

Н. Н. КЛЕПОНОСОВ,
А. И. СОРОКИН

Ж-48-4
К-48

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

ОБЪЕКТОВ
НЕФТЯНОЙ
И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

24621

ИИД. ... БКА
Свердловского
ПТУ МВД СССР
№



МОСКВА «НЕДРА» 1983

УДК 614.841.3 [622.276 + 622.279]

Клепонов Н. Н., Сорокин А. И. Пожарная защита объектов нефтяной и газовой промышленности. М., Недра, 1983, 192 с.

Рассмотрены пожароопасные ситуации, возникающие на объектах нефтяной и газовой промышленности. Основное внимание уделено противопожарным мероприятиям при бурении, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин, на газоперерабатывающих заводах, на предприятиях транспорта и хранения нефти.

Для работников пожарной охраны объектов нефтяной и газовой промышленности, инженерно-технических работников нефтегазодобывающей промышленности, а также для преподавателей пожарно-технических училищ.

Табл. 9, ил. 55, список лит. — 24 назв.

Рецензент — инж. З. И. Грищенко (УПО МВД ТатАССР)

*Николай Николаевич Клепонов,
Александр Израйлевич Сорокин*

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Редактор издательства С. А. Скотникова
Обложка художника Ю. Г. Асафова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Т. А. Герчикова
Корректор Г. Г. Большова

ИБ № 2427

Сдано в набор 03.11.82. Подписано в печать 06.01.83. Т-04702. Формат 84×108^{1/32}.
Бумага типографская № 2. Гарнитура Литературная. Печать высокая.
Усл. печ. л. 10,08. Усл. кр. с. 10,08. Уч. изд. л. 10,64. Тираж 16900 экз.
Заказ 1349/7487—8. Цена 55 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский пр., 1/19.

Московская типография № 32 Союзполиграфпрома при Государственном
комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва, 103051, Цветной бульвар, 26.

3608000000—056

К 218—82

043(01)—83

© Издательство «Недра», 1983

—ПРЕДИСЛОВИЕ—

Введение

Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года предусмотрено: «Разработать и осуществить меры по устранению потерь в промышленности...» Это положение прежде всего относится к нефтяной и газовой промышленности, где особые условия технологических процессов и применение горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и газов создают повышенную пожаро- и взрывоопасность, требуют совершенствования и разработки новых нормативных и проектно-эксплуатационных решений, исключающих возможность возникновения пожаров или взрывов.

Изучение и учет совокупности всех противопожарных, технологических, строительных и других требований позволяют разрабатывать оптимальные объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений, а также решать вопросы правильного размещения их на местности.

Пожарная безопасность предприятий достигается предусматриваемыми в процессе проектирования инженерно-техническими противопожарными мероприятиями, строгим соблюдением правил пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации объектов.

Противопожарные профилактические мероприятия прежде всего должны быть направлены на предупреждение возникновения пожаров, создание условий, препятствующих распространению огня и способствующих успешной локализации и тушению пожаров, полную эвакуацию людей и материальных ценностей.

К мероприятиям, устраняющим причины пожаров, а также ограничивающим их распространение, можно отнести технические, конструктивные, организационные, эксплуатационные, планировочные и др. Они обеспечиваются снижением пожарной опасности технологических процессов, правильным монтажом электрооборудования, внедрением огнестойкого материала для строительства, надежного водоснабжения и т. д.

Предупреждение на предприятиях пожаров неразрывно связано со знанием пожаро-взрывоопасности технологических процессов добычи, подготовки, хранения и

транспорта нефти и газа. Без выявления причин возникновения и распространения пожара или взрыва нельзя качественно провести пожарно-техническую экспертизу проектных материалов, пожарно-техническое обследование объектов, исследование пожаров и загораний, разработать мероприятия по противопожарной защите предприятий.

Анализ пожаров, происходящих на различных объектах нефтяной и газовой промышленности, показывает, что большинство их происходит в результате неисправности производственного оборудования и нарушения технологического регламента, неосторожного обращения с огнем, нарушения правил при эксплуатации электрооборудования и от искр электрогазосварочных работ.

Успешное выполнение профилактических мероприятий, разработанных на основе глубокого анализа причин возникновения пожаров, изучения пожарной опасности технологических процессов и исследования свойств веществ и материалов, в значительной мере снижает вероятность пожаров и исключает опасные их последствия.

Высокие темпы научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности требуют совершенствования проектирования, планирования и внедрения новых средств противопожарной защиты.

Обеспечение надежной противопожарной защиты действующих и новых установок — одно из важных направлений работы руководителя, который должен в совершенстве знать особенности пожарной опасности при эксплуатации производственного оборудования и характер пожарно-профилактических мероприятий.

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА ПРИ БУРЕНИИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

† Для вскрытия нефтяного или газового пласта и извлечения содержимого залежи на поверхность земли в земной коре бурят скважины, представляющие собой цилиндрические горные выработки с относительно малым диаметром по сравнению с глубиной. Скважины в зависимости от целевого назначения подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные и эксплуатационные.

† Процесс бурения заключается в последовательном разрушении горных пород специальным инструментом — долотом с последующим выносом разбуренных частиц на поверхность земли. В СССР для разведки и добычи нефти и газа применяют исключительно вращательный метод бурения, при котором горные породы разрушаются при непрерывном вращении долота. Необходимое давление долота на разрабатываемую породу обеспечивается весом бурильного инструмента, который помимо долота включает колонну бурильных труб. Основание колонны состоит из утяжеленных бурильных труб (УБТ) с повышенной толщиной стенок, обеспечивающих заданную нагрузку на долото и предупреждающих искривление скважины при проходке. Верхняя труба бурильной колонны, служащая для соединения бурильного инструмента с комплексом наземного оборудования, называется ведущей трубой и имеет квадратное или многогранное сечение.

† Двигатель, приводящий во вращение долото, может быть установлен на поверхности земли (роторное бурение) или перенесен на забой скважины (турбинное бурение и электробурение). В первом случае бурильная колонна вращается вместе с долотом, во втором случае колонна неподвижна, а вращательное движение долоту передается от ротора забойного двигателя.

† При турбинном способе бурения в качестве забойного двигателя применяют гидравлическую турбину (турбобур), работающую за счет энергии промывочного рас-

твора. При электробурении используют погружной электродвигатель, питание которого осуществляется с поверхности земли через кабель, встроенный внутри буровой колонны.

Способ и режим бурения скважины выбирают с учетом проектных параметров скважины, геолого-технических условий проводки и обеспечения высоких технико-экономических показателей бурения.

Турбинный способ бурения является наиболее эффективным на глубинах не более 4000—5500 м. На глубинах свыше 5500 м эффективность этого способа снижается из-за значительных гидравлических потерь в стволе скважины и трудностей контроля за работой турбобура на забое. В зависимости от физико-механических свойств пород в различных интервалах бурения применяют попеременно роторный и турбинный способы. Такое сочетание получило название комбинированного способа бурения.

Электробурение применяют в районах с развитой промышленной базой при наличии на промысле специального оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры и ремонтно-профилактической базы. Эффективность электробурения снижается при больших температурах на забое или при содержании в промывочном растворе нефти и нефтепродуктов.

Буровые установки подразделяются на следующие классы, образующие размерный ряд: БУ-50, БУ-80, БУ-100, БУ-125, БУ-160, БУ-200 и БУ-250. Главным параметром установки, входящим в обозначение ее класса, является номинальная грузоподъемность, выраженная в тоннах.

~~Буровая установка БУ-80 БрД показана на рис. 1.~~
Основным оборудованием буровой установки являются вышка и вышещечные сооружения, буровая лебедка с талевой системой, вертлюг, ротор, буровые насосы и шланги, турбо- и электробуры, силовой привод.

Вышка предназначена для удержания на весу бурового инструмента, спуска обсадных труб, размещения буровых свечей после их подъема и защиты буровой бригады от погодных условий. Различают вышки двух типов: башенные, представляющие собой усеченные четырехгранные пирамиды, и мачтовые. Двухнорная (А-образная) вышка мачтового типа показана на рис. 1.

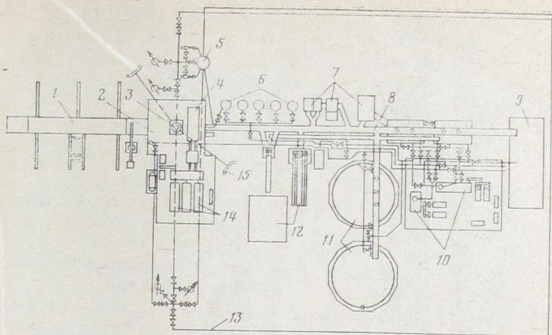


Рис. 4. Принципиальная схема размещения бурового оборудования:
 1 — приемные мостики; 2 — буровая вышка; 3 — ротор; 4 — лебедка; 5 — дегазационная емкость; 6 — емкость для воды и химреагентов; 7 — система очистки промывочной жидкости; 8 — желобная система; 9 — технологический амбар; 10 — буровые насосы; 11 — емкость для глинистого раствора; 12 — система приготовления химреагентов; 13 — выкидной трубопровод; 14 — силовые агрегаты; 15 — дегазационная емкость

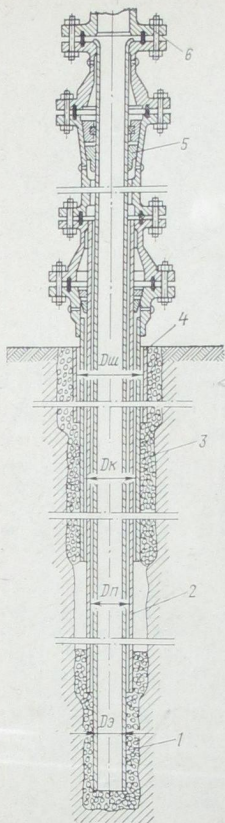
используют в основном горизонтальные поршневые насосы двойного действия, причем наибольшее распространение получили двухцилиндровые насосы. Буровой планг соединяет неподвижный стояк, установленный на загнетательном трубопроводе, с перемещающимся вертлюгом.

— Турбо- и электробурь служат для передачи вращения долоту, их устанавливают в основании бурильной колонны. Турбобур представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину с большим числом ступеней, приводимую в движение энергией промывочного раствора. Каждая ступень турбины состоит из двух частей: неподвижной (статора) и вращающейся (ротора). Электробур — это забойный двигатель, состоящий из высоковольтного асинхронного трехфазного электродвигателя, шпинделя и системы токоподвода.

— Силовой привод буровой установки бывает следующих типов: дизельный, электрический, дизель-электрический, дизель-гидравлический.

Одна из типовых схем размещения бурового оборудования приведена на рис. 4.

КОНСТРУКЦИЯ И ПРОМЫВКА СКВАЖИН



Конструкция скважин (рис. 5) зависит от цели и условий бурения, проектной глубины, числа продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию, способа вскрытия этих горизонтов, ожидаемых осложнений, условий эксплуатации, возможностей проведения ремонтных работ и т. д.

Первая обсадная труба, входящая в конструкцию скважины, является самой короткой (4—20 м) и называется направлением ($D_{ш}$). Она предотвращает от размыва устье скважины и служит для направления циркулирующей жидкости в желоба.

Вторая колонна обсадных труб называется кондуктором ($D_{к}$) и предназначена для крепления верхних неустойчивых пород, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, подвески последующих обсадных колонн и установки на устье противовыбросового оборудования. Длина кондуктора составляет обычно 40—60 м, а в глубоких скважинах — 500—600 м и более.

Рис. 5. Конструкция скважины:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — промежуточная колонна; 3 — кондуктор; 4 — шахтовое направление; 5 — колонная головка; 6 — фланец противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры

Третья колонна обсадных труб носит название промежуточный ($D_{\text{п}}$) и служит для изоляции вышележащих горизонтов, несовместимых по условиям бурения с нижележащими, предупреждения осложнений и аварий при бурении следующих интервалов. При благоприятных условиях промежуточная колонна может служить эксплуатационной. В необходимых случаях скважина может иметь несколько промежуточных колонн.

Последняя колонна обсадных труб, используемая для извлечения нефти и газа или для закачивания в пласты различных агентов, называется эксплуатационной ($D_{\text{э}}$). Диаметр эксплуатационной колонны определяет диаметры остальных обсадных колонн, а также диаметры долот для бурения под эти колонны.

Нижняя часть каждой колонны обсадных труб имеет утолщенную трубу длиной 0,4—0,5 м с коническим срезом, называемую башмаком. Башмак обеспечивает беспрепятственный спуск колонны в скважину и предотвращает смятие торца обсадной колонны при спуске.

Данные, определяющие конструкцию бурящейся скважины, содержатся в геолого-техническом наряде (ГТН) — основном документе, по которому осуществляется бурение скважин. В технической части ГТН содержатся указания по технологии и режиму бурения, дается технический разрез скважины с указанием мест цементирования, регламентируется проведение спуско-подъемных операций и т. д.

— Во время бурения в стволе скважины происходит непрерывная циркуляция промывочного раствора. В настоящее время для промывки скважин используют воду и различные растворы (глинистые, глинисто-известковые, эмульсионные, аэрированные и т. д.). За последние годы получила развитие продувка скважины газовыми составами (воздухом или природным газом).

Промывочный раствор характеризуется рядом параметров, определяющих эксплуатационные качества раствора: плотностью, вязкостью, водоотдачей и др. Качество промывочного раствора существенно влияет на процесс бурения. Недостаточная плотность раствора не обеспечивает нужного противодавления на вскрываемый продуктивный пласт, что может привести к выбросу и аварийному фонтанированию скважины. С другой стороны, увеличение плотности раствора ведет к увеличению его

вязкости, что вызывает рост гидравлических сопротивлений в стволе скважины, ухудшение циркуляции и снижение производительности турбобура. Правильный подбор параметров промывочного раствора и тщательный контроль его качества являются важными условиями успешного бурения.

На буровых предприятиях качество промывочного раствора контролируется специальными лабораториями, которые подбирают рецептуры растворов, дают практические указания по их приготовлению, проверяют качество исходных материалов (воды, глин, реагентов, утяжелителей и т. д.) и готовых растворов.

Для увеличения плотности раствора используют добавки (утяжелители) из тонкоразмолотых тяжелых минералов: барита, гематита, мела, магнетита и др.

После промывки забоя скважины и подъема на поверхность промывочный раствор очищают, удаляя из раствора частицы выбуренной породы.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА БУРОВЫХ

Пожарная опасность при бурении скважины определяется двумя основными факторами: наличием на буровой площадке горючих материалов как в условиях нормальной работы, так и при возникновении аварийных ситуаций, а также возможностью образования источников зажигания в горючей среде.

Горючими материалами, присутствие которых вызывается производственной необходимостью, являются запасы топлива для двигателей, промывочные растворы на углеводородной основе, нефтепродукты, применяемые для нефтяных ванн, материалы, используемые для сооружения буровой, химреагенты и нефть для промывочного раствора, обтирочные материалы и т. д. Помимо этого, при различных осложнениях в ходе бурения возможно появление значительных количеств нефти и газа в результате выбросов и открытого фонтанирования скважины. Аварийные ситуации, возникающие в ходе бурения, рассмотрены ниже.

Причинами, способствующими появлению в горючей среде источников зажигания, могут быть падение и с

ударение плохо закрепленных частей оборудования, нагрев трущихся деталей в механизмах, неисправное или неправильно используемое электрооборудование, нарушения правил пожарной безопасности, проявления атмосферного и статического электричества, склонность к самовоспламенению некоторых соединений, входящих в состав продукции скважины и химреагентов.

Пожарно-профилактическая работа начинается с правильного выбора и планировки площадки для сооружения буровой установки. При этом важным условием правильного выбора является соблюдение противопожарных разрывов между бурящейся скважиной и близлежащими жилыми и промышленными объектами. Требования к противопожарным разрывам определены главой СНиП II—М. 1—71 Генеральные планы промышленных предприятий и Инструкцией по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности СН 433—79, которые предусматривают следующие минимальные расстояния от устья одной или куста нефтяных и газовых скважин до некоторых объектов: жилых зданий 300 м; общественных зданий 500 м; зданий и сооружений промышленных и сельскохозяйственных предприятий 100 м; зданий и сооружений подземных хранилищ газа 60 м.

Расстояния от эксплуатационных нефтяных скважин, оборудованных станками-качалками или погружными насосами, до жилых зданий и отдельно стоящих зданий и сооружений сельскохозяйственных и промышленных предприятий, допускается сокращать на 50%.

Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории нефтяного месторождения, приведены в табл. 1. Минимальные расстояния от бурящихся скважин до линий электропередач устанавливаются с учетом неприкосновенности охранных зон воздушных и кабельных линий электропередач. Границы охранных зон отстоят от крайних проводов или кабелей на расстоянии от 1 до 40 м в зависимости от напряжения линии. Минимальные расстояния от бурящихся скважин до прочих объектов определяются нормами соответствующих ведомств.

Площадка для бурения не должна содержать трубопроводов и кабельных линий. В радиусе 50 м от центра скважины она должна быть очищена от кустарника,

Наименьшие расстояния (в м) между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории нефтяного месторождения

| Здания и сооружения | Эксплуатационные нефтяные скважины | Земельные и сепарационные установки | Дожимные нефтяные насосные станции | Дожимные нефтяные насосные станции | | Блоки для заправки химреактивов и ингибиторов коррозии | Сооружения предвзрывного сброса пластовой воды | Насосные станции для заводнения нефтяного пласта | Аппараты огневого нагрева нефти | Отдельно стоящие операторные и узлы управления | Вспомогательные здания (конторы, бытовые помещения) |
|---------------------|--|-------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|--|--|--|---------------------------------|--|---|
| | | | | без резервуаров | с аварийными резервуарами | | | | | | |
| Здания и сооружения | Эксплуатационные нефтяные скважины | * | 9 | 30 | 39 | 9 | 39 | 39 | 39 | 24 | 39 |
| | Замерные и сепарационные установки | 9 | * | * | 9 | * | * | 9 | 15 | 9 | 18 |
| | Дожимные нефтяные насосные станции: | | | | | | | | | | |
| | без резервуаров | 30 | * | * | * | * | * | 15 | 15 | 9 | 18 |
| | с аварийными резервуарами | 39 | 9 | * | * | 9 | 9 | 15 | 15 | 9 | 18 |
| | Блоки для заправки химреактивов и ингибиторов коррозии | 9 | * | * | 9 | * | * | * | 15 | 9 | 18 |
| | Сооружения предвзрывного сброса пластовой воды | 39 | * | * | 9 | * | * | 9 | 15 | 9 | 18 |
| | Насосные станции для заводнения нефтяного пласта | 39 | 9 | 15 | 15 | 15 | * | 9 | 15 | 9 | 18 |
| | Аппараты огневого нагрева нефти | 39 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | * | 15 | 18 |
| | Отдельно стоящие операторные и узлы управления | 24 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 15 | * | ** |
| | Вспомогательные здания (конторы, бытовые помещения) | 39 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | ** | ** |

Примечание. * — расстояния не нормируются; ** — расстояния принимаются в соответствии с главой СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

пней и других сгораемых материалов. В указанной зоне допускается оставлять одиночные деревья лиственных пород при условии, что расстояния между ними и от скважины составляют не менее 15 м.

Планировка площадки должна предусматривать:

- возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой;
- отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях;
- предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

На случай возникновения пожаров газонефтяных фонтанов следует предусматривать возможность устройства площадок шириной не менее 12 м и отстоящих от устья скважины на расстоянии не более 15 м, предназначенных для размещения специальной пожарной техники. Площадки необходимо располагать с учетом направления господствующих ветров с наветренной стороны.

При сооружении вышки необходимо уделять особое внимание качественному исполнению монтажных работ. Замеченные нарушения технологии, повлекшие снижение прочности и устойчивости вышки, должны немедленно устраняться.

Для возведения сооружений рекомендуется использовать негорючие, трудногорючие, а также горючие материалы (за исключением камышита), обработав их огнезащитными составами. Вышки и привышечные сараи следует обшивать только с наружной стороны, чтобы облегчить их разборку при возникновении пожара или открытом фонтанировании скважины.

Важным условием обеспечения пожарной безопасности является правильное устройство и размещение двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Двигатели, а также буровые насосы можно устанавливать в помещении любой степени огнестойкости с негорючим полом. Если ДВС размещаются в отдельном помещении, то внутри помещения разрешается устанавливать расходный топливный бачок вместимостью не более 200 л; основание бачка должно быть несгораемым. Остальной топливный запас должен храниться не ближе 20 м от помещения и других сооружений буровой. Топливо от места хранения к напорному бачку должно подаваться насосом через

топливопровод. Топливопровод оборудуется запорным вентилем, устанавливаемым в 5 м от стены машинного помещения. При сооружении топливопровода, а также других трубопроводов, предназначенных для нефтепродуктов, категорически запрещается использовать небезопасные резиновые шланги и муфты.

Установка и обвязка ДВС должны обеспечивать достаточное удаление нагреваемых частей двигателя и потока выхлопных газов от горючих материалов. Выхлопные газы должны отводиться от устья скважины на расстоянии не менее 15 м. При горизонтальной прокладке выхлопных труб конец трубопровода должен быть удален на расстоянии не менее 5 м от стен машинного помещения, а при вертикальной прокладке — на высоту не менее 1,5 м над коньком крыши. В месте прохода выхлопной трубы через крышу и стены машинного помещения ее обматывают слоем асбеста. Между трубой и горючими конструкциями помещения делают зазор шириной не менее 15 см, перекрываемый негорючим зондом. Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями.

Количество топлива для ДВС не должно превышать 15-суточного запаса, однако в некоторых случаях при работе в удаленных районах допускается устанавливать дополнительные топливные емкости, которые заглубляются в грунт и размещаются на расстоянии не менее 40 м от буровой. На таком же расстоянии хранятся нефтепродукты, используемые для приготовления промывочного раствора и устройства нефтяных ванн, и на это же расстояние удаляются шлам и выбуренная порода, загрязненные нефтепродуктом. Территорию буровой очищают от следов нефтепродукта при каждой смене вахты.

Необходимым условием обеспечения пожарной безопасности является строгое соблюдение требований, предъявляемых к электрооборудованию. Осветительное и силовое электрооборудование, применяемое в бурении, должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ).

Буровые установки освещают электрическими светильниками и прожекторами. На вышке следует устанавливать светильники в пыленепроницаемом исполнении, пригодные для наружной установки, а у превентора — во взрывозащищенном исполнении. В остальных местах допускается применение светильников в открытом исполнении.

Буровые установки должны быть обеспечены аварийным освещением напряжением не выше 12 В и переносными взрывозащищенными светильниками того же напряжения. Питание их может осуществляться от автономного источника или от двухобмоточного трансформатора, корпус и один из низковольтных выводов которого должны быть заземлены.

Для освещения рабочей площадки при установке нефтяных ванн необходимо применять прожекторы, которые устанавливают на расстоянии 20—25 м от буровой на опорах высотой около 10 м. Использование буровой вышки в качестве опоры для прожекторов запрещается.

По взрывоопасности буровые установки разведочных скважин относятся к зоне класса В-1г. К этому же классу следует отнести и буровые насосы, если ожидается разбуривание пластов с возможными газопроявлениями. В этих условиях в качестве силового электрооборудования наиболее предпочтительным является применение электродвигателей любого взрывозащищенного исполнения, например серий МА-35, МА-36 и др. Вместе с тем допускается применение и закрытых (или закрыто-обдуваемых) двигателей, нормально искрящие части которых должны быть заключены в пыленепроницаемый кожух.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок. При этом открыто проложенные кабели должны быть бронированными и не иметь наружных покровов из горючих веществ (джута, битума и др.). Кабели к переносным токоприемникам должны иметь исполнение для средних условий работы. Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

БИБЛИОТЕКА
Свердловского
ПТУ МВД СССР
№

Аппараты защиты и коммутации, используемые в осветительном и силовом электрооборудовании, должны иметь взрывозащищенное или пыленепроницаемое исполнение. В последнем случае аппараты устанавливают на расстоянии не менее 20 м от устья скважины.

Осветительное и силовое электрооборудование должно эксплуатироваться в строгом соответствии с нормами и правилами, установленными для каждого вида оборудования. Запрещается вводить в работу электроустановки с нарушенным заземлением, неисправной системой коммутации и защиты, снятыми элементами защитных оболочек и т. д., а также применять режим работы, не предусмотренный техническими данными оборудования.

Особой предосторожности и тщательного соблюдения правил безопасности требуют работы, связанные с появлением на буровой площадке высокотемпературных источников зажигания. К ним в первую очередь относятся огневые работы и в особенности сварка обсадных колонн над устьем скважины. Безопасность сварочных работ обеспечивается строгим соблюдением Типовой инструкции о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности. Основные меры, обеспечивающие пожарную безопасность сварочных работ вблизи устья скважины, — это удаление горючих материалов с места проведения сварочных работ и обеспечение надежной работы сварочного оборудования. Перед проведением сварочных работ рабочую площадку очищают от горючесмазочных материалов, а горючие конструкции, находящиеся на расстоянии до 4 м от места огневых работ, защищают от искр металлическими листами или асбестом. Щели в полу буровой заделывают негорючими материалами. Воздушную среду у устья скважины проверяют на содержание нефтяного газа, сероводорода и паров нефти при помощи переносных газоанализаторов и принимают меры по устранению опасных концентраций горючих компонентов. Системы и емкости, содержащие промывочные растворы на углеводородной основе и с добавками нефти, герметизируют.

Одновременно проверяют качество промывочного раствора в скважине на соответствие его параметров ГТН. При всех отклонениях от параметров, требуемых ГТН, а также при осложнениях, способных привести к

нефтегазопроявлению (потеря удельного веса раствором при промывке, перелив раствора в статическом состоянии и др.), проведение сварочных работ запрещается. В этом случае необходимо принять меры к ликвидации проявления и восстановления параметров промывочного раствора. В случае ожидания проявлений, а также при использовании промывочного раствора на углеводородной основе и с добавками нефти к месту работ следует вызывать пожарный автомобиль с боевым расчетом, оснащенный средствами пенного тушения.

Сварочное оборудование следует размещать вне участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Необходимо исключить возможность попадания нефти и нефтепродуктов на сварочные аппараты, генераторы, баллоны, шланги, провода и т. д. Следует беречь шланги и провода от механического повреждения, для чего необходимо избегать перемещения волоком больших участков провода или шланга. Для переноски шланги и провода должны сворачиваться в бухту, а потом разворачиваться.

При электросварке запрещается перемещение сварочных аппаратов и проводов, находящихся под напряжением. Для подвода тока к электроду необходимо использовать только провод, предусмотренный заводом-изготовителем. Аналогичным проводом должна выполняться и цепь, соединяющая свариваемое изделие со сварочным аппаратом. Использование в качестве обратного провода сети заземления, металлоконструкций вышки, трубопроводов и корпусов оборудования запрещается.

При обращении с буровым оборудованием необходимо соблюдать меры, предупреждающие возможность перегрева и механического разрушения частей оборудования, возникновения аварийного режима в электрических схемах используемых механизмов. С этой целью проводятся регулярные осмотры и испытания наземного оборудования, механизмов и установок.

Оборудование буровой установки кроме регулярных проверок дополнительно осматривают и испытывают после проведения ремонтных работ, сильных ветров, ликвидации аварий и длительных перерывов в работе. Кроме этого, оборудование проверяют также перед проведением ряда ответственных операций. Указанные мероприятия

позволяют избежать аварий оборудования с возможными пожароопасными последствиями.

Определенную пожарную опасность создает нагрев фрикционного тормоза буровой лебедки при спуске буровой или обсадной колонны. Основные меры борьбы с этим явлением — это ограничение скорости спуска колонн до значений, исключающих перегрев тормозных колодок или применение гидравлических или электродинамических тормозов.

При бурении электробуром необходимо уделять серьезное внимание вопросам, связанным с обеспечением надежной и безопасной его работы и систем токоподвода. Перед спуском следует тщательно проверять герметичность резьбовых соединений и сопротивление изоляции. В питающей цепи электробура должна быть установлена защитная аппаратура, предупреждающая увеличение тока сверх допустимого значения. Питающий кабель к электробуру необходимо прокладывать в механически прочных трубах на всем протяжении трассы от трансформатора и до отметки 3 м над уровнем пола буровой. Все металлические конструкции, соприкасающиеся с питающим кабелем электробура, должны заземляться термически устойчивыми проводниками.

Рядом пожарно-профилактических мер требует бурение скважины с продувкой забоя воздухом. Пожарная опасность этого способа бурения характеризуется возможностью образования горючей газовой смеси в стволе скважины. Пожарно-профилактические мероприятия должны предусматривать предотвращение проникновения горючей смеси в колонну буровых труб и выхода газа на поверхность у устья скважины. Для этого в буровой колонне устанавливают обратный клапан, устье скважины надежно герметизируют. Отработанный воздух отводят в стороны от скважины при помощи выкидного трубопровода по направлению господствующего ветра или под прямым углом к нему. Длина выкидного трубопровода должна быть не менее 100 м. Герметичность превентора, установленного на устье скважины, проверяют холостой продувкой воздухом не реже одного раза за смену.

При применении воздушной продувки забоя в зонах возможных газопроявлений необходимо проводить непрерывный анализ воздушной среды у устья скважины.

воздуха, выходящего из выкидного трубопровода, на содержание природного газа.

При обнаружении в воздушной среде природного газа в количестве 20% и более от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ) буровые работы приостанавливают и принимают меры по обнаружению утечки газа и ее устранению. Места утечки определяют на слух, по запаху или нанесением мыльного раствора на поверхность оборудования. Использование для этой цели факела категорически запрещается. Газ, выходящий из вскрытого продуктивного горизонта, может быть подожжен при условии, что его содержание в выходящей газовой смеси составляет не менее 30% по объему.

Комплекс пожарно-профилактических мероприятий на буровых включает в себя организацию поста или стенда с комплектом противопожарного инвентаря. Набор первичных средств пожаротушения, приходящийся на одну бурящуюся скважину, должен включать: шесть пенных огнетушителей, 2 м³ песка в ящиках, четыре лопаты, два лома, два топора, два багра, четыре пожарных ведра.



ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ КУСТОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Современное развитие нефтяной и газовой промышленности характеризуется широким распространением кустового бурения, при котором устья куста (группы) скважин сосредотачивают на ограниченной площадке, а забои разводят в разные стороны (рис. 6).

В СССР наклонные скважины бурят турбинным способом. Отклонение забоя от вертикали достигается специальной компоновкой нижней части бурильной колонны: установкой над турбобуром отклоняющего приспособления, кривого переводника и утяжеленной бурильной трубы со скошенной присоединительной резьбой или применением турбобура с эксцентричным ниппелем. Данные приспособления способствуют появлению на долоте отклоняющей силы, действие которой обуславливает плавное нарастание кривизны ствола скважины. Для бурения наклонных скважин применяют те же до-

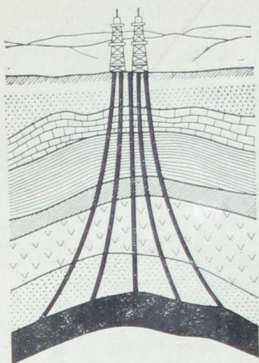


Рис. 6. Схема кустового бурения

лота, бурильные трубы и буровые установки, что и для бурения вертикальных скважин.

Бурение наклонных скважин требует дополнительных затрат времени на ориентирование отклоняющихся приспособлений и более строгого контроля за положением скважины. Кроме этого, при равной глубине бурения наклонная скважина по сравнению с вертикальной имеет большую длину вследствие искривления ствола. Все это удлиняет календарные сроки бурения, но при бурении в кусте значительно

сокращаются затраты времени на строительные-монтажные работы, снижается объем работ на строительство дорог, водопровода, линий электропередач и связи. Поэтому кустовое бурение применяют в основном в тех районах, где строительство промышленных сооружений и коммуникаций требует значительных капиталовложений. Освоение морских месторождений нефти и газа, связанное со строительством дорогостоящих гидротехнических сооружений, осуществляют исключительно методами кустового бурения.

В настоящее время процесс строительства куста скважин заключается в последовательном их разбуривании зачастую одним и тем же комплектом оборудования. По окончании бурения одной скважины буровую установку перемещают на другую.

Технологический процесс бурения куста скважин не отличается от бурения одиночных скважин и не выдвигает никаких новых задач с точки зрения противопожарной защиты. Однако взаимная близость куста скважин, характер сооружений и необходимость их надежной защиты в условиях большой насыщенности производственных площадей пожароопасными материалами

оборудованием накладывают свои особенности на характер и содержание пожарно-профилактической работы. На кусте скважин пожар может привести к более тяжелым последствиям, чем на одиночной скважине, вследствие близкого расположения устьев друг от друга. В течение часа арматура всех скважин разгерметизируется, и возникает групповой горящий фонтан куста скважин, ликвидация которого представляет сложнейшую техническую задачу.

Горение нефти и конденсата в условиях моря и заболоченной местности может создать угрозу расположенным поблизости сооружениям. При волнении моря до 2 баллов пленка нефти и конденсата способна перемещаться по направлению ветра со скоростью до 1 км/ч. При более сильном волнении горящая пленка расчленивается на отдельные участки, а при 5 баллах сильно эмульгирует с водой и теряет способность к горению.

Задача обеспечения надежной противопожарной защиты куста скважин приобретает особую важность в связи с тем, что прирост добычи нефти и газа в основном происходит благодаря строительству кустовых скважин. Возрастает также значение морской нефтегазодобычи, развитие которой целиком основывается на кустовом бурении.

Для кустового строительства скважин применяют различные виды сооружений и специализированной техники: насыпи и искусственные острова, свайные основания, эстакады, морские стационарные платформы, плавучие буровые установки, буровые суда и т. д. Противопожарная защита куста скважин имеет свои особенности. Снижение капитальных затрат на строительство куста скважин привело к сокращению разрывов между пожароопасными установками и сооружениями. В комплексе противопожарных мер это сокращение должно компенсироваться ограничением применения горючих материалов, более строгой регламентацией работ по бурению и освоению скважин, увеличением средств пожаротушения (в том числе автоматических) и другими противопожарными мероприятиями.

Противопожарная защита куста скважин начинается с правильного размещения на кустовой площадке точек для бурения скважин. Расстояние между двумя соседни-

ми скважинами куста должно составлять не менее 2,4 м, а между газовыми и газоконденсатными скважинами — не менее 4 м.

В настоящее время для кустовых скважин применяют метод двуствольного бурения, при котором два ствола бурят одной и той же установкой с попеременным перемещением талевой системы от одного ствола к другому. Применение данного метода сокращает сроки бурения скважин и снижает затраты на их строительство. Расстояние между двумя скважинами, составляющими пару, должно быть не менее 1,3 м, а между соседними парами — не менее 2,4 м. Число и расположение скважин определяются проектом на строительство куста. Между краем площадки и скважинами допускается монтировать только трубопроводы. Скважин с аномально высоким пластовым давлением должно быть не более шести, располагать их следует в один ряд.

На суше площадка для куста скважин должна планироваться так, чтобы транспортные средства могли подъезжать не менее чем с двух сторон. В заболоченной местности площадку поднимают на высоту не менее 0,5 м. На расстоянии 50 м от площадки территория должна быть очищена от горючих материалов (пней, торфа, мха, порубочных остатков и т. д.) Бытовые и служебные помещения должны располагаться от устья ближайшей скважины на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м.

На площадке куста скважин нефтегазопроводы необходимо укладывать в один ярус с разрывом не менее 0,4 м и оборудовать защитными приспособлениями от механических повреждений. В местах проезда и установки транспортных средств трубопроводы должны быть уложены в защитные патроны.

При бурении кустовой скважины рабочая площадка установки должна быть обшита на высоту не менее 6 м от пола. Если рядом с бурящейся скважиной размещается эксплуатационная, то с этой стороны обшивка должна быть выполнена из металла.

Каждая кустовая площадка должна оборудоваться первичными средствами пожаротушения и иметь противопожарный водопровод с давлением в конечной точке не менее 600 кПа и расходом не менее 40 л/с, а также емкость для воды объемом не менее 20 м³. На противо

пожарном водопроводе устанавливают стояки для обеспечения подачи не менее четырех водяных струй от ручных стволов в любую точку площадки и для охлаждения устья любой скважины.

На кустовой площадке должен быть создан боевой расчет из работников как буровых, так и эксплуатационных бригад каждой вахты. Табель боевого расчета необходимо вывешивать на видном месте, а учебные занятия проводить не реже одного раза в месяц.

Для оперативного оповещения о пожаре или аварии кустовая площадка должна иметь устойчивую двустороннюю радио- или телефонную связь с районной инженерно-технической службой (РИТС) или центральным диспетчерским пунктом, а также надежную транспортную связь с автодорожной магистралью и при необходимости оборудована вертолетной площадкой.

Технологические операции, связанные с бурением и эксплуатацией скважин, должны осуществляться с учетом некоторых противопожарных требований, обусловленных близостью взаимного расположения скважин.

На площадке одновременно можно бурить не более двух эксплуатационных скважин, при этом бурение второй скважины может быть начато только после спуска кондуктора в первую скважину и установки на ее устье превентора. Если на одной из бурящихся скважин проводятся тампонаж, перфорация, освоение или перемещение подвышечного портала, то все работы на другой скважине должны быть прекращены.

Разведочное бурение на кустовой площадке можно проводить только до начала бурения эксплуатационных скважин, при этом одновременное бурение двух и более разведочных скважин запрещается. Запрещено также проводить разведочное бурение при наличии на площадке эксплуатирующихся скважин.

На кусте скважин допускается одновременное бурение и капитальный (текущий) ремонт, при этом бурящаяся и ремонтируемая скважины должны принадлежать разным группам скважин. При капитальном или текущем ремонте на площадке должно быть не более одной бурящейся скважины. Ремонтные операции не должны повредить устьевое оборудование рядом расположенных скважин.

Допускается одновременно бурить и эксплуатировать кустовые скважины при соблюдении следующих условий:

— фонтанные скважины должны оборудоваться внутри-скважинными и устьевыми клапанами-отсекателями;

— газлифтные скважины должны быть оборудованы устьевыми и линейными клапанами-отсекателями.

Клапаны-отсекатели — устройства, обеспечивающие автоматическое перекрытие потока жидкости или газа при изменении установленного режима их движения. Клапаны-отсекатели вместе с пакерами укрепляют в стволе скважины, на устье, на выкидных линиях и трубопроводах. Применение клапанов-отсекателей предотвращает возникновение пожароопасной ситуации около устья скважины.

Особого внимания требует проведение на кусте ответственной операции по перфорации скважины. На весь период проведения перфорационных работ у скважины должно быть установлено дежурство боевого расчета на пожарном автомобиле. При этом необходимо провести полное боевое развертывание с установкой автомобиля на водосточник. На морских нефтепромыслах к месту проведения перфорационных работ вызывается пожарное судно или катер. Все другие работы на кусте скважин должны быть прекращены.

На морских нефтегазодобывающих предприятиях важной частью пожарно-профилактической работы является обеспечение безопасных разрывов между объектами, расположенными на акватории добывающего комплекса. Наименьшие расстояния между объектами производственного и вспомогательного назначения, размещаемыми на эстакадах и приэстакадных площадках приведены в табл. 2.

Расстояния между отдельными морскими основаниями и стационарными платформами, не связанными эстакадами, должны составлять не менее 250 м. Минимальные расстояния между приэстакадными площадками расположенными на них скважинами принимают 100—120 м в зависимости от дебита, давления и способа эксплуатации скважин.

