

622.24

Г13

**БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ
БУРОВЫХ РАБОТ
С ПРИМЕНЕНИЕМ
ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ**

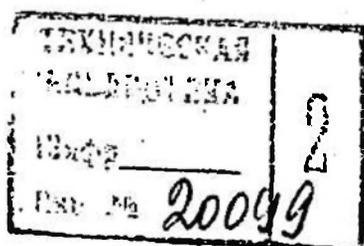
Г. С. Газарян

77 20052.

Г. С. ГАЗАРЯН

62224
Г/13

БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1970

Безопасное ведение буровых работ с применением газообразных агентов. Газарян Г. С. М., Изд-во «Недра», 1969, стр. 170.

В книге описана специфика бурения скважин с продувкой забоя газообразными агентами и даны рекомендации по обеспечению безопасных условий при проходке скважин.

Особое внимание уделено взрывобезопасности, пожарной безопасности, предупреждению загрязнения атмосферы буровой частицами выбуренной породы. 1

Рассмотрены требования безопасности при бурении с продувкой газообразными агентами, при проведении спуско-подъемных операций, вскрытии продуктивного горизонта, сдаче скважин в эксплуатацию.

Таблиц 17, иллюстраций 50, библиография — 79 названий.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Характерной особенностью бурения скважин с продувкой газообразными агентами является практически полное отсутствие давления столба промывочного агента в скважине и глинистой корки на ее стенках, в результате чего газо- и нефтеносные пропластки даже с малым пластовым давлением легко проявляются. При бурении с продувкой воздухом это способствует образованию в скважине газозооушной смеси, которая при наличии в ней газа в пределах взрывоопасных концентраций и источника воспламенения может взорваться.

Другой характерной особенностью бурения с продувкой газообразными агентами является вынос основной массы шлама из скважины в виде пыли, которая загрязняет атмосферу буровой и близлежащей местности.

Наиболее ответственным этапом бурения скважины с использованием газообразных агентов являются спуско-подъемные операции в период заканчивания скважины. В условиях вскрытых пластов высокого давления и при отсутствии специального оборудования на устье колонна бурильных труб во время подъема может быть выброшена из скважины.

При бурении с использованием газообразных агентов применяется специальное оборудование, изменяется обвязка наземного оборудования и устья скважины и т. д. В связи с этим необходимо монтаж, демонтаж и эксплуатацию их рассмотреть с точки зрения техники безопасности.

Значительное место в книге уделено результатам исследований, проведенных ВНИИТБ в области создания безопасных условий бурения скважин с использованием газообразных агентов, выполненных под руководством и при участии автора.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность А. О. Межлумову за ценные замечания, высказанные при просмотре и редактировании книги.

ОБВЯЗКА НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТЬЯ СКВАЖИНЫ .

При бурении скважин с продувкой газообразными агентами в обвязке наземного оборудования и устья скважины применяются дополнительное оборудование и КИП: компрессорные установки (рабочие и дожимные), дозирующие устройства для ввода поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нагнетательный трубопровод (при борьбе с водопритоками), устройства, герметизирующие устье скважины, шламоуловители, газоанализаторы и т. д. Расположение и обвязка этого оборудования с основными элементами буровой установки должны отвечать требованиям безопасного ведения буровых работ.

Компрессорные установки должны подключаться к нагнетательному трубопроводу параллельно, а дожимные — последовательно. При размещении компрессорных установок на площадке следует учитывать преобладающее направление ветра, с тем чтобы исключить возможность засасывания компрессорами пыли, выносимой из скважины, и выхлопных газов, поступающих от дизельного привода компрессорной установки.

Размещение компрессорных установок должно обеспечивать их лучшее охлаждение в процессе эксплуатации. Компрессоры следует располагать таким образом, чтобы потоки воздуха, нагретые после охлаждения радиатора какого-либо компрессора, не попадали к всасывающей линии соседних компрессорных установок. Расстояние между компрессорными установками должно быть не менее 2 м.

При размещении компрессорных установок на площадке не допускается установка их под линиями электропередач и в охранной зоне ЛЭП.

Компрессорные установки должны оборудоваться предохранительными клапанами, автоматически сбрасывающими воздух в атмосферу при повышении давления в системе выше допустимого. При отсутствии дистанционного управления отключением компрессорной установки с поста бурильщика и сигнализации между бурильщиком и компрессорщиком компрессорные установки следует размещать в поле зрения бурильщика.

Дозирующий насос, предназначенный для подачи в скважину ПАВ, подключается непосредственно к нагнетательному воздушному трубопроводу. Он должен устанавливаться в месте, обеспечивающем удобство его обслуживания.

На нагнетательном воздушном трубопроводе в местах присоединения компрессорных установок, дожимного компрессора и дозирующего насоса устанавливаются обратные клапаны, исключающие возможность выхода из строя этих установок в случае внезапного повышения давления в системе.

Нагнетательный воздушный трубопровод должен выдерживать максимальное давление, развиваемое компрессорами, и обеспечивать герметичность в местах соединения, минимальные потери давления при движении газообразных агентов, удобство сборки, разборки и транспортировки.

Для регистрации расхода газообразного агента на нагнетательном воздушном трубопроводе необходимо устанавливать расходомер.

Нагнетательный воздушный трубопровод должен размещаться таким образом, чтобы не мешать доступу к буровой установке транспортных средств. В местах переезда транспорта через трубопровод последний следует заглубить в стальном патроне в землю. На месте переезда должен быть установлен дорожный знак.

Чтобы предотвратить скопление конденсата, нагнетательный трубопровод необходимо укладывать с уклоном не менее 1:300 в сторону движения воздуха. В месте соединения нагнетательного воздушного трубопровода со стояком следует предусмотреть устройство для слива конденсата. Продувочный отвод устройства

должен быть направлен в специальный сборник, исключая загрязнение окружающей территории конденсатом.

Нагнетательный воздушный трубопровод желательно соединять с выкидным трубопроводом специальной линией, предназначенной для создания подсоса у устья скважины путем перепуска части сжатого воздуха из нагнетательного трубопровода в выкидной, чтобы исключить оседание шлама, жидкости и образование шламовых пробок в выкидном трубопроводе, а также улучшить условия герметизации устья скважины. Помимо этого, при наращивании колонны бурильных труб перепускная линия позволяет направлять воздух из нагнетательного трубопровода в выкидной, когда целесообразно отключать компрессоры. Это обеспечивается закрытием задвижки, установленной на нагнетательном воздушном трубопроводе в месте присоединения его к стояку, и открытием задвижки, установленной на перепускной линии.

К стояку должен быть подсоединен нагнетательный трубопровод высокого давления от буровых насосов, предназначенный для глушения скважины. Обязан буровых насосов и устья скважины также должна предусматривать возможность глушения скважины через затрубное пространство.

От устья скважины прокладывается выкидной трубопровод, по которому воздух с выбуренной породой, жидкостью и ПАВ отводится от буровой установки. При этом необходимо учитывать преобладающее направление ветра, чтобы исключить попадание выносимой из скважины пыли и других производственных выбросов на территорию буровой установки. Шлам по выкидному трубопроводу следует направлять в огражденный котлован. Объем котлована должен быть не менее объема ствола скважины, проходка которой намечается с использованием газообразных агентов.

Площадь поперечного сечения выкидного трубопровода должна быть равной площади поперечного сечения затрубного пространства. При уменьшении площади поперечного сечения выкидного трубопровода возрастут аэродинамические сопротивления, вследствие чего может нарушиться герметизация устья, что вызовет пропуск пыли и газа на рабочую площадку и тем самым

ухудшит условия труда рабочих буровой бригады. При увеличении площади поперечного сечения выкидного трубопровода уменьшится скорость воздушного потока при переходе из затрубного пространства скважины в выкидной трубопровод, в результате чего крупные частицы шлама будут выпадать в выкидном трубопроводе. Это может привести к полному или частичному зашламлению трубопровода.

Чтобы предотвратить разрушение выкидного трубопровода от вибрации и исключить возможность несчастных случаев в момент выхода его из строя, последний следует закреплять в нескольких местах.

Выкидной трубопровод обвязки устья должен быть по возможности прямолинейным, длина его определяется условиями проходки скважины, чтобы исключить возможность запыления и загазованности атмосферы буровой установки.

При бурении с продувкой газом конец выкидного трубопровода оборудуется устройством для поджигания газа. Площадь у зоны горения факела должна быть очищена от травы, кустарника и деревьев для предотвращения возможности возникновения пожара.

Выкидной трубопровод следует снабжать отводом, предназначенным для направления шлама в шламоотборник с целью отбора образцов выбуренной породы для геологического анализа. Выходящие из скважины шлам и жидкость направляются в специально вырытый котлован.

При бурении с продувкой воздухом для контроля за наличием газа в выходящем из скважины потоке воздуха в выкидном трубопроводе должен быть предусмотрен отвод к датчику газоанализатора, показывающий прибор которого необходимо располагать на рабочей площадке буровой установки в поле зрения бурильщика.

В настоящее время при бурении скважины с использованием газообразных агентов в зависимости от назначения скважины, способа бурения, вида циркуляционного агента, гидрогеологических условий бурения и т. д. применяются различные схемы обвязки наземного оборудования устья скважин.

На рис. 1 изображена принципиальная схема обвязки специального наземного оборудования и КИП для

бурения глубоких скважин с продувкой воздухом применительно к различным геологическим условиям [36].

Воздух от компрессорной группы 1 по выкидным линиям компрессоров 2 через задвижку 3, обратный

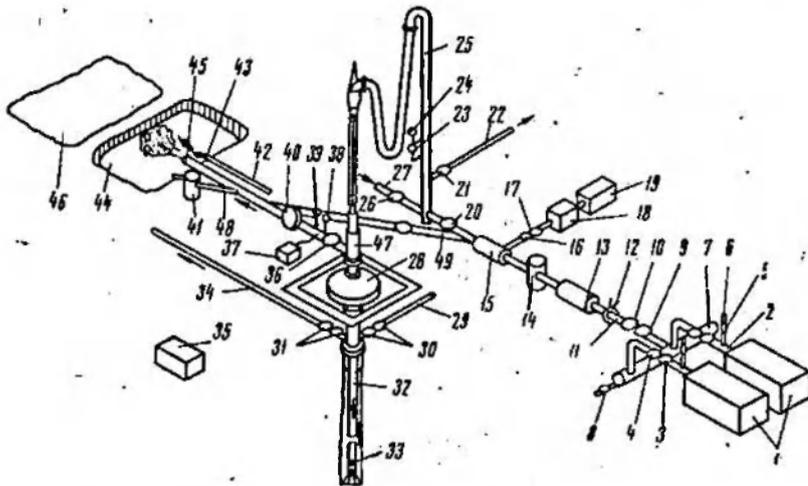


Рис. 1. Принципиальная схема обвязки специального наземного оборудования и КИП для бурения глубоких скважин с продувкой воздухом в различных геологических условиях.

1 — компрессорная группа; 2 — выкидная линия компрессора; 3 — задвижка; 4 — обратный клапан; 5 — задвижка; 6 — сбросовая воздушная линия; 7 — воздухохорный коллектор; 8 — вентиль; 9 — задвижка; 10 — обратный клапан; 11 — нагнетательная воздушная линия; 12 — расходомер воздуха; 13 — холодильник; 14 — влагомаслоотделитель; 15 — смеситель; 16 — обратный клапан; 17 — задвижка; 18 — дозирующий насос; 19 — емкость с ПАВ; 20, 21 — задвижки; 22 — сбросовая воздушная линия; 23 — манометр; 24 — термометр; 25 — стояк; 26 — задвижка; 27 — нагнетательная линия от буровых насосов; 28 — преентор; 29 — линия для глушения скважины; 30, 31 — задвижки; 32 — бурильные трубы; 33 — обратный клапан; 34 — линия из межтрубного пространства; 35 — пульт управления превенторами; 36 — задвижка; 37 — газоанализатор; 38 — мановакуумметр; 39 — термометр; 40 — вентилятор; 41 — шламоуловитель; 42 — газопровод; 43 — горелка; 44 — амбар; 45 — выкидная воздушная линия; 46 — амбар для сбора пластовых вод; 47 — вращающийся превентор; 48 — отводной патрубков; 49 — перепускная линия.

клапан 4 подается в воздухохорный коллектор 7, откуда по нагнетательной воздушной линии 11, на которой смонтированы холодильник 13, влагомаслоотделитель 14, смеситель 15 и дозирующее устройство 18, поступает через стояк, буровой шланг, вертлюг, ведущую и бурильные трубы, обратный клапан и долото на забой скважины. На выкидной линии компрессоров имеются сбросовая воздушная линия 6 и задвижка 5. В коллекторе имеется вентиль 8 для сброса конденсата.

Очищая забой от выбуренной породы и охлаждая долото, воздух через систему затрубное пространство — выкидной трубопровод выносит шлам в амбар 44.

На рис. 2 представлена принципиальная монтажная схема обвязки специального наземного оборудования и КИП для бурения глубоких скважин с продувкой природным газом.

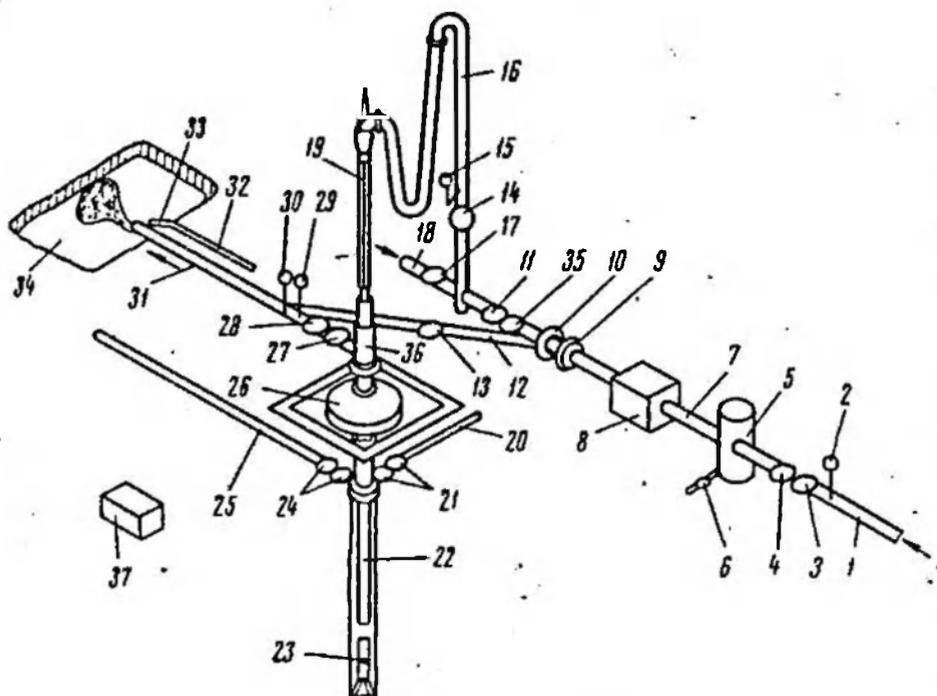


Рис. 2. Принципиальная схема обвязки специального наземного оборудования и КИП для бурения глубоких скважин с продувкой природным газом.

1 — питающая линия высокого давления; 2 — манометр; 3 — редуцирующий клапан; 4 — задвижка; 5 — сепаратор; 6 — спускная линия; 7 — нагнетательный газопровод; 8 — газоподогревающее устройство; 9 — газовый счетчик; 10 — расходомер; 11 — обратный клапан; 12 — обводная линия; 13 — задвижка; 14 — редуцирующий вентиль; 15 — манометр; 16 — стояк; 17 — задвижка; 18 — нагнетательная линия от буровых насосов; 19 — шестигранная ведущая труба; 20 — линия для глушения скважины; 21 — задвижка; 22 — буровые трубы; 23 — обратный клапан; 24 — задвижка; 25 — линия из междрубногo пространства; 26 — преенторы; 27 — задвижка; 28 — обратный клапан; 29 — термометр; 30 — манометр; 31 — выкидная линия; 32 — газопровод; 33 — горелка; 34 — амбар; 35 — задвижка; 36 — вращающийся преентор; 37 — пульт управления преенторами.

КИП для бурения глубоких скважин с продувкой природным газом.

Природный газ к буровой установке может быть подведен либо непосредственно из близко расположенной скважины, либо от промышленной сети, либо из магистрального газопровода. В том случае, если давле-

ние подводимого газа недостаточно для бурения, применяется дожимной газовый компрессор, устанавливаемый примерно в 60—80 м от буровой установки. При расположении этого компрессора руководствуются теми же соображениями, что и при монтаже компрессорных установок для бурения с продувкой воздухом.

Перед входом питающей линии высокого давления 1 в нагнетательную линию манифольдной обвязки 7 устанавливают редуцирующий клапан 3, снижающий давление подводимого газа до рабочего. Клапан, так же как и задвижку 4, служащую для перекрытия нагнетательной линии, устанавливают на безопасном расстоянии от буровой установки (на расстоянии высоты вышки, но не менее 45 м) в легкодоступном месте, с тем чтобы в случае пожара можно было прекратить подачу газа в скважину. Количество подаваемого в скважину газа регулируется с помощью редуцирующего вентиля 14 на стояке.

Поступающий в скважину газ очищается от конденсата и других примесей в сепараторах 5. Отделенные от газа вещества сбрасываются через спускную линию 6. В некоторых случаях газ после выхода из сепаратора направляется в газоподогревающее устройство 8 для осушки, откуда поступает в нагнетательный газопровод 7.

Диаметр нагнетательного газопровода 7 должен быть рассчитан на возможность подачи несколько повышенного против нормального расхода газа. Эта линия соединяется со стояком на полу вышки, в ней монтируются обратный клапан 11 и задвижка 35. Перед задвижкой в нагнетательный газопровод врезается обводная линия 12, соединяющаяся с выкидной линией 31, которая служит для быстрого отвода газа от циркуляционной системы скважины. Нагнетательные газопроводы, как правило, прокладывают под землей.

Из скважины газ с выбуренной породой поступает в выкидную линию 31. Выходящий из этой линии газ либо сжигается в факеле, либо после очистки от выбуренной породы утилизируется для последующего использования на продувку скважины.

К концу выкидной линии подводится 51-мм газопровод, оканчивающийся горелкой, с помощью которой поджигается выходящий в атмосферу газ. Перед вхо-

дом газа в эту линию из скважины монтируются задвижка 27 и обратный клапан 28, препятствующие попаданию газа в скважину в случае переключения его через обводную линию в выкидной трубопровод.

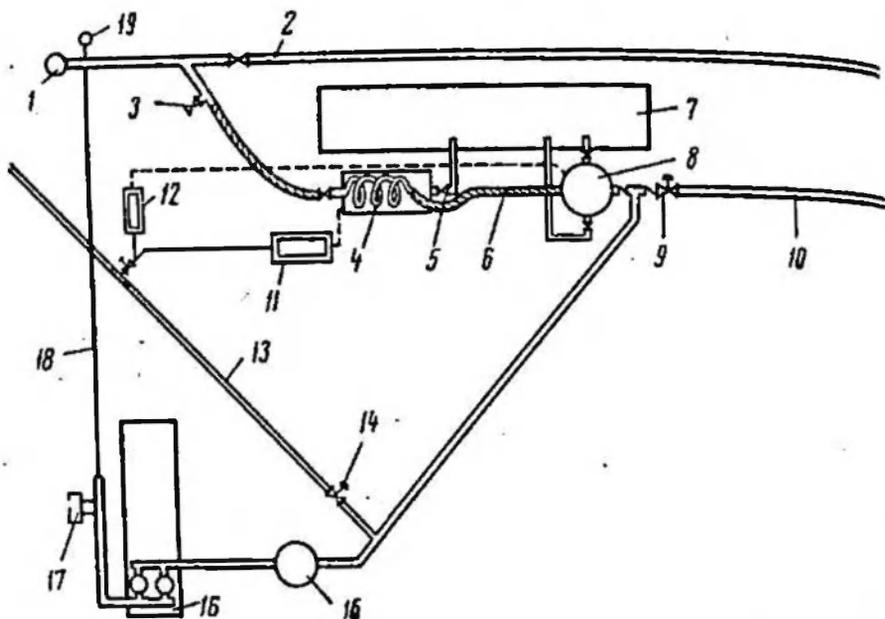


Рис. 3. Схема обвязки специального наземного оборудования для бурения скважин по замкнутой системе циркуляции.

1 — скважина; 2 — выкидная линия; 3 — отвод для отбора проб; 4 — пылеочиститель; 5 — разгрузочный клапан; 6 — шланг; 7 — прием; 8 — сепаратор; 9 — регулятор низкого давления; 10 — выкидная линия (к факелу); 11 — насос; 12 — регулятор; 13 — газовая линия; 14 — регулятор высокого давления; 15 — влагоотделитель; 16 — компрессор; 17 — газовый счетчик; 18 — магнетательная линия; 19 — стояк.

Так же как и при бурении с продувкой воздухом, в бурильных трубах устанавливают обратный клапан 21. Для бурения с продувкой газом обычно используют шестигранную рабочую трубу 19, так как она вызывает меньший износ резиновых элементов герметизирующего оборудования.

В поле зрения бурильщика для контроля за процессом бурения должны быть обязательно установлены два показывающих манометра 2 и 15, один из которых подключается к газопитающей линии высокого давления, а другой — к стояку. Кроме того, на магнетательной линии устанавливается газовый счетчик 9 или расходомер газа 10, а на выкидной линии — термометр 22 и манометр 23, по показаниям которых судят о процессе бурения скважины.

На рис. 3 представлена схема обвязки специального наземного оборудования для замкнутой системы циркуляции газа, примененная при бурении скважины Адамс-Стейт фирмой «Мобил ойл». [58]. Эту систему целесообразно также использовать в тех районах, где имеются небольшие запасы газа и когда в качестве циркулирующих агентов при бурении используют отработанные выхлопные газы от двигателей внутреннего сгорания, или инертные газы, азот и др.

Требования безопасности к трубопроводам

Все газоздушные трубопроводы от компрессора до буровой установки должны прокладываться из цельнотянутых труб высокого давления. Если для этой цели используются старые трубы, то их до прокладки следует подвергнуть гидравлическому испытанию.

Трубы и другие элементы обвязки наземного оборудования и устья скважины должны испытываться гидравлическим давлением на полуторакратное максимальное рабочее давление, предусмотренное техническим проектом скважины. Результаты испытаний оформляются актом. В тех случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно, разрешается заменять гидравлическое испытание пневматическим (воздухом или другим инертным газом) при таком же пробном давлении. В этих случаях испытание должно быть проведено с соблюдением мер предосторожности в присутствии инспектора Котлонадзора.

Если при испытании или осмотре действующего трубопровода будут обнаружены дефекты, неисправный участок трубопровода следует заменить.

Прокладка трубопроводов может производиться на фланцевых, муфтовых или быстроръемных соединениях. Вместо указанных соединений разрешается сваривать трубы встык газовой или электродуговой сваркой. Сварка должна производиться согласно правилам Котлонадзора. Трубопроводы встык разрешается сваривать только на прямой их части.

Трубопроводы следует располагать так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и ремонта. При расположении их под полом настил пола не должен лежать на трубах,

В случае прокладки трубопроводов в земле (в траншеях) необходимо устройство смотровых колодцев в местах фланцевых, муфтовых или быстросъемных соединений.

При прокладке трубопроводов через неогнестойкие пол или обшивку фонаря вышки они должны быть изолированы в месте прохода слоем огнестойкой изоляции толщиной не менее 10 см.

При монтаже нагнетательного трубопровода необходимо предусмотреть свободное температурное удлинение, чтобы предупредить выпучивание трубопровода и расстройство его соединений. Все изгибы и закругления трубопроводов выполняются гнутыми отводами. Если угол поворота на трубопроводах большого диаметра меньше 90°, разрешается сваривать закругление из отдельных секций.

Допускается следующий наименьший радиус загиба отводов:

а) при загибании трубы с предварительной набивкой песком и нагревом — не менее 3,5 диаметров трубы;

б) при загибании трубы на специальном станке без набивки песком в холодном состоянии — не менее 5 диаметров трубы;

в) при загибании труб в полурифленные со складками с одной стороны отводы и колена без набивки песком при помощи нагрева газовой горелкой — не менее 2,5 диаметров трубы.

Во избежание расстройства соединений и разрушения нагнетательных трубопроводов от вибраций они должны быть закреплены. При этом должна обеспечиваться возможность свободного температурного удлинения трубопровода.

Укладка трубопроводов от компрессорных установок иногда осуществляется на высоких стоечных опорах. Высокие опоры значительно снижают динамическую устойчивость и увеличивают возможность появления резонанса в системе трубопроводов.

Трубопроводы необходимо размещать на опорах и подвесках, рассчитанных на собственный вес трубопровода, напор ветра, а также вес ледяной корки. неподвижные опоры должны быть рассчитаны на дополнительное усилие, возникающее при температурной деформации трубопровода.

Для предупреждения взрыва прокладывать нагнетательный трубопровод вблизи открытого огня или теплоизлучающей аппаратуры воспрещается. Трубопроводы должны быть надежно ограждены от случайного соприкосновения с электропроводами.

Нагнетательный трубопровод следует прокладывать таким образом, чтобы отсутствовали прогибы, где может скопиться масло, применяемое для смазки цилиндров компрессоров, которое под действием температуры нагнетаемого воздуха может интенсивно испаряться и насыщать воздух масляными парами до образования взрывоопасной смеси.

Коммуникации компрессора необходимо строить с возможно меньшим числом вентилях, фланцевых, муфтовых и быстросъемных соединений, являющихся источниками утечек рабочего агента и очагами скопления нагаров. Все фланцевые соединения трубопроводов от компрессора должны собираться на паронитовых, асбестовых или клингеритовых прокладках. Уплотнительную поверхность фланцев для соединения трубопроводов, а также материал и конструкцию прокладок для фланцевых соединений следует принимать с учетом давления и температуры среды в соответствии с данными табл. 1 [10].

Таблица 1

Материал прокладки	Применение прокладок			
	при температуре среды, °С		при давлении среды в кг/см ² при уплотнительной поверхности фланцев типа	
	от	до	гладкая	выступ — впадина
Паронит марок ЛИ, ЛВ	-50	+375	25	40
Паронит марки У	-50	+450	25	50
Паронит марки УВ	-50	+425	25	60
Асбест листовой	—	+450	15	—

Устанавливаемая на трубопроводах запорная и регулирующая арматура должна быть легко доступна для обслуживания. При установке арматуры на высоте

более 1,8 м необходимо устраивать лестницы и площадки.

Запорная арматура, для открытия которой требуется большое усилие, должна снабжаться байпасом и механическим, электрическим или пневматическим приводом.

Дистанционное управление запорными устройствами следует располагать в безопасных местах. На случай неисправности дистанционного управления трубопроводы должны иметь запорные приспособления, закрывающиеся вручную.

Все краны должны иметь ясное обозначение положения пробки крана в виде черты, глубоко нанесенной на торцовой ее части и окрашенной белой краской. Если указанными способами нельзя обозначить положение крана, следует применять стрелки-указатели или надписи, обозначающие положение кранов, а также вентиля и запорных приспособлений. Необходимо периодически проверять работоспособность всех запорных устройств, устанавливаемых на трубопроводах. Запрещается применять ломы, трубы и тому подобные рычаги для открывания или закрывания задвижек, вентиля и кранов.

На нагнетательном трубопроводе должен устанавливаться влагомаслоотделитель с автоматической или ручной продувкой его от конденсата. Место установки влагомаслоотделителя должно быть легко доступным для обслуживания и утеплено для защиты от действия температуры окружающей атмосферы. В случае замерзания влагомаслоотделителя обогревать его разрешается только горячей водой или паром, но не открытым пламенем.

Все устройства для отвода скапливающихся масла и воды должны быть в полной исправности и регулярно проверяться обслуживающим персоналом.

Трубопроводы не должны прокладываться под линиями электропроводов во избежание случайного соприкосновения с ними при провисаниях, обрывах и др.

Для контроля за давлением подаваемых в скважину воздуха или газа на нагнетательном трубопроводе должен быть установлен манометр.

При монтаже и ремонтах трубопроводов необходимо следить за тем, чтобы в них не осталось каких-либо посторонних предметов, — особенно легковоспламеняю-

щихся, как, например: тряпки, концы, дерево, картон и пр.

Следует периодически очищать нагнетательный трубопровод от масляных наслоений.

Ледяную пробку, образовавшуюся в трубопроводе, можно разогреть горячей водой или паром. Применять открытый огонь для разогрева ледяной пробки не разрешается. Ледяную пробку в лопнувшем трубопроводе при наличии в нем газа под давлением следует разогревать только после предварительного отключения трубопровода от системы подачи.

Обслуживающий персонал обязан знать схему трубопроводов, назначение каждого узла, уметь их обслуживать и ремонтировать. Поэтому целесообразно производить отличительную окраску трубопроводов буровой установки в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 2.

Таблица 2

Наименование веществ, транспортируемых по трубопроводу	Цвет окраски трубопроводов и отличительные знаки
Вода горячая	Зеленый с красными полосами
Вода питьевая (хозяйственная)	Зеленый без полос
Вода производственно-техническая (промышленная)	Черный без полос
Конденсат водяной	Зеленый с синими полосами
Насыщенный пар острый	Красный с желтыми полосами
Нефть, топливо	Темно-коричневый с красными полосами
Вода (пожарный водопровод)	Оранжевый без полос
Азот	Черный с коричневыми полосами
Сжатый воздух	Серый
Углекислота	Синий
Газ	Темно-зеленый

Окраска трубопроводов в отличительный цвет может производиться как по телу труб, так и по их изоляции.

У запорных приспособлений на трубопроводе стрелкой показывается направление движения продукта. Стрелка наносится тем же цветом, что и полосы, а при отсутствии полос — белым или черным цветом. Отличительные полосы во всех случаях наносятся в поперечном направлении. Ширина цветного кольца при наружном

БЕЛОРУССКАЯ
1970

2

диаметре трубопровода или изоляции до 150 мм равно 50 мм, от 150 до 300 мм — 70 мм, более 300 мм — 100 мм. Расстояние между кольцами может быть принято равным 1—2 м.

Обвязка оборудования устья скважины должна предусматривать возможность глушения скважины в аварийных случаях. Если при бурении с применением газообразных агентов на большую глубину в разрезе скважины могут

Оборудование устья скважины

Основные требования безопасности, предъявляемые к оборудованию устья скважины и подвышечным сооружениям, сводятся к следующему.

Устьевое оборудование должно исключать возможность поступления из скважины в буровую рабочего агента со шламом и пластовой жидкостью; сдерживать напор восходящего по затрубному пространству газозо-воздушного потока, направляя его в выкидной трубопровод; обеспечить легкость монтажа; иметь минимально возможные габариты, особенно высотные; обеспечивать быстроту перекрытия устья как автоматически под действием давления в скважине, так и при механическом воздействии с помощью пневматического, гидравлического, электрического или ручного привода с дистанционным управлением.

Уплотнительный элемент устройства, герметизирующего устье скважины, должен обеспечивать абсолютную герметизацию устья, обладать высокой стойкостью и упругостью и не допускать остаточную деформацию.

Высотные габариты подвышечного основания должны обеспечивать свободное размещение превенторов, пьедестала, крестовин и устройств, герметизирующих устье скважины.

Размещение несущих опор подвышечного основания должно обеспечивать свободный доступ к оборудованию устья и выкидному трубопроводу для удобства монтажных и ремонтных работ.

В зависимости от возможных условий проходки скважины (отсутствие газонефтяных и напорных пластов, наличие в разрезе горизонтов с небольшим пластовым давлением или наличие зон с высокими пластовыми давлениями) применяется различное устьевое оборудование.

С точки зрения техники безопасности оборудованию устья скважины должно быть уделено серьезное внимание.

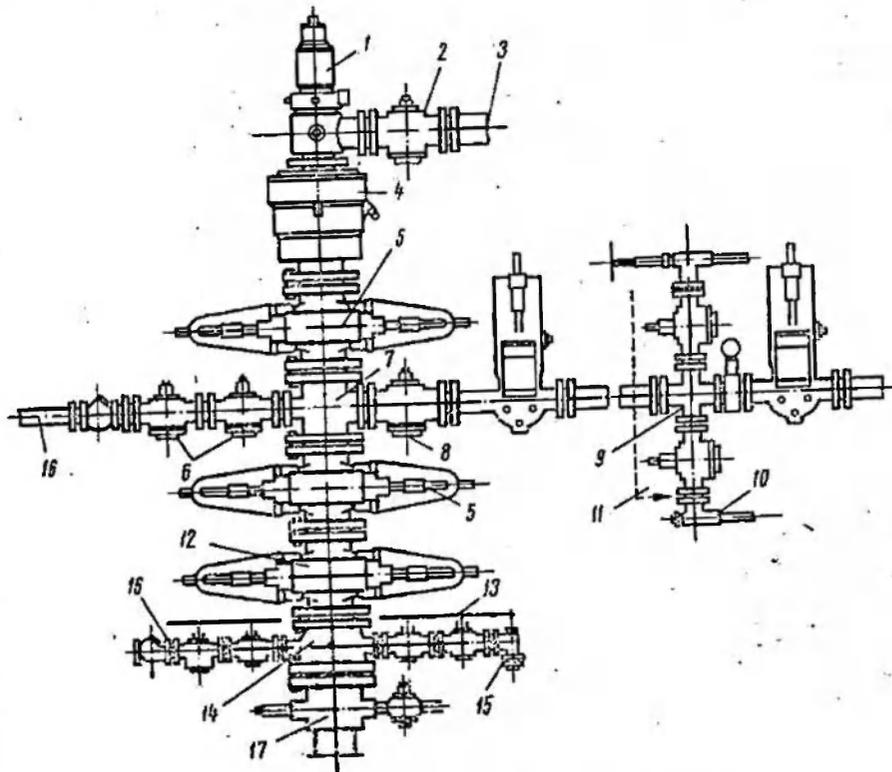


Рис. 4. Схема обвязки устья скважины, предназначенная для бурения в условиях наличия в разрезе зон с высоким пластовым давлением.

1 — вращающийся превентор; 2 — задвижка; 3 — выкидная линия диаметром 178 мм; 4 — универсальный превентор; 5 — превентор с трубными плашками; 6 — 102-мм задвижка; 7 — крестовина; 8 — 152-мм задвижка; 9 — крестовина 6×6×3×3; 10 — система штуцеров; 11 — территория за пределами буровой установки; 12 — превентор с глухими плашками; 13 — верх шахты под полом вышки; 14 — переходная крестовина; 15 — аварийный штуцер, расположенный вблизи желоба; 16 — аварийная линия — для глушения скважины; 17 — колонный фланец.

Если встретятся горизонты с высокими пластовыми давлениями, то целесообразно применять обвязку устья, показанную на рис. 4 [36], и превенторы, рассчитанные на большие рабочие давления (до 350 кг/см² и более). Как видно из рис. 4, сверху установлен вращающийся превентор, предназначенный для герметизации устья скважины при бурении, проработке ствола, создании

циркуляции и других операциях. К отводу вращающегося превентора присоединяется выкидная воздушная линия 3 с задвижкой (автоматическим приводом).

Непосредственно под вращающимся превентором монтируют универсальный превентор 4, который автоматически герметизирует устье скважины под давлением в ней. Ниже устанавливают стационарный превентор 5 с плашками для бурильных труб, предназначенный для перекрытия скважины, когда в ней находятся бурильные трубы и требуется через отвод 16 (для глушения скважины), соединенный с крестовинами 7 и 14 в случае нефтегазопроявления закачать утяжеленную промывочную жидкость.

Под крестовиной монтируют либо два превентора соответственно с трубными и глухими плашками, либо один сдвоенный превентор с таким же набором плашек.

Все это герметизирующее оборудование устанавливают на оборудовании устья обсадных труб, которое монтируют в шахте 13 под полом буровой вышки. Основными элементами оборудования устья являются переходная крестовина 14, колонный фланец 17, аварийная линия 16, подводящая промывочную жидкость для глушения скважины, и аварийный штуцер 15, направленный в желоб.

В настоящее время Азипмашем проводятся промышленные испытания вращающегося превентора типа 2ПВ-205/200 для бурения скважин при давлении в за трубном пространстве до 200 кг/см^2 . Его конструкция принципиально не отличается от приведенной на рис. 5. Конструкция вращающегося превентора фирмы «Шеффер». Корпус 1 вращающегося превентора устанавливается на ответном фланце плашечного (универсального) превентора или обсадной колонны. К отводу через задвижку присоединяют выкидную линию. Внутри корпуса вставлена съемная головка 2, состоящая из неподвижного корпуса 3 и вращающегося патрона 4 с съемной уплотняющей манжетой 7, выполненной по определенному размеру бурильного инструмента. Закрепление съемной головки в рабочем положении или освобождение ее при необходимости подъема производится с помощью поворотного кольца 5.

Уплотняющую манжету изготавливают из высокопрочной и износостойкой (эластичной) резины или из натур

ального каучука, армируют внутри металлическими элементами, благодаря чему обеспечивается надежная герметизация устья скважины как при вращательном, так и возвратно-поступательном движении бурильной

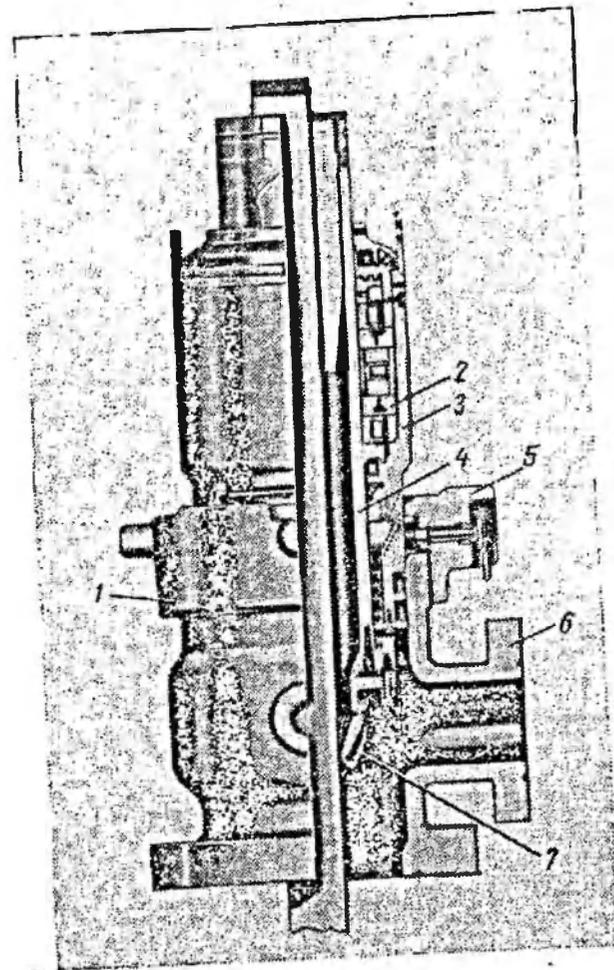


Рис. 5. Вращающийся превентор фирмы «Шеффер».

колонны. Манжета позволяет пропускать вниз и вверх замковые соединения. Для того чтобы обеспечить соосность ведущей трубы и манжеты и передать вращение патрону, в верхнюю часть последнего вставляют вкладыши, внутреннее сечение которых соответствует форме поперечного сечения ведущей трубы. При спуске и подъеме долота вращающуюся головку снимают.

Слабой частью вращающегося превентора является резиновый уплотняющий элемент. Он часто выходит из строя в результате прохождения через него бурильных замков и несмазанных бурильных труб при подъемных операциях. Для уменьшения износа

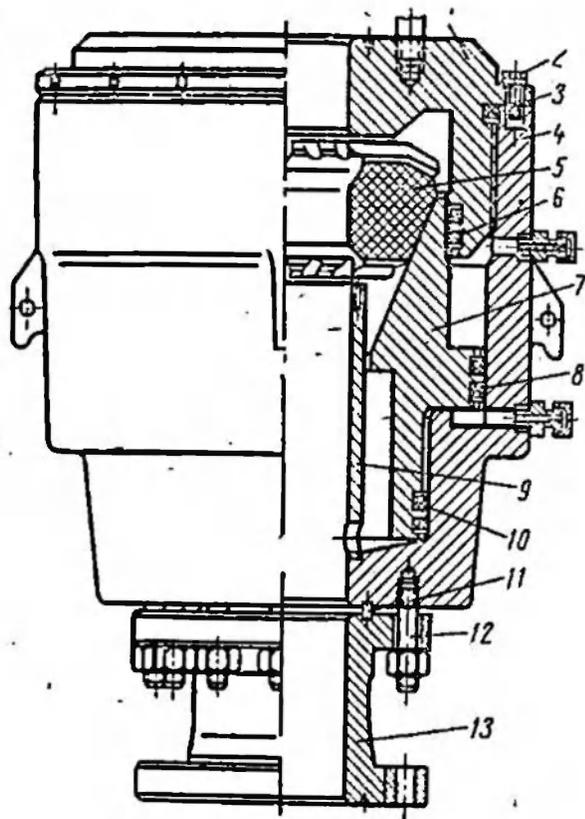


Рис. 6. Универсальный превентор ПУГ-230×320

1 — крышка; 2 — стопорный болт; 3, 6, 8, 10 — резиновая манжета; 4 — корпус; 5 — уплотнитель; 7 — плунжер; 9 — втулка; 11 — прокладка; 12 — шпилька; 13 — катушка.

является тела бурильной трубы, замкового соединения труб и ведущей трубы. Конструкцией также предусмотрена возможность полного перекрытия скважины при отсутствии в ней бурильного инструмента.

