

## **«Безопасность строительства и качество устройства объектов нефтяной и газовой промышленности, устройства скважин».**

Содержание.

В приказе № 624 разделы № 22., 23., 24., 4.

Лекция 1.

22. Устройство объектов нефтяной и газовой промышленности.

22.1. Монтаж магистральных и промысловых трубопроводов.

22.2. Работы по обустройству объектов подготовки нефти и газа к транспорту.

22.3. Устройство нефтебаз и газохранилищ.

22.4. Устройство сооружений переходов под линейными объектами (автомобильные и железные дороги) и другими препятствиями естественного и искусственного происхождения.

22.5. Работы по строительству переходов методом наклонно-направленного бурения.

22.6. Устройство электрохимической защиты трубопроводов.

22.7. Врезка под давлением в действующие магистральные и промысловые трубопроводы, отключение и заглушка под давлением действующих магистральных и промысловых трубопроводов.

22.8. Выполнение антикоррозийной защиты и изоляционных работ в отношении магистральных и промысловых трубопроводов.

22.9. Работы по обустройству нефтяных и газовых месторождений морского шельфа.

22.10. Работы по строительству газонаполнительных компрессорных станций.

22.11. Контроль качества сварных соединений и их изоляция.

22.12. Очистка полости и испытание магистральных и промысловых трубопроводов.

Лекция 2.

23. Монтажные работы.

23.5. Монтаж оборудования компрессорных и нефтеперекачивающих станций.

23.8. Монтаж оборудования для очистки и подготовки для транспортировки газа и нефти.

23.10. Монтаж оборудования по сжижению природного газа.

23.11. Монтаж оборудования автозаправочных станций.

23.14. Монтаж оборудования химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

24. Пусконаладочные работы.

24.31. Пусконаладочные работы на сооружениях нефтегазового комплекса.

Лекция 3.

Особенности строительного контроля на объектах нефтяной и газовой промышленности.

Строительный контроль за работами в области пожарной безопасности.

Строительный контроль и государственный строительный надзор при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов нефтяной и газовой промышленности.

#### Лекция 4.

#### 4. Устройство скважин.

4.1. Бурение нефтяных и газовых скважин.

4.2. Строительство и монтаж нефтяных и газовых скважин.

4.4. Тампонажные работы.

#### Лекция 1.

Безопасность строительства и качество устройства объектов нефтяной и газовой промышленности, устройства скважин.

#### 22 Устройство объектов нефтяной и газовой промышленности.

##### 22.1. Монтаж магистральных и промысловых трубопроводов.

Строительство магистральных и промысловых трубопроводов должно вестись методами, обеспечивающими выполнение всех работ в технологической последовательности, регламентированной организационно-технологической документацией и должно выполняться преимущественно индустриальными методами с использованием:

- труб увеличенной длины;
- труб с заводским или базовым покрытием, трубной арматуры в блочном или модульном исполнении;
- в этих случаях необходимо дополнительно руководствоваться специальными технологическими инструкциями.

##### *Монтаж трубопровода.*

В соответствии с СП 34-112-97 трубы перед монтажом следует осмотреть, а при необходимости и произвести замеры (с помощью шаблонов и калибров) геометрических параметров с целью установления их соответствия требованиям стандартов и технических условий (ТУ). В случае обнаружения дефектов или значительных геометрических отклонений от нормы должно быть принято индивидуальное решение о пригодности каждой отдельной трубы (с учетом возможности ее правки или ремонта) на основе установленных критериев на допустимые дефекты.

Трубы, поступающие на монтаж, целесообразно снабжать инвентарными торцевыми заглушками, исключающими попадание в их полость грязи, снега и посторонних предметов. Если же таковые по тем или иным причинам появились во внутритрубном пространстве, их необходимо перед сборкой удалить путем протягивания специальных очистных скребков.

Технологические схемы производства монтажных работ, а также применяемая при этом такелажная оснастка должны максимально обеспечивать полную сохранность труб, не допуская их повреждений. Если таковые все же появились,

то они не должны превышать следующих величин: овальность - до 2,5%; выпуклость - до 2% от ДН; глубина вмятин - до 2% от ДН (где ДН - наружный диаметр труб). Царапины на теле трубы не допускаются.

Трубы и трубные секции на строительной полосе должны раскладываться с использованием подкладок (раскладочных лежек), исключающих прямой контакт между телом трубы и грунтом, с целью:

- обеспечения сохранности тела трубы и изоляционного покрытия от воздействия случайно попавших под трубу твердых предметов;
- снижения вероятности попадания в полость труб влаги, снега, грязи;
- возможности использования при монтаже трубопровода, помимо клещевых захватов, еще и мягких монтажных полотенец;
- не смерзания труб (по нижней образующей) с грунтом, возможности выполнения опережающей подготовки кромок труб под их сборку без использования трубоукладчика.

В качестве раскладочных лежек, как правило, используются деревянные брусья с выемкой по форме трубы, которая располагается в средней части лежки. Размеры лежек выбираются на стадии разработки проекта производства работ (ППР). При этом учитываются: диаметр трубопровода, длина трубных элементов (одиночных труб или секций), грунтовые условия; вспомогательное технологическое назначение этих устройств и т.п.

Указанные лежки могут быть изготовлены в виде мешков из синтетических тканей, заполненных резино-техническими отходами, гранулами из различных полимеров или кварцевым песком.

Сборку труб (секций) в плети на трассе следует выполнять так, чтобы пристыковываемая труба, поддерживаемая в своей средней части трубоукладчиком, одним из концов (тем, который участвует в сборке) вошла в надежный неподвижный контакт с торцом наращиваемой плети. Такое положение фиксируется внутренним центратором. Сама же плеть при сварке не должна подвергаться никаким подвижкам; выполнение такого условия достигается за счет применения инвентарных монтажных опор, которые полностью воспринимая вес плети, надежно фиксируют ее пространственное положение. После сварки корневого слоя шва и, при необходимости "горячего прохода", под свободный конец трубы (секции) устанавливают (подводят) очередную монтажную опору. Далее осуществляют сварку заполняющих и облицовочного слоев: при этом положение всей плети, включая пристыковываемую трубу, является строго фиксированным по отношению к монтажным опорам. Общая технологическая схема монтажа трубопровода с использованием раскладочных лежек и монтажных опор приведена на рис.6.1 СП 34-112-97.

Более подробные сведения о конструкции инвентарных опор и правилах их применения приведены в Приложении 1 к СП 34-112-97.

Во избежание возникновения чрезмерных остаточных напряжений в стенках труб, не допускается изгибать или нагревать трубы с целью достижения требуемого сварочного зазора, а также обеспечения их соосности. Исключение составляют

те случаи, когда перечисленные выше воздействия специально предусмотрены технологией монтажа, например, при сборке замыкающего стыка возле компенсатора, при ликвидации технологических разрывов (захлестов) в нитке трубопровода и в других аналогичных случаях.

Если зона расположения захлесточного стыка совпадает с местом, где меняется категория участков трубопровода, сопровождающаяся изменением толщины стенки труб (например, участок II категории сопрягается с участком III категории), то стык захлесточного соединения не должен включать в себя трубы с разной толщиной стенки. В указанных случаях захлесточный стык следует вынести в то место, где расположены равнотолщинные трубы; при этом к концу одной из плетей заранее приваривается труба или секция с толщиной стенки, которая соответствует по этому параметру трубам смежной плети.

Захлесточное соединение должно быть полностью закончено сваркой (включая облицовочный слой шва) прежде чем трубоукладчики начнут опускать приподнятый для монтажа захлеста участок трубопровода. Во время производства сварочных работ не допускается производить изменения технологических параметров той монтажной схемы, которая была зафиксирована к моменту завершения сборки захлесточного стыка.

Не допускается оставлять незаконченными сварные соединения захлестов, т.е. устраивать длительные перерывы в работе, когда стыкуемые плети с незавершенным сваркой стыком находятся на весу.

Расположение мест по трассе, где необходимо или допустимо устраивать технологические разрывы (с последующим монтажом захлесточных стыков), должно быть указано в ППР. Необходимо стремиться к тому, чтобы количество захлестов было бы, по возможности, минимальным, но достаточным для "вписывания" трубопровода в траншею без остаточных напряжений.

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях должны преимущественно реализовываться за счет использования отводов машинного (холодного) гнутья.

На участках с малыми радиусами поворота оси трубопровода, которые не могут быть получены путем холодной гибки труб, следует применять крутоизогнутые отводы горячего гнутья или штампосварные отводы.

Допускается также (при соответствующих расчетных обоснованиях на стадии проектирования) на криволинейных участках использовать упругий изгиб трубопровода.

Минимальные допустимые радиусы упругого изгиба принимаются в соответствии с табл.6.1 СП 34-112-97.

На участках трассы, где проектом предусмотрен упругий изгиб оси трубопровода, необходимо при производстве работ соблюдать ряд дополнительных требований (по сравнению с монтажом прямолинейных участков), в частности: предполагаемые к использованию на этих участках трубы не должны иметь предельно допустимых исходных отклонений по геометрии, а также дефектов в виде вмятин и выпуклостей.

До начала работ по монтажу трубных плетей на упругих криволинейных участках необходимо убедиться в полноте и правильности данных, заложенных в рабочих чертежах. В частности, в проектной документации должны содержаться пространственные координаты оси монтируемого трубопровода (равно, как и уложенного в проектное положение). При этом чертежи должны быть выполнены в виде "выносок" в укрупненном масштабе (т.н. индивидуальные рабочие чертежи) с указанием высотных отметок и плановых координат через 10 м. По длине трассы "выноска" должна охватывать не только круговую (кривую с расчетным радиусом) часть поворота, но и прилегающие к ней переходные участки (кривые переменного радиуса или т.н. "лекальные" отрезки).