Прокладку эстакад необходимо осуществлять таким образом, чтобы к каждой кустовой площадке имелся двусторонний подход пожарных судов. Запрещается

окружать сплошным кольцом эстакад отдельные основания или платформы, а в особых случаях, когда сооружение кольца вызывается производственной необходимостью, в эстакаде необходимо соорудить съемный пролет для прохода пожарных судов. Для обеспечения беспрепятственного передвижения пожарной автотехники по эстакадам последние должны иметь ширину проезжей части не менее 3 м. Через каждые 300 м на эстакадах должны сооружаться разъездные площадки для техники шириной не менее 6 м и длиной не менее 24 м. Оттяжки вышек или эклипсов следует протягивать над эстакадой на высоте не менее 5 м. По эстакадам допускается прокладывать трубопроводы, в том числе транспортирующие горючие газы и жидкости, за перильным ограждением.

На случай аварийного фонтанирования и пожара к каждой эксплуатационной скважине на кусте должен быть проложен трубопровод пропускной способностью не менее 100 л/с с устройствами, позволяющими подключить к линии не менее трех заливочных агрегатов. Устройства для подключения должны располагаться на ближайшей разъездной площадке или на расстоянии от устья крайней скважины, равным высоте вышки эклипса плюс 5 м (для отдельных оснований и платформ).

Жилые поселки на территории морского нефтегазодобывающего комплекса следует располагать со стороны господствующего направления ветра по отношению к кустовым площадкам, товарным паркам и пунктам сбора. Расстояние от жилых поселков до указанных объектов должно составлять не менее 500 м, а до других промысловых сооружений и установок — не менее 200 м. Вахтенные помещения, сооружаемые непосредственно на кустовой площадке, должны быть отделены от скважин защитным экраном с пределом огнестойкости не менее 2 ч. При аварии или пожаре пути из вахтенного помещения должны обеспечивать возможность безопасного прохода людей к средствам эвакуации.

Большое внимание должно уделяться устройству морских резервуарных парков, где возникновение пожара может создать серьезную угрозу всему нефтегазодобывающему комплексу. Резервуары должны сооружаться на специальных площадках, имеющих отбортовку высотой не менее 10 см на случай аварийного разлива.

нефти. Площадки необходимо оборудовать лотками для отвода нефти в аварийные емкости.

Резервуарный парк следует размещать на расстоянии не менее 400 м от зданий, сооружений и эстакад, не входящих в его состав. Минимальное расстояние между стенками соседних резервуаров должно составлять 4 м; расстояние между резервуарами, расположенными на пунктах сбора нефти, должно быть не менее 2 м. В резервуарных парках необходимо предусматривать кольцевое водяное орошение от противопожарного водопровода с выводом задвижек за пределы парка. Парки должны быть также оборудованы системами автоматического пожаротушения в соответствии с нормами, принятыми для складов нефти и нефтепродуктов.

Нефтяные причалы, на которых грузят добытую нефть, следует располагать в стороне от пассажирских, сухогрузных и служебных причалов на расстояние не менее 100 м. Длина и расположение причала должны обеспечивать удаление места налива от резервуарного парка на расстояние не менее 50 м при общем объеме резервуаров парка до 6000 м³ и не менее 70 м, если общий объем превышает указанную величину. По причалу с техническими трубопроводами должны быть проложены трубопроводы для водяного и пенного тушения, а также предусмотрена возможность проезда пожарных автомашин.

Добытую нефть разрешается грузить не более чем на два судна одновременно. При этом погрузку следует осуществлять только закрытым способом (наливом по рубам и шлангам) с обязательным заземлением шлангов и корпуса танкера. Причалы освещают прожекторами, установленными на мачтах. Расстояние от ближайшей мачты до наливного устройства должно быть не менее 20 м.

Эстакады и приэстакадные площадки должны оборудоваться противопожарным водопроводом с давлением в опечной точке не менее 800 кПа и расходом воды не менее 120 л/с. На эстакадах водопровод должен иметь линейные задвижки, отстоящие друг от друга не более чем на 750 м. Задвижки необходимо устанавливать также на каждом отводе от водопровода. На всей сети противопожарного водоснабжения должны быть установлены пожарные стояки и лафетные стволы. По обе

стороны от приэстакадной площадки на расстояние не менее 50 м от нее необходимо устанавливать по пять пожарных стояков. Двумя стояками оборудуется каждая разъездная площадка на эстакаде.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫБРОСОВ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Пожарная опасность процесса бурения резко возрастает при осложнениях, нарушающих нормальный ход буровых работ и способных привести к фонтанированию нефти и газа из ствола скважины. Открытый выход нефти или газа первоначально происходит в виде газонефтепроявлений, ликвидация которых входит в число нормальных технологических операций при бурении скважины. Газонефтепроявление — это поступление на поверхность земли относительно небольших количеств нефти и газа, не препятствующих проведению основных операций по бурению. Дальнейшее развитие газонефтепроявления может привести к выбросу из скважины промывочного раствора и аварийному фонтанированию, которое создает пожароопасную ситуацию. При аварийном фонтанировании возникают неконтролируемые источники зажигания: разряды статического электричества, генерируемого в фонтанирующем потоке; фрикционные искры от соударения частиц выбрасываемой породы и деталей бурового оборудования; самовоспламенение продукции скважины и т. д.

Наряду с этим к воспламенению фонтана приводят также нарушения пожарной безопасности со стороны буровой бригады. Следует учесть, что газонефтепроявления стремительно развиваются, и фактор внезапности, сопровождающий возникновение аварийного фонтанирования, может затруднить действия персонала по своевременному устранению всех замеченных источников зажигания. Поэтому необходимо строгое и тщательное соблюдение правил пожарной безопасности в течение всего процесса бурения, а не только при возникающих осложнениях.

Воспламенение фонтана осложняет работы по его ликвидации, в результате чего теряются огромные количества ценного сырья, парализуется деятельность соседних объектов, уничтожается дорогостоящее оборудова-

ние скважины, затрудняется, а иногда делается невозможным промышленное освоение данного месторождения. Тушение горящего фонтана и последующая его ликвидация представляют собой сложную техническую и тактическую задачу, требуют затрат значительных средств и времени. Поэтому наиболее надежный путь обеспечения пожарной безопасности при возникающих осложнениях — это предупреждение или своевременная ликвидация самих осложнений. В большинстве случаев указанная цель достигается правильным конструированием скважины и строгим соблюдением технологической дисциплины буровыми бригадами.

4 Основная причина газонефтепроявлений — нарушение оптимального соотношения между пластовым давлением и противодавлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в стволе скважины. Плотность промывочной жидкости подбирают так, чтобы противодавление на 5—15% превышало ожидаемое пластовое давление.

Газонефтепроявление может перейти в аварийное фонтанирование при отсутствии, неисправности или неправильном использовании противовыбросового оборудования на устье скважины, а также при нарушении герметичности обсадных колонн. Следовательно, борьба с осложнениями в бурении подразумевает проведение комплекса мероприятий по двум направлениям: по предупреждению газонефтепроявлений, а в том случае, если проявление предупредить не удалось — по предотвращению его перерастания в аварийное фонтанирование.

В основе мероприятий, предупреждающих возникновение газонефтепроявлений, лежит строгое соблюдение требований, предъявляемых к параметрам промывочной жидкости, тщательный контроль ее количества и качества, обеспечение необходимых условий циркуляции жидкости в стволе скважины. Основные геолого-технические причины, вызывающие снижение противодавления промывочной жидкости, — утечка промывочной жидкости в стволе скважины (поглощение раствора), недолив жидкости в скважину при подъеме бурильного инструмента, длительное прекращение циркуляции промывочной жидкости в стволе скважины, некачественное приготовление промывочной жидкости.

Поглощение раствора — это явление, при котором промывочная жидкость, закачиваемая в скважину, частично или полностью поглощается пластом. Жидкость из ствола скважины уходит через пористые и дренированные пласты, трещины каверны и карстовые пустоты. Признаком поглощения раствора является уменьшение выхода циркулирующей жидкости на поверхность земли. При интенсивных поглощениях выход циркулирующей жидкости может полностью прекратиться.

Подъем бурильного инструмента ведет к снижению уровня промывочной жидкости в скважине, поэтому при подъеме необходимо дополнительно подкачивать раствор, чтобы обеспечить необходимую высоту столба жидкости. Для этой цели может быть использована установка автоматического долива. Если при подъеме бурильного инструмента уровень жидкости в затрубном пространстве не снижается, то это свидетельствует о наличии эффекта поршневания, который заключается в том, что при подъеме колонны переток жидкости из кольцевого межтрубного зазора в освобождающееся пространство под бурильной колонной происходит недостаточно интенсивно. Причиной поршневания может быть высокая скорость подъема инструмента или образование над долотом глинистого нароста (сальника), перекрывающего сечение скважины. Поршневание снижает противодавление на забой и при вскрытом продуктивном пласте может привести к газонефтепроявлению. Поэтому при первых признаках поршневания следует прекратить подъем бурильного инструмента. Инструмент необходимо опустить ниже интервала замеченного проявления и тщательно промыть скважину. После этого подъем инструмента можно возобновить.

Пребывание промывочной жидкости в неподвижном состоянии способствует ее расслоению и насыщению газом, поступающим из газоносных пластов (разгазирование раствора). Проникновение газа в жидкость увеличивает ее объем и снижает плотность, вследствие чего снижается противодавление на забой. Разгазирование раствора может произойти и во время циркуляции, если подается недостаточное количество раствора или используется раствор недостаточной плотности. Мерой борьбы с разгазированием раствора предусматривают его дегазацию, замену, утяжеление и применение

раствора с пониженной водоотдачей, что способствует образованию на стенках скважины тонкой плотной корки, препятствующей поступлению газа. Необходимо также сократить простой скважины, вызванные отключением буровых насосов. Перечисленные мероприятия, а также строгий контроль со стороны инженерной и геологической служб за характером циркуляции и качеством промывочной жидкости позволяют значительно снизить возможность возникновения и опасного развития газонефтепроявлений. Наряду с этим большое значение имеют опыт и квалификация персонала, осуществляющего бурение скважины.

В том случае, если возникшее газонефтепроявление ликвидировать не удалось, встает вопрос о предотвращении его развития в аварийный выброс и открытое фонтанирование. Прекращение начавшегося выброса обеспечивается перекрытием сечения колонны буровых труб при помощи обратного клапана и герметизацией устья скважины специальным противовыбросовым оборудованием. Обратными клапанами, соответствующими типоразмеру применяемого бурового инструмента, обеспечивается каждая буровая установка. Противовыбросовым оборудованием обвязывается каждая бурящаяся скважина на вновь разведываемых площадках, на газовых и газоконденсатных месторождениях, а также на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). В остальных случаях необходимость установки противовыбросового оборудования на устье скважины определяется геологическими условиями разреза.

Если возникшее газонефтепроявление привело к аварийному фонтанированию скважины, то о случившемся необходимо сообщить администрации бурового предприятия и вызвать военизированное подразделение, пожарную охрану и медицинскую помощь. Дальнейшие действия буровой бригады должны быть направлены на предотвращение воспламенения возникшего фонтана, для чего в пожароопасной зоне следует прекратить все работы, остановить ДВС, потушить технические и бытовые топки, отключить осветительные и силовые линии. Необходимо также принять меры по остановке и отключению всех соседних объектов, способных оказаться в опасной зоне, и по возможности воспрепятствовать рас-

теканью нефти и конденсата. При помощи имеющихся технических средств следует организовать подачу максимально возможного количества воды на увлажнение фонтана и орошение металлоконструкций, омываемых фонтанирующим потоком, а также одежду работающих у устья скважины.

Одним из важнейших условий успешной ликвидации фонтана является неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности работающим персоналом. В первую очередь определяют границы пожаро- и взрывоопасных зон и применяют меры по недопущению в эти зоны лиц, пребывание которых там не вызывается необходимостью. На месте работ разбирают обшивки буровой, сараев и других сооружений, где может произойти скопление газа; сооружают дренажные канавы и отводы для спуска нефти и конденсата. Для сбора нефти сооружают амбары, расстояния между которыми принимают не менее 100 м. Трубопроводы для отвода нефти оборудуют гидрозатворами.

Условия работы в пожаро- и взрывоопасных зонах должны исключать возможность искрообразования или опасного нагрева при пользовании инструментом и механизмами. Металлические инструменты должны иметь покрытие, не дающее искры при ударе, а контактирующие металлические поверхности покрывают обильным слоем консистентной смазки. Спуско-подъемные операции с использованием стальных канатов проводят на минимальных оборотах барабанов. В качестве канатов по возможности используют оцинкованные тросы. Обувь работающих не должна иметь стальных гвоздей и подков.

Все работы, связанные с применением открытого пламени, в пределах опасной зоны запрещаются. Металл в опасной зоне режут механическими труборезками или гидравлическими пескоструйными аппаратами; при этом не должен иметь места опасный нагрев обрабатываемых деталей. Деталь, подвергавшаяся за пределами опасной зоны огневой обработке (сварка или резка), вносится в зону только после полного ее остывания.

Категорически запрещается работа в загазованной зоне ДВС. Перемещения всех видов транспорта в месте проведения работ допускаются только по разрешению лица, ответственного за ликвидацию фонтана. При этом

применяемые транспортные средства должны иметь искрогасители и исправные системы электрозажигания. Выхлопные коллекторы двигателей необходимо непрерывно смачивать водой. Указанные ограничения в полной мере относятся и к пожарной технике, вызываемой к месту возникновения аварийного фонтанирования. Особых мер предосторожности требует использование автомобилей газоводяного тушения типа АГВТ.

В комплекс противопожарных мероприятий, проводимых при ликвидации аварийных фонтанов, должна входить и защита от пожароопасных проявлений статического электричества. Аварийное фонтанирование сопровождается интенсивной электризацией продукции скважины, и над устьем образуется объемное электрическое поле, параметры которого могут оказаться достаточными для возникновения воспламеняющего разряда. Чтобы вызвать утечку генерируемых зарядов, следует обильно увлажнять пространство над устьем скважины распыленными струями воды. Для этого можно использовать пожарные стволы, снабженные турбинными распылителями типа РТ.

Воспламенение аварийного фонтана разрядами статического электричества является следствием целого ряда причин, в основе которых лежат такие явления, как трибоэлектрический эффект (заряжение трением), возникающий при взаимном трении движущихся частиц потока и неподвижных конструкций, изменение агрегатного состояния фонтанирующего вещества, распыление жидкой фазы в составе струи, деформация фонтанирующей струи при ударе о твердое препятствие и т. д. Факторами, увеличивающими вероятность воспламенения фонтана от разрядов статического электричества, являются увеличение скорости истечения (повышение дебита фонтана), появление в составе струи твердых или жидких компонентов, механическое воздействие на фонтанирующую струю, приводящее к изменению ее формы, удар струи о свободную поверхность жидкости (например, нефти или конденсата, разлитых у устья скважины).

В практике любое изменение параметров фонтанирования должно являться настораживающим признаком, аставляющим принять меры предосторожности на случай воспламенения фонтана.

Все операции по замене оборудования на устье скважины, связанные с перемещением отдельных узлов и деталей в струе фонтана, должны выполняться оперативно и четко. Время пребывания перемещаемого оборудования в области, охватываемой действием струи, должно быть по возможности сокращено. Перемещаемые конструкции необходимо ориентировать таким образом, чтобы снизить до минимума площадь контакта между струей и поверхностью оборудования. Перемещение металлического оборудования в струе фонтана допускается лишь при надежном его заземлении. При этом необходимо заземлять узлы подъемно-транспортных устройств, включая тросовую систему, подвергающиеся воздействию фонтанирующего потока. Все соединения цепи заземления должны быть выполнены надежно с таким расчетом, чтобы динамические усилия не могли ослабить прочность контактов в местах соединений.

После ликвидации аварийного фонтанирования и глушения скважины необходимо убрать буровую площадку от горючих материалов и оборудования. Включение электрооборудования и запуск ДВС осуществляются только после тщательной проверки территории на отсутствие загазованности. Буровое оборудование очищают от грязи и подвергают всесторонней проверке. Узлы и механизмы, пришедшие в негодность, заменяют.

ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ВСКРЫТИИ И ИСПЫТАНИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Предотвращение аварийного фонтанирования и обеспечение пожарной безопасности — условия успешного проведения таких ответственных операций, как вскрытие и испытание продуктивных пластов. Значение этих операций определяется тем, что от их результата зависит эффективность эксплуатации заканчиваемой скважины.

Существует несколько способов вскрытия продуктивных пластов. В одном случае скважина может быть доведена до кровли продуктивного горизонта и укреплена промежуточной колонной. После этого вскрывают продуктивный пласт и спускают хвостовик или эксплуатационную колонну. В другом случае продуктивный пласт вскрывают на всю глубину, спускают эксплуатационную колонну с фильтром и проводят цементирование сква-

ны от кровли продуктивного горизонта вверх. Чтобы обеспечить доступ в колонну пластовой продукции, в основании колонны простреливают отверстия с помощью специальных устройств—перфораторов. Последний способ заканчивания скважины является наиболее распространенным.

Перед перфорацией ствол скважины заполняют промывочной жидкостью соответствующей плотности, а на устье устанавливают специальную перфорационную задвижку высокого давления. После перфорации вызывают приток пластовой продукции в скважину, для чего снижают давление столба промывочной жидкости на входе скважины. Давление промывочной жидкости снижают заменой жидкости, находящейся в стволе скважины, жидкостью меньшей плотности или удалением части жидкости из ствола скважины.

Для снижения плотности промывочной жидкости в скважину спускают колонну насосно-компрессорных труб, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. В кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами закачивают жидкость пониженной плотности (раствор пониженной плотности, воду, нефть и т. п.).

Часто скважины осваивают с помощью сжатого воздуха или газа. При этом воздух или газ закачивают компрессором в кольцевое межтрубное пространство. При таком методе освоения насосно-компрессорные трубы спускают не на всю глубину ствола, а лишь до уровня, с которого давлением компрессора можно продавить жидкость. Жидкость насыщается газом, вследствие чего плотность ее падает, увеличивается объем и избыток жидкости выходит на поверхность в виде выброса. Перечисленные методы дают представление о способе освоения скважины путем понижения плотности жидкости, находящейся в стволе скважины. Другой способ — частичное или полное удаление промывочной жидкости методом свабирования и тартания.

При свабировании в колонну насосно-компрессорных труб, спущенных до фильтра, опускают на стальном канате поршень-сваб с открывающимся вверх клапаном. Поршень погружают в жидкость, находящуюся в стволе скважины, затем его поднимают при помощи троса. Клапан закрывается и весь объем жидкости над порш-

нём выносятся на поверхность. После последовательных движений поршня вверх и вниз уровень жидкости в скважине понижается. Когда пластовое давление превысит давление столба жидкости, начинается приток продукции из пласта. Глубина погружения поршня по уровню жидкости составляет от 100 до 300 м.

Перечисленными методами осваивают фонтанные скважины при загерметизированном устье. Если вскрывается пласт с низким давлением, то освоение проводится методом тартания. При этом устье скважины остается открытым. Операция освоения заключается в последовательном извлечении жидкости отдельными порциями при помощи цилиндрического ведра-желонки. Верхняя часть ведра-желонки снабжена дужкой для крепления каната, а днище — клапаном, открывающимся вверх. Многократным спуском ведра-желонки скважину очищают от грязи и раствора, а ствол скважины наполняется поступающей из пласта нефтью. После выполнения всех работ, предусмотренных планом освоения, скважину начинают эксплуатировать.

Пожарная опасность процесса освоения скважины определяется возможностью выброса и открытого фонтанирования.

Обычно выбросы и фонтанирование происходят вследствие того, что при перфорации начинается бурный перелив раствора из скважины. Прекратить перелив закрытием перфорационной задвижки невозможно, так как этому мешает кабель, идущий к перфоратору. В этих условиях, чтобы предотвратить перерастание выброса в открытое фонтанирование, следует быстро извлечь перфоратор из скважины. При подъеме перфоратора скважину необходимо доливать буровым раствором. Плотность бурового раствора должна строго соответствовать техническому проекту.

Перед перфорацией устьевое оборудование должно быть тщательно проверено на максимальное давление, ожидаемое на устье скважины. Арматура должнабираться, с использованием всего набора шпилек и прокладок, предусмотренных нормами. Все агрегаты, с помощью которых осуществляется перфорация, должны размещаться с наветренной стороны на расстоянии 20-25 м от устья. Обшивку буровой необходимо разобрать, а электросеть обесточить.

После перфорации встает задача правильного и безопасного освоения скважины, чтобы исключить возможность осложнений при удалении бурового раствора. Все фонтанные скважины осваивают при тщательно герметизированном устье, следовательно, освоение таких скважин методом тартания недопустимо.

Буровая площадка должна быть заблаговременно подготовлена к приему продукции скважины устройством жидкостей, амбаров и т. д. Для стока нефти в эти емкости должны быть предусмотрены закрытые коммуникации. Использование для этой цели открытых канав не допускается.

При освоении скважины с помощью воздуха или газа компрессор должен устанавливаться с наветренной стороны скважины на расстоянии не менее 25 м от устья. Процесс освоения при использовании этого метода должен осуществляться непрерывно, остановки в работе допускаются.

При промывке скважины нефтью агрегат должен устанавливаться на расстоянии не менее 10 м от нее. Во всех случаях закачки в скважину жидкостей необходимо предусматривать возможность использования заменяемых передвижных агрегатов не только для промывки скважин, но и для ее глушения в случае разгерметизации фонтанирования. Для этого на скважине должны быть предусмотрены устройства для подсоединения необходимого числа агрегатов.

При освоении фонтанной скважины свабированием венную задвижку фонтанной арматуры оборудуют буровым валом, который выводят на расстоянии не менее 10 м от устья и защищают щитом. Подъемник, осуществляющий подъем и спуск свабы, устанавливают с наветренной стороны скважины не ближе 25 м от нее. Если при спускоподъемных операциях при свабировании используются оборудование буровой установки, то необходимо предусмотреть защиту пульта управления навесом из негорючих материалов. Допускается применение для этой цели досок толщиной не менее 50 мм при предварительной их обработке огнезащитным составом. Направляющая воронка, устанавливаемая над верхней задвижкой фонтанной арматуры, должна быть выполнена из искробезопасного материала.

В процессе свабирования все другие работы на бу-

2-39

ровой площадке, не связанные с этим процессом, следует прекратить. При первых признаках фонтанирования сваб должен быть немедленно поднят из скважины.

Глава 2

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ФОНТАННОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ

При фонтанном способе эксплуатации нефть и газ поднимаются по стволу скважины под действием природной энергии пласта. Основной технической задачей при этом является обеспечение надежной герметизации ствола и устья скважины. Кроме этого, большое внимание уделяется обработке призабойной зоны с целью повышения проницаемости составляющих ее пород.

Пожарная опасность фонтанного способа эксплуатации скважины определяется возможностью прорыва горючей продукции во внешнюю среду вследствие нарушения плотности соединений, срыва и разъедания арматуры породой и т. д. Одно из важнейших направлений пожарно-профилактической работы — контроль надежной герметизацией оборудования на устье скважины и оперативное принятие мер по устранению выявленных дефектов.

Устье скважины оборудуют стандартной фонтанной арматурой, рабочее давление которой должно соответствовать максимальному давлению на устье скважины. Фонтанная арматура состоит из трубной головки фонтанной елки, закрепленных на колонной головке, представляет набор тройников, крестовин и запорных устройств (рис. 7). Схема обвязки устья должна утверждаться руководством нефтегазодобывающего предприятия. Перед установкой на устье арматура опрессовывается рабочим давлением, указанным в паспорте

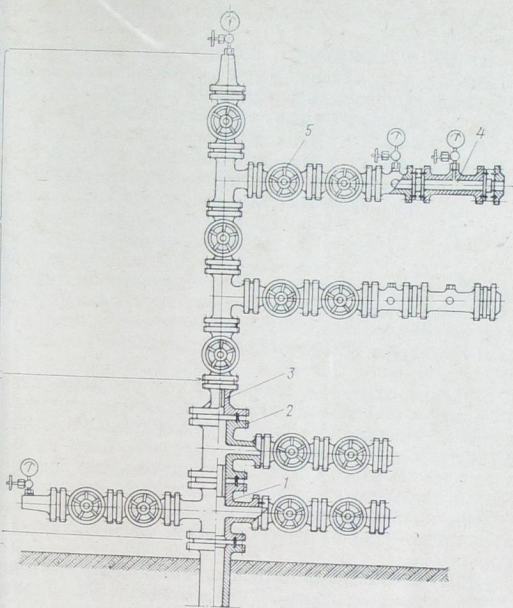


Рис. 7. Фонтанная арматура:

1 — фонтанная арматура; 2 — тройник; 3 — катушка; 4 — выкидная линия; 5 — задвижка

оборудование, а после установки — давлением, принятым для опрессовки эксплуатационных колонн. Результаты опрессовки оформляются актом.

При установке арматуры под выкидными линиями, расположенными на высоте, оборудуются жесткие опоры, устраняющие вибрацию линий при ударах струи. Если на скважине ожидается интенсивное нефтегазовое давление, то арматура должна быть надежно защищена от раскачивания оттяжками и анкерными болтами. Головки болтов пропускают через хомуты, устанавливаемые

мые на технической колонне или кондукторе и буфер арматуры.

Нефте- и газопроводы, идущие от скважины, должны выполняться из бесшовных труб, соединенных сваркой. Применение разъемных соединений допускается только в местах установки арматуры (задвижки, вентили, обратные клапаны и др.). Оборудование, предназначенное для отвода нефти и газа от скважины, должно переводом в эксплуатацию опрессовываться давлением 1,5 раза выше рабочего. Все замеченные во время работы скважины утечки нефти и газа, возникающие при разъедании арматуры песком, должны немедленно устраняться. Песок разъедает также отверстие штуцера, что ведет к увеличению интенсивности фонтанирования и возросшему поступлению песка. Поэтому необходим постоянный строгий контроль за состоянием штуцера, особенно в скважинах, работающих с интенсивным выносом песка.

Замену штуцера, а также другие работы по устранению неисправностей на выкидных линиях, проводят без остановки скважины. Даже кратковременная остановка может вывести скважину из строя. Поэтому скважину переводят на работу через резервный выкид, после чего закрывают задвижки на ремонтируемом выкиде. Разболчивать соединения на дефектной линии можно только после того, как давление на линии снизится до атмосферного.

При эксплуатации скважин, дающих парафинистую нефть, одним из частых видов неисправностей является запарафинирование ствола и выкидных линий. Парафин, растворенный в нефти, при охлаждении нефтегазовой смеси в процессе ее движения от забоя к устью скважины начинает выпадать в осадок. Часть осаждаемого парафина откладывается на стенках трубопроводов на всем пути прохождения нефти вплоть до приемных емкостей.

Факторами, способствующими интенсивному отложению парафина, являются повышенное содержание газа в нефтегазовой смеси (высокий газовый фактор), вызывающее охлаждение нефти газом при его расширении, низкая температура окружающей среды, нестабильность процесса фонтанирования, низкая скорость движения нефтегазовой смеси, шероховатость внутренней повер-

ности труб. Для предотвращения отложений парафина прибегают к футеровке труб, т. е. покрывают их внутреннюю поверхность стеклом, эпоксидными смолами, специальными лаками, бакелитовым лаком и др. Во время эксплуатации скважин стараются регулировкой режима снизить газовый фактор и уменьшить пульсацию фонтанирования.

Для удаления уже накопившихся отложений прибегают к трем основным способам очистки: механическому удалению парафина с внутренней поверхности труб специальными скребками, растворению парафина различными растворителями, тепловой обработке трубопроводов нагретыми агентами.

Последний способ требует особого внимания пожаро-профилактических работников, так как связан с использованием нагревательных установок вблизи скважины. Цель тепловой обработки — расплавление отложений парафина, для чего в скважину закачивают пар и горючую нефть. Для получения пара применяют передвижную установку (ППУ), смонтированную на автомашине. Пар подается в затрубное пространство и выходит через колонну насосно-компрессорных труб, прогревая их. Расплавленный парафин уносится потоком нефти на поверхность. Аналогичным образом закачивают в скважину горючую нефть, которую прогревают паром от ППУ в специальной емкости.

Перед тепловой обработкой скважины ППУ необходимо устанавливать не ближе 25 м от устья. Глушитель двигателя ППУ должен быть оборудован искрогасителем. Линия для подачи пара, прокладываемая от ППУ к устью скважины, предварительно опрессовывается давлением в 1,5 раза выше ожидаемого максимального давления, если технические данные ППУ допускают

Парафин, содержащийся в добываемой нефти, способен откладываться не только в трубах, но и в призабойной зоне, вызывая закупорку пор в пласте, снижая производительность скважины. Для борьбы с этим явлением осуществляют тепловую обработку призабойных зон. Аналогичным способом удаляют также отложения смол, содержащихся в смолистых нефтях. При нагреве призабойной зоны отложения парафина и смол расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность.

Тепловую обработку призабойной зоны осуществляют с помощью пара, горячей воды, нефти и нефтепродуктов, электронагревателей, газонагревателей и т. д.

При тепловой обработке призабойной зоны в скважину нагнетают перегретый водяной пар, получаемый от ППУ. Затем скважину закрывают на период, необходимый для передачи тепла в глубь пласта. Указанную операцию проводят под давлением. Если обсадная колонна не рассчитана на такое давление, то в скважину спускают термостойкий пакер, который представляет собой устройство для перекрытия ствола скважины на заданной глубине. Принцип действия различных видов пакеров одинаков. После спуска пакера до определенной отметки с помощью механических усилий его расклинивают. Он плотно закупоривает колонну, разобщая ее верхнюю и нижнюю части. При установке пакера задвижка на стволе от затрубного пространства должна быть открыта. Площадку по направлению отвода необходимо освободить от людей и оборудования.

Пренебрежение правилами пожарной безопасности при тепловой обработке призабойной зоны горячей нефтью может привести к воспламенению паров нефти. Установка для подогрева нефти должна располагаться не ближе 25 м от емкости с горячей нефтью. Электрооборудование, установленное на тележке или санях с емкостью для нефти, а также на установке для подогрева нефти должно быть взрывозащищенного исполнения. Транспортное средство, буксирующее тележку, должно иметь искрогаситель на выхлопной трубе. Емкость с нефтью должна устанавливаться с наветренной стороны скважины не ближе 10 м от устья.

При эксплуатации скважины помимо тепловой обработки осуществляют также другие способы воздействия на призабойную зону с целью улучшения проницаемости составляющих ее пород. В качестве одного из таких способов широко применяют гидравлический разрыв пласта при котором требуется соблюдать некоторые пожарно-профилактические правила.

Сущность этого метода состоит в том, что в ствол скважины закачивают жидкость под высоким давлением, в результате чего в пласте образуются трещины. Чтобы предотвратить смыкание трещин после снятия давления, в пласт вместе с жидкостью подают крупно-

зернистый песок (с размерами зерен от 0,5 до 1 мм).

Для гидравлического разрыва пласта используют насосные агрегаты высокого давления типа ЧАН-700 и пескосмесительные установки для смешения жидкости с песком. Жидкостями, используемыми при разрыве, могут быть вязкая нефть, мазут, керосин и дизельное топливо, загущенные специальными добавками, водный раствор сульфат-спиртовой барды (ССБ), соляная кислота и др. Гидравлический разрыв производят с помощью насосных агрегатов, подключаемых к устью скважины через специальную головку. Чтобы предохранить обсадную колонну от действия высокого давления, над продуктивным пластом устанавливают пакер, изолирующий затрубное пространство.

Пожарная опасность гидравлического разрыва пласта определяется наличием высокого давления внутри оборудования и использованием горючих жидкостей при проведении работ. Гидравлический разрыв пласта должен проводиться под руководством инженерно-технического работника по плану, утвержденному главным инженером предприятия. Агрегаты для гидравлического разрыва пласта должны располагаться не ближе 10 м от устья скважины и не менее 1 м друг от друга. Агрегаты к устью скважины подключают специальными трубами высокого давления с обратными клапанами. По окончании монтажа нагнетательные коммуникации опрессовывают давлением, в 1,5 раза выше давления, применяемого при гидравлическом разрыве пласта. При закачке жидкости с рабочих мест удаляются все люди, за исключением персонала, обслуживающего агрегаты. После закачки остатки жидкости разрыва и нефти должны сливаться в промышленную канализацию или специальную емкость. При замерзании жидкости в нагнетательных трубопроводах замерзшие участки должны отогреваться без применения открытого огня.

Рассмотренные способы обработки призабойной зоны применяют также при компрессорной и глубинно-насосной эксплуатации скважины, где меры пожарной безопасности, связанные с указанными операциями, должны соблюдаться в том же объеме, как и на фонтанных скважинах.

Наряду с действующими скважинами пожарно-профилактическому обслуживанию подлежат также закон-

сервированные скважины. При консервации скважины заливают раствором, плотность которого должна обеспечивать давление столба жидкости на 25—30% выше пластового давления. Верхнюю часть колонны заполняют незамерзающей жидкостью, слой которой должен составлять в южных районах 2—3 м, а в северных районах охватывать всю глубину слоя вечной мерзлоты. На фонтанной арматуре скважины должны быть закрыты и опломбированы все задвижки, а их маховики сняты.

В течение первых десяти дней после консервации скважины ежедневно осматривают для определения утечек газа и состояния оборудования. В дальнейшем скважины проверяют один раз в месяц. При консервации скважины на период свыше одного года над зоной перфорации устанавливают цементный мост, способный обеспечивать надежную изоляцию забоя от ствола скважины.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ КОМПРЕССОРНОМ СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Выше было сказано, что при фонтанировании скважины подъем нефти на поверхность земли происходит за счет энергии расширяющегося газа. Поэтому, если энергии пласта оказывается недостаточно для подъема нефти, то фонтанирование искусственно можно возбудить подачей к забою скважины газа, сжатого на компрессорной станции. В этом и заключается принцип, лежащий в основе компрессорного способа эксплуатации скважин. Если для закачки в скважину используют сжатый воздух, то такой способ эксплуатации называется эрлифтным, если же закачивают нефтяной газ, то способ называется газлифтным.

При компрессорном способе эксплуатации в скважину спускают насосно-компрессорные трубы в один или два ряда. В первом случае система называется однорядным подъемником, во втором — двухрядным. В двухрядном подъемнике колонны труб располагаются концентрически. По направлению нагнетания рабочего агента подъемники подразделяются на центральные и кольцевые. В подъемнике центральной системы сжатый газ подается

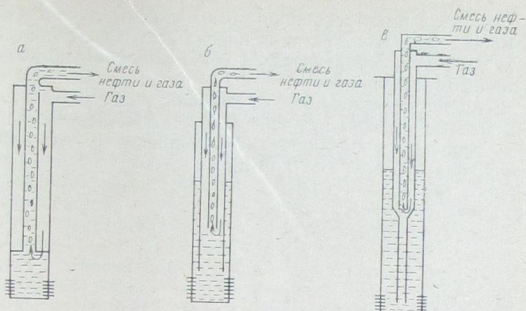


Рис. 8. Подъемники кольцевой системы:
 а — однорядный; б — двухрядный в — полutorрядный

в центральную колонну, а нефтегазовая смесь поднимается по кольцевому пространству между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами (в однорядном подъемнике) или между двумя колоннами насосно-компрессорных труб (в двухрядном подъемнике). На промыслах получили наибольшее распространение подъемники кольцевой системы (рис. 8), в которых осуществляется обратная циркуляция рабочего агента: газ подается в кольцевое пространство, а нефтегазовая смесь выходит через центральную колонну. В этом случае центральная колонна труб называется подъемной.

Устье компрессорной скважины оборудуют арматурой (рис. 9), которая так же, как и фонтанная арматура, предназначена для герметизации затрубного и межтрубного пространства, поддержания спущенных в скважину колонн, направления рабочего агента в

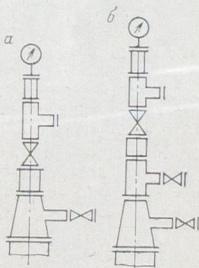


Рис. 9. Арматура устья компрессорной скважины:
 а — при однорядном подъемнике;
 б — при двухрядном подъемнике

трубы, продукции скважины в выкидную линию. При компрессорной эксплуатации иногда используют фонтанную арматуру, оставшуюся на устье скважины после периода фонтанирования.

Если на нефтяном месторождении имеются газовые скважины с высоким давлением, то энергию добываемого газа используют для подъема жидкости в нефтяных скважинах. Этот способ получил название бескомпрессорного газлифта и нашел широкое распространение. При этом способе газ высокого давления после очистки, осушки и подогрева подают в нефтяные скважины без дополнительного сжатия в компрессорах.

Рабочий агент (газ или воздух) направляют к скважинам через газораспределительные будки (ГРБ). К каждой ГРБ прокладывают от компрессорной станции несколько линий. Одни из них, содержащие газ высокого давления, являются пусковыми, другие, подающие газ нормального рабочего давления, — рабочими. От ГРБ к каждой скважине прокладывают трубопровод, который может быть переключен на пусковое или рабочее давление при помощи запорных устройств, смонтированных в распределительные узлы-батареи. В ГРБ, кроме батарей, размещают манометры и газовые расходомеры. Около ГРБ устанавливают влагоотделители и устройства для подогрева газа.

Пожарная опасность компрессорных скважин в основном аналогична пожарной опасности фонтанных скважин, однако наличие на промыслах сети газопроводов, ГРБ и компрессорных станций предъявляет ряд дополнительных требований к обеспечению пожарной безопасности объектов.

В газоконпрессорных станциях (ГКС) допускается применение любых двигателей, в том числе и взрывоопасного исполнения, однако в последнем случае помещение, где размещаются двигатели, должно быть отделено от компрессорного зала негорючими газонепроницаемыми стенами с пределом огнестойкости не менее 5 ч. При установке в разных помещениях двигатель и компрессор соединяют между собой валом, который в месте прохода через стену должен быть пропущен через стальной диафрагму с надежным уплотнением. Диафрагма с обеих сторон должна изолироваться асбестом толщиной не менее 5 мм.

Покрытие здания ГКС должно быть бесчердачным и негорючим. Бытовые помещения для обслуживающего персонала могут размещаться как в здании компрессорной, так и вынесены в отдельный блок вместе с ремонтными службами, обслуживающими компрессорное хозяйство. Расстояние между блоком и зданием компрессорной должно составлять не менее 30 м.

Все электрооборудование, находящееся во взрывоопасных помещениях компрессорной, должно быть взрывозащищенного исполнения. Во всех взрывоопасных помещениях должна быть устроена самостоятельная приточно-вытяжная вентиляция, остальные помещения оборудуют естественной вытяжной вентиляцией. Полы в помещениях компрессорных залов выполняют из керамических плит; допускается устройство полов с цементным покрытием. Компрессорные залы с другими помещениями и станции должны сообщаться через тамбуры, двери которых обивают с обеих сторон кровельной сталью по слою асбеста.

При эксплуатации компрессоров необходимо вести тщательный контроль за температурным режимом работающих агрегатов, не допуская их перегрева. Температура отходящей охлаждающей воды в холодильниках не должна превышать 30—35 °С. Необходимо также следить за температурой масла в компрессоре, обеспечивать регулярную смазку трущихся частей. Компрессор должен быть оборудован системой автоматического отключения на случай падения давления в системе смазки, повышения температуры и давления сжимаемого газа, прекращения подачи охлаждающей воды и падения давления на приеме.

Необходимо строго следить за герметичностью всех коммуникаций, транспортирующих горючий газ. При всех утечках газа компрессор должен быть остановлен, дефекты устранены. На выкидной линии последней ступени сжатия компрессора необходимо установить предохранительное устройство, срабатывающее при повышении давления на 10% от рабочего. Предохранительное устройство должно размещаться вне здания компрессора и подвергаться периодической проверке.