Универсальный превентор устанавливается либо на верхний фланец плащечного превентора, либо на крестовину, либо непосредственно на колонный фланец обсадных труб диаметром 194—245 мм.

Основными деталями универсального превентора являются корпус 4, крышка 1, уплотнитель 5, катушка 13 и плунжер 7. В верхней части корпуса предусмотрены резьба для крепления крышки 1 и выточка для установки резиновой манжеты 3.

Нижняя часть корпуса крепится к катушке 13. Герметичность между ними обеспечивается прокладкой 11.

Крышка фиксируется в затянутом положении стопорным болтом 2. В торец крышки упирается уплотнитель 5, выполненный из металлических элементов втуавровой формы и высококачественной резины. Уплотнитель устанавливается на втулку 9 и прижимается сверху крышкой 1.

При смене уплотнителя необходимо предохранять от механических повреждений поверхности деталей, работающих с уплотнителем и другими резиновыми элементами.

Требования безопасности к противовыбросовому оборудованию, его монтажу и эксплуатации

Перед установкой на скважине противовыбросовое оборудование проверяется на пробное давление, указанное в паспорте, с оформлением соответствующего акта.

Обвязка устья скважины противовыбросовым оборудованием является ответственной операцией. Перед началом работ по монтажу все элементы противовыбросового оборудования должны быть доставлены на буровую установку. Штурвалы или пульт управления превенторами должны быть выведены в легко доступное место в сторону от устья скважины на расстояние не менее 10 м и защищены со стороны устья щитом с навесом из досок толщиной не менее 50 мм. На щите против каждого штурвала при помощи масляной краски

вого элемента ведущую и бурильные трубы смазывают маслом, бентонитовым порошком с водой и т. п.

При установке вращающегося превентора на устье скважины необходимо центрировать его ось с осью скважины, в противном случае будет происходить интенсивный износ элементов качения превентора.

На рис. 6 представлена конструкция универсального превентора типа ПУГ-230×320, которая предусматривает герметизацию устья бурящейся скважины вокруг

стрелкой указывается направление и цифрами — числами. Выкидные трубопроводы от преверторов следует на оборотов штурвала, необходимое для полного закрытия превертора. Той же краской наносятся метки на штурвал и щите, совмещенное положение которых соответствует слив жидкости из них самотеком, и оборудовать вует полному открытию превертора.

Местоположение управления преверторами должно быть установлено манометром со свободным доступом к штурвалам со стороны буровой установки. Нельзя допускать заглубления штурвалов в котлован, так как при фонтанировании котла со штурвалами может быть залит раствором, нефтью или другой жидкостью, что затруднит или даже исключит возможность закрытия превертора.

При установке преверторов на устье скважины выкидные трубопроводы преверторов необходимо монтировать между которыми должен быть установлен манометр со шкалой на ожидаемое давление. Манометр должен быть оборудован трехходовым вентилем или краном высокого давления. Если рельеф местности не позволяет со штурвалами может быть залит раствором, нефтью или другой жидкостью, что затруднит или даже исключит возможность закрытия превертора.

При установке преверторов на устье скважины выкидные трубопроводы преверторов необходимо монтировать между которыми должен быть установлен манометр со шкалой на ожидаемое давление. Манометр должен быть оборудован трехходовым вентилем или краном высокого давления. Если рельеф местности не позволяет со штурвалами может быть залит раствором, нефтью или другой жидкостью, что затруднит или даже исключит возможность закрытия превертора.

При открытом фонтанировании нередко фундаментах, запрещается размещать под полом вышки и укладочные основания бурового оборудования дадут провалиться на землю. Выкидные трубопроводы должны быть без поворотов, изгибов во избежание проедания кидных трубопроводов преверторов. При этом сварные соединения их часто нарушаются, что вызывает дополнительные осложнения при работе по ликвидации открытого фонтанирования. В случае образования свищей. В связи с этим колодезные фланцы, предназначенные для установки противовыбросового оборудования, следует монтировать на резьбе со смазкой специальным клеем или на резьбе с последующим закреплением фланца электросваркой. Узлы противовыбросового оборудования должны соединяться при помощи резьб и фланцевых соединений. Соединять узлы противовыбросового оборудования с помощью сварки не разрешается.

Противовыбросовое оборудование часто испытывает высокие давление и температуру, а жидкость, поступающая из пласта, содержит в себе различные соли, что разрушительно действует на уплотнительные прокладки фланцевых соединений выкидных трубопроводов. Поэтому в качестве уплотнительной прокладки не следует применять паронит, клингерит и другие неметаллические прокладки. Все фланцевые соединения должны крепиться при помощи металлических прокладок-колец.

На каждом из выкидов после задвижек высокого давления устанавливается тройник. Тройник одного выкидного трубопровода используется для устройства отвода для сброса жидкости в желоб перед очистным устройством. Тройник, установленный на другом выкидном трубопроводе, оборудуется соединительной гайкой для подключения цементировочного агрегата. Выкидные трубопроводы должны крепиться к специальным бетонным тумбам анкерными болтами и хомутами. При проведении работ по проходке скважины гайки хомута должны быть завинчены, но не закреплены, чтобы соединения выкидных трубопроводов не нарушались от воздействия вибрационных нагрузок.

возникающих при спуско-подъемных операциях и ренни.

Таблица 3

В случае проявления скважины и при проведении работ по его устранению гайки хомутов подтягиваются и выкидные трубопроводы закрепляются на стойки. Если выкидные трубопроводы не закрепить, они могут оборваться, скрутиться, что приведет к несчастным случаям и осложнит работы по ликвидации газонефтегазовых явлений. Обрывы и скручивания выкидного трубопровода происходят под действием реактивных сил, возникающих при движении через него с большими скоростями жидкости и газа.

При бурении скважины, из которых может быть получен значительный дебит нефти и газа при открытии фонтанирования, выкидные трубопроводы превентора должны выполняться из труб диаметром не менее 76 мм. При этом выкидные трубопроводы для предотвращения их обрыва или скручивания необходимо крепить бетонными фундаментами или другими якорными приспособлениями.

Расчет фундаментов для крепления выкидных трубопроводов можно произвести по формуле, выведенной из условия равновесия моментов от реактивной силы струи и пассивного давления на грунт [25].

$$Ql = \frac{1}{3} h^3 b \gamma_1 \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right);$$

$$Q = \frac{\gamma}{g} \cdot \frac{\pi d^2}{4} v^2,$$

где Q — реактивная сила струи в кг; γ — удельный вес жидкости или газа в кг/м³; g — ускорение силы тяжести в м/сек²; v — скорость движения жидкости в м/сек; d — внутренний диаметр трубопровода в м; l — высота стойки над поверхностью земли в м; γ_1 — удельный вес грунта в кг/м³; h — глубина фундамента в м; b — длина стороны основания фундамента в м; φ — угол естественного откоса грунта.

После монтажа противовыбросового оборудования его испытывают на герметичность опрессовкой водой на давление, устанавливаемое в зависимости от диаметра обсадных колонн и условий бурения скважины (табл. 3).

Диаметр обсадных труб, мм	Условный диаметр превентора, дюймы	Давление опрессовки, кг/см ²		Диаметр обсадных труб, мм	Условный диаметр превентора, дюймы	Давление опрессовки, кг/см ²	
		неосложненные условия бурения	осложненные условия бурения			неосложненные условия бурения	осложненные условия бурения
426	16	60	60	245	12	90	150
377	16	65	65	245	8	90	150—200
325	12	65	100	219	8	90	200
299	12	70	100	194	8	100	200—250
273	12	70	100	168	8	100	200—250

За рубежом в морском бурении применяется стандартный метод испытания превенторов и оборудования устья скважины (фирма «Голф Эйл Корпорейшн»). Этот же метод можно применять и при бурении на суше, так как он значительно сокращает время испытания превентора [37].

Для проведения испытания необходимы специальные соединения или заглушки различных диаметров, предусматривающие возможность снятия давления.

При проведении испытания по указанному методу предварительно полностью собирают нагнетательную линию управления превенторами и, последовательно открывая каждую задвижку, проверяют всю линию по участкам между задвижками. При этом проверяют все задвижки, превенторы, соединения, а также оборудование устья скважины.

На смонтированную противовыбросовую установку должен быть оставлен специальный паспорт, в котором указываются: диаметр превентора; давление опрессовки его водой в мастерской; внутренние диаметры отводов крестовины и выкидных трубопроводов; внутренний диаметр верхней трубы, на которую устанавливается контрольный фланец; давление опрессовки превентора на скважине; диаметр задвижек высокого давления; размеры переходных катушек и размеры плашек, установленных на превенторе.

В связи с вибрацией противовыбросовой установки при бурении болтовые соединения последней необходимо еженедельно подвергать профилактическому осмотру.

Обнаруженные ослабленные болтовые соединения
дует подтянуть.

Чтобы обеспечить надежную и безотказную работу скважины — на новую) необходимо тщательно прове-
противовыбросового оборудования, необходимо проверить состояние покрышек, давление в шинах, затяжку
чески проверять его исправность. При бурении скважины, крепление колес, поворотного механизма передней
проверка производится путем закрытия и открытия этого устройства.

При бурении скважины в буровой скважине, крепление рессор, исправность дышла и прицеп-
венкторов и задвижек не реже одного раза в смену следует проверять.
При прохождении пластов с нефтегазовыми притоками, исправность компрессорной установки следует
лениями исправность превенторов и задвижек проверять перед каждым спуском буровых труб и
проверять перед каждым спуском буровых труб и подъемом инструмента из скважины.

Независимо от сроков и интенсивности работы превенторной установки необходимо проверить уровень масла
вентора на скважине устанавливать его на новую скважину целесообразно только после разборки и проверки
При этом следует заменить сальниковую набивку трубки при необходимости заправить систему охлаждения
букс и прокладку боковой крышки. В случае малейшего изъема плашечной резины она должна заменяться
новой.

Все превенторы должны ежегодно подвергаться полному профилактическому осмотру и при необходимости ремонту.

ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРОВ

Компрессоры, предназначенные для бурения скважин с давлением, должны иметь широкие диапазоны давления и расхода. Компрессорные установки должны обладать транспортабельностью и высокой проходимостью в условиях бездорожья, простотой установки на месте работы, компактностью и легкостью подготовки к запуску. Желательно иметь возможность регулировать характеристики компрессора с поста бурильщика.

В Советском Союзе для бурения скважины с применением газообразных агентов в настоящее время используются в основном компрессорные установки УКП-80 и другие, имеющиеся на промыслах, и передвижные компрессорные установки фирмы «Нуов Пиньонэ».

Перед направлением передвижной компрессорной установки на скважину (или с законченной бурением

кважины — на новую) необходимо тщательно проверить состояние покрышек, давление в шинах, затяжку креплений колес, поворотного механизма передней рессор, исправность дышла и прицепного устройства.

При буксировании компрессорной установки следует соблюдать установленную скорость движения. Трогание компрессорной установки с места должно быть плавным. Не допускается компрессорную установку трогать с места рывком и резко тормозить.

Предварительно перед транспортировкой компрессорной установки необходимо проверить уровень масла в компрессоре, редукторе и двигателе и при необходимости долить масло до нормального уровня; проверить при необходимости заправить систему охлаждения компрессора и двигателя водой.

Во избежание образования воздушных пробок в системе заправку следует производить при открытых спускных кранах.

Компрессорную установку на скважине следует устанавливать на ровной площадке, устранив возможность самопроизвольного перемещения, вызываемого вращением ее в процессе работы.

При установке компрессора с приводом от двигателя внутреннего сгорания в помещении обязательно необходимо предусмотреть специальный вывод выхлопных газов.

В целях обеспечения безопасности воздушные компрессоры должны быть снабжены следующим: манометрами и предохранительными клапанами во всех ступенях сжатия;

манометрами для указания давления воздуха в промежуточных холодильниках, а также в конечном холодильнике;

термометрами или термомпарами для измерения температуры сжатого воздуха и охлаждающей воды; на выкиде должен быть установлен обратный клапан.

Компрессоры должны быть оборудованы автоматическим устройством, отключающим привод при давлении на всасывающей линии компрессора ниже данного минимума; превышении давления сжатия на выхлопе компрессора выше допустимого, падении давления в

магистрали охлаждающей воды ниже допустимого и падении давления масла в системе.

Для предупреждения разрыва коммуникаций, цилиндров и выкидных линий компрессоры оборудуются предохранительными устройствами.

На выкидных линиях компрессоров устанавливаются предохранительные клапаны, служащие для предупреждения чрезмерного повышения давления, которое может быть вызвано пуском компрессора в закрытую линию, поломкой пластин клапанов, загоранием в коммуникациях и т. п.

Предохранительные клапаны устанавливаются двух типов: рычажные с грузом и пружинные. Предохранительный клапан регулируется на давление воздуха в системе, превышающее рабочее не более чем на 10%. Диаметр проходного сечения предохранительного клапана должен быть таким, чтобы свободно пропускать весь подаваемый компрессором воздух.

Основным недостатком рычажных и пружинных предохранительных клапанов является то, что при повышении давления в системе клапаны открываются с опозданием и на неполное проходное сечение. Поэтому чрезмерное повышение давления в системе, возникшее при загорании масляных отложений в цилиндрах компрессора или линиях или при обычной работе компрессора, не в состоянии быстро снизиться до нормального, что может привести к разрушению воздушных коммуникаций и даже цилиндров компрессора. Для предупреждения этого применяют предохранительные мембраны-пластины, которые устанавливаются на выкиде последней ступени компрессора (рис. 7).

Практика показала, что в качестве предохранительных мембран можно применять тарированные пластины из чугуна. Использовать в качестве таких мембран диски, вырезанные из кровельного железа, жести и т. п., нельзя, так как вследствие неоднородности материала, разницы в толщинах диски, вырезанные даже из одного и того же листа, разрываются при различных давлениях.

Для того чтобы мембрана при повышении давления разрывалась по кольцевой линии и открывала полностью проходное сечение, на ее поверхности протачивается кольцевая канавка, уменьшающая толщину мембраны до требуемой по расчету величины:

В корпусе предохранительного клапана (см. рис. 7) чугунная мембрана 5 устанавливается между двумя клингеритовыми прокладками 3, расположенными под нажимным кольцом 2, которое в свою очередь прижимается гайкой 1, накрученной на корпус 4.

Воздушные коммуникации компрессоров необходимо оборудовать обратным клапаном, устанавливаемым между двумя фланцевыми соединениями.

Для охлаждения воздуха между ступенями и на выкиде компрессоров устанавливаются холодильники. Эффективным охлаждающим агентом является вода. Ее применение позволяет интенсивно охлаждать сжатый воздух и иметь холодильники сравнительно небольших размеров. Однако в тех случаях, когда водоснабжение затруднено, используется воздушное охлаждение с помощью радиаторных холодильников с большим объемом, характеризующихся высокой степенью отвода тепла.

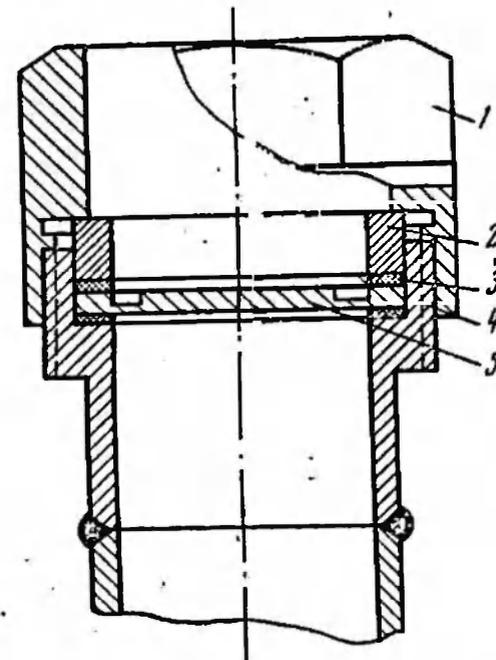


Рис. 7. Установка предохранительной пластины.

При водяном охлаждении сжатого воздуха необходимо перед пуском компрессора открыть запорный вентиль трубопровода, подводящего охлаждающую воду к цилиндрам и крышкам. Вентиль должен быть включен в подводу непосредственно перед компрессором. Открытие вентиля регулируется так, чтобы температура воды, вытекающей из рубашки компрессора и крышек, не превышала более чем на 20—30°С первоначальную температуру воды.

Чтобы предупредить замерзание охлаждающей воды при продолжительных остановках компрессорной установки, воду из системы охлаждения необходимо слить.

Если при запуске компрессора по недосмотру была пущена охлаждающая вода, компрессор должен быть остановлен и освидетельствован на нагревание. Он может быть запущен вновь только после полного остывания.

Бак для охлаждающей воды должен содержаться в чистоте, для этого его необходимо периодически очищать и промывать.

Для удаления накипи из холодильников компрессора и его рубашек следует применять механическую очистку, а если она затруднена, допускается протравливание 25%-ным раствором соляной кислоты с последующей тщательной промывкой водой.

Смазка компрессора. Смазка частей компрессора в ходе допускаются лишь при наличии приспособлений обеспечивающего безопасное проведение смазки.

До пуска компрессора открываются все масляные каналы, причем необходимо убедиться, что масло действительно доходит до предназначенных узлов и деталей. В поршневых компрессорах должно быть обращено внимание на смазку шейки кривошипа.

Цилиндры компрессора должны смазываться компрессорным маслом соответствующей марки ОСТ.

При хранении масла на скважине должна быть обеспечена возможность его загрязнения.

Смазка цилиндров должна быть умеренной и регулироваться в зависимости от конструкции компрессора, его производительности и степени сжатия воздуха. Установленный режим смазки цилиндров компрессора указывается в инструкции по уходу за компрессором.

Для чистки внутренних стенок цилиндров компрессора разрешается употреблять только керосин и бензин при разборке компрессора. Применять для этой цели бензин или газолин воспрещается.

Чистка цилиндра компрессора должна производиться следующим образом: тряпкой (не шерстяной) слегка пропитанной керосином, тщательно протираются внутренние стенки цилиндра, затем эти стенки обтираются сухой чистой тряпкой. Через 2—3 ч после этого компрессор можно собрать, предварительно смазав очищенные внутренние стенки цилиндра компрессорным маслом и убедившись, что в цилиндрах не оставлены посторонние предметы. В качестве обтирочного материала могут применяться чистые дезинфицированные бумажные или льняные тряпки.

Если образуется нагар, необходимо выяснить причину этого явления и устранить ее. Возможными причинами нагарообразования являются неудовлетворительное качество масла, недостаточное охлаждение стенок цилиндра и др.

Очистка воздуха. При бурении компрессорные установки большей частью работают в условиях сравнительно чистого воздуха окружающей атмосферы. Однако во многих случаях буровые установки располагаются в районах, где часто дуют сильные ветры и воздух засоряется пылью. При этом возможно попадание пыли из выкидного трубопровода на прием компрессоров, особенно в тех случаях, когда направление ветра меняется в сторону местоположения компрессорных установок.

Для очистки воздуха следует устанавливать фильтры. Место забора воздуха должно быть защищено от попадания воды и посторонних предметов.

Из воздухоочистительных приспособлений необходимо возможно чаще удалять скопившуюся там пыль.

Устройство фильтров должно допускать их удобную периодическую очистку.

Обслуживание компрессора. К управлению компрессорной установкой допускаются лица, знающие устройство компрессоров и двигателей их привода, правила технической эксплуатации и имеющие удостоверение на право управления компрессорной установкой.

Для каждой компрессорной установки необходимо завести журнал сдачи и приемки смен по установленной форме, в котором по окончании каждой смены должны производиться записи о неполадках и неисправностях, обнаруженных в течение смены, техническом уходе, наличии инструмента и инвентаря, всех видах регулирования и незавершенных ремонтных работах.

За техническое состояние компрессорной установки и правильную ее эксплуатацию ответственность несет сменный машинист.

В целях обеспечения нормальной работы компрессора и создания условий безопасности для обслуживающего персонала следует строго соблюдать правила запуска, наблюдения за работой и отключением ком-

прессоров. В частности, перед запуском компрессора необходимо убедиться в том, что на компрессоре, двигателе и щитах ограждения не оставлены инструменты или какие-либо посторонние предметы. Если компрессор запускается после длительного простоя или ремонта, во время которого вскрывались цилиндры или картер компрессора, необходимо вручную провернуть вал компрессора на 1—2 оборота, для того чтобы убедиться, что в цилиндрах и картере компрессора не оставлены посторонние предметы. Запускать компрессор нужно, соблюдая правила безопасного запуска двигателя и компрессора. Не допускается наматывать на руку шнур при запуске пускового двигателя.

При запуске компрессорной установки с дизельным приводом следует запустить двигатель и только после прогрева его в течение нескольких минут плавно включить компрессор, постепенно увеличивая обороты двигателя. Затем следует поднять давление воздуха в ресивере до 5—7 кг/см^2 (в зависимости от типа компрессора), регулируя его открытием продувочного крана ресивера, и проверить систему питания, смазки и охлаждения двигателя и компрессора по показаниям приборов.

Необходимо также проверить безотказность работы предохранительного клапана путем временного повышения давления в системе на 0,5—0,6 кг/см^2 выше нормального рабочего давления и при необходимости отрегулировать его.

При работе компрессорной установки с дизельным приводом запрещается увеличивать нагрузку на двигатель путем повышения оборотов компрессора сверх установленных. Для отключения привода компрессора необходимо предварительно уменьшить число оборотов двигателя, дав проработать двигателю 1—2 мин на малых оборотах, а затем прекратить подачу топлива к двигателю.

При работе компрессорных установок в условиях низких температур необходимо применять зимние сорта топлива, смазки и специальных жидкостей для системы охлаждения (табл. 4) [2].

Запуск компрессора в условиях низких температур допускается лишь после прогрева двигателя и радиатора до нормальной температуры.

Таблица 4

Жидкость для системы охлаждения	Содержание в воде, % объема.	Температура замерзания, ниже 0° С
Этиленгликоль	50	37
»	66,7	75
Пропиленгликоль	50	32
»	40	15
Глицерин	80	20
»	70	40
»	60	35
Этиловый спирт	70	52
То же	60	40
»	50	30
Метиловый спирт	50	43
То же	40	34
»	30	20
Антифриз В-2	—	40

Перед длительной остановкой компрессорной установки, работающей в условиях низких температур, необходимо слить воду из системы, открыв все спускные краны, и дать двигателю проработать 1—2 мин при открытых спускных кранах. После слива воды спускные краны следует оставить открытыми.

Чтобы обеспечить запуск двигателя при температуре окружающего воздуха ниже -5°C , систему охлаждения рекомендуется заполнять водой, подогретой до $75-85^{\circ}\text{C}$ (наливать горячую воду следует постепенно во избежание образования трещин в блоке). Не допускается запускать двигатель без воды. При температуре окружающего воздуха ниже -10°C рекомендуется в картеры двигателя и компрессора заливать масло, нагретое до 90°C . Запрещается подогревать масло в картере двигателя и компрессора с помощью паяльной лампы или факела.

При работе компрессорной установки надо следить за исправным состоянием предохранительных клапанов и манометров. Не допускается работа компрессорной установки при давлении воздуха, вызывающего непрерывную работу предохранительного клапана. Работа предохранительных клапанов должна проверяться не реже двух раз за смену, так как при неисправном предохранительном клапане может произойти недопустимое повышение давления, что может привести к аварии и

несчастливым случаям. Проверка исправности манометров производится не реже одного раза в неделю путем тарировки на специальном прессе. Манометры должны обязательно устанавливаться на специальных компенсаторах (успокоителях пульсации), обеспечивающих точность и продолжительность их работы.

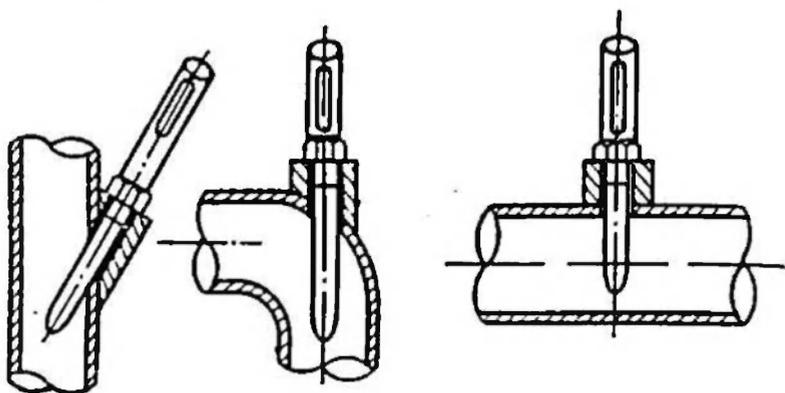


Рис. 8. Способы установки термометров в трубопроводе.

Особое внимание при работе компрессорных установок следует уделять контролю за температурой рабочего агента. Внезапное и резкое увеличение температуры рабочего агента, даже если значение ее ниже допустимого, свидетельствует о нарушении режима работы компрессора. Эти нарушения должны быть немедленно устранены, так как повышение температуры, как правило, приводит к аварии с компрессорной установкой.

Следует обращать внимание на чистоту внутренней и наружной поверхностей карманов для термометров. Нагары на части кармана, погруженной в трубопровод, и отложения внутри кармана могут сильно исказить истинное значение температуры. Поэтому карман не реже одного раза в две недели нужно тщательно очищать от нагара. Карманы для термометров следует устанавливать в трубопроводе, как показано на рис. 8 [36].

При продувке промежуточных холодильников необходимо следить за падением давления, чтобы не вызвать кратковременного повышения кратности сжатия между ступенями сжатия компрессора. Увеличение кратности

сжатия может вызвать повышение температуры рабочего агента до загорания масляных отложений.

Следует строго следить за нормальной подачей смазочных масел. Излишняя подача масла способствует образованию нагаров в клапанах, клапанных коробках, а также в воздушных коммуникациях.

Уменьшенная против нормы подача смазочного масла в цилиндр компрессора способствует преждевременному износу цилиндра и поршневых колец, а также вызывает повышение температуры рабочего агента вследствие увеличения трения в цилиндро-поршневой группе.

Исправная работа клапанов компрессора в основном определяет режим работы компрессора. Ненормальная работа всасывающих клапанов определяется по температуре клапанной коробки при ощупывании ее рукой. Сильный нагрев клапанной коробки свидетельствует о пропуске всасывающим клапаном рабочего агента. Неисправность выкидного клапана определяется по повышению температуры на выкиде ступени.

Надо строго следить, чтобы температура выходящей из рубашки цилиндра воды была не выше 45°C . В противном случае в рубашке цилиндра может образоваться накипь, нарушающая теплоотдачу от стенки цилиндра к охлаждающей воде. Это приведет к повышению температуры сжатого воздуха и вредно отразится на состоянии бурового шланга. При действии высокой температуры резиновые шланги загораются, лопаются. При попадании на забой оторвавшегося куска горящего шланга наблюдались пожары в скважине. Температура воздуха на входе в буровой шланг не должна превышать 65°C [64].

Большому отложению накипи способствует также жесткость воды. Жесткость воды определяется количеством растворенных в ней минеральных солей или механических примесей. Содержание в 1 л воды 10 мг растворенных солей или механических примесей принимается равным одному градусу жесткости.

Для обеспечения нормальной эксплуатации компрессоров жесткость воды, применяющейся для охлаждения, должна быть не более $5,4 \text{ мг}\cdot\text{экв}/\text{л}$. Во избежание повышения жесткости воды в циркуляционную систему охлаждения компрессора периодически следует добавлять свежую воду.

Кроме выполнения вышеуказанных правил и применения мероприятий по технике безопасности, для обеспечения безопасной работы при эксплуатации компрессоров категорически запрещается производить ремонтные работы компрессора, трубопроводов и арматуры, находящихся под давлением: смену вентиляей, крепление болтов, крышек клапанов и т. д. Прежде чем приступить к этим работам надо убедиться, что давление в системе снижено до нуля.

Исправное состояние компрессорной установки в значительной степени зависит от своевременного и высококачественного проведения работ по профилактическому ремонту оборудования и коммуникаций.

Эксплуатация дожимных компрессоров. При бурении с продувкой газом при недостаточном давлении поступающего газа используются дожимные компрессоры.

Для нормальной работы дожимных компрессоров и предупреждения опасных моментов необходимо, чтобы обслуживающий персонал хорошо знал все допустимые параметры, характеризующие режим работы дожимных компрессоров: температуру, давление на приеме и на выкиде (в том числе давление на приеме при различном числе подпорных компрессоров), а также хорошо ориентировался в коммуникациях компрессорной установки. Неисправное состояние коммуникаций или неправильное переключение может быть причиной серьезных аварий и несчастных случаев с обслуживающим персоналом.

В случае вынужденного отключения дожимного компрессора обслуживающий персонал должен уметь правильно и быстро произвести необходимые переключения.

Для предупреждения аварии и обеспечения безопасной эксплуатации дожимных компрессоров необходимо, чтобы коммуникации были оборудованы контрольно-измерительными приборами; на приемной и выкидной линиях дожимных компрессоров были установлены полнопроходные пружинные предохранительные клапаны для выпуска воздуха в атмосферу при повышении давления. Помимо этого выкиды всех ступеней дожимных компрессоров должны быть оборудованы предохранительными клапанными устройствами с чугунными мембранами конструкции ВНИИТЬ.

Перед запуском двигатель газомоторного компрессора необходимо продувать пусковым воздухом при выключенном зажигании для предотвращения взрыва газа в выхлопной системе. Газ может скопиться в выхлопной системе вследствие неплотности запорной арматуры на топливных линиях, а также если при самопроизвольном отключении компрессора топливный газовый кран был закрыт не сразу.

Перед запуском дожимного компрессора во избежание увеличения кратности сжатия от недостаточного подпора (а следовательно, и повышения температуры рабочего агента) необходимо создать в подпорном коллекторе давление.

Повышение подпорного давления в коллекторе до необходимого для нормального запуска компрессора достигается постепенным прикрытием вентиля, через который подпорный коллектор сообщается с атмосферой. Вблизи этого вентиля должен быть установлен манометр, показывающий величину давления в подпорном коллекторе.

Продувочная линия должна быть устроена так, чтобы один конец ее присоединялся к самой низкой части приемного коллектора, а другой — к емкости для сбора конденсата. Конденсат следует откачивать автоматически, используя разность давлений газа в приемном коллекторе и столба жидкости (конденсата) в выкидной линии (рис. 9) [43].

Для предупреждения аварий с дожимными компрессорами рекомендуется иметь устройства для автоматического контроля работы дожимных компрессоров, как например, устройство автоматического отключения компрессора при чрезмерном повышении или внезапном резком понижении давления на приемной линии дожимного компрессора.

Самовозгорание нагаров и масляных отложений. Наиболее опасным моментом при эксплуатации воздушных компрессорных установок является самовозгорание нагаров и масляных отложений, накапливающихся в воздушных коммуникациях. Самовозгорание часто сопровождается взрывами, вызывающими тяжелые аварии, а иногда и несчастные случаи.

Нагары и масляные отложения образуются в результате окисления масла, применяемого для смазки ци-

цилиндров компрессора, при повышенных температурах и давлениях воздуха.

В результате окисления масло претерпевает химико-механические изменения в зависимости от его качества, режима эксплуатации и других условий. Часть его в виде углекислых частиц (нагаров) отлагается на порш-

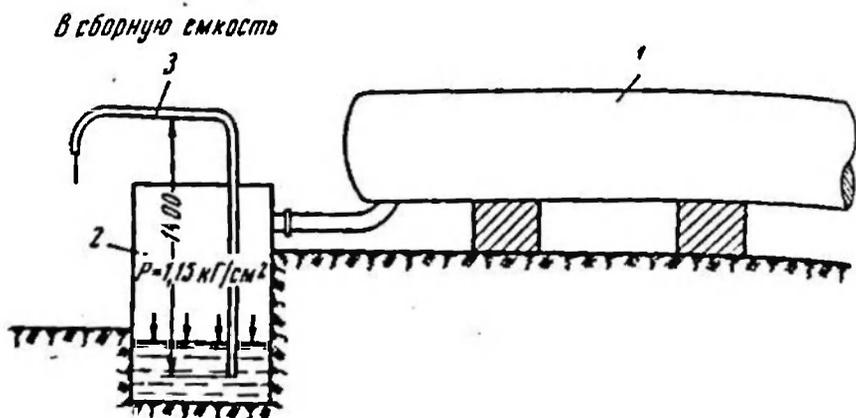


Рис. 9. Устройство для сбора и откачки газового конденсата. 1 — приемный газовый коллектор 1 ступени; 2 — емкость для сбора конденсата; 3 — продувочная линия.

нях, в цилиндре, в клапанной коробке, в воздухопроводе, у выкида компрессора; другая — испаряющаяся, и взвешенная в воздухе — уносится в воздухопровод потоком воздуха и отлагается в нем, особенно у задвижек, в стыках соединений и на закруглениях.

Масло, окисляясь и смешиваясь с продуктами истощения и коррозии стенок воздухопроводов, а также с пылью, содержащейся в сжимаемом атмосферном воздухе, образует масляные отложения.

В коммуникациях отложения подвергаются дальнейшему окислению. Вследствие образования при их окислении нестойких промежуточных продуктов типа перекиси, спиртов, альдегидов, кислот и др. эти отложения в соответствующих условиях температуры и давления способны к самовозгоранию.

Окисление отложений сопровождается выделением тепла, которое при большом количестве отложений или при затруднении отвода тепла приводит к саморазогреванию отложений до самовозгорания.

Увеличенная против нормы подача масла для смазки цилиндров компрессора приводит к образованию

большого количества нагаров и отложений. С повышением температуры воздуха и давления ускоряются процессы окисления масла.

Нарушения режима работы компрессора, приводящие к повышению температуры и давления, способствуют самовозгоранию отложений и нагаров и могут привести к авариям.

Для предупреждения возможности самовозгорания отложений и связанной с этим опасностью при эксплуатации воздушных компрессорных установок необходимо, прежде всего, применять в качестве смазки цилиндров компрессора масла, полностью отвечающие требованиям ГОСТа. Следует строго соблюдать для каждого типа компрессора установленный режим эксплуатации (расход масла по ступеням, температуру, давление, охлаждение и др.).

Наряду с вышеуказанным, первостепенное значение в борьбе с самовозгоранием отложений имеют такие мероприятия, как охлаждение сжатого воздуха на выкиде компрессора с помощью концевых холодильников и периодическое удаление накапливающихся в коммуникациях компрессорной установки и нагнетательном трубопроводе нагаров и отложений протравкой 5%-ным водным раствором каустической соды.

Исследованиями ВНИИТБ [9] установлено, что для очистки воздухопроводов от масляных отложений рекомендуется применять 2—3%-ный раствор сульфанола, подаваемый в выкид компрессора в распыленном состоянии.

Для охлаждения сжатого воздуха до температуры не выше 50°С, при которой процессы окисления сильно замедляются, на выкиде компрессора устанавливается концевой холодильник.

Охлаждение приводит к значительному увеличению конденсации паров воды и масла из сжатого воздуха. Количество конденсата, отбираемого из влагомаслоотделителя во время продувки, при наличии концевой холодильника в 13—15 раз больше, чем без холодильника. Тщательное удаление конденсата из коммуникаций при более частой продувке влагомаслоотделителя увеличит безопасность эксплуатации воздушной компрессорной установки. Одновременно с этим удаление конденсата из воздушного потока будет способствовать

предупреждению образования в скважине шламовых сальников, вызывающих тяжелые аварии — прихваты инструмента.

Для охлаждения воздуха на выкиде компрессора могут применяться холодильники различных конструкций, например трубчатый ресивер и др.

Вибрации и их устранение. При эксплуатации компрессорных установок наблюдаются повышенные колебания, возникающие вследствие знакопеременных динамических сил при возвратно-поступательном движении поршней цилиндров.

Вследствие вибрации в коммуникациях нарушается прочность трубопроводов, происходит преждевременный износ труб, расстраиваются трубные соединения, образуются трещины в сварных швах и по телу труб. Вибрации разрушающе действуют на контрольно-измерительные приборы, что значительно снижает точность их показаний.

Амплитуда пульсаций давления воздуха $P_{\max} - P_{\min} = \Delta P$ нередко превосходит среднее давление $P_{\text{ср}}$ на 10% и более. Частота пульсаций давления воздуха, возникающая в результате работы компрессора, может быть определена по формуле [19]

$$C = \frac{vKm}{60}, \quad (3)$$

где C — частота пульсаций (количество циклов в секунду); v — скорость вращения вала в об/мин; K — число цилиндров компрессора; m — действие компрессора (одинарного или двойного).

Вибрации, возникающие от пульсирующего потока воздуха (или газа), особенно проявляются в местах резкого изменения направления трубопровода, где пульсации скорости и давления вызывают значительные реактивные силы.

В связи с этим в наиболее неблагоприятных условиях находятся участки трубопроводов с прямыми угловыми поворотами, которые резко повышают турбулентность движения воздушного или газового потока (значительный градиент давления по сечению, образование вакуума, вихрей и т. п.). В то же время плавное, даже многократное изменение направления движения потока существенного изменения вибраций трубопроводов не вызывает.

Реактивное давление в трубе, возникающее вследствие изменения направления потока воздуха или газа, определяется по формуле

$$P = Q\gamma \frac{v}{g} \sqrt{2(1 - \cos \beta)}, \quad (4)$$

где Q — секундный расход газа в m^3 ; γ — удельный вес газа в $кг/м^3$; v — скорость потока в $м/сек$; g — ускорение силы тяжести в $м/сек^2$; β — угол отклонения потока в град.

Если трубопроводы находятся под действием только статических сил, они могут быть разрушены лишь в том случае, когда вызванные этими силами напряжения превысят предел прочности трубопроводов. Однако, если трубопроводы подвергаются воздействию часто повторяющихся знакопеременных сил, разрушение может наступить от усталости металла и при напряжениях, значительно меньших предела прочности. Для снижения вредных последствий от пульсирующего давления воздуха или газа на трубопроводах целесообразно применять (у компрессорных установок) объемные резервуары (буферные емкости), устраняющие образование и распространение сложных волн путем их гашения у источника возникновения; с этой же целью целесообразно соответственно увеличивать объем выкидных коллекторов.

Движение воздуха или газа в трубопроводе после буферной емкости можно считать практически установившимся. Расчет емкости сводится к определению ее объема, при котором степень неравномерности давления не выходит из границ установленных пределов.

Объем буферных емкостей можно определить по следующей теоретической формуле:

$$\delta = \frac{\Delta P}{P_{ср}} = \alpha \frac{Q^2 \tau}{V_0} \quad (5)$$

или по экспериментальным формулам:

$$\text{для одноступенчатого компрессора } V_0 = 0,086 \frac{Q}{v\delta}; \quad (6)$$

$$\text{для двухступенчатого компрессора } V_0 = 0,053 \frac{Q}{v\delta}, \quad (7)$$

где δ — степень неравномерности давления; α — коэффициент, зависящий от степени неравномерности давления компрессора (определяется по таблицам); f_0 — площадь поршня компрессорного цилиндра в м^2 ; r — радиус кривошипа в м ; V_0 — искомый объем буферной емкости в м^3 ; ΔP — амплитуда колебаний давления ($\Delta P = P_{\text{max}} - P_{\text{min}}$) в кг/см^2 ; $P_{\text{ср}}$ — среднее давление в кг/см^2 ; Q — производительность компрессора в $\text{м}^3/\text{мин}$; v — скорость вращения вала в об/мин .

Необходимо отметить, что при степени неравномерности давления $\delta \leq 0,02$ поток воздуха или газа, поступающий из емкости в трубу, практически следует считать равномерным, т. е. установившимся.

Буферные емкости следует располагать возможно ближе к компрессорным установкам. Между буферной емкостью и компрессором необходимо устанавливать обратный клапан для предотвращения обратного течения сжатого воздуха в случае разрыва линии.

В процессе эксплуатации в буферной емкости скапливается конденсат паров смазки цилиндров компрессора и влаги. Конденсат по мере накопления необходимо выпускать из буферной емкости. Для этого в буферной емкости должен быть предусмотрен спускной кран.

Для увеличения эффективности гашения пульсаций рекомендуется также в коллекторе устанавливать решетки с отверстиями в 12—18 мм.

Применение буферных емкостей уменьшает погрешности измерительной аппаратуры, а другие вредные последствия, связанные с пульсирующим потоком воздуха или газа, автоматически устраняются.

При параллельной установке нескольких компрессоров, работающих на общий коллектор, целесообразно применять буферные емкости для каждой компрессорной установки.

Вибрации можно уменьшить также изменением направления оси трубопроводов при максимально возможном радиусе поворота и применением минимального количества поворотов.

После пробного запуска поршневой компрессорной установки нагнетательные трубопроводы должны быть проверены на вибрацию и при необходимости дополнительно закреплены. Места установки дополнительных креплений определяются опытным путем.

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ ЗАБОЯ ВОЗДУХОМ

Общие сведения о горении¹

Под горением понимается быстро протекающая химическая реакция, сопровождающаяся выделением тепла и света. Горение возможно при наличии горючего вещества, кислорода (воздуха)² и источника воспламенения. Для возникновения и протекания процесса горения горючее вещество и воздух должны находиться в определенном количественном соотношении, а также быть нагреты до определенной температуры.

В скважине горючие вещества могут быть в жидком (нефть, конденсат) и газообразном состоянии. Жидкие горючие вещества при нагревании испаряются, переходя в газообразный продукт. Соприкасаясь с воздухом, они образуют горючие смеси. Для воспламенения горючей смеси не требуется мощного и длительно действующего источника воспламенения. Смесь может воспламениться даже от искры незначительной мощности. При нагревании горючей смеси при определенной температуре происходит ее окисление, которое сопровождается выделением тепла. При малой скорости реакции выделяющееся тепло будет рассеиваться в окружающей среде. В случае большой скорости окисления, когда не все выделяющееся тепло отводится в окружающую среду, начнется самонагревание смеси.

