Л О Ж Е Н И Е П

$$\text{Значения } \frac{P_{\text{пр.з}}}{0,2} \frac{z}{P_{\text{пр}}} dp_{\text{пр}}$$

$P_{\text{пр}}$	Средняя критическая									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,3	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
0,4	0,615	0,619	0,623	0,626	0,628	0,630	0,632	0,633	0,634	0,635
0,5	0,805	0,816	0,826	0,834	0,839	0,844	0,848	0,851	0,854	0,856
0,6	0,955	0,971	0,985	0,998	1,011	1,022	1,032	1,040	1,045	1,048
0,7	1,078	1,100	1,124	1,145	1,162	1,178	1,190	1,199	1,203	1,207
0,8	1,175	1,207	1,239	1,264	1,285	1,300	1,313	1,322	1,332	1,340
0,9	1,256	1,300	1,335	1,365	1,386	1,403	1,417	1,429	1,440	1,450
1,0	1,327	1,375	1,420	1,455	1,479	1,500	1,515	1,530	1,541	1,551
1,1	1,380	1,438	1,485	1,528	1,552	1,573	1,591	1,606	1,616	1,631
1,2	1,433	1,500	1,550	1,600	1,625	1,645	1,666	1,682	1,690	1,710
1,3	1,463	1,545	1,602	1,657	1,684	1,709	1,731	1,746	1,758	1,779
1,4	1,492	1,590	1,654	1,713	1,742	1,772	1,795	1,810	1,825	1,847
1,5	1,510	1,620	1,690	1,757	1,791	1,824	1,848	1,867	1,884	1,906
1,6	1,527	1,649	1,726	1,800	1,839	1,875	1,900	1,923	1,943	1,964
1,7	1,544	1,670	1,754	1,834	1,876	1,917	1,943	1,969	1,991	2,012
1,8	1,560	1,690	1,782	1,867	1,913	1,958	1,985	2,014	2,038	2,060
1,9	1,575	1,708	1,808	1,896	1,944	1,993	2,022	2,054	2,079	2,100
2,0	1,590	1,725	1,833	1,924	1,975	2,027	2,059	2,093	2,119	2,140
2,1	1,604	1,743	1,854	1,947	2,003	2,057	2,092	2,126	2,153	2,176
2,2	1,617	1,761	1,876	1,971	2,031	2,086	2,125	2,160	2,187	2,212
2,3	1,631	1,779	1,897	1,994	2,059	2,116	2,157	2,193	2,222	2,249
2,4	1,644	1,797	1,919	2,018	2,087	2,145	2,190	2,227	2,256	2,285
2,5	1,658	1,815	1,940	2,041	2,115	2,175	2,223	2,260	2,290	2,321
2,6	1,672	1,830	1,958	2,061	2,137	2,198	2,249	2,288	2,318	2,350
2,7	1,685	1,845	1,976	2,081	2,159	2,221	2,275	2,316	2,347	2,379
2,8	1,699	1,860	1,994	2,101	2,180	2,245	2,302	2,344	2,375	2,407
2,9	1,712	1,875	2,012	2,121	2,202	2,268	2,328	2,372	2,404	2,436
3,0	1,726	1,890	2,030	2,140	2,224	2,291	2,354	2,400	2,432	2,465
3,1	1,740	1,904	2,046	2,157	2,243	2,311	2,376	2,423	2,455	2,489
3,2	1,754	1,918	2,062	2,175	2,261	2,331	2,397	2,446	2,478	2,512
3,3	1,767	1,932	2,078	2,192	2,280	2,350	2,419	2,469	2,502	2,536
3,4	1,781	1,946	2,094	2,210	2,298	2,370	2,440	2,492	2,525	2,559
3,5	1,795	1,960	2,110	2,227	2,317	2,390	2,462	2,515	2,548	2,583
3,6	1,808	1,974	2,125	2,243	2,333	2,407	2,480	2,535	2,568	2,603
3,7	1,822	1,988	2,140	2,259	2,349	2,424	2,498	2,556	2,588	2,624
3,8	1,835	2,002	2,155	2,275	2,365	2,440	2,517	2,576	2,609	2,644
3,9	1,849	2,016	2,170	2,291	2,381	2,457	2,535	2,597	2,629	2,665
4,0	1,862	2,030	2,186	2,306	2,397	2,474	2,553	2,617	2,649	2,685
4,1	1,875	2,044	2,201	2,321	2,413	2,490	2,569	2,634	2,667	2,703
4,2	1,889	2,058	2,216	2,336	2,429	2,506	2,586	2,651	2,685	2,721
4,3	1,902	2,073	2,230	2,351	2,444	2,523	2,602	2,669	2,702	2,740
4,4	1,916	2,087	2,245	2,366	2,460	2,539	2,619	2,686	2,720	2,758
4,5	1,929	2,101	2,260	2,381	2,476	2,555	2,635	2,703	2,738	2,776
4,6	1,942	2,115	2,274	2,395	2,491	2,570	2,651	2,719	2,754	2,793

