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 газовмещающих 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 добывных 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, гидропескоструйной 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-

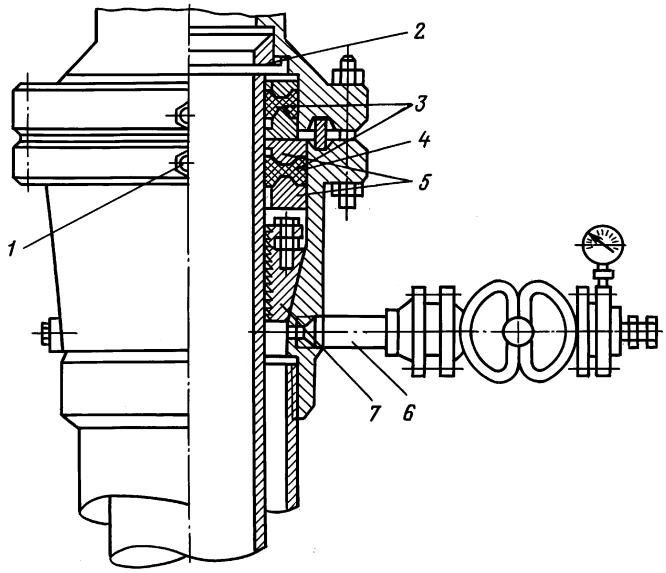


Рис. 6.1. Обвязка колонная однофланцевая

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.

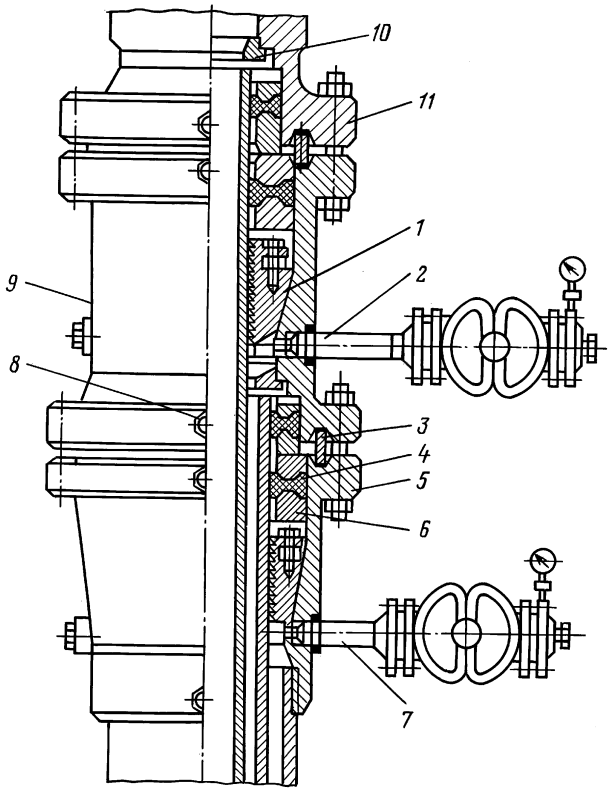


Рис. 6.2. Обвязка колонная двухфланцевая:
1 — клинья; 2, *7* — патрубок с задвижкой и манифольдом; *3* — прокладка (металлическое кольцо); *4* — пакер (резиновый элемент); *5* — корпус колонной головки; *6* — кольцо пакера; *8* — клапан нагнетательный; *9* — верхний корпус; *10* — направляющая втулка; *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

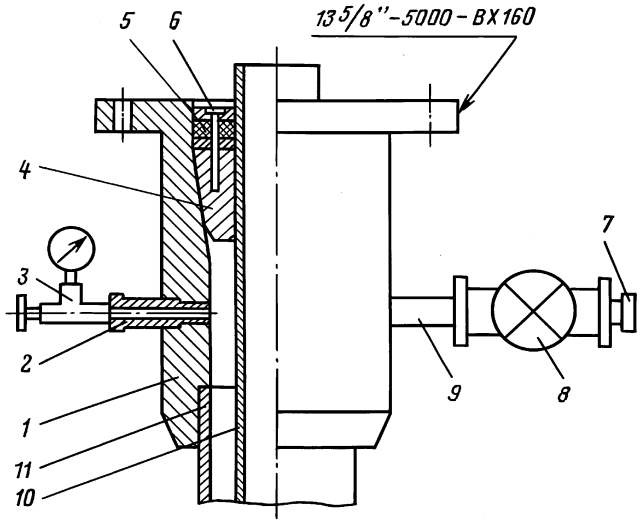


Рис. 6.3. Колонная головка АФ 6.6.6.–70.100.00:
1 — корпус; *2* — переходник; *3* — вентиль игольчатый с манометром; *4* — подвеска клиновая; *5* — манжета; *6* — винт; *7* — пробка; *8* — задвижка; *9* — патрубок; *10* — техническая колонна; *11* — кондуктор

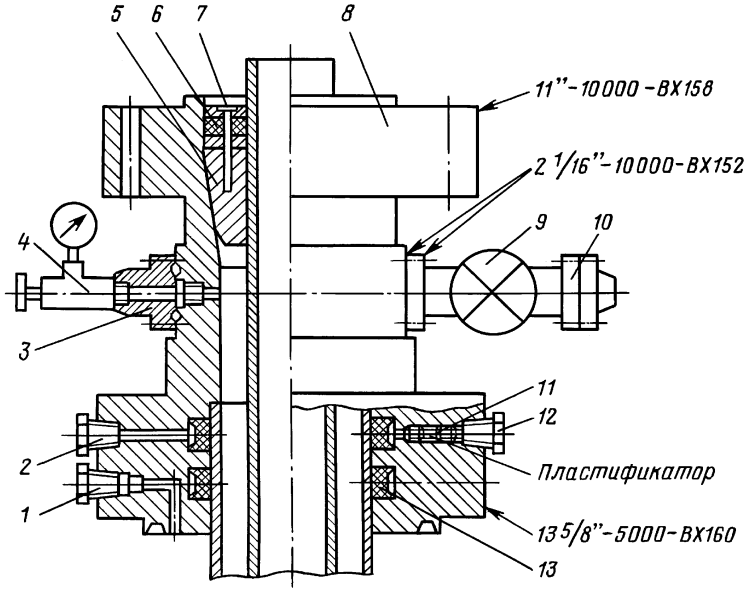


Рис. 6.4. Катушка головки обсадной колонны

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/см^2 (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 здвижек *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*, вентиля манометра *7*.

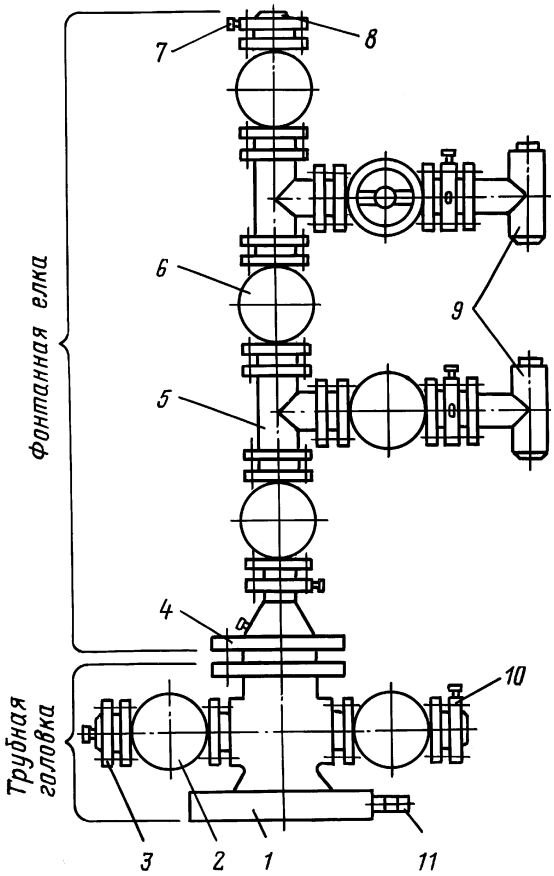


Рис. 6.5. Фонтанная арматура АФК 65 × 21

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.