Существуют нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения горючей смеси, зависящие от температуры и давления смеси, ее свойств, энергии источника воспламенения и т. д.

Наименьшая температура жидких горючих веществ, при которой ее пары образуют с воздухом смесь, способную воспламениться при воздействии на нее импульса воспламенения, называется температурой вспышки. При этой температуре сгорает только образовавшаяся смесь паров и газов с воздухом, но дальнейшее горение вещества не происходит. Температура горючего веществ-

¹ Излагается по Г. Д. Демидову [21]. Более полно теория горения изложена в монографиях [24, 60, 65].

² Горение вещества может протекать не только при его реакции с кислородом, но и в среде паров брома, хлора, серы и т. п.

ва, при которой от источника воспламенения загорается образовавшаяся смесь и горение вещества продолжается. называется температурой воспламенения. Температура воспламенения на несколько градусов превышает температуру вспышки.

Окисление горючих веществ. Начало окисления горючих веществ зависит от их свойств и возникает при различных температурах. Наибольшую опасность представляют нефти, в которых процесс окисления начинается при низких температурах.

Возникновение процесса окисления и перехода его в горение связано с понятием скорости химической реакции. Под скоростью реакции понимается изменение концентраций реагирующих веществ в единицу времени. Скорость химических реакций зависит от состава смеси и температуры и непостоянна во времени даже при одинаковых внешних условиях, так как концентрация исходных веществ уменьшается, а конечных — увеличивается. Скорость химической реакции возрастает с увеличением числа столкновений реагирующих молекул. При постоянной температуре увеличение концентрации реагирующих веществ приводит к увеличению скорости реакции.

В смеси горючих паров или газов с воздухом уже при нормальной температуре число столкновений молекул горючего вещества с молекулами кислорода очень велико, однако реакции между ними не наблюдается. При температуре значительно выше нормальной число столкновений реагирующих молекул в 1 сек значительно больше числа фактически вступивших в реакцию за это время. Опыты по изучению распада йодистоводородного газа при температуре 483°C показали, что число распадающихся молекул в $3 \cdot 10^{17}$ раза меньше числа столкновений молекул. Для объяснения этого обстоятельства Аррениус [24] предложил теорию, согласно которой в реакцию вступают не все сталкивающиеся молекулы, а только те, у которых сумма энергий равна или превосходит некоторую определенную величину E , называемую энергией активации.

Такое предположение вполне естественно, так как для возникновения химической реакции необходимо, чтобы связи между атомами или группами атомов реагирующих молекул были ослаблены или даже разорва-

ны. Без этого условия невозможны перегруппировка атомов и создание новых молекул. Ослабление же внутренних связей молекул или их разрыв становится возможным, когда молекулы обладают некоторой избыточной энергией.

На рис. 10 показано изменение потенциальной энергии реагирующей системы. Исходные вещества имеют запас энергии, характеризуемый на схеме состоянием I. Для того чтобы молекулы исходных веществ вступили в соединение, они должны иметь минимальный запас энергии, показанный на схеме уровнем K.

Разность между уровнями K и I представляет собой энергию активации E_1 прямой реакции. В результате реакции общий запас энергии образовавшихся продуктов стал значительно меньше запаса энергии исходных веществ. Этот уровень на схеме показан состоянием II. Разность между уровнями K и II составляет энергию активации обратной реакции E_2 . Из схемы видно также, что тепловой эффект реакции Q равен разности между общим запасом энергии исходных веществ и конечных продуктов.

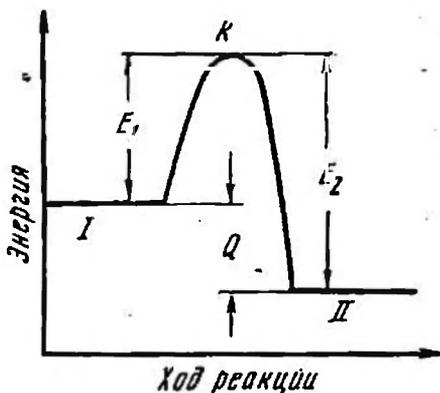


Рис. 10. Изменение потенциальной энергии реагирующей системы.

При нагревании смеси горючего газа с воздухом могут появиться активные молекулы двух видов. Первый вид — это быстро движущиеся молекулы, имеющие кинетическую энергию, равную или превышающую энергию активации. При столкновении таких молекул ослабляются связи между атомами и становится возможной реакция с образованием новых молекул.

Второй вид активных частиц — свободные атомы или радикалы, образующиеся в результате термического распада молекул. Имеющийся в таких частицах свободный электрон обуславливает энергичное присоединение их к молекулам с образованием новых веществ.

Энергия, приданная молекулам реагирующего вещества для перехода их в активное состояние, не те-

ряется в процессе реакции, а выделяется полностью или частично при переходе к конечным продуктам. Из схемы (рис. 10) видно, что при экзотермической реакции энергия, затраченная на перевод продуктов из состояния *I* в активное состояние *K*, затем полностью выделяется при образовании продукта с состоянием *II*.

Чем меньше энергия активации, тем легче реакция начинается и протекает. Так, энергия активации реакции $\text{H}_2 + \text{O}_2$ равна 1800 кал/моль, а при реакции $\text{C}_2\text{H}_4 + \text{O}_2$ равна 41 000 кал/моль. Видно, что первая реакция должна возникать при более низкой температуре. Такое положение подтверждается температурами самовоспламенения этих газов.

Для возникновения реакции окисления необходимо, чтобы молекулы реагирующих веществ перешли в активное состояние. Этот переход происходит при подводе к реагирующим веществам тепловой энергии, т. е. при нагревании. Так, крупные молекулы углеводородов в нефти при нагревании распадаются на более мелкие, давая большой выход из нефти бензина (крекинг). При нагревании горючих смесей активации подвергаются молекулы кислорода, в результате чего образуются перекиси и гидроперекиси, которые существуют непродолжительное время. Под действием высокой температуры они легко распадаются с образованием новых веществ радикалов, являющихся возбудителями цепных реакций окисления. Высокая реакционная способность радикалов объясняется малой энергией активации их реакций.

Цепные реакции могут иметь разветвляющиеся и неразветвляющиеся цепи. Во втором случае реакция активного центра вызывает появление только одного нового активного центра, поэтому реакция может продолжаться, но не ускоряться. В реакциях с разветвляющимися цепями при взаимодействии активного центра могут получиться два новых центра, один из которых будет продолжать цепь, а второй — начинать новую.

В большинстве схем окисления цепная реакция начинается с взаимодействия свободного радикала или атома. Радикал, обладая свободной валентностью, легко входит в реакцию с молекулой исходного вещества, образуя другой свободный радикал. Последний вновь вступает в реакцию с другой молекулой исходного ве-

щества и таким образом создается цепь превращений, продолжающаяся до момента обрыва цепи.

Начальная температура окисления горючих веществ зависит от структуры их молекул и молекулярного веса. Из предельных углеводородов наиболее устойчивым к окислению является метан. Его окисление начинается при температуре свыше 400°C . Этан окисляется при температуре 400°C , а нормальный октан при температуре 250°C . Окисление непредельных углеводородов протекает при более высоких температурах, чем предельных. Ароматические углеводороды окисляются при более высоких температурах, чем предельные и непредельные. Бензол, например, окисляется при температуре свыше 500°C , а гексан—при 300°C .

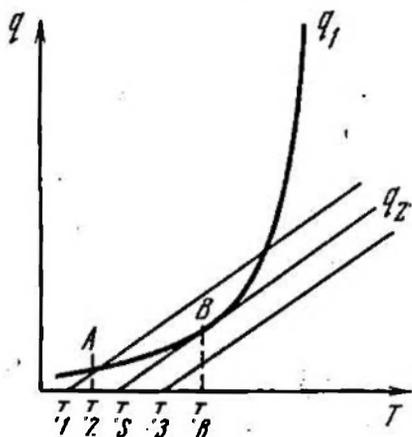


Рис. 11. Схема самовоспламенения.

В каждом гомологическом ряду начальная температура окисления гомологов понижается с увеличением их молекулярного веса.

Самовоспламенение. Воспламенение горючей смеси путем нагревания ее до температуры, выше которой смесь самостоятельно без внешнего воздействия воспламеняется, принято называть самовоспламенением. Самовоспламенение в своем большинстве является тепловым. Для наглядности процесс теплового самовоспламенения представлен графически на рис. 11. Здесь по оси абсцисс отложена температура стенки сосуда, а по оси ординат — скорость тепловыделения и теплоотвода. Зависимость скорости тепловыделения q_1 от температуры выражается кривой параболического типа, а теплоотвода q_2 — прямыми.

При температуре смеси T_1 линия тепловыделения пересекает линию теплоотвода в точке А, где они меняются местами. Если до точки пересечения линия тепловыделения шла выше линии теплоотвода, то после точки А она идет ниже нее. Это означает, что при температуре T_1 скорость выделения тепла за счет окисле-

ния смеси превышает скорость теплоотвода и смесь нагревается.

Когда смесь достигла температуры T_2 , скорость выделения тепла стала равной скорости теплоотвода, дальнейшее нагревание прекратилось. Теперь, если временно смесь нагрелась бы выше температуры T_2 , скорость теплоотвода оказалась бы больше скорости тепловыделения и смесь охладилась бы до температуры T_2 .

Таким образом, нагревание смеси до температуры T_1 вызвало небольшое саморазогревание ее до температуры T_2 , после чего она начала охлаждаться, так как уменьшилась концентрация реагирующих веществ в сосуде.

Из сказанного видно, что процесс окисления горючей смеси при температуре T_1 не может перейти в горение, так как нет условий самонагрева смеси до высоких температур. Чтобы увеличить скорость выделения тепла при окислении смеси и превзойти скорость теплоотвода, необходимо нагреть смесь до более высокой температуры, чем T_1 (например, до T_3). Для этого при всех других равных условиях необходимо поместить сосуд со смесью в среду, имеющую температуру T_3 .

При повышении температуры окружающей среды кривая тепловыделения на графике останется в прежнем положении, а линия теплоотвода передвинется вправо. При температуре T_3 линия теплоотвода пройдет ниже линии тепловыделения, нигде не пересекая ее. Это значит, что скорость выделения тепла за счет окисления при температуре T_3 всегда больше скорости теплоотвода и смесь при этой температуре способна самонагреться до высокой температуры, при которой возникает горение.

Из рис. 11 видно, что возможность теплового самовоспламенения горючего вещества характеризуется расположением линии теплоотвода ниже линии тепловыделения.

Очевидно, что при температурах стенки выше T_1 , также будет наблюдаться воспламенение. Величина T_1 отделяет, таким образом, температурную область нагрева стенки, в которой не происходит воспламенения, от области нагрева, в которой воспламенение происходит.

Следовательно, под температурой самовоспламенения надо понимать ту наименьшую температуру горючего вещества, при которой оно способно самонагреться до возникновения горения, т. е. появления пламени. Пламя возникает при температурах значительно более высоких, чем температура самовоспламенения. Например, температура самовоспламенения бензина 260°C , а его пламени $1200-1300^\circ\text{C}$.

Скачок в температуре с 260 до $1200-1300^\circ\text{C}$ произошел за счет самонагревания смеси паров бензина с воздухом.

В табл. 5 приведены температуры самовоспламенения различных углеводородов.

Таблица 5

Углеводороды	Формула	Температура самовоспламенения, $^\circ\text{C}$	Углеводороды	Формула	Температура самовоспламенения, $^\circ\text{C}$
Предельные			Непредельные		
Пропан	C_3H_8	504	Амилен	C_5H_{10}	298
Бутан	C_4H_{10}	430	Гексилен	C_6H_{12}	271
Пентан	C_5H_{12}	284	Гептилен	C_7H_{14}	262
Гексан	C_6H_{14}	260	Октилен	C_8H_{16}	256
Гептан	C_7H_{16}	250	Децилен	$\text{C}_{10}\text{H}_{20}$	243
Ароматические			Нафтеновые		
Бензол	C_6H_6	591	Циклопентан	C_5H_{10}	385
Толуол	$\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$	567	Метилциклопентан	$\text{C}_5\text{H}_9\text{CH}_3$	323
Ксилол	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{CH}_3)_2$	501	Циклогексан	C_6H_{12}	270
Этилбензол	$\text{C}_6\text{H}_5\text{C}_2\text{H}_5$	460	Метилциклогексан	$\text{C}_6\text{H}_{11}\text{CH}_3$	265
Диптилбензол	$\text{C}_6\text{H}_4(\text{C}_2\text{H}_5)_2$	404	Этилциклогексан	$\text{C}_6\text{H}_{11}\text{C}_2\text{H}_5$	263

Пользуясь температурами самовоспламенения при оценке взрывоопасности веществ, нельзя забывать, что они не являются постоянными величинами для одного и того же горючего вещества. Из рассмотренной тепловой теории самовоспламенения можно видеть, что эта

температура зависит от величины скорости теплового выделения и скорости теплоотвода, которые в свою очередь зависят от объема и формы сосуда, горючего вещества, количества его в единице объема, давления и других факторов.

С увеличением объема горючего вещества температура самовоспламенения его понижается, а с уменьшением — повышается. Снижение температуры самовоспламенения при увеличении объема горючего вещества происходит не бесконечно. Выше некоторого объема (форма не изменяется) температура самовоспламенения остается постоянной. Объясняется это тем, что самовоспламенение горючей смеси происходит не во всем объеме одновременно, а где-то в одной точке или на большом объеме, где создались наиболее оптимальные условия. Поэтому в малом объеме горючего вещества изменение теплоотвода через наружные поверхности влияет на изменение температуры самовоспламенения, а в большом объеме — не влияет.

Повышение температуры самовоспламенения горючего вещества при уменьшении его объема также происходит не бесконечно. При очень малом объеме горючего вещества поверхность теплоотвода, приходящаяся на единицу объема, становится такой большой, что скорость выделения тепла за счет окисления даже при очень высоких температурах не может превысить скорость теплоотвода и самовоспламенения не происходит. На этом принципе сконструированы и работают многие устройства, служащие для предотвращения распространения горения газовых смесей (огнепреградители).

Горючие пары и газы, смешиваясь с воздухом, образуют различные смеси, но не все из них способны гореть. Только смеси, находящиеся в интервале концентрационных пределов воспламенения, способны самовоспламениться и гореть.

Температура самовоспламенения смеси любого горючего вещества на нижнем концентрационном пределе самая высокая по сравнению со всеми остальными концентрациями смеси. Объясняется это тем, что в смеси, содержащей небольшое количество горючего, условия самовоспламенения могут создаться только при большой скорости окисления, а это возможно при высокой температуре смеси. Так, температура самовоспламе-

ния сероводорода на нижнем концентрационном пределе равна 373°C .

По мере увеличения количества горючего в смеси увеличивается выделение тепла при окислении и условия самовоспламенения создаются уже при более низких температурах. Так, смесь, содержащая 8% сероводорода, самовоспламеняется при температуре 304°C , а смесь, содержащая 12% сероводорода, самовоспламеняется при 290°C .

Температура самовоспламенения горючих веществ зависит от давления. Чем выше давление, тем ниже температура самовоспламенения. В табл. 6 приведены значения температур самовоспламенения бензина, бензола и керосина при различных давлениях.

Таблица 6

Горючее вещество	Температура самовоспламенения в $^{\circ}\text{C}$ при давлении в кг/см^2					
	1	5	10	15	20	25
Бензин	480	350	310	290	280	250
Бензол	680	620	590	520	500	490
Керосин	460	330	250	220	210	200

Изменение температуры самовоспламенения горючей смеси при повышении давления происходит в результате уменьшения расстояний между реагирующими молекулами и увеличения вследствие этого скорости реакции. Увеличение скорости реакции в смеси при постоянной форме и объеме сосуда ведет к понижению температуры самовоспламенения.

Очень большое влияние на температуру самовоспламенения жидкостей и газов оказывают катализаторы. Каталитическими свойствами могут обладать стенки сосуда, в котором находится горючая смесь, или же нагретые поверхности твердого тела, являющегося источником воспламенения.

Период индукции. Кроме температуры самовоспламенения, горючие вещества характеризуются периодом индукции, т. е. временем запаздывания самовоспламенения, связанного с накоплением тепла реакции окисления от момента равенства тепловыделения и теплоотдачи до достижения температуры самовоспламенения

вещества. Период индукции для одного и того же вещества различен и зависит от состава смеси, температуры и давления.

В табл. 7 приведены периоды индукции метано-душных смесей различной концентрации.

Таблица 7

Содержание CH_4 , %	Период индукции в сек. при температуре сосуда в $^{\circ}\text{C}$		
	775	825	875
6	1,08	0,58	0,35
7	1,15	0,60	0,36
8	1,23	0,62	0,37
9	1,30	0,65	0,39
10	1,40	0,68	0,41

Период индукции имеет практическое значение при действии на горючее вещество маломощных источников воспламенения (искр). При попадании искры в горючую смесь паров или газов с воздухом происходит нагревание некоторого объема смеси и в то же время охлаждение искры. Воспламенение смеси в этом случае будет зависеть от соотношения периода индукции смеси и времени охлаждения искры. Если период индукции больше времени охлаждения искры до температуры ниже температуры самовоспламенения, воспламенения смеси не происходит. Если же период индукции меньше времени охлаждения искры, смесь воспламеняется. Таким образом, небольшой мощности искра может воспламенить смесь с коротким периодом индукции и не может воспламенить смесь с большим периодом индукции.

Вынужденное воспламенение. Под воспламенением понимается процесс возникновения горения, происходящий при нагревании части горючего вещества до температуры его самовоспламенения. Вся остальная масса горючей смеси остается холодной. Холодная смесь загорается в какой-либо точке пространства посредством высокотемпературного источника: искры, накаливаемого тела, постороннего пламени и т. д. Источник тепловой энергии, при помощи которого производится нагрев горючей смеси при вынужденном воспламенении, называется источником воспламенения.

При воспламенении от накаливаемых тел горючее вещество нагревается только в том месте, где оно соприкасается с нагретой поверхностью, вся же остальная масса его остается при начальной температуре. Поэтому горение вещества возникает в начальный момент в небольшом участке горючего вещества.

Внесем в газовую среду накаливаемое тело с температурой T_1 (рис. 12). Если газовая среда не способна к реакции, распределение температуры в ней около накаливаемого тела изобразится кривой T_1A_1 . Если же газовая среда представляет собой горючую смесь, то в силу дополнительного выделения тепла реакции распределение температур в ней будет иным и изобразится линией $T_1A'_1$.

Повысим начальную температуру тела до T_2 . В инертной среде распределение температуры будет подобно прежнему, только с более резким снижением (кривая T_2A_2). В горючей же смеси, где с повышением температуры увеличивается выделение тепла, кривая распределения температур будет понижаться значительно медленнее, чем T_2A_2 . Можно найти такую температуру T_2 , при которой температура в горючей среде вблизи накаливаемого тела не будет понижаться, и распределение температуры изобразится линией T_2A_2 (см. рис. 12, б). Такое положение линии на графике показывает, что температура горючей смеси за счет выделения тепла реакции поддерживается равной температуре накаливаемого тела, и, следовательно, оно больше не участвует в процессе нагрева смеси (поток тепла от него равен нулю). Если повысим температуру накаливаемого тела до T_3 , то на некотором удалении от него температура горючей смеси будет расти до тех пор, пока не возникнет горение. Это изменение

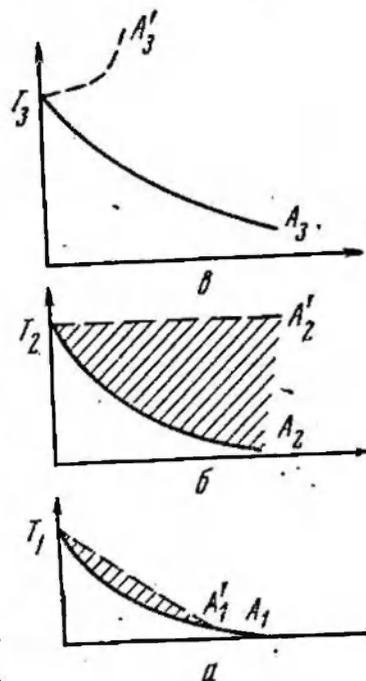


Рис. 12. Схема самовоспламенения накаливаемым телом.

температуры в горючей смеси изобразится кривой T_2 . Таким образом, температура накаливаемого тела явилась предельной, при которой количество теплоты, выделяемой реакцией теплоты было равно теплоотводу. Немного повысить температуру накаливаемого тела (T_3), скорость выделения тепла превзойдет скорость теплоотвода, и смесь получит возможность разогреваться до температуры воспламенения. Как видно, температура T_2 аналогична температуре самовоспламенения.

Хотя при воспламенении протекает тот же процесс, что и при самовоспламенении, однако критические температуры этих процессов не одинаковы. Даже при равных нагреваемых объемах горючих веществ температура самовоспламенения всегда ниже. Объясняется это тем, что при воспламенении в силу нагрева слоя горючего вещества только с одной стороны теплоотвод на единицу объема его значительно больше, чем при самовоспламенении.

При воспламенении горючих смесей накаливаемыми лампами большое влияние на температуру самовоспламенения имеют размеры источника воспламенения. Чем больше размеры накаливаемого тела, тем ниже температура самовоспламенения. Объясняется это так: чем больше размеры источника воспламенения, тем больший объем слоя нагреваемой смеси, а это по тепловой теории ведет к уменьшению теплоотвода на единицу объема смеси и понижению температуры самовоспламенения. На рис. 13 приведены результаты опытов Ковары и Геста [24] по воспламенению смесей природного газа с воздухом никелевыми полосками. Чем тоньше полоска, тем выше температура самовоспламенения.

Аналогичная закономерность подтвердилась в опытах Сильвера [24] при воспламенении смесей светлого газа с воздухом накаливаемыми платиновыми и кварцевыми шариками. На рис. 14 приведены результаты опытов, из которых видно, что чем меньше диаметр шарика, тем выше температура самовоспламенения газовой смеси. Размер шариков изменялся от 0,11 до 0,5 см, а скорость движения их была 0,4 м/сек.

На основании опытов Сильвера и в соответствии с тепловой теорией самовоспламенения можно заключить, что тепловые источники очень малых размеров не могут воспламенить газы.

Действительно, в практике можно наблюдать, что искры, возникающие при трении металлических изделий на наждачном круге, не могут воспламенить смесь ме-

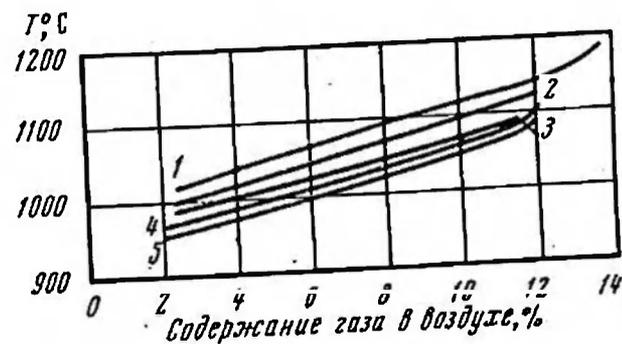


Рис. 13. Влияние размера (ширины) накаливаемой металлической ленты на температуру самовоспламенения. Толщина ленты 0,102 см, длина 10,8 см. 1 — 6,1 мм; 2 — 12,7 мм; 3 — 19 мм; 4 — 25,4 мм; 5 — 38,1 мм

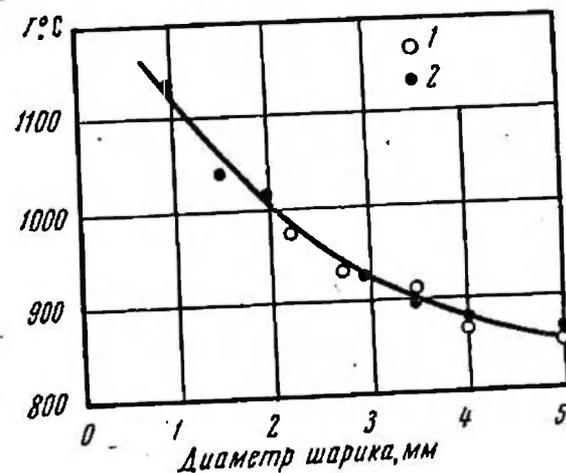


Рис. 14. Влияние диаметра шарика на температуру самовоспламенения газовой смеси. 1 — платина; 2 — кварц

тана с воздухом, пары бензина с воздухом и другие вещества. Искры, образующиеся при ударах металла о металл, металла о камень и при трении их, имеют различную воспламеняющую способность.

Пламя является мощным тепловым источником пламенения. При применении пламени в качестве источника воспламенения горение возникает быстро, так продукты сгорания нагреты до высокой температуры.

Электрические искры часто являются причиной пламенения горючей смеси. Механизм воспламенения горючих веществ электрической искрой более сложен, чем воспламенение накаливаемым телом. При образовании искры в объеме газа между электродами происходит возбуждение молекул и их ионизация, что влияет на характер протекания химических реакций. Одновременно с этим в объеме искры происходит интенсивное повышение температуры. В связи с этим выдвинуты две теории механизма воспламенения электрической искрой: ионная и тепловая.

Ионная теория не противоречит тепловой при объяснении механизма воспламенения от электрических искр и поэтому обычно придерживаются тепловой теории.

По тепловой теории электрическая искра нагревает объем горючего вещества, заключенный между электродами, до температуры самовоспламенения. Результаты опытов подтверждают это положение.

Концентрационные пределы воспламенения. При горении с продувкой воздухом в условиях вскрытых слоев пластов в скважине могут образоваться различные смеси горючего газа с воздухом. Концентрация горючего в этих смесях может изменяться от долей процента до 100%. Однако не все из этих концентраций взрывоопасны. Свойства горючих смесей различны в зависимости от точки зрения возможности их воспламенения. Воспламенение смеси горючих газов и паров с воздухом может произойти лишь при их определенной концентрации.

Наименьшее количество горючего вещества, находясь в воздухе, дает с ним взрывоопасную смесь и называется нижним концентрационным пределом воспламенения. Наибольшее количество горючего вещества, находясь в воздухе, дает с ним взрывоопасную смесь и называется верхним концентрационным пределом воспламенения. Чем больше величина между нижним и верхним концентрационными пределами, тем взрывоопаснее вещество.

При концентрации газов или паров в смеси с воздухом меньше нижнего предела смесь из-за наличия в не-

избытка воздуха является невзрывоопасной; при концентрации — большей верхнего предела, взрыва не происходит потому, что смесь слишком богата газом или парами и содержит недостаточно кислорода. Но богатая смесь все же способна к воспламенению и горению за счет притока дополнительного количества воздуха.

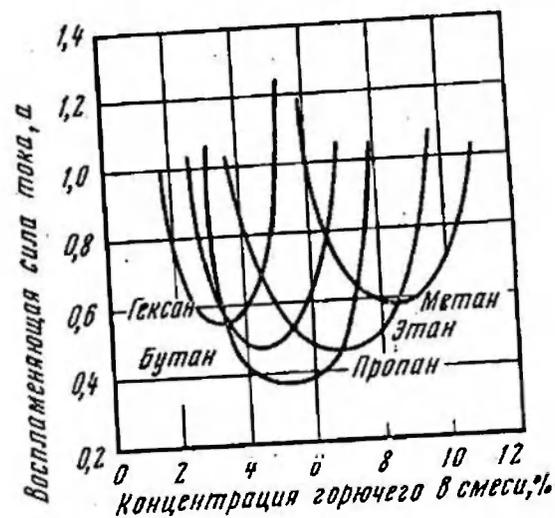


Рис. 15. Изменение концентрационных пределов воспламенения от мощности искры.

Для каждой газовой смеси существует своя минимальная мощность искры, способная воспламенить смесь. Она изменяется в зависимости от состава, температуры и давления смеси. На рис. 15 показана минимальная сила тока в первичной цепи (без индуктивности), необходимая для воспламенения искрами размыкания различных смесей углеводородов. Так, смесь, состоящая из 6,6% бутана с воздухом, воспламеняется от искры при силе тока 0,8 а и выше. При силе тока ниже 0,8 а эта смесь не воспламеняется. Следовательно, для данной смеси минимальная сила тока воспламеняющей искры равна 0,8 а. Для каждого горючего вещества существует минимальная сила тока, ниже которой горючая смесь не воспламеняется. Для метана (см. рис. 15) она равна 0,57 а, этана — 0,45 а, пропана — 0,36 а и т. д.

Увеличение мощности электрических искр расширяет область воспламенения (взрыва) газосмесей. Однако и здесь существует своя граница, дальнейшее изменение пределов воспламенения не исходит. Искры такой мощности принято называть насыщенными.

При воспламенении газовых смесей нагретыми поверхностями выявлены те же закономерности. Чем выше поверхность нагретого тела, тем шире промежуток воспламенения при одной и той же температуре.

Начальная температура горючей смеси влияет на пределы воспламенения. С повышением температуры промежуток воспламенения расширяется, при этом нижний предел уменьшается, а верхний — увеличивается. Например, пределы воспламенения для метана представлены в табл. 8.

Таблица 8

Температура, °С	Предел воспламенения, %	
	нижний	верхний
17	6,30	12,9
100	5,95	13,7
200	5,50	14,6
300	5,10	15,5
400	4,80	16,6

На пределы воспламенения горючей смеси влияют также и начальное давление. В табл. 9 приведены пределы воспламенения различных газов в воздухе при атмосферном давлении (по Джонсу) [24].

Таблица 9

Газ	Предел воспламенения, %	
	нижний	верхний
Метан	5,00	15,00
Этан	3,22	12,45
Пропан	2,37	9,50
Бутан	1,86	8,41
Пентан	1,40	7,80

Нижний предел воспламенения смеси метана с воздухом, как видно из табл. 10, почти не изменяется при повышении давления, а верхний — при повышении давления увеличивается. Такое поведение смесей метана объясняется его термической устойчивостью при высоком давлении, что исключает протекание эндотермических реакций, снижающих температуру горения.

Таблица 10

Давление, кг/см ²	Предел воспламенения, %	
	нижний	верхний
1	5,6	14,3
10	5,9	17,2
50	5,4	29,4
125	5,7	45,7

Влияние добавок на пределы воспламенения. Исключить опасность взрыва можно добавками различных веществ.

Относительно хорошо действующими средствами для подавления взрывов метана оказались этилйодид и четыреххлористый кремний, а наилучшим — хлорокись фосфора. Область взрывов для смеси метан — воздух — изоамилбромид приводится на рис. 16, свидетельствующем об относительно большой эффективности этого вещества; другие галоидные органические соединения действуют подобным же образом.

На рис. 17 показано влияние примеси азота и других негорючих газов на пределы воспламенения метана. При увеличении концентрации негорючих газов в смеси резко уменьшается верхний предел воспламенения (правая ветвь) и незначительно изменяется нижний предел воспламенения (левая ветвь). Область воспламенения сокращается, и при определенной концентрации негорючих газов смесь перестает воспламеняться.

Скорость распространения пламени в газовых смесях. Знание скорости распространения пламени в газовых смесях позволяет установить безопасные скорости газовоздушных потоков в трубопроводах. Последние должны быть больше скорости распространения пламени, для того чтобы предотвратить распространение

взрыва по смеси в направлении, противоположном движению. Скорость распространения пламени няется в зависимости от состава смеси, ее температуры и давления, диаметра трубы и т. д. В табл. 11 даны скорости распространения пламени в смесях с воздухом.



Рис. 16. Область воспламенения в системе метан — воздух — изоамилбромид.

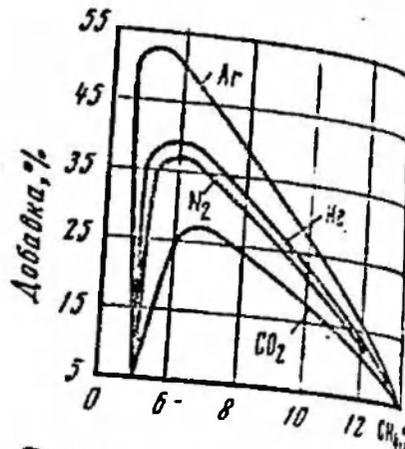


Рис. 17. Изменение пределов воспламенения метана от смеси негорючих газов.

уменьшается. Диаметр трубы, при котором горение в смеси невозможно, называется критическим. Критический диаметр трубы для различных смесей не одинаков и зависит от теплопроводности смеси и скорости распространения в ней пламени. Чем больше скорость, тем меньше критический диаметр, и наоборот.

Наличие паров воды в газовой смеси ускоряет скорость горения, а также в значительной степени влияет на скорость распространения пламени. Например, скорость распространения пламени в смеси 45% CO и воздуха при различном содержании паров воды в трубе диаметром 2,5 см приведено в табл. 12.

Таблица 12

Содержание H ₂ O, %	0,70	1,45	3,50	5,20	8,00
Скорость распространения пламени, см/сек	56	76	106	120	118

Таблица 11

Содержание метана в смеси, %	Скорость распространения пламени в см/сек в трубах диаметром, см					
	2,5	10	20	40	60	80
6	23	43,5	63	95	118	137
7	35	60	73	120	145	165
8	50	80	100	154	183	203
9	63	100	130	182	210	228
10	65	110	136	188	215	236
11	54	94	110	170	202	213
12	35	74	80	123	163	185
13	22	45	62	104	130	138
13,5	—	40	—	90	115	132

Горение нефти, конденсата. Горение нефти, конденсата возникает в результате воспламенения под действием тепловых источников при наличии над их поверхностью определенного состава смесей паров с воздухом. Состав этих смесей всецело зависит от природы горючей жидкости и ее температуры. Если жидкость нагрета выше температуры вспышки, источник воспламенения, приближаясь к поверхности жидкости, воздействует на горючую смесь паров с воздухом и воспламеняет ее. От источника воспламенения пламя по горючей смеси быстро распространяется над поверхностью жидкости и начинается процесс горения ее со свободной поверхности.

Если температура жидкости ниже температуры вспышки, то при кратковременном приближении к жидкости источника воспламенения горение не возникает, потому что отсутствует горючая смесь паров с воздухом над свободной поверхностью. Чтобы воспламенить жидкость, нужен длительно действующий источник воспламенения. При приближении такого источника воспламенения к поверхности жидкости тонкий слой ее нагревается, испаряется, образуется смесь паров с воздухом,

Для каждого диаметра трубы при неизменном составе смеси в зависимости от тепловых потерь существует определенная скорость распространения пламени. Уменьшая диаметр трубы, можно достигнуть такой величины теплоотдачи, при которой горение в смеси пр

которая затем и воспламеняется. Пламя от места возникновения горения медленно (по сравнению с пространством по газовой смеси) распространяется по всей поверхности жидкости.

Как следует из сказанного, при низких температурах жидкости существенную роль в распространении пламени играет передача тепла от пламени к жидкости. Пламя подогревает прилегающие к нему слои жидкости. Давление паров над ними возрастает, образуется паровая смесь, которая и воспламеняется. Перемещиваясь, пламя подогревает следующий слой жидкости и происходит распространение пламени на всю свободную поверхность жидкости.

Горючие жидкости с высокой температурой вспышки, нагретые несколько выше этой температуры, не горят после сгорания находящейся над ними паровой смеси паров с воздухом. Объясняется это тем, что за время сгорания смеси не успевает образоваться количество новых паров, достаточное для продолжения горения. Следовательно, горение со свободной поверхности возникает у этих жидкостей при температуре, значительно выше температуры вспышки, называемой температурой воспламенения.

Источники воспламенения горючей смеси в скважине

В зарубежной технической литературе (в основном американской, где метод бурения с продувкой воздухом получил широкое распространение) указываются случаи взрывов в скважине, в результате которых имела место целостность бурильного инструмента. Напри- мер, в Пермском бассейне (США) в процессе бурения для улучшения выноса шлама из скважины создали повышенное давление на устье, временно перекрыв задвижкой выкидного трубопровода. В результате повышения давления в скважине произошел взрыв, порвавший бурильную колонну [76].

Аналогичный взрыв произошел при бурении скважины Кук 1 (фирма «Андерсон — Причард»). После подъема бурильных труб оказалось, что последняя свеча порвалась на две части, одна из них длиной 19,5 м осталась в скважине, а другую — длиной 7,9 м — извлекли на поверхность. Следующие две свечи также были повреждены взрывом [18].

В глубокой разведочной скважине компании Эль-Пасо на глубине 3020 м при вскрытом газоносном объекте произошел прихват бурильного инструмента. Бригада пыталась продавить скважину, чтобы освободить бурильную колонну. Для этого повысили давление в скважине дожимным компрессором, не обеспечив достаточного охлаждения сжатого воздуха. При давлении под превентором 30—32 кг/см² произошел взрыв.

Силой взрыва было сорвано соединение выкидного трубопровода и разбросало оцинкованные листы, которыми было накрыто основание под вышку [78]. На месторождении Кэпрок [50] при проходке продуктивной зоны с продувкой воздухом на забое в результате попадания загоревшегося куска резины от бурового шланга загорелась нефть. Температура на забое поднялась настолько, что одна из утяжеленных бурильных труб была прожжена на длине 1 м, однако на поверхности единственным признаком пожара было появление клубов дыма из выкидного трубопровода. Пожар был ликвидирован после прекращения подачи воздуха.

Рассмотрим предпосылки, способствующие взрыву в скважине. При бурении с продувкой воздухом, вследствие незначительного давления на забой скважины, маломощные нефтяные и газовые пропластки, даже не имеющие промышленного значения, находящиеся в разрезе скважины, проявляют себя. Притекающие из пропластка нефть или газ смешиваются с воздухом, подаваемым в скважину для выноса выбуренной породы. В зависимости от количества притекающего в скважину газа и подаваемого в силу технологических требований воздуха не исключена возможность образования в скважине газозвушной смеси взрывоопасной концентрации.

Условия нахождения газозвушной смеси в скважине характеризуются давлением и температурой пласта. Последние способствуют расширению концентрационных пределов взрываемости, что в свою очередь повышает вероятность образования в скважине газозвушной смеси взрывоопасной концентрации. Кроме того, следует учесть, что с ростом давления уменьшается значение минимальной энергии, достаточной для воспламенения горючей смеси, и в частности, уменьшаются температуры самовоспламенения нефтей и газов.

Это способствует увеличению вероятности воспламенения взрывчатой смеси по сравнению с нормальными давлением и температурой.

Вероятность воспламенения горючей смеси в скважине различна по ее стволу. В процессе бурения при наличии циркуляции рабочего агента давление в затрубном пространстве уменьшается от забоя к устью. Поскольку же пределы взрываемости расширяются с увеличением давления, то, следовательно, вероятность воспламенения в призабойной зоне скважины будет выше, чем у устья, причем тем выше, чем больше забойное давление.

Таким образом, при поступлении в скважину из пласта природного газа и подаче в нее воздуха (окислителя) в случае образования взрывоопасной смеси их для начала реакции воспламенения необходимы источники воспламенения. Последними могут быть механические и электрические искры, температура нагретой поверхности и т. д.

Для воспламенения смеси независимо от источника должно выделяться вполне определенное количество тепла в единицу времени, которое воспламенит смесь.

Рассмотрим возможные источники, воспламеняющие горючую смесь в скважине при производстве различных технологических процессов [12, 14, 17].

Процесс бурения. Разрушаемая долотом порода выносится восходящим потоком газовой смеси по затрубному пространству из скважины на дневную поверхность. Во время движения происходит соударение частиц между собой, а также о колонну буровых труб. При этом не исключена возможность образования механических искр.

Источником, воспламеняющим горючую смесь в процессе бурения, также может быть температура нагрева рабочих элементов долота при разрушении породы.

Рассмотрим возможность образования газовой взрывчатой смеси непосредственно в зоне работающего долота при вскрытии продуктивного объекта. При условии $P_r > P_{пл}$ (где P_r — давление на забое при циркуляции воздуха, $P_{пл}$ — давление встречного в разрезе непромышленного продуктивного пропластка) приток из пласта непосредственно в зоне разрушения

наблюдаться не будет, приток будет выше по стволу скважины по мере углубления скважины ниже продуктивного пласта, когда пластовое давление превысит давление рабочего агента по стволу скважины.

При условии $P_r < P_{пл}$ с начального момента вскрытия кровли продуктивного пропластка будет наблюдаться приток, увеличивающийся по мере вскрытия объекта. В этом случае в призабойной зоне будет происходить интенсивное смешивание воздуха с газом. Возможность образования смеси взрывоопасной концентрации будет определяться дебитом пропластка, количеством подаваемого в скважину воздуха, давлением и температурой в скважине, а возможность воспламенения — энергией источника.

Кроме того, существенное влияние на вероятность воспламенения будет оказывать местоположение продуктивного пропластка в разрезе скважины. Наиболее опасным является момент вскрытия, так как давление на забое при этом будет максимальным, и соответственно пределы воспламенения горючей смеси также будут максимальными. После прохождения бурением продуктивного пропластка по мере углубления скважины возможность воспламенения непосредственно в призабойной зоне будет исключена, но возможность воспламенения выше по стволу скважины сохранится.

Источником воспламенения горючей смеси в процессе роторного бурения могут также явиться температуры, возникающие при трении вращающейся буровой колонны о стенки скважины или ранее спущенной обсадной колонны. Величина возникающих при этом температур зависит в основном от скорости вращения колонны и продолжительности ее контакта с породой и обсадными трубами. При определенных условиях в скважине (давление, температура смеси, скорость вращения буровой колонны, характеристика горючего компонента в смеси и др.) температуры, возникающие при трении, особенно о стенки сухой скважины, могут быть достаточными для воспламенения горючей смеси.