температура T_{np}									
1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
0,636	0,637	0,638	0,639	0,639	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
0,860	0,862	0,864	0,866	0,867	0,868	0,869	0,869	0,869	0,869
1,049	1,049	1,050	1,050	1,050	1,051	1,051	1,052	1,052	1,052
1,210	1,211	1,213	1,214	1,216	1,218	1,219	1,220	1,220	1,220
1,347	1,352	1,357	1,359	1,360	1,363	1,364	1,364	1,364	1,364
1,462	1,472	1,480	1,485	1,489	1,492	1,494	1,495	1,495	1,495
1,568	1,580	1,590	1,598	1,602	1,607	1,608	1,609	1,610	1,610
1,653	1,667	1,676	1,684	1,691	1,699	1,702	1,706	1,709	1,711
1,737	1,753	1,761	1,770	1,780	1,790	1,795	1,802	1,808	1,812
1,810	1,828	1,836	1,845	1,858	1,868	1,875	1,883	1,890	1,896
1,882	1,903	1,911	1,920	1,935	1,945	1,954	1,964	1,972	1,980
1,938	1,962	1,973	1,984	1,997	2,010	2,019	2,027	2,036	2,045
1,993	2,021	2,035	2,047	2,059	2,074	2,083	2,090	2,100	2,110
2,043	2,072	2,089	2,102	2,116	2,131	2,141	2,148	2,159	2,169
2,093	2,123	2,142	2,157	2,172	2,188	2,198	2,205	2,217	2,227
2,136	2,165	2,187	2,204	2,219	2,237	2,247	2,256	2,267	2,279
2,178	2,207	2,231	2,250	2,265	2,285	2,295	2,307	2,317	2,330
2,215	2,248	2,272	2,292	2,307	2,326	2,337	2,350	2,361	2,375
2,252	2,288	2,313	2,334	2,349	2,366	2,380	2,394	2,404	2,420
2,288	2,329	2,354	2,375	2,391	2,407	2,422	2,437	2,448	2,465
2,325	2,369	2,395	2,417	2,433	2,447	2,465	2,481	2,491	2,510
2,362	2,410	2,436	2,459	2,475	2,488	2,507	2,524	2,535	2,555
2,392	2,442	2,469	2,492	2,508	2,523	2,544	2,562	2,574	2,593
2,423	2,474	2,502	2,525	2,541	2,559	2,581	2,599	2,612	2,630
2,453	2,506	2,534	2,557	2,575	2,595	2,617	2,637	2,651	2,668
2,484	2,538	2,567	2,590	2,608	2,630	2,654	2,674	2,689	2,705
2,514	2,570	2,600	2,623	2,641	2,665	2,691	2,712	2,728	2,743
2,540	2,597	2,628	2,652	2,670	2,694	2,722	2,744	2,759	2,775
2,565	2,623	2,657	2,681	2,700	2,723	2,753	2,775	2,790	2,806
2,591	2,650	2,685	2,709	2,729	2,752	2,783	2,807	2,821	2,838
2,616	2,676	2,714	2,738	2,759	2,781	2,814	2,838	2,852	2,869
2,642	2,703	2,742	2,767	2,788	2,810	2,845	2,870	2,883	2,901
2,664	2,726	2,766	2,792	2,813	2,836	2,872	2,910	2,911	2,929
2,686	2,748	2,791	2,817	2,839	2,862	2,899	2,950	2,938	2,957
2,708	2,771	2,815	2,843	2,864	2,888	2,925	2,990	2,966	2,984
2,730	2,793	2,840	2,868	2,890	2,914	2,952	3,030	2,993	3,012
2,752	2,816	2,864	2,893	2,915	2,940	2,979	3,070	3,021	3,040
2,771	2,836	2,885	2,915	2,938	2,963	3,002	3,081	3,045	3,064
2,789	2,856	2,907	2,937	2,960	2,985	3,025	3,092	3,069	3,088
2,808	2,875	2,928	2,958	2,983	3,008	3,049	3,103	3,094	3,112
2,826	2,895	2,950	2,980	3,005	3,030	3,072	3,114	3,118	3,136
2,845	2,915	2,971	3,002	3,028	3,053	3,095	3,125	3,142	3,160
2,863	2,933	2,990	3,022	3,048	3,074	3,117	3,147	3,164	3,182