Большую пожарную опасность представляет возможность образования горючих газозвоздушных смесей во внутренних объемах технологического оборудования.

Чтобы исключить подсос воздуха всасывающими линиями газовых компрессоров, на приеме должно поддерживаться небольшое избыточное давление газа. Если же тип применяемого компрессора требует создания разрежения на приеме, то газ после сжатия должен подвергаться анализу на содержание кислорода. Если на прием компрессора поступает газозвоздушная смесь, то необходимо следить за тем, чтобы содержание воздуха в этой смеси не превышало предельных норм, гарантирующих взрывобезопасность смеси. В смеси, содержащейся под давлением 5 МПа, воздуха должно содержаться не более 60% объема, при давлении до 10 МПа — 35%, при 20 МПа — 30%, при 35 МПа — 20%. Бездействующие компрессоры, находящиеся в резерве или на ремонте, должны быть надежно отключены от газовой линии как со стороны нагнетания, так и со стороны приема.

У воздушных компрессоров всасывающие линии должны выполняться таким образом, чтобы исключить попадания на вход компрессора горючих газов и паров. Воздух должен забираться вне здания, в местах, свободных от горючих газов и паров, а также не подвергающихся действию высоких температур. Воздушные коммуникации должны очищаться от масляных отложений промывкой водным раствором сульфанола не реже одного раза в два месяца.

Для того чтобы нефть и газ из скважины не попадали в компрессор, необходимо на каждой линии, идущей от ГРБ к скважине, установить обратные клапаны.

В компрессорных станциях и ГРБ запрещается размещать оборудование, не связанное с обслуживанием находящихся там установок. Не допускается также выполнение в указанных помещениях каких-либо работ, не имеющих отношения к компрессорному хозяйству. Внутри и снаружи перечисленных помещений должны быть вывешены таблички с надписью «Газ—огнеопасно».

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ

Способ эксплуатации скважин с помощью глубинных насосов является наиболее распространенным. Его применяют в тех случаях, когда низкий запас пластовой

энергии не обеспечивает
 бурения скважин, а
 применение компрессорного
 способа связано с большими
 удельными расходами воз-
 духа или газа.

Различают два основных
 вида глубинных насосов:
 штанговые и бесштанговые.

Штанговый насос (рис.
 10) представляет собой раз-
 видность поршневого на-
 соса, приспособленного для
 работы на больших глуби-
 нах. Насос состоит из ци-
 линдра 1, внутри которого
 ходит пустотелый поршень
 (плунжер) 11 с шаровым
 клапаном 10. В нижней час-
 ти неподвижного цилиндра
 расположен всасывающий
 клапан 12. Цилиндр укреп-
 лен на колонне насосно-

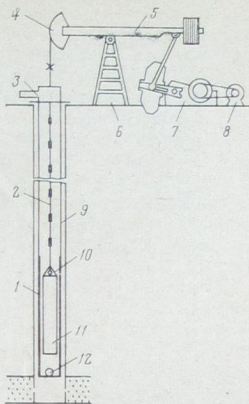


Рис. 10. Схема глубинно-на-
 сосной установки

компрессорных труб 9. Плунжер подвешен на колонне
 насосных штанг 2, через которые ему сообщается воз-
 вратно-поступательное движение от станка-качалки 6,
 установленного над устьем скважины. Самая верхняя
 штанга (полированный шток) проходит через сальник
 у устья скважины и при помощи канатных или цепных
 одвесок соединяется с головкой 4 балансира 5 станка-
 качалки. Станок-качалка включает в себя кривошипно-
 шатунный механизм, который приводится в движение
 электродвигателем 8 через редуктор 7. Устье скважины
 оборудуется тройником 3, через который продукция
 скважины направляется в выкидную линию.

Работа насоса основана на следующем принципе.
 При движении плунжера вверх всасывающий клапан 12
 открывается, а верхний нагнетательный клапан 10 за-
 крывается. В результате этого в цилиндр насоса посту-
 пает жидкость из забоя скважины. При обратном ходе
 нижний клапан закрывается, изолируя внутренний объ-
 ем цилиндра от забоя, а верхний клапан открывается,
 в результате чего жидкость из цилиндра переходит в

пространство над плунжером. При непрерывной работе жидкость заполняет колонну насосно-компрессорных труб и после достижения устья скважины направляется через тройник в выкидную линию.

Наиболее распространенные виды глубинных штанговых насосов — трубные и вставные насосы. В трубных насосах рабочим цилиндром служит колонна насосных труб, а вставной насос представляет собой отдельно монтируемое устройство со своим рабочим цилиндром. Для замены трубного насоса из скважины необходимо наряду со штангами извлекать и всю колонну насосных труб. Вставной насос заменяют без извлечения колонны.

Штанги — стальные стержни круглого сечения с утолщенными концами. На концах штанг нарезают наружную резьбу для соединения штанг между собой при помощи соединительных муфт. Рядом с резьбой у конца штанги имеется небольшой участок квадратного сечения (шейка) для захвата штанги ключом. Шейка и резьбовая часть образуют головку штанги.

Полированный шток, проходящий через сальник на устье скважины, выполняется без головок, но имеет на концах резьбу.

Для подвески колонны насосных труб и герметизации устья скважины на устье устанавливают специальное оборудование (рис. 11). На фланце 1 колонной головки устанавливают планшайбу 2, на которой подвешивают колонну насосных труб 3. Планшайба — толстостенный диск диаметром, равным диаметру колонного фланца. В диске имеется центральное отверстие с резьбой под диаметр насосных труб. Для отвода газа из затрубного пространства в диске просверливают также боковое горизонтальное отверстие, в которое ввинчивают патрубок с вентилем. Сверху планшайбы с помощью муфты 4 крепится тройник 5, служащий для отвода нефти в нефтесборную сеть. На тройнике устанавливают сальник 6 с проходящим внутри него полированным штоком 7. В сальник закладывают специальную набивку и уплотняют навинчивающейся крышкой 8. Полированный шток имеет гладкую поверхность, что обеспечивает плотную герметизацию в сальнике и предотвращает утечку жидкости. Для привода в действие глубинного насоса у устья скважины устанавливают станок-качал-

ку, который сообщает возрастно-поступательное движение колонне насосных штанг и плунжеру насоса.

При залегании нефти в скважине на низком уровне и при искривлении ствола скважины для извлечения нефти применяют бесштанговые насосные установки. Их преимущество перед штанговыми установками — отсутствие громоздкой механической связи между двигателем и насосом, так как двигатель перенесен непосредственно к насосу.

Различают следующие бесштанговые насосные установки: погружные центробежные электронасосы и погружные гидropоршневые насосы. Центробежный электронасос представляет собой погружной трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором, сочлененный при помощи общего вала с многоступенчатым центробежным насосом. Между двигателем и насосом устанавливают протектор, предохраняющий двигатель от попадания воды или нефти. Весь агрегат заключают в стальной кожух и опускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Энергию к двигателю подают при помощи бронированного кабеля, который крепят к насосной колонне снаружи тонкими стальными поясами.

Гидропоршневой насос приводится в действие энергией жидкости, нагнетаемой с поверхности в ствол скважины, и состоит из гидравлического двигателя и насоса, поршни которых жестко связаны между собой. Для привода на поверхности земли устанавливают высоконапорный насос, который осуществляет закачку нефти в

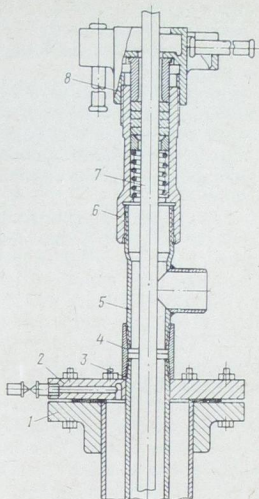


Рис. 11. Насосная арматура

скважину. Закачиваемая нефть приводит в действие агрегат, а после выхода из насоса смешивается с нефтью, поступающей из пласта, и возвращается на поверхность.

Пожарная опасность глубиннонасосной эксплуатации скважин определяется возможностью образования аварий в стволе и около устья скважины, разливов нефти, разгерметизаций линий, транспортирующих продукцию скважины и зон загазованности на территории промысла.

Вероятность аварий возрастает при значительных поступлениях песка в скважину. Песок вызывает заклинивание плунжера, способствует интенсивному износу буродования, приводит к разбалансу станка-качалки т. д. Поступление песка ограничивают регулировкой режима отбора жидкости из скважины, установкой на приеме насоса специальных фильтров, использованием плунжеров специальных типов и пр. В некоторых случаях прибегают к установке в скважине песочных якорей, которые представляют собой цилиндрические сосуды, соединенные с приемным отверстием насоса. При поступлении жидкости в корпус якоря изменяется направление движения, а также снижается скорость. Песок осаждается в нижней части корпуса, откуда его удаляют при очистке якоря. Для этой цели якорь извлекают на поверхность и после очистки вновь пускают в работу.

Во избежание опасного нагрева трущихся частей названного оборудования необходимо регулярно смазывать подшипники, редуктор, кривошипно-шатунный механизм, проверять надежность и степень натяжения ременных передач, не допуская их пробуксовки во время работы. В четком соответствии с графиком следует контролировать состояние оборудования скважины, герметичность вейевой арматуры, степень уравнивания движущихся частей, производит профилактические и ремонтные работы. Все разливы нефти возле скважины должны своевременно удаляться, а замазученные участки вымываться свежим песком или землей.

При установке станка-качалки необходимо принять меры, исключающие возможность соприкосновения движущихся частей станка с деталями вышки, фундамента т. д. Противовесы станка-качалки должны устанавли-

ваться только после соединения балансира с кривошипно-шатунным механизмом и сальниковым штоком. После установки противовесы должны быть надежно закреплены.

Оборудование глубиннонасосной установки должно заземляться не менее чем двумя проводниками, приваренными в разных местах к раме станка-качалки и к кондуктору скважины. В качестве заземляющих проводников может быть использован стальной прокат любого профиля при сечении не менее 48 мм^2 . Применение гибких металлических соединений при устройстве заземления не допускается. Вся цепь заземления, включая места приварки проводников, должна быть доступна для осмотра и контроля за надежностью соединений.

Тщательный надзор за состоянием электрооборудования является одним из важнейших условий обеспечения пожарной безопасности и при эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами. Особого внимания требует состояние кабельной линии, идущей к насосу. В ходе эксплуатации кабель претерпевает механические воздействия в результате неоднократных спусков и подъемов, поэтому необходимо тщательно контролировать состояние его изоляции и не допускать ее повреждения. Кабель на барабан следует укладывать правильными рядами, не допуская беспорядочного наложения витков. Для этого следует механизировать намотку и размотку кабеля. По всей длине кабельной трассы должно быть обеспечено свободное движение кабеля без трения его об острые кромки или зазубрины, которые могут иметься на оборудовании скважины. В месте прохода кабеля через устьевое оборудование необходимо устанавливать специальные уплотнения. При спуске и подъеме колонны следует применять приспособления, предохраняющие кабель от повреждения элеватором.

Электрооборудование погружных электронасосов должно устанавливаться в будках, сооруженных из негорючих или пропитанных огнезащитным составом материалов. Установка электрооборудования под проводами линий электропередач запрещена, независимо от величины напряжения в линии. Все работы, связанные с монтажом, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования (за исключением пуска и остановки насоса), дол-

жны выполняться только квалифицированным электротехническим персоналом.

При эксплуатации скважин гидропоршневыми насосами дополнительную пожарную опасность создает наличие у скважины высоконапорной насосной установки, нагнетающей нефть. Выкид насоса должен оборудоваться показывающими и электроконтактными манометрами, также предохранительным клапаном. Отвод от предохранительного клапана необходимо подключать к приему насоса, чтобы предотвратить утечку жидкости при рабатовании клапана. Все оборудование, при помощи которого осуществляется контроль давления в нагнетательной линии, должно подвергаться регулярной проверке строго по графику, установленному в соответствии инструкцией по безопасной эксплуатации оборудования.

Перед каждым пуском гидропоршневой установки необходимо испытать нагнетательную линию на полукратное рабочее давление. Установку следует пускать и открытых запорных устройствах на приеме и выкид насоса. Повышать давление в нагнетательной линии следует только после того, как насос выйдет на нормальный рабочий режим. При всех остановках насоса необходимо снижать давление в линии до атмосферного.

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Подземный ремонт — комплекс работ, связанных с устранением неполадок в подземном оборудовании скважины. Подземный ремонт подразделяется на текущий и капитальный ремонты.

При текущем подземном ремонте заменяют насос, восстанавливают целостность колонны насосных штанг, меняют уровень погружения подъемных труб, очищают или заменяют песочный якорь, очищают скважину от песчаных пробок, отложений парафина и т. д. Эти работы выполняют бригады по подземному ремонту, работающие посменно.

Капитальный подземный ремонт включает ликвидацию аварий в колоннах труб, изоляцию появившейся в скважине воды, разбуривание плотных пробок,

извлечение из скважины оборвавшегося инструмента и оборудования, перевод скважины на другой продуктивный горизонт. Эти работы выполняет специальный персонал из конторы капитального ремонта при нефтегазодобывающем управлении.

Текущий и капитальный ремонты скважины связаны с необходимостью спуска и подъема инструмента и оборудования. Поэтому основными принадлежностями для подземного ремонта являются спуско-подъемные механизмы и приспособления: вышка или мачта, талевая система с блоками и подъемник.

При подземном ремонте применяют металлические вышки высотой до 28 м и грузоподъемностью до 75 т. На неглубоких скважинах используют мачты высотой до 22 м и грузоподъемностью до 25 т. В качестве подъемника обычно применяют автомобиль или трактор, оборудованный лебедкой с механическим приводом. Талевая система с блоками, используемая при подземном ремонте, аналогична применяемой при бурении.

Перед началом подземного ремонта подготавливают рабочее место у устья скважины: очищают и приводят в порядок пол, проверяют целостность и исправность приемных мостков, лестниц, оттяжек, конструкций вышки, устанавливают талевую систему. При установке подъемника проверяют надежность крепления концов талевого каната и смазывают движущиеся части механизмов.

После оснащения рабочей площадки спуско-подъемными механизмами приступают к разборке устьевого оборудования. Если ремонтируется компрессорная скважина, то перед разборкой перекрывают нагнетательные линии и стравливают давление в стволе скважины до атмосферного. После этого от скважины отсоединяют нагнетательную линию и производят демонтаж арматуры. После подготовительных работ приступают к подземному ремонту скважины.

Одной из наиболее распространенных операций при подземном ремонте является очистка скважины от песчаных пробок. Если нефтяные горизонты состоят из рыхлых песков, то песчаные пробки в скважине могут достигать значительной мощности (до нескольких сотен метров). Пробки могут образовываться по всей высоте ствола скважины, в том числе и возле устья. Наличие

пробки приводит к снижению подачи нефти или полному ее прекращению.

Песчаные пробки удаляют чисткой ствола желонкой или промывкой скважины. Чистка скважины — длительный и трудоемкий процесс, вызывающий к тому же сильный износ оборудования скважины. Ее применяют лишь на неглубоких скважинах при небольшой мощности пробок. Для чистки используют желонки различных типов: простые, поршневые и автоматические. Желонку пускают на канате в скважину, и когда от желонки до пробки остается несколько метров, отпускают тормоз лебедки. Под действием собственного веса желонка падает вниз и с силой ударяется о пробку. При ударе клапан желонки открывается и некоторое количество песка попадает в желонку. Для лучшего заполнения желонки ее несколько раз приподнимают и ударяют о пробку, после чего желонку извлекают на поверхность для очистки.

При промывке водой в скважину до пробки спускают колонну промывочных труб и под давлением прокачивают жидкость. Подачу осуществляют по центральной колонне или затрубному пространству. Под действием струи пробка размывается, и жидкость вместе с содержащимся в ней песком поднимается. На поверхности смесь жидкости и песка попадает в желобную систему отстойники, если при промывке используют нефть или промывочную жидкость. Если при промывке скважины применяют воду, то отработанную жидкость спускают в промысловую канализацию.

С точки зрения пожарной безопасности использование воды в качестве промывочного агента является наиболее предпочтительным. Однако во многих случаях вода может осложнить последующее освоение и эксплуатацию скважины, так как глинистые частицы, содержащиеся в пласте, разбухают в пресной воде и закупоривают поры пласта. Поэтому воду для промывки скважин применяют лишь в ограниченных случаях, когда характер нефтеносных пластов это позволяет.

При промывке устье скважины оборудуют специальной арматурой. Для закачки жидкости используют стационарные или передвижные насосные агрегаты.

Основная пожарная опасность при удалении песчаных пробок из скважины заключается в возможности

выброса, поэтому на промывочных трубах следует устанавливать противовыбросовую задвижку или надежно загерметизировать устье скважины. Плотность промывочной жидкости должна быть выбрана с учетом величины пластового давления. Песчаные пробки в фонтанных скважинах, а также в скважинах, выделяющих газ, удалять с помощью желонки запрещается.

Необходимо тщательно следить за чистотой рабочей площадки, не допуская ее загрязнения горючими материалами. Пролитые горючие жидкости следует немедленно смывать струей воды. Для этой цели к скважине, где удаляется песчаная пробка, должна быть проведена водяная линия, оборудованная вентилем и шлангом. Желонку, извлеченную из скважины, для очистки от песка следует отводить в сторону. Сбрасывать содержимое желонки непосредственно на пол рабочей площадки запрещается.

При использовании для промывки скважины нефти необходимо предупреждать ее разбрызгивание и разлив. Особо тщательные меры предосторожности против разлива следует принимать при подъеме колонны, когда показывается смоченная нефтью поверхность труб. Посадку колонны на эlevator нужно осуществлять осторожно и плавно, не допуская ударов. Все работы на устье скважины, связанные с возможностью искрообразования (рубка, резка металла и другие операции с использованием ударного инструмента), следует прекратить.

Помимо удаления песчаных пробок наиболее распространенными видами работ при подземном ремонте являются ловильные работы, исправление колонны, перевод скважины на другой продуктивный горизонт и ремонтно-изоляционные работы.

Сущность ловильных работ заключается в захвате и извлечении из скважины оборвавшегося или отвинтившегося оборудования (чаще всего колонны насосно-компрессорных труб). Упавшее оборудование плотно заклинивается в стволе скважины или прихватывается песком, поэтому извлечение его требует больших усилий.

Главное внимание со стороны службы пожарной профилактики при проведении этих работ должно быть обращено на правильную организацию спуско-подъемных

операций, исключаящую возможность загораний. Необходимо позаботиться о том, чтобы лицо, управляющее агрегатом, осуществляющим спуск и подъем, имело возможность обзора всей рабочей площадки и оборудования, расположенного возле устья скважины.

Трубы, извлекаемые из скважины, должны укладываться на мостки плавно, без ударов. Свободный конец трубы должен устанавливаться на какую-нибудь скользящую подкладку (салазки, лоток и т. д.).

Включать и выключать подъемные механизмы необходимо только по сигналу оператора. При перерывах в работе по спуску и подъему оборудования запрещается оставлять талевый механизм нагруженным. Если спуско-подъемные операции прекращены на длительное время, то устье скважины должно быть надежно закрыто. В случае возможных выбросов на устье скважины должна устанавливаться противовыбросовая задвижка или фонтанная арматура.

Запрещается проведение спуско-подъемных операций при сильном ветре (11 м/с и более), ливне, снегопаде и тумане с ограничением видимости до 50 м и менее. Такие ремонтные работы, как исправление колонны, перевод скважины на другой горизонт, ликвидация обводнения скважины посторонними водами, бывают связаны с цементированием ствола скважины. При помощи цементирования укрепляют испорченное место в колонне, закрывают забой скважины при переходе на другой горизонт, изолируют ствол для предупреждения поступления в скважину воды. Перед началом цементирования возле устья скважины должна быть подготовлена площадка для размещения цементирувочных агрегатов, цементосмесительных машин и другого необходимого оборудования. Все трубопроводы, по которым закачивается цементный раствор, должны быть предварительно опрессованы давлением, в полтора раза больше рабочего давления. Цементирование должно проводиться, как правило, в дневное время. При необходимости цементирование скважины в вечернее и ночное время площадка установки агрегатов должна быть хорошо освещена. В дополнение к этому каждый цементирувочный агрегат должен иметь систему индивидуального освещения. При наличии нефтегазопроявления в скважине проведение цементирования запрещается.

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА ПРИ СБОРЕ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СБОРА
И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ

Под системой сбора нефти и газа на нефтяных месторождениях понимают все оборудование и систему трубопроводов, построенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки ее до центрального пункта одготовки нефти, газа и воды (ЦППН). Единой универсальной системы сбора не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности. Как бы ни были разнообразны системы сбора в зависимости от конкретных условий, они должны обеспечивать возможность осуществления следующих операций:

измерение продукции каждой скважины или, в случае необходимости, группы скважин данного участка;

транспорт продукции скважин под давлением, имеющимся на устье скважин, до ЦППН, а при недостаточном давлении с использованием насосов на промежуточных сборных пунктах (ПСП) или дожимных насосных станциях (ДНС);

сепарация нефти от газа; транспорт газа до ЦППН или до потребителя, а в случае применения газлифтного способа добычи — обратного транспорта газа до газлифтных скважин;

отделение до установок подготовки нефти свободной воды из высокообводненных нефтей;

отделение продукции некоторых скважин в случае нежелательности ее смешивания с продукцией остальных скважин;

подогрев продукции скважин в случае невозможности сбора и транспорта при обычных температурах.

В общем виде схема сбора нефти и газа представлена на рис. 12. Продукция скважин 1, 2 по выкидным линиям 3, 4 поступает на установку для измерения дебита каждой отдельной скважины 5. Затем по нефтегазосборным коллекторам 6, 7 она направляется на ПСП (ДНС) и ЦППН 9. Из ЦППН приготовления нефти перекачи-

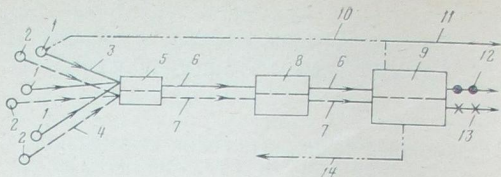


Рис. 12. Принципиальная схема сбора нефти и газа

вается в товарные резервуары нефтепроводных управлений для дальнейшего транспорта. Газ после соответствующей подготовки поступает по газопроводу 11 к потребителю или по газопроводу 10 обратно на месторождение для подачи нефти в газлифтные скважины. Отделившаяся на ЦППН пластовая вода после подготовки по водоводу 14 закачивается в продуктивные пласты. По трубопроводам 12, 13 нефть соответственно не содержащая и содержащая H_2S поступает в магистральный нефтепровод.

В настоящее время на промыслах применяют систему сбора Бароняна—Везирова и напорную герметизированную систему института Гипростокнефть. В основе их заложены герметизация пути движения нефти и газа, до потребителей, максимальное применение однострубно́го сбора газожидкостной смеси, централизация объектов промышленного хозяйства. Предупреждение потерь легких фракций нефти — одно из важнейших требований, предъявляемых к системам сбора нефти и газа. Для выполнения этого условия необходима полная герметизация системы, начиная от скважины на всем пути до ЦППН.

Система сбора нефти и газа Бароняна—Везирова (рис. 13) была разработана в 1946 г. для месторождений Азербайджана и Туркмении, где получила большое распространение. Система предусматривает однострубно́й сбор продукции скважин на участке скважина—сборный пункт. Герметизация достигается тем, что вся продукция скважин под давлением на устье 0,4—0,5 МПа независимо от способа эксплуатации (фонтанный, компрессорный, насосный) направляется по выкидным линиям на групповые замерные установки, далее в об-

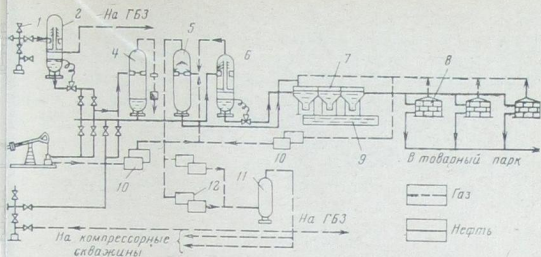


Рис. 13. Система сбора нефти и газа Бароняна—Везирова

ие сборные коллекторы и на сборный пункт. Групповая замерная установка обычно обслуживает до восьми скважин.

Продукцию фонтанных скважин 1 (см. рис. 13), имеющих на устье давление свыше 0,6 МПа, предварительно пропускают через сепараторы (трапы) 2 высокого и среднего или только среднего давления, откуда она поступает в групповую замерную установку 4 и далее на сборный пункт. Газ из сепараторов 2 направляется по газопроводу высокого или среднего давления на газодиспетчерский пункт или в газораспределительную сеть для подачи в газлифтные скважины или на азобензиновый завод (ГБЗ).

Затрубный газ от глубинно-насосных скважин при помощи подвесных компрессоров подают в выкидные продуктопроводы. Иногда его сбор осуществляют вакуум-компрессорами 10.

На сборном пункте продукция скважин поступает в сепараторы 6 для отделения нефти от газа. Последний, пройдя через осушитель 5, подается к компрессорам высокого давления 12 для сжатия и последующего нагнетания в компрессорные скважины 3, а избыток газа направляется потребителю. Для отделения конденсата после компрессора высокого давления газ пропускают через сепаратор 11.

Жидкость из сепараторов 6 на сборном пункте поступает в горизонтальные отстойники 7, где от нефти отделяется вода, песок и механические примеси. Отсюда

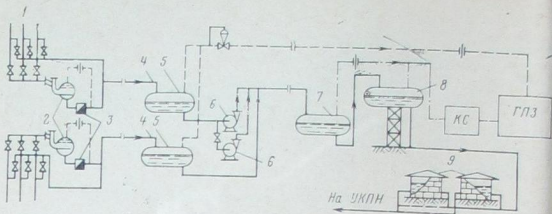


Рис. 14. Групповая герметизированная напорная система сбора нефти, газа и воды института Гипровостокнефть

нефть протекает в сборные резервуары 8, где окончательно отстаивается. Вода вместе с песком из отстойников сбрасывается в песколовку 9 для осаждения песка.

Для предотвращения потерь нефти от испарения в горизонтальных отстойниках и сборных резервуарах газовое пространство соединено с приемной линией вакуум-компрессора 10. Нефть из сборных резервуаров 8 насосами откачивается в товарный парк.

Напорная система сбора нефти и газа института Гипровостокнефть основана на принципе оптимального использования энергии пласта или напора глубинных насосов и включает в себя укрупненные нефтепромысловые объекты: групповые установки, дожимные нефтенасосные станции, участковые и кольцевые сепарационные установки, сырьевые парки, установки подготовки нефти и товарные резервуарные парки, а также системы газосбора с объектами подготовки газа и объекты поддержания пластового давления.

Групповая герметизированная напорная система сбора нефти, газа и воды института Гипровостокнефть, приведенная на рис. 14, работает следующим образом.

Продукция скважин по выкидным линиям 1 под давлением на устье около 0,6 МПа направляется на автоматизированную групповую замерную установку 2, 3 (АГЗУ). Одна из скважин автоматически подключается на замер через гидроциклонный сепаратор 2 и расходомер жидкости глубинного типа 3. Продукция других скважин, минуя сепаратор 2, по байпасному напорному

коллектору 4 направляется через участковую сепарационную установку (УСУ), расположенную на расстоянии 2—3 км от АГЗУ, в сепаратор первой ступени 5, работающий под давлением $4 \cdot 10^5$ Па. Продукция подключенной на замер скважины в сепараторе 2 разделяется на газ и жидкость, автоматически измеряется, а затем смешивается и направляется в сепаратор 5.

Выделившийся в сепараторе 5 газ проходит через регулятор давления и под собственным давлением транспортируется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Нефть с частицами растворенного газа и пластовой воды забирается насосом 6 (если давление в сепараторе недостаточное) или под давлением в сепараторе 5 подается на центральный сборный пункт (ЦСП). На ЦСП в сепараторе 7 осуществляется вторая ступень сепарации. Газ второй ступени направляется через замерную диафрагму на компрессорную станцию (КС), а нефть — в концевые совмещенные сепараторы 8, из которых она может поступать как в сырьевые резервуары 9, так и непосредственно на установку комплексной подготовки нефти (УКПН), находящуюся на одной площадке с ЦСП.

Основными достоинствами данной системы сбора можно считать герметизацию на всем пути движения газонефтяной смеси, многоступенчатую сепарацию, улучшающую товарные свойства нефти, транспорт на большие расстояния газонефтяной смеси под собственным давлением по одному трубопроводу к ЦСП, благоприятные условия для внедрения автоматизации и телемеханизации.

К недостаткам этой системы сбора относятся значительные расстояния (до 100 км) совместного транспорта нефти и пластовой воды, что влечет опасность образования стойких нефтяных эмульсий.

Замерные установки предназначены для измерения дебита нефти и газа по отдельным скважинам. Групповые трапно-замерные установки были разработаны при переходе от индивидуальной самотечной системы сбора нефти и газа к групповой и предназначались для сепарации от газа, измерения дебита жидкости по каждой эксплуатационной скважине и последующей перекачки нефти в нефтесборные пункты, а газа на прием компрессорных станций.

На рис. 15,а, приведена принципиальная технологическая схема автоматизированной групповой замерно-сепарационной установки. На этой установке замерный и групповой сепараторы совмещены в одной емкости, разрез которой показан на рис. 15, б. В качестве сепарирующего элемента использованы гидроциклонные головки.

Групповой замерно-сепарационный аппарат разделен при помощи поперечных перегородок на три камеры (секции): камера I для сепарации продукции скважины, подключенной на замер; камера II (рабочая) для сепарации продукции остальных скважин; камера III является буферной емкостью сепаратора перед насосами. Перегородка между камерами I и II герметически разобщает их, перегородки между камерами II и III позволяют продавливать нефть из камеры II в камеру III за счет перепада давления, создаваемого регулятором 12. Для улучшения сепарации в камеры I и II вмонтированы по две кассеты. Нижние кассеты 18, представляющие собой сборки нефтесливных полок, служат для увеличения поверхности разгазирования, верхние кассеты 17 (набор отбойно-направляющих пластин) предназначены для улавливания капель нефти, уносимых потоком газа.

Продукция, поступающая со скважины по линиям 1, 2, 3 в камеры I или II, переключается с помощью трехходового клапана 4.

Отделение нефти от газа начинается в гидроциклонах типа ОГ-200-16 и продолжается в кассетах. Из камеры III дегазированная нефть по коллектору поступает на прием насосов 5.

Для автоматизации откачки нефти в камеру III установлены три датчика предельного уровня 19, 20 и 21 типа ДПУ-1. Верхний датчик 19 фиксирует аварийный уровень в буферной емкости и подает сигнал на блок местной автоматики при аварийном уровне. Два других датчика обеспечивают откачку нефти из буферной емкости. Когда уровень нефти в буферной емкости достигает чоплавка датчика 20, включается рабочий насос и начинается откачка жидкости. После снижения уровня до датчика 21 последний дает сигнал на отключение насоса.

В аварийных случаях (отключение электроэнергии,

выход из строя рабочего и резервного насосов, отсутствие возможности приема нефти в товарном парке и т. д.) нефть из буферной емкости сепаратора поступает в аварийную резервную емкость 7 через клапан 6, который открывается при поступлении в блок местной автоматики аварийного сигнала от датчика 19. Одновременно на диспетчерский пункт подается сигнал «Срочная авария». При этом поплавков 15 следует за уровнем нефти в камере III и, воздействуя на заслонку 10, не допускает прорыва газа в аварийную емкость.

Для автоматического отключения скважин и замера в камере I установлен датчик предельного уровня 16, который не допускает попадания нефти в газосборную сеть при повышении уровня в замерной камере.

Отделившаяся в камере I нефть поступает в дебит-камеру 9 и через трехходовой клапан 8 сбрасывается в камеру II за счет перепада давления между рабочей II и замерной I камерами, создаваемого подпарным клапаном 11.

Для регулирования давления в сепараторе на газовом коллекторе установлен пропорциональный регулятор, состоящий из измерительно-регулирующего устройства 13 типа РДН-2 и исполнительного механизма 14 типа МРКЧ-4.

Кроме рассмотренной групповой замерно-сепарационной установки созданы и другие ее модификации применительно к особенностям эксплуатации нефтяных месторождений отдельных районов страны.

Автоматизированные замерно-сепарационные и замерные установки, разработанные за последние годы, не отвечают требованиям максимальной индустриализации работ при обустройстве нефтяных месторождений, а при эксплуатации в суровых климатических условиях не обеспечивают надежность средств контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики, которые размещаются на открытом воздухе.

Все эти недостатки были устранены при разработке блочных автоматизированных замерных установок типа Спутник (А, Б, В).

Имеется три модификации этих установок: Спутник А-16-14/400, Спутник А-25-10/1500, Спутник А-40-14/400. Первая цифра обозначает рабочее давление, на которое рассчитана установка, вторая — число подключенных к

рупповой установке скважин, третья — наибольший измеряемый дебит.

Блочная автоматизированная замерная установка спутник А предназначена для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, контроля за их работой по подаче, а также для автоматической блокировки скважин и установки в целом при возникновении аварийных ситуаций.

Установка Спутник А состоит из замерно-переключающего блока и блока КИП и автоматики. Блоки смонтированы в утепленных помещениях (домиках) на специальных рамных основаниях.

Замерно-переключающий блок состоит из многокорового переключателя скважин ПСМ-1М, гидравлического привода ГП-1, отсекающего коллекторов ОКГ-3 и ОКГ-4, замерного гидроциклонного сепаратора с механическим регулятором уровня, турбинного счетчика ОР-1-50, газового нагревателя с системой газоотбора регулятора давления, вентилятора, соединительных трубопроводов и запорной арматуры.

В щитовом помещении блока КИП и автоматики размещаются блок местной автоматики БМА-3011, состоящий из блока управления и силового блока, блок питания счетчика ОР-1-50 и два электрических нагревателя.

Принципиальная схема установки Спутник А приведена на рис. 16. Продукция скважин по выкидным линиям I, последовательно проходя обратный клапан I задвижку 4, поступает в переключатель скважин типа ПСМ-1М 2, после которого по общему коллектору через отсекающий ОКГ-4 6 попадает в сборный коллектор IV, подключенный к системе сбора.

В переключателе ПСМ-1М продукция одной из скважин через замерный отвод III с отсекающим ОКГ-3 направляется в двухемкостный замерный гидроциклонный сепаратор 9, где газ отделяется от жидкости. Газ по патрубку V проходит через кран II регулятора уровня 16, установленного на газовой линии, смешивается с замеренной жидкостью и по трубопроводу VI поступает в общий сборный коллектор IV.

Отделившаяся в верхней емкости сепаратора 9 жидкость поступает в нижнюю емкость и накапливается в ней. При повышении уровня нефти поплавков 13

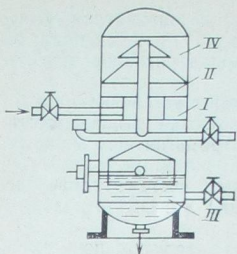


Рис. 17. Секции вертикального нефтегазового сепаратора

Вертикальные нефтегазо сепараторы (рис. 18) — цилиндрические сосуды со сферическими днищами. Они различаются между собой способом ввода жидкости аппарат:

с тангенциальным вводом, работающие на принципе использования центробежных сил для отделения газа от жидкости (см. рис. 18, а);

с радиально-щелевым вводом, принцип действия которых основан на использовании гравитационных сил для отделения газа от жидкости (см. рис. 18, б).

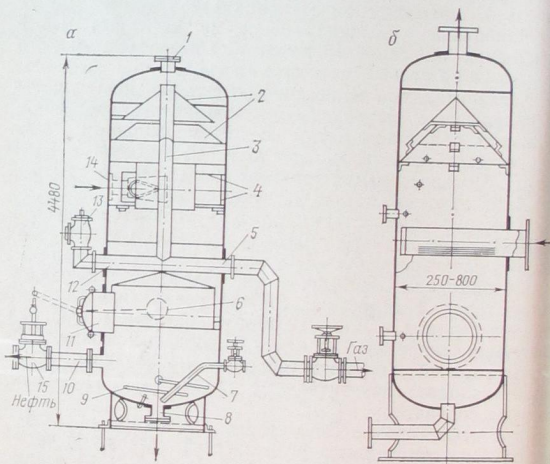


Рис. 18. Вертикальные нефтегазосепараторы: а — с тангенциальным вводом; б — с радиально-щелевым вводом

Наиболее распространены сепараторы первого типа. Принцип действия сепаратора следующий. Нефть-газовая смесь через патрубок 14 и кожух 4 вводится в верхнюю часть сепаратора по касательной к корпусу и получает вращательное движение. Под действием возникшей центробежной силы нефть отбрасывается на стенки сепаратора и стекает в нижнюю часть сепаратора. Газ, занимая центральную его часть, поднимается вверх. Чем больше скорость потока жидкости, входящей в сепаратор, тем больше центробежные силы и поверхность жидкости, стекающей по стенкам, а следовательно лучше условия сепарации. Выделившийся из смеси газ, поднимаясь в верхнюю часть сепаратора (в каплеуловительную секцию), встречает на своем пути неустойчивые тарелки 2, которые изменяют направление его движения. За счет этого отделяются захваченные им частицы нефти. Последние прилипают к поверхности тарелок и по мере накопления образуют масляную пленку, которая постоянно стекает к краям тарелок и далее по внутренней стенке сепаратора в нижнюю сборную секцию. Газ, пройдя каплеуловительные тарелки, поступает в газовую трубу 3, расположенную в центре аппарата. По ней и через патрубок 5 газ подводится в газоотводную линию.

Нефть собирается в нижней части сепаратора и отводится через патрубок 10. Механические примеси оседают на дно аппарата. Во время работы сепаратора их выводят по трубе 7, а во время остановки — через специальный в днище патрубок 8 после стравливания давления. Для подогрева жидкости внутри аппарата помещен змеевик 9.

Газоотводная труба имеет второй выходной патрубок 2 на котором устанавливают предохранительный клапан 13, отрегулированный на рабочее давление. В верхней части сепаратора имеется патрубок 1, который закрывается предохранительной диафрагмой, рассчитанной на максимальное давление в сепараторе. В нижней части сепаратора находится люк 11, предназначенный для установки поплавкового регулятора уровня 6 и внутреннего смотра аппарата.

Жидкость по мере накопления при помощи регулятора уровня через клапан 15 подается в нефтесборный сектор. Постоянный уровень жидкости поддержи-

вается гидравлическим затвором, препятствующим паданию газа в нефтесборную сеть.

Горизонтальные сепараторы — одна горизонтальная емкость со сферическими днищами (однородные сепараторы). Однородный гидроциклонный сепаратор состоит из одноточной гидроциклонной головки и технологической (буферной) емкости.

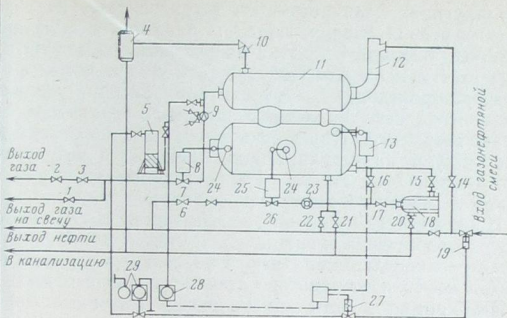
На основе такого гидроциклонного сепаратора разработаны сепараторы для центральных пунктов сбора и первой ступени сепарации (групповые сепарационные установки ГС-4-1600-10, ГС-6-1600-10).