Кроме того, при трении вращающейся буровой колонны о стенки скважины или обсадные трубы не исключена возможность образования механических искр.

Вероятность их образования зависит от шероховатости структурных и физико-механических свойств трущихся поверхностей.

Спуско-подъемные операции. Практика бурения с продувкой воздухом показала, что в ряде случаев взрыв в скважине происходит при спуско-подъемных операциях бурильной колонны.

Взрывчатая смесь в скважине может образоваться после прекращения подачи воздуха для циркуляции при малом притоке легких углеводородов. Источником, воспламеняющим взрывчатую смесь при выполнении этих работ, могут явиться температуры, возникающие при трении в процессе спуска или подъема бурильной колонны о стенки скважины или ранее спущенной обсадной колонны. Величина получаемых температур зависит в основном от скорости и продолжительности спуска (подъема) колонны и площади контактируемых поверхностей.

В этой связи необходимо определить оптимальный режим спуска (подъема) бурильной колонны, при котором температуры, возникающие при трении, будут взрывобезопасны. Тем более, что при выполнении спуско-подъемных операций в затрубном пространстве скважины шлам практически отсутствует и опасность взрыва при наличии в скважине взрывчатой смеси высока.

Крепление скважины. При креплении скважины источником, воспламеняющим взрывчатую смесь в скважине, может быть температура, возникающая при трении спускаемой обсадной колонны о стенки скважины (незаполненной промывочной жидкостью). По сравнению со спуском бурильной колонны вероятность воспламенения в этом случае при всех прочих равных условиях будет меньше, вследствие сравнительно небольшой длины спускаемой трубы (9—12 м), что уменьшает продолжительность трения и, следовательно, температуру нагрева. Тем не менее, необходимость определения оптимальных режимов спуска с точки зрения взрывобезопасности является актуальной.

Источником воспламенения может быть также температура, возникающая при разбуривании (после проведенья цементирования скважины) обратного клапана и башмака, установленных в эксплуатационной колонне.

Электробурение. При бурении электробуром в колонне бурильных труб над ним (так же как и при ротационном бурении над долотом) должен быть установлен обратный клапан, препятствующий поступлению пластового газа в бурильные трубы. В случае просачивания пластового газа через обратный клапан при спуско-подъемных операциях не исключена возможность образования в колонне бурильных труб газозадушной смеси взрывоопасной концентрации или же поступления газа по колонне бурильных труб на рабочую площадку буровой установки. Наличие источника воспламенения в колонне бурильных труб или на рабочей площадке буровой установки может привести к взрыву газозадушной смеси при концентрациях газа в смеси в пределах взрываемости. Возможными источниками воспламенения при этом могут быть искры, возникающие при коротком замыкании и в системе токоподвода и искрение в кольцевом токоприемнике.

Электроэнергия к забойному электрическому двигателю подводится с помощью шлангового кабеля, отрезки которого размещены внутри бурильных труб. При свинчивании труб отрезки кабеля соединяются между собой с помощью контактных муфт и стержней. Механические повреждения контактных стержней приводят к пробоям токоподвода. Причинами пробоев токоподвода также могут быть загрязнение поверхности контактной муфты и стержня, нарушение герметичности в контактном соединении вследствие его износа при длительной эксплуатации.

При пробоях возникают большие токи и температуры, в результате чего контактное соединение обгорает, плавится и деформируется. Величины возникающих при пробое изоляции токов и температур значительно превышают максимально допустимые, выше которых происходит воспламенение горючей смеси. Наряду с замыканием в контактном соединении токоподвода происходят также короткие замыкания жилы кабеля и тела трубы вследствие нарушения изоляции кабеля.

Опыт проводки скважин электробуром показал, что при многократном включении электробура после отключения его максимальной защиты на ряде скважин отмечался сквозной прожог бурильной трубы при коротком замыкании жилы кабеля и трубы. В одних случаях

прожог был в виде щели, в других — в виде круглого или эллиптического отверстия.

Сила тока и температура, возникающие при прожоге бурильной трубы, значительны. Температура превышает температуру плавления металла, а величина силы тока может достигать нескольких сотен ампер. При коротком замыкании, в результате которого возникает прожог бурильной трубы, возможен взрыв газовой смеси как в бурильных трубах, так и в затрубном пространстве скважины.

При отсутствии прожога в случае короткого замыкания жилы кабеля и трубы на внутренней поверхности трубы создаются большие температуры, величина которых зависит в основном от силы тока. В результате теплопередачи температура наружной поверхности трубы также будет повышаться. В связи с этим представляется интерес экспериментально определить эту температуру после отключения электробура максимальной защитой с учетом времени сработки ее и установить, достаточна ли она для начала реакции воспламенения газовой смеси в затрубном пространстве скважины.

Кроме того, при бурении электробуром, питаемым по системе ДПТ, возможно искрение между телом трубы и стенками скважины. Исследование воспламеняющей способности электрического искрения в скважине и разработка мер взрывобезопасности при бурении электробуром, питаемым по системе ДПТ, являются важными для практики буровых работ.

Исследование воспламенения газовой смеси от механических искр в условиях высоких давлений и температуры

Исследованию воспламенения воздушных смесей естественных газов, предельных и ароматических углеводородов и других веществ от механических искр трения и удара в условиях нормальных давлений и температуры посвящено много работ [28, 39, 47, 49, 56].

Установлено [47], что естественные газы механическими искрами не поджигаются. Попытки воспламенить горючую смесь из природного газа при помощи искр, получаемых при истирании металлических стержней

карборундовым кругом, вращающимся со скоростью 3400 об/мин, также оказались безуспешными [56]. Воспламенение природного газа или даже паров бензина от искр, вызванных трением или ударом, является маловероятным [49].

Однако не установлено, возможно ли воспламенение газозвушной смеси от механических искр, образующихся в результате трения или удара в условиях высоких давления и температуры.

В процессе бурения с продувкой воздухом на забое поддерживается давление, определяемое глубиной и технологическими условиями проходки скважины. При вскрытии маломощного газового пропластка (не имеющего промышленного значения) в затрубном пространстве скважины может образоваться газозвушная смесь, которая также будет находиться под давлением. Кроме того, с увеличением глубины скважины повышается и температура. В настоящее время максимально достигнутая глубина бурения с продувкой забоя воздухом равна 5638,4 м [64]. Если принять, что геотермический градиент составляет 1°C на 30 м, то температура на глубине 6000 м составит примерно 200°C .

Возможность воспламенения газозвушной смеси от механических искр в условиях высоких давления и температуры определялась на специальной экспериментальной установке (рис. 18) [12].

Чтобы приблизить условия эксперимента к реальным, спроектировали специальную взрывную камеру¹, конструкция которой позволяла поддерживать и контролировать заданные экспериментом давление и температуру газозвушной смеси, а также обеспечивала получения механических искр в условиях повышенного давления.

Конструктивное решение камеры позволило исключить влияние на результаты экспериментов возможного взрыва газозвушной смеси от электрической искры вследствие неисправностей электродвигателя; значительно уменьшить объем рабочей камеры, в которой производятся экспериментальные взрывы; обеспечить надежную герметизацию камеры.

¹ Конструкцию камеры разработали Е. А. Бертутьсон, Г. С. Газарян, Б. А. Костин, А. А. Киселев.

Камера (рис. 19) состоит из корпуса 1 и крышек 2 и 3. В конструкции камеры предусмотрены две полости — А и Б, соединенные между собой каналом. В полости Б размещен искрообразующий механизм, а в полости А — его привод.

В полости Б, имеющей яйцевидную форму, помещены карборундовый круг 5, насаженный на ведомый вал 6 электродвигателя, и металлический брусок 7, укрепленный в вилке рычага 8.

Механические искры получались при контакте вращающегося карборундового круга с металлическим бруском, предварительно прижимаемым к нему с незначительным усилием пружиной 9.

В корпусе камеры, в зоне полости Б, предусмотрены отверстия с резьбой, в которые ввинчиваются: игольчатые вентили 10, предназначенные для впуска газа и воздуха во взрывную камеру, продувки камеры после взрыва от продуктов сгорания и создания вакуума в камере; термомпара 11, фиксирующая температуру газовой среды в камере; автомобильная свеча для производства контрольного взрыва.

Чтобы облегчить установку крышки полости камеры Б, предусмотрены откидные болты. Крышка полости камеры Б имеет вогнутую внутреннюю поверхность и снабжена патрубком для установки предохранительной пластины 12. Трапециевидная трехзаходная резьба на втулке, прижимающей пластину, обеспечивает быструю и легкую смену пластины.

В экспериментах применялись чугуновые тарированные пластины, а также пластины, вырезанные из клингерита, паронита и картона. Выбор типа пластины зависел от величины давления, создаваемого в камере.

В полости А камеры, имеющей форму цилиндра, смонтирован короткозамкнутый асинхронный электродвигатель 4. Вал двигателя посредством муфты соединен с ведомым валом, проходящим в полость Б через канал, соединяющий обе полости. В канал смонтировано лабиринтовое уплотнение, представляющее собой ряд ступенчатых пластин. Лабиринтовое уплотнение предназначено для предотвращения распространения взрыва из полости Б камеры в полость А.

Опорами ведомого вала служат радиально-упорный 13 и шариковый 14 подшипники. Радиально-упор-

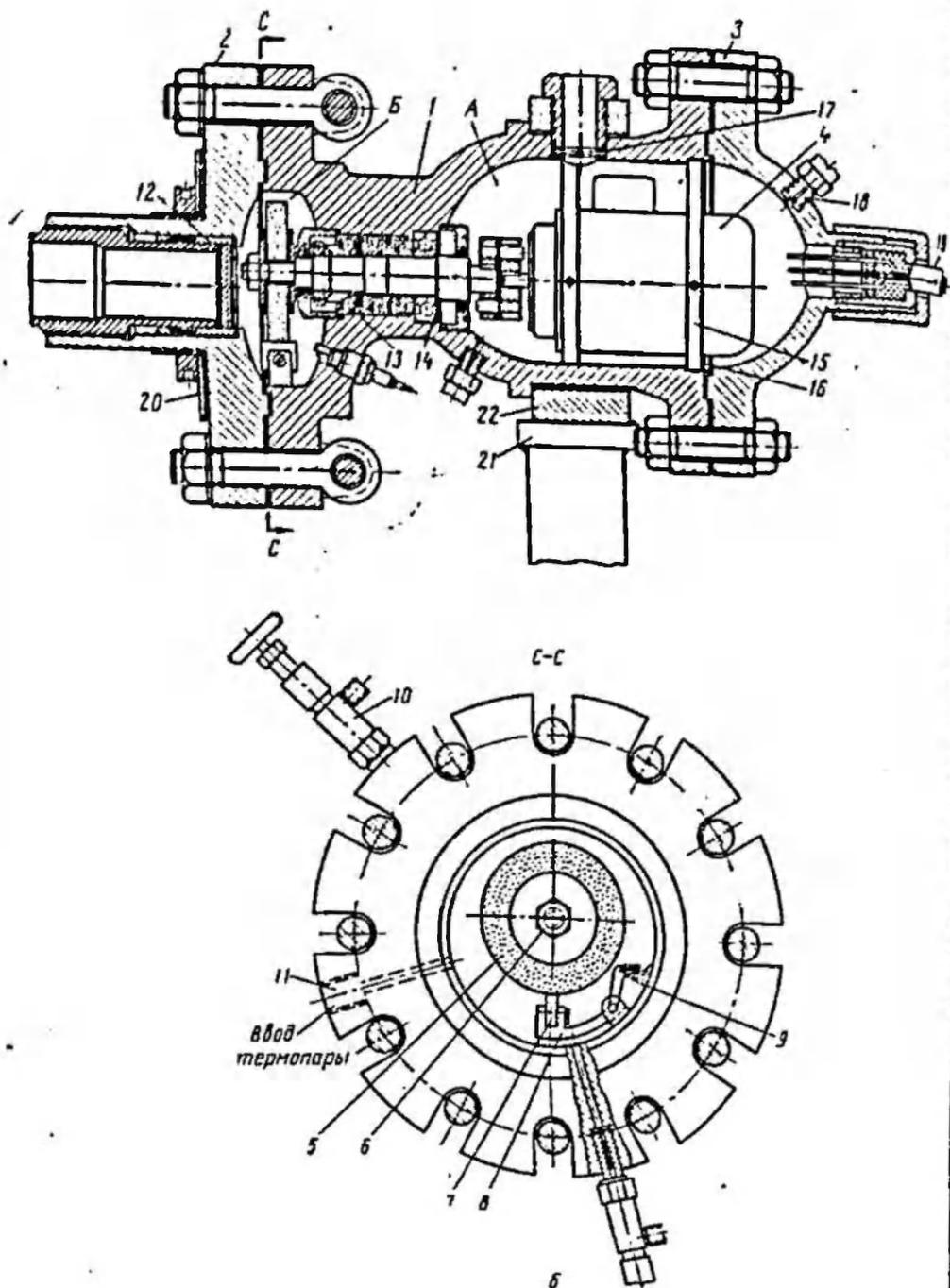


Рис. 19. Камера высокого давления для исследования взрываемости газоздушных смесей от искр в условиях высоких давления и температуры. а — вид камеры сбоку в разрезе; б — вид камеры с торца С-С при снятой крышке.

ный подшипник предохраняет также ведомый вал от выдавливания последнего из полости *Б* камеры под действием давления взрыва.

На корпус электродвигателя надеты два кольца *15*. Наружный диаметр колец равен внутреннему диаметру полости камеры *А*. Чтобы исключить возможность продольного смещения электродвигателя, кольца с одной стороны упираются в буртик, а с другой — поджимаются пружинным кольцом *16*.

В корпусе камеры в зоне полости *А* имеется отверстие для установки предохранительной пластины *17*, которая поджимается втулкой. Предохранительная пластина рассчитана на давление, соответствующее допустимому для камеры. Назначение пластины — предохранить камеру от разрыва в случае повышения давления выше допустимого.

В крышке полости камеры *А* и в корпусе камеры предусмотрены отверстия для ввинчивания игольчатых вентилях *18*. Кабель *19*, подводящий ток к электродвигателю, вводится через крышку полости камеры *А*. К концам кабеля припаяны медные стержни. Часть длины медных стержней и кабеля завулканизирована. Это исключает возможность истечения газозооушной смеси из камеры между зазорами проволок жил кабеля.

На корпусе, в зоне полости камеры *Б*, предусмотрена кольцевая площадка *20* для размещения ннхромовой спирали, предназначенной для подогрева газозооушной смеси в полости камеры *Б* до температуры, устанавливаемой экспериментом.

Корпус камеры устанавливается на плите *21*, приваренной к двум 76-мм трубам, концы которых забетонированы в земле. Хомут *22*, опоясывающий корпус камер, укрепляется болтами к плите. Камера рассчитана на максимально допустимое давление 50 кг/см².

В экспериментах для приближения их к реальным условиям в качестве абразивного материала (имитирующего породу) для искрообразующего механизма был взят карборундовый круг, а в качестве металлического образца — бруски, изготовленные из стали 40ХН, так как температура искр, полученных в результате трения карборундового круга о металлические образцы, изготовленные из сталей марок Ем, Д, 40ХН, оказались примерно 1100—1250° С.

В реальных условиях частицы выбуренной породы движутся в воздушном потоке скважины с различной скоростью. Скорость движения частицы ($d=0,9$ см) в трубном пространстве скважины, определенная как разность между скоростью воздушного потока, установленного технологическими условиями 15—20 м/сек, и критической скоростью витания частицы, находится в пределах 4,5—7 м/сек. В связи с этим линейная скорость на периферии карбуритового круга, насаженного на вал электродвигателя, была принята максимальной 7 м/сек.

В экспериментальных работах использовали естественный природный газ Карадагского месторождения следующего состава: CH_4 —94,50%; C_2H_6 —2,10%; C_3H_8 —1,45%; C_4H_{10} —1,06%; высшие—0,7%; CO_2 —0,19%. Взрывы производили при оптимальной концентрации газа в смеси, составляющей 9—10% от объема смеси.

Газовоздушная смесь оптимальной концентрации приготавливалась в смесителе по парциальным давлениям в соответствии с уравнением

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{P_2}{P_1}, \quad (8)$$

где V_1 —объем газа; V_2 —объем газовоздушной смеси; P_1 —давление газа в смесителе; P_2 —давление газовоздушной смеси в смесителе.

При заданных $\frac{V_1}{V_2}$ и P_1 определяется P_2 , при котором соблюдаются условия получения оптимальной концентрации газовоздушной смеси.

При таком методе дозировки и высоких давлениях возможна погрешность, связанная с отклонением реальных газов от законов состояния идеального газа. Оценка возможной погрешности при максимальном давлении, принятом в эксперименте, может быть дана из следующих соображений.

Уравнение Клапейрона с учетом коэффициента сжимаемости газа z имеет вид

$$PV = zGRT. \quad (9)$$

Поскольку при приготовлении газовоздушной смеси в смеситель первоначально вводится газ под давлением

P_1 при температуре T_1 , то объем этого газа в стандартных условиях будет определяться уравнением

$$V_{0Г} = V_{\kappa} \frac{1}{z_{Г(P_1)}} \cdot \frac{273}{T_1} \cdot \frac{P_1}{P_0}, \quad (10)$$

где V_{κ} — объем смесителя; $z_{Г(P_1)}$ — коэффициент сжимаемости газа при давлении P_1 .

Затем в смеситель вводится воздух до достижения давления P_2 . Объем газовой смеси в стандартных условиях будет равен

$$V_{0см} = V_{\kappa} \frac{1}{z_{см(P_2)}} \cdot \frac{273}{T_2} \cdot \frac{P_2}{P_0}, \quad (11)$$

где $z_{см(P_2)}$ — коэффициент сжимаемости газовой смеси при давлении P_2 .

Разделив уравнение (10) на уравнение (11) и приняв $T_1 = T_2$, получим

$$\frac{V_{0Г}}{V_{0см}} = \frac{z_{см(P_2)} P_1}{z_{Г(P_1)} P_2}. \quad (12)$$

Численное значение коэффициентов сжимаемости определяется с помощью экспериментальных кривых, где величина z поставлена в зависимости от приведенных давления и температуры. Приведенные давления $P_{пр}$ и температура $T_{пр}$ определяются из следующего выражения:

$$P_{пр} = \frac{P}{\Sigma (y P_{кр})}; \quad T_{пр} = \frac{T}{\Sigma (y T_{кр})}, \quad (13)$$

где y — мольное или объемное (в %) содержание данного углеводорода в газе; $P_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические давление и температура.

Средневзвешенные критические значения давления и температуры используемого в экспериментах газа приведены в табл. 13.

При приготовлении взрывчатой смеси оптимальной концентрации в смеситель первоначально впускался газ до получения давления 5 кг/см^2 при температуре газа 20°C . В этом случае приведенные критические давление и температура соответственно равны $P_{пр} = 0,106$ и $T_{пр} = 1,41$, а коэффициент сжимаемости газа $z_{Г(P_1=5 \text{ кг/см}^2)}$

Таблица 13

Компоненты	Содержание, % объемн.	$P_{кр}$	$T_{кр}$	$\nu P_{кр}$	$\nu T_{кр}$
Метан	94,50	47,3	190	44,50	180,00
Этан	2,10	49,8	305	1,05	6,40
Пропан	1,45	43,4	370	0,63	5,36
Бутан	1,06	38,7	425	0,42	4,60
Высшие углеводороды . .	0,70	34,0	470	0,24	3,38
Углекислый газ	0,19	75,4	304	0,14	0,58
Итого	100	—	—	46,98	200,32

согласно экспериментальным графикам Брауна равен 0,98.

Затем в смеситель вводился сжатый воздух до получения давления 50 кг/см^2 , что приводило к изменению объемного содержания компонентов в газовой смеси. Принимая, что 90% газовой смеси составляет воздух, определим коэффициент сжимаемости смеси. Расчет средневзвешенных критических давления и температуры газовой смеси приведен в табл. 14.

Таблица 14

Компоненты	Содержание, % объемн.	$P_{кр}$	$T_{кр}$	$\nu P_{кр}$	$\nu T_{кр}$
Воздух	90,00	38,4	132	34,60	119,00
Метан	9,45	47,3	190	4,45	18,00
Этан	0,21	49,8	305	0,11	0,64
Пропан	0,15	43,4	370	0,06	0,54
Бутан	0,11	38,7	425	0,04	0,46
Высшие углеводороды . .	0,07	34,0	470	0,02	0,34
Углекислый газ	0,01	75,4	304	0,01	0,06
Итого	100	—	—	39,29	139,04

При температуре газовой смеси 20°C и давлении 50 кг/см^2 $P_{пр} = 1,27$, $T_{пр} = 2,1$, а соответствующее им значение коэффициента сжимаемости смеси $Z_{см}(P_2 = 50 \text{ кг/см}^2) = 0,975$.

Отношение $\frac{z_{\text{exp}}(P_1)}{z_{\Gamma}(P_1)}$ показывает, что погрешность, свя-

занная с отклонением реальных газов от законов состояния идеального газа при дозировке методом парциальных давлений в пределах заданных экспериментом давлений, составляет менее 1%, что вполне допустимо.

Опыты проводились при температурах газовой смеси 20 и 200° С. При температуре 200° С камера предварительно нагревалась. Температура во взрывной полости камеры фиксировалась термопарой.

Перед каждым опытом взрывная камера продувалась сжатым воздухом от компрессора для удаления продуктов горения. Затем производилась откачка воздуха из камеры с помощью вакуум-насоса до остаточного давления 10—20 мм рт. ст. После этого в камеру из смесителя вводилась газовоздушная смесь взрывоопасной концентрации. Давление в камере контролировалось по образцовому манометру. Для проверки взрываемости смеси при отсутствии взрыва от механических искр делали контрольные взрывы от электрической искры.

В проведенных опытах при температуре газовой смеси 20° С и давлении в камере, превышающем 21,5 кг/см², взрывы происходили от механической искры. При понижении давления среды частота воспламенения газовой смеси уменьшилась, а при давлении смеси в камере ниже 8 кг/см² взрывов от механической искры не наблюдалось. При температуре газовой смеси 200° С смесь воспламенялась от механических искр при давлении ниже 8 кг/см², но при давлении ниже 4 кг/см² воспламенения не было.

Частота воспламенения газовой смеси в условиях опыта носит статистический характер и зависит от числа проведенных опытов. Поэтому очень важен выбор числа экспериментов для определения вероятности взрыва при заданном давлении среды.

Как известно, частота воспламенения x_p определяется отношением числа полученных воспламенений взрывоопасной смеси m к общему числу опытов n , проведенных при всех прочих равных условиях, т. е.

$$x_p = \frac{m}{n} \quad (14)$$

Если обозначить вероятность воспламенения через p , а отклонение от нее опытной частоты через ϵ , то в соответствии с неравенством Чебышева будем иметь

$$P[(x_p - p) < \epsilon] > 1 - \frac{pq}{n\epsilon^2},$$

где $q = 1 - p$.



Рис. 20. Зависимость статистической вероятности воспламенения от числа взрывов.

Чтобы определить число необходимых опытов, исходя из следующего положения. Допустим, что вероятность p такова, что полученная при опытах частота воспламенения x_p отличается от теоретической вероятности воспламенения не более чем на 50%, т. е. будет не менее 0,95. Следовательно,

$$P[(x_p - p) < \epsilon] > 1 - \frac{pq}{n\epsilon^2} = 0,95. \quad (16)$$

Правая часть этого неравенства позволяет определить число опытов

$$n = \frac{pq}{0,05\epsilon^2}. \quad (17)$$

Так как по условию $\epsilon \leq \frac{50}{100} p$, то

$$n = \frac{80(1-p)}{p}. \quad (18)$$

Из последнего выражения видно, что чем меньше вероятность воспламенения, тем большее число опытов необходимо провести. Например, при $p = 0,1$ $n = 720$; при $p = 0,01$ $n = 7920$; при $p = 0,001$ $n = 8 \cdot 10^4$.

Провести такое большое количество опытов из-за их трудоемкости практически невозможно. Поэтому при ма-

лых значениях вероятности воспламенения полученные экспериментальные данные не будут иметь достаточной точности.

В области высоких вероятностей число опытов, достаточных для определения вероятности воспламенения газовой смеси необходимой точности, устанавливали на основании экспериментальных кривых зависимости вероятности воспламенения p от числа наблюдавшихся взрывов от механической искры m . Признаком достаточной точности являлось выполаживание кривой (уменьшение амплитуды колебания). На рис. 20 приведена зависимость статистической вероятности воспламенения газовой смеси p от числа наблюдавшихся взрывов m при давлении 7,5 кг/см² и температуре смеси 200°С.

Обработка результатов экспериментов в логарифмической сетке в виде функциональной зависимости вероятности воспламенения газовой смеси от давления (рис. 21) позволила установить степенную зависимость между ними

$$p = aP^n, \quad (19)$$

где P — давление среды в кг/см²; p — вероятность воспламенения при давлении среды P ; a — коэффициент (при $t = 200^\circ\text{C}$ $a_1 = 1,958 \cdot 10^{-8}$ и при $t = 20^\circ\text{C}$ $a_2 = 3,194 \cdot 10^{-11}$); n — тангенс угла наклона вероятностной прямой к оси давления ($n = 8,51$ при угле наклона $\alpha = 83^\circ 18'$).

Коэффициент a в уравнении (19) характеризует восприимчивость взрывчатой смеси к воспламенению. Это наглядно показано на рис. 21, из которого видно, что вероятностная прямая воспламенения, соответствующая 200°С, сместилась относительно вероятностной прямой воспламенения при 20°С влево к оси ординат.

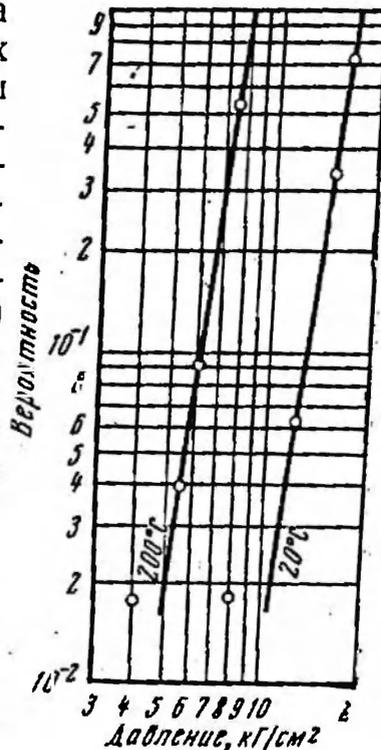


Рис. 21. Вероятность воспламенения газовой смеси от механических искр в зависимости от давления и температуры.

Количественная оценка восприимчивости газодушной смеси к воспламенению при температуре смеси 200°C по сравнению с восприимчивостью при температуре смеси 20°C при прочих равных условиях будет выражаться отношением коэффициентов a вероятности прямых. Это вытекает из следующего соотношения:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{a_1 P_1^n}{a_2 P_2^n} \quad (2)$$

Приняв $P_1 = P_2$, получим

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{a_1}{a_2} \quad (2)$$

Подставляя в уравнение (21) значения коэффициентов $a_1 = 1,958 \cdot 10^{-8}$ и $a_2 = 3,194 \cdot 10^{-11}$, находим, что при температуре 200°C восприимчивость взрывчатой смеси к воспламенению от механических искр увеличивается в 613 раз по сравнению с температурой смеси, равной 20°C .

Исследование температур, возникающих при трении вращающихся бурильных труб о породу и обсадные трубы

В процессе роторного бурения вращающийся бурильный инструмент соприкасается со стенками скважины или промежуточной колонны обсадных труб. В вертикальных скважинах контакт между стенками скважины и колонной бурильных труб происходит в результате образования в последней полуволи сжатия под действием осевой нагрузки.

Работа сил трения контактирующих поверхностей вызывает повышение температур в местах трения. Возникающие температуры могут быть достаточными для воспламенения газоздушной смеси взрывоопасной концентрации при наличии ее в скважине.

Оценку возможности воспламенения смеси в скважине в первом приближении можно провести, сопоставляя температуры самовоспламенения нефти и газа с температурами трения, определенными при условиях, аналогичных условиям проходки скважины.

Точное теоретическое определение температуры трения вследствие теплообмена между разогретой трением стенкой скважины или обсадной колонной и омывающим их газовоздушным потоком затруднительно, поскольку теплообмен органически связан с газодинамическими условиями процесса, требующими определения температурного и скоростного поля потока. Сложность этой задачи становится очевидной, если принять во внимание, что рассматриваются явления, развивающиеся в непосредственной близости от твердого тела, т. е. в пограничном слое.

А. А. Гухман [20] указывает, что аналитическое исследование вопроса приводит к трудностям, непреодолимым средствами современной математики.

В этой связи экспериментальные замеры температур трения применительно к реальным условиям бурения глубоких скважин с продувкой воздухом представляют интерес для оценки возможности воспламенения горючей смеси в скважине.

При бурении скважины с продувкой воздухом не исключена возможность кратковременной проходки ствола без выхода воздуха из продувочных отверстий долота на забой или при потере циркуляции вследствие образования сальника или обвала пород в затрубном пространстве. В этом случае температура трущихся поверхностей будет наивысшей, так как падение температуры трения от конвективного теплообмена, определяемого помимо всего скоростью рабочего агента, омывающего трущиеся поверхности, будет минимальной. Вышеизложенное явилось основанием для проведения экспериментов по замеру температур трения без учета фактора охлаждения трущихся поверхностей под действием циркулирующего в скважине воздуха [12].

Дать количественную оценку температур, возникающих в результате трения бурильных труб об обсадную колонну и породу, по непосредственным замерам в бурящейся скважине затруднительно. В связи с этим для оценки возможности воспламенения представляют интерес экспериментальные замеры температур трения.

В условиях бурящейся скважины температура разогрева поверхности бурильных труб и стенки скважины или обсадной колонны в основном является функцией следующих факторов: скорости вращения ротора (ко-

лонии бурильных труб), продолжительности контактирования трущихся поверхностей и силы прижатия замковых соединений труб к стенке скважины или колонны.

Скорость вращения ротора (колонны бурильных труб) является параметром режима бурения и устанавливается геолого-техническим нарядом в зависимости от используемого оборудования, глубины бурения и технологии проводки скважины. Выпускаемое в настоящее время буровое оборудование для глубокого бурения позволяет осуществлять проходку скважины при скорости вращения ротора от 23 до 272 об/мин.

На температуру поверхностей трения значительно влияет продолжительность контакта трущихся поверхностей. Последняя зависит от механической скорости бурения с продувкой воздухом (газом). Эта скорость, согласно данным [64], находится в пределах 57,5—1,95 м/ч.

Для поставленной задачи представляют интерес малые механические скорости проходки, так как при этом будет большая продолжительность трения одних и тех же трущихся поверхностей и, следовательно, на элементарном участке стенки скважины или обсадной колонны, находящихся в контакте с бурильными трубами, температура будет наибольшей.

Допустим, что контакт происходит по замковому соединению бурильных труб. Тогда при длине замка 0,5 м и механической скорости 1,95 м/ч продолжительность контакта элементарного участка стенки скважины (промежуточной колонны) с бурильным замком составит 15 мин.

На величину температуры трущихся поверхностей, помимо указанных факторов, будут также влиять теплопроводность материалов трущихся поверхностей и отдача тепла с поверхностями трения сжатому воздуху, циркулирующему в скважине.

Для определения температуры трущихся поверхностей создали экспериментальную установку на базе токарного станка ДИП-300 (рис. 22). На ней устанавливали бурильный замок, скорость вращения которого регулировали в пределах скорости вращения ротора, применяемого на практике. С помощью специальных устройств к вращающемуся бурильному замку по всей

его длине прижимался отрезок обсадной трубы или отрезок породы в виде длинного бруска. Усилие прижатия трущихся поверхностей регулировалось с помощью груза, подвешенного к рычагу. В зависимости от места подвеса груза создавалось требуемое усилие прижатия.

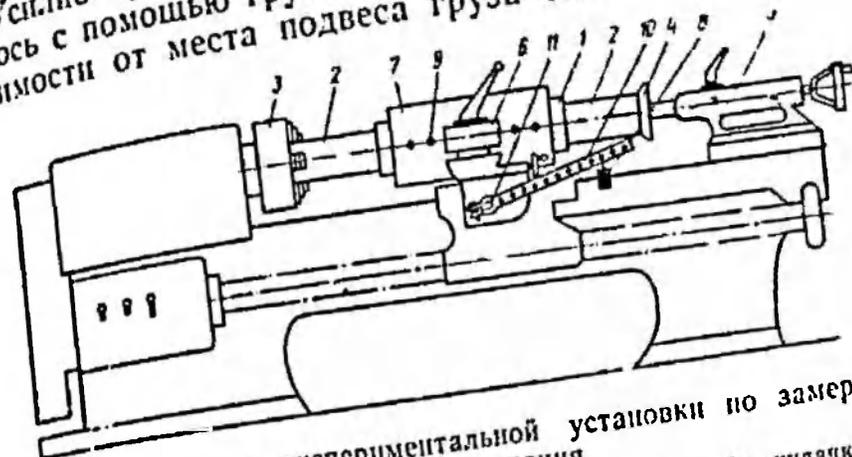


Рис. 22. Схема экспериментальной установки по замеру температур трения.
1 — бурильный замок; 2 — отрезок бурильной трубы; 3 — кулачковый патрон; 4 — конус; 5 — бабка; 6 — резцедержатель; 7 — отрезок обсадной трубы; 8 — груз; 9 — отверстие для термопары; 10 — рычаг; 11 — ось суппорта.

можно создать прижимающее усилие до 800 кг.

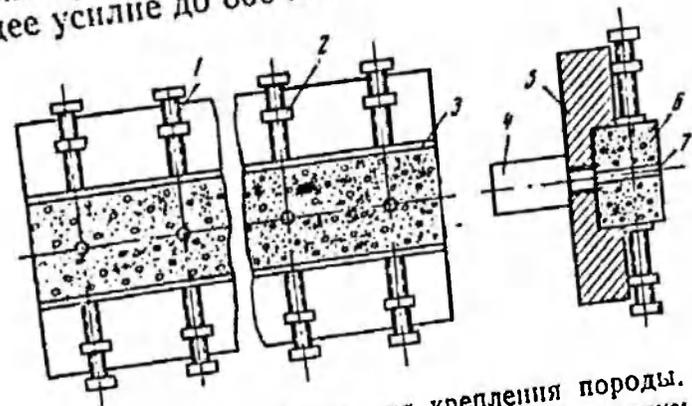


Рис. 23. Устройство для крепления породы.
1 — винт; 2 — болт; 3 — планка; 4 — державка; 5 — корпус; 6 — порода; 7 — отверстия для термопары.

При замере температур, возникающих при трении бурильного замка о породу, использовалось специальное устройство для крепления породы (рис. 23). В корпусе устройства (длиной 500 мм) в средней части по всей длине профрезерована дорожка, в которую вставляется образец породы, представляющий

собой брусок длиной 500, шириной 70 и толщиной 25 мм. Образец породы зажимается с двух сторон пла- камн, которые закрепляются болтами. На державке имеется державка для крепления устройства в держателе токарного станка.

В качестве образца породы при экспериментировании был выбран мрамор. Это обосновывалось тем, что коэффициент теплопроводности мрамора (0,23 ккал/м·ч·°С) по сравнению с углеродистыми и легированными сталями (31,3—41 ккал/м·ч·°С) имеет один и тот же порядок, что и мелкозернистый известковый песчаник и известняк [30] (соответственно 0,57—0,62 0,08—1,15 ккал/м·ч·°С).

Температуру трущихся поверхностей измеряли методами беспадной [26] и точечной термопары. При замере методом точечной термопары температура записывалась на картограмму самопишущего потенциометра ЭПП-0. Конструкция термопары показана на рис. 24.

Термоэлектроды 1 термопары размещены во втулке 2, изготовленной из эбонита. Фиксирование втулки в определенном положении осуществляется пружиной 4 и накладным колпачком 3. Во втулке просверлены два отверстия диаметром 0,6 мм для термоэлектродов термопары. Расстояние между центрами отверстий во втулке принято равным 0,5 мм. Такое расстояние позволяет осуществить замер температуры трущихся поверхностей методом беспадной термопары.

Суть метода беспадной термопары состоит в том, что при трении за счет замыкания термоэлектродов перенесенными частицами металла образуется горячий «спай». Преимуществом этого метода по сравнению с другими является безинерционность термопары вследствие практически малого изменения ее сопротивления, что в конечном результате позволяет получить замеры высокой точности.

Замер температуры беспадной термопарой осуществляется предварительно оттарированным гальванометром, к которому были подведены концы термоэлектродов от термопары, внешней в специально просверленные в обсадной трубе или породе. Материалы втулки и термоэлектродов достаточно пластичны, поэтому при трении наблюдалось их взаимное микронаволокивание, что приводило к замыканию горячего спая. Это микронаволоки-

вание, воспроизводимое в процессе скольжения, появлялось практически при любой скорости и тем надежнее, чем тоньше изоляция и чем больше диаметр термоэлектродов.

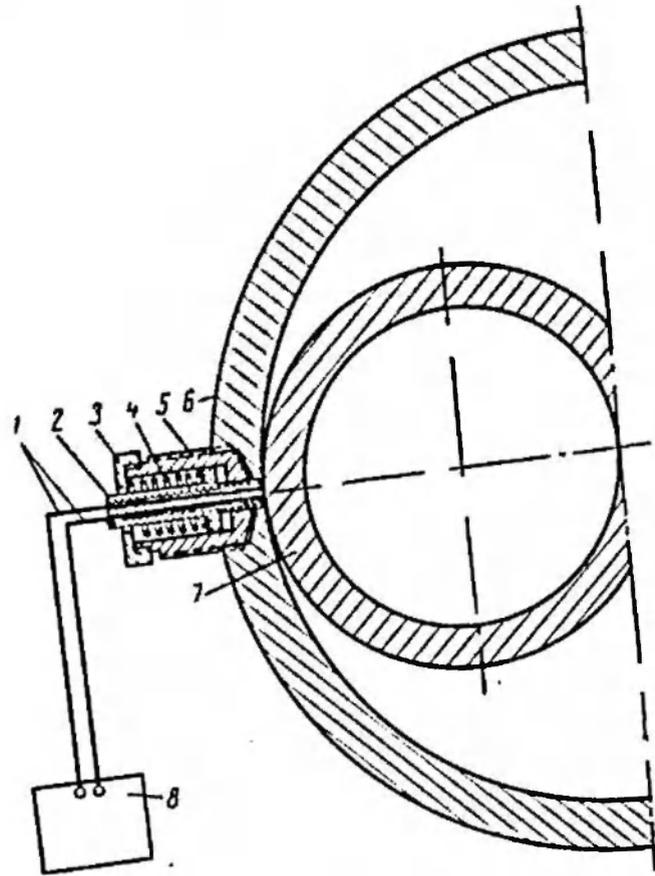


Рис 24. Конструкция термопары.
1 — термоэлектроды; 2 — втулка; 3 — накладной колпачок; 4 — пружина; 5 — корпус; 6 — обсадная труба; 7 — буровая труба; 8 — гальванометр.

При замере температуры точечной термопарой заранее приготовленный спай термоэлектродов размещался в непосредственной близости от трущихся поверхностей (0,5—1 мм). В качестве термоэлектродов использовалась хромель-копелевая термопара, позволяющая измерять температуру до 1100°С.

Чтобы исключить возможные погрешности при проведении экспериментов, кривые зависимости $T=f(n, P, t)$, где n — скорость вращения бурового замка в

об/мин; P — прижимающее усилие в кг; t — время контакта в мин, по каждой точке снимали трижды. Кроме того, делали контрольные проверки температуры поверхности трения термокарандашами.

На рис. 25 показаны кривые изменения во времени температур трения бурильного замка о мрамор при скорости вращения бурильного замка соответственно 95, 118, 230 и 290 об/мин и при силе прижатия породы бурильному замку 600 кг.

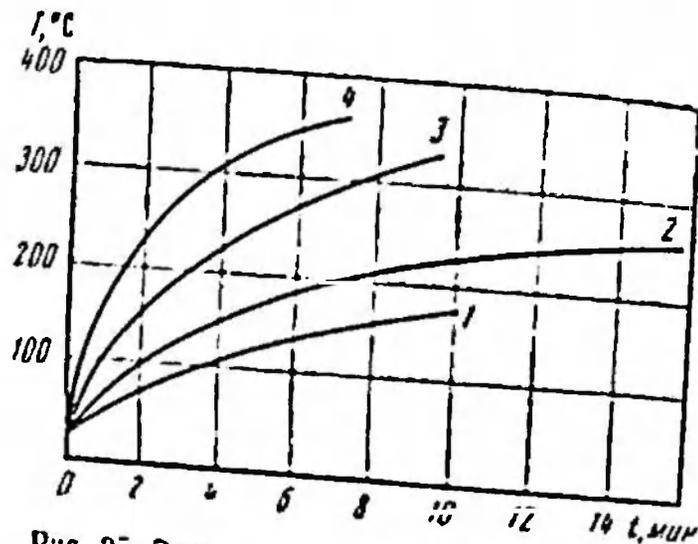


Рис. 25. Зависимость температуры сухого трения между мрамором и бурильным замком от скорости вращения бурильного замка при усилии прижатия 600 кг.
1 — 95 об/мин; 2 — 118 об/мин; 3 — 230 об/мин; 4 — 290 об/мин.