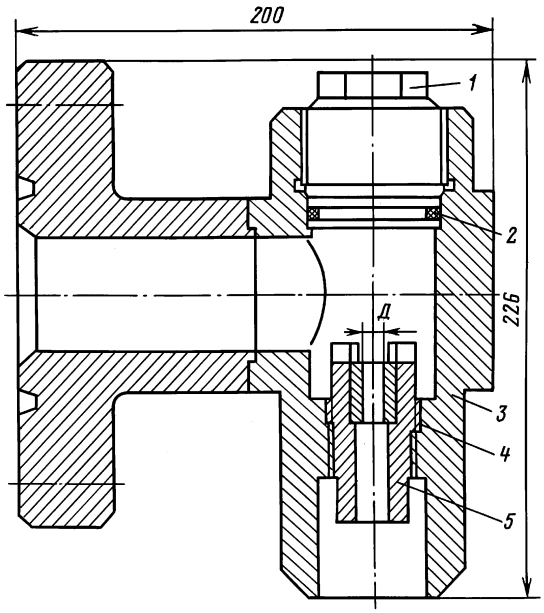


Рис. 6.6. Дроссель нерегулируемый

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

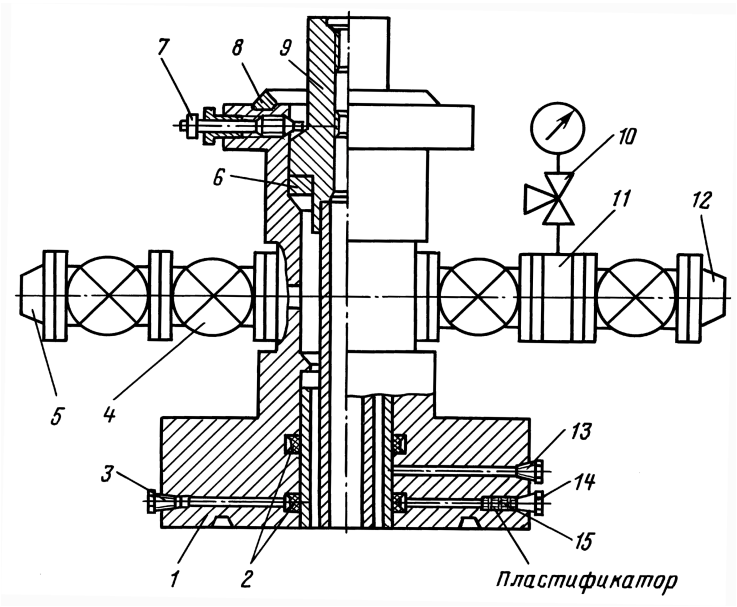


Рис. 6.7. Головка трубная фонтанной арматуры АФ 6.6.6.-70:
1 — корпус; *2* — манжета вторичного уплотнения; *3, 13, 14* — пробка; *4* — задвижка; *5, 12* — заглушка; *6, 8* — кольцо уплотнительное; *7* — винт нажимной; *9* — подвеска НКТ; *10* — вентиль игольчатый с манометром; *11* — фланец инструментальный; *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 вентиля 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.

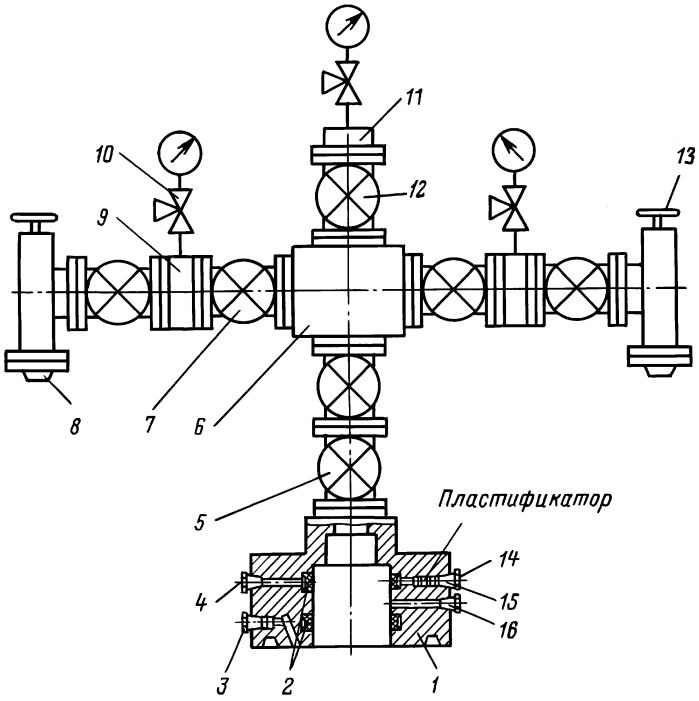


Рис. 6.8. Елка фонтанной арматуры АФ 6.6.6-70:
1 — переходник головки НКТ; *2* — манжета вторичного уплотнения подвески НКТ; *3, 4, 15, 16* — пробки; *5, 7, 12* — задвижки; *6* — крестовина; *8* — заглушка; *9* — фланец инструментальный; *10* — вентиль игольчатый с манометром; *11* — колпак (буфер); *13* — штуцер угловой; *14* — пробка смазочная

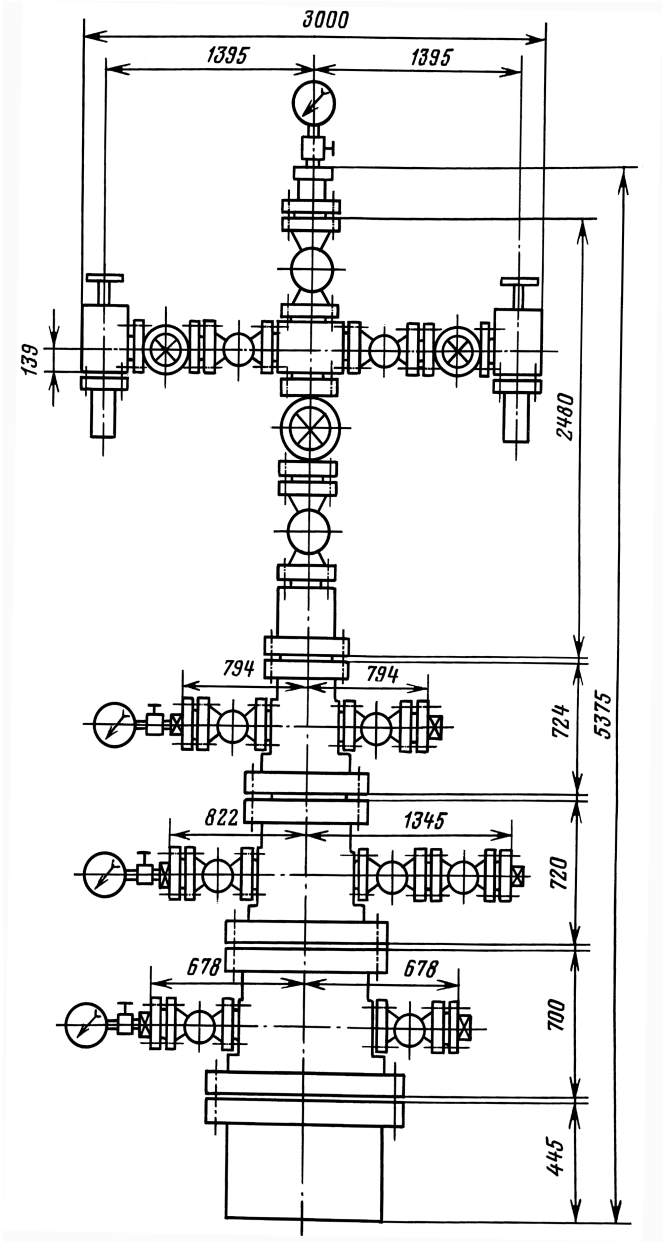


Рис. 6.9. Фланцевое соединение скважины с фонтанной арматурой Хюбнер Вамаг

Фонтанная арматура АФ 6.6.6.-70 оснащена шиберными задвижками $2^{9}/_{16}$" (65,086 мм); $p_{р}$ = 70 МПа. Все фланцевые соединения осуществляются шпильками.

Фонтанная арматура фирмы "Hubner Vamag"

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.	CO_2 2,5÷6

Предусмотренный дебит газа составляет 400 000÷700 000 $м^3$/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 HHS, в среднюю часть которой вворачивается обратный клапан.

2. На подвеску HHS наворачивается фланцевая катушка типа HS.

3. В верхней части подвески HHS (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 HTS, после чего последняя подъемная труба соединяется с муфтой предыдущей трубы.