В настоящее время широкое применение в нефтяных месторождениях нашли двухемкостные гидроциклонные сепараторы. Их используют в качестве замерных сепараторов для блочных автоматизированных установок типа Спутник, групповых сепараторов, для оснащения дожимных насосных станций и в качестве аппаратов для отделения газа от нефти на различных ступенях сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки нефти и газа.

На базе двухемкостных гидроциклонных сепараторов разработан целый ряд сепарационных установок типа СУ-2 с различными производительностью (750, 1500, 3000 и 5000 м³/сут) и давлением сепарации (1,6; 2,5 и 4 МПа). Установки СУ-2 рассчитаны на автоматическую работу без постоянного обслуживающего персонала на открытом воздухе при температуре окружающей среды от +50 до —50 °С. Принципиальная схема контроля и автоматики установки приведена на рис. 19.

Нефтегазовая смесь по нефтегазосборному коллектору через задвижки 19 и 14 поступает в гидроциклонную головку 12. Из гидроциклона выделившиеся нефть и газ с оставшимся растворенным газом попадают в верхнюю емкость сепаратора 11, где происходит дополнительная сепарация газа. Далее нефть поступает в нижнюю емкость, откуда через задвижку 15 попадает в фильтр 18, где очищается от механических примесей и парафина. Затем нефть через задвижку 17, счетчик для измерения общего количества нефти, поступавшей на установку 23, регулирующийся клапан 26 и задвижку 6 поступает в нефтесборный коллектор.

Выделившийся в сепараторе газ через камерную диафрагму 9, регулирующийся 7 и обратный 3 клапаны и



ис. 19. Принципиальная технологическая схема и схема контроля и автоматики СУ-2

движку 2 направляется в газосборную сеть. Объем сепарированного газа измеряют при помощи переносного дифманометра.

На газовой линии имеется штуцер с задвижкой 1 для подключения свечи аварийного сбора газа в случае неисправности газосборного промышленного коллектора или при отключении установки на ремонт или пропору.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления сепаратор снабжен предохранительным клапаном 10, который герметично соединен с расширителем 4. В расширителе улавливаются капельки нефти из газа во время срабатывания клапана. Газ из расширителя попадает в атмосферу, а нефть отводится по трубе в канализацию.

На установке СУ-2 предусматриваются автоматическое регулирование уровня нефти в сепараторе, автоматическое отключение установки при аварийном повышении уровня и давления, передача аварийных сигналов на диспетчерский пункт.

Уровень нефти в сепараторе поддерживается с помощью двух механических регуляторов уровня 8, 25 и

регулирующих клапанов 7, 26, установленных на газовой и нефтяной линиях. Клапаны работают в обратных режимах, т. е. при открытии одного клапана второй закрывается, и наоборот. Поддержание уровня нефти в сепараторе происходит следующим образом. При увеличении притока нефти уровень жидкости в сепараторе начинает возрастать. При этом поплавковые механизмы 24 воздействуют на регулирующие клапаны, в результате чего клапан 7 на газовой линии прикрывается, а клапан 26 на нефтяной линии открывается.

Прикрытие клапана на газовой линии и увеличение проходного сечения клапана на нефтяной линии приводят к увеличению слива нефти из сепаратора. В итоге расход нефти из сепаратора становится равным поступлению. Уровень в нем стабилизируется и занимает новое положение равновесия. Регуляторы уровня оснащаются указателями для визуального наблюдения за уровнем нефти в сепараторе.

При достижении уровнем жидкости аварийной отметки поплавокый сигнализатор 13 выдает электрический сигнал на клапан 27, срабатывание которого обеспечивает перепуск через него сжатого воздуха на пневмопривод задвижки 19. Задвижка при этом перекрывает линию поступления нефти в сепаратор и таким образом обеспечивает аварийную блокировку установки. Для предотвращения гидратообразования используют осушитель газа 5, с помощью которого удаляют влагу из пневмосистемы автоматики. Редуктор 29 доводит давление газа после осушителя до величины, обеспечивающей нормальное функционирование пневматических элементов системы автоматики. В системе автоматического отключения установки при аварийном повышении давления вместо сигнализатора уровня используют датчик давления 28 (электроконтактный манометр), установленный на линии отвода газа после сепаратора.

Аварийное повышение давления в сепараторе приводит к срабатыванию соленоидного кислотного клапана по электрическому сигналу от датчика 28.

Система блокировки, приводящая к перекрытию задвижки линии поступления нефти в сепаратор 19, работает аналогично описанной выше системе блокировки установки при аварийном разливе жидкости. После устранения аварийной ситуации на сепарационной установ-

ке задвижку 19 открывают вручную (с помощью домкрата).

Вторичная аппаратура электроавтоматики, обеспечивающая автоматическую блокировку установки, размещается в шкафу автоматики, устанавливаемом на открытом воздухе рядом с сепарационной установкой. Аппаратура шкафа автоматики, кроме того, позволяет осуществлять аварийную сигнализацию при блокировке установки дешифровкой причины аварии, а также передает сигнал аварии на диспетчерский пункт при наличии системы телемеханики.

Обслуживание установок типа СУ-2 заключается в периодическом съеме показаний жидкостного счетчика и измерении количества отсепарированного газа. Одновременно с этим необходимо проверять работу КИП.

В процессе эксплуатации СУ-2 на парафинистых нефтях на стенках сепаратора и в фильтре может откладываться парафин. Отложения парафина удаляют пропаркой с помощью ППУ, для подключения которых на сепараторе предусмотрены штуцеры. Продукты пропарки через задвижки 20 и 21 отводятся в канализацию.

Для работы при отключении счетчика жидкости для ремонта, тарировки или замены предусмотрена обводная линия. При отключенных счетчике и фильтре нефть без измерения ее количества через открытую задвижку 22 поступает в нефтесборный коллектор. Счетчик и фильтр отключают, закрыв задвижки 15, 17, 6 и 16.

Для ревизии, ремонта и промывки фильтра предусмотрена обводная линия. В этом случае, закрыв задвижки 15, 17 нефть через задвижку 16 можно направить в жидкостный счетчик и далее в нефтесборный коллектор.

При работе на непарафинистых нефтях установку СУ-2 можно использовать без блока фильтра, что значительно уменьшает затраты на сооружение всей установки. В тех случаях, когда на месторождениях пластовой энергии недостаточно для транспорта нефтегазовой смеси на значительные расстояния до центрального пункта сбора и подготовки нефти и газа, сепарационные установки дополнительно оснащают насосами.

Технологическая схема блочных сепарационных установок с насосной откачкой в основном аналогична описанным ранее схемам блочных сепарационных установок.

В настоящее время разработаны сепарационные установки типа СУМ-2-750-6 и СУН-2-1500-6 с производительностью по нефти 750 и 1500 м³/сут и рабочим давлением до 0,6 МПа. Установки СУН-2 скомпонованы из сепарационной установки типа СУ-2 и насосного блока БПН-2. Блок перекачки нефти БПН-2 состоит из двух или трех насосных агрегатов типа ЦС или МС, трубопроводной обвязки, арматуры и приборов КИП и автоматики.

Система автоматики предусматривает попеременную (через 1—3 ч) работу насосных агрегатов, автоматическое включение резервного насоса при выходе из строя рабочего агрегата, а также автоматическую остановку насосов откачки при срыве подачи.

Для месторождений с большой обводненностью нефти разработаны автоматизированные блочные установки типа УПС, СУ-20000 и БАС-1, а также специальные трехфазные сепараторы-делители потока со сбросом свободной воды. Установки типа УПС и БАС-1 обычно используют для сепарации и отделения свободной воды продукции скважин после первой ступени сепарации, в сепараторы типа СУ-20000 — на первой ступени сепарации.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Практикой установлено, что существующие методы деэмульсации нефти на площадях месторождений без применения тепла и поверхностно-активных веществ малоэффективны. Поэтому в настоящее время на нефтяных месторождениях находят все большее применение блочные установки подготовки нефти, в которых нефтяная эмульсия нагревается и отстаивается в подогревателях-эмульсаторах.

Блочные установки выпускают двух видов: вертикальные с небольшой производительностью, предназначенные в основном для обезвоживания нестойких нефтяных эмульсий; горизонтальные с большей производительностью, предназначенные для обезвоживания нефтяных эмульсий повышенной стойкости.

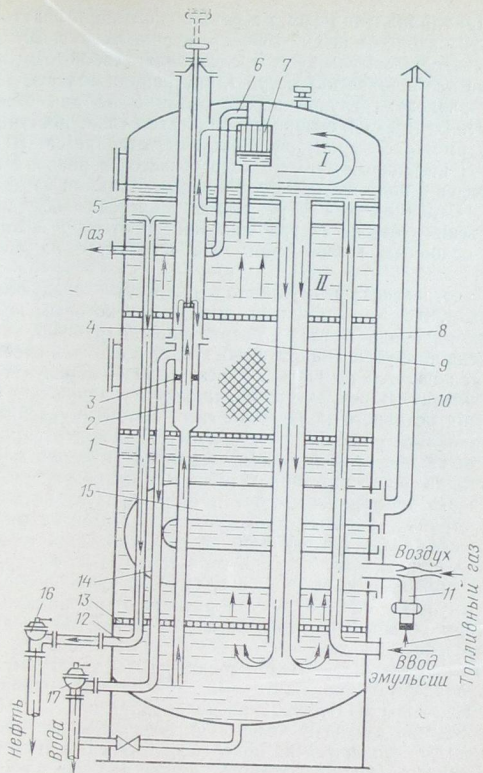


Рис. 20. Принципиальная схема вертикального подогревателя-де-эмульсатора типа СП-1000

Принципиальная схема вертикального подогревателя-деэмульсатора типа СП-1000 приведена на рис. 20. Подогреватель-деэмульсатор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд 1, внутренняя полость которого разделена глухой перегородкой 5 на два отсека I и II. В отсеке I основное количество газа, поступающего вместе с эмульсией в аппарат, отделяется. В отсеке II нефтяная эмульсия подогревается и разделяется на нефть и воду, которые отдельно удаляются из аппарата. Отделившийся в результате нагрева нефтяной эмульсии в отсеке II газ поступает в отсек I и вместе с основным количеством газа выводится из аппарата.

Подогреватель-деэмульсатор работает следующим образом. Нефтяная эмульсия вместе с некоторым количеством свободного газа по вертикальной трубе 10, установленной внутри аппарата, поступает в верхний отсек I, где разливается по глухой перегородке 5, образуя тонкую пленку. В результате улучшаются условия для отделения основного количества газа. Затем эмульсия по вертикальной сливной трубе 8 перетекает под распределительную решетку 13. Здесь нефтяная эмульсия меняет направление движения и поднимается вверх, проникая через перфорацию решетки 13 и образуя восходящие струйки, которые проходят через слой горячей жидкости, воды, нагреваемой за счет сжигания газа в жаровых трубах 15. Уровень горячей воды в аппарате поддерживается выше жаровых труб. Струйки восходящей эмульсии обычно быстро распадаются на капли, размеры которых близки к размерам отверстий распределительной решетки.

После прохождения слоя горячей воды капли эмульсии попадают в промежуточный слой 9, образованный каплями воды на границе раздела вода—нефть. При прохождении эмульсии через слой горячей воды глобулы воды, оказавшиеся на поверхности капель эмульсии, переходят в воду. Но особенно сильное влияние на процесс разрушения эмульсии оказывает, по всей вероятности, прохождение ее через промежуточный слой.

Нефть, освободившаяся от глобул воды, накапливается в верхней части отсека II и, достигнув уровня выкидной трубы 12, давит на мембрану разгрузочного клапана 16. По достижении определенного уровня клапан ав-

матически открывается и определенная порция нефти сливается из трубы 12. Разгрузочный клапан закрывается в момент, когда часть нефти еще остается в трубе 12 и служит гидрораствором, предотвращающим пролив газа. После разгрузочного клапана обезвоженная нефть направляется в концевой сепаратор и далее в резервуар подготовленной нефти.

Отделившаяся в нижнем отсеке II пластовая вода непрерывно выводится из аппарата при помощи переливной трубы, что позволяет поддерживать уровень воды в аппарате выше жаровой трубы. Переливная труба состоит из неподвижной 2 и подвижной 4 труб, отделенных сальником 3. Подвижная труба в верхней части закрыта. Излишек воды по трубе 2 поступает в трубу откуда через верхний срез перетекает в трубу 14, а затем через разгрузочный клапан 17 направляется на установку по очистке сточных вод. Для предотвращения упуска воды из аппарата верхняя часть неподвижной трубы сообщается с отсеками I и II. При таком сообщении газы горячей сепарации из отсека II поступают в отсек I, где смешиваются с более холодными газами. В результате этого происходит конденсация тяжелых углеводородов и их возвращение в нефть по сливной трубе 8. Отделившийся в отсеке I газ проходит через каплеотбойник (кассету) 7 и по трубе 6 выводится из аппарата. Далее он подается на горелку 11 или отводится в систему сбора газа.

Наиболее ответственной частью аппарата является жаровая труба 15. Непосредственный подогрев нефтяной эмульсии от труб огневых подогревателей может привести к местным прогарам труб, вызвать загорание и пожар. Поэтому в рабочем положении топочная часть в подогревателях-деэмульсаторах остается полностью погруженной в воду повышенной жесткости и солености. Основные недостатки такого подогрева — коррозия и накипи на наружных стенках жаровой трубы, что требует регулярного профилактического осмотра, своевременного ремонта и в некоторых случаях полной замены. Признаком неисправности жаровой трубы в работающем подогревателе-деэмульсаторе может быть появление в дымовой трубе вместе с продуктами сгорания водяного пара. Столб водяного пара над трубой свидетельствует о появлении трещины или прогара жаровой тру-

бы. В этом случае установка должна быть остановлена и паровая труба отремонтирована или заменена.

В случае пропуска нефти в сварных соединениях аппарата или во фланцевых соединениях подводящих и отводящих трубопроводов возможны разливы нефти и ее загорание. Чтобы не допустить пожара на площадках подогревателей-деэмульсаторов, горелки к аппаратам рекомендуется выполнять закрытого типа с подачей воздуха через огневые предохранители.

Для поддержания оптимального режима работы подогреватели деэмульсаторы оснащаются системой автоматического регулирования процесса горения (регуляторы давления и температуры, запорный отсекающий клапан), а для визуального контроля за уровнем раздела фаз — водомерными стеклами.

Горизонтальные подогреватели-деэмульсаторы разработаны типа Тайфун (Тайфун 1-400, Тайфун 1-1000) и УДО (УДО-2М, УДО-3).

Процесс обезвоживания нефти в горизонтальных аппаратах основан на том же принципе, что и в вертикальных: подогрев и разрушение нефтяной эмульсии при прохождении ее через слой горячей воды, при этом направления потоков в процессе промывки должны быть вертикальны. Для этого горизонтальная емкость разделяется на несколько отсеков (до трех) и нефтяная эмульсия обрабатывается горячей водой последовательно в каждом отсеке. Такая последовательная обработка позволяет разрушать наиболее стойкие эмульсии и в этом отношении горизонтальные подогреватели-деэмульсаторы имеют преимущества перед вертикальными.

Подогреватель-деэмульсатор Тайфун 1-400 состоит из трех блоков (рис. 21): сепарационного I, технологического II и блока местной автоматики (на рисунке не показан).

В качестве сепарационного блока используется вертикальный сепаратор с гидроциклонной головкой. Технологический блок представляет собой емкость диаметром 2 м и длиной 10 м, установленную с помощью опор на металлических саях. Внутренняя часть технологической емкости при помощи вертикальных перегородок разделена на четыре отсека: нагревательный III, отстойный IV, нефтесборный V и водосборный VI. В отсеке III размещаются распределитель-маточник I и две U-образные

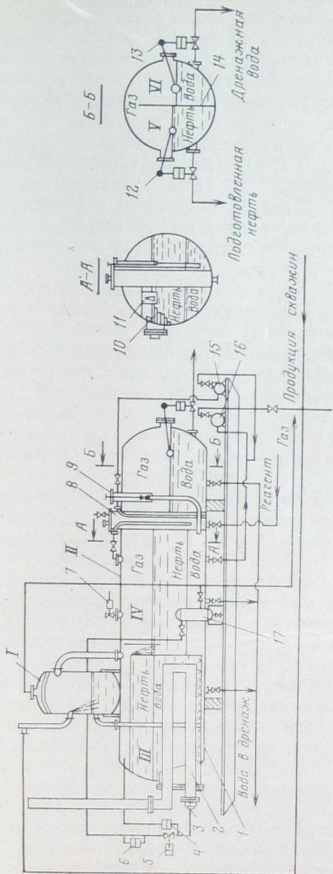


Рис. 21. Принципиальная технологическая схема горизонтального подогревателя-демульсатора типа Тайфун I-400

жаговые трубы 2 с газовыми горелками 3. В отсеке IV находятся емкость для реагента 8 и датчик гидростатического давления 10 щелевого расходомера. Измерительная щель 11 расходомера располагается на перегородке между отстойным и нефтесборным отсеками. Отсек V отделен от отсека VI продольной перегородкой 14 и оборудуется механическим регулятором уровня 12 (РУМ-17), связанным с линией сбора обезвоженной нефти. Отсек VI оборудуется переливной регулируемой трубой 9, с помощью которой, а также регулятора уровня 13 (РУМ-17) поддерживается необходимый уровень раздела нефть—вода в отсеке IV. На раме технологической емкости устанавливаются дозировочный 15 и циркулярный 16 насосы.

Блок местной автоматики представляет собой комплекс приборов и регуляторов, заключенных в металлический шкаф.

Принцип работы установки Тайфун 1-400 состоит в следующем. Нефтегазовая смесь из сборного коллектора поступает в вертикальный гидроциклонный сепаратор I, где жидкая фаза отделяется от газа. Большая часть газа из сепаратора направляется в газосборный коллектор, а другая часть, пройдя осушитель 17, поступает к горелкам 3.

Водонефтяная эмульсия из сепаратора по вертикальной трубе направляется вниз в отсек III, а оттуда, пройдя распределитель-маточник 1, вертикально вверх. В отсеке III автоматически с помощью поперечной перегородки, разделяющей отсеки III и IV, поддерживается уровень воды выше жаровых труб. Пройдя через слой горячей воды, нефтяная эмульсия переливается через поперечную перегородку в отсек IV, где окончательно отделяется вода.

Обезвоженная нефть из отсека IV через измерительную щель 11 переливается в отсек V, откуда направляется в нефтесборный коллектор и далее в концевые сепараторы. Отделившаяся вода с низа секции IV поступает в переливную трубу 9 и далее в отсек VI, откуда направляется на установку подготовки сточных вод.

Деэмульсатор подается при помощи дозированного насоса 15 непосредственно на прием циркуляционного насоса 16. Циркуляционный насос обвязан так, что он может перекачивать горячую отделившуюся от нефти

воду с некоторым остаточным содержанием реагента непосредственно в приемный коллектор установки. Такая последовательность работы двух насосов позволяет регулировать подачу на установку реагента необходимой концентрации и одновременно создает условия для хорошего перемешивания его с поступающей продукцией.

Подогреватель-деэмульсатор Тайфун 1—400 оснащен контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации для поддержания заданных параметров технологического режима установки.

Автоматическое регулирование уровня нефти и воды в соответствующих отсеках осуществляют при помощи регулятора уровня РУМ-17.

Положение раздела фаз нефть—вода в отстойном отсеке контролируют при помощи регулируемой переливной трубы 9 аналогично тому, как описано выше для вертикальных аппаратов. Для контроля уровня реагента в емкости 8 установлен электронный индикатор уровня. Заданная температура жидкости в нагревательном отсеке поддерживается с помощью регулятора температуры 4 типа РТ-25, который изменяет количество газа, поступающего к горелкам топочного устройства. На газовой обвязке горелок предусмотрена установка регулятора давления 6 типа РДП и замерного соленоидного клапана 5 для прекращения подачи газа в горелки при аварийных ситуациях.

Количество обезвоженной нефти непрерывно измеряют щелевым расходомером типа Дебит 1. В качестве датчика используют датчик гидростатического давления типа ДГД, который посылает непрерывные электрические сигналы, пропорциональные мгновенному значению объема жидкости, проходящей через измерительную щель. Сигналы от датчика поступают к размещенным на щите регистрирующим приборам. Здесь сигналы преобразуются в единицы массы и суммирующий механизм выдает сведения о производительности установки (в тоннах) за любой промежуток времени.

На установке имеется аварийная сигнализация о превышениях допустимых температуры в отсеке III и давления в технологической емкости. В верхней части технологической емкости установлен предохранительный клапан 7. Управление насосами 15 и 16 в системе пода-

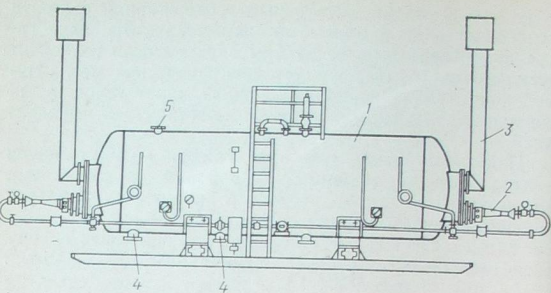


Рис. 22. Общий вид нагревателя типа НН:

— корпус нагревателя; 2 — инъекционная горелка; 3 — дымовая труба; 4 — вход эмульсии; 5 — выход эмульсии

и реагента также ведется с блока местной автоматики дублированием управления вручную на самом технологическом блоке.

При производительности установки свыше 3000 т/сут овмещение процессов нагрева и отстоя в одном аппарате приводит к увеличению его размеров и металлоемкости. Такие аппараты не могут быть изготовлены в блочном исполнении.

Для оснащения установок повышенной производительности (свыше 5—6 млн. т/год) разработаны отдельные блоки для нагрева нефтяной эмульсии и отстойники. Блоки нагрева выпускают двух модификаций: нагреватели с жаровыми трубами, работа которых основана на том же принципе обработки нефтяной эмульсии, что и в совмещенных аппаратах, только без отстойного отсека, и блочные трубчатые печи для непосредственного подогрева нефтяной эмульсии. К нагревателям с жаровыми трубами относятся нефтяные нагреватели НН-1000, НН-4000 и НН-6300. Блочные трубчатые печи разработаны двух типов: БН-5, 4 и ПТБ-10.

На рис. 22 представлен нагреватель типа НН. Внутренняя полость его разделена на два отсека: левый и правый. В обоих отсеках монтируют по две жаровые трубы, оборудованные газовыми инъекционными или каталитическими горелками и дымовыми трубами. В

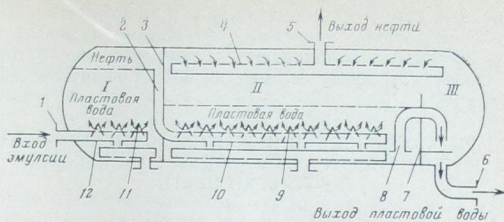


Рис. 23. Принципиальная схема отстойника ОГ-200:

1 — штуцер для ввода эмульсии; 2, 8 — переливные устройства; 3, 7 — перегородки; 4 — сборный коллектор; 5 — штуцер для вывода нефти; 6 — штуцер для пластовой воды; 9, 10, 11, 12 — распределители эмульсии

левом отсеке установлена перфорированная переливная труба, а в правом — сборник нагретой нефти. Эмульсия в нагревателях типа НН подогревается до необходимой температуры при прохождении через слой горячей воды, уровень которой поддерживается автоматически выше уровня жаровых труб. Нагретая и частично разделенная эмульсия далее поступает в отстойник, где вода окончательно отделяется от нефти.

Нагреватели типа НН оборудуются автоматическим устройством Сигнал, которое отключает подачу газа в горелки при погасании пламени запальной горелки, при чрезмерных повышении и понижении давления газа перед горелками, а также при повышении давления и температуры в аппарате.

В блочных нагревателях для отстоя подогретых нефтяных эмульсий разработаны отстойники различных конструкций. Наибольшее распространение получили горизонтальные отстойники с промывкой нефтяной эмульсии горячей водой. Принципиальная схема отстойника ОГ-200 показана на рис. 23. Он представляет собой емкость вместимостью 200 м³, разделенную перегородками на три отсека. Отсек I предназначен для отделения полусвязанной воды из нефтяной эмульсии, отсек II — для окончательного обезвоживания нефти, отсек III — для сброса отделившейся пластовой воды.

При подготовке легких нефтей после подогрева в блочных нагревателях необходимо полностью отделить

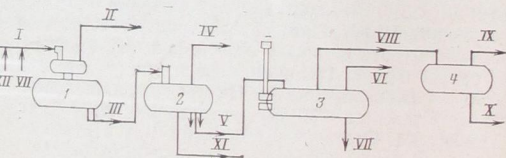
свободный газ, чтобы не нарушался процесс отстоя. Для отделения газа из нагретой нефтяной эмульсии перед отстойниками устанавливают специальные сепараторы или предусматривают отстойники со встроенными сепараторами.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА УСТАНОВКАХ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Установки подготовки нефти с применением блочно-го оборудования. На нефтяных месторождениях в зависимости от объема добываемой нефти применяют два основных типа обезвоживающих установок: для небольших и средних месторождений, для крупных месторождений.

На рис. 24 показана принципиальная технологическая схема установки по обезвоживанию нефти на месторождениях с объемом добычи нефти до 2—3 млн. т/год.

Продукция обводненных скважин поступает по сборному коллектору I в сепаратор первой ступени I, где газ отделяется от нефти при давлении около 0,4—0,6 МПа. Отделившийся газ по линии II под давлением 0,4—0,6 МПа направляется непосредственно к потребителю или на установку по подготовке газа. Нефтяная эмульсия из сепаратора по трубопроводу III подается в сепаратор-делитель потока 2. Выделившийся газ из сепаратора-делителя 2 по линии IV и из подогревателя-эмульсатора 3 по линии VI поступает на установку подготовки газа, а отделившаяся в аппарате 2 пласто-



с. 24. Технологическая схема установки по обезвоживанию нефти для средних нефтяных месторождений:
 ввод эмульсии; II, IV, VI, VIII, IX — газ; III — эмульсия после первой ступени сепарации; V — эмульсия после сепаратора-делителя; VII, XI — вода; X — подготовленная нефть; XII — подача реагента

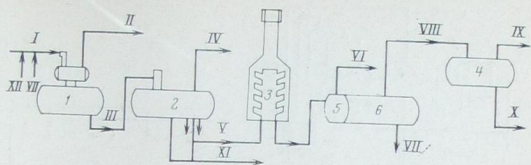


Рис. 25. Технологическая схема установки по обезвоживанию нефти для крупных нефтяных месторождений:
 1 — сепаратор первой ступени; 2 — сепаратор-делитель потока; 3 — печь; 4 — вакуумный сепаратор; 5 — встроенный сепаратор отстойника; 6 — отстойник (остальные обозначения как на рис. 24)

вая вода по линии XI — на установку подготовки воды.

Нефтяная эмульсия из сепаратора-делителя 2 по трубопроводу поступает в подогреватель-деэмульсатор — основной аппарат установок по обезвоживанию нефти. Из него обезвоженная нефть при повышенной температуре по трубопроводу VIII поступает в сепаратор 4. В подогревателе-деэмульсаторе газ и вода отделяются от нефти обычно при температуре 40—60 °С и давлении около 0,2—0,3 МПа, а окончательная сепарация проводится под вакуумом в вакуумном сепараторе 4.

Готовая нефть после горячей вакуумной сепарации по трубопроводу X поступает на прием насосов системы безрезервуарной сдачи нефти в магистральный нефтепровод, а газ по газопроводу IX подается на прием вакуум-компрессоров и далее на установку по подготовке газа.

На рис. 25 приведена принципиальная технологическая схема установки по обезвоживанию нефти для крупных месторождений с объемом добычи нефти 5—10 млн. т/год. На этой схеме вместо подогревателя-деэмульсатора установлено два аппарата: нагреватель 3 и отстойник 6 со встроенным в него сепаратором 5.

На установках большой производительности из-за ограниченной мощности одного нагревателя их требуется устанавливать несколько штук (иногда до 10—12), что создает определенные трудности при эксплуатации.

Установки подготовки нефти с использованием стационарного оборудования. На месторождениях нефти применяют стационарные установки по термохимическо-

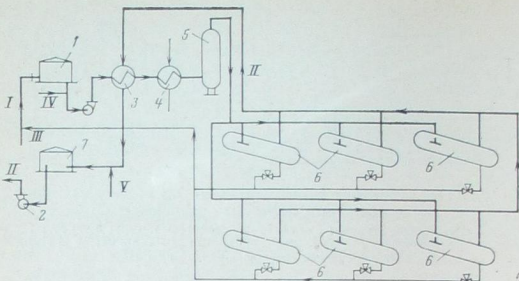


Рис. 26. Технологическая схема по обезвоживанию нефти:
 I — обводненная нефть; II — обезвоженная нефть; III — соленая вода; IV — деэмульгатор; V — обводненная легкая нефть

у обезвоживанию нефти (ТХУ), электрическому обезвоживанию нефти (ЭЛОУ) и установки комплексной подготовки нефти (УКПН), на которых помимо обезвоживания и обессоливания осуществляется стабилизация нефти.

Установки по термохимическому обезвоживанию нефти. На рис. 26 показана технологическая схема по обезвоживанию нефти. Нефть с промысла поступает в сырьевую емкость I, перед которой она смешивается с горячей соленой водой, сбрасываемой из отстойников 6. При этом нефть за счет тепла воды подогревается до $50-55^{\circ}\text{C}$. Подогретая нефть поступает на прием насосов 2, куда также подается деэмульгатор, который затем через теплообменники 3 и подогреватели 4 направляется в вертикальный отстойник 5. В теплообменниках нефть за счет отходящей безводной нефти подогревается до 90°C , а в пароподогревателях — до $160-170^{\circ}\text{C}$. Вертикальный отстойник в основном предназначен для вымывания механических примесей. Для этого его до определенного уровня заполняют соленой водой, а нефть подают таким образом, чтобы обеспечивался полный контакт ее с водой. Вода с механическими примесями из вертикального отстойника периодически сбрасывается. Нефтяная эмульсия из вертикального отстойника поступает в две секции отстойников,

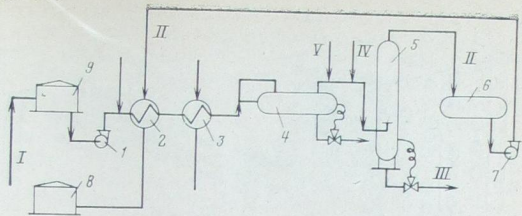


Рис. 27. Технологическая схема по обессоливанию нефти:
 I — обводненная нефть; II — обессоленная нефть; III — соленая вода; IV — свежая вода; V — деэмульгатор

установленных с некоторым наклоном. Ввод нефти осуществляется попеременно в одну или другую секцию отстойников. Обезвоженная нефть из отстойников под остаточным давлением поступает в сырьевые теплообменники, из которых отдав свое тепло обводненной нефти и охладившись при этом до $80-90^{\circ}\text{C}$, направляется в товарные резервуары.

Перед входом обезвоженной нефти в резервуары в нее подкачивается легкообводненная нефть, в результате чего температура ее снижается до 60°C .

Другие тепломеханические установки, работающие под давлением, отличаются друг от друга режимными показателями (температура, давление), аппаратным оформлением, видом подогревателей (огневой или паровой), типом теплообменной и отстойной аппаратуры. Принцип работы технологической схемы почти полностью сохраняется.

На некоторых нефтяных промыслах эксплуатируются установки для обессоливания (рис. 27). Обводненная нефть с промысла поступает в резервуар 9, а затем на прием насосов 1, которыми через теплообменники 2 и подогреватели 3 подается в отстойники 4. В теплообменниках нефть за счет тепла отходящей обессоленной нефти подогревается до $25-30^{\circ}\text{C}$, а в подогревателях насыщенным водяным паром — до $65-70^{\circ}\text{C}$. На выкид сырьевого насоса подается деэмульгатор. Отстоявшаяся обезвоженная нефть из отстойников под остаточным давлением смешивается с водой и поступает в электродегид-

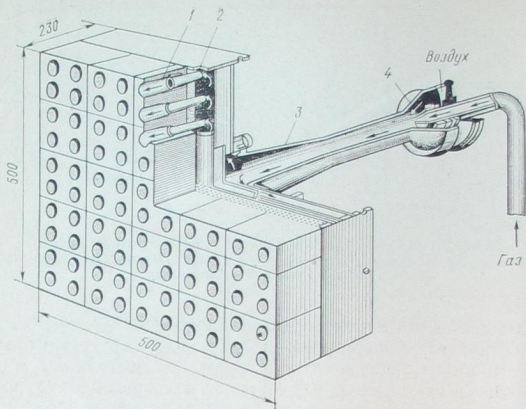


Рис. 28. Беспламенная панельная горелка ГБП-160:

1 — труба центрального экрана; 2 — труба подового экрана; 3 — панели горелок; 4 — трубы змеевика конвекционной части печи

раторы 5 промышленной частоты, где после отработки в электрическом поле отстаивается от отделившейся воды. Обессоленная нефть через промежуточную емкость 6 и сырьевые теплообменники 2 насосом 7 отводится в товарные резервуары промысла 8. В теплообменниках обессоленная нефть, отдав все тепло поступившей нефти, охлаждается до 35°C .

Для подогрева нефтяной эмульсии широко используются трубчатые печи или печи с панельными горелками (печи беспламенного горения). В этих печах тепло для нагрева нефти в трубах передается от стенок топки, составленных из панельных горелок (рис. 28). Каждая горелка имеет индивидуальный инжектор, который вместе со струей топливного газа засасывает необходимое для сжигания количество воздуха. Затем газозвушная смесь поступает в распределительную камеру горелки, а из нее — в керамические туннели, равномерно расположенные по всей излучающей поверхности горелки. Полное сгорание хорошо подготовленной смеси заканчивается в туннеле на участке длиной 65—70 мм.

На установках комплексной подготовки нефти осуществляют ее обезвоживание, обессоливание и стабилизацию. Процесс обезвоживания нефтяных эмульсий на УКПН ничем не отличается от этого процесса на стационарных термохимических установках. Для обессоливания нефти на УКПН в поток обезвоженной нефти добавляют пресную воду и тщательно перешивают ее, создавая искусственную эмульсию которая затем поступает в отстойники, где происходит отделение воды. В некоторых случаях для ускорения отделения воды искусственную эмульсию пропускают через электрогидраторы. Установки подготовки нефти, на которых проводят обезвоживание и обессоливание с использованием электрогидраторов, называются электрообессоливающими (ЭЛОУ).

Процесс стабилизации нефти, под которым понимают отделение от нее легких (пропан-бутановых и частично бензоловых) фракций, осуществляется в специальных стабилизационных колоннах под давлением и при повышенных температурах. После отделения легких углеводородов из нефти последняя становится стабильной и может транспортироваться до нефтеперерабатывающих заводов без потерь. Отделившись в стабилизационной колонне, легкие фракции конденсируются и перекачиваются на газофракционирующие установки или газобензиновые заводы для дальнейшей переработки.

Принципиальная технологическая схема установки комплексной подготовки нефти представлена на рис. 1. Нефть тремя самостоятельными потоками поступает в промывочную колонну 1, где она за счет тепла воды, циркулирующей с деэмульсаторов и отстойников, нагревается до 35—40 °С и освобождается от включений свободной воды и механических примесей. Затем нефть опускается в нижнюю часть колонны. В верхнюю ее часть поступает соленая вода, подогретая до 65—75 °С. Благодаря разности плотностей нефть поднимается вверх через слой опускающейся соленой воды, при этом за счет тепла воды она подогревается до указанной температуры, освобождается от крупнодисперсной воды и механических примесей, если они имеются. Нефть из верхней части колонны, где поддерживается ее постоянный уровень, поступает на прием сырьевых насосов 2, которые подают ее через теплообменники 3 и подогреватели

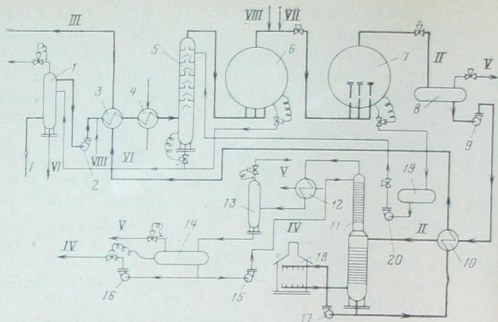


Рис. 29. Технологическая схема установки комплексной подготовки нефти:

I — обводненная нефть; II — обессоленная нефть; III — стабильная нефть; IV — нестабильный бензин; V — газ; VI — соленая вода; VII — свежая вода; VIII — деэмульгатор

4 в деэмульсационную колонну 5 (деэмульсатор). В теплообменниках за счет тепла отходящей стабильной нефти температура обрабатываемой нефти повышается до $70-77^{\circ}\text{C}$, и нефть поступает в нижнюю часть деэмульсатора. В верхнюю часть деэмульсатора подается вода, с температурой 70°C , сбрасываемая с электродегидраторов и содержащая частично неотработанный реагент, подаваемый в систему перед электродегидраторами. Нефть, поднимаясь вверх через слой спускающейся горячей воды, окончательно обезвоживается, частично обессоливается и под остаточным давлением ($0,8\text{ МПа}$) с верхней части колонны поступает в отстойники 6. Последние установлены на случай, если вследствие нарушения режима работы деэмульсатора и неравномерности его загрузки с нефтью будет выноситься повышенное количество воды, что нарушает нормальное течение процесса обессоливания.

В отстойниках осуществляется окончательный отстой нефти. Нефть из верхней части отстойников под остаточным давлением поступает на обессоливание в шаровые электрогидраторы 7. Перед поступлением в электрогидратор нефть проходит эмульсионный клапан, предназначенный для интенсификации перемешивания неф-

и с подаваемыми деэмульгаторами и пресной водой. Пресная вода перед подачей на смешение подогревается до 80°C в паровых трубчатых подогревателях мягким паром, подаваемым под давлением $0,3\text{ МПа}$.

В электродегидратор нефть поступает тремя потоками, проходит межэлектродное пространство, освобождается от воды, солей и из верхней части аппарата поступает в промежуточную емкость 8. Отделившаяся обессоленная вода из нижней части электродегидратора отводится в промежуточные емкости 19, откуда насосами 20 подается в верхнюю часть деэмульгатора. В электродегидраторе поддерживается давление $0,5\text{—}0,7\text{ МПа}$ и уровень раздела фаз нефть—вода. Обессоленная нефть из промежуточной емкости 8 забирается центробежным насосом 9 и направляется через теплообменник стабилизированной нефти 10 в зону питания стабилизационной колонны 11.

Для нормального течения процесса ректификации в нижней части колонны поддерживается определенная технологическим расчетом температура. Для этого из каждой стабилизационной колонны нефть забирается центробежным насосом 17, пропускается через печь 18 и подается в нижнюю часть колонны, откуда под остаточным давлением она направляется в две группы теплообменников, где отдает свое тепло сначала обессоленной, а затем сырой нефти, охлаждаясь при этом до $40\text{—}45^{\circ}\text{C}$. Затем нефть поступает в резервуары товарного парка.

Верхний продукт с температурой 94°C проходит конденсаторы-холодильники 12, охлаждается до 30°C , в результате чего конденсируется, а затем поступает в бензоотпараторы 13, где за счет уменьшения скорости движения смеси происходит отделение конденсата бензина от конденсата воды газов. Отделившаяся вода сбрасывается в канализацию, а бензин отводится в промежуточную емкость 14, откуда одна часть его насосом 15 подается на орошение верха стабилизационной колонны 11 для поддержания температуры, другая часть насосом 16 подается в буферные емкости склада готовой продукции газобензинового завода.