Из рис. 25 видно, что с увеличением скорости вращения бурильного замка интенсивно увеличивается температура. Граденты температуры постепенно уменьшаются с увеличением времени трения. Из представленных кривых также видно, что при всех прочих равных условиях с повышением скорости вращения увеличивается и градиент температуры. Абсолютное значение температуры также возрастает. Например, при $n=290$ об/мин температура трения достигает 360°C после 7 мин трения. Кроме того, по кривым заметна обратная тенденция повышения температуры с увеличением продолжительности трения (более 7 мин).
При скорости вращения бурильного замка 95 и 118 об/мин максимальная зафиксированная температура

200°C при продолжительности трения 10 мин, при 118 об/мин температура после 15 мин трения поднялась до 270°C . Следовательно, с увеличением времени трения до 15 мин при больших скоростях вращения (230, 290 об/мин) температура будет значительно выше замерынной.

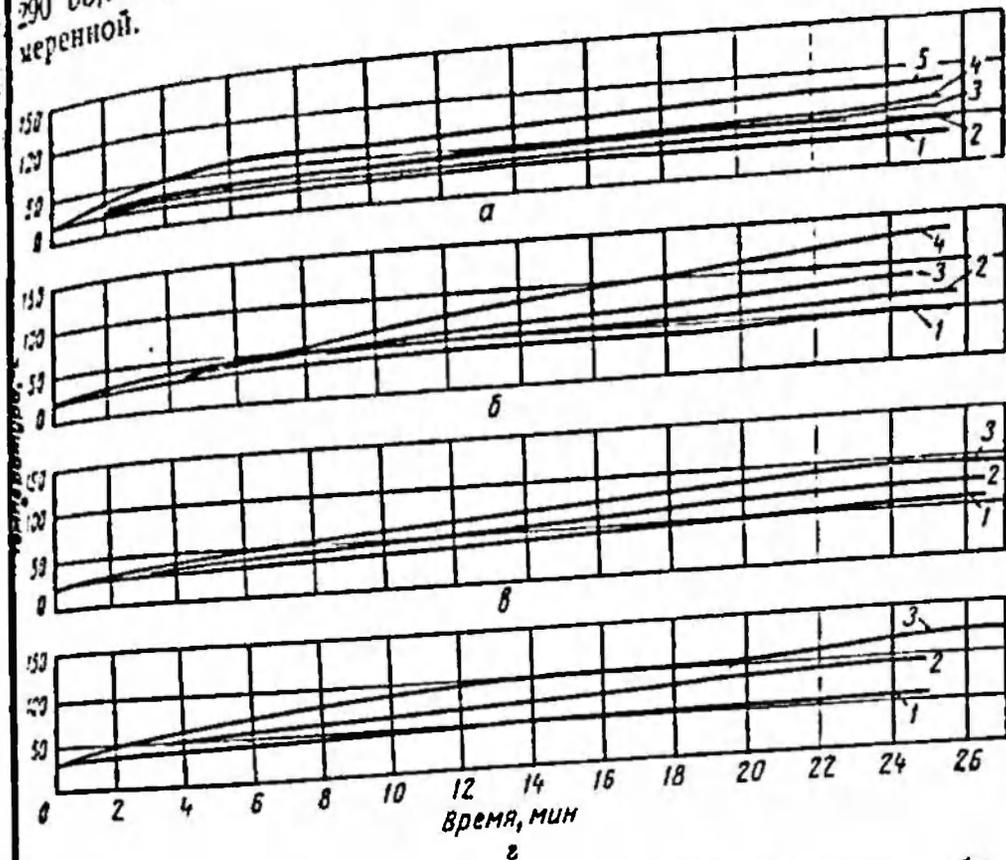


Рис. 26. Зависимость температуры трения между мрамором и бурильным замком при смоченных (2,5%-ным раствором сульфанола) поверхностях трения от скорости вращения бурильного замка и усилия прижатия.

а — при $P=400$ кг. 1 — 95 об/мин; 2 — 118 об/мин; 3 — 190 об/мин; 4 — 230 об/мин.
б — при $P=600$ кг. 1 — 95 об/мин; 2 — 118 об/мин; 3 — 190 об/мин; 4 — 230 об/мин.
в — при $P=700$ кг. 1 — 95 об/мин; 2 — 118 об/мин; 3 — 180 об/мин; 4 — 230 об/мин.
г — при $P=800$ кг. 1 — 95 об/мин; 2 — 118 об/мин; 3 — 290 об/мин.

Значительные температуры, возникающие при контакте трущихся поверхностей (при сухом трении), объясняются высокими значениями коэффициента трения. Это подтверждается опытами, в которых поверхность трения смачивалась поверхностно-активным веществом (ПАВ) — 2,5%-ным раствором сульфанола.

На рис. 26 представлена зависимость температуры трения от скорости вращения и усилия прижатия между

контактирующими поверхностями, смоченными ПАВ. Здесь так же, как и в случае сухого трения, наблюдается закономерность увеличения температуры с увеличением скорости вращения бурильного замка. Кривые температуры в пологие и близки к прямым. Градиент температуры весьма незначителен и имеет примерно постоянное значение. Абсолютные значения температур трения значительно ниже, чем при сухом трении.

Если при сухом трении породы о металл через значительный промежуток времени после начала трения отмечался резкий рост температуры, достигающий при продолжительности трения 6 мин 350°C ($n=290$ об/мин), то при смачивании поверхностей трения ПАВ даже при увеличении продолжительности трения более чем в четыре раза максимальная температура трения была равна примерно 130°C (при той же скорости вращения). При продолжительности же трения 6 мин температура оказалась равной 50°C , т. е. в 7 раз меньше, чем при сухом трении (при прочих равных условиях).

С уменьшением скорости вращения значение температуры уменьшалось, причем тем больше, чем меньше скорость вращения бурильного замка.

При скорости вращения меньше 290 об/мин и продолжительности трения 24—27 мин температура не превышала 100°C .

Представляет интерес рассмотреть кривые зависимости температуры трения во времени, представленные на рис. 27. Характерной особенностью кривых является наличие в них двух резко выраженных участков, соответствующих различным типам трения. Участок кривой в интервале времени 0—26 мин отличается пологостью и близок к прямой. Градиент температуры незначителен и почти постоянен. Это характерно для случая трения, когда трущиеся поверхности смочены ПАВ (сульфатом). С увеличением продолжительности контакта трущихся поверхностей более 31 мин наблюдается резкое повышение температуры. Кривая $T=f(t)$ принимает вид аналогичный кривым, полученным для случая сухого трения.

Изучение времени перехода от одного типа трения к другому является важным и требует дальнейшего экспериментального исследования.

Были также замерены температуры трения бурильного замка о гранит при смоченной сульфатом поверхности трения. Опыт проводился при $n=290$ об/мин и $P=500$ кг. Температура трения через 14 мин стала равной 100°C , а в целом характер зависимости аналогичен зависимости, полученной по трению мрамора о бурильный замок при тех же режимных параметрах.

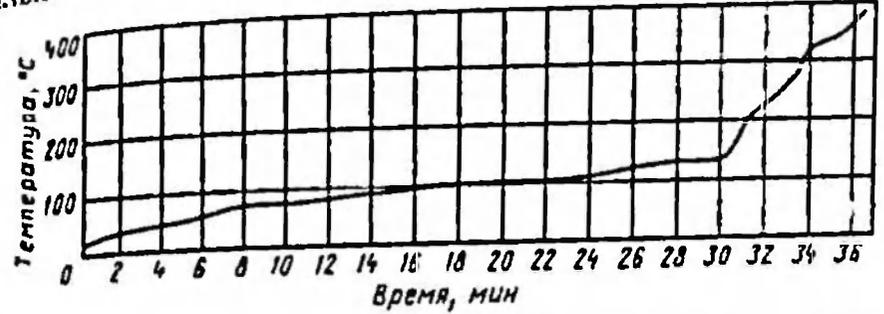


Рис. 27. Зависимость температуры трения между мрамором и бурильным замком при смоченных (2,5%-ным раствором сульфата) поверхностях трения при $P=800$ кг, $n=290$ об/мин от времени контакта трущихся поверхностей.

Представляет интерес определение влияния усилия прижатия на температуру трения при прочих равных условиях. Как видно из рис. 26, увеличение силы прижатия отражается на росте температуры трения. Это находится в полном соответствии с ранее проведенными исследованиями в области трения. В работе И. В. Крагельского и И. Э. Виноградовой [29] отмечено, что, внешними факторами, определяющими температуру трения, являются скорость скольжения и нагрузка. Нагрузка влияет в меньшей степени, так как касание поверхностей дискретно и возрастание температуры связано в основном с увеличением числа контактирующих пятен.

Результаты замеров температуры поверхности трения между бурильным замком и обсадной трубой приведены на рис. 28. Здесь температура трения увеличивается более плавно; температурный градиент меньше, чем при трении замка бурильной трубы о мрамор.

Полученные зависимости подтверждают сделанный ранее вывод о значительном влиянии на температуру поверхности трения скорости вращения бурильного замка. Максимальные значения температур получены

того же порядка (390°C), что и при трении бурильного замка о мрамор. Максимальная температура при такте 15 мин была около 350°C .

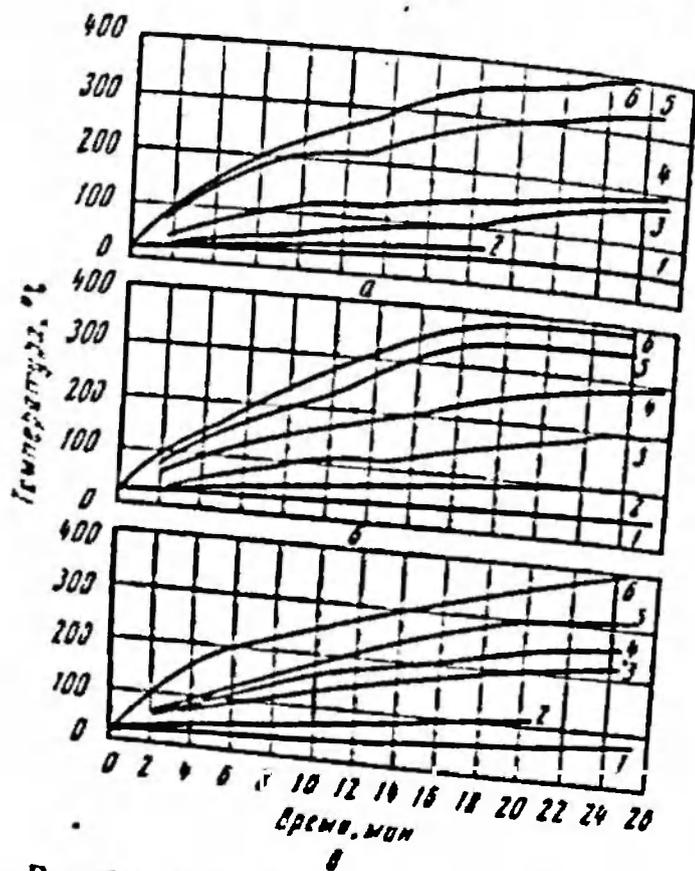


Рис. 23. Зависимость температуры трения между бурильным замком и обсадными трубами от усилия прижатия и скорости вращения бурильного замка.
 а — при $P=40$ кг. 1 — 45 об/мин; 2 — 95 об/мин; 3 — 115 об/мин; 4 — 150 об/мин; 5 — 230 об/мин; 6 — 240 об/мин; б — при $P=50$ кг. 1 — 45 об/мин; 2 — 95 об/мин; 3 — 150 об/мин; 4 — 190 об/мин; 5 — 230 об/мин; 6 — 240 об/мин; в — при $P=60$ кг. 1 — 45 об/мин; 2 — 95 об/мин; 3 — 115 об/мин; 4 — 150 об/мин; 5 — 190 об/мин; 6 — 230 об/мин.

Оценка возможности воспламенения горючей смеси в скважине от механических искр и температур трения. Воспламенение газовой смеси от механических искр

Исследованиями по выявлению воспламенения газовой смеси взрывоопасной концентрации от механических искр удара и трения применительно к условиям бурения с продувкой воздухом установлена воз-

можность воспламенения смеси с ростом давления и температуры. Построенные на основании результатов опытов эмпирические зависимости вероятности воспламенения от давления и температуры (см. рис. 21) позволяют определить критерии безопасности.

В настоящее время при оценке воспламеняющей способности электрических искр в качестве критерия безопасности применяется условная вероятность воспламенения газовой смеси, равная 10^{-3} , с коэффициентом надежности 2,5 [48].

В реальных условиях фактическая вероятность воспламенения газовой смеси в скважине будет намного ниже установленной, поскольку она зависит в основном от следующих факторов:

а) наличия в скважине природного газа и его состава;

б) образования в скважине газовой смеси взрывоопасной концентрации;

в) наличия пород в разрезе, выбуренные частички которых, поднимаясь в скважине в восходящем потоке, при трении или соударении с бурильным инструментом или между собой образуют механические искры с достаточной для воспламенения энергией;

г) образования механической искры, достаточной для воспламенения энергии в области газовой смеси взрывоопасной концентрации;

д) наличия в газовой смеси мелкодисперсного шлама;

е) влажности среды;

ж) давления и температуры среды.

Кроме того, вероятность воспламенения газовой смеси зависит от ее состояния. При проведении экспериментальных исследований воспламенялась неподвижная газоваздушная смесь. Однако, как указывает Е. С. Щетников [65], воспламенение в потоке отличается от воспламенения неподвижной смеси по двум причинам. Во-первых, суммарная тепловая энергия искры распределяется в потоке на больший объем, чем в неподвижной смеси, и в результате воспламеняющая способность искры ухудшается. Во-вторых, при большой скорости потока отвод тепла от объема, нагретого искрой, значительно увеличивается за счет мелкомасштабной турбулентной диффузии. По этим причинам минимальная

энергия воспламенения в потоке превышает энергию неподвижной смеси.

На рис. 29 приведены экспериментальные данные, влиянию скорости потока на энергию воспламенения пропано-воздушной смеси, которые можно использовать для качественной оценки величины энергии воспламенения.

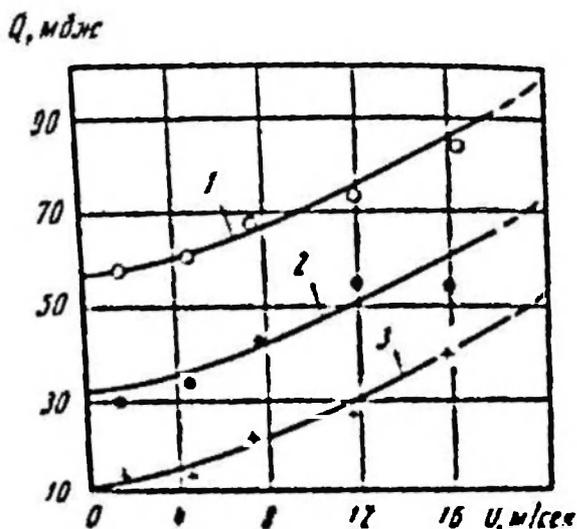


Рис. 29. Зависимость энергии воспламенения пропано-воздушной смеси от скорости потока для разных давлений.

1 — 50,4 мм рт. ст.; 2 — 76,2 мм рт. ст.;
3 — 131,6 мм рт. ст.

ния для случая скоростей потока в затрубном пространстве скважины при бурении с продувкой воздуха.

Известно, что расчетная скорость восходящего потока в затрубном пространстве скважины, обеспечивающая транспортирование выбуренной породы определенного размера, должна быть равна 15, 25 м/сек [60] (по некоторым литературным источникам 20—25 м/сек и более). Поскольку экспериментальные кривые на рис. 30 описываются уравнением

$$Q = Q_0 + AU^{1.5}, \quad (22)$$

где Q — энергия воспламенения в потоке в мдж; Q_0 — энергия воспламенения неподвижной смеси в мдж; U — скорость потока в м/сек; A — коэффициент, равный 0,468. то согласно этому уравнению можно примерно определить, во сколько раз увеличивается минимальная энер-

гия воспламенения при движении потока со скоростью 16, 20 и 25 м/сек. Расчеты показали, что энергия воспламенения при указанных скоростях потока возрастает соответственно в 4, 5,2 и 6,8 раза.

Кроме того, следует учесть наличие в газозвушном потоке негорючих частиц разбуренной породы, выносимых с забоя скважины. Эти частицы (инертные) способствуют предотвращению распространения цепной реакции воспламенения смеси вследствие рассеивания значительной части теплоты горения между ними.

Таким образом, даже в случае начала воспламенения в локальном объеме газозвушной смеси процесс горения может не распространиться по всей скважине при наличии в смеси вполне определенного весового количества дисперсных частиц шлама.

Согласно нормам ослабевания, применяемым в шахтном деле, на 1 м^2 поперечного сечения выработок должно приходиться 50 кг инертной пыли.

Таким образом, чем выше будет механическая скорость бурения с продувкой воздухом, тем большее количество выбуренного шлама будет находиться в газозвушном потоке и тем меньше будет возможность распространения горения по всей скважине.

Поскольку реальная вероятность воспламенения в скважине от механических искр мала, то в первом приближении величину безопасного давления на забое скважины можно установить по экспериментально выявленной зависимости между вероятностью воспламенения и давлением среды, приняв за допустимую вероятность, равную 10^{-3} . Тогда в соответствии с графической зависимостью, представленной на рис. 21, величина безопасного давления в затрубном пространстве скважины при $t=20^\circ\text{C}$ будет равна $5,0 \text{ кг/см}^2$ и при $t=200^\circ\text{C}$ будет равна 3 кг/см^2 . Величина безопасного давления при температуре среды 100°C , определенная интерполированием зависимостей вероятности воспламенения от давления, полученных для температур 20 и 200°C , равна 4 кг/см^2 при вероятности 10^{-3} .

При бурении скважины с продувкой воздухом возможно различное давление на забое, которое в основном зависит от расхода воздуха, площади поперечного сечения затрубного пространства и глубины скважины.

На рис. 30 представлены расчетные зависимости забойного давления в функции глубины бурения скважины и разности диаметров скважины и бурильных труб. Расчет произведен при скорости восходящего потока 15,25 м/сек.

Согласно рис. 30 давление на забое возрастает с увеличением разности диаметров долота и бурильных труб. При минимально указанной разности между

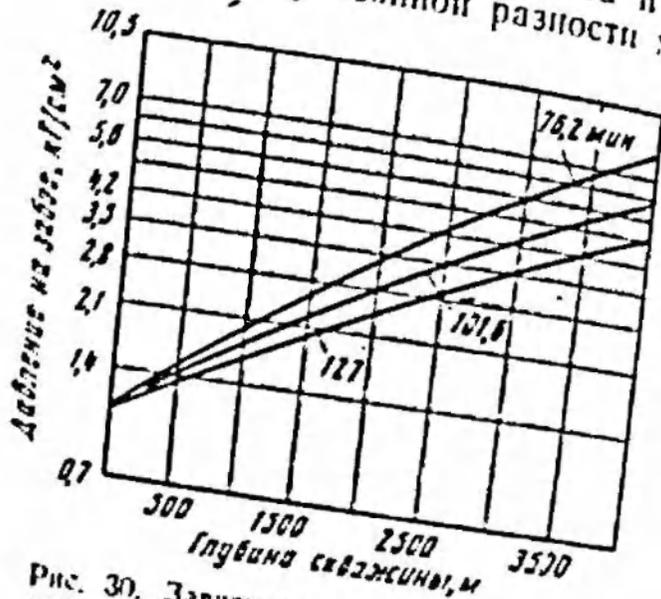


Рис. 30. Зависимость забойного давления от глубины скважины и разности диаметров скважины и бурильных труб.

диаметром долота и бурильных труб (76,2 мм) и давление на забое 3 кг/см² возможна безопасная проходка скважины до глубины примерно 2000 м, даже если предположить, что температура на забое равна 200°С. При разнице между диаметром долота и бурильных труб соответственно 101,6 и 127 мм и давлением на забое 3 кг/см² глубины безопасного бурения могут быть соответственно увеличены примерно до 2200 и 2700 м. Эти величины выражают более жесткие условия, чем те, которые могут встретиться на практике, поскольку температура на забое фактически ниже 200°С и, следовательно, будет пущаемое безопасное давление расширит область безопасных глубин бурения скважины с продувкой воздухом.

Воспламенение газовой смеси в скважине от температур, возникающих при трении вращающейся колонны бурильных труб об обсадные трубы и породу

Если при бурении с продувкой воздухом в скважине образовалась газоздушная смесь взрывоопасной концентрации, то при оценке возможности ее воспламенения необходимо также исходить из случая воспламенения ее от нагретой в результате трения поверхности.

Е. С. Щетников [65] указывает на ряд факторов, которые могут вызвать ускорение реакции в слоях газа, прилежащих к твердым стенкам, а именно:

а) при температуре поверхности тела, превышающей температуру горючей смеси, за счет теплопроводности произойдет рост температуры прилежащих к поверхности тела слоев смеси, что вызовет интенсификацию химической реакции и появление самораспространяющегося пламени;

б) при материале обтекаемой поверхности тела, способствующем развитию гетерогенных каталитических реакций, которые могут вызвать нагревание прилежащих слоев и появление самораспространяющегося пламени;

в) при больших скоростях движения газовой смеси, когда температура торможения значительно превышает температуру воспламенения, происходит динамическое воспламенение горючей смеси в пограничном слое при холодной и неактивной поверхности тела. В результате торможения потока в пограничном слое последний нагревается до некоторой температуры, промежуточной между температурой поверхности тела и температурой торможения. В случае, если время обтекания поверхности больше периода индукции, в пограничном слое начнется реакция горения.

Ввиду того, что проходимость бурением породы не являются катализаторами реакции, изложенные в пункте «б» соображения отпадают. Кроме того, учитывая, что при скоростях потока, применяемых при бурении с продувкой воздухом, влияние динамического подогрева мало [65], последним также можно пренебречь.

Следовательно, при бурении с продувкой воздухом возможность воспламенения смеси определяется пунктом «а».

Температура нагретой поверхности, вводимой в газовую смесь для ее воспламенения, должна быть выше, чем меньше размеры этой поверхности. Кроме того, установлено, что температура самовоспламенения смеси меньше, чем температура нагретой поверхности, вводимой в газовую смесь для ее воспламенения при всех прочих равных условиях [61].

Сопоставляя температуры трения, полученные в результате опытов (см. рис. 25—28), с температурой самовоспламенения, можно дать примерную оценку возможности воспламенения смеси в скважине от температуры трения при бурении с продувкой воздухом.

Как показано в табл. 5, пентан и гексан, являющиеся основными компонентами конденсата, имеют самые низкие температуры самовоспламенения. Следовательно с точки зрения воспламенения наибольшую опасность представляет наличие в скважине конденсата.

Отсутствие в литературе данных о температуре самовоспламенения этих компонентов в зависимости от давления не позволяет дать точную оценку степени опасности воспламенения горючей смеси в скважине при различных параметрах бурения.

Из данных табл. 6 видно, что с ростом давления температура самовоспламенения бензина и керосина уменьшается. Например, при давлении 15 кг/см^2 температура самовоспламенения этих нефтяных продуктов по сравнению с атмосферным давлением уменьшается примерно на 40—15%. По аналогии можно допустить, что температура самовоспламенения гексана при давлении 15 кг/см^2 также уменьшится на 50%, т. е. будет равна 130°C , а при давлении 5 кг/см^2 — уменьшится на 30%, т. е. будет равна 182°C .

Сопоставляя эти температуры с температурой, полученной при сухом трении бурильного замка о мрамор, видно, что последние даже при непродолжительном времени контактирования в несколько раз превышают температуру самовоспламенения компонентов конденсата.

Аналогичная картина получается при сопоставлении температур самовоспламенения с температурами, полученными при трении бурильного замка об обсадную трубу.

Следовательно, в реальных условиях бурения с продувкой воздухом при наличии в скважине конденсата

возможность воспламенения его не исключена. Однако не на всех разбуриваемых месторождениях можно ожидать наличие конденсата. Поэтому применительно к условиям каждого месторождения необходимо увязывать режимные параметры бурения (давление, скорость вращения ротора) с параметрами пласта (температурой, давлением) и параметрами нефти и газа, встречаемых в разрезе при бурении (температурами самовоспламенения), с выбором в качестве критерия наименьшей температуры самовоспламенения нефти и газа.

Чем большую температуру самовоспламенения имеет нефтяной продукт, тем меньше опасность воспламенения смеси от температур трения при всех прочих равных условиях.

Следует обратить внимание на опасность воспламенения горючей смеси в скважине при вскрытии нефтяных и газоконденсатных пластов с продувкой воздухом, в случае, если пластовая температура равна или превышает температуру самовоспламенения нефти (конденсата) при величине пластового давления. В этом случае в скважине имеются все предпосылки для горения за исключением окислителя (воздуха). Подача в скважину воздуха может тут же привести к воспламенению смеси.

Уменьшение температур самовоспламенения различных горючих жидкостей с ростом давления является одной из возможных причин взрывов в скважине при бурении с продувкой воздухом в случае повышения давления в ней. Допустим, что в процессе бурения в результате трения бурильной колонны о породу или обсадную колонну температура поверхностей трения равна T , а температура самовоспламенения нефти (конденсата), соответствующая давлению P_1 , составляет $T_{\text{вос}_1}$. При $T \ll T_{\text{вос}_1}$ воспламенение нефти (конденсата) не произойдет. При повышении давления в скважине до P_2 температура самовоспламенения нефти (конденсата) понизится до $T_{\text{вос}_2}$. В случае, если $T_{\text{вос}_2}$ окажется меньше температуры трения T , в скважине произойдет воспламенение горючей смеси.

Интересны, с точки зрения предотвращения воспламенения смеси в скважине, температуры, полученные при трении бурильного замка о мрамор, поверхность которого была смочена сульфанолам (см. рис. 26). Макси-

мально достигнутая при этом температура трения $n=190$ об/мин и продолжительности контакта 27 мин оказалась равной 100°C . При продолжительности контакта, соответствующей 15 мин, температура трения была равна 80°C . Эта температура ниже температуры самовоспламенения компонентов конденсата даже при $P=10$ кг/см².

Помимо изложенного, одним из решений, исключающих воспламенение смеси от температур трения, возникающих вследствие вращения колонны бурильных труб при бурении роторным способом с продувкой воздуха является применение забойных двигателей.

Меры взрывобезопасности при бурении скважин с продувкой воздухом

Процесс бурения. При бурении скважин и особенно при вскрытии продуктивных пластов с продувкой воздухом, как было отмечено выше, не исключена возможность образования в скважине газозвушной смеси взрывоопасной концентрации.

В этой связи для принятия своевременных мер к предотвращению взрыва в скважине необходимо газозвушную смесь, выходящую из нее по выкидному трубопроводу, подвергать непрерывному анализу на содержание природного газа. Анализ газозвушной смеси производится газоанализаторами. Чтобы обеспечить нормальную эксплуатацию датчика газоанализатора, следует очистить анализируемую смесь, отбираемую из выкидного трубопровода, от шлама.

Для очистки газозвушной смеси от шлама применяется специальное устройство (рис. 31) [27], принцип работы и конструкция которого состоят в следующем

К выкидному трубопроводу присоединяется патрубок диаметром 25 мм с краном (на рисунке не показан). От крана к устройству идет подвод 5, заканчивающийся разветвлением из трех перфорированных патрубков 4 со скосом на конце, расположенных в корпусе устройства 6. Корпус устройства представляет собой цилиндрическую емкость, состоящую из двух половин, соединенных между собой на фланцах 11. Между фланцевым соединением расположен двухъярусный сетчатый фильтр 12. Нижняя сетка фильтра имеет больше меш, чем верхняя.

В верхней половине корпуса расположен карман 8, в который вставлены сетчатый фильтр 9 и перфорированная трубка 7 для забора проб воздуха. С противоположной стороны кармана расположен отвод 10, посредством которого внутренняя полость устройства сообщается с атмосферой. В нижней части корпус

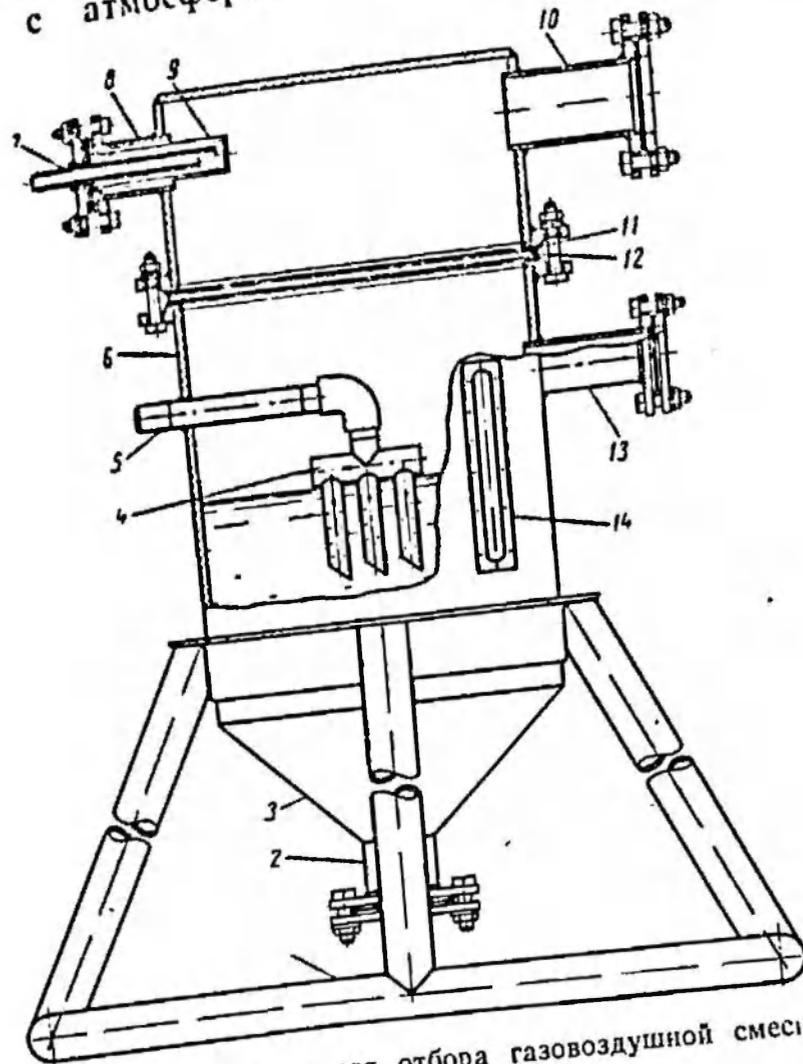


Рис. 31. Устройство для отбора газозвушной смеси на анализ.

устройства заканчивается конусной воронкой 3. На конце воронки приварен патрубок 2 с фланцем, к которому крепится дренажная задвижка. Все устройство устанавливается на основании 1. При прохождении воздуха со шламом по выкидному трубопроводу часть его отбирается в устройство по ли-

нии 5. Воздух, выходя из разветвления с перфорированными патрубками 4, проходит сквозь слой воды, которая подается к устройству через подвод 13. Шлам, выпавший из выкидного трубопровода вместе с воздухом, оседает в нижней части устройства, накапливаясь в воронке. Степень заполнения емкости шламом проверяется по уровнемеру 14.

Очищенный от шлама воздух устремляется вверх. Увлекаемые воздухом частички воды задерживаются двухъярусным сетчатым фильтром. Затем воздух по отводу 10 выносится в атмосферу. Через перфорированную трубу 7 к датчику газоанализатора непрерывно поступает на анализ очищенная от шлама газозвдушная смесь.

Если в выходящем из скважины воздухе находится нефтяной газ, показывающий прибор газоанализатора немедленно зафиксирует его процентное содержание и включит аварийный сигнал, предупреждающий буровую бригаду о наличии газа в скважине.

Одной из мер, исключающей возможность взрыва, является регулирование процентного содержания газа в смеси с целью вывода его за концентрационные пределы взрываемости путем изменения количества подаваемого в скважину сжатого воздуха.

Наличие двух пределов взрываемости (нижнего и верхнего) предопределяет два варианта решения поставленной задачи. Первый вариант предусматривает увеличение расхода подаваемого в скважину воздуха с целью доведения процентного содержания газа в смеси ниже нижнего предела взрываемости. Второй вариант предусматривает уменьшение расхода воздуха с целью доведения процентного содержания газа в смеси выше верхнего предела взрываемости.

Рассмотрим, в какой степени указанные варианты отвечают технологическим требованиям и техническим возможностям. Количество газа в газозвдушной смеси, выходящей из скважины, при условии отсутствия потерь определяется выражением

$$Q_r = \frac{a Q_b}{100 - a}, \quad (23)$$

где Q_b — количество воздуха, подаваемого в скважину, в м³/мин; a — процентное содержание природного газа

в газозвдушной смеси (определяемое газоанализатором непрерывного действия, датчик которого подсоединен к выкидному трубопроводу).

Количество воздуха, которое необходимо нагнетать в скважину, чтобы процентное содержание газа в смеси соответствовало допускаемым пределам, можно определить из выражения

$$Q_{II} = \frac{(100 - a_d) Q_r}{a_d}, \quad (24)$$

или, подставляя значение Q_r из (23) в (24), находим

$$Q_{II} = \frac{a(100 - a_d) Q_b}{a_d(100 - a)}, \quad (25)$$

где a_d — нижний или верхний допускаемые концентрационные пределы содержания газа в газозвдушной смеси.

Учитывая расширение концентрационных пределов взрываемости с повышением давлений и температуры, применительно к условиям бурения скважин с продувкой воздухом примем нижний допускаемый предел содержания газа в смеси равным $a_d^* = 3\%$, а верхний — $a_d^* = 30\%$.

Подставив в формулу (25) соответственно принятые значения a_d^* и a_d^* , получим формулы, определяющие необходимое количество воздуха, которое следует подавать в скважину, чтобы процентное содержание газа в смеси соответствовало допускаемым пределам.

Для получения нижнего допускаемого предела содержания газа в смеси

$$Q_{II}^* \geq 32,3 \frac{a}{100 - a} Q_b, \quad (26)$$

а для получения верхнего допускаемого предела содержания газа в смеси

$$Q_{II}^* \leq 2,33 \frac{a}{100 - a} Q_b. \quad (27)$$

Из выражения (26) следует, что чем больше процентное содержание газа в первоначальной смеси, тем больше выражение $\frac{a}{100 - a}$ и, следовательно, большее

количество воздуха следует подавать в скважину, чтобы получить нижний допускаемый предел. Например, при $Q_n = 60 \text{ м}^3/\text{мин}$ и $a = 4\%$ необходимый расход воздуха будет составлять $Q_n^* = 81 \text{ м}^3/\text{мин}$, а при $a = 6\%$ и $a = 10\%$ соответственно 124 и 214 $\text{м}^3/\text{мин}$.

Чтобы обеспечить вынос выбуренной породы с забоя скважины, расход воздуха в зависимости от механической скорости бурения, соотношения диаметров скважины и бурильных труб и глубины скважины может колебаться в пределах 25—80 $\text{м}^3/\text{мин}$ и более. В связи с этим буровые установки комплектуются таким количеством компрессорных установок, чтобы обеспечить требуемый технологическим процессом расход воздуха. Полученные же значения Q_n^* при высоких первоначальных расходах воздуха ($Q_n = 60 \div 80 \text{ м}^3/\text{мин}$) могут превысить суммарную производительность устанавливаемых компрессоров. Лишь при малых расходах воздуха ($Q_n = 25 \div 40 \text{ м}^3/\text{мин}$) и первоначальном содержании газа в смеси (6—8%) возможно путем использования суммарной максимальной производительности компрессоров довести содержание газа в смеси до допускаемого нижнего предела (3%). Здесь следует также отметить, что приток газа в скважину несколько уменьшится в результате повышения противодавления на пласт, вызванного увеличением расхода воздуха, что также будет способствовать уменьшению процентного содержания газа в газозооушном потоке, движущемся по затрубному пространству.

Рассмотрим второй вариант, когда регулирование процентного содержания газа в смеси до верхнего допускаемого предела достигается уменьшением количества подаваемого в скважину воздуха. В этом случае возможность снижения расхода воздуха ограничивается необходимым минимумом, обеспечивающим транспортировку выбуренной породы с забоя. Однако в определенных условиях приток газа из пласта в некоторой степени компенсирует снижение подачи сжатого воздуха в скважину. Причем компенсация будет тем больше, чем больше количество поступающего из пласта газа.

Например, при $Q_n = 60 \text{ м}^3/\text{мин}$ и $a = 22\%$ искомый расход воздуха составит $Q_n^* = 39,5 \text{ м}^3/\text{мин}$. При этом количество притекающего газа будет равно 16,5 $\text{м}^3/\text{мин}$

фактически величина Q_r будет больше вследствие уменьшения противодавления на пласт, вызванного уменьшением расхода воздуха). Суммарный расход газовоздушного агента Q_a в затрубном пространстве скважин составит $56 \text{ м}^3/\text{мин}$, что практически будет соответствовать расходу, обеспечивающему транспортировку выбуренной породы с забоя применительно к определенным техническим условиям.

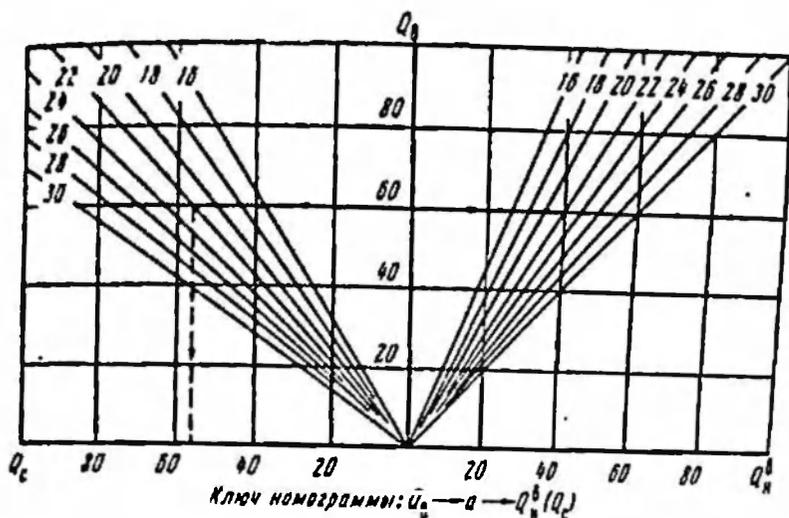


Рис. 32. Номограмма для определения расхода воздуха.

Из приведенного примера следует, что уменьшение расхода воздуха даже на одну треть против установленного технологическими требованиями не отражается на последних¹, конечно, при наличии притока газа в скважину в достаточных количествах.

Расчеты показывают, что первоначальное минимальное процентное содержание газа в смеси, которое путем уменьшения подачи воздуха можно довести до верхнего допустимого предела без ущерба для технологического процесса, составляет 20—22%.

Чтобы облегчить определение величин Q_g^a и Q_a в практических условиях, на основании формул (23) и (27) построена номограмма, представленная на рис. 32.

Таким образом, анализируя возможность регулирования процентного содержания газа в смеси путем подачи

¹ При бурении скважины ниже подошвы газового пласта по мере ее углубления транспорт шлама с забоя будет ухудшаться.

В скважину различных количеств воздуха, можно констатировать, что при содержании газа в смеси в пределах 8—20% возможность регулирования исключается с одной стороны технологическими требованиями, а с другой — техническими возможностями. Следует отметить, что при роторном бурении регулирование количества подаваемого в скважину воздуха целесообразнее производить, приостановив процесс разрушения породы, чтобы тем самым исключить возможность воспламенения горючей смеси в скважине от нагретых в результате трения поверхностей бурильной колонны и стенок скважины.

В том случае, если регулированием количества подаваемого в скважину воздуха невозможно выйти за концентрационные пределы взрываемости, следует перейти на бурение с продувкой с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Исследованиями установлено, что ввод в воздух подаваемый в скважину, ПАВ, понижающих коэффициент трения трущихся поверхностей, снижает температуру нагрева последних до безопасной величины.

В этой связи для предотвращения взрыва в скважине при обнаружении пластового газа, выходящего по выкидному трубопроводу в процессе бурения, ПАВ рекомендуется закачивать в скважину с помощью специального дозирующего насоса. При этом не исключена возможность, что с момента обнаружения газа в выкидном трубопроводе до момента подачи ПАВ в скважину пройдет значительный промежуток времени, в течение которого возможно воспламенение смеси в скважине.

Чтобы исключить возможность взрыва, необходимо разработать устройство, которое автоматически подавало бы в скважину ПАВ при поступлении газа непосредственно в процессе бурения. Следует установить также оптимальные значения концентрации ПАВ и его количество, потребное для закачки в скважину, применительно к различным условиям проходки скважины.

Спуско-подъемные операции. Чтобы предотвратить возможность взрыва газозудушной смеси в скважине от температур, возникающих при трении в процессе спуска или подъема бурильной колонны о стенки скважины при ранее спущенной обсадной колонны, следует периодически при подъеме и спуске колонны продувать

скважину с одновременной подачей поверхностно-активных веществ. Эти мероприятия следует проводить лишь при слабом притоке из вскрытого пласта газа, содержащего компоненты с удельным весом легче воздуха.

Кроме того, бурильную колонну целесообразно спускать с малой скоростью во избежание значительного повышения температур при трении ее о стенки скважины и ранее спущенной обсадной колонны.

При значительных притоках газа указанные меры принимать нецелесообразно ввиду того, что оставшийся в скважине после прекращения циркуляции воздух будет вытеснен газом и в стволе скважины не будет горючей смеси.