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. III

p_{np}	Средняя критическая									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
4,7	1,955	2,128	2,288	2,409	2,507	2,586	2,666	2,735	2,770	2,810
4,8	1,969	2,142	2,301	2,423	2,522	2,604	2,682	2,752	2,786	2,826
4,9	1,982	2,155	2,315	2,437	2,538	2,617	2,697	2,768	2,802	2,843
5,0	1,995	2,169	2,329	2,451	2,553	2,632	2,713	2,784	2,818	2,860
5,1	2,009	2,183	2,342	2,465	2,567	2,646	2,728	2,799	2,834	2,876
5,2	2,024	2,197	2,355	2,479	2,581	2,661	2,743	2,814	2,850	2,892
5,3	2,038	2,210	2,369	2,492	2,595	2,675	2,758	2,830	2,865	2,908
5,4	2,053	2,224	2,382	2,506	2,609	2,690	2,773	2,845	2,881	2,924
5,5	2,067	2,238	2,395	2,520	2,623	2,704	2,788	2,860	2,897	2,940
5,6	2,079	2,251	2,408	2,533	2,636	2,718	2,801	2,874	2,912	2,955
5,7	2,091	2,264	2,421	2,547	2,650	2,731	2,815	2,888	2,926	2,970
5,8	2,102	2,277	2,435	2,560	2,663	2,745	2,828	2,902	2,941	2,985
5,9	2,114	2,290	2,448	2,574	2,677	2,758	2,842	2,916	2,955	3,000
6,0	2,126	2,303	2,461	2,587	2,690	2,772	2,855	2,930	2,970	3,015
6,1	2,139	2,316	2,474	2,600	2,703	2,785	2,869	2,943	2,984	3,029
6,2	2,152	2,328	2,486	2,612	2,716	2,799	2,882	2,956	2,997	3,043
6,3	2,165	2,341	2,499	2,625	2,729	2,812	2,896	2,970	3,011	3,056
6,4	2,178	2,353	2,511	2,637	2,742	2,826	2,909	2,983	3,024	3,070
6,5	2,191	2,366	2,524	2,650	2,755	2,839	2,923	2,996	3,038	3,084
6,6	2,204	2,379	2,536	2,662	2,768	2,852	2,936	3,009	3,051	3,098
6,7	2,217	2,391	2,548	2,675	2,781	2,864	2,949	3,022	3,064	3,112
6,8	2,229	2,404	2,560	2,687	2,794	2,877	2,963	3,034	3,077	3,126
6,9	2,242	2,416	2,572	2,700	2,807	2,889	2,976	3,047	3,090	3,140
7,0	2,255	2,429	2,584	2,712	2,820	2,902	2,989	3,060	3,103	3,154
7,1	2,268	2,442	2,597	2,724	2,832	2,915	3,002	3,073	3,116	3,167
7,2	2,281	2,454	2,609	2,737	2,844	2,928	3,014	3,085	3,129	3,180
7,3	2,294	2,467	2,622	2,749	2,856	2,941	3,027	3,098	3,141	3,194
7,4	2,307	2,479	2,634	2,762	2,868	2,954	3,039	3,110	3,154	3,207
7,5	2,320	2,492	2,647	2,774	2,880	2,967	3,052	3,123	3,167	3,220
7,6	2,333	2,505	2,660	2,786	2,892	2,979	3,065	3,135	3,180	3,233
7,7	2,346	2,517	2,672	2,799	2,904	2,991	3,077	3,147	3,192	3,246
7,8	2,359	2,530	2,685	2,811	2,916	3,003	3,090	3,160	3,205	3,260
7,9	2,372	2,542	2,697	2,824	2,928	3,015	3,102	3,172	3,217	3,274
8,0	2,385	2,555	2,710	2,836	2,940	3,027	3,115	3,184	3,230	3,287
8,1	2,398	2,568	2,723	2,848	2,952	3,039	3,127	3,197	3,242	3,299
8,2	2,411	2,580	2,736	2,861	2,964	3,051	3,139	3,209	3,254	3,311
8,3	2,424	2,593	2,748	2,873	2,977	3,064	3,151	3,222	3,266	3,323
8,4	2,437	2,605	2,761	2,886	2,989	3,076	3,163	3,234	3,278	3,335
8,5	2,450	2,618	2,774	2,898	3,001	3,088	3,175	3,247	3,290	3,347
8,6	2,462	2,631	2,787	2,910	3,013	3,100	3,187	3,259	3,302	3,359
8,7	2,475	2,643	2,799	2,923	3,025	3,112	3,199	3,270	3,315	3,370
8,8	2,487	2,656	2,812	2,935	3,038	3,124	3,211	3,282	3,327	3,382
8,9	2,500	2,668	2,824	2,948	3,050	3,136	3,223	3,293	3,340	3,393
9,0	2,512	2,681	2,837	2,960	3,062	3,148	3,235	3,305	3,352	3,405
9,1	2,524	2,693	2,849	2,972	3,074	3,159	3,246	3,317	3,364	3,417
9,2	2,536	2,706	2,861	2,985	3,085	3,170	3,257	3,329	3,376	3,429
9,3	2,549	2,718	2,872	2,997	3,097	3,182	3,268	3,340	3,388	3,440
9,4	2,561	2,731	2,884	3,010	3,108	3,193	3,279	3,352	3,400	3,452
9,5	2,573	2,743	2,896	3,022	3,120	3,204	3,290	3,364	3,412	3,464

температура $T_{\text{н}}$									
1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
2,881	2,952	3,009	3,041	3,068	3,095	3,139	3,168	3,186	3,203
2,899	2,970	3,027	3,061	3,088	3,115	3,161	3,190	3,209	3,225
2,917	2,989	3,046	3,080	3,108	3,136	3,183	3,211	3,231	3,246
2,935	3,007	3,065	3,100	3,128	3,157	3,205	3,233	3,253	3,268
2,952	3,024	3,082	3,118	3,446	3,177	3,225	3,253	3,274	3,288
2,968	3,042	3,099	3,136	3,164	3,196	3,244	3,273	3,295	3,308
2,985	3,059	3,117	3,153	3,182	3,216	3,264	3,294	3,315	3,328
3,001	3,077	3,134	3,171	3,200	3,235	3,283	3,314	3,336	3,348
3,018	3,094	3,151	3,189	3,218	3,255	3,303	3,334	3,357	3,368
3,037	3,110	3,168	3,206	3,235	3,273	3,321	3,352	3,375	3,386
3,049	3,125	3,185	3,224	3,252	3,291	3,339	3,370	3,393	3,405
3,065	3,141	3,201	3,241	3,270	3,309	3,356	3,389	3,412	3,423
3,080	3,156	3,218	3,259	3,287	3,327	3,374	3,407	3,430	3,442
3,096	3,172	3,235	3,276	3,304	3,345	3,392	3,425	3,448	3,460
3,111	3,187	3,250	3,292	3,321	3,362	3,409	3,442	3,466	3,477
3,125	3,202	3,266	3,308	3,337	3,379	3,426	3,459	3,483	3,494
3,140	3,218	3,281	3,323	3,354	3,395	3,443	3,476	3,501	3,511
3,154	3,233	3,297	3,339	3,370	3,412	3,460	3,493	3,518	3,528
3,169	3,248	3,312	3,355	3,387	3,429	3,477	3,510	3,536	3,545
3,183	3,262	3,327	3,370	3,402	3,444	3,493	3,526	3,551	3,561
3,197	3,276	3,341	3,385	3,417	3,459	3,508	3,542	3,567	3,577
3,210	3,291	3,356	3,399	3,432	3,475	3,524	3,557	3,582	3,592
3,224	3,305	3,370	3,414	3,447	3,490	3,539	3,573	3,598	3,608
3,238	3,319	3,385	3,429	3,462	3,505	3,555	3,589	3,613	3,624
3,251	3,332	3,399	3,443	3,477	3,520	3,570	3,604	3,628	3,639
3,264	3,345	3,413	3,457	3,491	3,534	3,584	3,618	3,643	3,654
3,278	3,359	3,427	3,472	3,506	3,549	3,599	3,633	3,659	3,670
3,291	3,372	3,441	3,486	3,520	3,563	3,613	3,647	3,674	3,685
3,304	3,385	3,455	3,500	3,535	3,578	3,628	3,662	3,689	3,700
3,317	3,398	3,468	3,514	3,548	3,591	3,642	3,676	3,703	3,714
3,330	3,411	3,482	3,528	3,562	3,605	3,656	3,690	3,718	3,728
3,344	3,424	3,495	3,541	3,575	3,618	3,670	3,704	3,732	3,742
3,357	3,437	3,509	3,555	3,589	3,632	3,684	3,718	3,747	3,756
3,370	3,450	3,522	3,569	3,602	3,645	3,698	3,732	3,761	3,770
3,382	3,462	3,534	3,581	3,615	3,658	3,711	3,745	3,774	3,783
3,394	3,474	3,546	3,594	3,627	3,671	3,723	3,758	3,788	3,796
3,407	3,486	3,559	3,606	3,640	3,684	3,736	3,771	3,801	3,810
3,419	3,498	3,571	3,619	3,652	3,697	3,748	3,784	3,815	3,823
3,431	3,510	3,583	3,631	3,665	3,710	3,761	3,797	3,828	3,836
3,443	3,523	3,595	3,643	3,677	3,722	3,773	3,810	3,840	3,849
3,456	3,535	3,607	3,655	3,690	3,734	3,786	3,823	3,853	3,862
3,468	3,548	3,619	3,666	3,702	3,746	3,798	3,835	3,865	3,875
3,481	3,560	3,631	3,678	3,715	3,758	3,811	3,848	3,878	3,888
3,493	3,573	3,643	3,690	3,727	3,770	3,823	3,861	3,890	3,901
3,505	3,585	3,655	3,702	3,739	3,782	3,835	3,873	3,902	3,913
3,517	3,597	3,667	3,714	3,750	3,794	3,847	3,885	3,915	3,925
3,530	3,608	3,678	3,725	3,762	3,806	3,859	3,897	3,927	3,938
3,542	3,620	3,690	3,737	3,773	3,818	3,871	3,909	3,940	3,950
3,554	3,632	3,702	3,749	3,785	3,830	3,883	3,921	3,952	3,962