На участках упругого изгиба сборка и сварка труб ведется сначала напрямую, при этом все кольцевые стыки в зоне предстоящего изгиба плети должны быть полностью заварены всеми слоями шва, и лишь после этого допускается приложение к плети изгибающих усилий. Контроль качества стыков на таких участках производится после выполнения изгиба.

## 22.2. Работы по обустройству объектов подготовки нефти и газа к транспорту.

### *Подготовка нефти и газа к транспорту.*

На начальном этапе разработки нефтяных месторождений, как правило, добыча нефти происходит из фонтанирующих скважин практически без примеси воды. Однако на каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью поступает вода сначала в малых, а затем все в больших количествах. Примерно две трети всей нефти добывается в обводненном состоянии. Пластовые воды, поступающие из скважин различных месторождений, могут значительно отличаться по химическому и бактериологическому составу. При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей, одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров. Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости и увеличением ее вязкости.

Присутствие агрессивных водных растворов минеральных солей приводит к быстрому износу как нефтеперекачивающего, так и нефтеперерабатывающего оборудования. Наличие в нефти даже 0,1% воды приводит к интенсивному вспениванию ее в ректификационных колоннах нефтеперерабатывающих заводов, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняет конденсационную аппаратуру.

### *Технологические схемы установок подготовки нефти.*

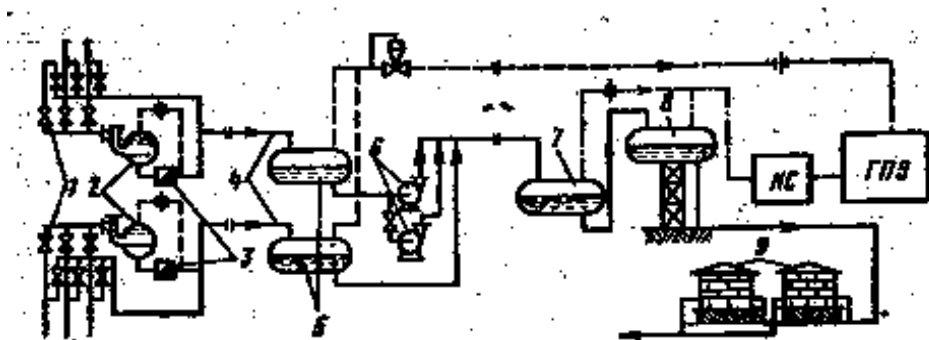
Сбор и подготовка нефти и попутного газа на площадях месторождений, начинающиеся вблизи устья скважин и заканчивающиеся на установках подготовки

нефти и газа, являются единой технологической системой. Существует сравнительно много технологических схем по подготовке нефти, однако их следует рассматривать совместно с системами сбора нефти и газа.

#### *Напорная система сбора.*

Напорная система сбора действует следующим образом. Из скважины нефть под давлением поступает на автоматическую групповую замерную установку, где поочередно замеряется дебит всех скважин, а затем вся нефть подается на участковую сепарационную установку. Дебит скважины замеряется жидкостным расходомером с предварительным отделением газа в циклонном сепараторе. После прохождения расходомера нефть и газ снова смешиваются и подаются на участковую сепарационную установку, где на сепараторе первой ступени при давлении 4-5 кгс/см<sup>2</sup> газ отделяется и подается на газоперерабатывающий завод. Нефть с пластовой водой и оставшимися растворенными газами насосами перекачивается на центральный сборный пункт, где проходит вторую ступень сепарации через концевые сепараторы и подается на установку комплексной подготовки или в сырьевые резервуары. Газ второй ступени сепарации компрессорной станцией направляется на газоперерабатывающий завод. Данная напорная система сбора полностью герметизирована, что исключает потери газа и легких фракций нефти. Она позволяет производить подготовку нефти на центральном пункте нескольких месторождений, расположенных на расстоянии до 100 км. Однако длительный совместный транспорт нефти и воды может привести к созданию стойких эмульсий, и при высокой обводненности нефти могут увеличиться эксплуатационные расходы на транспорт. Тем не менее это одна из перспективных систем сбора нефти, которая широко применяется в настоящее время.

Существует сравнительно большое число технологических схем по подготовке нефти, газа и воды. Сами установки по подготовке могут размещаться в любом пункте системы сбора, начиная от скважины и кончая головными сооружениями магистральных нефтепроводов



Напорная система сбора нефти, газа и воды:

1 - выкидные линии; 2 - гидроциклонные сепараторы; 3 - расходомеры жидкости;

- 4 - сборные напорные коллекторы; 5 - сепараторы первой ступени;  
6 - центробежные насосы; 1 - сепаратор второй ступени;  
8 - сепаратор третьей ступени; 9 - сырьевые резервуары;  
КС - компрессорная станция; ГПЗ - газоперерабатывающий завод.

Целесообразность размещения установок подготовки нефти в том или ином пункте определяется в каждом конкретном случае технико-экономическим анализом возможных вариантов. Установлено, что наименьшие капитальные вложения и эксплуатационные затраты на подготовку нефти возможны при размещении установок в местах наибольшей концентрации нефти (сборные пункты, товарные парки, головные сооружения).

Оптимальной технологической схемой подготовки нефти к транспорту следует считать такую, которая при наименьших затратах в отведенное технологическое время позволяет получать нефть с допустимым содержанием воды, солей и с необходимой глубиной стабилизации.

В настоящее время проводят комплексную подготовку нефти в районах промыслов, поэтому на основных нефтяных месторождениях созданы комплексные установки по подготовке нефти, которые объединяют процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации.

#### *Очистка газа от механических примесей.*

К механическим примесям относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, строительный шлак, оставшийся после окончания строительства промысловых газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения конденсата и воды.

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25-50 г. на 1000 м<sup>3</sup> газа. Еще более жесткие требования необходимо предъявлять к содержанию твердой взвеси (не более 0,05 мг/м<sup>3</sup>), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5-7 мг/м<sup>3</sup> твердой взвеси к.п.д. трубопроводов уменьшается на 3-5% в течение двух месяцев эксплуатации, а при запыленности более чем 30 мг/м<sup>3</sup> трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции. К ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры;

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем

возвращается в аппарат. К ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т.д.;

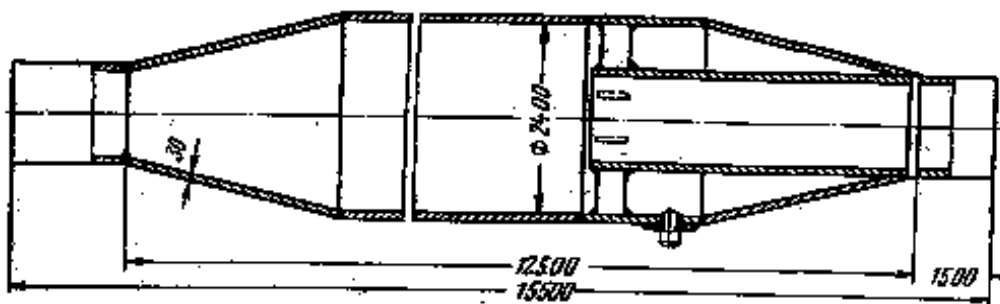
- использующие принцип электроосаждения. Данные аппараты почти не применяются для очистки природного газа.

Наиболее широко используются аппараты «мокрого» и «сухого» пылеулавливания. Очистка газа по пути следования его от месторождения до потребителя производится в несколько ступеней. Для ограничения выноса из месторождения породы призабойную зону оборудуют фильтром.

Вторую ступень очистки газ проходит на промысле в наземных сепараторах, в которых сепарируется жидкость (вода и конденсат) и газ очищается от частиц породы и пыли. Промысловые очистные аппараты работают, используя свойства выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или используя действие центробежных сил при специальной закрутке потока. Поэтому промысловые аппараты очистки делятся на гравитационные и циклонные. Гравитационные аппараты бывают вертикальные и горизонтальные. Вертикальные гравитационные аппараты рекомендуются для сепарации газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции, так как они имеют лучшие условия очистки и дренажа.

Вертикальные сепараторы изготовляют диаметром 400-1650мм, горизонтальные - диаметром 400-1500мм при максимальном давлении 16 Мпа. При оптимальной скорости эффективность сепарации составляет до 80%.

Третья ступень очистки газа происходит на линейной части газопровода и компрессорных станциях. На линейной части устанавливают конденсатосборники, так как в результате несовершенной сепарации на промысле газ всегда имеет жидкую фазу. Наибольшее распространение получили конденсатосборники типа «расширительная камера» (см. рис.). Принцип их работы основан на выпадении из потока газа капелек жидкости под действием силы тяжести из-за снижения скорости газа при увеличении диаметра трубопровода. Существенным недостатком при эксплуатации газопроводов с системой «расширительных камер» являются затруднения, связанные с пропуском устройств для очистки внутренней полости трубопровода.



Конденсатосборник типа «расширительная камера».

Вертикальный масляный пылеуловитель представляет собой вертикальный стальной цилиндр со сферическим дном, рассчитанным на рабочее давление



в газопроводе. Диаметр пылеуловителя 1080-2400 мм. Внутри пылеуловителя находятся устройства, обеспечивающие контактирование масла с газом и отделение частиц масла от газа при выходе его из аппарата.