Основными аппаратами, определяющими эффективность работы УКПН наряду со стабилизационными колоннами, являются электродегидраторы (шаровые или

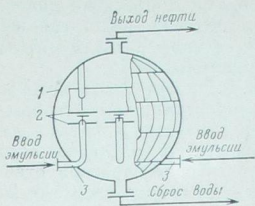


Рис. 30. Шаровой электродегидратор

горизонтальные). Шаровые электродегидраторы (рис. 30) представляют собой емкость сферической формы 1, оборудованную тремя парами горизонтальных электродов 2 и тремя стояками 3 для ввода нефтяной эмульсии. Расстояние между электродами (от 140 до 170 мм) может регулироваться специальным устройством. Электроды имеют диаметр до 3 м, питаются током вы-

сокого напряжения промышленной частоты 50 Гц. Напряжение тока, подаваемого на электроды, достигает 30 тыс. В. Нефтяная эмульсия в межэлектродные пространства электродегидратора вводится по стояку 3, оканчивающемуся распределительной головкой. Размеры щелей для ввода эмульсии в распределительных головках можно регулировать от 0 до 25 мм вращением штурвала тяги распределительной головки.

Под действием сил электрического поля форма глобул воды в нефтяной эмульсии непрерывно изменяется, что способствует разрушению нефтяной эмульсии, слиянию глобул воды и их осаждению. Отделившаяся вода сбрасывается в канализацию из нижней части электродегидратора, а освободившаяся от воды и солей нефть выходит из верхнего патрубка. Шаровые электродегидраторы имеют диаметр 10,5 м, объем 600 м³, производительность 10 тыс. т/сут по обессоленной нефти.

Категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности принимаются по перечням, утвержденным Миннефтепромом. Территория площадок под установки комплексной подготовки нефти подразделяется на три зоны: производственная (нефтенасосные здания, электродегидраторы, сепараторы, узлы учета нефти, пункты управления задвижками, отстойники, очистные сооружения и другие сооружения пожаро- и взрывоопасных производств, а также вспомогательные здания и сооружения, по характеру производства связанные с технологическим процессом), сырьевых и товарных парков нефти и нефтепродуктов (резервуары, сливные и

наливные устройства, причалы, насосные и необходимые помещения и сооружения, непосредственно связанные с обслуживанием сырьевых и товарных парков), административно-хозяйственная и подсобно-вспомогательная (здания управления, бытовые помещения, узлы связи, столовые, конторы, механические и деревообрабатывающие мастерские, склады оборудования, материально-технические склады, гаражи, лаборатории, пожарные депо, пожарные посты и др.).

Площадь наружных площадок под технологические установки при высоте этажерок и оборудования до 30 м не должна превышать 5200 м², 30 м и более — 3000 м². Три большей площади площадка под установку должна делиться на секции, расстояние между которыми 15 м. Ширина площадки под установку при высоте этажерок оборудования до 18 м не должна превышать 42 м; более 18 м — не более 36 м. Высотой установки считается максимальная высота этажерок или оборудования, занимающих не менее 30% общей площади площадки.

Здания и сооружения должны быть не ниже II степени огнестойкости.

В одном здании с взрыво- и пожароопасным производством (нефтенасосные, компрессорные и другие помещения, в которых могут быть горючие пары и газы плотностью более 0,8 относительно воздуха) разрешается размещать следующие подсобно-вспомогательные помещения, обслуживающие непосредственно данный технологический процесс: воздушную компрессорную, насосную для перекачки воды на охлаждение двигателей, помещение управления, электроподстанцию, распределительное устройство, машинные залы двигателей, помещение для хранения и регенерации масел, слесарные (без станочного оборудования), бытовые и служебные помещения, вентиляционные камеры, помещения кондиционеров и др. При этом непосредственно к помещению взрыво- и пожароопасным производством следует приравнять, как правило, вентиляционные камеры. Подсобно-вспомогательное помещение следует отделять от основного помещения глухой газонепроницаемой и несгораемой стеной с пределом огнестойкости не менее 75 ч. При необходимости подсобно-вспомогательные помещения, за исключением трансформаторных и распределительных подстанций, могут сообщаться с по-

мещением с взрыво- и пожароопасным производством через тамбур-шлюз с двумя samozакрывающимися дверями, имеющий гарантированный подпор воздуха.

Полы подстанций, распределительных устройств и пунктов, помещений управлений должны быть подняты на 0,5 м, а дно кабельных каналов — на 0,15 м по отношению к полам помещений со взрывоопасным производством и наружной площадке. В эти помещения должен быть обеспечен гарантированный подпор воздуха. Отметка полов подсобно-вспомогательных помещений не должна быть ниже отметки полов помещений с взрыво- и пожароопасным производством.

Вводы кабелей в подстанции, распределительные устройства и пункты необходимо выполнять над поверхностью земли или покрытием площадки на высоте не менее 0,15 м. Отверстия после ввода кабелей следует тщательно уплотнять и заделывать несгораемым материалом.

Помещения с взрыво- и пожароопасным производством и помещения с нормальной средой должны иметь отдельную вентиляцию.

Перегородки зданий, наружных этажерок, постаментов, эстакад рекомендуется покрывать огнезащитным вспучивающим материалом ВПМ-2.

Запрещается располагать оборудование с пожаро- и взрывоопасными средами над и под вспомогательными помещениями (бытовыми, конторами и т. п.).

В помещениях со взрывоопасным производством не допускается размещать оборудование и аппаратуру, не связанные с технологическим процессом. Исключения составляют вентиляционные агрегаты вытяжных систем при сооружении объектов в северной строительной-климатической зоне с температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже.

Из помещения насосной по перекачке нефти и нефтепродуктов с площадью пола более 110 м² должно быть не менее двух эвакуационных выходов. Двери и окна должны открываться наружу. Выходы из производственных помещений в сторону наружных взрыво- и пожароопасных установок следует считать эвакуационными, если расстояние от выхода до этажерок, оборудования и аппаратуры наружной установки (кроме эстакад для трубопроводов) составляет не менее 10 м.

В стене производственного здания допускается устраивать выходы на наружную установку, расположенную около него и связанную с ним, при защите их самозакрывающимися противопожарными дверями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч и пандусом высотой не менее 0,15 м. В расчет путей эвакуации эти выходы не включаются. Кроме того, расстояние от выходов до аппаратов и емкостей, расположенных на наружной установке, должно быть не менее 4 м.

Для изоляции поверхностей аппаратов, емкостей и грубопроводов, имеющих температуру стенки 45°C и более, применяют только негорючие материалы.

Насосные агрегаты следует располагать, как правило, на открытых площадках или под навесами из негорючих материалов. При расположении насосов под этажерками (постаментами), на которых располагается нефтеносная аппаратура, перекрытие над насосами должно быть с пределом огнестойкости 0,75 ч. Если на площадках и перекрытиях этажерок установлены аппараты и оборудование с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями объемом более 5 м³ каждый, то они должны быть сплошными и непроницаемыми для жидкостей и ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м с пандусом у выходов на лестницы. Для отвода разлившихся жидкостей и атмосферных вод площадки и перекрытия этажерок должны иметь не менее двух сливных стояков диаметром не менее 200 мм, присоединенных через гидрозатворы к производственной канализации или специальным емкостям.

На покрытии отдельно стоящих одноэтажных зданий технологических насосных с взрыво- и пожароопасным производством разрешается размещать в один ярус ходильники, конденсаторы (кроме погружных), теплообменники и рефлюксные емкости. При этом покрытие должно иметь предел огнестойкости не менее 0,75 ч и борт по периметру высотой не менее 0,15 м.

При пяти основных рабочих насосах по перекачке нефти и нефтепродуктов узлы задвижек могут размещаться в одном помещении с насосами, при большем числе насосов узлы задвижек следует выносить из помещения насосов.

При компоновке оборудования в машинных залах

компрессорных необходимо предусматривать основные проходы по фронту обслуживания компрессорных агрегатов при наличии постоянных рабочих мест шириной не менее 1,5 м.

Расстояние от оборудования до стен здания должно быть не менее 1 м; проходы для периодического обслуживания — шириной не менее 0,7 м.

Трубопроводы следует размещать так, чтобы они не пересекали проходы и были доступны для обслуживания и ремонта. Прокладка трубопроводов над полом через проход (вдоль фронта компрессоров) не допускается.

Продувочные свечи наружных установок следует располагать от зданий на расстоянии не менее 15 м. Свеча должна быть выведена выше зоны аэродинамической тени ближайших зданий, но не менее чем на 1 м выше самой верхней точки окружающих ее зданий.

Для аварийного отключения технологических установок на входе и выходе трубопроводов следует устанавливать арматуру с дистанционным управлением. Отключающая арматура устанавливается не ближе 15 м и не далее 50 м от ближайших зданий и аппаратов установки.

Жидкость и газ после продувки технологической аппаратуры и все другие сбросы газа и жидкости при работе и остановке оборудования должны собираться в продувочную емкость-конденсатор, соединенную с факелом для сжигания газа. При наличии в аппаратах и трубопроводах газового конденсата проводить продувку непосредственно в атмосферу не допускается.

Дренировать воду из сепараторов, емкостей и резервуаров следует, как правило, закрытым способом. Все аварийные задвижки с дистанционным и автоматическим управлением должны иметь ручное управление.

Наземную аварийную емкость, предназначенную для слива горючей жидкости из печей и аппаратуры, для предотвращения разлива при вскипании, следует ограждать несгораемой стеной или обвалованием на высоту не менее 0,5 м.

Перед розжигом печи трубопроводы подачи топлива ко всем неработающим форсункам должны быть отглушены. Зажигать форсунки без предварительной продувки камеры сгорания водяным паром запрещается.

Продувку следует вести не менее 15 мин после появления пара из дымовой трубы.

Перед зажиганием форсунок печи, работающей на азотом топливе, необходимо проверить: плотно ли закрыты рабочие и контрольные вентили на всех форсунках, спущен ли конденсат из топливной линии, продукта и топливная линия газом на свечу или факельную линию. Если газ по какой-то причине не загорелся или форсунки потухли, необходимо закрыть рабочий вентиль, продуть топку и газопровод, идущий к форсункам, а затем повторить зажигание форсунки.

После монтажа или ремонта печей обвязочные трубопроводы и панельные горелки должны быть продуты азотом или инертным газом. Прежде чем приступить к розжигу панельных горелок, необходимо убедиться в том, что давление газа в коллекторах отвечает заданным нормам. При розжиге панельных горелок необходимо через смотровое окно ввести зажженный факел, сместить его перед одной из горелок, открыть вентиль подачи газа и проверить через смотровое окно, зажжена ли горелка. Дальнейшее зажигание горелок должно проводиться по принципу «последующая от предыдущей». Давление топлива, поступающего в печь на стоянии, должно поддерживаться на заданном уровне с помощью автоматических регуляторов давления. Одновременно должна быть предусмотрена световая и звуковая сигнализация, извещающая обслуживающий персонал об изменении установленного режима давления.

При работе печей необходимо, чтобы все форсунки были одинаково загружены и факелы не касались поверхности змеевиков.

На трубопроводах как жидкого, так и газообразного топлива должна быть установлена задвижка, позволяющая одновременно прекратить подачу топлива ко всем форсункам. Задвижка должна находиться не ближе 1 м от печи.

Запрещается эксплуатировать трубчатые печи с неравными двойниками, пропускающими продукт. Натяжные болты для уплотнения пробок двойников можно подтягивать только после снижения давления в трубах до атмосферного. Подтяжка болтов во время эксплуатации печи запрещается. При обнаружении на трубах

водой и продуть. Ремонтируемые теплообменники должны быть отключены от действующих аппаратов. Разлитые нефтепродукты при открытии теплообменника должны быть смыты водой.

Вывод ректификационных колонн на режим должен проводиться в технологическом регламенте. Показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите в операторной, должны периодически проверяться дублирующими приборами, установленными непосредственно на колоннах.

Использование мерных стекол для измерения уровня жидкости в колоннах запрещается. Измеритель уровня в колоннах должен быть безопасным в пожарном отношении. Перед открытием нижнего люка ректификационных колонн в аппарат необходимо подать пар или иметь наготове подключенный к паровой гребенке шланг на случай загорания кокса или других самовоспламеняющихся остатков.

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОВОДОВ

Бурные темпы роста добычи и использования нефти в народном хозяйстве требуют значительного расширения сети магистральных трубопроводов.

Особенности современных магистральных трубопроводов—значительная протяженность, большие диаметры, давление и пропускная способность, сложное оборудование головных и промежуточных станций. Трубопроводы длиной от нескольких десятков до нескольких тысяч километров проходят через разные географические зоны: по полям, вдоль дорог, мимо населенных пунктов, промышленных объектов, пересекают естественные и искусственные препятствия.

В комплекс сооружений магистральных трубопроводов входят головные сооружения, магистральные трубопроводы, насосные станции, автоматические системы и устройства, ремонтно-восстановительные пункты, подогревающие станции, трубопроводы-отводы к попутным потребителям продукта, наливные станции, подводящие трубопроводы. Помимо этого к оборудованию и сооружениям относятся установки средств связи, сигнализации, пожаротушения, защиты от почвенной коррозии,

суждающих электрических токов и атмосферного электричества.

Пожарная опасность при эксплуатации магистральных трубопроводов характеризуется наличием легко воспламеняющихся и горючих жидкостей под давлением в больших количествах, которые при нарушении герметичности оборудования могут разливаться по территории и при наличии источника воспламенения — гореть на большой площади. Особую опасность при этом представляют нефтепродукты, расположенные в более высоких точках местности, что создает опасность свободного растекания продукта в низины, а также вблизи рек, водоемов, железных и шоссейных дорог и других коммуникаций, которые могут служить путями свободного растекания.

При проектировании и эксплуатации трубопроводов должны быть соблюдены следующие требования безопасности. Магистральные нефтепроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса: I класс — от 1000 до 1400 мм, II — от 1000 до 500, III — от 500 до 300, IV — менее 300 мм.

В зависимости от местности, условий работы и контроля сварных соединений магистральные трубопроводы на участках подразделяются на четыре категории. К первой, наиболее ответственной категории отнесены подводные и надводные переходы через судоходные водные преграды, подвесные переходы через несудоходные русла рек с зеркалом воды в межень 25 м и более.

Прокладка магистральных трубопроводов по территории городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций и других аналогичных сооружений, а также под автомобильными дорогами, электрическими и телефонными кабелями и трубопроводами, по мостам железных и автомобильных дорог не допускается.

При прокладке магистральных нефтепроводов около населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на расстоянии от них не менее 200 м, с напорной стороны от трубопровода устраивают канаву отвода разлившейся при аварии перекачиваемой жидкости, а с нагорной стороны — канаву для отвода сточных вод. Вынутый из нижней канавы грунт складывают с низовой стороны в виде правильной призмы,

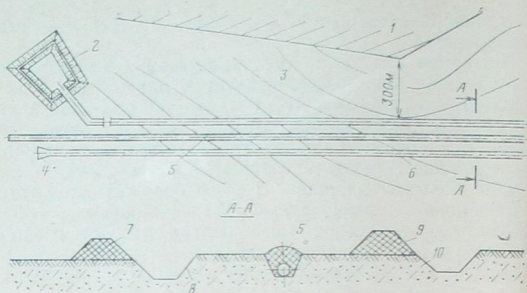


Рис. 31. Схема защиты населенного пункта:

1 — населенный пункт; 2 — емкость 2000 м³; 3 — отводная канава с валиком; 4 — сброс воды из нагорной канавы; 5 — нефтепровод; 6 — нагорная канава с валиком; 7 — отводной валик; 8 — отводная канава для отвода; 9 — нагорный валик; 10 — нагорная канава

которая служит дополнительной мерой защиты (рис. 31).

На трубопроводах через каждые 30 км должна устанавливаться запорная арматура. Кроме того, запорная арматура предусматривается на обоих берегах водной преграды при ее пересечении в две и более нитки в начале каждого ответвления от магистрального трубопровода. На нефтепроводах в местах перехода через реки она устанавливается для прохождения их на отметках выше городов и других населенных пунктов на расстоянии не менее 700 м и должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

При диаметре менее 1000 м глубина заложения трубопровода до верха трубы должна быть не менее 0,8 м; при диаметре 1000 м — более 1 м; на болотах или торфяных грунтах — 11 м; в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований, — 1 м.

Переходы магистральных нефтепроводов через реки и каналы предусматриваются ниже (по течению) мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов и других аналогичных объектов. При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более

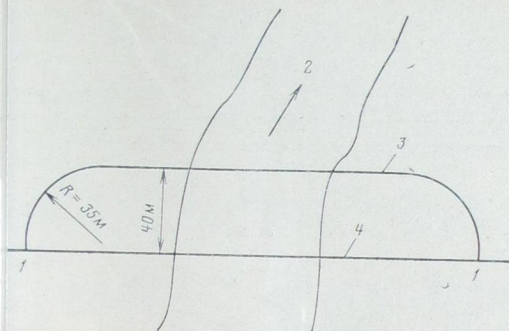


Рис. 32. Схема прокладки нефтепровода через реку:

1 — узел подключения с колодезем; 2 — река; 3 — резервная нитка; 4 — основная нитка

В местах пересечения водных преград трубопроводами предусматривается прокладка резервной нитки (рис. 32).

Магистральные трубопроводы на болотах и заболоченных участках в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима могут прокладываться непосредственно в грунт (подземная прокладка), на поверхности болота с последующей отсыпкой насыпи (подземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка).

Участки подводных переходов магистральных трубопроводов, прокладываемых в траншее по дну водоема, через болота или заливаемые поймы, защищают от вымывания пригрузкой (балластировкой).

Подземные переходы магистральных трубопроводов через железные и автомобильные дороги устраивают в местах прохождения дорог в насыпях или в нулевых откосах, но не в выемках. Угол пересечения трубопровода с дорогами должен быть, как правило, 90° , но не менее 60° . Прокладка трубопроводов через тело насыпи не допускается. Участки перехода через железные и автомобильные дороги I—IV категорий заключают в защитный футляр (кожух) из стальных труб, внутренний диаметр которых должен быть на 300 мм больше

Глава 4

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Природные газы из чисто газовых месторождений обычно характеризуются крайне низким содержанием тяжелых углеводородов и относятся к сухим газам. Газы из газоконденсатных месторождений состоят из смеси сухого газа с пропан-бутановыми фракциями, ароматическими компонентами, газовым бензином и дизельным топливом. Нефтяные газы более богаты тяжелыми углеводородами, чем природные газы из чисто газовых месторождений, и представляют собой смесь сухого газа с пропаном, бутаном и газовым бензином. Физико-химические свойства основных компонентов, входящих в состав природных газов, приведены в табл. 3.

Кроме перечисленных компонентов в состав природного газа входят также сероводород H_2S , водород H_2 и др.

Таблица 3

Основные физико-химические свойства компонентов природного газа

| Газ | Химическая формула | Молекулярная масса, кг/моль | Плотность, кг/м ³ | Газовая постоянная, Дж/(кг·К) | Критическая температура, К | Критическое давление, МПа | Отношение теплоемкостей | Пределы взрываемости, % по объему | |
|-------------------|--------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------|
| | | | | | | | | нижний | высший |
| Метан | CH_4 | 16,04 | 0,7168 | 529,0 | 190,6 | 4,499 | 1,309 | 5,0 | 15,0 |
| Этан | C_2H_6 | 30,07 | 1,3440 | 282,0 | 306,0 | 4,768 | 1,198 | 3,0 | 12,5 |
| Пропан | C_3H_8 | 44,09 | 1,9670 | 192,5 | 369,6 | 4,257 | 1,164 | 2,4 | 9,5 |
| Бутан | C_4H_{10} | 58,12 | 2,5980 | 145,9 | 425,0 | 3,995 | 1,144 | 1,9 | 8,5 |
| Двуокись углерода | CO_2 | 44,01 | 1,9768 | 192,7 | 304,0 | 6,654 | 1,300 | — | — |
| Азот | N_2 | 28,02 | 1,2505 | 302,6 | 126,0 | 3,394 | 1,400 | — | — |

Сероводород, а также двуокись углерода являются крайне нежелательными примесями, так как в присутствии воды они способствуют интенсивной коррозии внутренней поверхности труб. Кроме этого, сероводород является ядовитой примесью, содержание его в воздухе уже в количестве $0,02 \text{ г/м}^3$ вызывает отравление.

Бурение газовых скважин, а также технология добычи газа во многом характеризуются теми же приемами работы и конструкциями скважин, что и добыча нефти. Вместе с тем разработка газовых месторождений имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при проведении пожарно-профилактических работ.

Прежде всего необходимо помнить о том, что в данном случае приходится иметь дело с пожароопасным агентом, находящимся в другом агрегатном состоянии, чем нефть. По сравнению с нефтью, газ имеет меньшую плотность, поэтому при эксплуатации газовой скважины отсутствует такой фактор, как противодавление столба жидкости на забой скважины. В силу этого давление в верхней части колонны и на устье газовой скважины значительно ближе к пластовому давлению, чем в нефтяной скважине. Соответственно возрастает и возможность возникновения на скважине таких пожароопасных осложнений, как разгерметизация устья с открытым фонтанированием.

Кроме этого, низкая по сравнению с нефтью вязкость газа способствует возникновению его утечек через неплотности в колоннах и трубопроводах. Цементирование газовой скважины должно обеспечивать надежную герметизацию ствола. Опыт показал, что даже незначительные погрешности в цементировании приводят к миграции газа через имеющиеся неплотности в другие пористые пласты и могут повлечь истощение залежи. С точки зрения противопожарной защиты такая миграция газа крайне нежелательна из-за возможности выхода газа на поверхность земли в самых непредвиденных местах. Если глубина, на которой произошла утечка газа, велика, то газ, перетекая в вышележащие горизонты, может через трещины, колодцы и ранее пробуренные скважины выйти на поверхность в виде так называемых грифонов. Грифонообразование является одним из наиболее тяжелых осложнений, ликвидация которого требует значительного времени и средств. Если глубина,

на которой произошла утечка газа, невелика и в близлежащих породах отсутствуют каверны и проницаемые пласты, то газ по контакту «цемент—порода» может выйти на поверхность непосредственно у устья скважины, где образуется кратер или котлован.

Подобные прорывы газа, сопровождающиеся образованием грифонов и кратеров, могут охватывать обширную территорию с возникновением острой пожароопасной ситуации на промышленных и жилых объектах, зачастую расположенных на значительном удалении от устья аварийной скважины.

Таким образом, одна из основ обеспечения пожарной безопасности при разработке газового месторождения — это высокое качество работ по креплению скважины в точном соответствии с геолого-техническим нарядом, а также надежная герметизация устья скважины.

В общем случае при бурении и эксплуатации газовых скважин действуют те же принципы противопожарной защиты, что и при бурении и эксплуатации нефтяных скважин.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА ПРОМЫСЛАХ

Как указывалось выше, пожарная безопасность бурения газовых скважин обеспечивается в основном теми же требованиями, что и при бурении нефтяных скважин. Однако после извлечения содержимого газового пласта на поверхность земли дальнейшая обработка продукции газовой скважины требует особых противопожарных мер, обусловленных рядом особенностей, отличающих горючие газы от горючих жидкостей.

К таким особенностям относятся низкая по сравнению с жидкостью вязкость газа, что порождает повышение требования к его надежной герметизации; трудность визуального обнаружения утечек газа при разгерметизации оборудования; способность горючих газов с воздухом создавать взрывоопасные смеси; возможность образования взрывоопасных зон значительной протяженности при утечке газа.

Указанные особенности должны учитываться при разработке пожарно-профилактических мероприятий,

связанных со сбором и подготовкой продукции скважин на газовых промыслах.

Газ, выходящий из скважины, содержит жидкие (вода, конденсат) и твердые (частицы породы) примеси, которые по количеству и составу неодинаковы для различных месторождений. Иногда состав и количество примесей колеблется и у разных скважин одного месторождения.

Появление воды в продукции скважины чаще всего бывает связано с наличием подошвенных вод у забоя и связанной воды в порах пласта. Иногда вместе с продукцией скважины выносятся также техническая вода и промывочный раствор, процесс выноса которых продолжается в ряде случаев довольно длительное время. Эти примеси, а также твердые частицы, содержащиеся в газе, приводят к усиленной коррозии оборудования, образованию гидратов или льда во внутренних полостях оборудования, разъеданию стенок арматуры и нарушению ее герметичности.

Гидраты природных газов представляют собой белые кристаллические вещества, молекулы которых состоят из одной молекулы данного углеводорода и нескольких молекул воды. Гидраты относятся к неустойчивым соединениям и при некоторых условиях легко разлагаются на газ и воду. Для образования гидратов необходимо, чтобы газ был насыщен парами воды, находился под достаточно высоким давлением и имел низкую температуру. При наличии в газе большого количества тяжелых углеводородов гидраты образуются в условиях сравнительно низких давлений и довольно высоких температур. К дополнительным факторам, благоприятствующим образованию гидратов, можно отнести также изменения направления газовой струи, что приводит к образованию застойных зон (например, на поворотах, в вентилях, задвижках и т. д.).

Для предупреждения образования и устранения образовавшихся гидратов применяют различные способы. На газовых промыслах наиболее распространен способ подачи метилового спирта (метанола) в газовую струю. Метанол разлагает гидраты путем поглощения воды, в результате чего в газовом потоке образуются спиртовые смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Метанол является легковоспламеняющейся

жидкостью, поэтому обращение с ним требует специальных мер пожарной безопасности. Для транспорта, хранения и перекачки метанола должны использоваться только герметичные системы (емкости и трубопроводы) с полностью исправными узлами и соединениями. Емкости для хранения метанола должны оборудоваться дыхательными и гидравлическими клапанами. Если существует опасность повышения давления в метанольной установке, на ней следует устанавливать предохранительный клапан.

Кроме ввода метанола, для борьбы с гидратами практикуют также подогрев оборудования до температур, при которых начинается разложение гидратов. Для подогрева используют горячую воду, водяной пар, дымовые газы. В ряде случаев образовавшиеся гидраты ликвидируют, продувая газ в атмосферу через имеющиеся отводы, в результате чего понижается давление в трубопроводе и создаются условия разложения гидратов. Одним из наиболее эффективных способов предупреждения образования гидратов является тщательная очистка газа от содержащейся в нем воды.

Для очистки газа как от жидких, так и от твердых примесей на газовых промыслах применяют различные типы сепараторов, действие которых основано на механическом отделении примесей от газа под влиянием сил тяжести, инерции или центробежных сил. Для удаления влаги, содержащейся в газе в парообразном состоянии, применяют влагоотделители, устанавливаемые у скважин. В отличие от сепараторов влагоотделители представляют собой аппараты, в которых путем изменения термодинамических условий, например понижения температуры, или применением реагентов стимулируют конденсацию парообразной влаги или ее поглощение реагентами.

На газопроводах, а иногда и у скважин устанавливают водосборники (дрипы), назначением которых является улавливание и удаление сконденсировавшейся влаги и других примесей. Наиболее распространенными являются водосборники горизонтального типа, которые представляют собой цилиндрические емкости, устанавливаемые под газопроводом. Сконденсировавшаяся влага стекает в водосборник, откуда накопившуюся жидкость удаляют продувкой.

Кроме водосборников на газовых промыслах широко используют вертикальные сепараторы (рис. 34), представляющие собой вертикальные цилиндрические сосуды. Вход газа осуществляется через боковой патрубков с направлением струи вниз. В сепараторе газ меняет свое направление, при этом уменьшается его скорость. Отделившиеся частицы накапливаются в нижней части сепаратора, откуда они периодически по мере накопления примесей удаляются через продувочную линию. Для предотвращения обмерзания и образования гидратов сепараторы помещают в специальные утепленные колодцы. В зависимости от дебита скважины устанавливают параллельно один, два или три сепаратора.

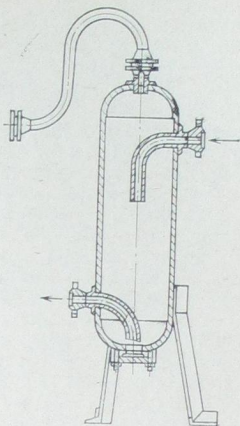


Рис. 34. Вертикальный сепаратор

Кроме вертикальных сепараторов применяют также вертикальные двухсекционные сепараторы, состоящие из двух вертикальных цилиндров, соединенных между собой последовательно.

Перечисленные виды сепараторов могут быть изготовлены непосредственно на месте. Кроме них на промыслах нашли применение сепараторы заводского изготовления, такие, как циклонные сепараторы различных типов, в которых для отделения примесей используют центробежные силы, возникающие при вращении газового потока.

Наиболее высокая степень очистки газа достигается, когда наряду с механической очисткой применяют гидравлические способы очистки путем пропуска газа через различные масла.

Сепараторы входят составной частью в промышленную систему сбора и подготовки газа и конденсата, которая

представляет собой сеть коммуникаций с установленными на ней оборудованием для очистки газа, измерения его физических параметров и учета добытого количества, регулирующими и предохранительными устройствами. Через эту систему газ от выкидных линий (манифольдов) скважин поступает в промысловый коллектор высокого или низкого давления (в зависимости от рабочего давления скважин) и в дальнейшем подается на головную компрессорную станцию или непосредственно потребителям.

Элементы газосборной сети являются общими для разных месторождений и состоят обычно из прискважинных сооружений, газоотводящих линий (манифольдов, шлейфов), отключающих задвижек, газосборного коллектора и контрольно-распределительного пункта.

При наличии на промысле скважин с разным давлением, что имеет место на многопластовых месторождениях, часто применяют отдельный сбор газа по нескольким газосборным сетям. По газосборной сети низкого давления собирается газ из низконапорных скважин для подачи близким потребителям или для использования на местные нужды. По сети высокого давления газ направляется дальним потребителям или подается на головную компрессорную станцию.

В ряде случаев газ низкого давления направляется на эжекционную установку или на промысловую компрессорную станцию и затем подается в сеть высокого давления. Это обычно производится тогда, когда газа высокого давления недостаточно, а газ низкого давления не может быть полностью использован на местные нужды вследствие отсутствия достаточного числа потребителей.

Пунктами сбора всего газа, поступающего из промысловых сетей и коллекторов, являются газосборные (ГСП) и контрольно-распределительные пункты (КРП). В них также измеряют и регулируют давление газа. Из ГСП газ направляется в магистральные газопроводы и к отдельным потребителям. Наиболее распространенная схема газосборного пункта приведена на рис. 35.

На газосборных и контрольно-распределительных пунктах устанавливают сепараторы для очистки газа, контрольно-измерительные приборы (счетчик-расходомер диафрагменного типа, манометры и термометры),

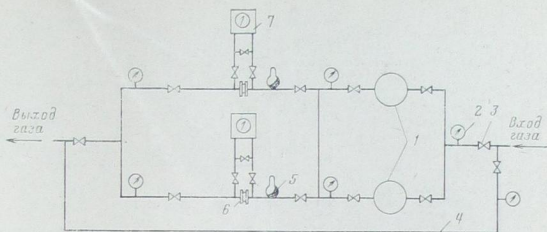


Рис. 35. Принципиальная схема газосборного пункта:

1 — сепаратор; 2 — указывающие манометры; 3 — отключающие задвижки; 4 — обводная линия; 5 — карманы для манометров; 6 — диафрагмы; 7 — расходомеры

регуляторы давления, предохранительные и регулирующие клапаны, метаноловые установки, одоризационные установки для придания газу специфического запаха с целью быстрого обнаружения его утечки.

Размещение зданий и сооружений на территории газового промысла необходимо осуществлять с соблюдением противопожарных разрывов, величины которых приведены в табл. 4.

Газосборные сети должны сооружаться в соответствии с требованиями СНиП и Указаний по определению толщины стенок труб промысловых газопроводов, конденсаторов, коллекторов и промысловых газовых сетей, утвержденных Мингазпромом. Тщательное соблюдение этих требований является одним из важнейших условий обеспечения пожарной безопасности газовых промыслов.

Труба факела для сжигания газа должна быть удалена от газокomppressorных и газораспределительных станций не менее чем на 100 м, а от других сооружений промысла, включая скважины, — не менее чем на 60 м.

Трубопроводы промысловой газосборной сети должны прокладываться с таким расчетом, чтобы исключить возможность их контакта с источником зажигания. Запрещается прокладка промыслового газопровода в одной траншее с кабельными линиями. Пересечение газопровода с кабелем допускается только с письменного разрешения организации, эксплуатирующей кабель, и

Таблица 4
 Наименьшие расстояния (в м) между зданиями и сооружениями, размещаемыми на площадке предприятия по добыче природного газа (головные сооружения, установки предварительной и комплексной подготовки газа и газового конденсата)

| Здания и сооружения | Наземные резервуары легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (метанола, бензина, масла, газового конденсата) объемом | | Сливно-наливные устройства железнодорожных и автомобильных цистерн | | Площадки отключающих устройств на входе газопроводов от скважин (шлейфов) | | Здания и сооружения, в которых размещается производственное оборудование с применением открытого огня (котельные и др.) | | Отдельно стоящие производственные здания категории Д (компрессорные станции, воздушные, насосные станции, доналожения, операторные, хранилища и др.) | | Ремонтно-механические и автомобильные мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные здания | | Насосные станции противопожарного водоснабжения, помещения хранения противопожарного оборудования и инвентаря, огнезащитных веществ | |
|--|---|---------------------------|--|---------------------------|---|---|---|---|--|---|--|---|---|---|
| | Менее 2000 м ³ | Более 2000 м ³ | Менее 2000 м ³ | Более 2000 м ³ | Дуктов и газа | Аппараты отневого нагрева технологий А, Б и Е | Технологические установки казановка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка |
| Дожимной компрессорный цех горючих газов, холодильная установка | * | 18 | 18 | 39 | 18 | 18 | 18 | 30 | 9 | 30 | 30 | 18 | 18 | |
| Технологические установки категорий А, Б и Е | ** | 15 | 15 | 18 | 15 | 15 | 15 | 30 | 9 | 30 | 30 | 18 | 18 | |
| Аппараты отневого нагрева продуктов и газа | 18 | — | 18 | 39 | 18 | 18 | 18 | 15 | 15 | 30 | 30 | 18 | 18 | |
| Наземные резервуары легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (метанола, бензина, масла, газового конденсата) объемом: | | | | | | | | | | | | | | |
| менее 2000 м ³ | * | 18 | 18 | — | — | — | — | * | * | * | 30 | * | * | |
| более 2000 м ³ | 39 | 18 | 18 | — | — | — | — | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | |
| Сливно-наливные устройства | | | | | | | | | | | | | | |

железнодорожных и автомобильных цистерн
 Площадки отключающих устройств на входе газопроводов от скважин (шлейфов)
 Здания и сооружения, в которых размещается производственное оборудование с применением открытого огня (котельные и др.)
 Отдельно стоящие производственные здания категории Д (компрессорные станции, воздушные, насосные станции водоснабжения, операторные, хлораторные и др.)
 Ремонтно-механические и автомобильные мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные здания
 Насосные станции противопожарного водоснабжения, помещения хранения противопожарного оборудования и инвентаря, огнегасящих веществ

| | | | | | | | | | | |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 18 | 15 | 18 | 15 | 18 | — | 30 | 18 | 30 | 18 | 18 |
| 18 | 9 | 18 | 30 | 39 | 30 | — | 9 | 30 | 30 | 18 |
| 30 | 30 | 15 | * | 39 | 30 | — | * | * | * | * |
| 9 | 9 | 15 | * | * | 18 | 9 | * | * | * | * |
| 30 | 30 | 30 | 30 | 39 | 18 | 30 | * | * | * | * |
| 18 | 18 | 18 | * | 39 | 18 | 18 | * | * | * | * |

Примечания: 1. * — расстояния принимаются в соответствии с главой СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий; ** — расстояния не нормируются. 2. К технологическим установкам следует относить установки сбора и первичной обработки газа, осушки его, низкотемпературной сепарации газа, приготовления и подачи ингибитора коррозии, обессуливания диэтиленгликоля, серочистки газа и газового конденсата, получения пропана, регенерации метанола, диэтиленгликоля, моноэтаноламина, насосные станции дерковосламеняющихся и горючих жидкостей, газораспределительные станции и др. 3. Термин «технологическая установка» обозначает производственный комплекс зданий, сооружений и оборудования, расположенный на отдельной площадке предприятия и предназначенный для осуществления технологического процесса по добыче природного газа. 4. Расстояния от негорючей стороны аппарата нагрева продуктов и газа до технологических установок допускается уменьшать до 9 м. 5. Расстояния для подземных резервуаров допускается уменьшать на 50%. 6. Расстояния от зданий и сооружений до закрытых и открытых электроподстанций распределительных устройств следует принимать по гл. VII Правил устройства электроустановок.

Должно выполняться в соответствии с действующими СНиП. Параллельная прокладка газосборных трубопроводов, а также пересечение их с кабелем должны производиться в соответствии с ПУЭ.

При прокладке кабельных линий параллельно с газопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и газопроводом должно быть не менее 1 м. Кабели, находящиеся от газопровода на меньшем расстоянии, но не менее 0,25 м, на всем протяжении сближения должны быть проложены в трубе. Параллельная прокладка кабелей над и под газопроводами в вертикальной плоскости не допускается.

Трубы газопроводов должны соединяться сваркой, фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, компенсаторов, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов.

Задвижки (краны) газопроводов должны устанавливаться в колодцах с крышками, открывающимися по всему периметру колодца. При наземной установке задвижек (кранов) последние должны быть ограждены.

Наземные и подземные газопроводы, транспортирующие нагретый газ, должны быть проложены по самокомпенсирующемуся профилю или оборудованы компенсаторами, число которых определяют расчетом.

Особых противопожарных мер требуют продувка и испытание вновь сооружаемых газосборных трубопроводов. Для проведения продувки и испытания приказом строительной организации создается специальная комиссия, куда входят представители строительной организации и заказчика и надзорных органов. Газопроводы испытываются жидкостью, воздухом или газом, который должен быть предварительно одорирован.

До начала продувки и испытания необходимо обеспечить воздушные линии электропередач, проходящие в опасной зоне, размеры которой определяются в соответствии с табл. 5.

Трубопроводы испытывают и продувают только в дневное время. При этом для наблюдения за состоянием газопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

вести наблюдение на закрепленных за ними участках газопровода;

Размеры опасной зоны при продувке и испытании промышленных газопроводов

| Условный диаметр трубопровода (D_y), мм | Минимальные расстояния от газопроводов, м | | |
|---|---|--------------------------------------|--|
| | при продувке полости | | при испытании в обе стороны трубопровода |
| | в обе стороны от трубопровода | в направлении вылета ерша или поршня | |

При продувке и испытании газом или воздухом

| | | | |
|-----------|-----|------|-----|
| До 300 | 40 | 600 | 100 |
| 300—500 | 60 | 800 | 150 |
| 500—800 | 60 | 800 | 200 |
| 800—1000 | 100 | 1000 | 250 |
| 1000—1400 | 100 | 1000 | 350 |

При продувке и испытании водой

| | | | |
|---------------------|----|-----|----|
| Независимо от D_y | 25 | 100 | 25 |
|---------------------|----|-----|----|

не допускать нахождение людей, животных и движение транспорта в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения;

немедленно оповещать руководителя работ о всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки и испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи газопровода.

При продувке газопровода запрещается подходить к продувочному патрубку.