Крепление скважин. Мероприятия по обеспечению взрывобезопасности при спуске обсадных колонн в скважину, не заполненную жидкостью, аналогичны черам, применяемым при спуске бурильной колонны. Кроме того, чтобы исключить возможность воспламенения газовой смеси в скважине от температур, возникающих при разбуривании долотом обратного клапана или башмака колонны, необходимо в поток нагнетаемого воздуха вводить ПАВ.

Электробурение. Чтобы исключить возможность взрыва газовой смеси в колонне бурильных труб (при выходе из строя обратного клапана, установленного над долотом), необходимо сначала восстановить циркуляцию воздуха и только после истечения некоторого времени включить электробур. При выполнении этого требования взрывоопасная газоздушная смесь будет вытеснена в затрубное пространство и при включении электробура в случае пробоя контактного соединения токоподвода взрыва внутри колонны бурильных труб не последует.

Поскольку, как показывает опыт электробурения, при первичном выключении электробура максимальной защитой прожога трубы не наблюдается, то во избежание прожога и вытекающих из этого возможных последствий (взрыва в затрубном пространстве газоздушной смеси взрывоопасной концентрации), необходимо при бурении с продувкой воздухом категорически запретить повторное включение электробура после срабатывания максимальной защиты до выявления и ликвидации повреждения. Необходимо также в установленные сроки и

перед переходом на другой типоразмер электробура производить проверку действия максимальной защиты и соответствие установки защиты данному типоразмеру электробура.

Применение выхлопных газов ДВС

Одной из мер, предотвращающей возможность воспламенения газозооушной смеси в скважине, является использование продуктов сгорания дизельного топлива. Подавая продукты сгорания дизельного топлива совместно с воздухом в скважину, можно уменьшить объемное количество кислорода в закачиваемом в скважину рабочем агенте. Обычно предельное содержание кислорода в большинстве газовых смесей допускается не более 10%.

Выхлопные газы, получаемые в больших количествах от двигателей привода буровой установки и дизелей компрессоров, содержат мало кислорода. Недостатком этих газов является коррозионное действие на бурильный инструмент и оборудование, несмотря на применение предупредительных мер (обезвоживание, введение антикоррозионных добавок).

На рис. 33 представлена схема обвязки специального наземного оборудования для бурения скважин с использованием выхлопных газов ДВС, примененная в штате Арканзас [66].

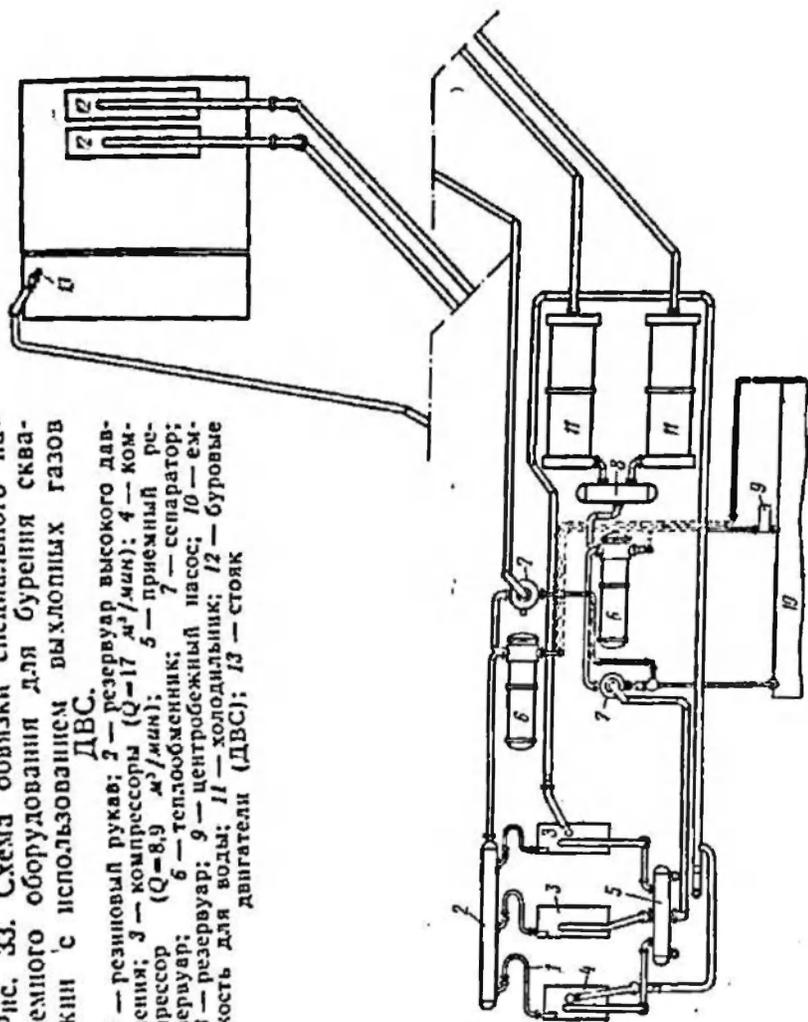
Для бурения с применением выхлопных газов был установлен два сепаратора для обезвоживания газа, два теплообменника, два холодильника и три компрессора передвижного типа. Выхлопные газы получали от двух двигателей привода буровой установки и трех дизель-компрессоров.

Выхлопные газы двигателей охлаждались с 510 до 32° С, пропускались через теплообменники и сепараторы в приемный резервуар, а оттуда компрессорами через стояк нагнетались в скважину.

На рис. 34 представлена схема обработки выхлопных газов перед вводом в стояк [53]. Температура выхлопных газов, выходящих из газомоторов 1 и 2, равна 230° С. Газы пропускаются через трапы 3 для отделения влаги и направляются в водяной теплообменник 4, по выходе

Рис. 33. Схема обвязки специального наземного оборудования для бурения скважин с использованием выхлопных газов ДВС.

1 — резиновый рукав; 2 — резервуар высокого давления; 3 — компрессоры ($Q=17 \text{ м}^3/\text{мин}$); 4 — компрессор ($Q=8,9 \text{ м}^3/\text{мин}$); 5 — приемный резервуар; 6 — теплообменник; 7 — сепаратор; 8 — резервуар; 9 — центробежный насос; 10 — емкость для воды; 11 — холодильник; 12 — буровые двигатели (ДВС); 13 — стояк



из которого температура газов колеблется в пределах 35—60° С. Затем поток газа проходит через сепаратор 9, уравнительную емкость 6 и поступает в компрессор 7. Сепаратор способен отводить из потока 75 л/ч жидкости.

Разогретые в процессе сжатия газы пропускаются через второй теплообменник и охлаждаются до температуры, которую они имели на входе в компрессор. После теплообменника газы вновь пропускаются через сепаратор 9 и трап 3 высокого давления для удаления влаги и направляются в стояк.

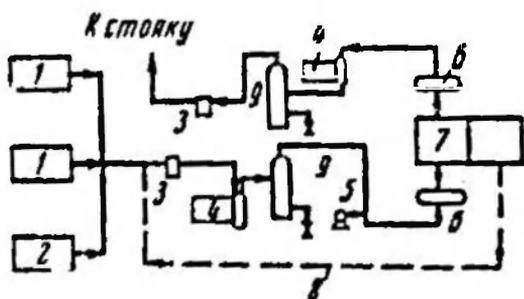


Рис. 34. Схема установки для обработки выхлопных газов.

1 — двигатель лебедки; 2 — двигатель насоса; 3 — трапа; 4 — теплообменник; 5 — насос для ввода ингибиторов; 6 — уравнительная емкость; 7 — компрессор с двигателем; 8 — линия подачи выхлопных газов от двигателя компрессора; 9 — сепаратор.

На случай повышения давления выше допустимого в выхлопных трубах двигателей предусмотрена установка предохранительных клапанов.

При отвинчивании ведущей трубы перед пар-

ращиванием буровой колонны сначала открывают задвижку на соединительной линии нагнетательного трубопровода с выкидным, затем перекрывают задвижку, отключающую стояк от компрессоров, и для снятия давления в стояке, буровом шланге и ведущей трубе открывают задвижку, сообщаящую их с атмосферой. Процесс наращивания производится обычным порядком, после чего последовательно перекрывают сообщение стояка с атмосферой, открывают задвижку на линии, ведущей к стояку, перекрывают задвижку на соединительной линии нагнетательного трубопровода с выкидным.

При использовании выхлопных газов следует учитывать, что они содержат ядовитые примеси, которые в случае неисправности уплотняющего элемента устройства, герметизирующего устье скважины, могут попасть на рабочую площадку буровой установки. При этом не исключается возможность отравления рабочих. Максимально допустимые концентрации ядовитых компонентов выхлопных газов в воздухе приведены в табл. 15.

Таблица 15

Вредные примеси	Максимально допустимые концентрации	
	мг/л	% объема.
Оксид углерода	0,03	0,02
Сероводород	0,01	0,01—0,02
Сернистый газ	0,02	0,01

Чтобы исключить образование горючей смеси в скважине, за рубежом в некоторых случаях — использовали азот и углекислый газ [38].

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ БУРЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗООБРАЗНЫХ АГЕНТОВ

Оценка возможной запыленности атмосферы и меры по ее предотвращению

При бурении скважин с продувкой газообразными агентами выбуренная порода выносится на дневную поверхность сильно измельченной. Исследованиями [5, 34, 59, 69] установлено, что измельчение происходит вследствие:

а) несовершенства очистки забоя газообразным агентом, когда крупные частицы породы, первоначально образующиеся в зоне разрушения, вторично перемалываются долотом;

б) удара частиц о замковые соединения буровых труб и стенки скважины, а также друг о друга при их движении с забоя на поверхность;

в) удара частиц об уплотняющий элемент устройства, герметизирующего устье скважины, при изменении направления движения их на 90°, в месте соединения устья с выкидным трубопроводом;

г) истирания частиц под действием вращающейся колонны буровых труб.

В результате измельчения процентное содержание мелких фракций в шламе резко возрастает. Ю. С. Лопатиным [34] установлено следующее распределение частиц шлама по granulометрическому составу (табл. 16).

Таблица 16

Скорость вращения долота, об/мин	Состав шлама, %			Выход шлама, %
	> 2 мм	2 мм — 0,063 мм	< 0,063 мм	
68	14,9	53,8	11,6	80,3
128	11,9	63,5	17,2	92,7

Данные табл. 16 с одной стороны показывают возрастание процентного содержания фракции меньше 0,063 мм с увеличением скорости вращения бурового инструмента и с другой — наличие в шламе большого количества частиц фракции меньше 0,063 мм (10—20%), способных длительное время находиться в воздухе во взвешенном состоянии. Загрязнение атмосферы в зоне буровой установки этими частицами может отразиться на здоровье членов буровой бригады, а также на здоровье населения, в случае, если бурение ведется вблизи населенного пункта.

При разбуривании пород, содержащих кварц и силикаты, воздух загрязняется пылью этих пород. Если количество такой пыли в воздухе выше допустимого санитарными нормами, возможно заболевание силикозом или силикатозом. Следует учесть, что кварц (SiQ_2) входит в состав многих сложных пород. В частности, в граните кварца содержится 35%. Кроме того, группа SiQ_2 находится в солях кремниевой кислоты — силикатах (полево шпате, слюде, тальке, каолине и других минералах). Помимо вредного воздействия мелкодисперсного шлама на здоровье рабочих его частицы, попадая в движущиеся части бурового оборудования, ухудшают условия их работы, приводят к быстрому износу трущихся поверхностей оборудования и выходу из строя его узлов и деталей. Поэтому предотвращение попадания мелкодисперсного шлама в зону буровой установки является актуальной задачей.

В качестве меры, исключаяющей непосредственное попадание шлама из скважины на буровую установку, устье скважины оборудуется специальным герметизирующим устройством, а выбуренная порода из затрубного пространства направляется по специальному выкидному трубопроводу в сторону от буровой установки.

Расстояние от места выброса шлама до буровой установки (длина выкидного трубопровода) до настоящего времени не регламентировано. В одних литературных источниках рекомендуется это расстояние принимать равным 40 м, в других 50—60 и даже 100 м.

Рассмотрим условия выброса шлама из выкидного трубопровода. Крупные частицы шлама под действием силы тяжести оседают вблизи от места выброса. Мелкодисперсные же частицы шлама, смешиваясь с атмосферой воздуха, благодаря турбулентности среды рассеиваются в атмосфере. С другой стороны, высокая скорость газообразного агента, выходящего из скважины, также способствует увеличению турбулентности струи и, следовательно, более эффективному ее рассеиванию.

Представляет интерес определить расстояние от места выброса шлама до буровой установки, при которой возможная концентрация пыли в зоне буровой установки будет равна предельно допустимой санитарными нормами [51]. Примем, что выброс шлама осуществляется вверх, тогда для решения указанной задачи можно воспользоваться эмпирическими формулами, применяемыми для расчета концентрации загрязнения атмосферного воздуха [1].

Расстояние от выкидной трубы до точки, где может возникнуть максимальная концентрация вещества, загрязняющего атмосферный воздух, выражается величиной X_{\max} , равной $10H—20H$. Здесь H — высота выброса, равная сумме высот возвышения выкидной трубы над уровнем земли l и возвышения факела над трубой Δl .

Возвышение факела над выкидной трубой определяется формулой

$$\Delta l = \frac{1,9DU_0}{v_0}, \quad (28)$$

где D — диаметр выкидной трубы в м; \bar{U}_0 — скорость выхлопа в м/сек; v_0 — скорость ветра в приземном слое (обычно $v_0 = 5$ м/сек); φ — коэффициент, зависящий от высоты выкидной трубы; при значениях высоты выкидной линии до 10 м значение φ можно принять равным 1.

При бурении с продувкой забоя газообразными агентами при $l = 0,5$ м, $U_0 = 10$ м/сек и $\bar{D} = 0,25$ м высота выброса H будет равна 1,45 м. Тогда расстояние от

места выброса до точки максимальной концентрации вещества будет лежать в пределах 14,5—23,0 м. Чтобы определить концентрацию загрязнения атмосферного воздуха в точке X_{max} , воспользуемся формулой (1)

$$C_0 = \frac{25 \cdot 10^4 \cdot M_T}{r_0 \cdot X^2} \quad (29)$$

где C_0 — концентрация вещества в $мг/м^3$; X — расстояние от места выброса в м; M_T — весовое количество шлама, выбрасываемого из выкидного трубопровода, в г/сек.

Весовое количество выбуренной породы, выбрасываемой из выкидного трубопровода, определяется формулой

$$M_T = 0,0287 \frac{\gamma \cdot d^2}{4} v_m \quad (30)$$

где γ — удельный вес выбуренной породы в $Г/см^3$. Учитывая разнообразие состава проходных буренных пород, γ можно принять равным 2,0 $Г/см^3$; d — диаметр долота в см; v_m — механическая скорость бурения в м/ч.

Величина механической скорости бурения зависит от многих факторов. При бурении с применением газообразных агентов получены механические скорости бурения от 2 до 57 м/ч. Тогда при диаметре долота, равном 25 см, весовое количество выбуренной породы соответственно равно 57 и 1144 г/сек. Учитывая, что 10—20% шлама состоит из частиц размером менее 0,1 мкм и механическая скорость бурения в среднем составляет 20 м/ч, при этом весовое количество выбуренной породы M_T равным 110 г/сек. Даже при принятых заниженных значениях M_T рассчитанная по формуле (29) для $X_{max} = 30$ м концентрация загрязнения атмосферного воздуха пылью составляет 5760 $мг/м^3$, что во много раз превышает установленную санитарными нормами предельно допустимую концентрацию 1—2 $мг/м^3$ для пыли, содержащей кварц и гранит, и 6 $мг/м^3$ — для пыли цемента, глины, минералов [51].

Определим расстояние от места выброса до производственного объекта (буровой установки), при котором концентрация загрязнения атмосферы будет равна предельно допустимой,

$$X = \sqrt{\frac{25 \cdot 10^4 \cdot M_T}{C_{доп} C_0}} \quad (31)$$

Подставляя в формулу (31) числовые значения входящих в нее величин, получаем $X = 930$ м.

Таким образом, видно, что даже при заниженных значениях величины M_T применяемые на практике расстояния от места выброса выбуренной породы до буровой установки не исключают повышенного загрязнения большой зоны близлежащей местности и атмосферы воздуха вокруг нее (при направлении ветра в сторону буровой установки от места выброса шлама).

Поэтому при бурении с использованием газообразных агентов вблизи населенных пунктов необходимо улавливать шлам. Для улавливания шлама и пыли используются шламоуловители циклонного типа (ШУМАН-3, ВШ-1М). Однако эффективность их действия при высоких расходах воздуха низкая, так как они рассчитаны на малые расходы воздуха 10—40 $м^3/мин$ [36]. Кроме того, при водопритоках работоспособность их резко ухудшается.

Шламоуловители ШУМАН-3 (рис. 35) и ВШ-1М (рис. 36) состоят из верхней головки, четырех циклов бункера. В верхней головке расположены каналы для выхода очищенного воздуха из каждого циклона, которые объединяются в выходном патрубке. Каждый циклон имеет внутренние направляющие спирали.

Принцип работы циклона состоит в следующем. Шлам вместе с воздухом поступает во входной патрубок шламоуловителя. Далее шламовый поток проходит через шибберную головку, где поступление воздуха в тот или иной циклон может регулироваться заслонками в зависимости от режима работы. В циклонах шламовый поток в результате действия центробежной силы и перепада давления освобождается от шлама, а очищенный воздух удаляется в атмосферу через внутренние цилиндры циклонов, отводящие каналы и выходной патрубок.

В шламоуловителе ШУМАН-3 внизу бункера расположено отверстие, к которому присоединен сосуд для сбора шлама. В ВШ-1М сменного шламосборника нет. Отсутствие сменного шламосборника в ВШ-1М вызывает определенные неудобства при отборе проб шлама: во время открытия бункера выделяется много пыли, а шлам высыпается под циклон внутри рамы, откуда его неудобно отбирать.

При испытании шламоуловителя ШУМАН-3 установлено наличие в очищенном воздухе тонкой шламовой

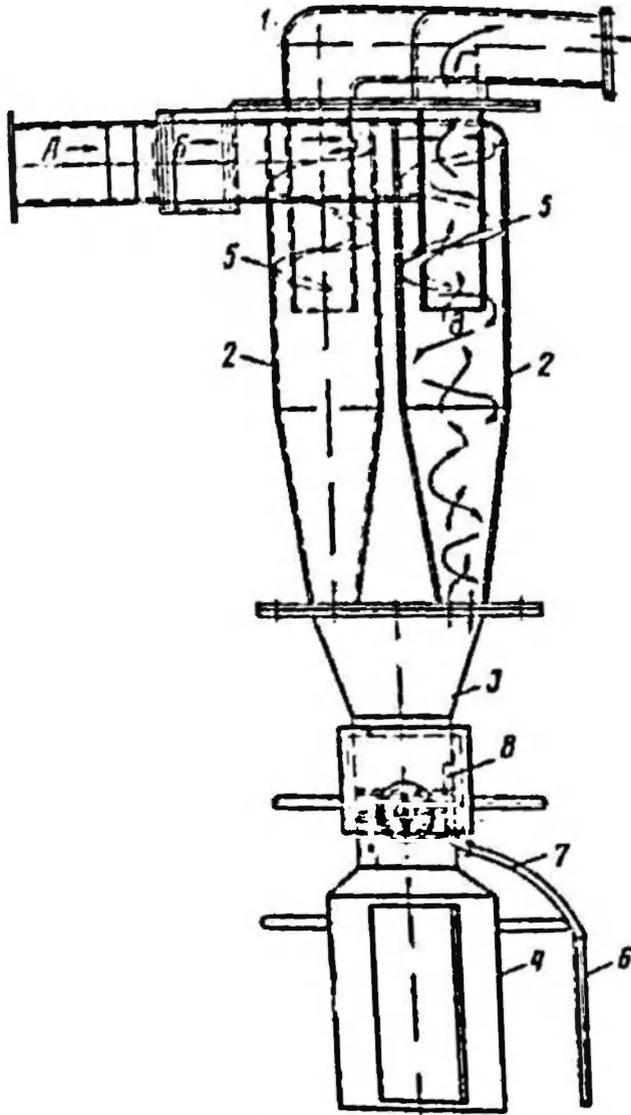


Рис. 35. Шламоуловитель ШУМАН-3.

А — входной патрубок; Б — шибровая головка;
 В — внутренний цилиндр циклона; Г — выходной
 патрубок; 1 — верхняя головка; 2 — цилиндр;
 З — бункер; 4 — шламосборник; 5 — направляющая
 спираль; 6 — фланец; 7 — резиновая труба;
 8 — замок для присоединения шламосбор-
 ника.

пыли. Чтобы обеспечить полную очистку воздуха от шла-
 мовой пыли, рекомендуется устанавливать гидравличе-
 ский фильтр.

Для улавливания пыли также применяется орошение водой выносающегося из выкидного трубопровода газообразного агента со шламом. Для этого отрезок трубы

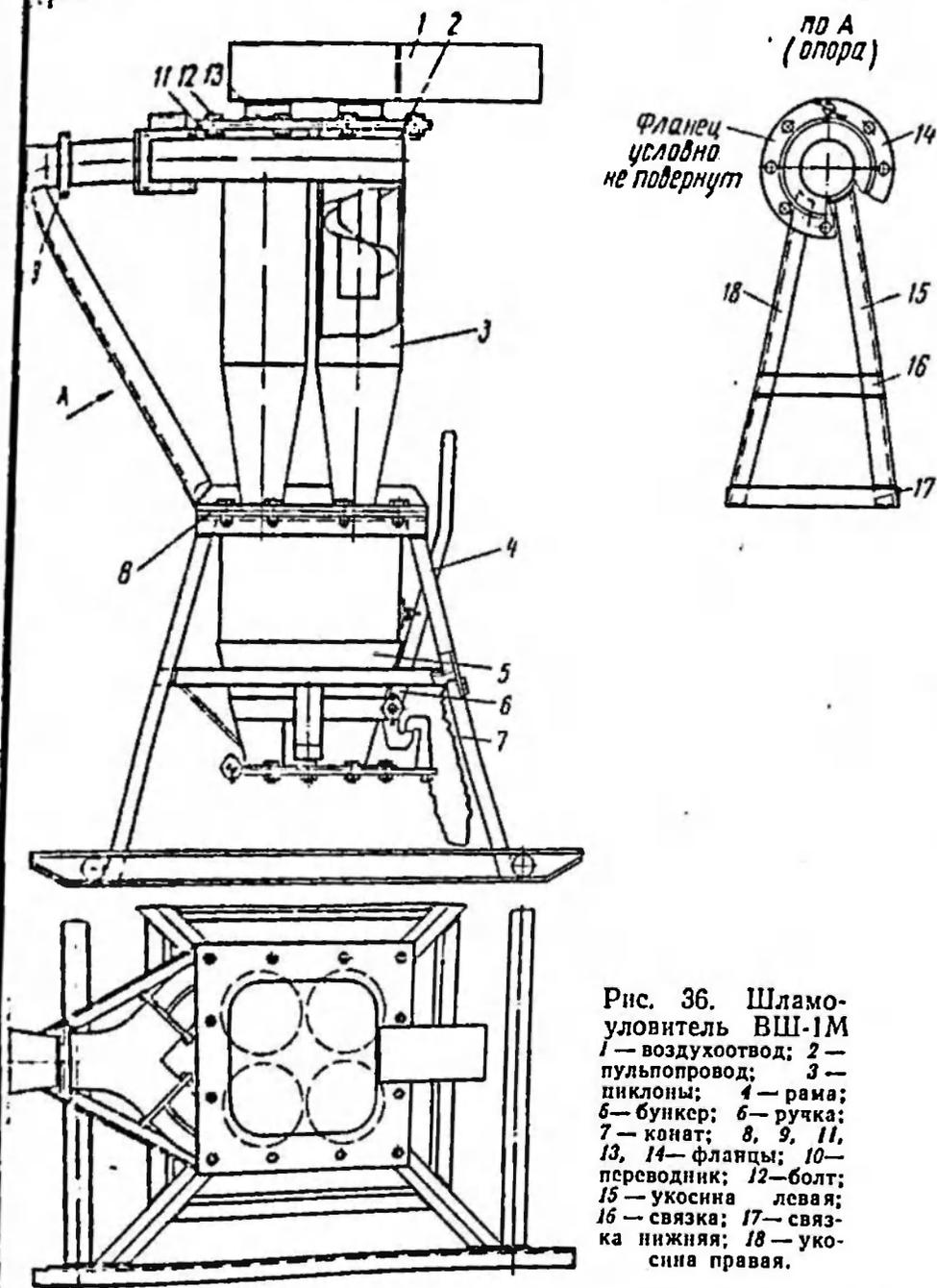


Рис. 36. Шламоуловитель ВШ-1М

1 — воздухоотвод; 2 — пульпопровод; 3 — шиклоны; 4 — рама; 5 — бункер; 6 — ручка; 7 — конат; 8, 9, 11, 13, 14 — фланцы; 10 — переводник; 12 — болт; 15 — укосина левая; 16 — связка; 17 — связка нижняя; 18 — укосина правая.

диаметром 25 мм и длиной 1,8 м с 250 отверстиями диаметром 0,8 мм укрепляют внутри выкидного трубопровода. Вода пропускается через отверстия под давле-

нием 1 кг/см^2 и распыляется в выносящемся шламе. Этот способ обеспечивает поглощение 30—95% пыли [14].

Недостаточная эффективность обеспыливания при применении орошения водой объясняется в основном плохой смачиваемостью водой пыли, в особенности мелкой. Для усиления эффективности обеспыливания рекомендуется добавлять к воде небольшие количества (0,1—0,25%) поверхностно-активных веществ (сульфатнола, ОП-7, ОП-10 и др.). Повышение пылеулавливающей способности объясняется снижением поверхностного натяжения воды на границе с породой [33].

В некоторых случаях, для того чтобы уловить всю пыль, конец выкидного трубопровода помещают под уровень воды, залитой в котлован. Однако при этом в выкидном трубопроводе создается противодавление, что может вызвать прорыв газообразного агента с пылью на буровую площадку через резиновое уплотнение устройства, герметизирующего устье скважины.

При бурении с использованном газообразных агентов в местности, отдаленной от населенных пунктов, в качестве меры, исключающей попадание шламовой пыли на буровую установку, рекомендуется выкидной трубопровод располагать с учетом розы ветров, характерной для данной местности. Обычно выкидной трубопровод монтируют с подветренной стороны буровой установки.

В районах, где направление ветра часто меняется, буровая должна оборудоваться двумя выкидными трубопроводами, направленными в разные стороны (или под углом 90° друг к другу). В этом случае, если в процессе бурения изменилось направление ветра, необходимо открыть задвижку, установленную на выкидном трубопроводе, оказавшемся с подветренной стороны буровой установки, а затем закрыть задвижку на выкидном трубопроводе, оказавшемся с наветренной стороны буровой установки.

Оценка возможной загазованности атмосферы и меры по ее предотвращению. Основные требования к факельной установке

При бурении скважин с использованием газообразных агентов помимо загрязнения атмосферного воздуха шламом возможна также загазованность горючими га-

ми, поступающими в скважину из вскрытых продуктивных пластов. Предельно допустимая концентрация разнообразных углеводородов в воздухе 300 мг/м^3 , а при их сжигании в смеси углеводородов сероводорода — мг/м^3 .

Допустим, что в процессе бурения вскрыт маломощный газовый пропласток, приток газа из которого составляет $2 \text{ м}^3/\text{мин}$. Весовой расход газа соответственно будет равен 24 г/сек (для метана). Тогда концентрация загрязнения атмосферы при $X_{\text{max}} = 30 \text{ м}$, $v_0 = 5 \text{ м/сек}$, рассчитанная по формуле (31), составит 1390 мг/м^3 , что несколько раз выше предельно допустимой. А расстояние от буровой установки до места выброса газа, при котором концентрация загрязнения атмосферного воздуха в зоне буровой установки будет равна предельно допустимой, составит 64 м (при $Q = 2 \text{ м}^3/\text{мин}$ и, конечно, при направлении ветра от места выброса газа в сторону буровой установки).

Несомненно, что при вскрытии мощных газовых пластов, когда приток газа составляет несколько сотен тысяч кубометров в сутки, что расстояние будет значительно больше.

С другой стороны, весьма часто в качестве рабочего агента, выносящего выбуренную породу с забоя скважины, используется природный газ, подаваемый к бурящейся скважине с ближайшей эксплуатационной скважины или из газопровода.

Обычно для обеспечения транспортировки частиц выбуренной породы с забоя скважины количество рабочего агента (воздуха, природного газа), подаваемого в скважину, в зависимости от ее конструкции составляет $25—80 \text{ м}^3/\text{мин}$ и более. Это в 10—40 раз больше принятого в приведенном выше примере. Следовательно, при свободном выбросе природного газа в атмосферу концентрация его в значительной зоне от места выброса будет превышать предельно допустимую санитарными нормами, а также будет представлять пожарную опасность.

В связи с этим для предотвращения загазованности атмосферы буровой установки и близлежащей местности, а также пожарной опасности можно рекомендовать следующее. Если в качестве рабочего агента используется природный газ, то целесообразно применять замкнутую систему циркуляции, включающую газомо-

торный компрессор, нагнетательный и выкидной трубы, проводы и систему очистки отработанного рабочего агента от шлама, позволяющую повторно использовать один и тот же объем газа.

Если для вскрытия продуктивных пластов в качестве рабочего агента используется воздух, то по мере увеличения притока природного газа в скважину из вскрытого пласта необходимо уменьшать подачу воздуха вплоть до полного прекращения в случае, когда количество поступающего в скважину природного газа будет обеспечивать транспортировку выбуренной породы на поверхность. При этом поступающий горючий газ (после предварительной очистки от шлама) целесообразно направлять в газосборную сеть промысла.

В тех случаях, когда вследствие малого интервала бурения с продувкой природным газом экономически нецелесообразно сооружать замкнутую систему или при вскрытии мощного продуктивного пласта разведочной скважиной на необустроенной площади, целесообразно газ, поступающий из скважины, сжигать в факеле.

Устройство для поджигания факела должно обеспечивать возможность дистанционного поджигания непосредственно с буровой установки для исключения несчастных случаев при выполнении этой операции и многократного зажигания факела.

Последнее требование вытекает из следующего. Перед подъемом бурильной колонны или ее наращиванием подача газа в скважину прекращается¹, следовательно, факел на конце выкидного трубопровода гаснет (при отсутствии притока газа из пласта). После спуска на забой нового долота (иногда и в процессе спуска) или окончания наращивания колонны в скважину подают газ и вновь поджигают факел. При бурении значительных интервалов с продувкой указанная операция будет повторяться.

Разработанное ВНИИТБ устройство для дистанционного поджигания факела на конце выкидного трубопровода при бурении скважины с продувкой газом (рис. 37) [15] отвечает вышеперечисленным условиям.

Принцип работы устройства заключается в зажигании выходящего из устройства газа при помощи элект-

¹ Подача газа в скважину может прекратиться также по технологическим и другим причинам.

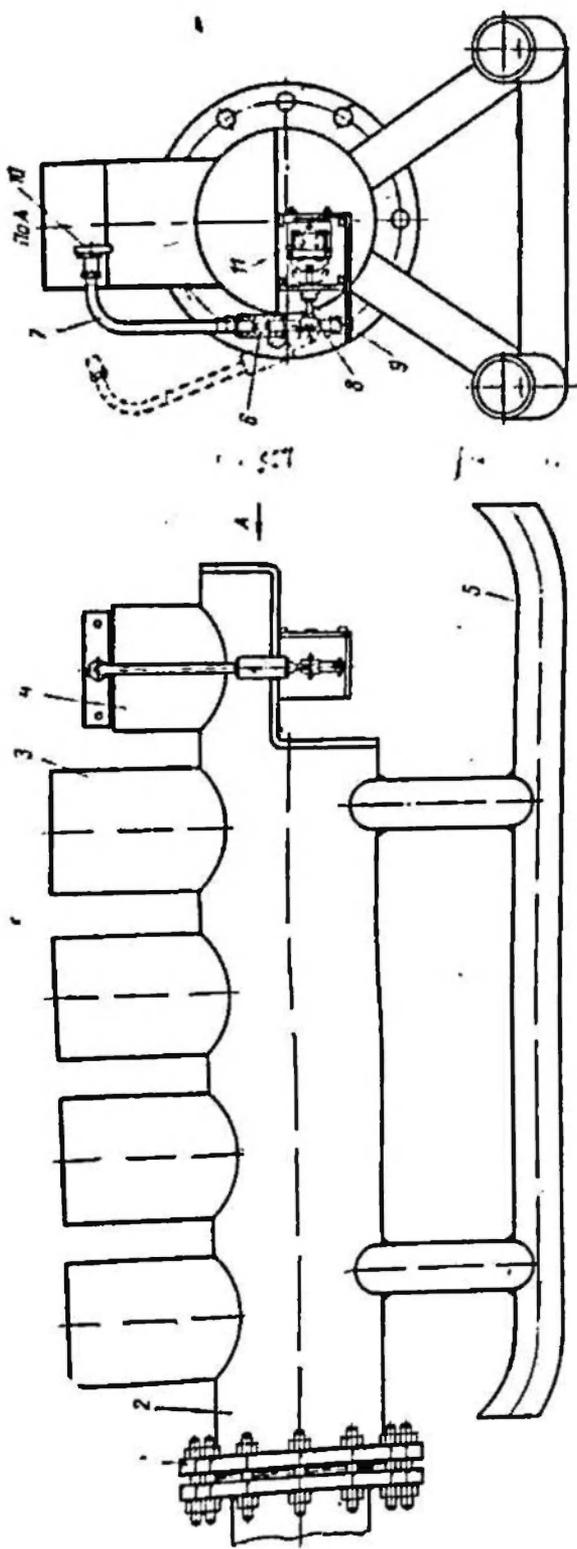


Рис. 37. Устройство для дистанционного поджигания факела.

Включаясь, электромагнит приводит в движение подвижный контакт *КП*. Замыкаясь на заземленный неподвижный контакт *НК*, подвижный контакт *КП* создает интенсивную дугу. При отсутствии напряжения в обмотке электромагнита подвижный контакт занимает крайнее левое положение за счет усилия пружины 9 (см. рис. 37).

Интенсивность дуги между контактами обеспечивается включением в их цепь дросселем *Др*, обладающим большой индуктивностью. Одновременно дроссель является балластным сопротивлением, ограничивающим ток в цепи трансформатора *Тр1*.

Принятое напряжение 36 в в цепи контактов и реле обеспечивает безопасность обслуживания. Сердечник и металлические части трансформатора, а также его клемма, к которой присоединен неподвижный контакт 5, должны быть заземлены.

Факел необходимо зажигать при малой подаче газа в скважину, а после поджигания газа увеличить расход его до установленной режимом бурения величины.

Устройство для дистанционного поджигания факела было испытано в стендовых условиях на работоспособность при многократном дистанционном включении при скорости ветра 4—5 м/сек (создаваемого вентилятором) и различном его направлении на устройство, а также при попадании на контактное устройство воды и нефти. Испытания выявили его надежную работоспособность, а также безопасность при поджигании факела.

В процессе бурения скважины с продувкой воздухом не исключена возможность вскрытия маломощных нефтяных и газовых пропластков, не имеющих промышленного значения. При этом в затрубном пространстве скважины образуется газозвудушная смесь, количество природного газа в которой в зависимости от притока из пласта может колебаться в широких пределах. Подавать газозвудушную смесь после предварительной очистки от шлама в промышленную газосборную сеть опасно, вследствие возможного ее взрыва при направлении на потребление (при содержании газа в смеси в пределах взрывоопасных концентраций). С другой стороны, при свободном выбросе газозвудушной смеси в атмосферу возможна ее загазованность, степень которой будет зависеть от количества природного газа, поступающего из скважины.

Чтобы исключить загазованность атмосферы, газозвудушную смесь следует сжигать в факеле, причем только в том случае, если содержание газа в смеси составляет свыше 30%. Нельзя допускать поджигания газозвудушной смеси при содержании газа в ней в пределах взрывоопасных концентраций, так как в противном случае возможен взрыв газозвудушной смеси, движущейся по выкидному трубопроводу и затрубному пространству скважины.

Концентрация газа в смеси зависит в основном от количества газа, поступающего из пласта в скважину, и может изменяться в широком диапазоне. В случае уменьшения концентрации газа в смеси до взрывоопасной (в результате колебания количества поступающего из пласта газа) при наличии горящего факела произойдет взрыв, который может привести к потере скважины и несчастным случаям.

Для исключения загазованности атмосферы, а также возможного взрыва в скважине необходимо разработать устройство, автоматически поджигающее факел при содержании газа в смеси выше верхнего предела взрываемости и автоматически гасящего его при снижении содержания газа в газозвудушной смеси до верхнего предела взрываемости.

При определении местоположения факела следует учитывать три основных фактора пожарной безопасности:

а) радиационно-тепловое воздействие факела на предметы;

б) искрообразование, неизбежное при горении факела;

в) возможность загорания образовавшихся по различным причинам (утечка, прорыв) локальных очагов взрывоопасных концентраций газов в воздухе.

Радиационно-тепловое воздействие пламени факельной установки можно устранить, соблюдая определенное минимально необходимое расстояние от объектов буровой установки, определяемое следующей формулой [32]:

$$r = \sqrt{\frac{FQ}{4 \cdot 3,14 \cdot K}} \quad (32)$$

где Q — теплопроизводительность факела в ккал/ч; K — коэффициент, равный 2700 и 4050 для объектов, подверженных воздействию температуры соответственно в течение более 20 мин и менее 20 мин; F — интенсивность излучения на расстоянии 1 м от источника излучения, рекомендуется брать равной 0,4.

Из приведенной формулы видно, что расстояние от горящего факела до объектов буровой установки зависит в основном от теплопроизводительности факела, которая, в свою очередь, зависит от количества поступающего на сгорание природного газа и его теплотворной способности.

Наибольшее количество газа, способного поступать на сгорание в факеле, возможно при вскрытии продуктивных пластов. Допустим, что приток газа из вскрытого пласта составляет 1 млн. м³/сутки и теплотворная способность 1 м³ газа, определяемая как сумма теплотворных способностей его составных частей, равна 14000 ккал. Тогда теплопроизводительность факела в 1 ч будет равна $580 \cdot 10^3$ ккал. При бурении скважин объекты буровой установки подвергаются воздействию температуры более 20 мин, поэтому, принимая $K=2700$, по формуле (32) определяем $r=83$ м.

При бурении с продувкой природным газом, когда в скважину подается 60 м³/мин газа, рассчитанное по формуле (32) значение r составит около 30 м.

При определении радиационно-теплого воздействия факела следует также учитывать возможность перемещения или загибания пламени факела в горизонтальном направлении под действием ветра. Нормальная длина факела зависит от многих факторов (скорости вылета, диаметра горелки, состава горючей смеси и т. д.) и практически бывает равна 5—15-кратной величине диаметра горелки. С учетом отмеченного, для случая, когда геолого-техническим нарядом предусматривается вскрытие продуктивных пластов с продувкой, факельную установку следует располагать на расстоянии не менее 100 м от производственных объектов. Если же геолого-техническим нарядом предусматривается бурение с продувкой отдельных интервалов ствола скважины, в которых отсутствуют пласты, имеющие промышленное значение, факельную установку следует располагать на расстоянии не менее 50 м от производ-

ственных объектов. Причем территория вокруг факельной установки в радиусе 30 м должна быть ограждена и обозначена предупредительными знаками. Эта территория должна быть очищена от травы, кустарника и деревьев с целью предотвращения загорания их от факела.

По характеру работы факел может быть периодически действующим, например, при бурении с продувкой природным газом, когда при наращивании буровой колонны прекращается подача рабочего агента в скважину, или постоянно действующим, например, при вскрытии продуктивного пласта, когда с момента вскрытия до заканчивания скважины из пласта непрерывно оступает газ, направляемый на факел.

Независимо от характера работы факельную установку следует располагать с учетом розы ветров, на расстоянии не менее 100 м от склада горючего.

Факельная горелка должна устойчиво работать при возможных колебаниях газовой нагрузки. Фактором, влияющим на устойчивость горения горючей смеси, является скорость истечения газовой смеси. При равенстве скорости истечения газа ω со скоростью распространения пламени данной смеси U устанавливается устойчивое горение. Если $\omega > U$, пламя может оторваться от горелки и погаснуть, а при $\omega < U$, пламя может проскочить внутрь горелки [61]. В факельных устройствах,жигающих газозвоздушную смесь, это особенно опасно в связи с возможным взрывом или горением внутри трубопровода, подводящего газозвоздушную смесь. Практически все горючие смеси имеют определенный предел скорости, ниже которого будет возникать обратный прокок, за исключением тех случаев, когда трубопровод имеет размер менее критического диаметра. Последнее для промышленных конструкций факельных горелок практически исключается.

В работах [24, 32, 61] приводятся расчетные формулы по определению критических условий проскока пламени в горелке, но тем не менее отмечается, что скорости газозвоздушных смесей, содержащих водород, окись углерода и метан, должны определяться экспериментально.

На практике применяются следующие пределы изменения скоростей вылета для горючих смесей, имеющих высокую скорость распространения пламени

(табл. 17): для H_2 — 65%, CO — 25% и др. — 15—40 м/сек, для ацетилена 5—15 м/сек.