### 22.3. Устройство нефтебаз и газохранилищ.

В соответствии с ПБ 09-560-03 нефтебазы и склады нефтепродуктов должны иметь:

- разрешение на применение технических устройств, в том числе иностранного производства, на опасных производственных объектах;
- договор страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта (ОПО);
- документ о регистрации ОПО в государственном реестре;
- проектную документацию на строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию ОПО;
- нормативные правовые акты и нормативные технические документы, устанавливающие правила ведения работ на ОПО.

Организация, эксплуатирующая ОПО нефтебаз или складов нефтепродуктов, обязана:

- соблюдать требования Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных документов в области промышленной безопасности;
- обеспечивать укомплектованность штата работников ОПО, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах в установленные сроки;
- обеспечивать готовность организации к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии: иметь планы локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) и планы ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), проводить тренировки по действию персонала в аварийных ситуациях;
- принимать участие в техническом расследовании причин аварий и несчастных случаев на ОПО, принимать меры по устранению указанных причин

и профилактике подобных происшествий; вести учет аварий и инцидентов на ОПО;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на ОПО;

- обеспечивать защиту объектов от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;

- выполнять распоряжения и предписания федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц, отдаваемые ими в соответствии с полномочиями;

- представлять в соответствии с установленным порядком информацию о выполнении мероприятий по обеспечению промышленной безопасности.

*Требования промышленной безопасности к технологическим объектам.*

На нефтебазах и складах нефтепродуктов должны разрабатываться и внедряться мероприятия по предупреждению и исключению опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность.

Разрабатываемые мероприятия нормативного, организационного и технического характера должны иметь четкую направленность и практическую реализацию в части:

- обеспечения промышленной безопасности;
- предотвращения аварий;
- предотвращения образования взрывоопасной среды;
- предотвращения образования во взрывоопасной среде источников

зажигания.

Промышленная безопасность должна обеспечиваться:

- техническими решениями, принятыми при проектировании;
- соблюдением требований правил безопасности и норм технологического

режима процессов;

- безопасной эксплуатацией технических устройств, отвечающих требованиям нормативно-технической документации при эксплуатации, обслуживании и ремонте;

- системой подготовки квалифицированных кадров.

Предотвращение аварий должно достигаться:

- применением автоматизированных систем управления и противоаварийной

защиты;

- регламентированным обслуживанием и ремонтом оборудования

с применением диагностики неразрушающими методами контроля;

- системой мониторинга опасных факторов, влияющих на промышленную безопасность;

- накоплением и анализом банка данных по авариям и инцидентам;

- принятием предупреждающих мер по возникновению аварий.

Предотвращение образования взрывопожароопасной среды должно обеспечиваться:

- автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением легковоспламеняющихся жидкостей и горючих жидкостей;
- применением технических мер и средств защиты оборудования от повреждений и преждевременного износа;
- регламентированным контролем герметичности участков, узлов, соединений, которые по условиям эксплуатации могут стать источниками выделений (пропуска) горючих газов;
- контролем среды, блокировкой средств управления, позволяющей прекратить образование взрывоопасной среды на ранней стадии;
- улавливанием паров взрывоопасной смеси и отводом их в емкость (конденсатор);
- применением технических средств и приемов, позволяющих максимально сократить вынужденный выброс (испарение) горючих веществ;
- применением замкнутой системы сбора взрывоопасной смеси по типу сообщающихся сосудов.

Предотвращение образования во взрывоопасной среде источников зажигания должно достигаться:

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси;
- применением приемов и режимов технологического процесса, оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической безопасности;
- устройством и регулярной проверкой молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- применением искрогасителей и искроулавливателей;
- использованием неискрящего инструмента при работе с оборудованием, содержащим ЛВЖ и ГЖ;
- контролем температуры нагрева машин, механизмов, подшипников, устройств, которые могут войти в контакт с горючей средой;
- устранением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- выполнением требований нормативной технической документации, правил промышленной безопасности.

Система производственного контроля за промышленной безопасностью должна обеспечивать:

- контроль за соблюдением требований правил промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- анализ состояния промышленной безопасности и контроль за реализацией мероприятий, направленных на ее повышение;
- координацию работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах, и обеспечение готовности организации к локализации аварий и ликвидации их последствий.

*Линейные отводы от магистральных нефтепродуктопроводов.*

Прием (отпуск) нефтепродуктов по отводящим распределительным трубопроводам (отводам) магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) должен осуществляться с соблюдением требований, установленных нормативными документами к организации и порядку сдачи нефтепродуктов по отводам магистральных нефтепродуктопроводов.

Сооружения отводов (узлы приема) должны соответствовать требованиям строительных норм и правил к магистральным трубопроводам, складам нефти и нефтепродуктов, противопожарным нормам и нормам технологического проектирования магистральных нефтепродуктопроводов (распределительных нефтепродуктопроводов).

Герметичность задвижек на нулевом километре отвода (начальная точка отвода), концевых задвижек отвода, технологических задвижек у резервуаров потребителей определяется в проекте в соответствии с требованиями государственного стандарта.

Узел подключения концевых задвижек отводов к технологическим трубопроводам потребителя обустраивается:

- двумя стальными отсекающими задвижками на отводе;
- камерой отбора проб с пробоотборником;
- системой канализации с емкостью для слива отбираемых проб;
- манометрами, приборами контроля сортности нефтепродуктов;
- системой электрооборудования для питания электроприводов задвижек и освещения;
- соответствующим ограждением.

Оснащенность контрольно-измерительными приборами, средствами (приборами) учета, уровень автоматизации отводов определяются действующими нормативными документами по проектированию, автоматизации, телемеханизации разветвленных нефтепродуктопроводов.

Технологические линии от концевых задвижек отвода до приемных резервуаров потребителя должны быть автономными и не иметь тупиковых ответвлений, лишних врезок, перемычек, проходить через узлы задвижек на манифольдах, эстакадах, насосных.

Отпуск нефтепродуктов потребителю по отводу производится только при условии работы МНПП в рабочем режиме.

Во избежание аварийных ситуаций (гидроударов) задвижки на отводе необходимо открывать в следующей последовательности: сначала открываются концевые задвижки отвода, после получения информации об открытии концевых задвижек открываются задвижки на нулевом километре отвода.

После каждой закачки продукта потребителю необходимо произвести обход трассы.

Действия персонала в аварийных ситуациях должны соответствовать разработанным и утвержденным в установленном порядке планам локализации аварийных ситуаций и планам по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

#### 22.4. Устройство сооружений переходов под линейными объектами (автомобильные и железные дороги)

и другими препятствиями естественного и искусственного происхождения.

##### *Подземные переходы под дорогами.*

Способы и сроки производства работ по сооружению переходов под автомобильными и железными дорогами должны быть согласованы с эксплуатирующими эти дороги организациями. На строительство таких пересечений разрабатывается отдельный проект производства работ (ППР).

В зависимости от интенсивности движения, категоричности дорог, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий укладка трубопроводов может осуществляться следующими способами:

- открытым, при котором трубопровод укладывается в траншею, устроенную в насыпи дороги с перекрытием движения транспорта и устройством объезда для движения транспорта;
- закрытым, без перекрытия движения транспорта, при этом для укладки футляра (кожуха) через дороги применяются методы бестраншейной проходки; прокол, продавливание или горизонтальное бурение.

*Открытый способ* может быть использован там, где имеется возможность временно прекратить движение транспорта или устроить временные объезды, т.е. на дорогах с низкой интенсивностью движения.

При открытом способе работы выполняются в следующем порядке:

- планировка площадок, доставка труб, машин и другого оборудования;
- сварка кожуха (футляра) и трубной плети;
- изоляция кожуха и плети, футеровка плети;
- насадка кожуха на плеть;
- разборка покрытия дороги (рельсового пути);
- разработка траншеи на переходе;
- укладка плети с кожухом в траншею;
- засыпка траншеи с послойной трамбовкой грунта;
- гидравлическое испытание плети;
- восстановление твердого покрытия дороги (или рельсового пути);
- приварка вытяжных свечей (сливных патрубков);
- вварка плети в общую нитку трубопровода;
- установка концевых сальников на кожухе;
- испытание плети совместно с прилегающими участками.

При строительстве переходов через автодороги открытым способом необходимо оградить место производства работ и установить соответствующее предупреждающие и указательные знаки.

Ширина полосы вскрытия покрытия автодороги должна быть больше ширины траншеи по верху на 0,3-0,4 м, а для булыжного покрытия на 0,6-0,8 м. При наличии неустойчивых грунтов необходимо по мере разработки траншеи ее стенки крепить досками или инвентарными щитами.

*Закрытый способ* (бестраншейная проходка) может применяться без ограничений, т.е. независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода.

При закрытом способе работы выполняются в следующем порядке:

- планировка площадок, доставка труб, машин и другого оборудования;
- сварка кожуха и трубной плети;
- разработка рабочего и приемного котлованов;
- изоляция кожуха;
- прокладка кожуха;
- изоляция плети;
- оснащение плети опорно-центрирующими кольцами;
- протаскивание плети через кожух;
- предварительное гидравлическое испытание плети;
- вварка плети в общую нитку трубопровода;
- установка концевых сальников;
- приварка свечей (сливных патрубков);
- засыпка трубопровода на участках, выступающих за полотно дороги;
- испытание плети совместно с прилегающими участками.

При закрытом способе прокладки кожухов (футляров) применяют три способа проходки: прокаливание, горизонтальное бурение и продавливание.