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. Ш

p_{np}	Средняя критическая									
	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,45	1,50
9,6	2,585	2,755	2,908	3,034	3,131	3,216	3,302	3,376	3,424	3,475
9,7	2,597	2,767	2,919	3,045	3,142	3,228	3,314	3,388	3,435	3,487
9,8	2,610	2,780	2,931	3,057	3,153	3,239	3,326	3,399	3,447	3,498
9,9	2,622	2,792	2,942	3,068	3,164	3,251	3,338	3,411	3,458	3,510
10,0	2,634	2,804	2,954	3,080	3,175	3,263	3,350	3,423	3,470	3,521
10,1	2,646	2,816	2,966	3,092	3,187	3,274	3,361	3,434	3,482	3,532
10,2	2,658	2,828	2,978	3,103	3,199	3,286	3,372	3,446	3,494	3,544
10,3	2,671	2,840	2,989	3,115	3,211	3,297	3,382	3,457	3,506	3,555
10,4	2,683	2,852	3,001	3,126	3,223	3,309	3,393	3,469	3,518	3,567
10,5	2,695	2,864	3,013	3,138	3,235	3,320	3,404	3,480	3,530	3,578
10,6	2,707	2,876	3,025	3,150	3,246	3,332	3,416	3,492	3,541	3,588
10,7	2,719	2,888	3,037	3,161	3,258	3,343	3,428	3,504	3,552	3,598
10,8	2,732	2,900	3,048	3,173	3,269	3,355	3,440	3,515	3,562	3,609
10,9	2,744	2,912	3,060	3,184	3,281	3,366	3,452	3,527	3,573	3,619
11,0	2,756	2,924	3,072	3,196	3,292	3,378	3,464	3,539	3,584	3,629
11,1	2,768	2,936	3,084	3,208	3,304	3,389	3,475	3,551	3,595	3,639
11,2	2,780	2,948	3,096	3,220	3,315	3,401	3,486	3,562	3,605	3,650
11,3	2,793	2,960	3,108	3,231	3,327	3,412	3,497	3,574	3,616	3,660
11,4	2,805	2,972	3,120	3,243	3,338	3,424	3,508	3,585	3,626	3,671
11,5	2,817	2,984	3,132	3,255	3,350	3,435	3,519	3,597	3,637	3,681
11,6	2,829	2,996	3,144	3,267	3,361	3,446	3,529	3,607	3,648	3,692
11,7	2,841	3,008	3,156	3,279	3,373	3,456	3,540	3,617	3,658	3,702
11,8	2,854	3,020	3,168	3,290	3,384	3,467	3,550	3,628	3,669	3,713
11,9	2,866	3,032	3,180	3,302	3,396	3,477	3,561	3,638	3,679	3,723
12,0	2,878	3,044	3,192	3,314	3,407	3,488	3,571	3,648	3,690	3,734