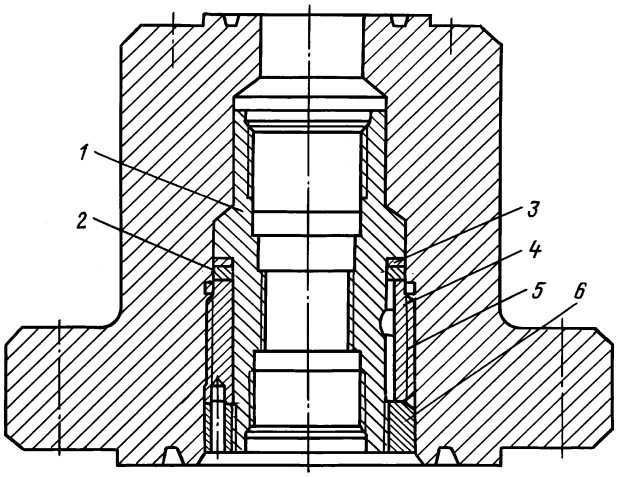


Рис. 6.10. Фланцевая катушка HS с подвеской:
1 — подвеска типа HHS; *2* — кольцо; *3* — уплотнительное кольцо; *4* — сегментная шпонка; *5* — зажимное кольцо; *6* — установочная гайка

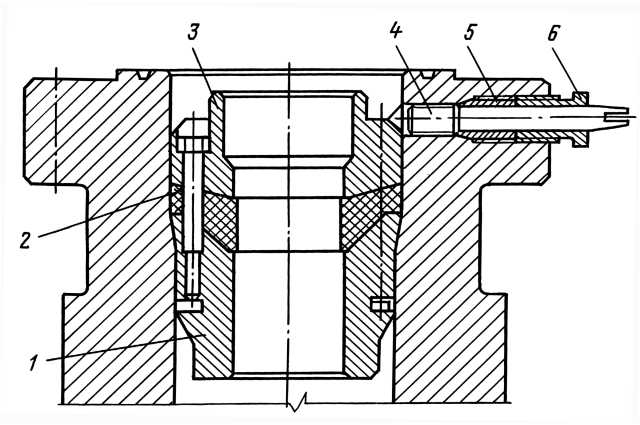


Рис. 6.11. Фланцевая катушка TS с уплотнением типа HTS:
1 — нижняя часть подвески HTS; *2* — уплотнение; *3* — верхняя часть подвески HTS; *4* — зажимный шпиндель; *5* — резьбовое соединение сальника; *6* — сальниковая набивка

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 HTS можно произвести путем закачки жидкости через боковые отводы катушки TS.

7. После установки уплотнения типа HT 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 HHS с помощью приспособления для замены задвижек под давлением и производится распакеровка пакера комплекса подземного оборудования скважины.

9. Если подвеска типа HHS после длительного использования прилипает к бобине или если резьбовое соединение подъемной трубы разъединяется при демонтаже подъемной трубы в месте крупной резьбы "AKME", 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: $14^3/_4$ (374,65 мм), $11^3/_4$ (298,45 мм), $9^5/_8$ (244,47 мм), $5^1/_2$ (139,7 мм) и НКТ $3^1/_2$ (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

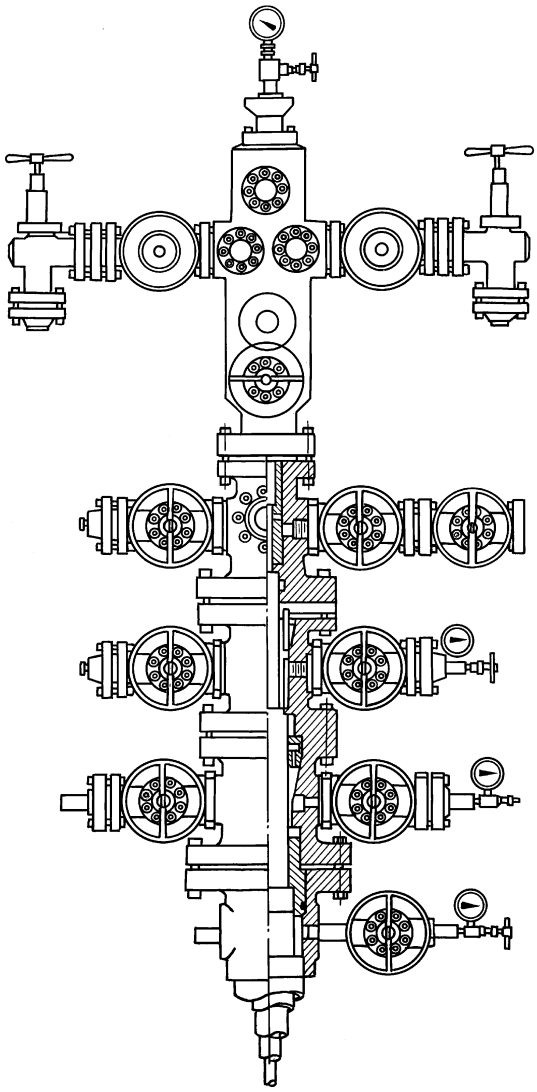


Рис. 6.12. Фонтанная арматура фирмы Камерон

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 шлипсовых подвесок для обсадных труб и пакеров, так и втулкообразных подвесок (рис. 6.13).

1. Подвеска обсадной колонны типа С-21-Р (рис. 6.14). Затвор с ручным приводом делает шлипсовую 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 шлипсовая 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.

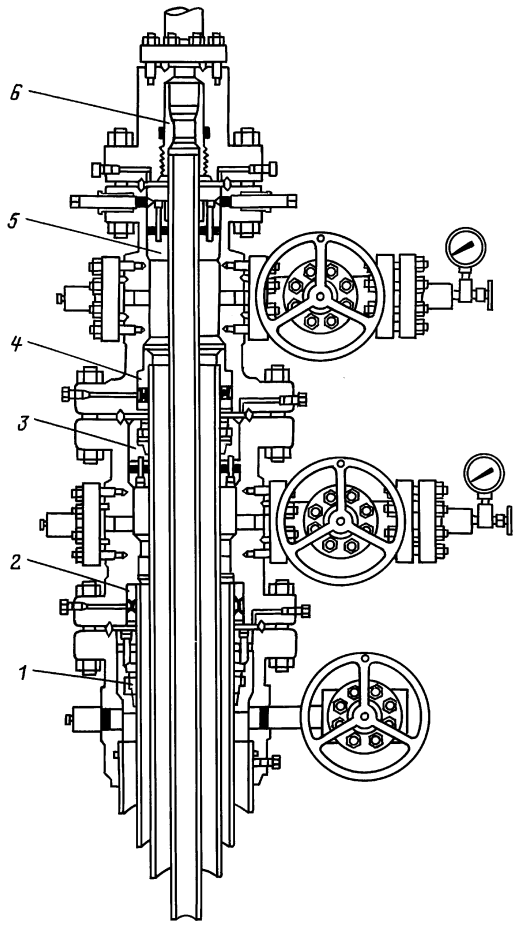


Рис. 6.13. Оборудование устья скважины фирмы Ингрэм Кактус:
1 — подвеска обсадных труб типа С-21-Р; *2, 4* — вторичное уплотнение *R*-2; *3* — подвеска обсадных труб С-22; *5* — охватывающая подвеска типа С; *6* — соединение НТ

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-

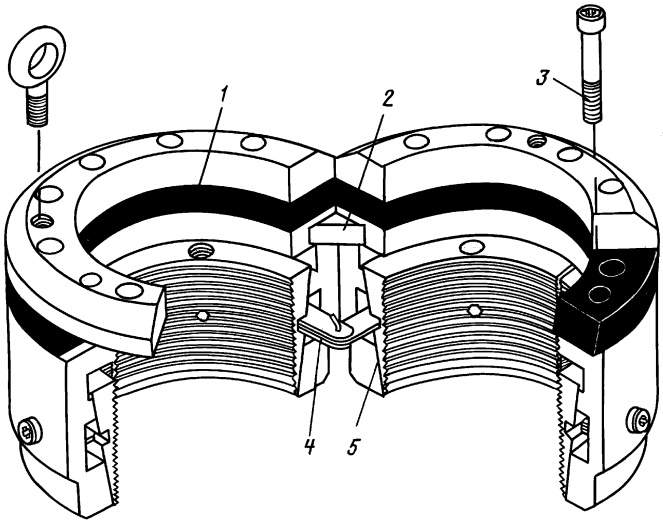


Рис. 6.14. Шлипсовая подвеска обсадной колонны типа С-21-Р:
1 — уплотнительное устройство; *2* — запорное устройство; *3* — стопорный болт; *4* — направляющее кольцо; *5* — конусный захват

правляющее 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.

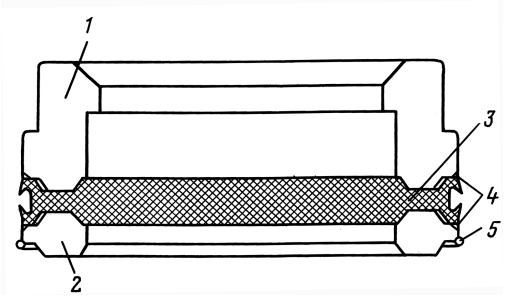


Рис. 6.15. Вторичное уплотнение типа R-2:
1 — верхняя сжимающая пластина; *2* — нижняя сжимающая пластина; *3* — эластомерное уплотнение; *4* — кольца для предотвращения выдавливания уплотнения; *5* — упорное кольцо