Продавливание является наиболее универсальным способом прокладки кожухов и наилучшим образом обеспечивает сохранность дорожных насыпи и полотна.

Как правило, продавливание кожухов осуществляется гидродомкратами.

*Переходы через подземные и наземные коммуникации.*

Разработка траншеи на пересечениях через подземные коммуникации (трубопроводы, кабельные линии связи и электропередачи) допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации и в присутствии ответственных представителей строительной и эксплуатирующей организаций.

Эксплуатирующая организация обязана до начала работ обозначить на местности в зоне производства работ ось и границы коммуникаций. Перед началом разработки траншеи строительная организация проводит ручную шурфовку с целью уточнения глубины заложения и расположения в плане коммуникации.

Разработка грунта механизированным способом разрешается не ближе 2-х м от боковой стенки и не ближе 1 м над верхом подземной коммуникации. Оставшийся грунт дорабатывается вручную без применения ударов (ломом, киркой, лопатой, механизированным инструментом) и с принятием мер, исключающих повреждения коммуникаций при вскрытии. Мерзлый грунт должен быть отогрет.

Вскрытые сооружения необходимо защитить от повреждения при производстве работ путем устройства деревянного короба и его подвески

к несущей конструкции, укладываемой поперек траншеи; кроме того необходимо обеспечить тепловую изоляцию вокруг водоводов, водостоков или канализации с целью защиты их от промерзания (при отрицательных температурах воздуха). Во всех случаях тепловая изоляция защищается от увлажнения оберткой гидроизоляционными материалами. Толщина тепловой изоляции принимается в пределах 50-100 мм в зависимости от продолжительности вскрытия трубопроводов и температуры воздуха.

В случаях обнаружения действующих подземных сооружений, не обозначенных в проекте, работы приостанавливаются, указанные места ограждаются и одновременно необходимо вызвать представителей эксплуатирующих эти сооружения организаций. Работы могут быть продолжены после получения официального (письменного) разрешения от этих организаций.

Укладка трубопровода на переходе через подземные коммуникации производится продольным перемещением в траншее под коммуникациями предварительно заизолированной плети.

Обратная засыпка траншеи в месте пересечения трубопровода с подземной коммуникацией производится в следующем порядке:

- присыпка трубопровода песчаным грунтом по всему поперечному сечению траншеи на высоту до половины диаметра подземного сооружения (коммуникации) с послойным уплотнением; вдоль траншеи размер присыпки поверху должен быть больше на 0,5 м с каждой стороны коммуникации, а крутизна откосов присыпки должна быть 1:1 или более пологая;

- обратная засыпка остальной части траншеи; при этом трамбовка грунта над коммуникацией не производится, а валик отсыпается с учетом последующей осадки грунта не ниже поверхности земли.

При наличии уклонов более 20° следует принимать меры против сползания грунта и размыва его ливневыми водами. Способ укрепления грунта должен быть указан в проекте.

В местах пересечения траншеи с осушительными, нагорными, мелиоративными каналами (канавами) надлежит делать временные водопропуски с целью недопущения проникания воды в траншеи. После окончания работ каналы (канавы) необходимо восстановить силами строительной организации.

В местах пересечения трубопроводом подземных осушительных систем (например, из керамических труб) они временно демонтируются и восстанавливаются строительной организацией после прокладки трубопровода.

## 22.5 .Работы по строительству переходов методом наклонно-направленного бурения.

Отличительной особенностью технологии строительства трубопровода наклонно-направленным бурением является бестраншейный способ прокладки трубопровода в предварительно пробуренную и расширенную скважину при помощи специального бурового оборудования.

Принципиальным отличием метода направленного бурения от обычного является то, что трубопровод при строительстве и при эксплуатации не соприкасается с водной средой, которую он пересекает. Он может быть заглублен на русловом участке практически на любую глубину, исключая последующие внешние воздействия на него при любых прогнозируемых деформациях русла и берегов.

Способ наклонно-направленного бурения применительно к строительству подводных переходов газопроводов через реки, может также применяться на пересечениях газопроводов с другими искусственными и естественными препятствиями.

*Преимущества и ограничения способа направленного бурения.*

Преимуществами способа направленного бурения при строительстве подводных переходов трубопроводов являются:

- возможность прокладывать трубопроводы ниже прогнозируемых русловых деформаций, что надежно защищает трубопровод от любых механических повреждений;

- при строительстве и эксплуатации сохраняется естественный режим водной преграды, что соответствует повышенным экологическим требованиям и имеет особое значение при пересечении трубопроводами рек с развитым рыболовством;

- способ ННБ исключает необходимость дноуглубительных, подводно-технических, водолазных и берегоукрепительных работ при строительстве переходов через водные препятствия, составляющих более 50 % стоимости перехода;

- исключается необходимость балластировки трубопроводов (балластных грузов и утяжеляющих покрытий);

- не требуются взрывные работы по рыхлению плотных грунтов для последующего рытья подводной траншеи;

- строительство перехода возможно в любое время года и упрощаются согласования с заинтересованными организациями (Рыбнадзором и другими).

Условиями, ограничивающими возможность применения способа направленного бурения, являются:

- неблагоприятные грунтовые условия: направленное бурение представляет значительную сложность в гравийных грунтах (гравия более 30 %), в грунтах типа плавунцов, в грунтах с включением валунов и булыжника. В таких случаях усложняется контроль при бурении пионерной скважины, возможен обвал грунта при расширении пионерной скважины и заклинивание рабочего трубопровода при его протаскивании;

- другими ограничивающими факторами являются диаметр рабочего трубопровода, превышающий 1220 мм, и длина бурения горизонтальной скважины, превышающая 2 км. Для прокладки направленным бурением трубопроводов диаметром более 1220 мм и протяженностью свыше 2 км требуется более мощное оборудование и совершенная технология.



*Область применения наклонно-направленного бурения при строительстве трубопроводов.*

Строительство подводных переходов трубопроводов любых назначений наклонно-направленным бурением при благоприятных геологических условиях, наиболее эффективно и рекомендуется в следующих случаях:

- строительство переходов через реки со значительными деформациями русла и большими скоростями течения, исключающими возможность предварительного (до укладки трубопровода) рытья траншей;

- ограниченное свободное пространство в коридоре, где проложено несколько трубопроводов и невозможно выполнить требование СНиП о минимальном расстоянии проектируемого трубопровода до существующих;

- когда невозможно выполнить требование СНиП о строительстве подводного перехода обычным способом ниже по течению от мостов и других сооружений;

- при пересечении водной преграды с интенсивным судоходством и искусственными сооружениями на берегу (набережные, дороги, промпредприятия и другие);

- когда требуется капитальный ремонт или реконструкция существующего подводного перехода прокладкой новых трубопроводов;

- строительство прибрежных участков морских трубопроводов при обрывистых берегах, течениях и значительных волновых воздействиях, когда устройство траншеи для заглубления трубопровода представляет большие сложности;

- в случаях, когда технико-экономическими расчетами установлено сокращение средств и времени при использовании направленного бурения для строительства перехода трубопровода.

## 22.6. Устройство электрохимической защиты трубопроводов.

*Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии.*

Электрохимическую защиту рабочего трубопровода от коррозии следует выполнять в соответствии с требованиями ВСН-00988 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты».

В условиях повышенной коррозионной опасности:

- в солончаках с сопротивлением грунтов до 20 Ом/м;

- на участках, где не менее 6 месяцев в году уровень грунтовых вод находится выше нижней образующей трубопровода;

- на участках с температурой эксплуатации трубопроводов плюс 40°C и выше следует предусматривать, как правило, резервирование средств электрохимической защиты.

Контуры защитных заземлений технологического оборудования, расположенного на КС, ГРС, НПС и других аналогичных площадках, не должны

оказывать экранирующего влияния на систему электрохимической защиты подземных коммуникаций.

В качестве токоотводов заземляющих устройств следует использовать, как правило, протекторы, количество которых определяется расчетом с учетом срока службы и допустимого значения сопротивления растеканию защитного заземления, определяемого ПУЭ, утвержденными Минэнерго СССР.

Установку анодных заземлений и протекторов следует предусматривать ниже глубины промерзания грунта в местах с минимальным удельным сопротивлением. В местах подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должна быть предусмотрена установка опознавательного знака.

Дренажный кабель или соединительный провод к анодному заземлению следует рассчитывать на максимальную величину тока катодной станции и проверять этот расчет по допустимому падению напряжения.

При использовании для электрохимической защиты анодных заземлений неза заводского изготовления присоединение электродов следует предусматривать кабелем сечением не менее  $6 \text{ мм}^2$  (по меди).

При проектировании анодных заземлений с коксовой засыпкой грануляция коксовой мелочи должна быть не более 10 мм.

Все контактные соединения в системах электрохимической защиты, а также места подключения кабеля к трубопроводу и анодному заземлению должны иметь изоляцию с надежностью и долговечностью не ниже принятых заводом для изоляции соединительных кабелей.

На участках подземной прокладки соединительного кабеля в цепи анодное заземление-установка катодной защиты - трубопровод следует предусматривать применение кабеля только с двухслойной полимерной изоляцией.

Электроснабжение установок катодной защиты трубопроводов должно осуществляться по II категории от существующих ЛЭП напряжением 0,4; 6,0; 10,0 кВ или проектируемых вдоль трассовых ЛЭП или автономных источников.

Показатели качества электроэнергии установок катодной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109-87.

Электрохимическую защиту кабелей технологической связи трубопроводов следует проектировать согласно ГОСТ 9.602-89.