ПРИЛОЖЕНИЕ IV

Таблица 1

Перевод дюймов и 16-х долей дюйма в миллиметры

Дюй- мы	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16
	мм							
0	0,000	1,587	3,175	4,762	6,350	7,937	9,525	11,112
1	25,400	25,987	26,574	27,162	27,749	28,337	28,924	29,512
2	50,799	52,387	53,974	55,561	57,149	58,736	60,324	61,911
3	76,199	77,786	79,374	80,961	82,549	84,136	85,732	87,311
4	101,60	103,19	104,77	106,36	107,95	109,54	111,12	112,71
5	127,00	128,59	130,17	131,76	133,35	134,94	136,52	138,11
6	152,40	153,98	155,57	157,16	158,75	160,33	161,92	163,51
7	177,80	179,38	180,97	182,56	184,15	185,73	187,32	188,91
8	203,20	204,78	206,37	207,96	209,55	211,13	212,72	214,31
9	228,60	230,18	231,77	233,36	234,95	236,53	238,12	239,71
10	254,00	255,58	257,17	258,76	260,35	261,93	263,52	265,11
11	279,39	280,98	282,57	284,16	285,74	287,33	288,92	290,51
12	304,79	306,38	307,97	309,56	311,14	312,73	314,32	315,91
13	330,19	331,78	333,37	334,96	336,54	338,13	339,72	341,31

								A ₀ И- МВ
1/2	9/16	5/8	11/16	3/4		7/8	15/16	
ММ								
12,700	14,287	15,875	17,462	19,050	20,637	22,225	23,812	0
38,099	39,687	41,274	42,862	44,449	46,037	47,624	49,212	1
63,499	65,086	66,674	68,261	69,849	71,436	73,024	74,611	2
88,898	90,486	92,073	93,661	95,248	96,836	98,423	100,001	3
114,30	115,89	117,47	119,06	120,65	122,24	123,82	125,41	4
139,70	141,28	142,87	144,46	146,05	147,63	149,22	150,81	5
165,10	166,68	168,27	169,86	171,45	173,03	174,62	176,21	6
190,50	192,08	193,67	195,26	196,85	198,43	200,02	201,61	7
215,90	217,48	219,07	220,66	222,25	223,83	225,42	227,0	8
241,30	242,88	244,47	246,06	247,65	249,23	250,82	252,41	9
266,70	268,28	269,87	271,46	273,05	274,63	276,22	277,81	10
292,09	293,68	295,27	296,86	298,44	300,03	301,62	303,21	11
317,49	319,08	320,67	322,26	323,84	325,43	327,02	328,61	12
342,89	344,48	346,07	346,66	349,24	350,83	352,42	354,01	13

температура $T_{гп}$

1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
3,565	3,644	3,713	3,760	3,797	3,842	3,895	3,933	3,964	3,974
3,576	3,656	3,724	3,772	3,809	3,854	3,907	3,945	3,976	3,986
3,588	3,667	3,736	3,783	3,820	3,865	3,918	3,957	3,987	3,999
3,599	3,679	3,747	3,795	3,832	3,877	3,930	3,969	3,999	4,011
3,610	3,691	3,758	3,806	3,844	3,889	3,942	3,981	4,011	4,023
3,622	3,702	3,769	3,817	3,855	3,900	3,953	3,992	4,023	4,035
3,633	3,714	3,780	3,828	3,867	3,911	3,965	4,004	4,035	4,046
3,645	3,725	3,790	3,840	3,878	3,923	3,976	4,015	4,046	4,058
3,656	3,737	3,801	3,851	3,890	3,934	3,988	4,027	4,058	4,069
3,668	3,748	3,812	3,862	3,901	3,945	3,999	4,038	4,070	4,081
3,679	3,758	3,823	3,873	3,912	3,956	4,010	4,049	4,081	4,092
3,689	3,769	3,834	3,883	3,923	3,967	4,021	4,060	4,093	4,104
3,700	3,779	3,844	3,894	3,933	3,978	4,031	4,071	4,104	4,115
3,710	3,790	3,855	3,904	3,944	3,989	4,042	4,082	4,116	4,127
3,721	3,800	3,866	3,915	3,955	4,000	4,053	4,093	4,127	4,138
3,732	3,811	3,877	3,926	3,966	4,011	4,064	4,104	4,138	4,149
3,743	3,822	3,888	3,937	3,977	4,022	4,075	4,116	4,150	4,160
3,753	3,832	3,899	3,947	3,988	4,033	4,087	4,127	4,161	4,172
3,764	3,843	3,910	3,958	3,999	4,044	4,098	4,139	4,173	4,183
3,775	3,854	3,921	3,969	4,010	4,055	4,109	4,150	4,184	4,194
3,786	3,865	3,932	3,980	4,022	4,067	4,121	4,161	4,195	4,205
3,797	3,876	3,943	3,991	4,034	4,079	4,132	4,172	4,206	4,216
3,808	3,886	3,955	4,003	4,045	4,090	4,144	4,183	4,217	4,227
3,819	3,897	3,966	4,014	4,057	4,102	4,155	4,194	4,228	4,238
3,830	3,908	3,977	4,025	4,069	4,114	4,167	4,205	4,239	4,249