Газопровод, испытанный воздухом, может быть введен в эксплуатацию только после вытеснения воздуха газом. Заполнять газопровод газом вплоть до полного вытеснения из продуваемого участка всего воздуха следует медленно. Вытеснение считается законченным, если в газопроводе содержание кислорода в газе не превышает 2%. Если при испытании газопровода газом в месте пересечения им железной и автомобильной дорог, а также вблизи населенного пункта произойдет разрыв газопровода, район должен быть немедленно оцеплен. Кроме того, должны быть выставлены знаки, запрещающие проезд и проход.

При эксплуатации промышленных газосборных сетей необходимо тщательно контролировать целостность коммуникаций и оборудования, содержащих газ под давлением, и принимать меры по немедленному устранению всех замеченных утечек газа.

Канализационные колодцы и другие подземные сооружения, расположенные на производственной территории и вдоль газопровода на расстоянии до 15 м по обе стороны от него, необходимо проверять на загазованность не реже трех раз в год, а в первый год эксплуатации газопровода — не реже одного раза в месяц.

При обнаружении газа в каком-либо из этих сооружений газопровод должен быть немедленно отключен произведены обследования и необходимый ремонт его, а также проверены на загазованность все другие подземные сооружения и здания, расположенные на указанном выше расстоянии по трассе газопровода. Наличие газа определяют газоанализатором. Результаты осмотров записывают в журнал.

Газопроводы необходимо осматривать и проверять на плотность по графику, утвержденному руководителем предприятия, ответственным за их эксплуатацию. Проверка на плотность газопроводов должна проводиться через три года после ввода их в эксплуатацию, а в последующее время — не реже одного раза в пять лет. Результаты проверки на плотность и осмотра газопровода заносят в журнал и оформляют актом.

На подземных газопроводах должны замеряться электрические потенциалы согласно графику, утвержденному руководством организации, отвечающей за эксплуатацию газопровода. При выявлении опасных зон блуждающих токов должны приниматься меры к защите от них газопроводов.

При разрыве газопровода необходимо немедленно отключить его. При необходимости ремонта или остановки на длительное время данный газопровод должен быть отключен от системы газопроводов.

Во избежание подсоса в вакуумную газосборную сеть необходимо:

обеспечить герметичность вакуумного коллектора, всех его ответвлений и устья скважины;

при отключении или разборке ответвлений вакуум-

ного коллектора от скважин закрывать запорные устройства и устанавливать на газопроводах заглушки.

При эксплуатации конденсатопроводов необходимо принимать меры по предупреждению опасных последствий в случае разрыва трубопровода и разлива вытекающего конденсата.

При разрыве конденсатопровода необходимо принять меры по отключению аварийного участка, а в местах его пересечения или прохождения вблизи железных, шоссейных или пешеходных дорог выставить знаки, запрещающие вход и въезд в опасную зону, а на шоссейных дорогах, кроме того, установить знаки, указывающие направление объезда. В ночное время следует выставлять посты.

После отключения аварийного участка линейными кранами следует освободить трубопровод от конденсата. Вылившийся конденсат после естественной дегазации должен быть засыпан свежим грунтом либо удален вместе с впитавшим его грунтом. Во время опорожнения трубопровода от конденсата должны быть открыты продувочные свечи. Если конденсат вылился в котлован, то огневые работы разрешается проводить только после очистки котлована и анализа воздушной среды на взрывоопасность.

В месте пересечения конденсатопроводов с трубопроводами любого назначения не должно быть сварных стыков на расстоянии не менее 3 м в каждую сторону, считая от стенки трубопровода.

Установки очистки, осушки и одоризации газа эксплуатируют в соответствии с общими правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов и инструкциями по технике безопасности, относящимися к каждой установке. Все виды аппаратов, емкостей и установок, работающих под давлением свыше 0,07 МПа, должны соответствовать требованиям Правил Госгортехнадзора СССР и Правилам безопасности при добыче и транспорте газа.

К обслуживанию установок допускаются только лица, прошедшие проверочные испытания по технике безопасности и противопожарным мероприятиям при работе на этих установках. Персонал, обслуживающий установки, должен знать свойства природного газа, ингибиторов и одорантов.

При эксплуатации пылеуловителей следует иметь в виду, что вследствие наличия в газе сероводорода (в результате его взаимодействия с металлом) образуются пирофорные соединения, которые на воздухе способны самовозгораться и, следовательно, могут явиться причиной взрыва и пожара. Поэтому пылеуловители перед вскрытием заполняют паром; во время очистки соединения должны поддерживаться во влажном состоянии путем обильного смачивания.

При обслуживании одоризаторов соблюдают правила обращения с одорантами, являющимися легковоспламеняющимися жидкостями, пары которых с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Для уменьшения объема выделяющихся паров одоранты желательно хранить в условиях низких температур, предпочтительно в подземных емкостях. Помещения одоризационных установок относятся к категории взрывопожароопасных, поэтому их изолируют от других помещений и они должны иметь отдельный вход.

Осмотр и ремонт всех аппаратов и емкостей выполняют только с разрешения главного инженера и в присутствии ответственного лица. До проведения каких-либо внутренних работ (включая осмотр и очистку) аппараты необходимо тщательно пропаривать, проветривать и проверять загазованность газоанализаторами (например, прибором ПГФ-11). На метанольных установках отводят специальное место для противопожарного инвентаря.

Обслуживающий персонал обеспечивается средствами индивидуальной защиты, соответствующей спецодеждой и инструментом. Проведение каких-либо огневых работ на территории установок допускается только при соблюдении требований специальных инструкций на производство этих работ на объектах магистральных газопроводов.

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Основным способом транспорта природного, а также нефтяного газов является перекачка их по магистральным газопроводам.

К магистральным газопроводам относятся трубопроводы, по которым транспортируют газ от районов его

добычи, производства или хранения до мест потребления (газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов и отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий).

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления транспортируемых газов подразделяются на два класса: к I классу относятся газопроводы при рабочем давлении газов 2,5 — 10 МПа; ко II классу — газопроводы при рабочем давлении газов 1,2—2,5 МПа. Кроме того, независимо от способа прокладки (подземной или наземной) магистральные газопроводы по диаметру подразделяются на две категории: IV категория — менее 1200 мм; III категория — 1200 мм и более.

Категории участков магистральных газопроводов устанавливаются по СНиП II-45—75. Например, переходы через водные преграды в зависимости от судоходности, величины зеркала воды в межень и способа прокладки относятся к I или III категории; переходы через железные и автомобильные дороги в зависимости от типа дороги — к I—III категориям и т. д.

В настоящее время магистральные газопроводы сооружают в основном диаметрами 1220 и 1420 мм (при давлении до 7,5 МПа) с пропускной способностью соответственно 15—25 млрд. м³/год, обеспечивающей высокую экономичность транспорта газа.

Магистральный газопровод включает в себя комплекс сооружений, обеспечивающих транспорт природного или нефтяного газа от газовых или нефтяных промыслов к потребителям газа. Состав сооружений зависит от назначения газопровода и включает следующие основные комплексы: головные сооружения, состоящие из систем газосборных и подводящих газопроводов, компрессорного цеха и установок очистки и осушки газа; линейные сооружения, состоящие из собственного магистрального газопровода с запорными устройствами, переходов через естественные и искусственные сооружения, станции катодной защиты, дренажных установок; компрессорные станции с установками по очистке газа, контрольно-распределительным пунктом для редуцирования газа на собственные нужды станции, а также подсобно-вспомогательными сооружениями (включая склады горючего, смазочного материала, установки регенерации масла и ремонтно-эксплуатационные блоки);

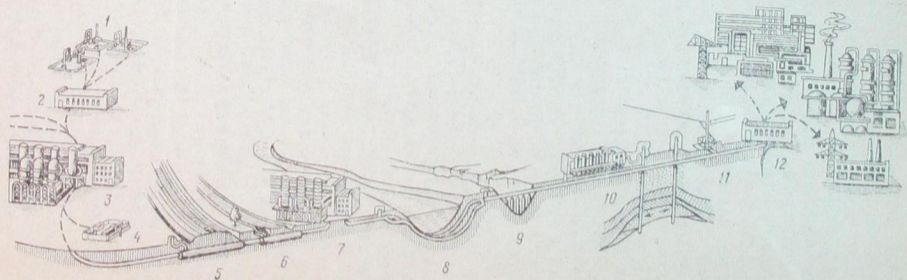


Рис. 36. Технологическая схема магистрального газопровода:
 1 — промысел; 2 — газосборный пункт; 3 — головная компрессорная станция; 4 — отвод к газораспределительной станции; 5 и 6 — переходы через железную и шоссейную дороги; 7 — промежуточная компрессорная станция; 8 и 9 — переходы через реку в овраг; 10 — подземное газохранилище; 11 — станция катодной защиты; 12 — конечная газораспределительная станция

газораспределительные станции, оборудованные регуляторами давления; подземные газохранилища с компрессорными станциями.

На рис. 36 представлена технологическая схема магистрального газопровода для транспорта природного газа. Транспорт газа по газопроводу осуществляется в зависимости от особенностей газового месторождения. При достаточно высоком пластовом давлении газ по трубопроводу перекачивают с помощью этого давления; при низком пластовом давлении с помощью компрессорных станций, сооружаемых как в начальном пункте газопровода, так и по его длине. В тех случаях, когда первоначальное высокое давление с течением времени начинает снижаться, на головных сооружениях строят дожимные компрессорные станции. Газ из газового промысла по газосборным сетям поступает на головные сооружения, откуда после осушки и очистки направляется в магистральный газопровод. По линии газопровода для отключения отдельных его участков устанавливают запорные устройства и продувочные свечи. Отключающие краны размещают через каждые 20—25 км, а также на берегах водных преград (при пересечении их газопроводом в две или более нитки) и у компрессорных станций. Продувочные свечи располагают вблизи кранов, обеспечивая опорожнение отключаемых участков трубопровода на время их ремонта. Вдоль трассы газопровода размещают противокоррозионные (катодные и протекторные) установки для защиты труб от коррозии, а также дома линейных обходчиков (через каждые 20—30 км), имеющие телефонную связь между собой, с ближайшими компрессорными станциями и аварийно-ремонтными пунктами. В конце газопровода или на его ответвлениях сооружают газораспределительную станцию, предназначенную для подачи газа в распределительную сеть города или промышленного предприятия. Иногда строят подземные газохранилища для устранения сезонных неравномерностей газопотребления путем накопления в них запасов газа в периоды минимального потребления (летом) с последующим использованием его в периоды максимального потребления (зимой).

Линейную часть газопровода регулярно контролируют путем обхода, объезда или облета. Периодичность

осмотров устанавливается объединениями или управлениями магистральных газопроводов в зависимости от местных условий. При осмотре трассы необходимо выполнять требования Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов. Осмотру подлежит также и охранная зона.

В охранной зоне газопровода запрещается:

возводить постройки и сооружения;

производить всякого рода строительные, монтажные земляные, буровзрывные и горные работы без письменного разрешения объединения или управления магистральных газопроводов;

сооружать линии связи других министерств и ведомств, воздушные и кабельные электросети и различные трубопроводы без согласования с Министерством газовой промышленности;

располагать полевые станы, загоны для скота, конюезы и устраивать стрельбища;

на переходах через естественные и искусственные водные преграды бросать якоря, устраивать причалы, выделять рыбные угодья, проводить дноуглубительные и землечерпательные работы без согласования с объединением или управлением магистральных газопроводов.

Для обеспечения сохранности газопровода вдоль его трассы должны быть установлены соответствующие постоянные знаки. Помимо постоянных знаков, у каждого линейного ремонтера и в автомашинах линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) должен быть набор переносных предупредительных знаков для ограждения мест утечек, ремонтируемых участков и т. д. в соответствии с табелями оснащенности, утвержденными управлением магистральных газопроводов.

Газопроводы на переходах через реки, ручьи и балки должны предохраняться от разрывов и повреждений. Переходы газопроводов через большие реки с неустойчивыми руслами должны обследоваться не реже одного раза в год силами специализированных организаций.

Газопроводы и арматура должны постоянно контролироваться на отсутствие утечек газа. Места утечек могут быть обнаружены по звуку, запаху, нарушению земляного или снежного покрова. Наличие утечек в помещении и в колодцах определяют с помощью газоанализатора. Места утечек газа должны быть немедленно от

раждены с установкой предупреждающих знаков: «Газ—опасно!»; «Газ, с огнем не приближаться!»; «Газ, не курить!»; «Газ, проезд запрещен!» и др. Устранять утечки газа на газопроводе подчеканкой трещин и свищей запрещается.

На действующих газопроводах в случае значительной утечки газа, сопровождающейся выбросом грунта, проведение земляных работ разрешается только после освобождения аварийного участка газопровода от газа.

Шурфы и траншеи на газопроводе, не имеющим утечек газа, прокладываются земляными машинами. При приближении к газопроводу на 0,5 м работа должна вестись вручную без применения ломов, кирок и другого ударного инструмента. Запрещается применять земляные машины при раскопке газопроводов, имеющих утечку газа.

Перед началом ремонта на газопроводе, имеющем электрохимическую защиту от коррозии или находящемся в зоне блуждающих токов, должны приниматься меры, исключающие искрообразование (отключение электрозащиты, устройство перемычек и т. п.).

Выпускать газ из ремонтируемого участка газопровода допускается только через продувочные свечи. При этом машины и механизмы, необходимые для ремонта, должны находиться за пределами охранной зоны с наветренной стороны относительно продувочной свечи. Запрещается выпускать газ через зазор разведенных фланцев запорной арматуры, а также во время грозы находиться у продувочных свечей и линейных кранов.

До начала огневых работ необходимо проверить степень загазованности воздуха в котловане и герметичность запорных шаров.

Сварочные работы на действующих газопроводах (при ремонте газопровода или врезке в него ответвления) под газом могут быть начаты при снижении давления 0,5 КПа. При производстве сварочных работ давление газа в газопроводе не должно быть ниже 0,2 кПа. Если при сварке или газовой резке прекратится горение газа, выходящего из газопровода, необходимо немедленно погасить пламя горелки или резака, а место выхода газа из газопровода замазать глиной. Работу можно возобновить только после проверки отсутствия в траншее (котловане) взрывоопасной концентрации газа. Если во

время сварки или резки внутри газопровода загорится газ, необходимо прекратить работу и вывести персонал из траншеи (котлована). Работу можно возобновить после увеличения подачи газа в ремонтируемый участок газопровода и вытеснения из него газозвоздушной смеси, а также после проверки отсутствия в траншее (котловане) взрывоопасной концентрации газа.

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Газокомпрессорные станции — составная часть магистрального газопровода. Они предназначены для увеличения пропускной способности газопровода за счет повышения давления газа на выходе из станции, а также для подготовки газа к транспорту.

В зависимости от назначения и месторасположения на магистральном газопровode различают головные и промежуточные компрессорные станции. Головные компрессорные станции (ГКС) устанавливают в начальном пункте газопровода. Промежуточные компрессорные станции (ПКС) располагают по трассе газопровода на расстоянии 100—200 км. Принципиальные технологические схемы ГКС и ПКС одинаковы, за исключением установок по подготовке газа к дальнейму транспорту. На ГКС эта подготовка осуществляется полностью, т. е. проводится пылеулавливание, обезвоживание, очистка от серы, механических примесей, конденсата и других жидкостей. На ПКС подготовка газа к транспорту ограничивается очисткой от механических примесей, конденсата и воды.

В качестве основных газоперекачивающих агрегатов в зависимости от требуемых условий применяют поршневые газомотокомпрессоры и центробежные нагнетатели с газотурбинным или электрическим приводом. Поршневые газомотокомпрессоры, объединяющие в одном агрегате силовую часть и компрессор, обладают высокой надежностью, однако в связи с относительно небольшой мощностью (до 3700 кВт) их применяют в основном на газопроводах с небольшой пропускной способностью.

Газоперекачивающие агрегаты с центробежным нагнетателем и газотурбинным приводом являются высокопроизводительными агрегатами. Поэтому их применяют главным образом на мощных газопроводах. Газопе-

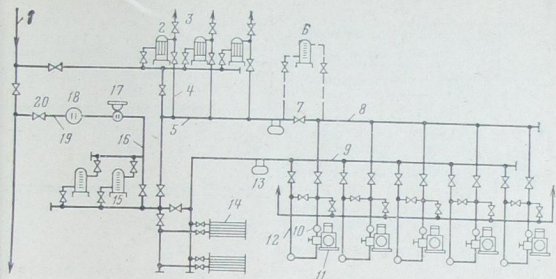


Рис. 37. Технологическая схема компрессорной станции с поршневыми газомоторными компрессорами

рекачивающие агрегаты с центробежным нагнетателем и электроприводом имеют более низкую стоимость, весьма компактны, требуют меньшей площади застройки, более приспособлены для автоматического управления и менее опасны в пожарном отношении.

По типу компрессоров газокomppressorные станции на магистральных газопроводах подразделяются на газомоторные, газотурбинные и электроприводные, а по числу ступеней сжатия — на одно- и многоступенчатые.

На рис. 37 приведена технологическая схема газокomppressorной станции, оборудованной газомоторными компрессорами одноступенчатого сжатия. Схемой предусматриваются следующие основные операции. Газ, поступающий на станцию по газопроводу 1, проходит пылеуловители 2 (оборудованные свечами 3) и в очищенном виде по трубопроводам 4 поступает в коллектор 5, из которого идет на сероочистку 6 (если содержание серы в газе более 2 г на 100 м³) и далее во всасывающий коллектор 8. При отсутствии серы газ из коллектора 5 через открытую задвижку 7, минуя сероочистку 6, попадает во всасывающий коллектор 10 компрессоров 11. Сжатый газ под давлением (необходимым для перекачки до следующей станции) по трубопроводам 12 направляется в нагнетательный коллектор 9, из которого при необходимости поступает в оросительные холодильники 14 или, минуя их, в установку 15 для осушки. Сухой

Наименьшие расстояния (в м) между зданиями и сооружениями, размещаемыми на площадках газокompрессорной станции магистральных газопроводов, транспортирующих горючие и взрывоопасные газы, и подземного хранилища природного газа

| Здания и сооружения | Газокompрессорный цех | Технологические установки категорий А, Б и Е (установки замера, очистки и осушки газа) | Аппараты огневого нагрева продуктов и газа | Отдельно стоящие производственные здания категории Д (операторная, помещения КИП, насосные станции водоснабжения и др.) | Склады легковоспламеняющихся жидкостей (наземные) объемом до 100 или горючих жидкостей объемом до 500 м³ | Склады легковоспламеняющихся жидкостей (наземные) объемом от 100 до 600 м³ или горючих жидкостей объемом от 500 до 2000 м³ | Ремонтно-механические и авто-ремонтные мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные здания | Здания и сооружения, в которых размещается производственное оборудование с применением открытого огня (котельные и др.) | Газораспределительная станция | Насосная станция противопожарного водоснабжения |
|---|-----------------------|--|--|---|--|--|---|---|-------------------------------|---|
| Газокompрессорный цех | * | * | 18 | 9 | * | * | 30 | 30 | * | 18 |
| Технологические установки категорий А, Б и Е (установки замера, очистки и осушки газа) | ** | ** | 15 | 9 | 15 | 18 | 30 | 30 | ** | 18 |
| Аппараты огневого нагрева продуктов и газа | 18 | 15 | ** | 15 | 18 | 18 | 15 | 15 | 15 | 18 |
| Отдельно стоящие производственные здания категории Д (операторная, помещения КИП, насосные станции водоснабжения и др.) | 9 | 9 | 15 | * | * | * | * | * | 9 | 9 |
| Склады легковоспламеняющихся жидкостей (на- | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|--|----|----|----|---|----|----|----|----|----|----|
| земле) объемом до 100 и горючих жидкостей объемом до 500 м ³ | * | 15 | 18 | * | — | — | 15 | 30 | 15 | 18 |
| Склады легковоспламеняющихся жидкостей (наземные) объемом от 100 до 600 м ³ или горючих жидкостей объемом от 500 до 2000 м ³ | * | 18 | 18 | * | — | — | 18 | 30 | 18 | 18 |
| Ремонтно-механические и авторемонтные мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные здания | 30 | 30 | 15 | * | 15 | 18 | * | * | 30 | * |
| Здания и сооружения, в которых размещается производственное оборудование с применением открытого огня (котельные и др.) | 30 | 30 | 15 | * | 30 | 30 | * | — | 30 | * |
| Газораспределительная станция | ** | ** | 15 | 9 | 15 | 18 | 30 | 30 | ** | 18 |
| Насосная станция противопожарного водоснабжения | 18 | 18 | 18 | 9 | 18 | 18 | * | * | 18 | — |

Примечания: 1. * — расстояния принимаются в соответствии с главой СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий; ** — расстояния не нормируются. 2. Термин «технологическая установка» обозначает производственный комплекс зданий, сооружений и оборудования, расположенный на отдельной площадке предприятия и предназначенный для осуществления технологического процесса по транспорту или хранению природного газа. 3. Расстояния между зданиями, аппаратами, колоннами, теплообменниками, разделительными емкостями, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать исходя из условий монтажа, ремонта оборудования, обслуживания и требований техники безопасности. 4. Расстояния между газовыми компрессорами, размещенными в индивидуальных укрытиях, не нормируются. 5. Расстояния от неогневой стороны аппарата огневого нагрева продуктов и газа до технологических установок допускается уменьшать до 9 м. 6. Расстояния от зданий и сооружений до закрытых и открытых электроподстанций, распределительных устройств, электростанций следует принимать по гл. VII Правил устройства электроустановок. 7. Расстояния для подземных резервуаров допускается уменьшать на 50%.

газ по трубопроводу 16 попадает в установку 17 для одоризации, затем в замерный участок 18 и далее по трубопроводу 19 через открытую задвижку 20 в магистральный газопровод. Установленные на всасывающих и нагнетательном коллекторах маслоуловители 13 улавливают часть масла, уносимого газом из пылеуловителей и компрессорных машин. При необходимости часть газа поступает на редуцирующую установку, где снижается давление газа до величины, позволяющей использовать его на собственные нужды — с подачей в основные и вспомогательные газомоторные двигатели, котельную и на бытовые нужды.

К вспомогательному оборудованию компрессорных станций относятся устройства, установки и аппаратуры систем охлаждения, смазки и питания топливом, ресиверы или газосборники, гасители пульсации, воздушные баки, предохранительная и запорная арматура.

Размеры противопожарных разрывов для зданий и сооружений, размещаемых на площадках газокomppressorных станций и подземных хранилищ газа, приведены в табл. 6.

Газ, поступающий на прием компрессоров, должен быть очищен от механических примесей, капель нефти, воды и конденсата. При использовании компрессоров на которые по условиям завода-изготовителя не допускается подача сернистого газа, последний должен быть дополнительно очищен от сероводорода. Сжатый газ перед подачей в напорный газопровод должен быть охлажден до температуры не более 70 °С. Нефть и конденсат накопившиеся в сепараторах, должны отводиться в специальную емкость.

Для безопасной эксплуатации газокomppressorной должно быть предусмотрено устройство автоматической сигнализации, действующее при возникновении в помещении концентрации газов и паров, не превышающей 20% нижнего предела воспламенения, а для ядовитых газов — при приближении концентрации к санитарным нормам. Число сигнальных приборов и их расположение а также резервирование должны обеспечивать безотказное действие сигнализации.

Во избежание загазованности помещений компрессорной газ из сальников уплотнений компрессоров должен отводиться за пределы помещения. Чтобы предуп

редить попадание газа в масляную систему, на подводящих маслопроводах в местах их присоединения к цилиндрам и сальникам должны быть установлены обратные клапаны.

На выкидной линии последней ступени сжатия компрессора должно быть смонтировано предохранительное устройство, срабатывающее при давлении, превышающем рабочее на 10%. Устройство монтируется вне здания на стояке высотой 1,8 м от поверхности земли.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ СКЛАДОВ ХРАНЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА И ИХ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА

Для системы снабжения газом городов и промышленных предприятий характерна неравномерность его потребления. Объясняется это тем, что бытовые, коммунальные и промышленные потребители расходуют газ неравномерно по временам года (лето, зима), по месяцам, неделям, суткам и часам суток.

Для устранения суточной неравномерности потребления газа используют газгольдеры или объем конечного участка газопровода, в которые вмещают весь избыточный газ в ночное время, чтобы обратно выдать его в газораспределительную сеть днем. Особенно велика сезонная неравномерность потребления газа, характеризующаяся тем, что крупные города имеют большой разрыв между максимальным (зимним) и минимальным (летним) расходами газа благодаря значительному его использованию для отопления в холодное время года. Для покрытия этой неравномерности используют резервуарные емкости отдельных крупных потребителей и баз сжиженного газа (БСГ).

Базы сжиженного газа в зависимости от зоны обслуживания и пропускной способности подразделяются в основном на кустовые базы сжиженного газа и газораздаточные станции. Кустовые базы сжиженного газа обслуживают определенный экономический район (область, край или республику), снабжая потребителей газом самостоятельно или через сеть газораздаточных станций. Газораздаточные станции (ГРС) являются объектами городского газового хозяйства и в основном обслуживают один или несколько небольших, близко расположенных населенных пунктов.

БСГ стремятся располагать на открытой местности, преимущественно вне черты города и населенных пунктов. Допускается размещать БСГ в пределах черты города или населенного пункта при расположении их вне скученных районов с соблюдением необходимых разрывов между границами участка и соседними сооружениями. Как правило, БСГ располагают с наветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы газ не относился ветром на жилые, коммунальные и промышленные объекты.

При компоновке генеральных баз сжиженного газа сооружения и установки размещают по зонам с учетом правил производственной санитарии и пожарной безопасности. В зоне основных производственных сооружений размещают хранилище (резервуарный парк) и приемораздаточные устройства, а в зоне производственно-вспомогательных сооружений — компрессорную (воздушную) и насосную водоснабжения, котельную, резервуары противопожарного водоснабжения и сооружения канализаций. Зону жилых построек размещают в стороне от основной территории площадки.

Минимальные расстояния между резервуарами сжиженных газов и железнодорожными эстакадами до зданий и сооружений, не относящихся к БСГ, принимают в зависимости от объема резервуарного парка (табл. 7).

Резервуары стремятся размещать на более низких отметках по сравнению с ближайшими к ним зданиями и сооружениями, при этом резервуары устанавливают на земле или под землей. Расстояние между наземными

Таблица 7

Расстояния от резервуаров до сооружений, не относящихся к БСГ

| Общий объем резервуаров, м ³ | Максимальный объем одного резервуара, м ³ | Расстояние от резервуаров, м | |
|---|--|------------------------------|-----------|
| | | наземных | подземных |
| До 200 | 25 | 100 | 50 |
| 201—500 | 50 | 200 | 100 |
| 501—1000 | 100 | 300 | 150 |
| 1001—2000 | 100 | 400 | 150 |
| 2001—8000 | Более 100 | 500 | 200 |

Расстояние от резервуаров до зданий и сооружений

| Здания и сооружения | Расстояние от резервуаров, м | |
|---|------------------------------|-----------|
| | наземных | подземных |
| Здания насосно-компрессорного отделения | 10 | 10 |
| Железнодорожные пути для слива сжиженного газа (до крайнего рельса) | 20 | 15 |
| Автомобильные дороги (до обочины) | 10 | 10 |
| Автозаправочные колонки | 30 | 20 |
| Котельная, гараж, мастерская, материальный склад | 50 | 30 |
| Контора и прочие здания | 30 | 30 |

резервуарами принимают равными диаметру наибольшего соседнего резервуара, но не менее 2 м, а между подземными резервуарами — не менее 1 м. Объем группы наземных резервуаров принимают не более 2000 м³. Расстояние между группами объемом до 200 м³ должно быть не менее 5 м, при объеме 200—700 м³ — не менее 10 м, а при объеме 700—2000 м³ — не менее 20 м. На одной БСГ разрешается хранить не более 8000 м³ сжиженного газа (из расчета 10—15 суточного запаса сжиженного газа).

При больших количествах газа сооружают дополнительную БСГ на расстоянии не менее 500 м. Расстояния между резервуарами и другими сооружениями БСГ принимают по табл. 8.

Вокруг каждой группы резервуаров устраивают обваловку высотой не менее 1 м, а всю территорию базы ограждают решетчатой оградой из несгораемых материалов высотой не менее 2,4 м.

Подземные хранилища природного газа, предназначенные для сглаживания сезонных пиков потребления газа, подразделяются на хранилища в пористых пластах и хранилища в непроницаемых горных выработках (полые резервуары).

К пористым относятся хранилища, созданные в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, в выработанных нефтяных месторождениях и в ловушках водонасыщенных

коллекторов (пластов). К полым резервуарам относят хранилища, созданные в полостях горных пород и отложениях каменной соли. Хранилища, созданные в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, относятся к наиболее распространенным аккумуляторам газа. Принцип устройства этих хранилищ основан на закачке газа непосредственно в истощенный газоносный или нефтеносный пласт через существующие или дополнительно сооружаемые скважины.

Иногда в районах крупных центров потребления газа может не оказаться выработанных газовых или нефтяных залежей, пригодных для создания подземных хранилищ, однако в геологическом разрезе пород этих районов часто имеются водонасыщенные пласты, в ловушках которых можно создать подземные хранилища газа. Хранилища в водоносных пластах образуются за счет вытеснения из пористого пласта жидкости (воды). Перед устройством хранилища ведут исследования пробные закачки газа для оценки параметров пласта, свойств насыщающих его жидкостей и газа, а также для получения данных о технологическом режиме работы скважин. С этой целью используют существующие скважины или бурят новые. Обычно скважины подземных хранилищ периодически выполняют функции нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Пожарная опасность эксплуатации подземных хранилищ природного газа, а также пожарно-профилактические мероприятия, проводимые на этих объектах, основном такие же, как и при эксплуатации газовых нефтяных скважин.

Глава 5

ПОЖАРНАЯ ПРОФИЛАКТИКА НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

Технологическую схему ГПЗ выбирают в зависимости от вида перерабатываемого сырья и конечных продуктов переработки.

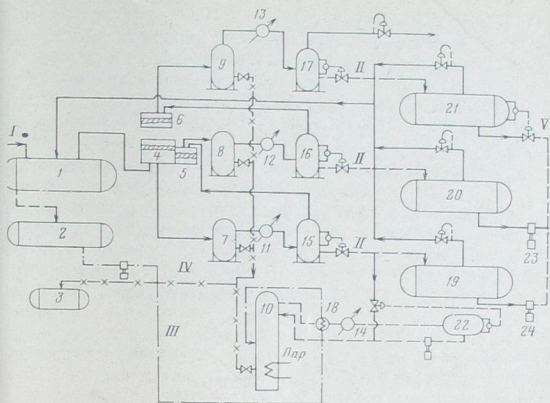


Рис. 38. Технологическая схема трехступенчатой компрессионной газоотбензинивающей установки:

I — газ; II — компрессорный бензин; III — загрязненный конденсат на выпарку; IV — остаток выпарной колонны и масло из маслоотделителей в сборную емкость; V — газовый бензин на газофракционирующую установку

ГПЗ, работающие на попутном нефтяном газе, предназначены для получения стабильного бензина, сжиженных углеводородных газов (пропана, нормального бутана, изобутана или их смесей), а также сухого газа. ГПЗ, работающие на конденсате газоконденсатных месторождений, предназначены для получения бензина марок А и Б, мазута, дизельного топлива, уайтспирита и др. Наконец, ГПЗ, работающие на природном газе, осуществляют очистку и осушку газа с выделением из него серы, сажи, гелия, углекислоты и др.

На рис. 38 представлена принципиальная схема трехступенчатой компрессионной газоотбензинивающей установки.

Сырой газ поступает в приемный аккумулятор 1, в котором оседают капли нефти (если газ поступает непосредственно из трапов) и компрессорного масла (если газ подается промышленными компрессорными станциями), сконденсировавшиеся тяжелые углеводороды, вла-

га, а также механические примеси. Кроме того, аккумулятор служит для устранения неравномерности в поступлении газа и пульсации, вызываемой работой поршневых компрессоров. Обычно в качестве аккумуляторов применяют горизонтальные емкости достаточных размеров, в которых скорость движения газа не превышает 0,3 м/с.

Из аккумулятора газ направляется в приемный коллектор цилиндров первой ступени 4. Сжатый газ до 0,4—0,6 МПа проходит маслоотделитель 7, освобождается от взвешенных частиц масла, унесенных из цилиндров компрессоров, и через холодильники 11 поступает в сепараторы первой ступени 15. Конденсат компрессионного бензина оседает в сепараторе и стекает в сборную емкость 19.

Несконденсированный газ, объем и концентрация тяжелых углеводородов в котором значительно меньше, поступает в приемный коллектор второй ступени сжатия 5. Газ, компремированный в цилиндрах второй ступени до 1,2—1,7 МПа, последовательно проходит маслоотделители 8, холодильники 12 и поступает в сепаратор второй ступени 16. Выпадающий в сепараторе 16 конденсат по своему составу значительно легче, чем конденсат первой ступени сжатия. В нем преобладают углеводороды, входящие в состав жидких газов — пропан—бутаны. Конденсат второй ступени направляется в сборную емкость 20. Несконденсированные газы из сепаратора 16 поступают в приемный коллектор третьей ступени сжатия. Объем этих газов меньше объема газов, поступающих на прием второй и тем более первой ступеней.

Газ, сжатый в компрессоре третьей ступени 6 до 3,2 — 5 МПа, проходит последовательно маслоотделитель 9, холодильник 13 и поступает в сепаратор третьей ступени 17. Выпавший в сепараторе 17 конденсат направляется в сборную емкость 21, а остаточный газ подается на установку масляной абсорбции или потребителям. Остаточный газ, выделяющийся в сборных емкостях, через регуляторы давления сбрасывается в приемный аккумулятор.

Конденсат третьей ступени характеризуется значительным содержанием пропана и более легких фракций (этана и метана).

В отдельных случаях для большего извлечения жидких газов конденсат первой ступени заканчивают в выкидной коллектор второй или третьей ступени перед поступлением газа в холодильники.

Конденсат, выпавший из сырого газа в приемном аккумуляторе, стекает в сборную подземную емкость 2. Этот конденсат, состоящий в основном из бензиновых фракций, обычно загрязнен нефтью или компрессорным маслом, от которых он может быть освобожден перегонкой. Для этой цели в схему установки включена периодически работающая выпарная колонна 10, имеющая несколько тарелок. Конденсат заканчивают в колонну через теплообменник. Низ колонны оборудован паровым подогревателем. Отпаренный бензин с верха колонны отводится последовательно через теплообменник 18 и холодильники 14 в емкость 22. Неиспарившийся остаток вместе с маслом из маслоотделителей направляется в сборную емкость 3.

Конденсат, выпавший после первой, второй и третьей ступеней сжатия, и бензин, отогнанный в колонне 10, поступают в смеси в сборные емкости и насосами 23, 24 откачиваются на газофракционирующую установку.

На рис. 39 представлена схема маслоабсорбционной установки для отбензинивания жирных нефтяных газов.

Сырой газ, сжатый до 1,3—1,7 МПа, последовательно проходит через маслоотделитель (на схеме не указан), холодильник 1 и сепаратор 2, где освобождается от выпавшего компрессионного бензина и поступает под нижнюю тарелку абсорбера 3. На верхнюю тарелку абсорбера подают поглотительное масло (тощий абсорбент). При прохождении через тарелки газ отбензинивается и из верхней части колонны по шлемовой трубе отводится в сепараторы отбензиненного газа 4, где осаждаются увлеченные потоком газа капли абсорбента. Очищенный от масла газ из сепаратора направляется через регулятор противодавления на распределительный пункт.

Насыщенный абсорбент из нижней части абсорбера 3 через регулятор уровня самотеком поступает в абсорбционно-отпарную колонну 6, предназначенную для удаления из насыщенного абсорбента метана и этана, присутствие которых ухудшает условия конденсации нестабильного газового бензина. Иногда эту колонну называют абсорбером-деэтанизатором. В этой колонне

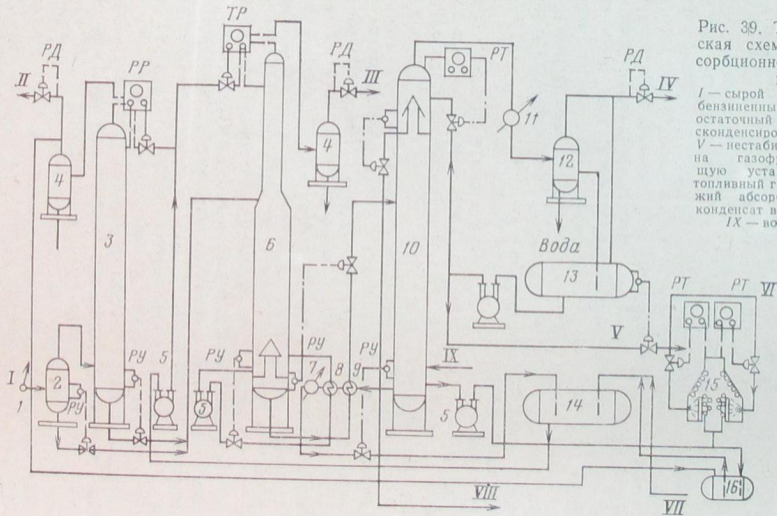


Рис. 39. Технологическая схема маслоабсорбционной установки

КИ:

- I — сырой газ; II — отбензиненный газ; III — остаточный газ; IV — несконденсированные газы; V — нестабильный бензин на газофракционирующую установку; VI — топливный газ; VII — свежий абсорбент; VIII — конденсат водяного пара; IX — водяной пар

одновременно происходит и абсорбция пропана и более тяжелых углеводородов, которые увлекаются легкими компонентами при отпарке. Колонна состоит из трех частей: верхней абсорбционной, нижней отпарной и отгонного куба, расположенного в самом низу колонны.

Насыщенный абсорбент поступает на верхнюю тарелку отпарной секции и, стекая вниз, собирается на глухой тарелке, откуда забирается насосом 5, прокачивается через систему теплообменников 8 и уже в нагретом состоянии поступает в отгонный куб. В результате нагрева насыщенный абсорбент выделяет пары или так называемый десорбционный газ, который, поднимаясь в отпарную секцию, отпаривает легкие (метан, этан и частично пропан) и более тяжелые углеводороды.

Навстречу паровому потоку стекает тощий абсорбент, подаваемый на самую верхнюю тарелку абсорбционной секции тем же насосом, что и абсорбер 3. Этот абсорбент поглощает тяжелые углеводороды, в то время как метан и этан отводят сверху по шлемовой трубе в сепаратор и оттуда через регулятор давления в распределительный пункт. Этот несконденсировавшийся остаточный газ используют в основном для топливных нужд завода.

Освобожденный от метана и этана насыщенный абсорбент с низа отгонного куба через регулятор уровня поступает самотеком в систему теплообменников 9, из которой, дополнительно нагревшись за счет тепла тощего абсорбента, поступает в десорбер 10. В десорбере происходит окончательная отправка всех поглощенных абсорбентом углеводородов. Десорбер оборудован такими же тарелками, как и абсорбер, и состоит из верхней ректификационной и нижней отпарной секций.

Насыщенный абсорбент поступает на верхнюю тарелку отпарной секции. В результате нагрева и снижения давления из него выделяются пары, которые устремляются вверх, а жидкая фаза вниз в отпарную секцию.

В связи с тем что подогрев абсорбента в теплообменниках недостаточен, осуществляется непрерывный подвод тепла в нижнюю часть колонны. Для этого часть тощего абсорбента из нижней части десорбера прокачивают насосом через трубчатую печь 15 и в виде смеси паров и жидкости возвращают в нижнюю часть аппа-

рата. В нижнюю часть десорбера подают одновременно и острый водяной пар.