После окончания строительства перехода следует выполнить контрольные измерения для определения необходимой величины защитного тока.

При выполнении контрольных измерений должны соблюдаться следующие условия:

- трубопровод должен быть изолирован от всех токоподводящих объектов;
- неизолированные участки трубопровода не должны иметь контакта с землей;
- подключения к трубопроводу для электропитания и измерения потенциала всегда должны быть раздельны;
- при измерительных работах заземляющий зонд должен находиться

на расстоянии не менее 5 м от трубопровода. Для трубопроводов с высоким потреблением тока это расстояние следует увеличить;

- во время проведения измерений, любые другие работы около трубопровода не допускаются.

Данные измерений следует сравнить с проектными. Если в ходе замеров обнаруживаются недопустимые значения, следует путем увеличения интенсивности измерений, установить местонахождение дефектного участка и совместно с Заказчиком определить необходимые меры по устранению дефекта.

#### 22.7. Врезка под давлением в действующие магистральные и промысловые трубопроводы, отключение и заглушка под давлением действующих магистральных и промысловых трубопроводов.

Современные технологии и специальное оборудование позволяют проводить врезку в трубопровод под давлением без прерывания или остановки производства. Врезка под давлением применяется для проведения ремонта или модернизации систем труб на действующих трубопроводах. Врезка в трубопровод предполагает проведение присоединение к резервуару или трубе, которая в момент проведения работ находится под давлением. Данная технология может использоваться для проведения врезки труб диаметром от 50 до 200 мм. в трубопроводы, поставляющие природный газ, пар, воду, нефть при различных параметрах сред.

Врезка в трубопровод под давлением может производиться в распределительные и магистральные трубопроводы, водопроводы, сети химических и нефтеперерабатывающих заводов, целлюлозно-бумажных и металлургических комбинатов.

Для проведения врезки могут использоваться различные способы. Один из них предполагает приваривание на трубопровод тройника с фланцем, в которой затем монтируется заглушка. Это дает возможность не оставлять на трубопроводе задвижку. Затем на тройник ставится временная задвижка, на которую монтируется машина для врезки. При помощи фрезы через задвижку производится сверление отверстия. При этом высверленный купон остается на направляющем сверле. После завершения врезки в трубопровод фреза прячется в адаптер, а задвижка закрывается. При помощи того же оборудования, которое использовалось для сверления, производится установка заглушки во фланец тройника. Затем проводится демонтаж задвижки, после чего тройник закрывается глухим фланцем.

Другой вариант врезки предполагает монтаж полно-проходного крана на действующий трубопровод, посредством сварки. К задвижке прикрепляется специальное сверлильное оборудование.

Через задвижку, сверлится отверстие в действующем трубопроводе. Далее сверлильное оборудование с вырезанным участком стенки трубопровода демонтируется. Задвижка перекрывается, и присоединяется новый трубопровод.

#### 22.8. Выполнение антикоррозийной защиты и изоляционных работ

в отношении магистральных и промысловых трубопроводов.

Антикоррозийная защита и изоляционные работы в отношении магистральных и промысловых трубопроводов выполняются в соответствии со СНиП 2.02.06-85 (2000) и другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

При проектировании средств защиты стальных трубопроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) от подземной и атмосферной коррозии следует руководствоваться требованиями ГОСТ 25812-83\* и другими нормативными документами.

Противокоррозионная защита независимо от способа прокладки трубопроводов должна обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу в течение эксплуатационного срока.

*Защита трубопроводов от подземной коррозии защитными покрытиями.*

Защита трубопроводов (за исключением надземных) от подземной коррозии, независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов следует применять два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 мм и более независимо от условий прокладки, а также на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

- южнее 50° северной широты;
- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такырах, сорах и др.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним, в пределах расстояний, устанавливаемых при проектировании, в соответствии с табл. 3 и 4;
- на пересечениях с различными трубопроводами - по 20 м в обе стороны от места пересечения;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 313К (40° С) и выше;
- на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 м от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

*Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии.*

Трубопроводы при надземной прокладке должны защищаться от атмосферной коррозии лакокрасочными, стеклоэмалевыми, металлическими покрытиями или покрытиями из консистентных смазок.

Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм и сплошность - не менее 1 кВ на толщину.

Контроль лакокрасочных и стеклоэмалевых покрытий следует производить: по толщине толщиномером типа МТ-41НЦ (ТУ 25-06.2500-83), а по сплошности - искровым дефектоскопом типа ЛКД-1м или типа «Крона-1Р» (ТУ 25-06.2515-83).

Толщина стеклоэмалевых покрытий (ОСТ 26-01-1-90) должна быть не менее 0,5 мм, сплошность - не менее 2 кВ на толщину.

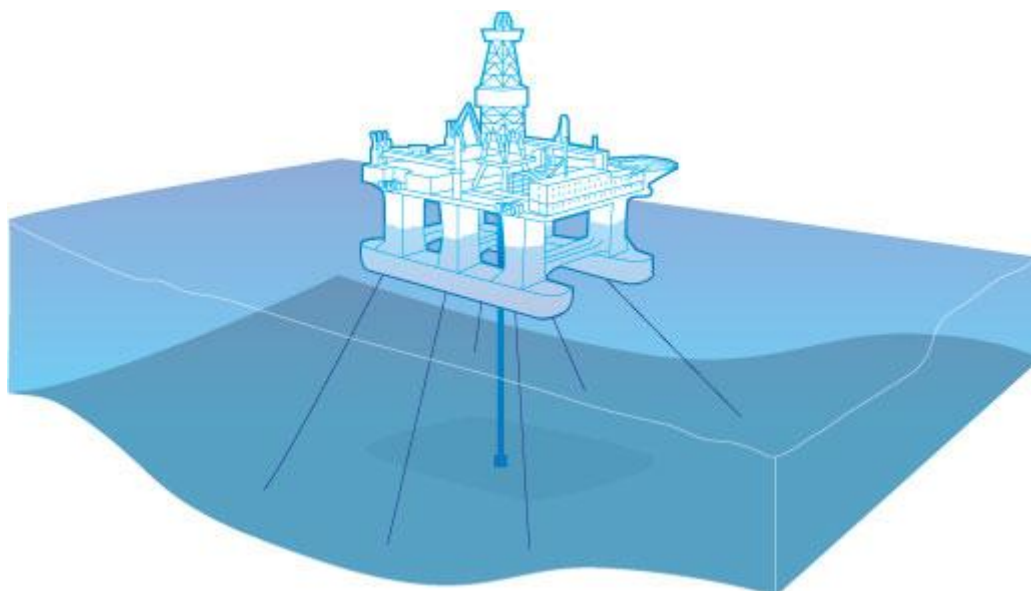
## 22.9. Работы по обустройству нефтяных и газовых месторождений морского шельфа.

Геологи исследуют как сушу, так и акватории морей и океанов. Если месторождение находят близко к берегу - прибрежной зоне, то с суши в сторону моря строят наклонные разведочные скважины. Месторождения, которые находятся дальше от берега, относятся уже к зоне шельфа. Шельфом называют подводную окраину материка с таким же геологическим строением, как у суши, и границей его является бровка - резкий перепад глубины. Для таких месторождений используют плавучие платформы и буровые установки, а если глубина небольшая - просто высокие сваи, с которых ведется бурение.

Для добычи углеводородов на морских месторождениях существуют плавучие буровые установки - специальные платформы - в основном трех видов: гравитационного типа, полупогружные и самоподъемные.

Самоподъемные платформы представляют собой плавучие понтоны, в центре которых установлена буровая вышка, а по углам - колонны-опоры. На месте бурения колонны опускаются на дно и углубляются в грунт, а платформа поднимается над водой. Такие платформы могут быть огромными: с жилыми помещениями для рабочих и экипажа, вертолетной площадкой, собственной электростанцией. Но используют их на небольших глубинах, и устойчивость зависит от того, какой грунт на дне моря.

Полупогружные платформы используют на больших глубинах. Платформы не поднимаются над водой, а плавают над местом бурения, удерживаемые тяжелыми якорями.



Буровые платформы гравитационного типа наиболее устойчивы, так как имеют мощное бетонное основание, опирающееся о морское дно. В это основание встроены колонны для бурения скважин, резервуары для хранения добытого сырья и трубопроводы, а поверх основания располагается буровая вышка. На таких платформах могут жить десятки и даже сотни рабочих.

#### *Морская добыча в России.*

Глубина моря может достигать нескольких километров. Проложить трубы по дну - сложная задача. Но по дну Северного моря идут 6000 км трубопроводов, некоторые из которых там уже 40 лет.

Поскольку России принадлежит самый обширный в мире шельф, где находится множество месторождений, развитие морской добычи является крайне перспективным для нефтегазовой отрасли. Первые морские скважины для добычи газа в России начала бурить в 2007 году компания «Сахалинская энергия» на Лунском месторождении Сахалина. В 2009 году с платформы «Лунская-А» началась добыча газа. Сегодня проект «Сахалин-2» - один из крупнейших проектов «Газпрома». Две из трех платформ гравитационного типа, установленных на шельфе Сахалина, являются самыми тяжеловесными конструкциями на море за всю историю мировой нефтегазовой отрасли. Кроме того, «Газпром» осуществляется проект «Сахалин-3» в Охотском море, готовятся к разработке Штокмановское месторождение в Баренцевом море и Приразломное - в Печорском.

Геологоразведочные работы проводятся в акватории Обской и Тазовской губ.

#### *Как устроен подводный комплекс по добыче газа.*

В настоящее время в мире насчитывается более 130 морских месторождений, где применяются технологические процессы по добыче углеводородов на морском дне.