Продолжение табл. 1

Дюй- мы	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16
	мм							
14	355,59	357,18	358,77	360,36	361,94	363,53	365,12	366,71
15	380,99	382,58	384,17	385,76	387,34	388,93	390,52	392,11
16	406,39	407,98	409,57	411,16	412,74	414,33	415,92	417,50
17	431,79	433,38	434,97	436,55	438,14	439,73	441,32	442,90
18	457,19	458,78	460,37	461,95	463,54	465,13	466,72	468,30
19	482,59	484,18	485,77	487,35	488,94	490,53	492,12	493,70
20	507,99	509,58	511,17	512,75	514,34	515,93	517,52	519,10
21	533,39	534,98	536,57	538,15	539,74	541,33	542,92	544,50
22	558,79	560,38	561,96	563,55	565,14	566,73	568,31	569,90
23	584,19	585,78	587,36	588,95	590,54	592,13	593,71	595,30
24	609,59	611,18	612,76	614,35	615,94	617,53	619,11	620,70
25	634,99	636,58	638,16	639,75	641,34	642,93	644,51	646,10
26	660,39	661,98	663,56	665,15	666,74	668,33	669,91	671,50
27	685,79	687,38	688,96	690,55	692,14	693,72	695,31	696,90
28	711,19	712,77	714,36	715,95	717,54	719,12	720,71	722,30
29	736,59	738,17	739,76	741,35	742,94	744,52	746,11	747,70
30	761,99	763,57	765,16	766,75	768,34	769,92	771,51	773,10
31	787,39	788,97	790,56	792,15	793,74	795,32	796,91	798,50
32	812,79	814,37	815,96	817,55	819,14	820,72	822,31	823,90
33	838,18	839,77	841,36	842,95	844,53	846,12	847,71	849,30
34	863,58	865,17	866,76	868,35	869,93	871,52	873,11	874,70
35	888,98	890,57	892,16	893,75	895,33	896,92	898,51	900,10
36	914,38	915,97	917,56	919,15	920,73	922,32	923,91	925,50
37	939,78	941,37	942,96	944,55	946,13	947,72	949,31	950,90
38	965,18	966,77	968,36	969,94	971,53	973,12	974,71	976,29
39	990,58	992,17	993,76	995,34	996,93	998,52	1000,1	1001,7
40	1016,0	1017,6	1019,2	1020,8	1022,3	1023,9	1025,5	1027,1
41	1041,4	1043,0	1044,6	1046,2	1047,7	1049,3	1050,9	1052,5
42	1066,8	1068,4	1070,0	1071,6	1073,1	1074,7	1076,3	1077,9
43	1092,2	1093,8	1095,4	1097,0	1098,5	1100,1	1101,7	1103,3
44	1117,6	1119,2	1120,8	1122,4	1123,9	1125,5	1127,1	1128,7
45	1143,0	1144,6	1146,2	1147,8	1149,3	1150,9	1152,5	1154,1
46	1168,4	1170,0	1171,6	1173,2	1174,7	1176,3	1177,9	1179,5
47	1193,8	1195,4	1197,0	1198,6	1200,1	1201,7	1203,3	1204,9
48	1219,2	1220,8	1222,4	1224,0	1225,5	1227,1	1228,7	1230,3
49	1244,6	1246,2	1247,8	1249,4	1250,9	1252,5	1254,1	1255,7
50	1270,0	1271,6	1273,2	1274,8	1276,3	1277,9	1279,5	1281,1

1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8	15/16	Дюй- мы
ММ								
368,29	369,88	371,47	373,06	374,64	376,23	377,82	379,41	14
393,69	395,28	396,87	398,46	400,04	401,63	403,22	404,81	15
419,09	420,68	422,27	423,85	425,44	427,03	428,62	430,20	16
444,49	446,08	447,67	449,25	450,84	452,43	454,02	455,66	17
469,89	471,48	473,07	474,65	476,24	477,83	479,42	481,00	18
495,29	496,88	498,47	500,05	501,64	503,23	504,82	506,40	19
520,69	522,28	523,87	525,45	527,04	528,63	530,22	531,80	20
546,09	547,68	549,27	550,85	552,44	554,03	555,61	557,20	21
571,49	573,08	574,66	576,25	577,84	579,43	581,01	582,60	22
596,89	598,48	600,06	601,65	603,24	604,83	606,41	608,00	23
622,29	623,88	625,46	627,05	628,64	630,24	631,81	633,40	24
647,69	649,28	650,86	652,45	654,04	655,63	657,21	658,80	25
673,09	674,68	676,26	677,85	679,44	681,03	682,61	684,20	26
698,49	700,07	701,66	703,25	704,84	706,42	708,01	709,60	27
723,89	725,47	727,06	728,65	730,24	731,82	733,41	735,00	28
749,29	750,87	752,46	754,05	755,64	757,22	758,81	760,40	29
774,69	776,27	777,86	779,45	781,04	782,62	784,21	785,80	30
800,09	801,67	803,26	804,85	806,44	808,02	809,61	811,20	31
825,49	827,07	828,66	830,25	831,83	833,42	835,01	836,60	32
850,88	852,47	854,06	855,65	857,23	858,82	860,41	862,00	33
876,28	877,87	879,46	881,05	882,63	884,22	885,81	887,40	34
901,68	903,27	904,86	906,45	908,03	909,62	911,21	912,80	35
927,08	928,67	930,26	931,85	933,43	935,02	936,61	938,20	36
952,48	954,07	955,66	957,25	958,83	960,42	962,01	963,60	37
977,88	979,47	981,06	982,64	984,23	985,82	987,41	988,99	38
1003,3	1004,9	1006,5	1008,1	1009,6	1011,2	1012,8	1014,4	39
1028,7	1030,3	1031,9	1033,5	1035,0	1036,6	1038,2	1039,8	40
1054,1	1055,7	1057,3	1058,9	1060,4	1062,0	1063,6	1065,2	41
1079,5	1081,1	1082,7	1084,3	1085,8	1087,4	1089,0	1090,6	42
1104,9	1106,5	1108,1	1109,7	1111,2	1112,8	1114,4	1116,0	43
1130,3	1131,9	1133,5	1135,1	1136,6	1138,2	1139,8	1141,4	44
1155,7	1157,3	1158,9	1160,5	1162,0	1163,6	1165,2	1166,8	45
1181,1	1182,7	1184,3	1185,9	1187,4	1189,0	1190,6	1192,2	46
1206,5	1208,1	1209,7	1211,3	1212,8	1214,4	1216,0	1217,6	47
1231,9	1233,5	1235,1	1236,7	1238,2	1239,8	1241,4	1243,0	48
1257,3	1258,9	1260,5	1262,1	1263,6	1265,2	1266,8	1268,4	49
1282,7	1284,3	1285,9	1287,5	1289,0	1290,6	1292,2	1293,8	50