Таблица 17

Газ	Содержание горячего при максимальной скорости, %	Максимальная скорость вылета (воздушная смесь), м/сек
Метан	10,0	60
Этан	6,0	80
Пентан	3,5	70
Ацетилен	10,0	300
Окись углерода	50,0	60
Водород	37,0	450

Поскольку скорость распространения пламени смеси углеводородов с воздухом меньше, чем у водорода и ацетилена, можно полагать, что при сжигании газа в факеле при бурении с продувкой, когда в силу технологической необходимости скорость газозадуваемого потока в затрубном пространстве скважины и выкидном трубопроводе должна быть равна 15—20 м/сек, возможность проскока пламени исключается. Опасность проскока пламени в скважину через выкидной трубопровод может быть лишь в случае, когда для проведения наращивания буровой колонны будет прекращена подача газобразного агента в скважину и скорость вылета U станет меньше скорости распространения пламени w . Поэтому в случае сжигания газа в факеле спуско-подъемные операции или наращивание колонны следует проводить, предварительно перепустив рабочий агент из нагнетательного трубопровода в выкидной или же используя специальные переводники для поддержания непрерывной циркуляции рабочего агента в скважине при наращивании.

На факельной линии необходимо устанавливать огневые предохранители, предназначенные для защиты скважины от проникновения внутрь ее пламени при перерывах в подаче рабочего агента.

Принцип действия огневых предохранителей заключается в том, что пламя, попадая в огневой предохранитель, вынуждено проходить через систему каналов малого сечения и этим дробиться на отдельные мелкие

отоки. поверхность соприкосновения пламени с предохранителем увеличивается, возрастает отдача тепла стенкам каналов, и пламя затухает.

Огневой предохранитель (рис. 39) состоит из литого корпуса с фланцами, двух крышек и помещаемой внутри корпуса выдвижной коробки с кассетой из гофрированной фольги.

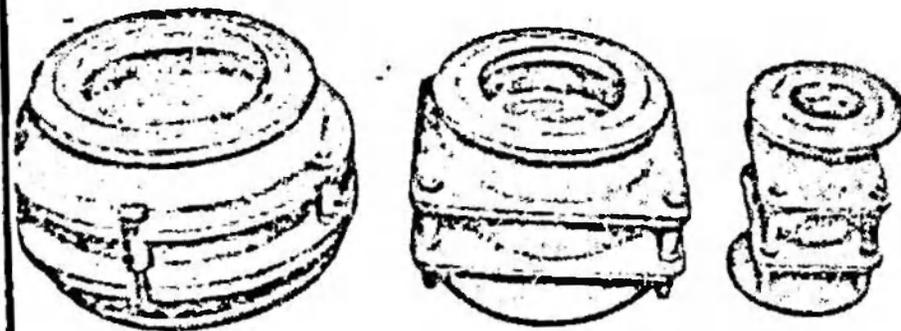


Рис. 39. Огнепреградители.

Алюминиевую фольгу толщиной $\delta = 0,3 \div 0,47$ мм и шириной 80 мм плотно наматывают рулоном на ось диаметром 6 мм. Намотка рулона производится двумя лентами: гофрированной и плоской. Сечение канала, образуемое гофрированной лентой, треугольное, с размерами в свету $h = 1,15 \div 1,25$ мм и основанием $t = 0,9 \div 1,0$ мм.

Отверстия во фланцах сверлят при монтаже на месте. При сборке особое внимание необходимо обращать на плотное и герметичное прилегание кассеты к прокладкам в корпусе.

Огнепреградители необходимо снимать для чистки и заменять запасными не реже одного раза в месяц.

При бурении с продувкой практически исключается образование локальных взрывоопасных концентраций газов за счет пропуска газов и других причин вследствие недостаточной продуваемости мест установки факела.

Одним из основных требований к факельной установке является полное и бездымное сгорание газовых выбросов. Процесс горения в факеле идет за счет притока воздуха из атмосферы к поверхности горения при бурении с продувкой природными газами и

вскрытии продуктивных пластов). При высококалорийном газе поступление воздуха из окружающей атмосферы не обеспечивает стехиометрической смеси и процесс горения сопровождается значительным выделением сажи и дыма.

Для предотвращения дымообразования необходимо создать условия, обеспечивающие во всех точках пламени достаточную концентрацию воздуха (кислорода). Наиболее эффективным методом является подача пара или воды (впоследствии испаряющейся) в ядро факела, что обеспечивает раздробление факела и хорошее смешение пара, воздуха и газа. В работе [32] отмечается, что при сжигании газа в зависимости от его молекулярного веса количество потребляемого пара составляет 0,4—5,3 кг/кг.

Поскольку при вскрытии пласта на сжигание поступает большое количество газа, то, следовательно, потребность пара будет высокой. Котельные установки, которыми комплектуются буровые установки, имеют производительность во много раз ниже потребной. Увеличение числа котельных установок и, как следствие, усложнение коммуникаций обслуживающая является нерентабельным, особенно, если учесть малый период бурения в интервале продуктивного пласта.

Наиболее экономичным методом, обеспечивающим бездымное сжигание газа при вскрытии продуктивного газового пласта, является подача воздуха от компрессоров к концу выкидного трубопровода, после того как пласт вскрыт и транспортирование выбуренной породы с забоя осуществляется газом, поступающим из пласта. Регулируя количество подаваемого газа, можно обеспечить бездымное сжигание газа.

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ

В процессе бурения с применением газообразных агентов можно считать, что в скважине отсутствует противодавление, это способствует проявлению продуктивных объектов. На случай глушения скважины на площадях, в разрезе которых имеются высоконапорные пласты, в обвязке буровой установки предусматриваются буровой насос и запас промывочной жидкости не менее трех объемов скважины проектной глубины

бурения с использованием газообразных агентов. Буровильщик при принятии вахты в случае бурения скважины на таких площадях должен убедиться в готовности бурового насоса к работе и в наличии промывочной жидкости в необходимом количестве. Кроме того, при бурении скважины с продувкой газом или при газороявлениях буровильщик должен проверять преленторы на герметичность и надежность в работе перед каждым спуском и подъемом бурильной колонны, но не реже одного раза в смену.

Перед началом процесса разрушения породы (после спуска бурильной колонны) устройство, герметизирующее устье скважины, должно быть проверено на герметичность холостой продувкой газообразного агента через скважину.

Резиновое уплотнение устройства, герметизирующего устье скважины, должно быть всегда исправным, чтобы исключить попадание мелкодисперсного шлама и газа на рабочую площадку буровой установки. При неисправности или недопустимом износе уплотнительного элемента герметизирующего устройства его следует заменить. Запрещается бурение скважины при пропусках газообразного агента через устройство, герметизирующее устье скважины.

В процессе бурения буровильщик должен следить за давлением в системе нагнетания по манометру, установленному на стояке. Увеличение давления наблюдается при сужении кольцевого пространства между бурильными трубами и стенками скважины на значительной длине в результате налипания выбуриваемой породы на их поверхности.

Резкое увеличение давления в стояке является показателем того, что в скважине вскрыты водоносные пласты. Последнее сопровождается уменьшением выноса шлама или его полным прекращением при наличии циркуляции воздуха.

Уменьшение давления в стояке указывает на обрыв бурильных труб, негерметичность резьбового соединения или наличие трещин в теле труб.

В процессе бурения буровильщик должен следить также за показаниями газоанализатора о наличии газа на рабочей площадке буровой установки и в зоне рабочей трубопровода. В случае наличия газа в зоне рабочей

площадки необходимо принять меры по обнаружению мест утечек и устранению их.

Перед каждым спуском колонны в скважину необходимо проверить исправность обратного клапана, установленного над долотом, так как при бурении с использованием газообразных агентов отмечается повышенный износ обратного клапана. Для обеспечения безотказной работы обратного клапана над ним необходимо устанавливать фильтр для задержки предметов, случайно упавших в колонну бурильных труб (при наращивании или спуске бурильной колонны).

В процессе бурения с продувкой воздухом при допритоках приходится удалять жидкость из скважины, а затем осушать ствол воздухом. Для удаления жидкости из скважины широко используется понтирвальный способ. Для этого в скважину спускают бурильные трубы на глубину, при которой уровень жидкости в затрубном пространстве возможно продавить установленными компрессорами. Нередко вследствие различных причин (повышения уровня ввиду интенсивного притока и т. п.) требуемое давление продавки несколько превышает давление, предельно развиваемое продавочными компрессорами. В таких случаях уменьшают длину бурильных труб. Чтобы уменьшить число операций, связанных с наращиванием бурильных труб, целесообразно до уменьшения длины бурильных труб, поднять их на максимально возможную высоту и попытаться вновь продавить уровень жидкости в затрубном пространстве. Если это не дает ожидаемого эффекта, то лишь тогда следует уменьшить длину бурильных труб.

Осушение скважины после удаления из нее жидкости заключается в спуске бурильной колонны на забой и нагнетании воздуха (газа) в скважину. Этот процесс в определенных условиях может быть длительным. Поэтому для ускорения процесса осушки в скважину нагнетают горячий воздух при отключенном конечном холодильнике компрессорной установки. Следует обратить внимание на опасность взрыва в скважине при осушке горячим воздухом. В случае нефтегазовых проявлений (даже незначительных) возможно воспламенение газозооной смеси в скважине при ее осушке горячим воздухом. Поэтому, если в процессе

бурения газоанализатор зафиксировал наличие газа в скважине, то не допускается проводить осушку ствола горячим воздухом. Температура воздуха на выходе из конечного холодильника не должна превышать 50°С.

При бурении с продувкой перед подъемом бурильной колонны или ее наращиванием скважину тщательно очищают от выбуренной породы, чтобы исключить возможность прихвата колонны невынесенным шламом вследствие быстрого оседания последнего после прекращения циркуляции. Если при подъеме бурильной колонны происходят затяжки, рекомендуется немного припустить колонну и, установив циркуляцию газообразного агента, очистить скважину. Лишь после этого следует производить подъем бурильной колонны.

Перед подъемом или наращиванием колонны отключают компрессоры, а затем закрывают задвижку, перекрывающую стояк от компрессоров. Для снятия же давления в стояке, буровом шланге и в ведущей трубе открывают задвижку, сообщающую систему с атмосферой. Чтобы убедиться, что давление в системе снижено до нуля, рабочий должен через некоторый промежуток времени вновь перекрыть задвижку. Если давление на манометре не будет возрастать, то тогда можно отвинчивать ведущую трубу.

Иногда, в зависимости от технологических условий проводки скважины (осыпание стенок ствола, водоприток и т. д.), чтобы исключить возможные осложнения в связи с прекращением подачи воздуха в скважину, при наращивании колонны используются специальные переводники (рис. 40), предназначенные для непрерывной подачи воздуха в скважину. При этом исключается оседание шлама в скважине, осыпание стенок и другие осложнения.

На рис. 41 представлена схема обвязки стояка для непрерывной подачи воздуха в скважину во время наращивания. При работе с такой обвязкой необходимо соблюдать определенную последовательность операций: навинтить переводник на верхний конец колонны бурильных труб;

навинтить второй переводник на бурильную трубу, находящуюся в шурфе;
посадить подготовленную к очередному наращиванию бурильную трубу на клинья; при этом (приемный

патрубок навинченного на ее верхний конец переводника должен быть повернут в сторону стояка;
удалить с помощью ключа запорную пробку из переводника;

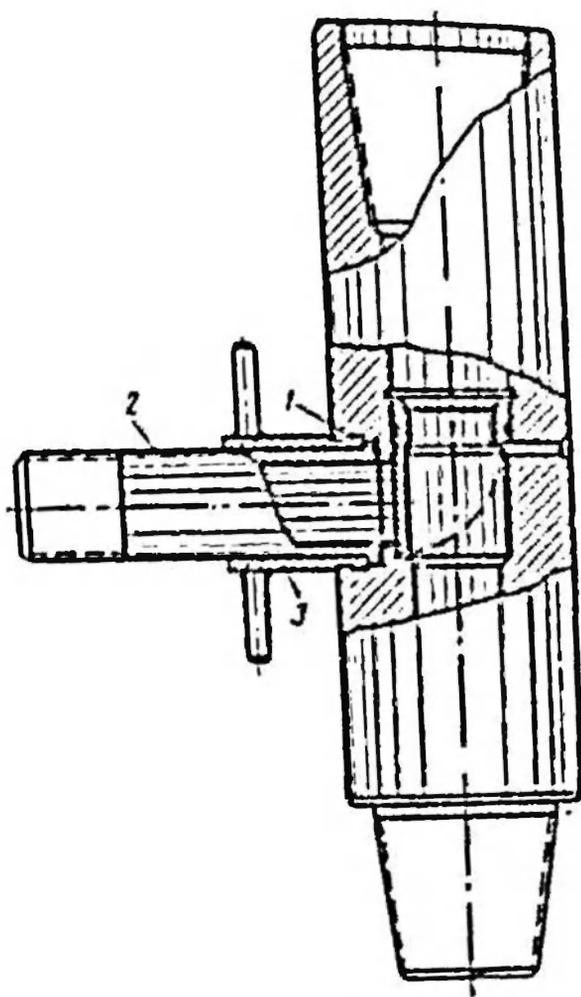


Рис. 40. Переводник.

1 — поворотный диск; 2 — специальный соединительный патрубок; 3 — стопор для специального соединительного патрубка.

вставить специальную муфту с фиксатором внутрь переводника, после чего накинуть предохранительную цепь на корпус переводника ниже муфты;

открыть задвижку 2;

закрыть задвижку 1;

открыть верхнюю задвижку 3 для выравнивания давления в ведущей трубе и стояке, после чего закрыть ее;

отвинтить ведущую трубу на специальный переводник, заранее присоединенный к верхнему концу буровой трубы, находящейся в шурфе¹, нарастить эту трубу на буровую колонну, в верхней части которой находится ранее навинченный переводник;

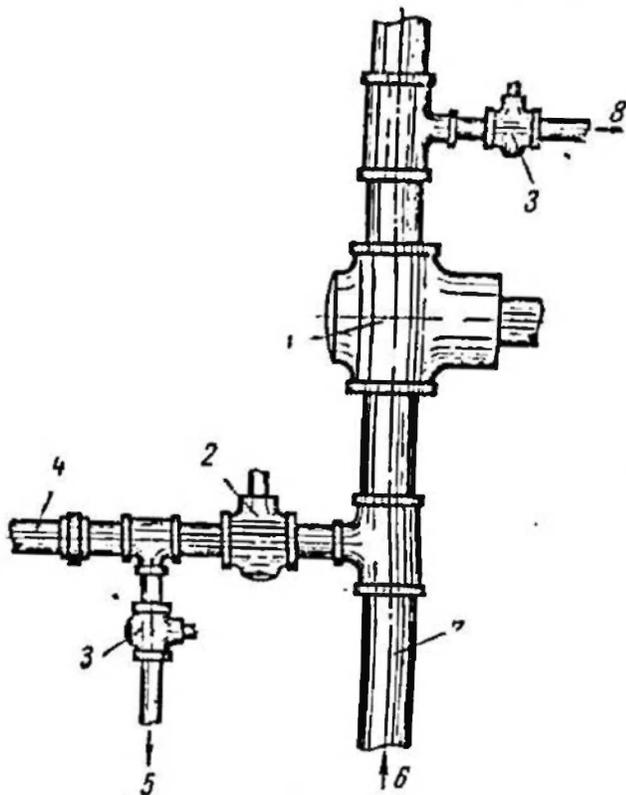


Рис. 41. Схема обвязки стояка.

1 — задвижка высокого давления диаметром 102 мм; 2 — задвижка высокого давления диаметром 51 мм; 3 — задвижка высокого давления диаметром 25 мм; 4 — патрубок диаметром 51 мм для подачи воздуха; 5 — патрубок для выпуска лишнего воздуха или газа; 6 — направление движения нагнетаемого воздуха; 7 — стояк диаметром 102 мм; 8 — сбросовый патрубок.

полностью открыть задвижку 1;
 закрыть задвижку 2;
 открыть нижнюю выкидную задвижку 3 для выравнивания давления внутри бурового шланга, а затем закрыть ее; снять предохранительную цепь с переводника;

¹ Имеется в виду шурф, специально предназначенный для наращивания.

Извлечь фиксатор и специальную муфту из переводника;

вновь установить на место запорную пробку;
снять колонну с клиньев и продолжать бурение;
во время бурения навинтить третий специальный переводник на бурильную трубу, находящуюся в шурфе.

При бурении с использованием газообразных агентов возможны осложнения при водопроявлениях в скважине. Поступающая в скважину из водоносных пластов вода образует со шламом густую массу. Она налипает на стенки бурильной колонны и скважины, что приводит к образованию сальников, вызывает сужение ствола скважины и затяжки, а иногда прихват бурильной колонны. Толщина сальников по диаметру достигает размеров муфты бурильной трубы. Бурильные трубы перед спуском в скважину очищают от сальников. Эта работа трудоемка, так как сальники очень крепки и трудно сбиваются под ударами кувалды.

В зависимости от количества поступающей в скважину воды применяют различные способы борьбы с водопритоками.

При незначительных водопритоках ($0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$), чтобы избежать слипания частиц шлама, вместе с газообразным агентом в скважину закачивают поверхностно-активные вещества (ОП-7, ОП-10 и др.), которые образуют защитную пленку на частицах шлама, предотвращающую слипание последних.

При умеренных водопроявлениях ($0,5—8,0 \text{ м}^3/\text{ч}$) для эффективного выноса воды со шламом, предупреждения образования сальников в циркуляционный поток также вводят поверхностно-активные вещества.

При значительных водопритоках (более $8 \text{ м}^3/\text{ч}$), наряду с перекрытием водоносных горизонтов обсадной колонной с последующим ее цементированием, используются различные изолирующие материалы [67] в виде твердых веществ, жидкостей и газов.

Из получивших применение изоляционных материалов некоторые опасны. Например, четырехфтористый кремний SiF_4 , используемый в зарубежной практике бурения с продувкой, — бесцветное газообразное вещество с удушливым запахом — вызывает у человека раздражение дыхательных путей, изъязвление слизистой

оболочки носа. При работе с ним следует применять индивидуальные защитные средства: фильтрующий промышленный противогаз марки В, спецодежду из стекловолокна, обувь, защитные очки.

Продуктом реакции SiF_4 с водой является кремнефтористоводородная кислота. Работать с этим веществом без специальных резиновых перчаток, обуви и защитных очков опасно. Попадание ее на открытые части тела может вызвать ожоги с последующим образованием трудно заживающих язв. Поверхностно-активные вещества, используемые для борьбы с водопритоками, при их частом или продолжительном применении приводят к интенсивной коррозии бурильного инструмента [14, 57]. Поэтому периодически при подъеме колонны рекомендуется тщательно осматривать бурильные трубы, чтобы своевременно обнаруживать коррозию.

На практике для исключения возможности коррождения бурильного инструмента вместе с пенообразующими агентами нагнетают противокислители (ингибиторы), в частности, известь (2—2,5 кг на 100 л воды) с целью поддержания показателя концентрации водородных ионов (рН) на уровне не менее 10—10,5 [14, 57, 79].

При бурении с продувкой наблюдается абразивный износ инструмента восходящим потоком воздуха со шламом. При низких скоростях выноса шлама на поверхность по затрубному пространству износ бурильных труб незначителен [68]. При высоких скоростях выноса шлама бурильные замки сильно изнашиваются по торцам. Применение безмуфтовых бурильных труб позволяет резко уменьшить их износ от абразивного действия шлама [70].

Значительный износ замковых соединений может привести к снижению прочности резьбового соединения замков бурильных труб, а это в свою очередь может способствовать обрыву колонны бурильных труб.

Крепление скважин. Спуск обсадной колонны в скважину, пробуренную с продувкой воздухом, и цементирование ее производят как с предварительным заполнением скважины промывочной жидкостью, так и без него. В последнем случае вначале в скважину наливают примерно 3 м³ воды, затем закачивают цемент-

ный раствор и устанавливают верхнюю пробку. Дальнейшие работы ничем не отличаются от обычной технологии цементирования.

Перед спуском обсадной колонны необходимо измерить диаметр ствола калверномером для уточнения объема скважины при расчете высоты подъема цементного раствора. В случае выявления мест сужения ствола необходимо их проработать. Особенно это важно выполнить перед спуском обсадных колонн в скважину, пробуренную в условиях слабых водопроявлений, когда на ее стенках образуются сальники.

Перед спуском эксплуатационной колонны в скважину, не заполненную промывочной жидкостью, необходимо уплотнительный элемент устройства, герметизирующего устье скважины, заменить новым.

При спуске обсадных труб резьбовые соединения следует смазывать специальной смазкой, а свинчивать трубы особенно тщательно, так как негерметичность соединений может вызвать различные осложнения в стволе. Обсадную колонну следует спускать как можно ближе к забою скважины. В противном случае после цементирования обсадной колонны в стволе остается «карман», заполненный промывочной жидкостью. При бурении с продувкой воздухом в этом интервале ствола скважины образуется трудно удалимая густая масса, вызывающая задержки, а иногда и прихват колонны.

О качестве цементирования обсадной колонны можно судить при разбуривании цементного стакана. Его разбуривание следует выполнять так, чтобы долото не вскрывало породу.

При отсутствии водоносных пластов ниже башмака обсадной колонны вскрывать цементный стакан следует с промывкой жидкостью. Если после удаления промывочной жидкости из ствола скважины (при открытом башмаке колонны) будет наблюдаться приток жидкости в скважину, то, следовательно, качество цементирования неудовлетворительное. При наличии водоносных пластов ниже башмака обсадной колонны вскрывать цементный стакан следует с продувкой воздухом. Удаление жидкости из скважины перед разбуриванием цементного стакана в колонне позволит судить о качестве цементирования.

Иногда при малой мощности продуктивного горизонта бурение ствола скважины производят до его кровли. Затем спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее. Дальнейшее бурение в продуктивном горизонте осуществляется с продувкой газом. После проработки пробуренного интервала бурильные трубы поднимают, сбрасывают фильтр в скважину из лубрикатора, смонтированного на устье после подъема бурильных труб [31].

В зарубежной практике имеется опыт добуривания скважины долотом, установленным на конце фильтра [72]. При достижении проектной глубины бурения фильтр (вместе с долотом) отсоединяется от колонны бурильных труб и устанавливается на подвесках в интервале продуктивного горизонта.

Заканчивание скважины. Наиболее ответственным периодом бурения с продувкой является заканчивание скважины.

Опасным моментом при заканчивании скважины является подъем бурильной колонны из скважины. После окончания бурения для исключения возможных осложнений проверяется герметичность обратных клапанов в бурильной колонне, и только после этого бурильные трубы поднимаются из скважины. При этом должна быть проявлена особая осторожность при подъеме каждой бурильной трубы, так как трубы поднимаются при открытой и фонтанирующей скважине.

При больших пластовых давлениях во время подъема бурильная колонна может быть выброшена из скважины вследствие значительной разности сил, определяемых пластовым давлением и весом колонны.

На рис. 42 [23] показана зависимость выталкивающей силы от длины колонны, оставшейся в скважине, при различных пластовых давлениях и закрытом устье. Выталкивающая сила рассчитывалась как разность между усилием, создаваемым пластовым давлением, действующим на эффективное сечение бурильной колонны, и весом бурильной колонны, остающейся в скважине. При расчетах фактор трения не учитывается. Тем не менее величины полученных выталкивающих усилий являются весьма высокими. В этой связи рекомендуется избегать заканчивание скважины при закрытом устье.

Для спуска бурильных труб и подъема их из скважины, находящейся под давлением, необходимо применить специальное приспособление (рис. 43).

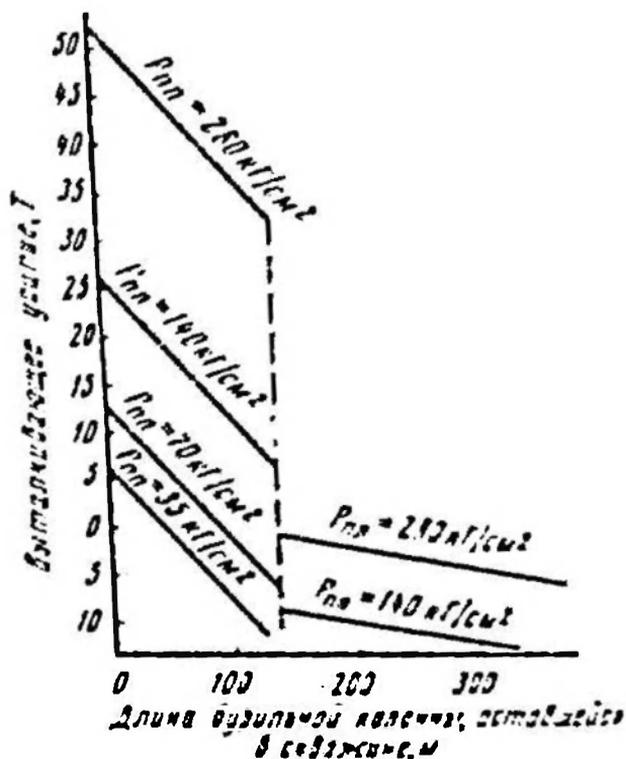


Рис. 42. Выталкивающие усилия, действующие при подъеме бурильной колонны из скважины с закрытым устьем (бурильная колонна состоит из 89-м бурильных труб и УБТ длиной по 9,15 м и диаметром 115 мм).

На бурильные или обсадные трубы надевается зажимной хомут или подвижный спайдер, к которому закреплены два конца каната; обе струны каната проходят к двум нижним неподвижным однорольничным блокам, обогнув которые, поднимаются и огибают верхние однорольничные подвижные блоки. При подъеме талевого блока вверх бурильные трубы под влиянием натяжения каната проталкиваются в скважину. Подвижной спайдер подвешен на канатах с противовесами. Такое простое приспособление может быть применено на скважинах с небольшим давлением.

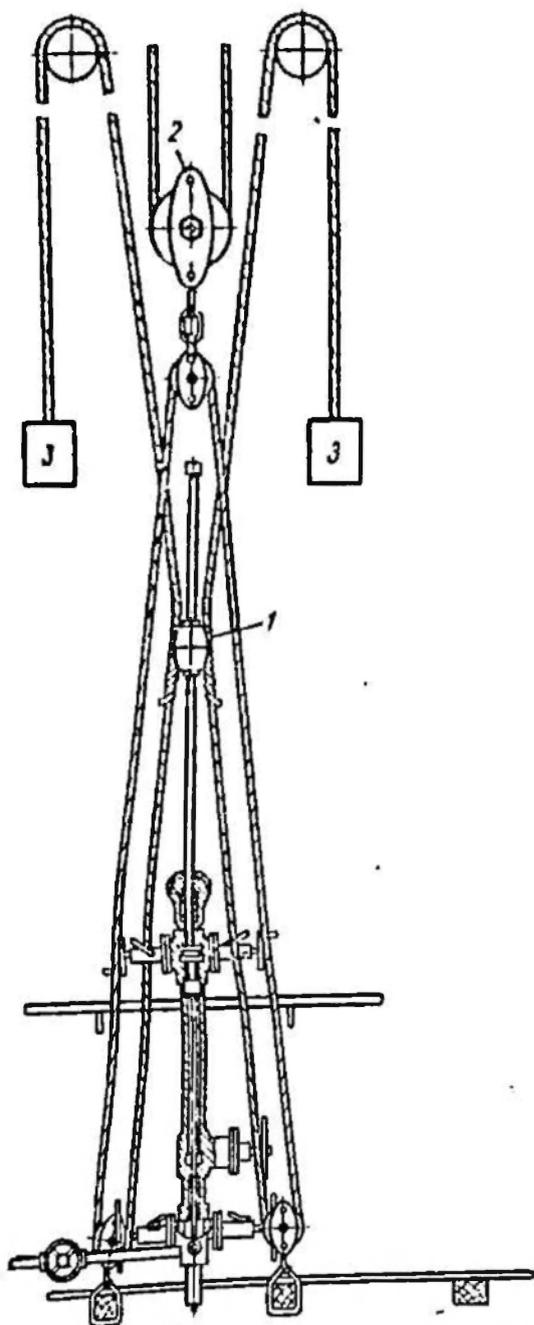


Рис. 43. Приспособление для подачи труб в скважину.
 1 — подвижный спайдер; 2 — талевый блок;
 3 — противовесы.

В американской практике [70] в случае больших пластовых давлений для исключения возможности движения инструмента вверх применяют специальное оборудование.

МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

При бурении с использованием в качестве циркуляционного агента природного газа или при прохождении газоносных пластов возникает опасность пожара на буровой установке. Опасность пожара связана с возможностью утечек и прорыва газа через места соединений трубопроводов и устройства, герметизирующие устье скважины и т. д.

Газы с удельным весом легче воздуха гораздо быстрее смешиваются как с воздухом, так и с другими газами, чем газы, удельный вес которых больше удельного веса воздуха. Газы более тяжелые, чем воздух, обладают способностью растекаться по земле, заполнять низкие места. При наличии естественной или искусственной тяги и неровного рельефа местности такие газы могут приближаться к огнедействующим установкам и воспламеняться с передачей пламени обратно к месту выхода газов.

Практика бурения скважин с продувкой газом в США отмечает несколько случаев пожара, в результате которых сгорели буровые установки [18, 72, 78]. Как указывает Фуллер [60], пожары происходили вследствие неосторожности отдельных членов буровой бригады и случались при спуске эксплуатационных обсадных колонн или при поднятом для смены долота инструменте.

В отечественной практике бурения с продувкой газом пожар произошел на одной из буровых Норильской экспедиции во время спуска буровой колонны [41].

В литературе [50, 78] описывается возникновение пожара при бурении скважины Браун-Басетт, где на глубине 3781 м оказался газовый пласт высокого давления. При первых же признаках газопроявления был закрыт превентор. Однако вследствие негерметичности устьевого оборудования произошел выброс и пожар.

В этой связи мерам пожарной безопасности должно быть уделено большое внимание.

Общие положения

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием буровой установки руководителей предприятий назначают своим приказом лиц, ответственных за пожарную безопасность. На буровой установке на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность. Кроме того, на каждой буровой установке должна быть инструкция о мерах пожарной безопасности, согласованная с местной пожарной охраной, определяющая правила противопожарной защиты и обязанности отдельных работников по предупреждению загораний и пожаров. Разработанные и утвержденные инструкции должны быть вывешены на видных местах в рамках под стеклом.

Все вновь поступающие на работу рабочие, инженерно-технические работники и служащие должны быть проинструктированы о мерах пожарной безопасности на своих рабочих местах и на буровой установке, причем с ними должны быть проработаны инструкции о мерах пожарной безопасности. Без соответствующей справки начальника местной пожарной охраны о прохождении противопожарного инструктажа ни один работник не может быть допущен к работе. Помимо первичного противопожарного инструктажа со всеми инженерно-техническими работниками и служащими ежегодно должен проводиться повторный противопожарный инструктаж.

Противопожарный инструктаж должен проводиться лицами местной пожарной охраны.

Каждый работник обязан:

а) знать правила пожарной безопасности, установленные для его рабочего места;

б) знать расположение имеющихся на месте его работы и вблизи от него средств пожаротушения и уметь пользоваться ими;

в) знать местонахождение ближайшего телефона и способ вызова местной пожарной охраны;

г) знать свои обязанности на случай пожара или аварии, согласно объектовой инструкции.

Курение на территории буровой установки может допускаться только в специально отведенных для этой цели по указанию местной пожарной охраны местах, оборудованных урнами, кадками или бочками с водой для бросания окурков, и в культбудке. По всей территории буровой установки, где курение запрещено, должны быть вывешены ашлагы с четкими надписями: «Курение строго воспрещается».

На территории буровой установки категорически запрещается применять для освещения факелы, спички, свечи, свечные и керосиновые фонари и другие источники открытого огня. Запрещается также применять их при осмотре емкостей, бочек, бидонов из-под нефтепродуктов.

Установка временных приборов отопления допускается в каждом отдельном случае только с письменного разрешения местной пожарной охраны и после выполнения всех предложенных ею противопожарных мероприятий.

Запрещается производить самовольное переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители (жучки) и пользоваться кустарными электронагревательными приборами.

Производство на буровой установке сварочных и иных огневых работ допускается только с письменного разрешения, выданного главным инженером по согласованию с местной пожарной охраной. При производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовляемых из стали или железа; ударные инструменты, применяемые для работы в газовой среде, должны быть изготовлены из цветного металла (меди, латуни, бронзы). Режущие инструменты должны обильно смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором.

Отогревать замерзшие трубопроводы и аппаратуру, а также разогревать в зимнее время промывочную жидкость разрешается только паром или горячей водой, а при отсутствии — другим безопасным в пожарном отношении способом. Применять для этой цели огонь запрещается.

Местность в радиусе 50 м вокруг буровой установки должна быть очищена от деревьев, травы, кустар-

ников и других легко загораемых материалов. В пределах 50 м от центра скважины допускается оставлять одиночные деревья лиственных пород с расстоянием друг от друга и от скважины не менее 15 м. Площадка шириной в 10 м вокруг наземных буровых сооружений должна быть выровнена, на ней не должно быть ям, канав, бугров и других препятствий, мешающих передвижению людей и пожарного транспорта.

На территории буровой установки должно быть предусмотрено не менее двух открытых въездов непосредственно с магистральных дорог общего пользования. Въезды следует располагать в различных частях территории буровой установки так, чтобы была возможность сквозного проезда через всю территорию с одной дороги общего пользования на другую. Для производственного транспорта и проезда пожарных автомашин предусматривается замкнутая (кольцевая) внутренняя система дорог.

Ширина проездной части дороги при двустороннем движении должна быть не менее 6 м, а при одностороннем — не менее 3,5 м.

Дороги, подъезды, проезды следует располагать от зданий, аппаратуры, установок не ближе 5 м и не дальше 30 м. Мосты дорог, подъездов следует предусматривать негораемыми. Оттяжки, идущие от вышек, должны иметь наименьшую высоту над проезжей частью равную 5 м.

Раскопка дорог и проездов на территории буровой установки допускается только с ведома местной пожарной охраны. При производстве раскопок следует оставлять проезды шириной не менее 3 м или устраивать мостки через траншеи. В противном случае должны быть устроены объезды шириной в 3 м, удобные для движения пожарных автомашин. Земляное полотно дороги следует проектировать с расчетом, обеспечивающим его от залива промывочной жидкостью, нефтью и водой. При пересечении дорог открытыми промысловыми канавами последние должны заключаться в негораемые трубы. Трубы следует выпускать по обе стороны дороги на 2 м. Нельзя допускать загромождения дороги, ведущей к буровой установке, подъезда к пожарному водоему или чану, а также подходов к штурвалам превенторов.

Буровая установка должна иметь радио или теле-
 фонную связь, установленную в культбулке. Помеще-
 ние для отдыха и принятия пищи должно быть распо-
 ложено на расстоянии от буровой установки, равном
 высоте вышки, но не менее 40 м. Отопление культбу-
 док может производиться дровами, углем или газом в
 местных печах, устанавливаемых с соблюдением про-

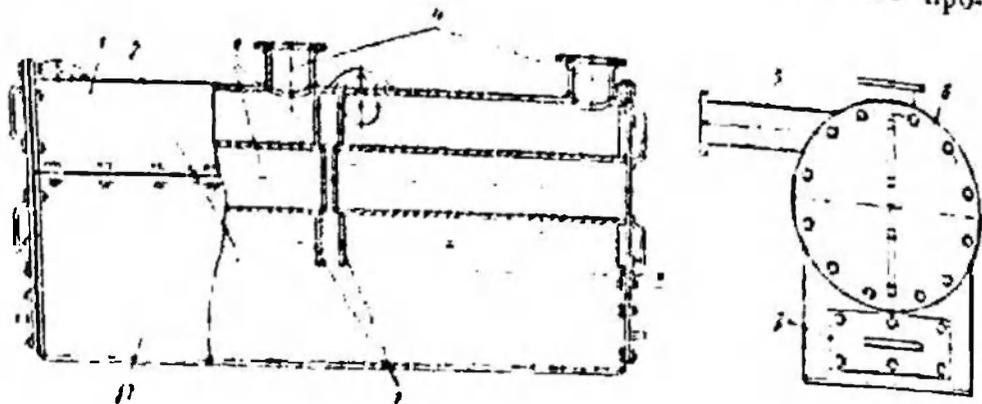


Рис. 44. Искрогаситель.

1 — верхняя половина камерной камеры; 2 — прутки решетки; 3 — внутренний цилиндр; 4 — выпускной патрубок; 5 — выпускной патрубок; 6 — крышка; 7 — люк для очистки; 8 — торцевое упорное кольцо; 9 — промежуточное упорное кольцо; 10 — кофунд-бункер.

тивопожарных норм и имеющих на дымовых трубах искроуловители. При наличии котельной и парового отопления, паровые трубы должны быть проложены не ближе 10 см от легко загораемых конструкций зданий и сооружений.

Двигатели внутреннего сгорания буровой установки необходимо снабжать надежными искрогасителями.

Искрогаситель, разработанный ВНИИТБ [45] (рис. 44), представляет собой горизонтальную цилиндрическую конструкцию. Рабочая часть искрогасителя — вихревая камера — представляет собой горизонтальный цилиндр, верхняя половина поверхности которого выполнена из листовой стали толщиной 3—5 мм, а нижняя половина — решетчатая. Решетку образуют стальные прутки диаметром 20 мм, расположенные по образующим цилиндра на расстоянии 20 мм друг от друга и приваренные к торцевым и промежуточным упорным кольцам цилиндра, которые в свою очередь приварены к внутренней поверхности верхней половины цилиндра вихревой камеры.

В вихревую камеру с двух сторон вставляются и крепятся при помощи крышек и фланцевых соединений два цилиндра диаметром 200 м.

Внутренние цилиндры и цилиндр вихревой камеры концентричны. Консольные концы цилиндров опираются на промежуточные упорные кольца.

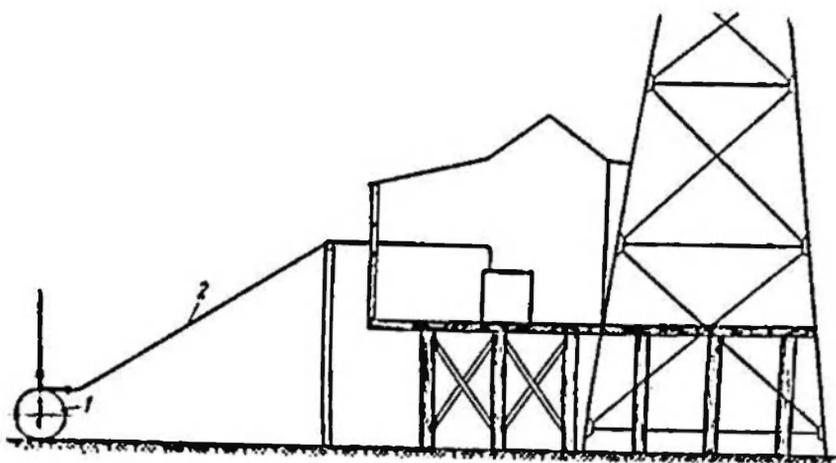


Рис. 45. Схема отвода выхлопных газов на буровых установках 3Д и 5Д.

1 — искрогаситель; 2 — выхлопная труба для отработанных газов.

Нижняя часть вихревой камеры помещена в кожух-бункер. Вихревая камера и кожух-бункер имеют фланцы, при помощи которых они крепятся друг к другу. Газ в вихревую камеру попадает через два 102-мм патрубка, приваренных тангенциально к поверхности цилиндра, и приобретает вращательное движение в кольцевом пространстве, образованном цилиндром вихревой камеры и внутренними цилиндрами.

Искры и масляный конденсат, отбрасываемые центробежной силой к периферии, выпадают через решетку в бункер, а очищенный газ через два 127-мм патрубка выпускается в атмосферу.

Для очистки бункера предусмотрены два люка. В целях удобства транспортировки и монтажа искрогаситель следует устанавливать на салазках.

Отвод отработанных газов следует производить по следующей схеме (рис. 45). При выходе из машинного

з) в ночное время освещение производить прожекторами с предохранительными плотно закрытыми стеклами, установленными в незагазованной зоне или с подветренной стороны;

и) все работающие в загазованной зоне должны быть обеспечены респираторами или кислородными приборами.

Открытие фонтана и пожары рассматриваются как чрезвычайное происшествие.

Общего метода для различных случаев тушения пожаров газовых и газонефтяных фонтанов не имеется. Способ тушения применяется в зависимости от условий местности, давления на устье и мощности фонтана, а также конструкции и состояния самой скважины.

Устройство, автоматически перекрывающее газоподводящий трубопровод

При бурении с продувкой природным газом последний подается к буровой установке по газоподводящему нагнетательному трубопроводу из магистрального газопровода или же из соседней эксплуатационной скважины.

На газоподводящем нагнетательном трубопроводе обычно устанавливаются две задвижки — основная и оперативная.

Основная задвижка устанавливается на значительном удалении от буровой установки, чтобы в случае пожара на буровой установке она не находилась в зоне огня и была бы возможность перекрыть ее для прекращения доступа газа в буровую установку. Эта задвижка обычно находится в открытом положении.

Оперативная задвижка, находящаяся у стояка буровой установки, предназначена для перекрытия газоподводящего трубопровода при наращивании колонны или спуско-подъемных операциях.

В случае пожара на буровой установке необходимо немедленно прекратить доступ газа в скважину и принять меры по тушению пожара. При этом перекрыть оперативную задвижку может быть трудно, так как она может находиться в зоне огня. Для перекрытия основной задвижки, вследствие ее удаленности от буровой потребуется некоторое время. За это время в результате продолжающегося поступления газа в скважину борьба с пожаром может быть осложнена.

ВНИИТБ разработано устройство (рис. 46), автоматически перекрывающее газоподводящий трубопровод путем закрытия основной задвижки в случае пожара на буровой установке.

В настоящее время широкое распространение получили пробковые краны типа КСП [11], устанавливаемые на газопроводах, рассчитанные на давление от 16 до 160 кг/см².