География распространения подводной добычи обширна: шельфы Северного и Средиземного морей, Индия, Юго-Восточная Азия, Австралия, Западная Африка, Северная и Южная Америка.

В России первый добычный комплекс будет установлен «Газпромом» на шельфе Сахалина в рамках обустройства Киринского месторождения. Подводные технологии добычи планируется также применять в проекте освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения.

*Добывающий паук.*

Подводный добычный комплекс (ПДК) с несколькими скважинами с виду напоминает паука, телом которого является манифольд.

Манифольд - это элемент нефтегазовой арматуры, который представляет собой несколько трубопроводов, обычно закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме. На манифольде собираются углеводороды, добытые на нескольких скважинах. Оборудование, которое установлено над скважиной и управляет ее работой, называется фонтанной арматурой, а в зарубежной литературе ее называют Christmas tree (или X-tree) - «рождественской елкой». Несколько таких «рождественских елок» могут быть объединены и закреплены одним темплетом (донной плитой). Также на ПДК устанавливаются системы контроля.

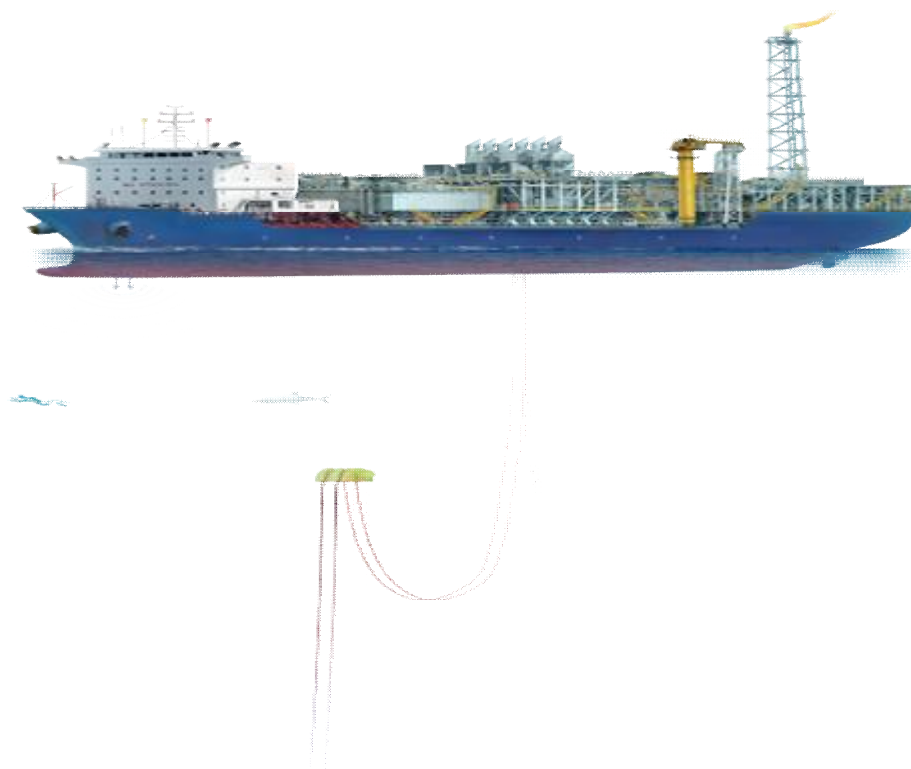
По сложности подводные комплексы могут варьироваться от отдельной скважины до нескольких скважин в темпете или сгруппированных около манифольда. Продукция со скважин может транспортироваться либо на морское технологическое судно, где производятся дополнительные технологические процессы, либо сразу на берег, если до берега недалеко.

Подводные технологии добычи углеводородов начали развиваться с середины 70-х годов прошлого века. Впервые подводное устьевое оборудование начало эксплуатироваться в Мексиканском заливе. Сегодня подводное оборудование для добычи углеводородов производят порядка 10 компаний в мире. Изначально задачей подводного оборудования было лишь выкачивание нефти. Первые проекты снижали обратное давление (противодавление) в резервуаре с помощью подводной нагнетательной системы. Газ отделялся от жидких углеводородов под водой, затем жидкие углеводороды выкачивались на поверхность, а газ поднимался под собственным давлением.

В «Газпроме» уверены, что использование подводных добычных комплексов является безопасным. Но такие сложные современные технологии требуют персонала самой высокой квалификации, поэтому при подборе кадров для проектов разработки морских месторождений отдается предпочтение инженерам с большим опытом работы на промыслах. Такой подход позволит снизить риски возникновения происшествий, подобных аварии на буровой платформе ВР в Мексиканском заливе, причиной которой, во многом стал именно человеческий фактор. Сегодня технологии подводной добычи позволяют осуществлять под водой выкачивание углеводородов, разделение газа и жидкости, отделение песка, обратную закачку воды в пласт, подготовку газа, сжатие газа, а также мониторинг и контроль над этими процессами.

*Где нужны «добывающие пауки»?*

Сначала подводные технологии применялись только на зрелых месторождениях, поскольку они позволяли увеличивать коэффициент извлечения углеводородов. Зрелые месторождения обычно характеризуются низким пластовым давлением и высокой обводненностью (высоким содержанием воды в углеводородной смеси). Для того чтобы увеличить пластовое давление, благодаря которому углеводороды поднимаются на поверхность, в пласт закачивается вода, выделенная из углеводородной смеси. Однако и новые месторождения могут характеризоваться низким начальным пластовым давлением. Поэтому подводные технологии стали применять как на новых, так и на зрелых месторождениях. Кроме того, организация части процессов под водой снижает затраты на строительство огромных стальных конструкций. В некоторых регионах целесообразно даже размещать под водой всю технологическую цепочку по извлечению углеводородов. Например, такой вариант может использоваться в Арктике, где надводные стальные конструкции могут повредить айсберги. Если же глубина моря слишком большая, то использование подводного комплекса вместо огромных стальных конструкций бывает просто необходимо.



#### 22.10. Работы по строительству газонаполнительных компрессорных станций.

Газонаполнительные станции (пункты) сжиженных углеводородных газов (ГНС) предназначены для приема, хранения и отпуска сжиженных углеводородных газов (СУГ) потребителям в автоцистернах и бытовых баллонах, ремонта и переосвидетельствования баллонов.



В соответствии со СНиП 42-01-2002 ГНС следует размещать вне селитебной территории поселений, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

Выбор площадки для строительства ГНС необходимо предусматривать с учетом расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

Площадку для строительства ГНС следует предусматривать с учетом обеспечения снаружи ограждения газонаполнительной станции противопожарной полосы шириной 10 м и минимальных расстояний до лесных массивов; хвойных пород – 50 м, лиственных пород – 20 м, смешанных пород – 30 м.

В зданиях, находящихся на территории ГНС, не допускается предусматривать жилые помещения. Допускается предусматривать размещение службы эксплуатации газового хозяйства с примыканием к территории ГНС со стороны вспомогательной зоны.

Категории помещений, зданий и наружных установок ГНС по взрывопожарной и пожарной опасности определяют в соответствии с требованиями норм пожарной безопасности.

Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ и от размещаемых на ГНС помещений для установок, где используется СУГ, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, следует принимать по таблице 9 СНиП 42-01-2002. Расстояния от надземных резервуаров вместимостью до 20 м<sup>3</sup>, а также подземных резервуаров вместимостью до 50 м<sup>3</sup> принимаются по таблице 7 СНиП 42-01-2002.

Минимальные расстояния от резервуаров СУГ до зданий и сооружений на территории ГНС или на территории промышленных предприятий, где размещена ГНС, следует принимать по таблице 10 СНиП 42-01-2002.

Минимальные расстояния от склада и погрузочно-разгрузочных площадок баллонов (для сжиженных газов) до зданий и сооружений различного назначения следует принимать по таблицам 9 и 10. При этом расстояния, приведенные в позиции 1 таблицы 9 СНиП 42-01-2002, от склада баллонов до зданий садоводческих и дачных поселков допускается уменьшать не более чем в 2 раза при условии размещения на складе не более 150 баллонов по 50 л (7,5 м<sup>3</sup>).

Размещение складов с баллонами для сжиженных газов на территории промышленных предприятий следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП II-89.

Реконструкцию объектов СУГ без увеличения общей вместимости резервуаров допускается производить с сохранением фактических расстояний в существующей застройке. При увеличении общей вместимости резервуаров в обоснованных случаях требуется разработка дополнительных мер по обеспечению безопасной эксплуатации.

Резервуары для сжиженных газов на газонаполнительных станциях, изготовленные в заводских условиях в соответствии с действующими стандартами, могут устанавливаться надземно и подземно.

Расстояния в свету между отдельными подземными резервуарами должны быть равны половине диаметра большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

Надземные резервуары следует располагать группами, как правило, в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС. Максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе следует принимать в соответствии с таблицей 11 СНиП 42-01-2002.

Внутри группы расстояния в свету между надземными резервуарами должны быть не менее диаметра наибольшего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметре резервуаров до 2 м – не менее 2 м.

Расстояние между рядами надземных резервуаров, размещаемых в два ряда и более, следует принимать равным длине наибольшего резервуара, но не менее 10 м.