Пары абсорбента, поднимаясь вверх, постепенно охлаждаются и, конденсируясь, отдают тепло стекающей навстречу жидкости, из которой выпариваются бензиновые углеводороды. Наличие в потоке водяных паров, уменьшающих парциальное давление в системе, способствует лучшей отпарке бензиновых углеводородов. Смесь паров углеводородов и водяного пара поступает в верхнюю часть десорбера. Навстречу им стекает поток холодного орошения, назначение которого — конденсировать и осадить в жидкой фазе легкие фракции абсорбента, увлеченные потоком паров. Количество подаваемого холодного орошения регулируют в зависимости от заданной температуры верхней части колонны.

Пары из верхней части десорбера отводят в конденсатор-холодильник 11, где они конденсируются. Из конденсатора-холодильника конденсат стекает в водоотделитель 12, в котором вода отстаивается и дренируется; нестабильный бензин перепускают в емкость 13. Часть этого бензина подают насосом на орошение десорбера, а другую (большую) часть через регулятор уровня перекачивают или на газофракционирующую установку или в емкости резервуарного парка.

Тощий абсорбент из нижней части десорбера через теплообменники 9, 8 и холодильник 7 отводят в емкость 14, из которой затем подают насосом на орошение колонн 3 и 6; при этом образуется замкнутый цикл движения абсорбента. В емкость 14 предусматривают подачу свежего абсорбента со склада. Для опорожнения труб печи от абсорбента во время плановых и аварийных остановок схемой предусматривается его слив в аварийную емкость 16, откуда он может быть при помощи газа вытеснен в емкость 14.

Для поддержания заданного технологического режима маслоабсорбционная установка оборудована приборами автоматического регулирования и контроля. Приборы регулируют давление (РД), уровень жидкости (РУ), температуру и расходы жидкости и газа (РР). Каждый прибор состоит из двух органов: командного и исполнительного. Для всех параметров процесса исполнительным органом является регулирующий клапан, установленный на том или ином потоке.

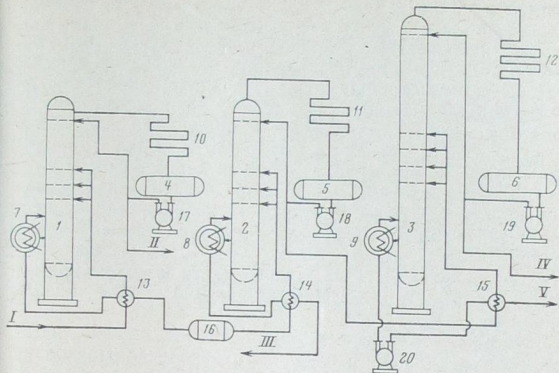


Рис. 40. Технологическая схема газофракционирующей установки; I — нестабильный бензин; II — пропан; III — стабильный газовый бензин; IV — изобутан; V — н-бутан

На рис. 40 представлена принципиальная схема газофракционирующей установки.

Сырье — деэтанализированный бензин — поступает на газофракционирующую установку с маслоабсорбционной отбензинивающей установкой. Обе эти установки составляют один комплексный технологический блок.

Процесс разделения нестабильного бензина начинается с пропановой колонны 1, в которую сырье поступает после предварительного нагрева в теплообменнике 13. В колонне сырье разделяется на товарный пропан и бутан-бензиновую смесь. Верхний продукт конденсируется полностью. Частично он подается на орошение, а балансовая часть его отводится на склад готовой продукции. Бутан-бензиновая смесь из нижней части колонны через испаритель (кипятильник) 7 поступает в теплообменник 13, где отдает тепло нестабильному бензину. Затем она через промежуточную емкость 16 подается в среднюю часть стабилизатора 2. В стабилизаторе бутан-бензиновая смесь разделяется на бензин (нижний продукт) и смесь изобутана и н-бутана (верхний продукт). Стабильный бензин через кипятильник 8,

смешением нестабильных бензинов или подачей этих бензинов в строго определенной пропорции. Поддержание постоянства загрузки установки сырьем осуществляется регулятором расхода, обеспечивающим постоянную загрузку пропановой колонны — первой колонны по ходу сырья. Для двух остальных колонн проводят только контроль сырьевых потоков. Давление в колоннах поддерживается регуляторами противодействия, установленными непосредственно на шлемовых трубах между колоннами и конденсаторами-холодильниками 10, 11, 12. В емкостях орошения 4, 5, 6 применяют давление на 0,2—0,3 МПа ниже по сравнению с давлением соответствующих колонн. Давление в них поддерживается при помощи регуляторов прямого действия. Продукты из емкостей 4, 5, 6 откачиваются соответственно насосами 17, 18, 19.

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

Высокая степень пожарной опасности газоперерабатывающих заводов обусловлена применением в технологических процессах большого количества легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, сжиженных углеродородных газов, находящихся в разнообразных технологических аппаратах и связанных в единую технологическую цепь разветвленной сетью трубопроводов, многочисленными фланцевыми соединениями и арматурой, нарушение герметичности которых сопровождается утечкой продукта и образованием взрывоопасных смесей.

Наиболее распространенными видами нарушения герметичности в аппаратах и их обвязке являются пробои прокладок фланцевых соединений, сальников задвижек, разрывы аппаратов и трубопроводов вследствие превышения давления.

Источниками воспламенения взрывоопасных смесей на территории расположения установок и аппаратов являются топки нагревательных печей и котельных установок, искры от сварочных агрегатов и механических ударов, разряды статистического электричества, нагретые части аппаратов и труб.

Наиболее опасными источниками воспламенения являются топки нагревательных печей, расположенные на расстоянии 20—30 м от технологических установок, и

загорания в самих печах при утечке подогреваемого продукта.

Утечки продукта из труб происходят в местах их развальцовки, соединительных двойников и при прогаре труб. Прогар труб является частым явлением топок печей при значительных отложениях кокса на внутренней стороне труб и снижении передачи тепла к продукту.

Склады готовой продукции, особенно склады со сжиженными газами, являются наиболее пожароопасными объектами ГПЗ. Аварийные истечения продукта на складах возможны из трубопроводов при нарушении их герметичности и контрольно-измерительной аппаратуры в результате превышения предельного давления.

При аварии из крупных отверстий продукт истекает в виде осесимметричных струй, а из щелевых — в виде веерных струй. При этом сжиженные газы интенсивно испаряются, образуя взрывоопасные смеси, распространяющиеся на значительные расстояния. Длина взрывоопасной зоны по направлению ветра зависит от расхода газа, нижнего предела взрываемости и скорости ветра.

Наибольшая длина зоны загазованности может достигать 260 м при скорости ветра 0,5 м/с и истечении газа 20 кг/с.

Анализ пожарной опасности технологии переработки и хранения газа показал, что при нормальном режиме работы технологического оборудования, установленного как на открытых площадках, так и в помещениях, исключается возможность возникновения взрывов и пожаров. Выброс значительных количеств горючих веществ в атмосферу возможен только в аварийных ситуациях в результате нарушения герметичности производственного оборудования.

Воспламенение паров продукта от посторонних источников нередко сопровождается взрывами с разрушением строительных конструкций, технологических коммуникаций, аппаратов и резервуаров, что приводит к образованию новых участков истечения продукта и очагов горения. Пожары на объектах ГПЗ могут очень быстро принимать значительные размеры с созданием больших зон значительной тепловой радиации.

Линейная скорость выгорания сжиженных газов почти в 3 раза превышает скорость выгорания бензина

и составляет 90 см/ч. Количество вытекающего продукта при факельном горении осесимметричных и веерных струй можно определить по высоте пламени. Так, при истечении осесимметричных струй с расходом газа 20 кг/с высота пламени составляет 55 м.

Сжиженный газ истекает в паровой, жидкой и парожидкостной фазах. Характер истечения газа определяется по цвету пламени. В паровой фазе газ сгорает светло-желтым пламенем и сопровождается сильным свистящим шумом; в жидкой фазе — ярко-оранжевым пламенем с выделением сажи; в парожидкостной фазе — с периодически меняющейся высотой пламени.

Высота пламени при горении разливающегося сжиженного газа в 2—2,5 раза больше среднего диаметра площади горения.

Прогрев технологических аппаратов и трубопроводов при пожаре приводит к снижению прочности материала их стенок и увеличению внутреннего давления.

Категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, а также классификация помещений и электроустановок в отношении их опасности при применении электрооборудования принимаются по утвержденным Мингазпромом перечням.

Территория газоперерабатывающего завода разбивается на зоны и сектора. В предзаводскую зону входят здания и сооружения административного и хозяйственного назначения (заводоуправление, инженерный корпус, проходная, столовая, пожарное депо, помещения охраны и газоспасательной службы и др.). К производственной зоне относятся здания и сооружения технологических установок и производств, вспомогательные здания, лаборатории с расходным складом и другие объекты, по характеру производства связанные с технологическим процессом. Подсобная зона — ремонтно-механический корпус и гараж с их расходными складами. Складская зона — сырьевые и товарные резервуарные склады (парки) легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов, сливно-наливные устройства.

Расположение зданий и сооружений должно обеспечивать хорошую проветриваемость квартала.

В районах расположения технологических установок, сливно-наливных устройств для предотвращения разли-

ва углеводородов с площадок указанных объектов планировочные отметки дорог должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м, считая от бровки земляного полотна.

Между производственными помещениями категорий А, Б и Е и помещениями других категорий, запрещается делать дверные переходы. На крышах зданий технологических насосных, не заблокированных с другими производственными и бытовыми помещениями, допускается установка холодильников, конденсаторов, теплообменников, рефлюксных емкостей. При этом крыша должна иметь предел огнестойкости не менее 0,75 ч и сплошной парапет высотой не менее 0,15 м. Для отвода разлившихся жидкостей и атмосферных вод в покрытии должно быть два сливных стояка диаметром не менее 200 мм, присоединенных через гидрозатворы к производственной канализации или специальным емкостям.

Холодильные отделения, относящиеся по пожарной опасности к категориям А и В, не допускается размещать в подвальных помещениях. В производственных зданиях с взрывоопасными помещениями допускается размещать помещения управления, для цехового персонала, комнаты ремонтного персонала, кладовые негорючего хозяйственного инвентаря. Эти помещения должны отделяться от производственного помещения противопожарной глухой, газонепроницаемой стеной.

Этажерки аппаратуры, содержащей жидкие углеводороды, которые при аварийном разливе могут находиться в жидком состоянии в количестве свыше 5 м³ на каждом этаже, должны иметь пределы огнестойкости: конструкции, поддерживающие оборудование — не менее 2 ч; балки, ригеля, связи — не менее 1 ч; промежуточные площадки этажерок и связи по колоннам, расположенные между площадками, несущими аппараты или емкости, — не менее 0,25 ч.

Металлические опоры надземных трубопроводов, располагаемые ближе 6 м от емкостей, содержащих углеводороды с температурой выше 315 °С, или от печей, должны иметь предел огнестойкости не менее 2 ч.

Технологические трубопроводы для углеводородов, прокладываемые на территории предприятия, должны быть надземными.

В отдельных случаях в полуподземных и подземных каналах и лотках трубопроводов со взрывоопасными и пожароопасными продуктами необходимо предусматривать через каждые 80 м песчаные отсыпки длиной не менее 4 м. Каналы должны иметь уклоны к специальным колодцам, присоединенным через гидравлический затвор к промышленной канализации.

Трубопроводы, относящиеся к данной технологической установке, разрешается прокладывать непосредственно по глухим участкам стен производственных зданий, на расстоянии от оконных и дверных проемов не менее 0,75 м. Место прохода труб через внутренние стены производственных помещений категорий А и Б должны иметь патроны и уплотнительные устройства.

Трубопроводы, осуществляющие ввод углеводородов на технологическую установку и их вывод с установки, должны иметь запорную арматуру, обеспечивающую надежное отключение технологической установки при аварии или пожаре. Дистанционное управление указанной арматурой следует располагать в помещении управления.

Не допускается прокладка трубопроводов с огне-взрывоопасными, ядовитыми, вредными и едкими веществами через бытовые, подсобные и административно-хозяйственные помещения, а также через электромашинные помещения, вентиляционные камеры и т. п.

Для отвода производственных стоков и ливневых вод производственные здания и территория заводов должны быть оборудованы закрытой промышленной канализацией.

Сброс в бытовую канализацию производственных загрязненных сточных вод, содержащих легковоспламеняющиеся и горючие вещества, запрещается.

Для предотвращения, распространения горючих газов по территории ГПЗ на канализационных сетях через 250 м, а также на выпусках из зданий и установок должны быть установлены колодцы с гидрозатворами, конструкции которых должны обеспечивать удобство их очистки и ремонта. Высота жидкости, образующая затвор, должна быть не менее 0,25 м.

Производственные сточные воды должны направляться для очистки от углеводородов в нефтеловушки, состоящие не менее чем из двух параллельно-работаю-

щих секций, каждая шириной не более 6 м. Нефтеловушки сооружают из негорючих материалов общей площадью не более 2000 м² при длине одной из сторон не более 40 м и высоте стенок, считая от уровня жидкости до верха стенки не менее 0,5 м.

Проектируемые в настоящее время как отечественные, так и зарубежные ГПЗ предназначаются для переработки взрывоопасных и токсичных продуктов на сложном технологическом оборудовании при снижении температуры до -80°C , нагревании абсорбента до 300°C и давлении 3,5—7,5 МПа, что требует повышенной надежности их от возможных взрывов и пожаров.

Принимаемые схемы автоматизации позволяют осуществлять плавное ведение технологического процесса и высокую степень противопожарной защиты. Так, на Оренбургском ГПЗ отдельные блоки или полностью технологическая установка при аварии могут быть автоматически или вручную кнопками из диспетчерских пунктов остановлены с автоматическим выпуском продукта в безопасное место.

Системы противопожарной защиты технологического оборудования должны предупреждать образование взрывоопасных смесей углеводородов, обнаруживать очаги пожара, локализовывать и при необходимости тушить пожар. Для локализации пожара на технологическом оборудовании с углеводородами должны предусматриваться стационарные установки тепловой защиты, предназначенные для охлаждения стенок аппаратуры водой, в пламени или в зоне опасного воздействия теплоты.

Активная пожарная защита технологической установки осуществляется путем охлаждения струями воды горящего и соседних аппаратов, принятия мер для немедленного прекращения аварийного истечения углеводородов, локализации пожаров. Тушение пламени производится лишь в случаях, когда необходимо предотвратить чрезмерный перегрев аппаратов, содержащих углеводороды, или для обеспечения доступа к отключающей арматуре. При этом принимаются меры, исключающие повторное воспламенение газозвушной смеси в образующейся зоне загазованности. Тушение пламени осуществляется передвижной пожарной техникой.

Пожарная защита горизонтальных цилиндрических и сферических резервуаров для сжиженных углеводород-

ных газов. Тушение аварийно-истекающего газа допустимо лишь в случае, если его горение может привести к распространению пожара на соседние резервуары или к взрыву. Пожарную защиту резервуаров рекомендуется осуществлять путем охлаждения стенок водой из стационарных установок дренчерного типа. Стенки цилиндрической части резервуара и днища со стороны, не имеющей обвязки трубопроводов и арматур, следует орошать с интенсивностью не менее $0,1 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$, днища со стороны обвязки арматуры — с интенсивностью не менее $0,5 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$; площадки обслуживания с запорной арматурой — не менее чем из двух оросителей.

Для орошения резервуаров рекомендуется применять дренчерные оросители с плоской розеткой и условным проходом 10 мм. Для резервуаров объемом 175 и 200 м³ оросители рекомендуется устанавливать на оросительном трубопроводе, выполненном в виде петли. Оросительный трубопровод прокладывают над резервуаром с таким расчетом, чтобы расстояние от оросителей до защищаемой поверхности не превышало 1 м.

Давление перед удаленным от водопитателя оросителем должно быть не менее 0,015 МПа.

Установку орошения цилиндрических резервуаров рекомендуется выполнять в виде самостоятельных секций. При этом число одновременно орошаемых резервуаров должно быть равным трем при расположении их в один ряд и шести при расположении в два ряда.

Орошение стенок сферических резервуаров должно быть по возможности равномерным. С этой целью оросители рекомендуется размещать на горизонтальных кольцах орошения, смонтированных симметрично относительно экватора резервуара. Оросители на смежных кольцах орошения должны устанавливаться в шахматном порядке.

Установку орошения рекомендуется оборудовать автоматической системой пуска. Для этого можно применять заполненную воздухом или другим инертным газом побудительную сеть и спринклерные оросители с температурой плавления замка 345 К. Давление газа при этом должно поддерживаться в пределах 0,2—0,3 МПа. Допускается в качестве воздушной побудительной системы применять электрическую пожарную сигнализацию с

датчиками в искробезопасном исполнении. При этом инерционность электрического датчика не должна превышать инерционность спринклерного оросителя.

Автоматическое включение установки орошения должно иметь дублирующий ручной пуск как с места возможного пожара, так и с пункта управления установкой орошения. Допускается применять только ручной пуск установки, если гарантируется круглосуточное непрерывное наблюдение за резервуарным парком со стороны обслуживающего персонала.

Инерционность установки орошения (время от момента обнаружения загорания до момента выхода воды из наиболее удаленного оросителя) не должна быть более 3 мин.

Пожарная защита наземного открыто установленного технологического оборудования, содержащего сжиженные углеводородные или горючие газы. Орошение вертикально установленного технологического оборудования (колонны, сепараторы, рессиверы, сборники, емкости и др.) должно осуществляться водой из колец орошения, смонтированных вокруг защищаемого оборудования на расстоянии 0,8—1 м. Расстояние между кольцами орошения по вертикали рекомендуется принимать не более 10 м.

На каждом кольце орошения должно быть установлено расчетное число оросителей, но не менее трех. Инерционность установки орошения должна быть не более 3 мин.

Интенсивность орошения на высоте до 10 м должна быть не менее $0,1 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$. Давление перед удаленным от контрольно-пускового клапана оросителем должен быть не менее 0,15 МПа.

Технологическое оборудование на открытых этажерках должно орошаться из дренчерных установок с интенсивностью не менее $0,10 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$. Установку орошения каждой вертикальной колонны необходимо оборудовать самостоятельным пусковым клапаном. При пожаре рекомендуется орошать как горящую колонну, так и стоящие непосредственно с ней рядом.

Дренчерную установку для орошения оборудования, размещенного на площадке этажерки, рекомендуется выполнять в виде самостоятельной секции. При аварийной ситуации вследствие возможного пролива и горения

сжиженного газа или другой горючей жидкости на всех этажах рекомендуется дренчерную установку по расходу рассчитывать на одновременное орошение оборудования, размещенного на всех площадках этажерки.

Пожарная защита компрессорных, предназначенных для компремирования горючих газов. Пожарную защиту приводных двигателей компрессоров следует проводить стационарными установками пенного пожаротушения с автоматическим или ручным пуском. Проектирование установки пенного пожаротушения следует осуществлять в соответствии с Инструкцией по проектированию установок автоматического пожаротушения.

Для ликвидации небольших загораний газа и смазочных масел в помещении компрессорной следует применять установки порошкового пожаротушения, обеспечивающие подачу порошка по двум рукавам в течение 60 с с общей производительностью 8—9 кг/с.

Размещать установки порошкового тушения следует вдоль стен помещений на расстоянии не более 30 м друг от друга с таким расчетом, чтобы в каждую точку пола помещения можно было направить порошок на тушение пожара одновременно от двух установок.

Пожарная защита насосных для перекачки сжиженных углеводородных газов, легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. При наличии достаточного количества водяного пара и при объеме помещений насосной, не превышающем 500 м³, пожарную защиту допускает-ся осуществлять установкой паротушения.

При отсутствии водяного пара или случае, если объем насосной превышает 500 м³, для тушения пожаров в насосной следует применять автоматические установки пенного пожаротушения. Установки паротушения и пенного пожаротушения следует проектировать в соответствии с Инструкцией по проектированию установок автоматического пожаротушения. Интенсивность подачи раствора пенообразователя должна быть не менее 0,5 л/(с·м²).

Для тушения мелких очагов загорания, когда целесообразно применение пены для заполнения всего помещения, необходимо применять стационарные установки порошкового пожаротушения.

Технологические насосные, устанавливаемые на открытых площадках, рекомендуется защищать путем оро-

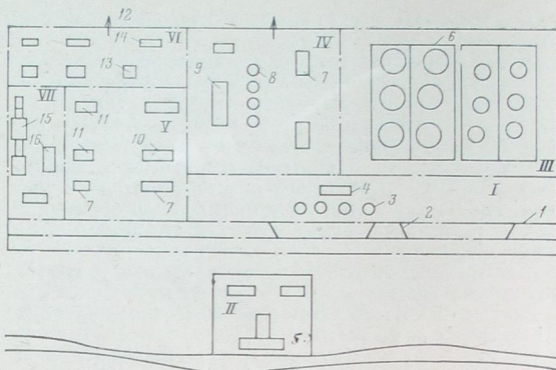


Рис. 41. Схема нефтебазы:

1 — железнодорожные пути для маршрутов; 2 — сливно-наливные эстакады; 3 — нулевые резервуары; 4 — насосная; 5 — причал; 6 — резервуарный парк; 7 — склады; 8 — автоколонки; 9 — разливочная; 10 — котельная; 11 — механические мастерские; 12 — проходная; 13 — гаражи; 14 — пожарное депо; 15 — нефтеловушки; 16 — пруды отстоя

нефтепродуктов, конструктивные и расчетные требования, характеристики сталей. В резервуарных парках для хранения нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28°C и ниже независимо от категории и группы складов применяют резервуары вертикальные с

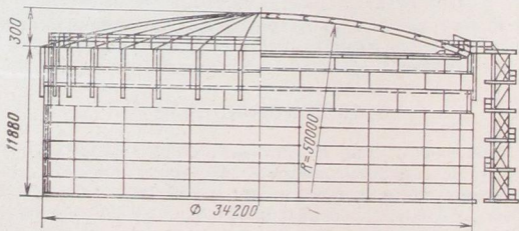


Рис. 42. Резервуар вместимостью $10\,000\text{ м}^3$ со сферическим покрытием

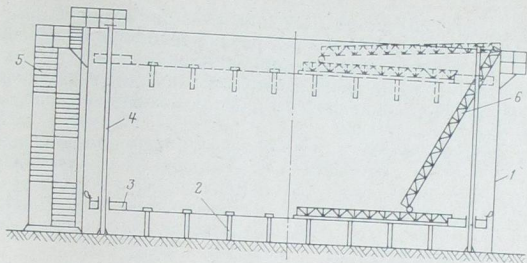


Рис. 43. Резервуар с плавающей крышей:

1 — стенка; 2 — опорные стойки; 3 — плавающая крыша; 4 — направляющие; 5 — маршевая лестница; 6 — катушечная лестница

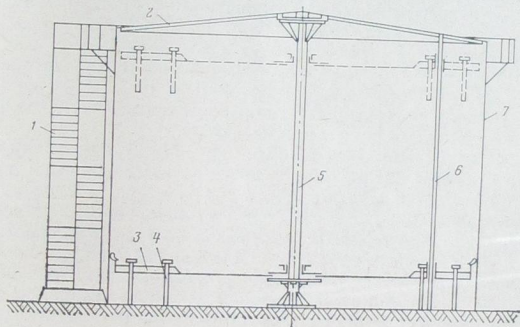


Рис. 44. Резервуар с понтоном:

1 — маршевая лестница; 2 — кровля; 3 — понтон; 4 — опорные стойки; 5 — центральная стойка; 6 — направляющая; 7 — стенка

плавающими крышами (120 000 м³) (рис. 43) и понтонами (50 000 м³) (рис. 44), резервуары горизонтальные цилиндрические и резервуары, в которых потери нефти и нефтепродуктов не превышают потерь в резервуарах с плавающей крышей.

Нефти и нефтепродукты с температурой вспышки паров выше 28 °С хранят в резервуарах со стационарными крышами (50 000 м³).

Резервуары могут быть подземными, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наименьшей планированной площадки не менее чем на 0,2 м. Наземными, когда днище резервуара находится на одном уровне или выше наименьшей планировочной отметки прилегающей площадки.

Резервуары со стационарной крышей должны проектироваться для нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров до 2 кПа. Допускается хранение этих продуктов с давлением насыщенных паров более 2 кПа при этом должны предусматриваться экранные покрытия зеркала продукта (эмульсии, пена, пленки и др.).

Резервуары со стационарными крышами для вязких нефтепродуктов с температурой, как правило, выше 60 °С проектируют с теплоизоляцией из негорючих материалов и подогревающими устройствами. Максимальная высота резервуаров должна быть не более 18 м. Наземные резервуары высотой более 12 м должны оборудоваться стационарными системами водяного орошения. На резервуарах вместимостью от 1000 до 3000 м³ устанавливают пенокамеры с сухими стояками, не достигающими до поверхности земли на 1 м.

Резервуары с плавающими крышами и понтонами проектируют для районов с весом снегового покрова до 200 кг/м². Минимальное расстояние от верха стенки резервуара с плавающей крышей или опорного кольца резервуара с понтоном до максимального уровня жидкости должно быть не менее 0,6 м. Плавающие крыши и понтоны оборудуют устройствами (огневыми преградителями) для удаления паровоздушной смеси и регулирования давления под ними, а также устройствами для отвода статического электричества.

Плавающая крыша должна оборудоваться кольцевым барьером для ограждения пены. Барьер высотой не менее 1 м должен быть расположен на расстоянии не менее 1 м от стенки резервуара и обеспечивать в своей нижней части плотное примыкание к поверхности плавающей крыши. Для стока из кольцевого пространства образованного барьером и стенкой резервуара, атмосферных вод и раствора пенообразователя пожаротушения, предусматриваются в нижней части кольцевого барьера дренажные отверстия диаметром 30 мм, расположенные на расстоянии 1 м друг от друга по периметру

Резервуары для нефти и нефтепродуктов в зависимости от типа и назначения должны быть оборудованы:

приемо-раздаточным устройством, имеющим местное дистанционное управление;

дыхательной арматурой и предохранительными или механическими клапанами;

приборами для местного и дистанционного измерения уровня и температуры хранимой жидкости, автоматической сигнализацией верхнего и нижнего предельных уровней;

устройствами для отбора средней пробы;

устройствами для удаления из резервуара подтоварной воды;

устройством для подогрева в резервуарах высоковязких и застывающих нефтепродуктов и нефти;

устройствами и средствами автоматического обнаружения и тушения пожара;

устройствами молниезащиты и защиты от воздействия статического электричества и вторичных проявлений молнии;

устройством для предотвращения накопления отложений в резервуаре;

устройствами для ручного измерения уровня и отбора проб.

Пропускная способность дыхательной арматуры или механического клапана должна определяться в зависимости от максимальной производительности заполнения и опорожнения резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

В зависимости от типов резервуаров и хранимых в них жидкостей применяют следующую дыхательную арматуру:

на плавающей крыше — механический клапан с огнепреградителем;

на крыше резервуара с понтоном — вентиляционный патрубок с огнепреградителем;

на стационарной крыше для хранения нефти и нефтепродуктов (кроме дизельного топлива и керосина) — дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями, дизельного топлива и керосина — вентиляционный патрубок с огнепреградителем, темных нефтепродуктов и масел — вентиляционный патрубок.

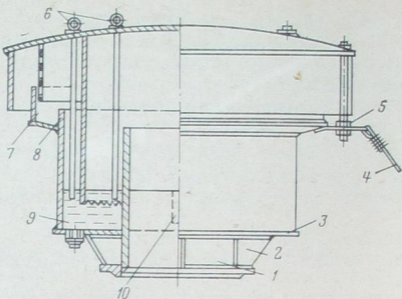


Рис. 45. Клапан предохранительный:

1 — патрубок клапана; 2 — ребро жесткости по окружности; 3 — днище масляного стакана; 4 — растяжка для крепления клапана; 5 — шпилька для регулировки гидравлического затвора; 6 — щупы для замера уровня масла; 7 — чашка для улавливания масла; 8 — отверстия для обратного возврата стекающего с сетки масла; 9 — стакан для масла; 10 — переливная труба

Пределы работы дыхательных клапанов должны приниматься по давлению в резервуаре выше на 2 кПа и ниже на 0,25 кПа атмосферного.

Дыхательные клапаны и огневые предохранительные клапаны должны быть непримерзающими. На резервуарах с дыхательными клапанами должны устанавливаться предохранительные клапаны равнозначной пропускной способности (рис.45). Пределы работы предохранительного клапана следует принимать по давлению в резервуаре выше на 2,1—2,3 кПа и ниже на 0,3—0,35 кПа атмосферного. Меньшие пределы избыточного давления и вакуума соответствуют срабатыванию (открытию), большие пределы — максимальной пропускной способности предохранительного клапана.

Дыхательные и предохранительные клапаны должны иметь огневые предохранители (рис. 46) и устанавливаться на самостоятельные монтажные патрубки (рис. 47).

Приемо-раздаточные устройства должны обеспечивать скорость движения потока жидкости не более 2,5 м/с. Число этих устройств определяется по максимальной производительности закачки и выкачки, которая ограничивается допустимой скоростью (6 м/с) движения

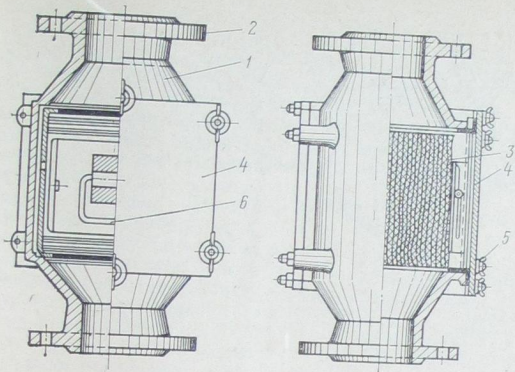


Рис. 46. Огневой предохранитель:

1 — корпус; 2 — фланцы; 3 — коробка с пакетом металлических пластин; 4 — крышка корпуса; 5 — гайка; 6 — ручка коробки с пластинами

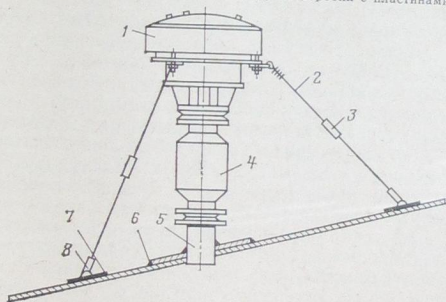


Рис. 47. Схема установки клапана:

1 — предохранительный клапан; 2 — растяжка для крепления клапана; 3 — стяжная муфта; 4 — огневой предохранитель; 5 — монтажный патрубок; 6 — усиливающий воротник; 7 — накладка; 8 — накидной крюк

понтон или плавающей крыши. Для резервуаров вместимостью 1000 м³ и более рекомендуется устанавливать не менее двух прямо-раздаточных устройств. Устройство

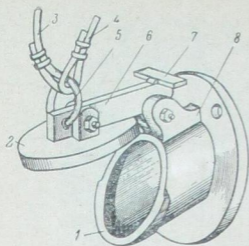


Рис. 48. Хлопушка:

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — трос к световому люку; 4 — трос к управлению хлопушкой; 5 — петля; 6 — рычаг; 7 — стопорная планка; 8 — проушина шарнира

должно иметь надежный запорный орган (хлопушка) и обеспечивать максимальное использование полезного объема резервуара. Приемо-раздаточное устройство с хлопушкой (рис. 48), имеющее боковое управление, оборудуется запасным тросом.

Резервуары всех типов должны оснащаться сифонными кранами и другими устройствами для слива подтоварной воды.

Резервуары для хранения сырой нефти должны оборудоваться устройствами

предотвращающими накопление осадков (размывающие головки, винтовые перемешивающие устройства и т. п.).

Резервуары для нефти и нефтепродуктов следует оснащать тензометрическими, гравиметрическими, объемно-весовыми и пьезометрическими контрольно-измерительными приборами и средствами автоматизации местными и дистанционными измерителями уровня жидкости; сигнализаторами максимального и минимального оперативного уровней жидкости; сигнализаторами максимального и минимального уровней подтоварной воды; дистанционным измерителем средней температуры жидкости; местным и дистанционным измерителем температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков, дистанционным сигнализатором повышения температуры и автоматическим включением средств пожаротушения при возникновении пожара с одновременной подачей аварийного сигнала; дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей; отбором средней пробы из резервуара.

В резервуаре с плавающей крышей (понтон) допускается измерять уровень по положению плавающей крыши (понтон). Сигнализатор максимального аварийного уровня, передающий сигнал на отключение насосного оборудования при достижении предельного уровня

должен устанавливаться, обеспечивая плавающей крыше (понтону) перемещение выше отметки срабатывания.

В резервуаре с плавающей крышей (понтон) должно устанавливаться на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно.

В резервуарах, предназначенных для длительного хранения нефти и нефтепродуктов, должны устанавливаться сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды.

Резервуары с подогревом должны иметь местное и дистанционное измерение температуры нефти и нефтепродуктов в районе приемо-раздаточных патрубков.

Наружная поверхность резервуара должна покрываться антикоррозионным, лучеобразовательным лакокрасочным покрытием светлого тона.

Железобетонные резервуары классифицируются по виду продукта (нефть, светлые нефтепродукты, мазут, масло), форме (круглые, прямоугольные), длительности хранения, конструктивным особенностям (из сборного или монолитного железобетона).

Наибольшее распространение получили цилиндрические и прямоугольные резервуары для нефти и нефтепродуктов.

Эффективность хранения нефти и нефтепродуктов, количественная и качественная сохранность их зависят во многом от правильного выбора схемы оборудования резервуаров. Резервуары для нефти оснащаются технологическим оборудованием, состоящим из приемо-раздаточных и зачистных устройств, дыхательно-предохранительной аппаратуры, а также приборами контроля и автоматики. Кроме того, в резервуарах устраиваются световые, лазерные и замерные люки.

Компоновка оборудования и аппаратуры на резервуарах вместимостью 3000 и 30 000 м³ показана на рис. 49.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПОЖАРОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

Пожар в резервуарном парке начинается, как правило, со взрыва газовой смеси, находящейся в газовом пространстве между крышей и поверхностью жидкости. В результате взрыва происходит полное или частичное разрушение крыши резервуара и возникает по-

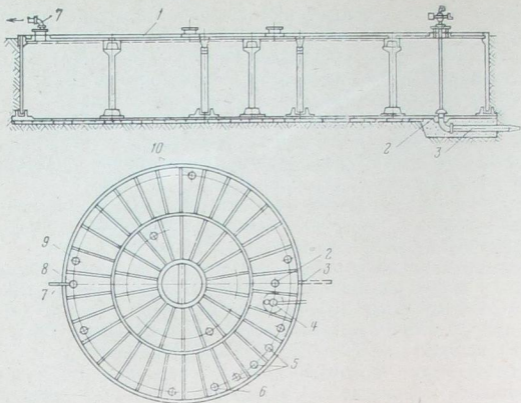


Рис. 49. Оборудование цилиндрического железобетонного резервуара: 1 — газонепроницаемый водяной экран; 2 — приемораздаточное устройство; 3 — патрубок; 4 — погружной насос; 5 — люки для установки приборов, автоматики; 6 — замерный люк; 7 — труба газоравнительной системы; 8 — огневой предохранитель; 9 — предохранительный клапан; 10 — люки световые и люки-лазы

жар. Значительно реже взрыв паровоздушной смеси сопровождается разрушением стенок резервуара с разливом его содержимого. Если концентрация газовой смеси в резервуаре будет выше верхнего концентрационного предела воспламенения, то пожар начинается с воспламенения и факельного горения струи, выходящей через дыхательную арматуру, открытые люки или через неплотности в крыше и верхней части корпуса.

Концентрация газовой смеси в резервуаре в идеальных условиях будет взрывоопасной при

$$t_{\text{НПВ}} - \Delta t < t_{\text{ж}} < t_{\text{ВПВ}} - \Delta t_{\text{в}};$$

ниже предела воспламенения при

$$t_{\text{НПВ}} - \Delta t_{\text{н}} > t_{\text{ж}}$$

и выше верхнего предела воспламенения при

$$t_{\text{ж}} > t_{\text{ВПВ}} + \Delta t_{\text{в}},$$

где $t_{\text{НПВ}}$, $t_{\text{ВПВ}}$ — температура соответственно нижнего и

верхнего пределов воспламенения паров жидкости; Δt — коэффициент безопасности выраженный в виде температурной поправки; $t_{ж}$, $t_{в}$, $t_{н}$ — температура жидкости воды и нефти соответственно.

Коэффициент безопасности может быть рассчитан или взят условно в пределах 10—15 °С (что будет соответствовать коэффициенту запаса, равному 2). Температурные пределы воспламенения берут из справочных пособий или рассчитывают по формулам

$$t_{ВПВ} = k_{н}t_{нк} - l_{н};$$

$$t_{ВПВ} = k_{в}t_{нк} - l_{в},$$

где k , l — коэффициенты для всех сортов нефти и нефтепродуктов ($k_{н}=0,82$; $l_{н}=86$; $k_{в}=0,7$; $l_{в}=42$); $t_{нк}$ — температура начала кипения нефти или нефтепродуктов.

Необходимо иметь в виду, что температурные пределы воспламенения, применяемые для оценки опасности паровоздушной смеси в газовом пространстве резервуара, характеризуют опасность сравнительно равномерной концентрации насыщенных паров нефтепродуктов. Резкое изменение температуры, неравномерный обогрев стенок, а также проведение различных технологических операций (закачка или отбор) даже при постоянной температуре окружающей среды и продукта приводят к изменениям концентрации паров в резервуаре. При этом температурные пределы воспламенения паров не могут точно характеризовать опасность газовой среды в резервуаре и, следовательно, данный метод нужно применять критически в профилактической работе и при тушении пожаров в резервуарных парках.

Если резервуар после взрыва паровоздушной смеси загорелся, то в первые же минуты горения на поверхности жидкости устанавливается температура кипения. Для нефти и нефтепродуктов эта температура постоянно увеличивается по мере выгорания жидкости. В большинстве случаев она превышает 100 °С.

Скорость выгорания жидкости зависит от ее летучести, условий горения и скорости ветра. Ориентировочные значения скорости выгорания нефти и нефтепродуктов приведены в табл. 9.

Следовательно, при пожаре с 1 м² за час будет выгорать от 90 до 240 кг жидкости. Имея в виду, что тепло-

Таблица 9
Скорости выгорания нефти и нефтепродуктов

| Нефтепродукты | Скорость выгорания, см/ч |
|-------------------|--------------------------|
| Бензин | До 30 |
| Керосин | До 24 |
| Дизельное топливо | До 18—20 |
| Нефть | До 12—15 |
| Мазут | До 10 |

Примечание. С увеличением скорости ветра до 8—10 м/с скорость выгорания возрастает на 30—50%.

защитные функции. Поэтому при воспламенении взрывоопасной смеси пламя проскакивает в резервуар, и происходит взрыв. Если в резервуаре концентрация паров выше верхнего предела воспламенения, то образующиеся при нагреве стенок избыточное давление приведет к выходу паровоздушной смеси через дыхательную арматуру и воспламенению ее. Горение факела паров над арматурой будет дополнительно подогревать арматуру и конструкции резервуара, что может вызвать деформацию конструкций. Если в соседних резервуарах концентрации паров ниже нижнего предела воспламенения, то нагревание стенок и арматуры за счет теплоты излучения может привести к более интенсивному испарению нефтепродуктов и повышению концентрации паров до взрывоопасных пределов. Горючая смесь при выходе через дыхательный клапан воспламенится и пламя, проскочив в резервуар, вызовет взрыв.