Таблица 2

Перевод фунтов на баррель в килограммы на кубический метр

Фунт/ баррель	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Фунт/ баррель
	кг/м³										
0	0,000	2,853	5,706	8,559	11,412	14,265	17,118	19,971	22,824	25,677	0
10	28,530	31,383	34,236	37,089	39,942	42,795	45,648	48,501	51,354	54,207	10
20	57,060	59,913	62,766	65,619	68,472	71,325	74,178	77,031	79,884	82,737	20
30	85,590	88,443	91,296	94,149	97,002	99,855	102,708	105,561	108,414	111,267	30
40	114,120	116,973	119,826	122,679	125,532	128,385	131,238	134,091	136,944	139,797	40
50	142,651	145,504	148,357	151,210	154,063	156,916	159,769	162,622	165,475	168,328	50
60	171,181	174,034	176,887	179,940	182,593	185,446	188,299	191,152	194,005	196,858	60
70	199,711	202,564	205,417	208,270	211,123	213,976	216,829	219,682	222,535	225,388	70
80	228,241	231,094	233,947	236,800	239,653	242,506	245,359	248,212	251,065	253,918	80
90	256,771	259,624	262,477	265,330	268,183	271,036	273,889	276,742	279,595	282,448	90
100	285,301	288,154	291,007	293,860	296,713	299,566	302,419	305,272	308,125	310,978	100

Таблица 3

Перевод фунтов на квадратный фут в ньютон на квадратный метр

Фунт/ фут²	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Фунт/ фут²
	Н/м²										
0	0,000	47,880	95,761	143,641	191,521	239,401	287,282	335,162	383,042	430,922	0
10	478,803	526,683	574,563	622,443	670,324	718,204	766,084	813,964	861,845	909,725	10
20	957,605	1005,485	1053,366	1101,246	1149,126	1197,007	1244,887	1292,767	1340,647	1388,528	20
30	1436,408	1484,288	1532,168	1580,049	1627,929	1675,809	1723,689	1771,570	1819,450	1867,330	30
40	1915,210	1963,091	2010,971	2058,851	2106,731	2154,612	2202,492	2250,372	2298,252	2346,133	40
50	2394,013	2441,893	2489,774	2537,654	2585,534	2633,414	2681,295	2729,175	2777,055	2824,935	50
60	2872,816	2920,696	2968,576	3016,456	3064,337	3112,217	3160,097	3207,977	3255,858	3303,738	60
70	3351,618	3399,498	3447,379	3495,259	3543,139	3591,019	3638,900	3686,780	3734,660	3782,541	70
80	3830,421	3878,301	3926,181	3974,062	4021,942	4069,822	4117,702	4165,583	4213,463	4261,343	80
90	4309,223	4357,104	4404,984	4452,864	4500,744	4548,625	4596,505	4644,385	4692,265	4740,146	90

Таблица 4

Перевод баррелей (нефтяных) в кубические метры

Баррели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Баррели
	м ³										
0	—	0,15899	0,31798	0,47696	0,63595	0,79494	0,95393	1,11292	1,27190	1,43089	0
10	1,58988	1,74887	1,90786	2,06684	2,22583	2,38482	2,54381	2,70280	2,86178	3,02077	10
20	3,17976	3,33875	3,49774	3,65672	3,81571	3,97470	4,13369	4,29268	4,45166	4,61065	20
30	4,76964	4,92863	5,08762	5,24660	5,40559	5,56458	5,72357	5,88256	6,04154	6,20053	30
40	6,35952	6,51851	6,67750	6,83648	6,99547	7,15446	7,31345	7,47244	7,63142	7,79041	40
50	7,94940	8,10839	8,26738	8,42636	8,58535	8,74434	8,90333	9,06232	9,22130	9,38029	50
60	9,53928	9,69827	9,85726	10,01624	10,17523	10,33422	10,49321	10,65220	10,81118	10,97017	60
70	11,12916	11,28815	11,44714	11,60612	11,76511	11,92410	12,08309	12,24208	12,40106	12,56005	70
80	12,71904	12,87803	13,03702	13,19600	13,35499	13,51398	13,67297	13,83196	13,99094	14,14993	80
90	14,30892	14,46791	14,62690	14,78588	14,94487	15,10386	15,26285	15,42184	15,58082	15,73981	90

Таблица 5

Перевод фунтов на квадратный дюйм в килопаскалы

Фунт/ дюйм ²	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Фунт/ дюйм ²
	кПа										
0	0,000	6,895	13,790	20,684	27,579	34,474	41,369	48,263	55,158	62,053	0
10	68,948	75,842	82,737	89,632	96,527	103,421	110,316	117,211	124,106	131,000	10
20	137,895	144,790	151,685	158,579	165,474	172,369	179,264	186,158	193,053	199,948	20
30	206,843	213,737	220,632	227,527	234,422	241,316	248,211	255,106	262,001	268,896	30
40	275,790	282,685	289,580	296,475	303,369	310,264	317,159	324,054	330,948	337,843	40
50	344,738	351,633	358,527	365,422	372,317	379,212	386,106	393,001	399,896	406,791	50
60	413,685	420,580	427,475	434,370	441,264	448,159	455,054	461,949	468,843	475,738	60
70	482,633	489,528	496,423	503,317	510,212	517,107	524,002	530,896	537,791	544,686	70
80	551,581	558,475	565,370	572,265	579,160	586,054	592,949	599,844	606,739	613,633	80
90	620,528	627,423	634,318	641,212	648,107	655,002	661,897	668,791	675,686	682,581	90