Для каждой группы надземных резервуаров по периметру должны предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая газонепроницаемая стенка из негорючих материалов высотой не менее 1 м, рассчитанные на 85 % вместимости резервуаров в группе. Ширина земляного вала по верху должна быть не менее 0,5 м. Расстояния от резервуаров до подошвы обвалования или ограждающей стенки должны быть равны половине диаметра ближайшего резервуара, но не менее 1 м. Обвалование (ограждающая стенка) должно быть рассчитано на прочность из условия полного заполнения водой пространства внутриобвалования (ограждающей стенки). Отвод воды с обвалованной территории базы хранения следует предусматривать за счет планировки территории базы хранения с выпуском через дождеприемник с гидрозатвором.

Ширина применяемой ограждающей стенки принимается в зависимости от материала.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стенки должны быть предусмотрены лестницы-переходы шириной 0,7 м, не менее двух на каждую группу, расположенные с противоположных сторон обвалования (ограждающей стенки).

Для перемещения жидкой и паровой фаз СУГ по трубопроводам ГНС следует предусматривать насосы, компрессоры или испарительные (теплообменные) установки.

Разрешается использовать энергию природного газа для слива и налива СУГ, давление насыщенных паров которых при температуре 45 °С не превышает 1,2 МПа.

Компрессоры следует размещать в отапливаемых помещениях. Пол помещения, где размещаются насосы и компрессоры, должен быть не менее чем на 0,15 м выше планировочных отметок прилегающей территории. Компрессоры, работающие с воздушным охлаждением, допускается устанавливать на открытых площадках под навесом.

Насосы и компрессоры следует устанавливать на фундаментах, не связанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

Для наполнения СУГ автоцистерн следует предусматривать наполнительные колонки.

На трубопроводах жидкой и паровой фаз к колонкам следует предусматривать отключающие устройства на расстоянии не менее 10 м от колонок.

Испарительные установки, размещаемые в помещениях, следует устанавливать в здании наполнительного цеха или в отдельном помещении того здания, где имеются газо-потребляющие установки, или в отдельном здании, отвечающем требованиям, установленным для зданий категории А. При этом испарительные установки, располагаемые в помещениях ГНС без постоянного пребывания обслуживающего персонала, должны быть оборудованы дублирующими приборами контроля технологического процесса, размещаемыми в помещениях ГНС с обслуживающим персоналом.

На ГНС следует предусматривать систему наружного пожаротушения, включающую резервуары с противопожарным запасом воды, насосную станцию и кольцевой водопровод высокого давления с пожарными гидрантами.

Схема электроснабжения должна предусматривать в случае возникновения пожара автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях с взрывоопасными зонами при опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с указаниями СНиП 2.04.05.

#### 22.11. Контроль качества сварных соединений и их изоляция.

При строительстве, реконструкции, ремонте газопроводов применяют следующие методы неразрушающего контроля качества сварных соединений:

- визуальный и измерительный;
- радиационный (радиографический);
- ультразвуковой;
- магнитопорошковый;
- капиллярный.

Сварные соединения газопроводов, выполненные при строительстве, реконструкции и ремонте газопроводов, подлежат *визуальному и измерительному контролю* в объеме 100 %.

Порядок проведения визуального и измерительного контроля, требования к геометрическим параметрам разделки кромок сварных соединений приведены в разделе 8 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Сварные соединения газопроводов, признанные годными по результатам визуального и измерительного контроля, подлежат неразрушающему контролю физическими методами.

Основным физическим методом контроля качества сварных соединений является *радиографический контроль*. Порядок проведения радиографического контроля приведен в разделе 9 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

В качестве дополнительного или дублирующего контроля качества сварных соединений применяют *ультразвуковой контроль*. Порядок проведения

ультразвукового контроля и параметры настройки ультразвуковых дефектоскопов приведены в разделе 10 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Уровни качества, методы и объемы контроля физическими методами стыков приведены в таблице 1 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

При механизированной и автоматической сварке газопроводов по согласованию с ОАО «Газпром», допускается применять в качестве основного физического метода *ультразвуковой контроль* при условии, что применяемое оборудование ультразвукового контроля имеет техническую возможность:

- идентификации выявленных дефектов;
- регистрации результатов контроля на электронных и/или бумажных носителях;
- согласованную в установленном порядке методику проведения ультразвукового контроля.

Для выявления возможных расслоений поверхности разделок кромок, уточнения границ дефектных участков кольцевых или продольных сварных швов, наружных и внутренних дефектов труб и сварных швов применяют другие физические методы неразрушающего контроля (*магнитопорошковый и капиллярный*). Порядок проведения капиллярного и магнитопорошкового контроля приведены в разделах 11 и 12 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Сварные соединения считаются годными, если в них отсутствуют дефекты, размеры которых превышают допустимые нормы, указанные в таблице 2 СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

#### *Изоляция сварных соединений.*

Для стыковых сварных швов в полевых условиях рекомендуется трехслойная изоляция (эпоксидная смола, твердоплавкий клеевой слой и армированный стекловолокном слой полеолефина) в виде термоусаживающихся манжет и термоусаживающихся армированных манжет типа фирмы «Райхен», обладающих большой прочностью и следующими свойствами:

- толщина манжеты не менее 3,0 мм;
- толщина клеевого слоя - 1,2 мм;
- сопротивление отслаиванию не менее 60 Н/см (испытания по нормам DIN 30672);
- сопротивление сдвигу не менее 200 Н/см<sup>2</sup> (испытания по нормам ISO 4587);
- сопротивление ударной нагрузке не менее 22 Н×м (испытания по нормам DIN 30672);
- прочность на вдавливание не менее 0,4 мм (испытания по нормам DIN 30672, 30 суток).

Изоляция стыков трубопровода в полевых условиях производится с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогрева пламенем горелки трубы и изоляционного материала до температуры 70 °С.

## 22.12. Очистка полости и испытание магистральных и промысловых трубопроводов.

Чистота полости трубопроводов должна обеспечиваться на всех этапах работы с трубой: транспортировке, погрузке, разгрузке, развозке и раскладке секций по трассе, сварке секций в нитку и укладке.

С целью предупреждения загрязнения полости и снижения затрат на последующую очистку строительно-монтажным организациям необходимо в процессе строительства принимать меры, исключающие попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов, в том числе не разгружать трубы на неподготовленной площадке, не волочить их по земле и т.д.

Для предотвращения загрязнений полости следует установить временные заглушки:

- на отдельные трубы или секции (плети) при их длительном хранении в штабелях, на стеллажах;
- на концах плетей в местах технологических разрывов.

Закачку воды в трубопровод для промывки и испытания осуществляют через фильтры, исключающие попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из водоема.

До ввода в эксплуатацию полость трубопровода должна быть очищена.

При очистке полости каждого трубопровода или его участка необходимо:

- удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины;
- проверить путем пропуска поршня проходное сечение трубопроводов и тем самым обеспечить возможность многократного беспрепятственного пропуска очистных и разделительных или других специальных устройств при эксплуатации;
- достигнуть качество очистки полости, обеспечивающее заполнение трубопровода транспортируемой средой без ее загрязнения и обводнения.

Очистка полости трубопроводов выполняется промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости или протягиванием очистного устройства.

Промывка или продувка осуществляется одним из следующих способов:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств следует выполнять на трубопроводах диаметром 219 мм и более.

Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств допускается производить:

- на трубопроводах диаметром менее 219 мм;
- на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Очистку полости подводных переходов трубопроводов диаметром 219 мм и более, прокладываемых с помощью подводно-технических средств, производят:

- промывкой с пропуском поршня-разделителя в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания;
- продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания.

На подводных переходах трубопроводов диаметром менее 219 мм, сооружаемых с помощью подводно-технических средств, очистку полости осуществляют протягиванием, промывкой или продувкой без пропуска очистных устройств перед проведением первого этапа испытания.

Подводные переходы трубопроводов, укладываемые без помощи подводно-технических средств, очищают по единой технологии одновременно со всем трубопроводом.

При промывке, вытеснении загрязнений в потоке воды (жидкости) и удалении из трубопровода воды (жидкости), а также при продувке трубопровода с полнопроходной запорной арматурой разрешается пропуск очистных и разделительных устройств через линейную арматуру.

Перед пропуском очистных и разделительных устройств следует убедиться в полном открытии линейной арматуры (по указателям поворота затвора, положению конечных выключателей и т.д.).

Продувка трубопроводов с пропуском очистных устройств через неполнопроходимую линейную арматуру запрещается.

Если очистное или разделительное устройство застряло в трубопроводе в процессе промывки или продувки, то это устройство необходимо извлечь из трубопровода, устранить причину застревания, а участок трубопровода подвергнуть повторной промывке или продувке.

Промывка, как правило, совмещается с удалением воздуха и заполнением водой (жидкостью) трубопровода для гидравлического испытания.

Очистка полости вытеснением загрязнений в потоке воды (жидкости), как правило, совмещается с удалением воды (жидкости) после гидроиспытания трубопровода.

После очистки полости любым из указанных способов на концах очищенного участка следует устанавливать временные заглушки, предотвращающие повторное загрязнение участка.

#### *Испытания рабочего трубопровода.*

После протаскивания трубопровода необходима очистка внутренней полости очистными устройствами и проверка сечения трубопровода пропуском калибровочного устройства, после чего трубопровод заполняется водой для гидравлического испытания.

Очистку полости трубопровода и его испытание следует выполнить в соответствии с требованиями ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».

Величина испытательного давления рабочего трубопровода указывается в проекте.

После гидравлического испытания необходимо полное удаление воды

и осушка трубопровода путем пропуска поршней-разделителей.

Калибровка трубопровода и его испытание выполняются с обязательным присутствием представителей генподрядной организации и Заказчика с оформлением необходимой документации.