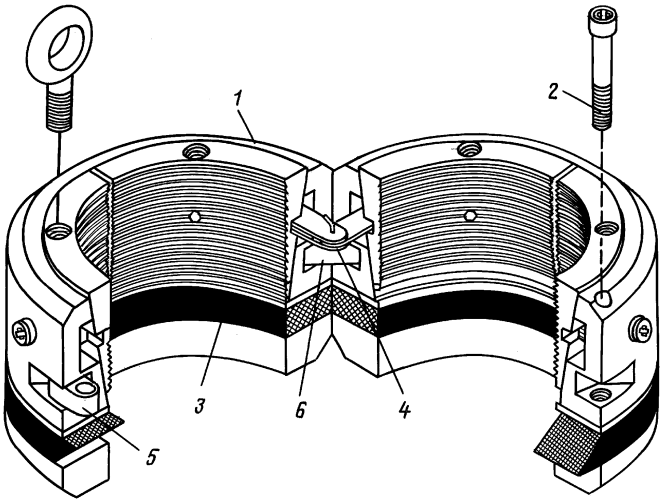


Рис. 6.16. Шлипсовая подвеска типа С-22:
1 — конусный захват; *2* — стопорный болт; *3* — уплотнительное устройство; *4* — направляющее кольцо; *5, 6* — механизм шарниров захвата

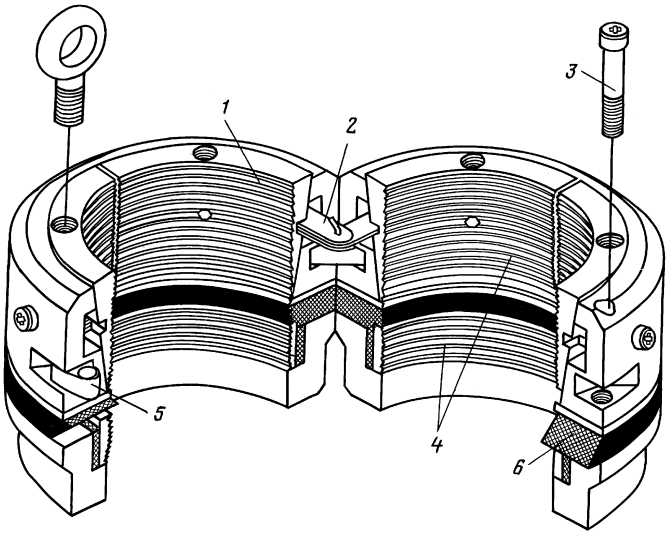


Рис. 6.17. Шлипсовая подвеска типа С-26:
1 — конусный захват; *2* — направляющее кольцо; *3* — стопорный болт; *4* — двойные шлипсы распределения нагрузки; *5* — запорное устройство; *6* — уплотнительное устройство

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 шлипсов 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 шлипсами, 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-

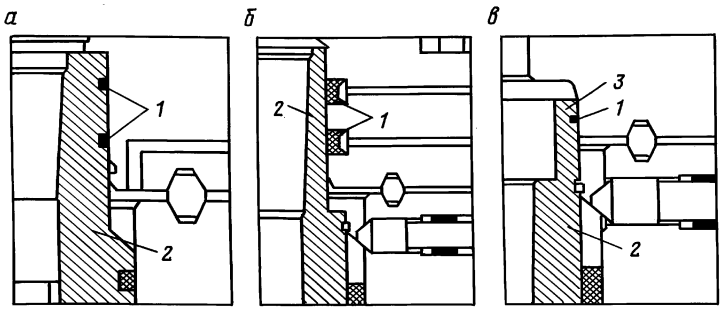


Рис. 6.18. Насадки уплотнения типов S (*а*), D (*б*), T (*в*):
1 — уплотнение; *2* — тело; *3* — металлическое конусное уплотнение

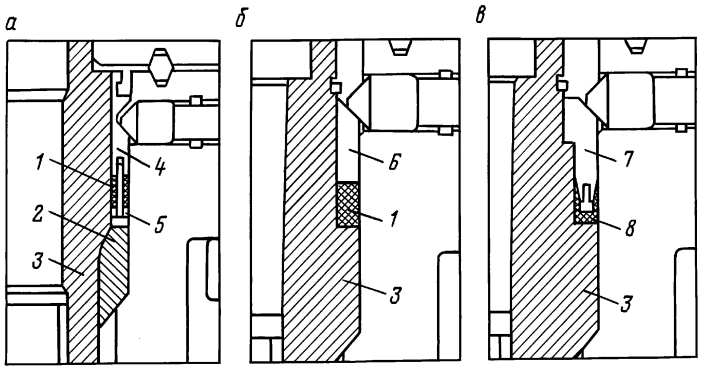


Рис. 6.19. Конструкции оголовников № 1 (*а*), № 2 (*б*), № 3 (*в*):
1 — уплотнение; *2* — желобок; *3* — тело; *4* — верхнее уплотнительное кольцо; *5* — нижнее уплотнительное кольцо; *6* — стопорное кольцо; *7* — кольцо; *8* — металлическое уплотнение (кольцо)

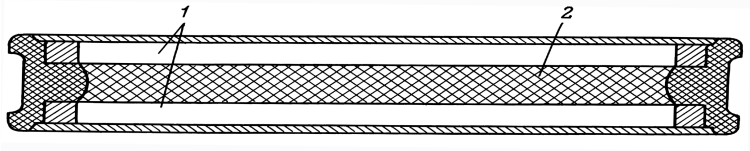


Рис. 6.20. Вторичное уплотнение типа D

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*

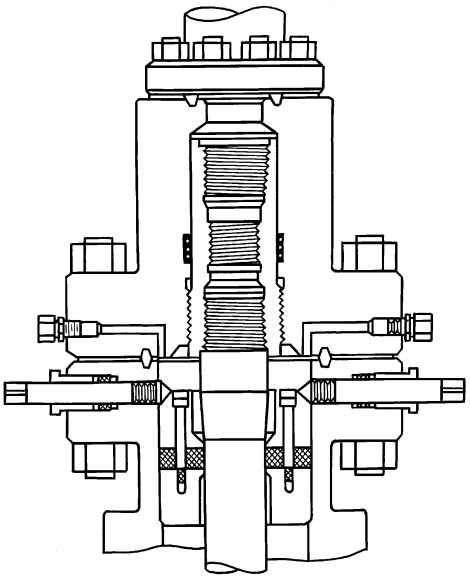


Рис. 6.21. Муфта и переходной патрон для НКТ типа НТ с охватывающей подвеской типа С

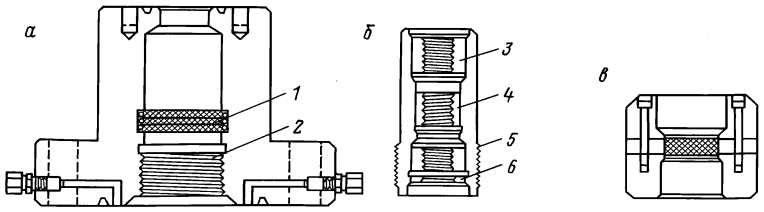


Рис. 6.22. Детали сборной конструкции типа НТ:
а — подвесочная гайка и переходной патрон типа НТ; *б* — соединение НТ; *в* — охватывающая подвеска типа С; *1* — соединение сальникового уплотнения; *2, 5* — трапецеидальная резьба; *3* — лифт фонтанной арматуры; *4* — обратный клапан; *6* — подъемные трубы

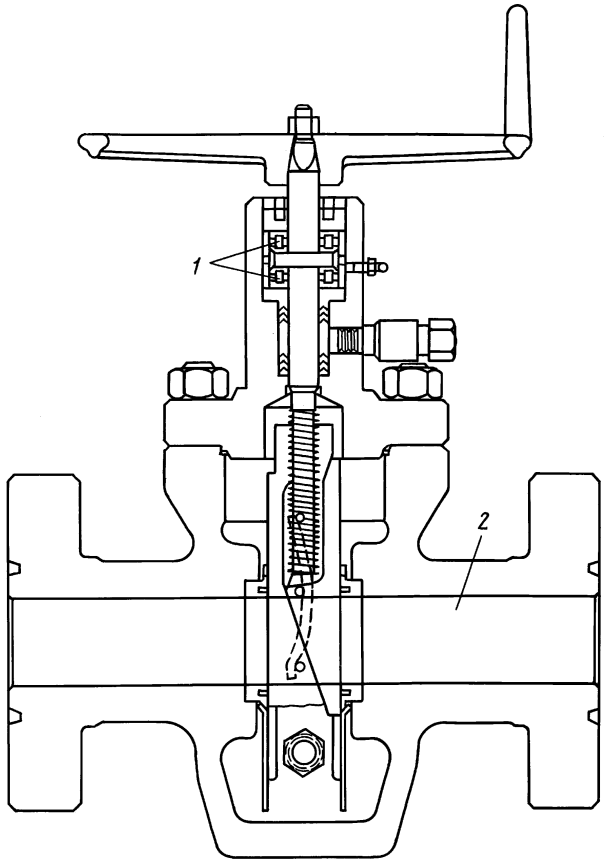


Рис. 6.23. Задвижка модели 2-5:
1 — роликовый упорный подшипник; *2* — проходное сечение потока