Наряду с ручным краны КСП имеют пневматическое управление. Пневмопривод их поршневой, двойного действия, работающий при давлении 5—8 кг/см². Передача усилия от штока поршня к пробке крана производится через кривошип или через рейку и зубчатый сектор.

По сравнению с задвижками краны КСП обеспечивают быстрое перекрытие газоподводящей линии поворотом шпинделя на 90°.

Установка кранов типа КСП на газоподводящем трубопроводе облегчает возможность создания достаточно простого устройства, автоматически перекрывающего газоподводящий трубопровод в случае пожара на буровой установке.

В устройстве (см. рис. 46) предусматривается использование известных элементов: крана высокого давления пневматического действия типа КСП, устанавливаемого на газоподводящем трубопроводе, дроссельных шайб, ресивера, воздушных линий, спринклеров, крана ручного управления, пробкового крана, манометра, обратного клапана и регулятора давления.

Предварительно система управления краном КСП заполняется сжатым воздухом от компрессоров (воздухосборника), установленных на буровой установке, до давления 8 кг/см². Эта величина давления predeterminedлена технической характеристикой спринклера, согласно которой его рабочее давление равно 8 кг/см².

Воздух из воздухосборника компрессорной установки через регулятор давления 10, поддерживающий давление в системе 8 кг/см², обратный клапан 11 и дроссельную шайбу 13, установленную после него, подается в воздушные линии и рабочую полость пневмоцилиндра крана высокого давления КСП 1.

Рост давления за поршнем пневмоцилиндра до конечного значения ввиду наличия дроссельной шайбы 12

и ресивера 3 происходит медленно. В результате этого создается разность давления до и после поршня. Вследствие этой разности давлений осуществляется перемещение поршня в крайнее положение, соответствующее положению «открыто» крана высокого давления.

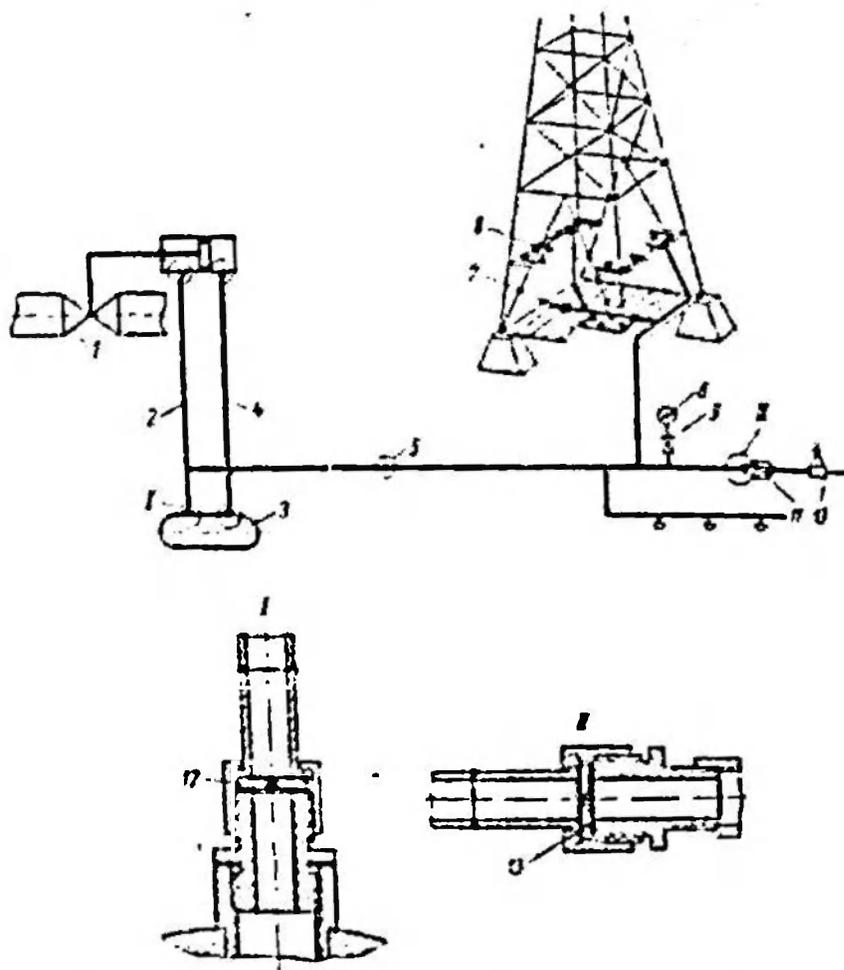


Рис. 46. Устройство, автоматически перекрывающее газоподводящий трубопровод в случае пожара на буровой установке при бурении с продувкой газом.

1 — кран КСП; 2, 4, 5 — воздушные линии; 3 — ресивер; 6 — спринклер; 7 — кран ручного управления В71-21; 9 — манометр типа IV, $P=10 \text{ кг/см}^2$; 9 — пружинный кран; 10 — регулятор давления В7-14; 11 — обратный клапан В51-11; 12, 13 — арросельвак шайба.

Воздушная линия со спринклерами 6 монтируется в местах, в которых возможно возникновение пожара.

При повышении температуры окружающей среды вследствие пожара головка спринклера 6 расплавится

и откроется отверстие в его корпусе, что вызовет падение давления в воздушных линиях 5 и 2. Падение давления за поршнем пневмоцилиндра крана и в ресивере 5 происходит медленно, вследствие истечения воздуха через дроссельную шайбу 12, сечение которой значительно меньше сечения труб воздушных линий. В результате создается перепад давления до и после поршня пневмоцилиндра крана, под действием которого поршень переместится в положение, соответствующее положению «закрыто» крана высокого давления 1, тем самым перекрывая доступ газа на газоподводящем трубопроводе в скважину.

Если на буровой установке возникнет пожар не в зоне размещения спринклеров, то буровищик может перекрыть газоподводящий трубопровод путем быстрого разрядки давления в системе поворотом ручки крана ручного управления 7, установленного на его пульте. Время сработки пневмокрана можно регулировать сменными дроссельными шайбами.

После ликвидации пожара при замене спринклера воздух нагнетается в воздушные линии и пневмоцилиндр крана высокого давления. За давлением в системе следят по манометру 8, устанавливаемому в удобном для наблюдения месте.

В случае, если по каким-либо причинам подача воздуха из воздухоборника прекратилась, то для сохранения давления в системе автоматического перекрытия поставлен обратный клапан 11, предупреждающий разрядку системы.

В связи с относительно большой длиной воздушных коммуникаций системы автоматического перекрытия возможно падение давления в системе вследствие утечек через узлы соединения воздушных коммуникаций. Чтобы предупредить падение давления и поддерживать постоянное рабочее давление (8 кг/см^2), схемой предусмотрена установка после обратного клапана дроссельной шайбы 13, через которую в систему управления краном непрерывно поступает воздух.

Большое значение для автоматического перекрытия газоподводящего трубопровода имеет правильный выбор места размещения спринклеров. Последние необходимо устанавливать в местах, где возможность пожара наиболее вероятна.

На буровой установке пожароопасными зонами являются пространство под полом рабочей площадки в зоне установки вращающегося преувентора, рабочая площадка вышки, сарай дожимного компрессора (если он используется).

Контролирование наличия горючего газа на рабочей площадке буровой установки

Для предупреждения пропуска газа на рабочую площадку необходимо следить за состоянием резиновых уплотнений устройства, герметизирующего устье скважины.

Резиновые уплотнения подвергаются износу при прохождении через них замковых соединений бурильных труб. Практика показывает [71], что износ резиновых уплотнений меньше, когда бурильные замки выполнены с конусной поверхностью торцов. При прямых торцах замков бурильных труб происходят порывы резиновых уплотнений.

Несвоевременная смена изношенных резиновых уплотнений может явиться причиной пропуска газа на рабочую площадку при бурении с использованием природного газа или при газопроявлениях в скважине, что может вызвать пожар, а в случае токсичности газа — отравление рабочих.

Пластовый газ может поступать на рабочую площадку также при спуско-подъемных операциях бурильной колонны вследствие выхода из строя обратного клапана, установленного в колонне бурильных труб над долотом.

Выход из строя обратного клапана и поступление газа в бурильные трубы фиксируется по наличию давления в системе нагнетания при сбросе воздуха (снятии давления) из нагнетательного трубопровода после прекращения подачи в скважину газообразного агента перед подъемом колонны.

Практика бурения с использованием газообразных агентов в США показала повышенный износ обратных клапанов, которые приходилось заменять перед каждым рейсом.

В связи с этим при выходе из строя обратного клапана для обеспечения возможности проведения спуско-подъемных операций и наращивания бурильной колон-

следует исключить возможность поступления газа на рабочую площадку буровой установки. В этих случаях обычно глушат проявляющийся пласт промывочной жидкостью, а затем поднимают колонну и меняют обратный клапан.

Для своевременного предупреждения рабочих о наличии газа на рабочем месте необходимо использовать газоанализатор непрерывного действия, позволяющий определить наличие газа в любой момент времени. Обязанность сигнализатора горючих газов должна позволять отбирать пробы воздуха из мест, где возможность пропуска газа наиболее вероятна.

Из выпускаемых промышленностью различных типов газоанализаторов условиям бурения скважин с продувкой удовлетворяет стационарный газоанализатор непрерывного действия типа СГГ-2, состоящий из датчика, выполненного во взрывобезопасном исполнении, электрического блока и вторичного (показывающего) прибора. В качестве вторичного прибора используется одноточечный электронный показывающий потенциометр ЭПВ2-11А. Электрическая сигнализация автоматически включается при наличии в воздухе 20% горючих газов от нижнего предела взрывоопасной концентрации. Это соответствует концентрации метана $1 \pm 0,2\%$.

При наличии горючего газа менее 20% от нижнего предела взрывоопасной концентрации прибор показывает ориентировочно по шкале вторичного прибора процент его содержания.

Действие сигнализатора горючих газов в воздухе основано на зависимости теплового эффекта сгорания горючих газов на каталитическую активную платиновую нить от концентрации анализируемого компонента. При прохождении через датчик воздуха с содержанием горючего газа последний сгорает на рабочей платиновой спирали, температура которой повышается, в результате чего увеличивается ее сопротивление и нарушается равновесие моста. При этом вторичный прибор показывает наличие горючего газа. При содержании в воздухе горючего газа в количестве 20% от нижнего предела взрывоопасной концентрации срабатывает сигнальное устройство прибора, предупреждающее о наличии в воздухе опасной концентрации горючего.

Датчик устанавливается в местах, где наиболее вероятно появление горючего газа. Через датчик обеспечивается непрерывное просасывание воздуха. При установке двухходового крана, расположенного в нижней части датчика, в положение «анализ» загазованный воздух поступает в прибор и проходит через вертикально расположенный канал датчика. При установке крана в положение «контроль» в датчик засасывается чистый воздух извне по воздухопроводу.

Согласно инструкции по монтажу и эксплуатации сигнализатор горючих газов СГГ-2 предназначен для установки во взрывоопасных помещениях. Однако в настоящее время накоплен положительный опыт его использования в наружных установках класса В-1г в нефтеперерабатывающей промышленности.

В природном нефтяном газе в наибольшем количестве содержится метан, поэтому газоанализатор, устанавливаемый на буровой установке, должен определять его содержание в атмосфере рабочей площадки.

Для нормальной работы СГГ-2 необходимо, чтобы через датчик сигнализатора проходило 12—20 л/ч анализируемого воздуха. Поэтому для обеспечения нормальной работы СГГ-2 в условиях буровой установки разработана обвязка, обеспечивающая подсос воздуха к датчику в необходимом количестве, а также отбор воздуха для анализа из мест буровой, где возможность просачивания и скопления газа наиболее вероятна [16].

Обвязка (рис. 47) состоит из эжектора, линии подачи воздуха к эжектору, линии подсоса воздуха к датчику для анализа, регулятора давления, фильтров и манометра.

Эжектор 1 устанавливается на верхнем отводе датчика и состоит из дросселя 12, гайки 11 и корпуса дросселя 10. На линии подачи воздуха к эжектору установлены: фильтр-влагодетель 7, обеспечивающий очистку воздуха от влаги и механических примесей, регулятор давления 8 и манометр 9.

Линия подсоса анализируемого воздуха к датчику состоит из крестовины 2, отводи которой снабжены пробковыми кранами 3, резиновых шлангов 4 и перфорированных трубок 5. Один из концов перфорированных трубок оканчивается ниппелем, конфигурация которого обеспечивает легкость надевания резиновых шлан-

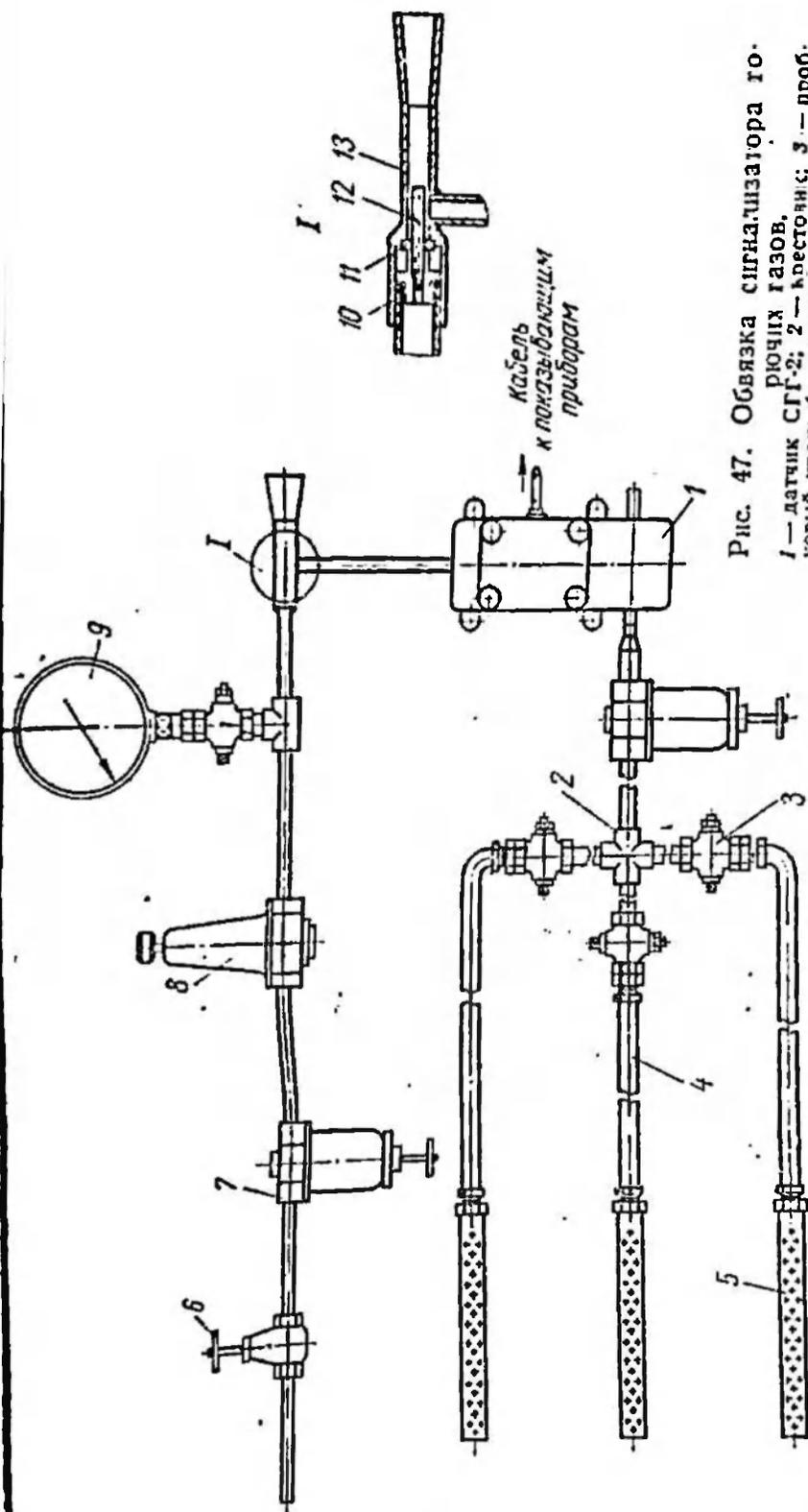


Рис. 47. Обвязка сигнализатора 10-
рючник газов.

1 — датчик СГГ-2; 2 — крестовик; 3 — проб-
ковый кран; 4 — резиновый шланг; 5 — пер-
форированная трубка; 6 — втулочный вен-
цель; 7 — манометр; 8 — корпус дросселя; 9 — корпус эжектора;

10 — корпус дросселя; 11 — гайка;
12 — дроссель; 13 — корпус эжектора.

гов. Большое количество перфорированных отверстий в трубках обеспечивает доступ анализируемого воздуха в случае закупорки одного или нескольких перфорированных отверстий, а следовательно, и надежность работы обвязки.

Между крестовиной 2 и датчиком СГГ-2 1 установлен фильтр-влажнотделитель, предотвращающий засорение датчика сигнализатора влагой и возможными механическими примесями, находящимися в засасываемом для анализа воздухе.

При течи анализируемого воздуха во всасывающей линии возникают сопротивления, в значительной степени зависящие от длины всасывающей линии. Для определения зависимости давления после регулятора давления в системе эжектирования от длины всасывающих линий при расходе подсосываемого воздуха 12 и 20 л/ч построен график (рис. 40). Область, лежащая между прямыми, является областью, при которой расход анализируемого воздуха через датчик обеспечивает его нормальную эксплуатацию.

Как видно из графика, дроссель следует юстировать в диапазоне давлений от 0,5 до 1,5 кг/см² при отсоединенных всасывающих линиях. После юстировки следует гайку 11 закрепить цапномлаком.

Принцип работы обвязки СГГ-2 заключается в подсосе анализируемого воздуха в датчик вследствие разряжения, создаваемого струей воздуха, выходящего из дросселя эжектора. Подача воздуха к эжектору осуществляется из воздухохборника, установленного на буровой установке.

После монтажа обвязки сигнализатора на буровой установке устанавливаются режимные параметры его работы. Для этого, согласно данным рис. 48, регулятором давления в системе эжектора устанавливается давление, обеспечивающее расход анализируемого воздуха в пределах 12—20 л/ч. Величина давления определяется по манометру, установленному после регулятора давления.

При наличии газа в анализируемом воздухе показывающий прибор СГГ-2 срабатывает, указывая его концентрацию. Если в анализируемом воздухе содержится метана в количестве 20% от нижнего концентрационного предела взрываемости, в сигнализаторе срабатывает

дают звуковой и световой сигналы, предупреждающие буровую бригаду о наличии в воздухе опасной концентрации метана.

Зону, откуда засасывается газ, определяют последовательным переключением пробковых кранов. При перекрытии линии подсоса воздуха к датчику СГГ-2, по которой поступал газ, прибор СГГ-2 покажет отсутст-

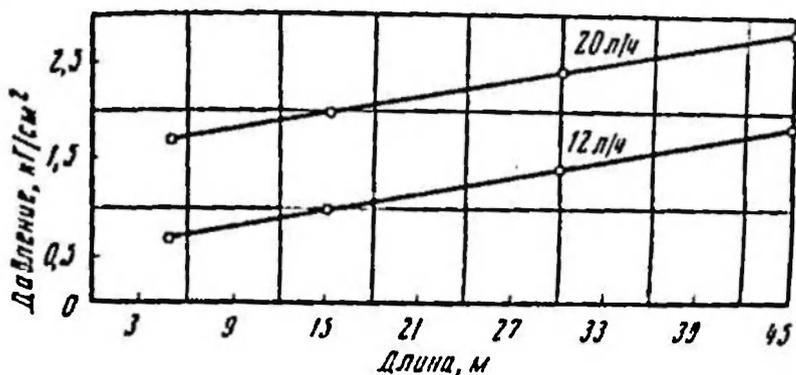


Рис. 48. Зависимость расхода анализируемого воздуха от давления и длины всасывающих линий.

ствие газа. После определения мест утечек газа применяются меры по их устранению.

Показывающий прибор сигнализатора устанавливается на рабочей площадке буровой установки так, чтобы шкала его была в поле зрения буровщика.

Чтобы обеспечить точность показаний прибора и исключить влияние вибрации бурового оборудования, его следует устанавливать на специальной стойке, не связанной с основанием.

Для удобства обслуживания обвязка сигнализатора собирается компактно. Для этого, а также с целью предохранения элементов обвязки и сигнализатора от атмосферных осадков, датчик, фильтры, редуктор, манометр, крестовина с пробковыми крапами и эжектор смонтированы в специальном ящике.

Промышленные испытания обвязки СГГ-2 на скв. 35 Спас треста Прикарпатбурнефть объединения Укрзападнефтегаз показали его работоспособность.

Средства тушения пожаров

Для прекращения горения необходимо или охладить горючее вещество, или прекратить к нему доступ кис-

лорода воздуха. Эти функции выполняют различные огнегасительные средства, которые при их введении в очаг пожара локализуют последний, а затем и по-
давляют.

В качестве огнегасительных средств применяют различные вещества, основными из которых являются: вода в виде струи, в распыленном виде и в виде химические и воздушно-механические пены; инертные газы (углекислота, азот и др.).

Вода является одним из наиболее доступных и простых средств тушения пожаров. Кроме того, в большинстве случаев она является вполне достаточным средством для прекращения пожара.

При нагревании 1 л воды от 0 до 100°С поглощается 100 ккал, а при испарении 1 л воды поглощается 539 ккал. Кроме того, при испарении 1 л воды образуется 1700 л пара.

Столь большое количество тепла, отбираемое водой при испарении, вызывает резкое охлаждение как самого горючего вещества, так и продуктов его сгорания. Вместе с тем пар, образующийся при испарении воды и покрывающий зону горения, прекращает доступ к ней воздуха, снижая количество кислорода в нем до 14—15%.

В зависимости от условий горения и свойств горючего вещества вода может подаваться на очаг пожара в виде струй или в распыленном виде.

При действии сильной струи на очаг пожара кроме охлаждения поверхности происходит механическое сбливание пламени вследствие высокого давления воды в струе.

Распыленная вода более эффективна, чем струя, так как удельная поверхность ее частиц велика и испарение происходит очень интенсивно. Особенно ценно использование распыленной воды при тушении легких горючих жидкостей, которые под действием струи могут сильно разбрызгиваться.

Попавшие на поверхность жидкости частички воды испаряются, и пар образует с жидкостью эмульсию, не способную воспламениться. Кроме того, расход распыленной воды на тушение пожара значительно ниже, чем при струйном тушении.

Для подачи воды к различным участкам производства на территории буровой установки следует установить противопожарный водопровод, который можно объединить с хозяйственно-производственным.

Необходимое количество воды для тушения пожара может быть обеспечено из резервных емкостей. Хранение неприкосновенного запаса воды в этих емкостях предусматривается в тех случаях, когда получение необходимого для тушения пожара количества воды непосредственно из источников водоснабжения технически невозможно или экономически нецелесообразно. В дополнение к производственному водопроводу сооружаются пожарные водоемы, полезная емкость которых должна приниматься согласно нормам расхода воды, а также ТУ при расчетном времени пожаротушения, равном не менее 3 ч.

Наиболее простым и вполне надежным способом является забор воды из противопожарного водоема непосредственно через люк резервуара. Однако нередко стоимость устройства подъездов к водорезервуарам бывает высокой. Тогда целесообразно сооружать приемный колодец, соединенный с резервуаром самотечной трубой, расположенной вблизи дороги.

Общий расход и неприкосновенный запас средств тушения пожара для буровой установки принимается согласно техническим условиям и нормам на проектирование и эксплуатацию устройств по тушению пожаров.

Для тушения легковоспламеняющихся жидкостей, а также электрических установок, находящихся под напряжением, водяные системы не применяются вследствие их малой эффективности и опасности поражения электрическим током. С этой целью применяют различные пены, представляющие собой смесь газа с жидкостью. Пена, имеющая малую плотность (0,1—2 г/см³), растекается по поверхности и прекращает доступ воздуха к загоревшемуся веществу, одновременно охлаждая его. Для получения более устойчивой пены в воду (жидкость) вводят небольшое количество пенообразователей, снижающего поверхностное натяжение пленки воды (жидкости).

Для получения пены при тушении небольших загораний или только начавшегося пожара используют различные огнетушители ОП-3 и ОП-5. Заряд огнетушителей

теля состоит из кислотной (смесь серникоокислородного железа с серной кислотой, помещенная в кислотный стакан) и щелочной (смесь двууглекислого натрия с солодковым экстрактом) частей.

Химическая пена, получаемая в этом огнетушителе, хорошо тушит все легковоспламеняющиеся жидкости (эфир, спирты, бензин, бензол), но она не может применяться для тушения электроустановок, находящихся под напряжением, так как химическая пена является электропроводной.

Более совершенным является огнетушитель ОП-5. Кислотная часть заряда расположена в стеклянном стакане емкостью 0,5 л, а щелочная — в баллоне. Выход пены составляет 45—50 л, время действия 60—65 сек. ОП-5 обладает целым рядом преимуществ перед другими огнетушителями: увеличенным выходом пены, повышенной огнегасительной способностью, повышенной надежностью работы, единым составом кислотной части заряда.

Огнетушитель ОП-3 приводится в действие поворотом дна вверх и ударом кнопки ударника о твердое основание.

Огнетушители типов ОП-5 до переворачивания требуют поворота рукоятки в вертикальной плоскости на 180°.

Возникающая реакция взаимодействия кислотной и щелочной частей заряда вызывает выделение CO_2 . Скопление его под дном огнетушителя создает давление, под действием которого раствор в виде пены выбрасывается к месту пожара. Поэтому во время работы огнетушитель следует держать в перевернутом состоянии дном вверх.

Меры безопасности при работе в загазованной среде

При бурении с продувкой природными газами или вскрытии продуктивных пластов возможны пропуск горючего газа в местах соединения трубопроводов, через герметизирующее устройство и т. д. При вскрытии пласта с высоким давлением возможен прорыв газа на рабочую площадку буровой установки. В этой связи буровая бригада должна быть заблаговременно ознаком-

лена с положением по ведению работ в газоопасных местах.

До начала бурения скважины с продувкой газообразными агентами буровая бригада должна быть обеспечена в достаточном количестве кислородными респираторами (например, типа РКК-1, РКК-2, РКК-2М, ИП-5, Урал-1 или другими типами аналогичного назначения) на случай производства аварийных работ в загазованном месте.

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у рабочего или на его рабочем месте. На буровой установке должны быть инструкции по обращению с защитными средствами с учетом конкретных условий, в которых они применяются.

Руководство конторой бурения обязано вести учет выдачи и наблюдение за сроками действия противогазов, а также обеспечивать санитарные условия хранения их, дезинфекцию лицевых частей противогазов, проверку исправности коробок и т. д.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены правилам обращения, ухода и применения противогазов путем прохождения обязательного и систематического инструктажа.

Весь персонал буровой бригады, который осуществляет бурение с продувкой, должен быть обучен практическому пользованию кислородными респираторами, также приемам производства искусственного дыхания. Наличие и исправность всех газозащитных средств должен проверять при приеме вахты бурильщик.

Срок одновременного пребывания рабочего в шланговом противогазе не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 5 мин.

В случае отравления рабочих газом необходимо немедленно вывести пострадавшего из загазованного места на свежий воздух. Если отсутствует дыхание, следует немедленно приступить к производству искусственного дыхания и продолжать его до появления самостоятельного дыхания. Кроме того, пострадавшему рекомендуется давать нюхать на ватке нашатырный спирт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев П. И. Рассеяние в воздухе газов, выбрасываемых промышленными предприятиями. Госстройиздат, 1952.
2. Блохин В. В. Передвижные компрессорные станции. Госстройиздат, 1958.
3. Бобков А. С., Журавлев В. С. Техника безопасности и противопожарная техника в шихтовой промышленности. Изд-во «Химия», 1967.
4. Брискман А. А. и др. Добыча и транспорт газа. Госгостехиздат, 1955.
5. Брук Г. Х. и др. Использование крупного шлама, продуваемого при бурении с очисткой забоя воздухом, для геологических исследований. «Бурение», № 3, 1963.
6. Брэнтли М. М. Бурение скважин с очисткой забоя воздухом. Перевод № 29566. ЦНИИТЭнефтегаз.
7. Бурение с продувкой воздухом в районе Скалистых гор. Перевод № 107576. ГОСИНТИ.
8. Вайнштейн Г. Р., Зайченко В. И. Влияние скорости воздушного потока на самовозгорание отложений в трубопроводе для промысловых станций. Труды ВНИИТБ, вып. IV. Азнефтеиздат, 1962.
9. Вайнштейн Г. Р., Пашаев А. Г. Способ очистки компрессорных установок растворами синтетических моющих средств. Труды ВНИИТБ, вып. XI. Госгостехиздат, 1964.
10. Временные правила техники безопасности и промышленной гигиены при взрыво- и огнеопасных химических производствах. Изд-во «Недра», 1964.
11. Газовое оборудование, приборы и арматура. Справочное руководство под редакцией П. И. Рябцева. Госгостехиздат, 1963.
12. Газарян Г. С., Киселев А. А. Исследование причин взрывов при бурении с продувкой забоя воздухом. «Нефтяное хозяйство», № 4, 1967.
13. Газарян Г. С., Киселев А. А. Вопросы безопасности при бурении скважин с очисткой забоя газообразными агентами. Сб. Теория и практика бурения скважин с очисткой забоя воздухом. ВНИИОЭНГ, 1967.
14. Газарян Г. С. О некоторых особенностях использования
15. Газарян Г. С., Киселев А. А., Рувинский В. А. Устройство для дистанционного поджигания газа на конце выкидного трубопровода при бурении скважин с продувкой забоя. Листок технической информации, № 42. АЗИНТИ, 1966.
16. Газарян Г. С., Киселев А. А., Хачатурова К. М. Обвязка сигнализатора горючих газов (СГГ 2В2Б) при бурении скважин с продувкой газообразными агентами. Сб. Машины и нефтяное оборудование, № 9. ВНИИОЭНГ, 1966.
17. Газарян Г. С. Предотвращение взрывов в скважине при бурении с продувкой забоя воздухом. Безопасность труда в промышленности, № 3, 1967.
18. Гетлин Д. Ускорение и удешевление бурения скважин в результате применения очистки забоя воздухом. Перевод № 10059 Б. ГОСИНТИ.
19. Гладких П. А. Вибрации трубопроводов на компрессорных станциях и мероприятия по их устранению. «Нефтяное хозяйство», № 4, 1953.
20. Гухман А. А., Илюхин Н. В. Основы учения о теплообмене при течении газа с большой скоростью. Машгиз, 1951.
21. Демидов П. Г. Горение и свойства горючих веществ. Изд-во Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1962.
22. Джексон Г. Комплекс контрольных вопросов сводит к минимуму аварии при бурении с продувкой. Перевод № 29958/2, ГОСИНТИ, 1962.
23. Джером А., Реберг. Анализ двухлетнего опыта бурения с продувкой забоя воздухом. Перевод № 7358Б, ГОСИНТИ, 1958.
24. Ност В. Взрывы и горение в газах. Изд-во иностранной литературы, 1952.
25. Качишвили Н. З., Боскаков Н. П., Озеренко А. Ф. Бурение глубоких скважин. Госгостехиздат, 1963.
26. Кеглин Б. Г., Храпов Б. И. Измерение температуры трения в точке поверхности при нестационарном трении. Заводская лаборатория, № 8, 1964.
27. Киселев А. А., Цейтлин Л. И., Газарян Г. С. Устройство для непрерывного отбора газозооной смеси при бурении скважин с продувкой забоя воздухом. Сб. Машины и нефтяное оборудование, № 9. ВНИИОЭНГ, 1967.
28. Кочерга Н. Г. Исследование воспламеняющей способности искр, образующихся при ударе стали о сталь и о породу. Тр. МАКНИИ, т. XI, вып. 5, 1963.
29. Крагельский И. В., Виноградова Н. Э. Коэффициенты трения. Справочное пособие. Машгиз, 1962.
30. Кутателадзе С. С., Боршанский В. М. Справочник по теплопередаче. Госэнергоиздат, 1959.
31. Лактионов А. Г. Основы теории и техники бурения скважин с очисткой забоя воздухом и газом. Госгостехиздат, 1961.
32. Лалидус А. С. Техника безопасности при применении факелов для сжигания взрывоопасных и вредных выбросов в хи-

- мической промышленности. Журнал Всесоюзного химического общества им. Д. И. Менделеева, т. IX, № 3, 1964.
33. Лейтес Р. Г., Марциковский Б. И., Ходяков Л. К. Гигиена труда и промышленная санитария. Медгиз, 1954.
34. Лопатин Ю. С. Исследование плазмы при бурении с продувкой забоя воздухом и промывкой водой. Тр. ВНИИЕТ, вып. XIV. Изд-во «Недра», 1965.
35. Магнер Х. Дж. Проходка всего ствола скважины с очисткой забоя естественным газом или воздухом. Перевод № 25/566. ЦНИИТЭнефть, 1955.
36. Межлумов А. О., Макурич Н. С. Бурение скважин с применением воздуха, газа и аэрированной жидкости. Изд-во «Недра», 1967.
37. Мк. Джей И.д. Испитание превенторов. Реферативный сборник, сер. «Нефтепромышленное дело», вып. 2 (169). Гостоптехиздат, 1959.
38. Мк. Ивен Н. Бурение с очисткой забоя азотом и бурение скважин малого диаметра. Реферативный сборник, сер. «Нефтепромышленное дело», вып. 133. Гостоптехиздат, 1956.
39. Монюшко В. П., Вольпе С. М. и др. Исследование условий безопасного применения стальных ударных инструментов в среде нефтяных паров и газов. Тр. ВНИИТБ, вып. XV. Гостоптехиздат, 1963.
40. Нефтяные арматуры. Гипронефтемаш, ГОСНИТИ, 1950.
41. Никулин В. Я. Предупреждение пожаров и взрывов в скважинах при бурении с очисткой забоя воздухом. «Разведка и охрана недр», № 11, 1962.
42. Нормы первичных средств пожаротушения для производственных, складских, общественных и жилых помещений. Изд-во Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1960.
43. Пашлев А. Г., Ермакова А. С. Вопросы безопасности при устройстве и эксплуатации газовых компрессорных станций нефтегазоперерабатывающих заводов. Труды ВНИИТБ, вып. XI. Гостоптехиздат, 1959.
44. Пашлев А. Г., Шахназаров Д. О., Зайченко В. П., Вайнштейн Г. Р. Техника безопасности в компрессорном хозяйстве. Анефтеиздат, 1957.
45. Пашлев А. Г., Тер-Григорян А. Безопасный искрогаситель и способ отвода выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания буровых установок. Труды ВНИИТБ, вып. XVII. Изд-во «Недра», 1956.
46. Шапок К. К., Рагозин Н. А. Технический словарь по топливам и маслам. Гостоптехиздат, 1955.
47. Печук Э. П. К вопросу о безопасности применения шахтной металлической крепи. Труды МАКНИИ, т. IX, вып. 2. Углетехиздат, 1959.
48. Правила изготовления взрывозащищенного электрооборудования. Госэнергоиздат, 1963.
49. Розловский А. П. Поджигание искрами удара и трения. Тематический научно-технический сборник ГОСНИТИ, 1961.
50. Романов А. З., Любимов Б. Т., Никитин Г. М., Эдельман Э. А. Бурение с применением газообразных агентов вместо промывочной жидкости. ЦНИИТЭнефть, 1956.

51. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий СН245-63. М., 1963.
52. Свищорук З. П., Лепедин Л. Ф. Измерение температуры в точке на поверхности электропроводящего образца. Заводская лаборатория. № 6, 1960.
53. Скотт Н. О. Бурение с продувкой выхлопными газами. Реферативный сборник, сер. «Нефтепромышленное дело», вып. 141. Гостоптехиздат, 1956.
54. Современное состояние бурения с очисткой забоя воздухом или газом. Обзор зарубежной литературы. ЦНИИТЭнефтегаз, сер. «Бурение», 1961.
55. Техника безопасности и производственная санитария. Сборник постановлений и правил. Профиздат, 1960.
56. Титмен П. Обзор экспериментальных работ по исследованию возгорания воспламеняющихся газов, вызываемого фрикционным трением. Перевод № 15574/0, ВНИИТИ, 1960.
57. Томбе В. Е. Бурение с очисткой забоя воздухом или газом в бассейне Арканзас-Вэлли. Перевод № 214/61Б, ГОСНИТИ, 1961.
58. Усовершенствования при бурении скважин с очисткой забоя газом или воздухом. Обзор зарубежной литературы. ЦНИИТЭнефтегаз, сер. «Бурение», 1963.
59. Усовершенствованный метод получения крупного шлама при бурении с очисткой забоя воздухом. Обзор зарубежной литературы. ЦНИИТЭнефтегаз, сер. «Бурение», 1963.
60. Фуллер Л. С. Техника безопасности при бурении с природным газом. Реферативный сборник, сер. «Нефтепромышленное дело», вып. 116, Гостоптехиздат, 1954.
61. Хитрин А. П. Физика горения и взрыва. Изд-во МГУ, 1957.
62. Промышленная теплопередача. Metallurgizdat, 1961.
63. Шибяев Г. П., Гончарюк В. А., Полозков В. Т., Скорняков М. В. Основы техники безопасности и противопожарной техники. Изд-во «Недра», 1967.
64. Шацов П. П., Рыбаков Ю. Ф. Бурение скважин с продувкой воздухом или газом за рубежом. Гостоптехиздат, 1961.
65. Щетников Е. С. Физика горения газов. Изд-во «Наука», 1965.
66. Эрби Ц. Б. Бурение с очисткой забоя выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания. Реферативный сборник, сер. «Нефтепромышленное дело», вып. 135—136. Гостоптехиздат, 1956.
67. Яковлев А. П. Борьба с водопроявлениями при бурении скважин с продувкой забоя. Гостоптехиздат, 1962.
68. Bobo R. A., Boudreau G. S. Reduced pressure drilling. *Prof. Eng.*, vol. 29, No. 11, 1957.
69. Branly M. M. Recent improvements in air drilling techniques. *World Oil*, vol. 146, No. 6, 1958.
70. Case C., Whiteside W. C. Oxygen water corrosion. *Oil and Gas J.*, vol. 56, No. 42, 1958, p. 201.
71. Dunning H. W., Thielen I. B., Anderson D. L. New foaming agents for tough gas-well cleanout. *Oil and Gas J.*, vol. 59, No. 49, 1961.
72. Fuller L. S. Air or gas circulation drilling. *Drilling*, vol. 15, No. 5, 1954.

73. Isto N. I., Stiles S. G., Foster S. C. Drilling with air in the rocky mountains. Petrol. Eng., vol. 28, No. 11, 1956.
74. Larson R. E. Air clean-out drilling in North Montana. Mines Magazin, vol. 45, No. 10, 1957.
75. Magner H. I. Economic air drilling. Petrol. Eng. vol. 21, No. 6, 1958.
76. Maage A. Air clean-out in Perm's Basin. Oil and Gas J., vol. 54, No. 36, 1956.
77. Meahoe E. How to set a drilling record. Oil and Gas J., vol. 56, No. 20, 1958.
78. Moore C. L., Lafave V. A. Natural gas or air clean-out. Petrol. techn., 1956, II.
79. Smith F. M. Equipment requirements for air and gas drilling. Drilling, vol. 21, No. 2, 1955.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Обвязка наземного оборудования в устья скважины	5
Требования безопасности к трубопроводам	13
Оборудование устья скважины	18
Требования безопасности к противовыбросовому оборудованию, его монтажу и эксплуатации	23
Требования безопасности при эксплуатации компрессоров	28
Взрывобезопасность бурения с продувкой забоя воздухом	45
Общие сведения о горении	45
Источники воспламенения горючей смеси в скважине	64
Исследование воспламенения газозадушной смеси от механических искр в условиях высоких давления и температуры	70
Исследование температур, возникающих при трении вращающихся буровых труб о породу и обсадные трубы	82
Оценка возможности воспламенения горючей смеси в скважине от механических искр и температур трения	92
Меры взрывобезопасности при бурении скважин с продувкой воздухом	100
Применение выхлопных газов ДВС	108
Производственные выбросы при бурении с использованием газообразных агентов	111
Оценка возможной запыленности атмосферы и меры по ее предотвращению	111
Оценка возможной загазованности атмосферы и меры по ее предотвращению. Основные требования к факельной установке	118
Меры безопасности при бурении	130
Меры пожарной безопасности	142
Общие положения	143
Устройство, автоматически перекрывающее газоподводящий трубопровод	150
Контролирование наличия горючего газа на рабочей площадке буровой установки	154
Средства тушения пожаров	159
Меры безопасности при работе в загазованной среде	162
Литература	164

Газарян Григорий Суренович

Безопасное ведение буровых работ
с применением газообразных агентов

Редактор А. О. Междумов

Техн. редакторы Л. Д. Агапова, Н. В. Жидкова

Корректор С. А. Силаева

Дано в набор 21/VIII 1969 г. Подписано в печать 26/XII 1969 г. Т-16261
 Формат 63х90/16 Печ. л. 5,25 Усл. печ. л. 8,82 Уч.-изд. л. 9,0
 Бумага № 2 Индекс 1-3-1 Заказ 468/988-5 Тираж 3800 экз. Цена 45 коп.

Издательство «Недра», Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
 Московская типография № 6 Главполиграфпрома
 Комитета по печати при Совете Министров СССР.
 Москва, Ж-88, 1-я Южно-портовый пр., 17.

45 коп.

НЕДРА · 1970