Угроза касания пламени горящего резервуара кровли соседних резервуаров возникает обычно при скорости ветра более 10 м/с, так как наклон пламени по отношению к оси резервуара в этом случае достигается 75—80°. Особо опасно действие пламени на корпус соседнего резервуара, из которого в данный момент откачивается жидкость. Раскаленные продукты горения, засасываемые в резервуар, могут вызвать взрыв.

Большую опасность представляют вскипания и выбросы нефти и нефтепродуктов из горящего резервуара.

та сгорания нефтепродуктов составляет 41 900 Дж, — при пожаре будет выделяться очень большое количество тепла.

Стенка резервуара выше уровня горючей жидкости под воздействием теплоты пожара сильно раскаляется и деформируется через 15—20 мин, если ее не охлаждать. Нагрев дыхательной арматуры опасен тем, что при высоких температурах огневой преградитель перестает выполнять свои за-

Вскипание нефтепродуктов связано с наличием воды в виде мелких капель в массе жидкости. Вскипание характеризуется бурным вспениванием продукта (в 4—5 раз увеличивается объем нагретой жидкости). Чаще всего вскипают нефти и мазуты. Это объясняется тем, что в силу своей вязкости они почти всегда содержат взвешенные частицы воды и при горении прогреваются на значительную глубину. Например, скорость прогрева нефти достигается 25—40 см/ч, а мазута — до 30 см/ч. Бензины и другие светлые нефтепродукты при горении в резервуарах практически не прогреваются.

Сырая необезвоженная нефть примерно через час после начала пожара может вскипеть с переливом жидкости через борт резервуара. При содержании воды менее 0,3% вскипание обычно не происходит. Излив горячей жидкости при вскипании ставит под угрозу соседние резервуары и другие сооружения.

Выброс — явление редкое, но очень опасное. Выброс нефтепродукта наступает в том случае, когда образовавшийся гомотермический слой нефти или мазута, нагретый до температуры более 140—150 °С, достигает слоя подтоварной (донной) воды. При этом вода перегревается, значительная часть ее переходит в пар, который и выбрасывает нефтепродукт из резервуара. Десятки тонн нефтепродукта могут быть выброшены на большое расстояние и покрыть территорию в несколько тысяч квадратных метров со всеми расположенными на ней резервуарами и сооружениями.

Начало выброса сопровождается значительным шумом в резервуаре. Ориентировочное время наступления возможного выброса можно определить по формуле

$$\tau = \frac{H - h}{\omega_0 - v},$$

где τ — время от начала пожара до ожидаемого момента выброса; H — высота уровня горючей жидкости в резервуаре; h — толщина слоя водяной подушки в резервуаре; ω_0 — линейная скорость выгорания нефтепродукта; v — скорость прогрева жидкости.

Вскипание и выбросы нефтепродукта при горении резервуара представляют опасность не только для самого склада горючих жидкостей, но и для рядом находящихся объектов и населенных пунктов.

Опасность пожара возникает также при загазованности территории резервуарного парка и сливно-наливной эстакады парами нефти и нефтепродуктов.

Наземные резервуары большого объема при наполнении их жидкостью (большое дыхание) и при повышении температуры среды (малое дыхание) являются источниками выброса в атмосферу паров нефти и нефтепродуктов. Так, например, в летнее время при температуре 25°C из бензиновых резервуаров с каждого кубического метра вытесняемой наружу через дыхательные клапаны паровоздушной смеси выбрасывается 1 кг паров бензина. Если выбрасываемые пары будут быстро рассеиваться, это может привести к образованию взрывоопасной концентрации на большой площади резервуарного парка.

Исследованиями установлено, что максимальных размеров взрывоопасные зоны достигают при интенсивном состоянии атмосферы, которое чаще всего бывает в период с 19 до 7 ч. Так, при закачке в резервуар стабильной нефти со скоростью $3500\text{ м}^3/\text{ч}$ взрывоопасная зона может простираться на расстояние до 60 м от резервуаров. В соответствии с закономерностями атмосферной диффузии примесей при заполнении с той же интенсивностью наземного вертикального резервуара величина взрывоопасной зоны будет меньше приведенных величин.

Размеры взрывоопасных зон могут увеличиваться при приеме в резервуар недегазированной, нестабильной или горячей нефти и нефтепродуктов. В этом случае растворенные нефти, газы и пары интенсивно испаряющихся нефтепродуктов будут выходить наружу, создавая пожароопасную обстановку.

Пожары при закачке недегазированных и горячих нефтей характерны для промысловых резервуарных парков, нефтедобывающих предприятий и парков магистральных нефтепродуктов. По этой же причине могут возникать пожары в резервуарных парках с легкими нефтепродуктами на нефтезаводах.

Уменьшение потерь нефти и нефтепродуктов при хранении их в резервуарах (выброс паров при больших и малых дыханиях) не только снижает пожарную опасность складов, но и является также важной экономической задачей.

Годовые потери от испарения при вместимости резервуара 200 м^3 составляют $5,75\%$; 400 м^3 — $4,24\%$;

2000 м³ — 3,75%; 5000 м³ — 3,25%; 10 000 м³ — 2,75% от вместимости резервуара.

Пожары в резервуарных парках могут возникнуть в результате выхода наружу горючих жидкостей или их паров при механических повреждениях корпуса резервуара, крыши или трубопроводов. Причиной таких повреждений чаще всего является образование повышенного давления при несоответствии интенсивности закачки продукта и пропускной способности дыхательной арматуры; закачке продукта с увеличенным содержанием растворенных газов или нагретого выше установленной температуры; примерзании в холодное время года тарелок дыхательных клапанов или обледенении насадки огневого преградителя. Повреждение может произойти в результате переполнения резервуара, а также при сильной коррозии металла или при снижении его механической прочности от воздействия чрезмерно низкой температуры или температуры пожара.

Пары нефтепродуктов и разлившейся жидкости могут воспламениться от источников открытого огня при ремонтных работах, прямых ударов молнии, разрядов статического электричества, от искр удара и трения при очистных работах и самовозгорания пиррофорных соединений, образующихся в результате коррозии металла сернистыми нефтями.

ПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА СКЛАДОВ

Безопасная эксплуатация резервуаров достигается выполнением сложного комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих снижение потерь нефтепродуктов из резервуаров и предотвращающих образование опасных давлений и вакуума, а также защиту от воспламенения и распространения пламени в резервуар.

Противопожарные мероприятия, которые должны осуществляться при строительстве складов, регламентируются строительными нормами и правилами — Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования.

При выборе площадки для строительства склада учитывают рельеф местности. Располагают склады, как правило, ниже населенных пунктов, смежных объектов, направления господствующего ветра, а также расстояний до

ближайших зданий, сооружений объектов и населенных пунктов.

Склады у берегов рек размещают, как правило, ниже по течению на 100 м от пристаней, речных вокзалов, крупных рейдов и мест постоянной стоянки флота, гидроэлектростанций и других сооружений. Иногда их располагают выше по течению на расстоянии 3000 (I категория), 2000 (II категория) и 1500 м (III категория) от указанных объектов.

Резервуары размещают группами или отдельно стоящими в зоне хранения.

Предельная вместимость резервуара или группы резервуаров ограничивается в зависимости от конструкции резервуаров, вида хранимого продукта и способа хранения. Общая вместимость резервуаров в одной группе следующая: резервуары с плавающей крышей или понтоном — 200 000 м³ при применении резервуаров вместимостью 50 000 м³ и более и 120 000 м³ при применении резервуаров вместимостью менее 50 000 м³; резервуары со стационарной крышей — 120 000 м³ при хранении нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45 °С и 80 000 м³ при хранении нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже.

Расстояние между стенками наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, расположенных в одной группе, принимается: резервуаров с понтоном 0,65 диаметра и со стационарной крышей 0,75 диаметра, но не более 30 м при хранении в указанных резервуарах нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже; для обоих типов резервуаров 0,5 диаметра, но не более 20 м при хранении в них нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки более 45 °С.

Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы должно быть не менее 1 м. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть 40 м для наземных и 15 м для подземных резервуаров.

— Для ограничения разлива нефтепродукта в случае аварии предусматривается устройство обвалований или стенок. Объем обвалований для отдельно стоящих резервуаров принимается равным полной вместимости резервуара, для группы резервуаров — вместимости наибольшего резервуара.

В пределах одной группы каждый резервуар вместимостью 20 000 м³ и более или несколько меньших резервуаров общей вместимостью 30 000 м³ должны отделяться от других резервуаров внутренними земляными валами или стенами высотой 0,8 м при резервуарах вместимостью менее 10 000 м³ и высотой 1,3 м при резервуарах вместимостью 10 000 м³ и более. Расстояние от стенок этих резервуаров до нижней кромки внутренних откосов обвалования или до ограждающих стенок принимается соответственно 3 и 6 м.

Каждая группа наземных резервуаров должна быть ограждена сплошным земляным валом шириной поверху не менее 0,5 м или стеной, рассчитанной на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Высота внешнего обвалования (стенок) должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров вместимостью менее 10 000 м³ и 1,5 м для резервуаров вместимостью 10 000 м³ и более.

Обвалование подземных резервуаров предусматривается при хранении нефти и мазутов. Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, определяется из условия удержания разлившейся жидкости в количестве, равном 10% наибольшего подземного резервуара. Обвалование группы подземных резервуаров можно не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров, удерживает 10% вместимости наибольшего резервуара.

На складах I и II категорий резервуары для хранения мазутов, масел и других нефтепродуктов должны отделяться от других резервуаров группы внутренними земляными валами или стенками.

Для сокращения потерь от испарения нефтепродуктов используют газовые обвязки, дыхательные и предохранительные клапаны, диски-отражатели под клапанами, светлую окраску кровли и корпуса.

Резервуары с плавающими крышами успешно используют в южных районах. В северных районах с суровым климатом применяют резервуары с понтонами, укрытые стационарной крышей от атмосферных осадков. Понтоны снижают потери от испарения нефти и нефтепродуктов до 90% по сравнению с обычными резервуарами.

Следует отметить, что в резервуарах с понтонами не исключается опасность образования горючей смеси внутри свободного газового пространства между понтоном и крышей. Чтобы понтоны и плавающие крыши были исправлены и не могли служить причиной повреждения резервуаров (например, при заклинивании в период закачки или отбора продукта), их состояние проверяют не реже одного раза в месяц.

Наряду с внедрением резервуаров с плавающими крышами и понтонами, продолжается совершенствование дыхательной арматуры резервуаров со стационарными крышами. Особое внимание уделяют обеспечению работоспособности арматуры в осенне-зимний период, улучшению герметичности затворов и увеличению пропускной способности клапанов.

На основании экспериментальных и теоретических исследований разработаны новые конструкции непримерзающих дыхательных клапанов типа НДКМ (рис. 50), в которых для герметизации пространства под тарелкой использованы мембраны. Разработано четыре типоразмера клапанов типа НДКМ с условными диаметрами 150, 200, 250, 350 мм и с пропускной способностью от 500 до 5000 м³/ч.

Чтобы дыхательные клапаны не могли явиться причиной повреждения резервуара в период закачки или отбора жидкости, их состояние необходимо проверять не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в неделю при температуре воздуха ниже 0°С.

Для сокращения потерь от испарения и ликвидации пожароопасной загазованности резервуарных парков довольно широко применяют газоуравнительные обвязки, соединяющие между собой паровоздушные пространства резервуаров с одинаковыми продуктами. Применение газоуравнительных обвязок особенно эффективно при достаточной синхронизации операций приема и откачки продукта в обвязанных резервуарах. Такая синхронизация характерна, например, для резервуарных парков магистральных нефтеперекачивающих трубопроводов. Газоуравнительные обвязки довольно эффективны в сокращении потерь от испарения. Однако, при ненадежной защите от распространения пламени (установка огневых преградителей) они могут служить для быстрого скры-

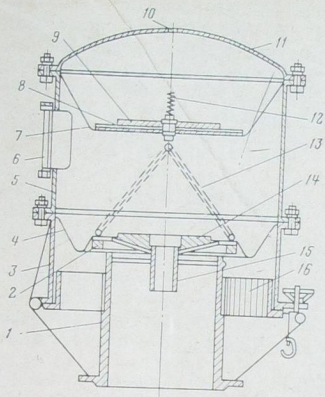


Рис. 50. Не примерзающий мембранный дыхательный клапан:
 1 — приемный патрубок; 2 — седло; 3 — защитный кожух; 4 — нижняя мембрана; 5 — корпус; 6 — крышка люка; 7 — верхняя мембрана; 8 — диск; 9 — груз; 10 — отверстие; 11 — крышка; 12 — пружина-демпфер; 13 — цепочки; 14 — тарелка; 15 — импульсная трубка; 16 — кольцевой огнепреградитель

того распространения пожара сразу на большое число резервуаров.

Следует иметь в виду, что все резервуары со стационарными крышами (с газовой обвязкой или без нее и независимо от наличия дыхательных клапанов) защищают от повреждения корпуса также гидравлическим предохранительным клапаном. Состояние гидравлического клапана должно проверяться не реже одного раза в 10 дней.

На каждом нефте- или продуктопроводе, по которым продукт идет самотеком в сторону резервуара кроме запорной арматуры, установленной непосредственно у резервуара, должна быть установлена задвижка на расстоянии не менее 100 и не более 50 м от ограждения резервуарного парка или отдельно стоящего резервуара. Это предотвратит разлив большого количества жидкости при повреждении нефтепродуктов.

Огневые предохранители устанавливаются на дыхательных устройствах резервуаров и газоравнительных сис-

тем с целью защиты от проникновения через них пламени и продуктов горения в газовое пространство резервуаров. Они устанавливаются на кровле резервуара под каждым дыхательным и предохранительным клапанами. Марку огневых предохранителей, как и марку дыхательных клапанов, определяют в зависимости от пропускной способности приемно-раздаточных трубопроводов резервуара.

Огнегасящую насадку огневого предохранителя выполняют из неметаллических гранулированных материалов (речной, гравий, кварц и т. п.) или в виде кассет из латунных фильтрованных сеток, а также из гофрированных и гладких металлических лент. Размер зерен гравия, ячеек в сетке, высота и шаг гофра определяют экспериментально — путем испытаний на огневом стенде.

Допустимое сопротивление огневого предохранителя зависит от рабочего давления в резервуаре. Например, при рабочем давлении 1,2 кПа и выше сопротивление огневого преградителя должно быть не более 0,3 кПа; при рабочем давлении 0,3 кПа — не более 0,1 кПа.

Пламенепроницаемость, детационная стойкость и термостойкость характеризуют способность огневых предохранителей не допускать воспламенения взрывоопасной смеси паров нефтепродуктов с воздухом в газовом пространстве резервуаров и газоотводных системах (от проникновения пламени снаружи). Огневые предохранители должны сохранять пламенепроницаемость или детационную стойкость в десяти случаях подряд, а термостойкость — в течение 0,5 ч.

Искро- и термонеpronицаемость характеризуют способность огневых предохранителей не допускать в защищаемое пространство нагретых до 1200 °С минеральных и тлеющих органических частиц или горячих газообразных продуктов сгорания. Огневые предохранители должны обладать искронепроницаемостью для частиц размером более 1,5 мм в диаметре. Термонеpronицаемость учитывает возможность покрытия негорящего резервуара пламенем соседнего горящего резервуара и должна обеспечивать работоспособность огневого предохранителя в условиях пожара в течение 2 ч.

Огневые предохранители могут выполнить успешно свою защитную функцию только в том случае, если они будут правильно сделаны и за их состоянием будет ус-

тановлено систематическое наблюдение. Их должны осматривать не реже одного раза в месяц, а при температуре воздуха ниже 0°C — не реже двух раз в месяц.

Пожары в резервуарных парках могут возникнуть от прямого удара молнии и от ее вторичного воздействия, объясняемого явлением электростатической индукции. Явление электростатической индукции наиболее характерно для резервуаров с плавающими крышами и понтонами.

Причиной пожаров могут быть также и разряды статического электричества. Поэтому металлические резервуары с нефтепродуктами необходимо защищать от прямых ударов молнии, электростатической индукции и от статического электричества.

Защита от прямых ударов молнии отдельных резервуаров или парка в целом зависит от вместимости и конструкции резервуаров или от температуры вспышки нефтепродуктов.

Резервуары для хранения нефтепродуктов с температурой вспышки 45°C и ниже, имеющие толщину металла крыши менее 4 мм, защищают отдельно стоящими или расположенными на резервуарах молниеотводами. При этом в зону защиты молниеотводов должна вписываться не только вся площадь кровли, но и определенное пространство (зона взрывоопасности $K=5$ м) около дыхательных и предохранительных клапанов.

Исследования зон взрывоопасности показали, что при избыточном давлении внутри резервуара менее 0,5 кПа у дыхательной арматуры при большом дыхании резервуара создается зона взрывоопасности до 1 м по вертикали и 2 м по горизонтали от клапанов. При избыточном давлении внутри резервуара 0,5 — 25 кПа зона взрывоопасности имеет размеры по вертикали 2,5 м и по горизонтали 5 м от клапанов.

При толщине металла крыши 4 мм и более резервуар достаточно только заземлить (молниеотводы не устанавливаются).

Резервуары с плавающими крышами и понтонами защищают также отдельно стоящими или расположенными на резервуарах молниеотводами. Для резервуаров с плавающей крышей в зону защиты молниеотводов должна вписываться вся площадь крыши в наивысшей ее отметке. Для резервуаров с понтоном в зону защиты молние-

отводом должна вписываться вся площадь крыши и вентиляционные устройства.

При расположении молниеотводов на резервуаре его стенки служат токоотводом. В этом случае через каждые 25 м по периметру основания корпус резервуара присоединяют к заземлителям с импульсным сопротивлением не более 50 мм. Должно быть не менее двух присоединений.

Защита от электростатической индукции резервуаров с плавающей крышей или понтоном, независимо от их материала, достигается путем соединения плавающей крыши или понтона с заземленным корпусом специальными гибкими металлическими перемычками (токоотводами), обеспечивающими непрерывность электрического контакта. На неметаллическую плавающую крышу или понтон должна быть наложена металлическая сетка с размерами сторон ячеек не более 12 м. Сетка при помощи перемычек должна иметь хорошую электрическую связь с заземленным корпусом резервуара.

Защита резервуаров от статического электричества достигается прежде всего его заземлением. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном устройства по защите от электрической индукции будут обеспечивать и защиту от статического электричества.

Дополнительные меры защиты от разрядов статического электричества сводятся к следующим мероприятиям:

ограничение скорости движения нефтепродуктов по трубопроводам и истечения их в резервуарах;

применение релаксационных устройств, представляющих собой горизонтальный участок трубопровода увеличенного диаметра — непосредственно у входа в резервуар;

заземление поплавковых или буйковых уровнемеров, которые сами должны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении иметь надежный контакт с землей.

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Насосные станции для перекачки нефти и нефтепродуктов относятся к взрыво- или пожароопасным помещениям.

Насосные станции могут размещаться в помещениях, на площадках и под навесом. Здания насосных станций

должны быть не ниже II степени огнестойкости. Покрытие должно быть бесчердачным из несгораемых материалов. Двери и окна в насосных станциях должны открываться наружу. Полы в помещениях устраивают из несгораемых и невпитывающих нефтепродукты материалов с обязательным уклоном в сторону лотков или каналов для стока случайно разлитых нефтепродуктов.

В том случае, если насосы приводятся в действие двигателями внутреннего сгорания или электромоторами в нормальном (невзрывозащищенном) исполнении, помещение для насосов должно быть отделено от помещения для двигателей глухой без проемов несгораемой стеной с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. В местах, где через стену пропускают валы от насосов к двигателям, обязательно устанавливают сальники, не пропускающие пары нефтепродуктов из насосных в помещения для двигателей.

В пристройках к насосным зданиям разрешается располагать трансформаторные подстанции до 10 кВ, электрораспределительные устройства, станции катодной защиты трубопроводов, вентиляционные камеры, ремонтные мастерские, бытовые помещения для обслуживающего персонала. Все эти помещения должны разделяться между собой несгораемыми стенами огнестойкости не менее 1 ч и иметь самостоятельные выходы наружу.

Все вспомогательные помещения необходимо располагать с торцевой стороны насосной станции за глухой несгораемой стеной. Через эту стену нельзя прокладывать кабели, вентиляционные коробки и канализационные каналы. Все коммуникации из пристроенных помещений должны выходить через наружные стены с уплотнением всех отверстий. Нельзя пропускать через помещения пристроек коммуникации из насосных помещений.

Для предотвращения попадания в помещения пристроек нефтепродуктов полы в них необходимо устраивать выше полов в насосных на 50—70 см, а дно кабельных каналов и прямков — на 15—20 см.

В насосных помещениях электрооборудование, силовая и осветительная сеть и телефонная аппаратура должны отвечать требованиям классу помещений в соответствии с ПУЭ.

Помещения для насосов и узлов задвижек площадью пола 300 м² и более продуктовых насосных станций,

складов нефти и нефтепродуктов, резервуарных парков магистральных нефтепроводов, канализационных насосных станций для перекачки неочищенных производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), насосных станций магистральных нефтепроводов пропускной способностью 1200 м³/ч должны оборудоваться стационарными автоматическими системами тушения пожара. При меньшей площади помещений и производительности насосных станций предусматривается автоматическая пожарная сигнализация.

Пожары или взрывы в насосной могут возникнуть главным образом в результате несоблюдения правил технической эксплуатации насосов и насосного оборудования (перегрев подшипников и корпуса насоса, эксплуатация насосов), нарушения правил устройства электрооборудования, самовозгорания промасленных материалов и спецодежды, применение открытого огня.

При эксплуатации насосных должен быть установлен систематический надзор за герметичностью насосов и трубопроводов. При обнаружении утечки нефти насос должен быть остановлен, отключен от действующих коммуникаций, подготовлен к ремонту и исправлен. Ремонт насосов во время работы других насосов запрещается.

Трущиеся части насосов во время работы необходимо смазывать и осуществлять контроль за температурой подшипников и сальников. Перед пуском насосов должна быть включена вытяжная вентиляция, помещение насосной проветрено. Пуск насосов в работу при неисправной или выключенной вентиляции не разрешается.

Полы, лотки в насосных должны содержаться в чистоте и регулярно промываться водой. Скопление и застой нефти и нефтепродуктов не допускается. Не допускается применять для мытья полов, стен, агрегатов и оборудования легковоспламеняющиеся жидкости. Ремонт насосных агрегатов, электросетей, электрооборудования и смену электроламп можно производить после обесточивания сети остановки насосов и проветривания помещения. Для ремонта можно применять только инструмент, не образующий искр.

В насосных помещениях нельзя хранить ЛВЖ. Смазочные материалы необходимо хранить в специальной металлической таре с плотно закрывающимися крышками не более суточной потребности. Категорически запре-

щается сушить промышленную одежду, обтирочные материалы и другие сгораемые предметы на нагретых частях насосов и паротрубопроводов.

Лиц, не знающих технологического оборудования насосной станции, правил эксплуатации, технологическую схему перекачки, а также схему управления запорной арматурой, к работе не допускают. В насосной станции на видном месте должны быть вывешены инструкция о мерах пожарной безопасности и схема обвязки насосов, трубопровода, задвижек и стационарных установок тушения пожаров.

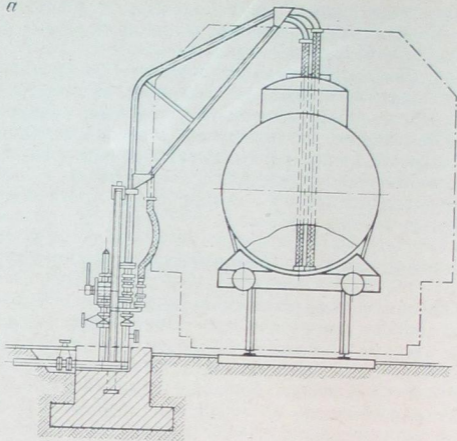
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ СЛИВНО-НАЛИВНЫЕ УСТРОЙСТВА

Для налива железнодорожных цистерн и слива нефтепродуктов в резервуары сооружают специальные эстакады, которые располагают на прямом участке железнодорожного пути (тупика). Нефтекладские железнодорожные пути включают рабочие (сливно-наливные), маневровые и обгонные пути для вывода состава.

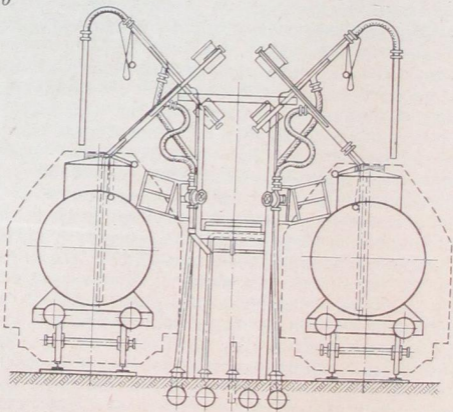
Сливно-наливные устройства сооружают односторонними или двусторонними (между двумя железнодорожными путями). В зависимости от вида нефтепродукта и конструкций цистерн существует несколько способов слива и налива (рис. 51).

Принудительный слив при помощи насосов (рис. 52,а) подразделяется на верхний и нижний. При верхнем сливе вливные стояки 1 устанавливают на расстоянии 4 м один от другого и присоединяют к ним гибкие резиновые шланги 2. Вторым концом шланга через люки опускают в цистерны. При нижнем сливе сливные приборы цистерн соединяют гибкими шлангами 3 с коллектором 4. От середины всасывающего коллектора 4 к насосу 6 отходит отводная труба 5. Параллельно коллектору 4 укладывают зачистной коллектор, соединенный со стояком 1. Если применяют несамовсасывающие центробежные насосы, то для создания первоначального разрежения во всасывающей линии устанавливают вакуум-насос, который присоединяют к воздушному коллектору 8. При помощи вакуум-насоса отводится воздух, попавший во всасывающую линию из-за неплотности соединения. Нефтепродукты откачивают непосредственно в резервный парк или сначала в нулевой резервуар 7, а затем в резервуары

a



б



парка. Сливные коммуникации плотностью герметизируют.

Верхний слив при помощи погружения насосов (рис. 52, б) производят следующим образом. К погруженному насосу, смонтированному вместе со взрывобезопасным электродвигателем 9, присоединяют гибкий шланг. По этому шлангу и трубопроводам 1, 4, 5 насос перекачивает нефтепродукт из цистерн в резервуар 7.

Открытый самотечный слив (рис. 52, в) отличается тем, что нефтепродукт через сливные приборы цистерн 10 поступает в переносные лотки 11, а по ним — в желоб 12, расположенный вдоль железнодорожного пути. К середине желоба присоединяют отводную трубу 5, по которой нефтепродукт сливается в резервуар 7. Из сливного резервуара 7 нефтепродукт насосами перекачивают в резервуары. Вместимость сливных резервуаров принимают равной вместимости цистерны или $\frac{2}{3}$ ее вместимости, если одновременно со сливом откачивают нефтепродукт из сливного резервуара. Желоба и лотки делают из негорящего материала. Длину лотков принимают 3—5 м. Желоба располагают рядом с железнодорожными путями (односторонний слив), между рельсами (межрельсовый слив) или между двумя железнодорожными путями (двусторонний слив). Длину сливного желоба принимают равной длине маршрута. При сливе вязких нефтепродуктов по дну желоба прокладывают подогреватели — паровые трубы диаметром 25—50 мм. Желоба имеют откидные крышки.

Закрытый самотечный слив отличается от открытого слива тем, что вместо переносных лотков к сливным приборам цистерн присоединяют гибкие шланги, идущие к сливному коллектору.

Налив нефтепродуктов (рис. 53) может производиться самотеком, принудительно (насосами) и комбинированным способом.

Налив самотеком возможен только когда уровень нефтепродукта в резервуаре выше уровня нефтепродукта в цистерне (рис. 53, а).

Принудительный налив (рис. 53, б) производят при помощи насосов. Налив через буферную емкость (рис. 53, в) включает первые два способа и применяется при благоприятном рельефе территории нефтебазы. Налив железнодорожных цистерн осуществляют через эстакады I. Число эстакад и их длину выбирают в зависимости от объема операций и грузоподъемности цистерн. Эстакады оборудуют двумя или тремя основными коллекторами, коллектором для слива неисправных цистерн и воздушным коллектором.

Сливно-наливные устройства — это наиболее пожароопасные участки на нефтебазах, так как здесь при операциях с нефтепродуктами постоянно происходит выделение значительного количества паров, которые, растекаясь по окружающей территории, могут воспламениться от любого источника огня и быть причиной пожара или взрыва.

Перед сливом и наливом нефти должна быть проверена правильность открытия всех переключающих вентилей, задвижек, а также исправность всех сливно-наливных устройств и плотность соединений шлангов. Обнаруженная течь должна быть немедленно устранена.

Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, телескопические трубы, шланги и наконечники должны быть заземлены. За исправностью заземляющих устройств должен быть установлен контроль. Движение паро- и тепловозов по железнодорожным путям, на которых расположены сливно-наливные устройства, запрещается. Движение тепло- и паровозов допускается только по обходным железнодорожным путям, при этом поддувало у паровозов должно быть закрыто. Паровозы, подающие железнодорожные цистерны под слив или налив ЛВЖ и ГЖ на территорию предприятия, должны работать только на жидком топливе.

При подаче под слив и налив и выводе цистерн машинам паровозов (тепловозов) запрещается подавать цистерны к границам сливно-наливных устройств без сигнала, сифонить, открывать и форсировать топку, тормозить и толкать составы, пользоваться факелами или другими видами открытого огня. Скорость движения при подаче железнодорожных цистерн не должна превышать 5—6 км/ч.

Подача под слив или налив и вывод железнодорож-

ных цистерн металлическими башмаками на территории сливно-наливных устройств не допускается. Для этой цели могут применяться только деревянные подкладки. Прием под налив железнодорожных цистерн без отметки технологического осмотра, а также с явными признаками течи или других неисправностей, препятствующих наливу нефтепродуктов, не допускается.

Обслуживающий персонал обязан при сливе и наливе нефтепродукта осторожно, не допуская ударов, которые могут вызвать искрообразование, открывать и закрывать крышки люков железнодорожных цистерн, присоединять шланги и другие приборы к железнодорожным цистернам. Необходимо применять искробезопасные инструменты. Налив нефтепродуктов железнодорожных цистерн должен производиться спокойной, ровной (непадающей) струей, без разбрызгивания и всплескивания нефтепродуктов. Во избежание перелива необходимо следить, чтобы количество нефтепродуктов в железнодорожной цистерне не превышало установленного уровня.

После завершения налива нефтепродуктов железнодорожные цистерны, шланги, стояки и коллекторы, расположенные наверху наливных эстакад, должны быть освобождены от нефтепродуктов, а крышки люков цистерн герметически закрыты.

Застывшие нефтепродукты в сливно-наливных устройствах и железнодорожных цистернах должны разогреваться паром или горячей водой. Применение для этой цели открытого огня категорически запрещается. Вязкие нефтепродукты разогревают паровыми змеевиками при условии их полного погружения в нефтепродукты. Температура при подогреве должна быть ниже температуры вспышки данной жидкости на 15 °С.

Нефтепродукты, разлитые во время сливно-наливных операций, должны быть убраны, а зачищенные места засыпаны песком.

Для местного освещения могут применяться только аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении.

Для быстрой эвакуации людей с верхних площадок сливно-наливных эстакад по торцам их и в средней части устраивают несгораемые лестницы. Расстояние между лестницами не должно превышать 100 м.

Запрещается выполнять ремонтные и огневые работы во время сливно-наливных операций ближе 100 м.

Нельзя начинать слив или налив нефтепродуктов, если эстакады не обеспечены первичными средствами тушения пожаров.

ХРАНЕНИЕ ЖИДКОСТИ В ТАРЕ

Для хранения нефтепродуктов в таре сооружают хранилища на открытых площадках, в зданиях и под навесами. На открытых площадках и под навесами допускается хранение нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C .

Здания для хранения нефтепродуктов в таре, как правило, должны быть объединены с разливочными, расфасовочными, раздаточными, насосными, а также с другими обслуживающими их помещениями. Складские помещения должны быть отделены от других помещений негоряемыми стенами (перегородками) с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Дверные проемы в этих стенах дополняются самозакрывающимися противопожарными дверями с пределом огнестойкости 0,75 ч и порогами с пандусами высотой 0,15 м.

Здания для хранения горючих жидкостей в таре могут иметь не более трех этажей, а здания для хранения легковоспламеняющихся жидкостей строят одноэтажными. Для хранения горючих жидкостей в таре допускается проектировать одноэтажные подземные сооружения. Здания для хранения легковоспламеняющихся жидкостей в таре разделяются негоряемыми стенами с пределом огнестойкости 0,75 ч на отдельные секции вместимостью не более 200 м^3 , а для горючих жидкостей не более 1000 м^3 (рис. 54). Общая вместимость легковоспламеняющихся жидкостей для хранения в одном здании не

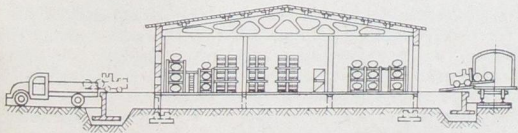


Рис. 54. Склад для хранения нефтепродуктов в таре

должна превышать 1200 м³ и для горючих нефтепродуктов — 600 м³.

Чтобы нефтепродукты не растекались за пределы помещения, в дверных проемах делают пороги высотой не менее 0,15 м с пандусами. Полы в зданиях для хранения нефтепродуктов устраивают с уклоном для стока жидкости к специальным приемникам, соединенным через гидравлические затворы с промышленно-ливневой канализацией.

Помещения хранилищ оборудуют, как правило, естественной вентиляцией с дефлекторами над крышей хранилища.

В помещениях хранилища отопление не допускается. Затаренные нефтепродукты при ручной укладке можно хранить на полу или на стеллажах не более чем в два яруса. При механизированной укладке бочек с горючими нефтепродуктами высота стеллажей или штабелей поддонов составляет не более 5,5 м. Тару в каждом ярусе стеллажа размещают в один ряд по высоте и в два ряда по ширине. Ширину штабеля из условия размещения выбирают не более четырех поддонов.

Проходы, предназначенные для транспортирования бочек, должны быть шириной не менее 1,8 м, а остальные проходы между штабелями или стеллажами — не менее 1 м.

Бочки с нефтепродуктами на деревянные подкладки или стеллажи укладывают пробками вверх, что позволяет обнаружить протечки жидкостей. Неисправные бочки и бочки без пробок не должны приниматься на хранение.

СТАЦИОНАРНЫЕ УСТАНОВКИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ И НАСОСНЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ

Большие вместимости резервуаров, возможность длительного горения, а также необходимость охлаждения горящих и смежных с ними резервуаров требуют большого расхода воды и оборудования складов специальными системами тушения пожаров в резервуарах.

Стационарные автоматические установки пожаротушения резервуарных парков должны отвечать следующим требованиям:

гарантировать подачу расчетного количества пены в резервуар;

инерционность установки в целом не должна превышать 3 мин, т. е. пена должна быть подана на поверхность горящего резервуара не позднее чем через 3 мин после возникновения пожара;

пенокамеры должны крепиться так, чтобы они не были повреждены при разрушении крыши, иметь герметизирующее устройство, предохраняющее утечку паров нефтепродукта из резервуара в атмосферу, а также чтобы сопротивление продвижению пены не превышало допустимый предел для применения генераторов пены;

пожарные датчики должны обладать небольшой инерционностью (до 10 с), быть взрывозащищенного исполнения и работоспособными при разных температурных колебаниях и изменении влажности. Тепловые датчики размещают по периметру резервуара равномерно у каждой пенокамеры по одному датчику.

Системы пожаротушения в резервуарах состоят из установок пенного пожаротушения и водяного орошения резервуаров. Установки автоматического пенного тушения могут быть разнообразными — в зависимости от способа получения раствора пенообразователя и от типов используемых датчиков для привода установки в действие.

В зависимости от способа дозирования пенообразователя установки могут быть с предварительно приготовленным водным раствором пенообразователя, хранящимся в специальных емкостях; водным раствором пенообразователя, приготовленным в процессе работы системы при помощи специальных дозирующих устройств; с комбинированным способом дозирования, при котором магистральные трубопроводы в дежурном режиме заполнены водным раствором пенообразователя, а раствор, необходимый при тушении пожара, готовят в процессе работы системы пожаротушения. В качестве датчиков могут использоваться спринклеры типа СВ (ГОСТ 14630—80) и электрические тепловые (ТРВ 1 и 2). Привод от датчиков к исполнительному органу может быть пневматическим и электрическим. Система пожаротушения дает возможность получить высококачественную пену средней кратности (в пределах 70—100).

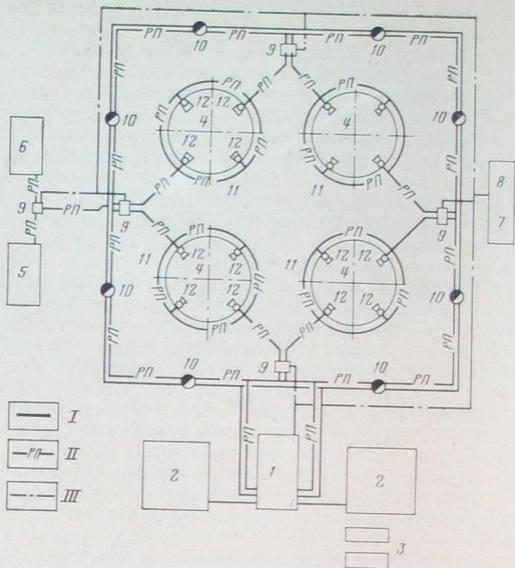


Рис. 55. Принципиальная схема установки автоматического тушения:
 I — водопровод пожарный; II — растворопровод; III — кабельные сети

В качестве примера на рис. 55 показана одна из принципиальных схем установки автоматического тушения пеной (АТП).

В состав системы АТП входят: резервуар для воды 2, пожарная насосная 1, резервуар раствора пенообразователя 3, резервуар для нефти 4, перекачивающая насосная 5, подпорная насосная 6, пункт управления со щитом АТП 7, помещение станции управления 8, камера управления 9, колодец с гидрантом 10, кольцо раствора пенообразователя 11, пенная камера 12. Пуск системы производится от пожарного датчика, срабатывающего при возникновении пожара в защищаемом сооружении.

Импульс датчиков воздействует на контрольно-побудительное устройство, которое приводит в действие (в зависимости от системы АТП) водяной насос с дозирующим устройством или насос для подачи готового раствора пенообразователя, а также запорно-пусковое устройство.

Водный раствор пенообразователя по распределительному трубопроводу поступает в пеногенератор и образующаяся при этом воздушно-механическая пена через пенокамеру выбрасывается в зону пожара. Интенсивность подачи раствора пенообразователя (94% воды и 6% синтетического пенообразователя типа ПО-1) при тушении нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28°C и ниже (кроме нефти) должна быть не менее 0,08 л/с на 1 м^2 площади испарения резервуара, а при тушении нефти и других нефтепродуктов — 0,05 л/с на 1 м^2 . Время тушения 10 мин при запасе пенообразователя и воды на 30 мин (т. е. обеспечивается трехкратный запас).

Расход воды, необходимой для охлаждения горящего наземного металлического резервуара, принимается 0,5 л/с на 1 м длины окружности резервуара, а для охлаждения соседних резервуаров, удаленных от горящего на расстояние, равное двум и менее нормативным, — 0,2 л/с на 1 м расчетной длины окружности (за расчетную длину принимается половина длины окружности). Время охлаждения при стационарных автоматических системах тушения — 3 ч, при использовании передвижных средств тушения — 6 ч.