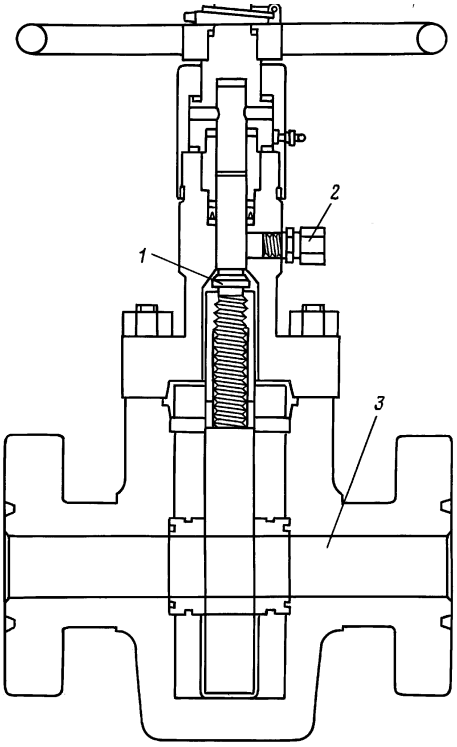


Рис. 6.24. Задвижка модели 315:
1 — обратный упор; *2* — специальное отверстие в корпусе для определения рабочего состояния задвижки; *3* — проходное сечение потока

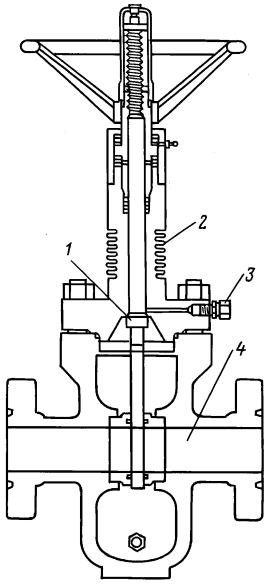


Рис. 6.25. Задвижка модели 105Н:
1 — обратный упор, обеспечивающий максимальную безопасность в процессе работы; *2* — удлиненная стойка с ребрами охлаждения; *3* — специальное отверстие для точного определения рабочего состояния задвижки; *4* — проходное сечение потока

для предотвращения выдавливания. Это уплотнение устанав-ливается 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 шпилечное 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 нефтеводонасыщенных пластов	Для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных 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 спускоподъемных операциях; $K_{ан}$ — коэффициент аномальности пластового давления (проектного или фактического) по отношению к гидростатическому давлению при плотности воды 1 г/см^3.

При диаметре ствола скважины $d \le 215{,}9$ 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

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

где $\rho_{жг}$ — плотность жидкости глушения, кг/м^3; 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, коллектору;

исключать необратимую кольматацию 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 противодавление 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

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

где $p_{гс}$ — гидростатическое давление, МПа; L — высота столба жидкости, м; ρ — плотность жидкости, г/см^3.

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 противодавления, создаваемого регулируемым штуцером ($p_{шт}$), значение репрессии на пласт ($p_р$), 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 скажин используют следующие зависимости:

$$p_{нкт} = 8,26\lambda\rho_ж \frac{L_{нкт}}{d_{вн}^5} q^2 K_{нп}; \tag{6.3}$$

$$p_{кп} = 8,26\lambda\rho_ж \frac{L_{скв}}{(D_{вн} - d_н)^3 (D_{вн} + d_н)^2} q^2 K_{нп}, \tag{6.4}$$

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

$$p_{шт} = \frac{0,9\rho_ж q^2}{2g f_{шт}^2 a_{шт}}, \tag{6.5}$$

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/см^3; $L_{нкт}$ — 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_y), МПа	Составляющие забойного давления, МПа		
				$p_{скв}$	$p_{гс}$	$p_{шт}$				$p_{гс}$	$p_{нкт}$	$p_{шт}$

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

лонны, см; $d_н$ – наружный диаметр НКТ, см; g – ускорение свободного падения, $g = 9{,}81$ м/с^2; $f_{шт}$ – площадь сечения штуцера, см^2; $a_{шт}$ – коэффициент при прокачке жидкости через штуцер, $a_{шт} = 0{,}85 \div 0{,}9$.

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

$$p_{заб} = p_{гс} + p_{нкт} + p_{шт}, \tag{6.6}$$

а при прокачке через колонну НКТ из уравнения

$$p_{заб} = p_{гс} + p_{кп} + p_{шт}, \tag{6.7}$$

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

$$p_{гс} = L_{скв}\rho_ж \cdot 10^{-2}; \tag{6.8}$$

$p_{нкт}$, $p_{кп}$ – 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

$$p_{нас} = p_{скв} + p_{шт}, \tag{6.9}$$

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, обусловливающих 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÷0,7) $p_{пл}$ (рис. 6.26, *а*). После закачки пены скважина закрывается на время τ, достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным ($p_б$ = const), а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рис. 6.26, *б*):

$$p_{заб} = p_б + p_{г.п} - \frac{4H\theta(\tau)}{D - d}, \qquad (6.10)$$

где $p_б$ — давление на головке скважины (буфер); $p_{гп}$ — гидростатическое давление столба пены высотой H; θ (τ) — 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 $p_{гп}$ и бурового раствора $p_{гр}$ (при полностью разрушенной структуре) должно превышать пластовое $p_{пл}$ в 1,2 раза, т.е. (рис. 6.26, *в*)

$p_{гп} + p_{гр} = 1{,}2\ p_{пл}$.

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*):

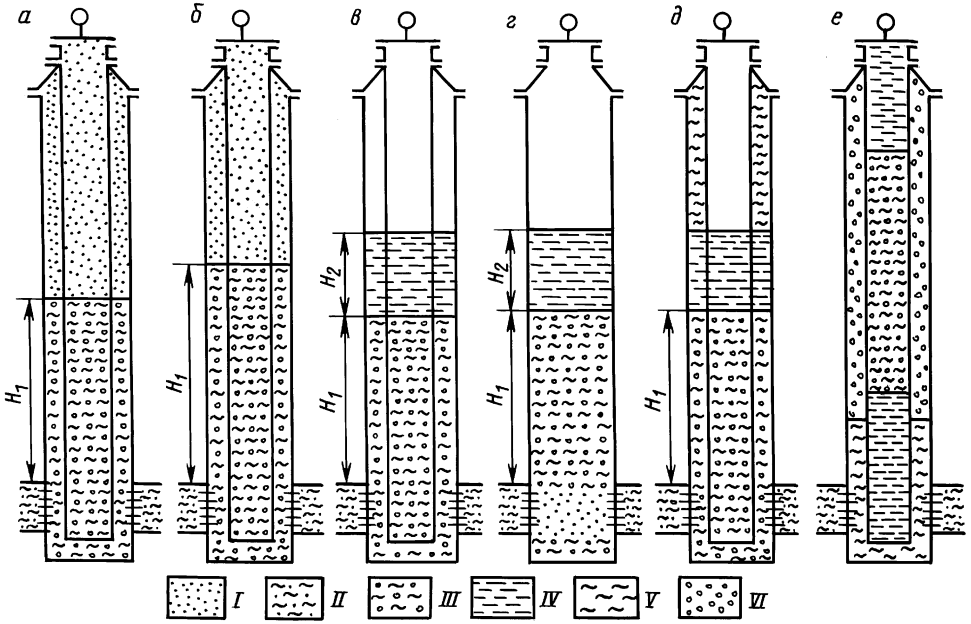


Рис. 6.26. Схема глушения скважины трехфазной пеной:
I — газ; II — продуктивный пласт; III — трехфазная пена; IV — глинистый раствор; V — газоконденсат; VI — двухфазная пена

$$p_{заб} = p_{гп} + p_{гр} - \frac{4H_1\theta_п(\tau'_1)}{D-d} - \frac{4H_2\theta_р(\tau')}{D-d} \le p_{пл}. \quad (6.11)$$

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

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ 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):

$$p_{заб} = p_{гп} + p_{гр} - \frac{4H_1\theta_1(\tau)}{d} - \frac{4H_2\theta_р(\tau)}{d} > p_{пл},$$

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 $p_{гп}$ и давления на устье скважины $p_б$ должно равняться пластовому давлению $p_{пл}$:

$$p_{заб} = p_{гп} + p_б = p_{пл}. \quad (6.12)$$

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÷125 кг бентонитовой глины и 10÷15 л 30÷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 сульфонола) оставляется на сутки для более полной диспергации глины. Через сутки глинистый раствор перемешивается цементировочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфонола, 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

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

где $V_{пж}$ — необходимый объем пенообразующей жидкости, м^3; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; $\rho_{пж}$ — плотность пенообразующей жидкости, кг/м^3; $V_{зум}$ — объем зумпфа, м^3.

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

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

для затрубного

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

где q_1 — объем 1 м НКТ, м^3; q_2 — объем 1 м межтрубного пространства, м^3.

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.