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авилов В.И., Петраков Ю.И., Смолянинов В.Г. Совершенствование крепления высокотермальных скважин. ВНИИЭГазпром. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М., 1976, вып. 9.
2. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. — М.: Недра, 1987, 156 с.
3. Бабаян Э.В., Куксов А.К., Волик А.А. и др. Технология управления скважиной при ГНВП. РД-39-0147009-544-87. — Краснодар: изд-во ВНИИКРнефти, 1988.
4. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф., Саушин А.З. и др. Эмульсионный состав для обработки скважин. А.С. 1808859, СССР, кл. С09К 7/06. Оpubл. БИ № 14, 1993.
5. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф., Рылов Е.Н. и др. Эмульсионный состав для обработки скважин. А.С. 1808858, СССР, кл. С09К 7/06. Оpubл. БИ № 14, 1993.
6. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф., Рылов Е.Н. и др. Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта. А.С. 1647202, СССР, кл. E21B 43/27. Оpubл. БИ № 17, 1991.
7. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф. Новые жидкости для заканчивания скважин. — Сборник научных трудов ВНИИГаза: Строительство газовых и газоконденсатных скважин. М., 1993, с. 130—134.
8. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф. Новые гидрофобные эмульсионные растворы для глушения скважин. — Газовая промышленность, 1995, № 9, с. 14—15.
9. Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф. Эффективность применения гидрофобно-эмульсионных растворов. — Сборник научных трудов ВНИИГаза: Строительство газовых и газоконденсатных скважин. — М., 1995, с. 143—149.
10. Бережной А.И., Марчук В.В. и др. Герметизирующий состав. А.С. 1504331, СССР, кл. E21 B 33/138. Оpubл. БИ № 32, 1989.
11. Временная инструкция на технологию по безопасному освоению газовых и газоконденсатных скважин воздушными компрессорами. — Краснодар: изд-во Кубаньгазпром, 1996.
12. Григорьев В.И., Сидоров Н.А. Деформация и напряжения, возникающие в обсадных колоннах при изменении их температуры в процессе работы скважины. — Промышленность Кубани, 1959, № 4.
13. Гуляниц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. — М.: Недра, 1993.
14. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Под общей ред. Ю.П. Коротаева, Г.А. Зотова, З.С. Алиева. — М.: Недра, 1971.
15. Карпов В.М., Матвеев Д.Ф. и др. Гидрофобная эмульсия. А.С. 924083, СССР, кл. С09К 7/06. Оpubл. БИ № 16, 1982.
16. Инструкция по проведению исследований межколонных флюидопроявлений на месторождениях и ПХГ РАО Газпром АО "СевКавНИПИГаз". — Ставрополь, 1997.

17. *Казарян В.П.* Повышение продуктивности скважин с использованием реагентных методов разглинизации. — Сборник научных трудов ВНИИГаза, отделение ПХГ. — М., 1995.
18. *Мавромати В.Д., Ковалева З.С., Левак Н.П., Пеньков А.И.* Буровой раствор. А.С. 933695, СССР, кл. СО9К 7/02. Оpubл. БИ № 21, 1982.
19. *Макаренко П.П., Матвеев Д.Ф., Бережной И.В.* Совершенствование системы разработки малодебитных газоконденсатных месторождений. — Газовая промышленность, 1987, № 11, с. 10—11.
20. *Макаренко П.П., Матвеев Д.Ф., Фуки Б.И.* и др. Гидрофобная эмульсионная композиция для гидроразрыва пласта. А.С. 985019, кл. СО9К/7. Оpubл. БИ № 49, 1982.
21. *Макаренко П.П.* Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. — М.: Недра, 1996.
22. *Матвеев Д.Ф., Тенишев Ю.С., Фуки Б.И.* Применение гидравлического разрыва пласта на месторождениях Ставропольского края. — Научно-технический обзор. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — ВНИИЭГазпром, 1975.
23. *Методика* расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах. — Краснодар: изд-во ВНИИКРнефти, 1972.
24. *Методическое пособие* по инженерно-геологическому изучению горных пород. — М.: Изд-во МГУ, 1968, т. II, 420 с.
25. *Николаева Л.В., Шишин К.А., Панков Н.П.* и др. Тампонирующий состав. А.С. 1232783, СССР, кл. E21 В 33/138. Оpubл. БИ № 19, 1986.
26. *Орахманов Г.С., Мелинг К.В.* и др. Восстановление герметичности обсадных колонн и отключение пластов с помощью двухканальных профилейных перекрывателей. — НТС Бурение, 1982, № 5.
27. *Пустовойтенко И.П., Дыма И.А.* Применение объемных печатей для определения контуров предметов в скважине. — НТС Бурение, 1982, № 1.
28. *Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П.* Справочник мастера по сложным буровым работам. — М.: Недра, 1983.
29. *Саркисов Н.М., Ашрафьян М.О., Конрад Ф.Ф.* и др. Способ создания перфорационных щелевых каналов в обсадной колонне и устройство для его осуществления. А.С. 883351, СССР, кл. E21В 43/114. Оpubл. БИ № 43, 1981.
30. *Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С.* Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. — М.: Недра, 1984, 224 с.
31. *Терентьев Ю.Г., Куксов А.К., Ропяной Ю.С., Стариков В.Ф.* Методика глушения скважин при ГНВП. — М.: изд. ВНИИКРнефти, 1979.
32. *Трубы* нефтяного сортамента. Справочник под общей редакцией Е.М. Сароян. — М.: Недра, 1987, 484 с.
33. *Усачев П.М.* Гидравлический разрыв пласта. — М.: Недра, 1986, 164 с.
34. *Шмельков В.Е., Макаренко П.П.* Инструкция по технологии глушения скважин трехфазными пенами. — Краснодар: изд. ВНИИКРнефти, 1983, 80 с.
35. *Юрьев В.А., Макаренко П.П., Царькова Л.М.* Устройство для установки стальных пластырей на дефект обсадных колонн ДОРН-3М. — Сборник научных трудов Сев. Кав. отд. Российской инженерной академии. — Краснодар, 1995.