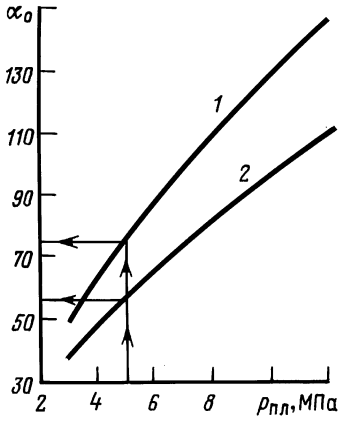


Рис. 6.27. Зависимость степени аэрации α_0 пены от пластового давления $p_{пл}$:
1 — степень аэрации при давлении p — α^p — 2; *2* — α^p —1,5

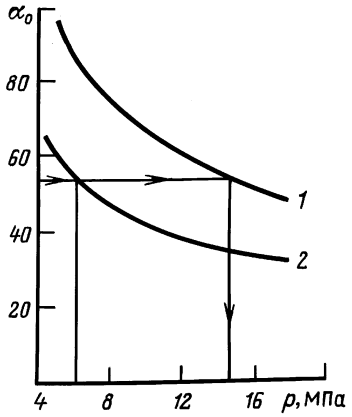


Рис. 6.28. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления p на выходе в эжектор:
1 — диаметр сопла 4,5 мм; *2* — диаметр сопла 5,6 мм

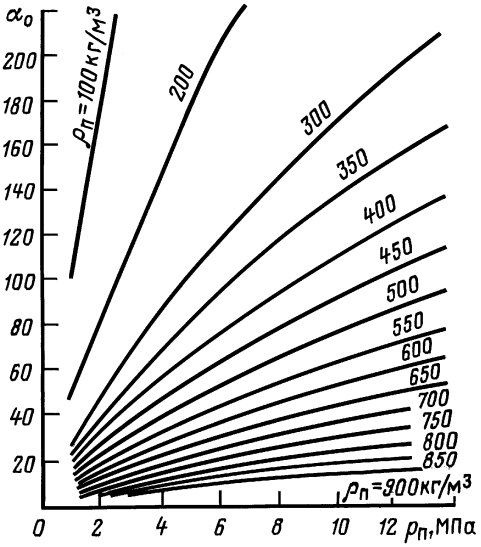


Рис. 6.29. Зависимость степени аэрации α_0 пены от ее плотности $\rho_п$ и давления $p_п$

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÷5 м^3 пенообразующей жидкости (0,7÷1 %-ный раствор сульфонола), превратив ее в пену плотностью 100÷300 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 $V_{пж}$ при давлении $p_{затр}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор. При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до значения $(0,3÷0,5)p_{пл}$. После закачки пены закрывают скважину на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. В это время через 15÷20 мин фиксируется давление на трубном и межтрубном пространстве.

Давление в межтрубном поддерживается постоянным, равным $(0,3÷0,5)p_{пл}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, 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÷4 ч в закрытом состоянии, после чего сбрасываются газовые "шапки" из трубного и затрубного 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÷10 кг сульфонола). В трубное (межтрубное) пространство закачивается

5÷6 м^3 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/м^3 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/м^3 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.

Таблица 6.3

Выбор состава смеси для цементирования скважин

Состав смеси в частях			Содержание сухих веществ в 1 м^3 смеси (в т) при плотности тампонажного раствора, кг/м^3										
Цемент	Шлак	Глина	1420	1440	1460	1480	1500	1520	1540	1560	1580	1600	1700
1													1,17
3		1	0,575	0,595	0,620	0,648	0,675	0,703	0,729	0,755	0,785	0,810	
			0,192	0,198	0,207	0,216	0,225	0,234	0,243	0,252	0,262	0,270	
6		1	0,650	0,673	0,701	0,730	0,765	0,795	0,829	0,858	0,884	0,915	
			0,108	0,112	0,117	0,122	0,127	0,132	0,138	0,143	0,148	0,153	
	1												1,170
	3	1	0,589	0,612	0,635	0,662	0,692	0,721	0,750	0,775	0,802	0,831	
			0,196	0,204	0,211	0,221	0,231	0,240	0,250	0,258	0,267	0,277	
	6	1	0,668	0,693	0,719	0,751	0,785	0,812	0,850	0,879	0,910	0,941	
			0,111	0,116	0,120	0,125	0,131	0,136	0,141	0,146	0,151	0.156	

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			1,18	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32	1,34
3		1											
6		1											
	1		1,185	1,200	1,210	1,225	1,240	1,256	1,265	1,281			
	3	1											
	6	1											

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью 1820÷1850 кг/м^3 с водоцементным отношением 0,5. Причем начало схватывания при температуре 20÷30 °С длится до 10 ч. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре 75 °С схватывание цемента длится уже 1,5÷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 %, ОКЗИЛ — 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 $V_ц$ и продавочной жидкости $V_{пр}$ производится по следующим формулам:

$$V_ц = HS_к + V_{тр}(\Delta V + C_0 + C_2); \quad (6.16)$$

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

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

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

H — проектная высота моста, м; $S_к$, $S_{тр}$ — площадь соответственно проходного сечения в кольцевом пространстве и в трубах в интервале установки моста; $V_{тр}$ — 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 $C_0 = 0{,}03 \div 0{,}04$; 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

$$\Delta V \geq 0{,}065, \qquad (6.19)$$

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

$$\Delta V \geq 0{,}048. \tag{6.20}$$

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

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

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

$$V_2 = C_4 V_{\text{пр}}, \tag{6.22}$$

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÷68 мг/см^2 и толщиной корки 3÷12 мм давление прорыва воды составляет 0,6÷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

$$H_0 = p/[\Delta p], \tag{6.23}$$

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
В обсаженной скважине	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	5
С применением моющих буферных жидкостей	2
Без скребков и буферных жидкостей	1
В необсаженной скважине	
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
В обсаженной скважине	
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
В необсаженной скважине	
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

$$H_0' = \frac{Q_м}{[\tau]\pi D_c} \geq H_0, \qquad (6.24)$$

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

При забуривании нового ствола высота моста определяется из выражения

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

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

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

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

где размерность D_c и H дана в метрах.

Формула (6.25) выведена из условия, чтобы после забуривания 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 забуривании 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 $\alpha_i = 0{,}1°$ на 1 м происходит забуривание 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;

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

Тогда расчетный объем цементного раствора составит:

$V_{цр} = H_м S_{эк} + V_{тр}(\Delta V + C_0 + C_2) = 20 \cdot 0{,}0163 + 4{,}35 \times$

$\times (0{,}052 + 0{,}04 + 0{,}02) = 0{,}813$ м^3.

Объем продавочной жидкости, закачиваемый в НКТ, составит:

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

Определим потребное количество сухого цемента

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

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

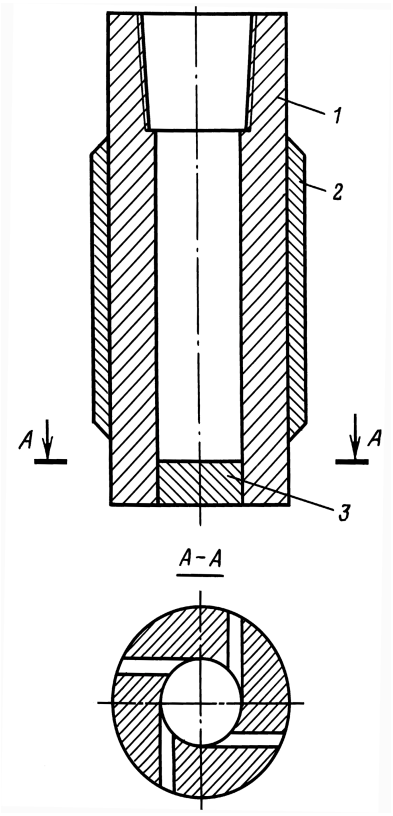


Рис. 6.30. Турбулизатор:
1 — корпус; *2* — стабилизатор; *3* — заглушка

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, м³	Плотность, кг/м³		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 бурильных 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 смолопесчаными 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 мкм^2.

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 м^3 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 $м^3$ 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 приготовляют жидкость для затворения цемента в объеме 160 л из расчета получения 1 $м^3$ крепящей смеси. При непрерывном перемешивании агрегатом в нее вводят 200 кг цемента. В полученный цементный раствор закачивают 0,5 $м^3$ дизтоплива и тщательно в течение 5÷7 мин перемешивают до образования равномерной консистенции цементно-эмульсионного раствора. В него при непрерывном перемешивании вводят 0,6 $м^3$ 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/м^3, и с условной вязкостью до 300 с, а также гидрофобные эмульсии с эмульгатором РЭМ. Плотность последних может колебаться от 900 до 1300 кг/м^3.

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 удается, 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, установленные действующими стандартами на точность изготовления труб), мм	3	3	3
Длина заготовки пластыря, 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 пластыря, 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

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

где $N_{\text{п}}$ — число промежуточных упоров; L — общая длина пластыря, м; S — шаг рабочего хода дорнирующей головки, S = 1,5 м; 0,5÷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-

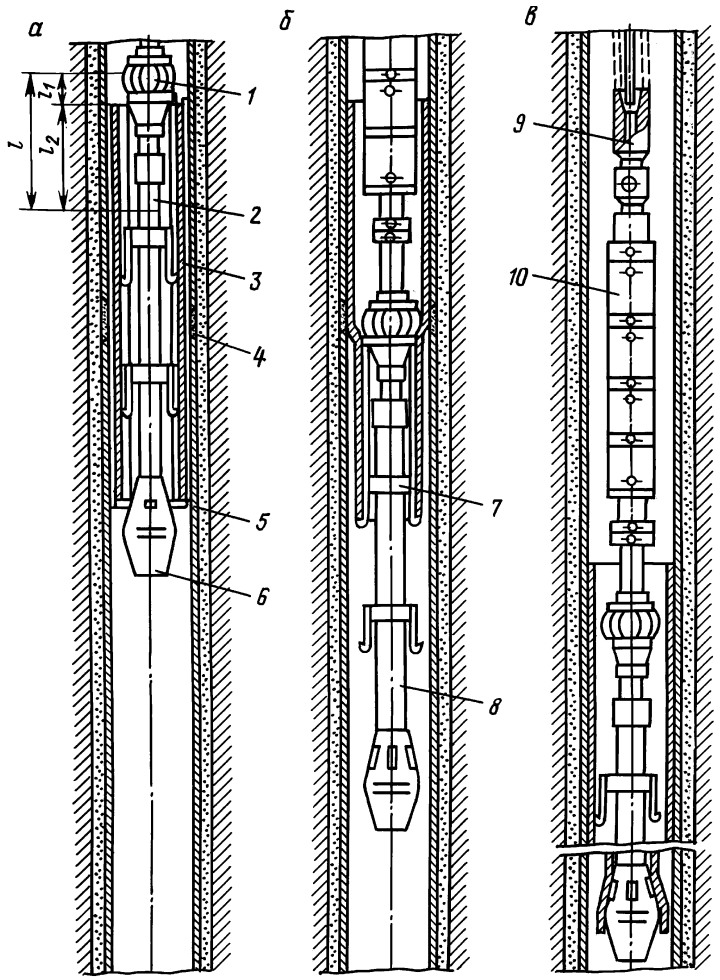


Рис. 6.31. Устройство для установки металлических пластырей в колонне труб ДОРН-3М

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*, полую штангу *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 штангой 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 удается 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-

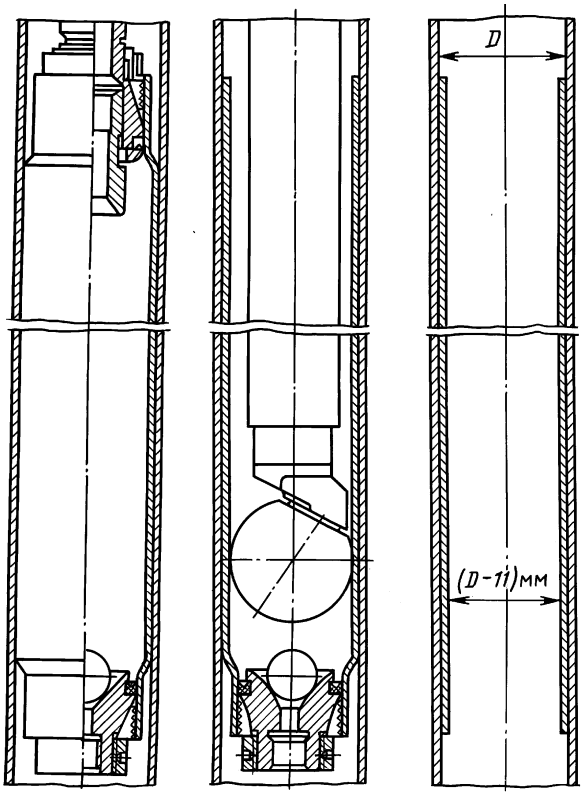


Рис. 6.32. Схема восстановления герметичности обсадных колонн с помощью профильных перекрывателей с применением развальцевателя

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÷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÷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 $с^{-1}$ и при нагрузке 50÷70 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 $V_{доп}$, которую устанавливают равной половине предельного объема $V_{пр}$, но не более 1,5 $м^3$.

Предельный объем определяют по формулам [3]:

газообразный флюид

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

жидкий флюид

$$V_{пр} = \frac{S_{min}}{10^{-6}(\rho - \rho_ф)g}(10^{-6}\rho gH + [p_у]_{min} - p_{пл} - \Delta p),$$

где $[p]$ — допустимое внутреннее давление в рассматриваемом сечении, МПа; $[p_у]_{min}$ — 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, кг/м^3; $\rho_г$ — плотность газа в рассматриваемом сечении, кг/м^3; $\rho_ф$ — плотность флюида, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; $p_{пл}$ — 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 $V_{доп} = {}^1/_4 V_{пр}$, 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 $V_в$.

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 $V_{доп}$ для долива скважин при подъеме труб

Тип и условный размер труб	$V_{доп}$, л/м	$V_{доп}$, л/10 м	$V_{доп}$, л/100 м	$V_{доп}$, 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 металл 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 $V_{пр}$ 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

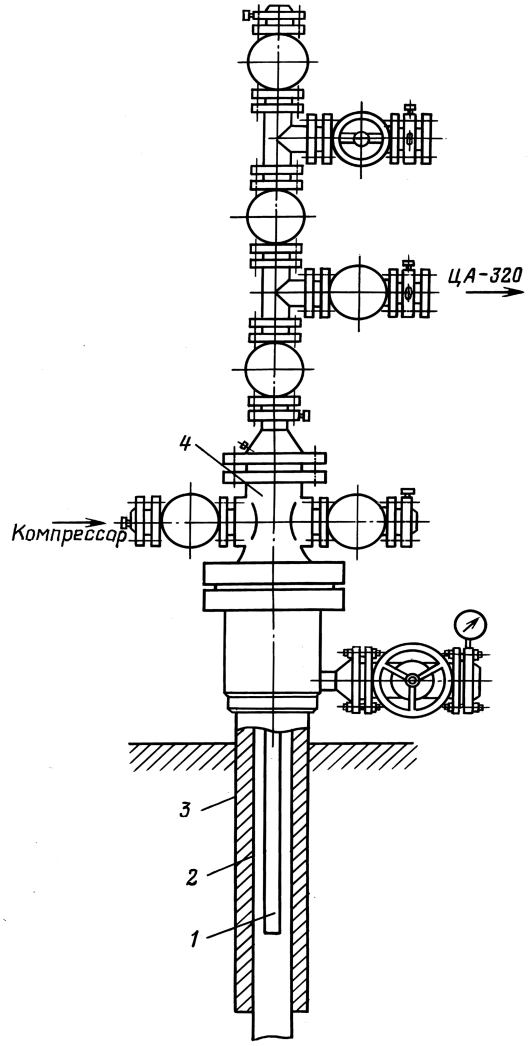


Рис. 6.33. Схема обвязки скважины компрессором и цементировочным агрегатом с целью обнаружения негерметичности в эксплуатационной колонне путем снижения уровня бурового раствора:
1 — НКТ; *2* — эксплуатационная колонна; *3* — техническая колонна; *4* — трубная головка (крестовина) АФК

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 фурфурилового 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 $м^3$/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 распакеровки 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).

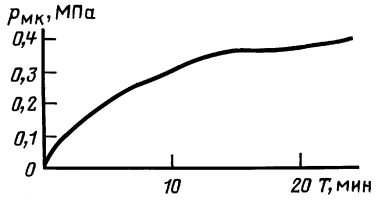


Рис. 6.34. Нарастание межколонного давления при перетоках газа через резьбовые соединения эксплуатационной колонны

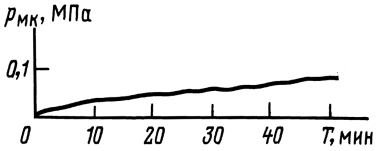


Рис. 6.35. Восстановление межколонного давления при перетоках газа по каналам между цементным камнем и колонной

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-Умецкого и Елшано-Курдюмского ПХГ разработана инструкция, включающая ряд методических приемов и способов исследования межколонных флюидопроявлений [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 м^3/сут);

газовые счетчики с верхними пределами измерения от 100 до 0,4 м^3/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:

$$V_{\text{с}} = \frac{z(V_{\text{г}} - q_{\text{пп}}T)}{10,2p_{\text{мк}} + 1,03} + V_{\text{ж}}, \qquad (6.27)$$

где $V_{\text{с}}$, $V_{\text{г}}$ и $V_{\text{ж}}$ — объемы свободного от цемента пространства МКП, выпущенного газа и жидкости соответственно, м^3; z — коэффициент сверхсжимаемости газа; $q_{\text{пп}}$ — дебит постоянного притока газа, м^3/ч; $p_{\text{мк}}$ — МКД на начало выпуска газа, МПа; T — общее время выпуска газа, ч.

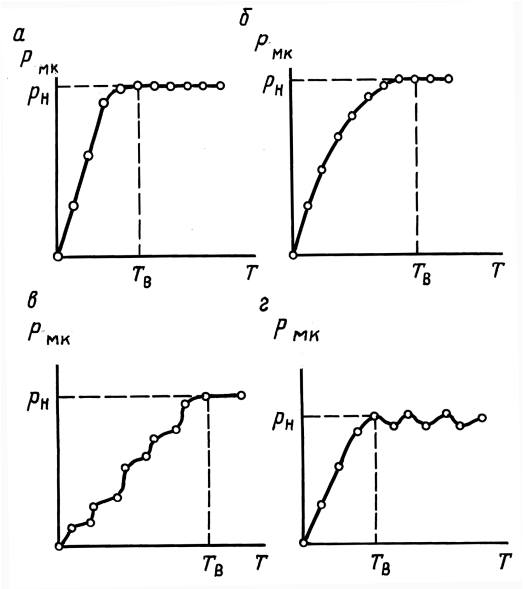


Рис. 6.36. Типы кривых накопления давления

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 $p_н$ 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 $p_{км}^2 - \lg T$ ($p_{мк}$ 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

$$П = 17 \frac{q_{пп}}{β} 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Н} \cdot \text{с}), \qquad (6.28)$$

где $q_{пп}$ — дебит постоянного притока газа, м^3/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/м^3. Готовят смесь непосредственно на скважине перед закачкой в емкости объемом не более 4 м^3. 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/м^3 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 распакеровку 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 $м^3$;

2) КБС — 2,7 $м^3$;

3) вторую разделительную пачку (чистый конденсат) — 0,5 $м^3$;

4) продавили 4,8 $м^3$ 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 распакеровки 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

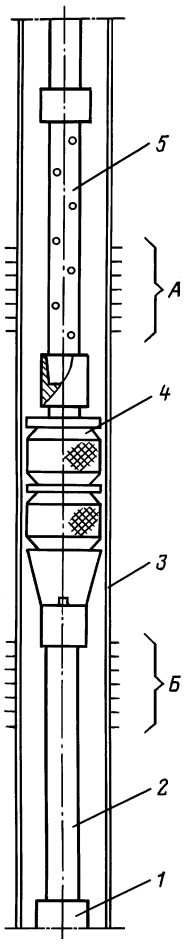


Рис. 6.37. Схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на вышележащий горизонт:
А — вышележащий горизонт; *Б* — нижележащий горизонт; *1* — обратный клапан; *2* — НКТ; *3* — эксплуатационная колонна; *4* — пакер; *5* — перфорированная НКТ

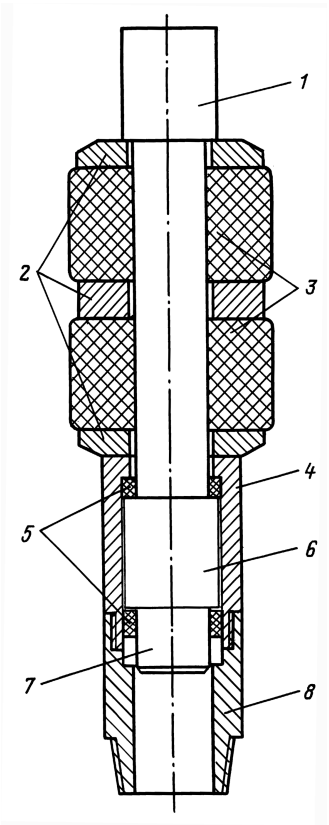


Рис. 6.38. Пакер с упором на забой:
1, 6 — патрубок НКТ с муфтами; *2* — шайбы опорные; *3* — герметизирующие элементы пакера; *4* — сальниковая коробка; *5* — герметизирующий сальник; *7* — хвостовик НКТ; *8* — удлинитель сальниковой коробки

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.

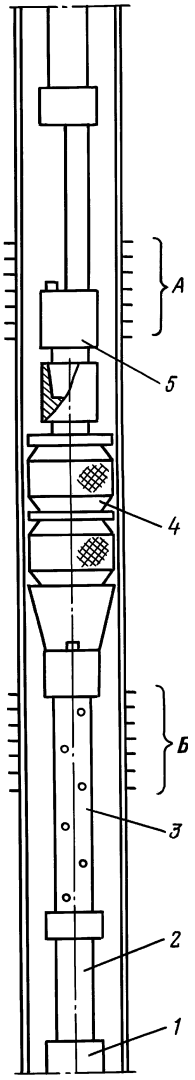
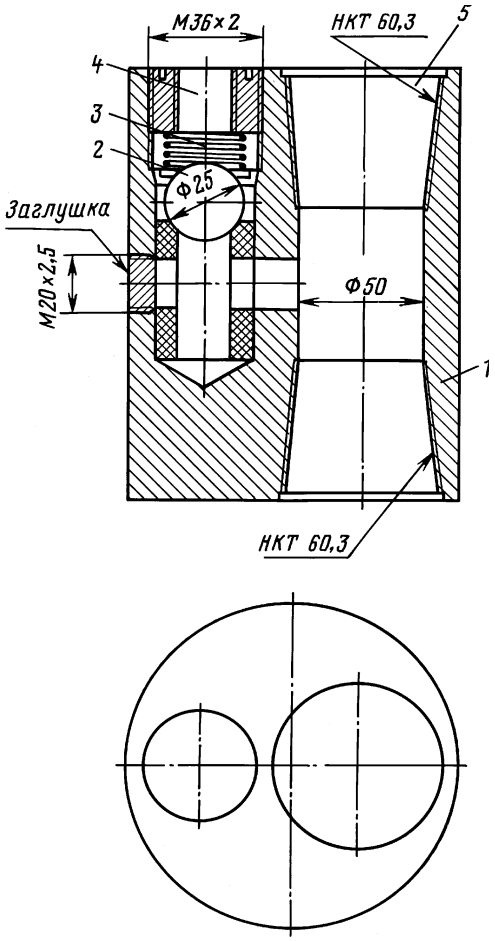


Рис. 6.39. Схема установки пакера при переходе на нижележащий горизонт:
А — вышележащий горизонт; *Б* — нижележащий горизонт; *1* — упорная муфта; *2* — НКТ; *3* — перфорированная НКТ; *4* — пакер; *5* — циркуляционный клапан

Рис. 6.40. Циркуляционный клапан:
1 — корпус клапана; *2* — шаровой клапан; *34* — 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 патрубок 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 оборудованием 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 удлиниться на величину

$$h = \int a\Delta t dl, \tag{6.29}$$

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

$$\Delta t = t_у - t_у - \frac{1}{H}[(t'_у - t_у) - (t'_з - t_з)] = \Delta t_у - \frac{1}{H}(\Delta t_у - \Delta t_з), \tag{6.30}$$

где $t_у$ — среднегодовая температура у устья скважины; $t_у'$ — температура закачиваемого горячего агента; $t_з$ — температура пласта у забоя скважины; $t_з'$ — температура у забоя при закачке горячего агента; $\Delta t_у$, $\Delta t_з$ — 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

$$h = \alpha L \Delta t_у - \frac{\alpha L^2}{2H}(\Delta t_у - \Delta t_з). \tag{6.31}$$

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

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

откуда

$$P = \alpha EF \Delta t_у - \frac{\alpha EFL}{2H}(\Delta t_у - \Delta t_з). \tag{6.32}$$

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]:

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

где $\Delta t_{ц}$ и $\Delta t_{у}$ — 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 $\Delta t_{ц}$, 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 задавили водой и перевели на буровой раствор плотностью 1150 кг/м^3, 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:

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

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:

$$\Delta l_{\text{р}} = \frac{PL}{EF},$$

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

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

$F = 0{,}785(16{,}8^2 - 14{,}4^2) = 58{,}78$ см^2 $= 0{,}0059$ м^2;

E $-$ модуль упругости Юнга, равный $2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см^2;

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

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.

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

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.

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

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 труболовки 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 К (345 °С) и $p_{\text{р}}$ — 16 МПа. Изготавливает завод

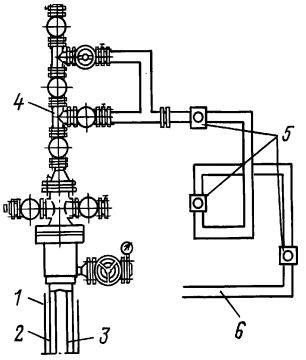


Рис. 6.41. Схема обвязки фонтанной арматуры с газопроводом при помощи шарнирно-поворотного устройства:
1 — кондуктор диаметром 324 мм; *2* — промежуточная колонна диаметром 245 мм; *3* — эксплуатационная колонна диаметром 168 мм; *4* — фонтанная арматура АФК 3-65 × 21; *5* — шарнирно-поворотное устройство; *6* — газопровод

"Нефтетерммаш", 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

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

где E — модуль упругости, кг/см^2; F_1 и F_2 — площади поперечного сечения колонн, см^2; 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 видоизмененной 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 м^3 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.