#### Лекция 2.

(Материалы в разработке).

#### 23. Монтажные работы.

23.5. Монтаж оборудования компрессорных и нефтеперекачивающих станций.

23.8 .Монтаж оборудования для очистки и подготовки для транспортировки газа и нефти.

23.10. Монтаж оборудования по сжижению природного газа.

23.11. Монтаж оборудования автозаправочных станций.

23.14. Монтаж оборудования химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

#### 24. Пусконаладочные работы.

24.31. Пусконаладочные работы на сооружениях нефтегазового комплекса.

#### Лекция 3.

Особенности строительного контроля на объектах нефтяной и газовой промышленности.

При проведении строительного контроля на объектах нефтяной и газовой промышленности следует руководствоваться следующими документами:

Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Постановление правительства РФ от 21.06.2010г. № 468 «О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства».

Постановление Правительства РФ от 1.02.2006г. № 54 «О государственном строительном надзоре в РФ» (с изменениями на 10.03.2009).

Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56 "Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Постановление Госгортехнадзора РФ от 20 мая 2003 г. № 33 Об утверждении Правил промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.

ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Сведения об организации производственного контроля и о работниках, уполномоченных на его осуществление, предоставляются в территориальный орган Ростехнадзора, обеспечивающий государственный надзор и контроль на данной территории.

Организации, осуществляющие деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов обеспечивают выполнение государственных нормативных требований охраны труда, содержащихся в нормативных правовых актах Ростехнадзора, принятых в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2000 № 399 «О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда».

В целях обеспечения промышленной безопасности в рамках общей системы управления организацией может осуществляться внутренний контроль соблюдения требований промышленной безопасности в порядке предусмотренном «Общими правилами промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.2002 № 61-А.

*Строительный контроль за работами в области пожарной безопасности.*

Содержание территории, производственных и административных зданий, помещений и оборудования.

В соответствии с ППБО 116-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» территория производственных объектов бурения скважин и добычи нефти и газа (в том числе привышечные сооружения, установки для сбора, хранения, транспортирования нефти и газа и др.), а также производственные помещения и оборудование должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями (ЛВЖ и ГЖ), мусором и отходами производства.

Сгораемые отходы производства, мусор, сухая трава должны убираться и уничтожаться в безопасных в пожарном отношении местах. В местах разлива ЛВЖ и ГЖ пропитанный ими грунт должен быть тщательно промыт, убран и засыпан сухим песком или грунтом.

Хранение нефти и других ЛВЖ и ГЖ в открытых ямах и амбарах на территории предприятий не допускается.

Вокруг взрывопожароопасных объектов и сооружений, расположенных на территории нефтедобывающего предприятия, периодически должна скашиваться трава в зоне радиусом не менее 5 м.

Запрещается складирование (хранение) сгораемых материалов в указанной зоне.

Перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие.

Закрытие переездов и участков дорог (с целью ремонта их или по другим причинам) и устройство объездного пути допускаются с разрешения руководителя предприятия по согласованию с пожарной охраной предприятия с указанием места, характера и срока работ.



При раскопках дорог следует оставлять проезды шириной не менее 3,5 м, а также устраивать мостки через траншеи.

В случае невозможности оставления проезда должен быть устроен объезд шириной 3,5 м для движения пожарных машин.

Дорожные знаки, применяемые в этих случаях, должны соответствовать ГОСТ 10807-78.

Курение на предприятиях допускается в специально отведенных (по согласованию с пожарной охраной предприятия) местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой. В этих местах должны быть вывешены надписи «Место для курения».

Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, которая может образоваться в данном помещении.

У каждого телефонного аппарата должна быть вывешена специальная табличка с указанием номера телефона пожарной части для вызова ее при возникновении пожара.

Запрещаются на территории предприятия разведение костров, выжигание травы, нефти.

Въезд на территорию взрывопожароопасных предприятий и установок (резервуарные парки и др.) допускается только по специальному пропуску. Автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями, а также средствами пожаротушения.

Запрещается прокладывать трубопроводы для транспортирования взрывопожароопасных веществ через бытовые, подсобные и административно-хозяйственные помещения, распределительные устройства, электропомещения, помещения КИП и вентиляционные камеры.

Запрещается применять для освещения скважин, насосных, нефтеналивных причалов, пунктов сбора и подготовки нефти, парков товарных резервуаров и других взрывопожароопасных производственных объектов и складских сооружений факелы, спички, свечи, керосиновые фонари, костры и другие источники открытого огня.

На каждом предприятии должен быть составлен перечень производственных цехов, отдельных помещений, установок и складов с определением категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности. При этом следует руководствоваться Временными указаниями по классификации основных производств (отдельных помещений) и сооружений нефтяной промышленности по их пожаровзрывоопасности (ВСН 8-73).

Запрещается выполнять производственные операции на оборудовании, установках и станках с неисправностями, что может привести к загораниям и пожарам, а также при отключении КИП, по которым определяются заданные режимы температуры, давления, концентрации горючих газов, паров и другие технологические параметры.

Поверхность элементов оборудования и трубопроводов, имеющих при эксплуатации температуру выше 318К (45°С), должна иметь ограждения или несгораемую теплоизоляцию на участках возможного соприкосновения с ними обслуживающего персонала.

Запрещаются ремонтные работы на оборудовании, находящемся под давлением, набивка и подтягивание сальников на работающих насосах и компрессорах, а также уплотнение фланцев на аппаратах и трубопроводах без снятия давления и отключения участка трубопровода или агрегата (насоса, компрессора) от других аппаратов и трубопроводов с помощью задвижек или заглушек в системе.

За герметичностью оборудования (особенно фланцевых соединений и сальников) необходим строгий контроль. В случае обнаружения пропусков следует принимать меры по их устранению.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Использование для этих целей паяльных ламп и других способов с применением открытого огня запрещается.

На буровых глубокого и структурно-поискового бурения в зимнее время должны быть предусмотрены парокотельные установки, водомаслогрейки и электрокотлы.

Производственные сооружения и здания (скважины, насосные, компрессорные, сепарационные установки, резервуары и др.), а также разрывы между ними должны быть выполнены согласно требованиям соответствующих СНиП и «Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности» СН 433-79.

В местах прохода валов трансмиссии и трубопроводов через стену, отделяющую помещение с опасными в отношении взрыва и пожара выделениями от прочих помещений, должны предусматриваться сальники или другие устройства, исключающие возможность распространения этих выделений.

Промасленный либо пропитанный бензином, керосином и иными ГЖ обтирочный материал следует складывать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочего дня (или перед сдачей смены) ящики необходимо выносить в безопасное в пожарном отношении место. Содержимое ящиков в случае невозможности дальнейшего его использования по указанию начальника объекта, цеха и по согласованию с пожарной охраной предприятия нужно закапывать в землю или сжигать в определенном для этих целей месте.

Проходы, выходы, коридоры, тамбуры, стационарные пожарные лестницы и несгораемые ограждения на крышах зданий, лестничные клетки, чердачные помещения должны постоянно содержаться в исправном состоянии и ничем не загромождаться.

Чердачные помещения должны быть заперты, а слуховые окна - закрыты.

Запрещается устраивать в лестничных клетках всевозможные кладовки,

прокладывать промышленные газопроводы, трубопроводы с ЛВЖ и ГЖ, устраивать выходы из шахт грузовых подъемников, а также устанавливать оборудование, препятствующее передвижению людей.

Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из здания.

На случай возникновения пожара должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей, находящихся в производственном здании.

Запрещается применение и хранение взрывчатых веществ, баллонов с газом под давлением, целлулоида, киноплёнки, пластмасс, полимерных и других материалов, имеющих повышенную пожарную опасность, в подвальных помещениях и цокольных этажах производственных и административных зданий.

Число эвакуационных выходов из каждого производственного здания и помещения, а также их конструктивное и планировочное решение должны соответствовать требованиям строительных норм и правил.

Деревянные конструкции производственных объектов должны быть обработаны огнезащитным составом. Эту обработку следует периодически повторять.

Проемы в противопожарных стенах и перекрытиях должны быть оборудованы защитными устройствами против распространения огня и продуктов горения (противопожарные двери, водяные завесы, заслонки, шиберы, противодымные устройства).

При пересечении противопожарных преград различными коммуникациями зазоры между ними и конструкциями преград (на всю их толщину) должны быть наглухо заделаны негорючим материалом.

Запрещается перепланировка производственных и служебных помещений, если нет соответствующего проекта, согласованного с местными органами надзора (в том числе с пожарной охраной) и утвержденного администрацией.

При этом нельзя снижать пределы огнестойкости строительных конструкций и допускать ухудшение условий эвакуации людей.

В производственных зданиях степени огнестойкости 1, 2, 3 нельзя устраивать антресоли, перегородки, бытовки, кладовки из горючих материалов.

В цехах и лабораториях, где применяют ЛВЖ, ГЖ и газы, следует предусматривать централизованное транспортирование и раздачу их на рабочие места. Во всех других случаях для переноски ЛВЖ и ГЖ нужно использовать безопасную тару специальной конструкции.

Для цеховых кладовых должны быть установлены нормы максимально допустимого количества одновременного хранения ЛВЖ и ГЖ, красок, лаков и растворителей.

На рабочих местах можно хранить только такое количество материалов (в готовом к применению виде), которое не превышает сменную потребность. При этом емкости должны быть герметично закрыты.

Требования к объектовым складам красок, лаков и растворителей должны приниматься в соответствии с разделом СНиП II-106-79 «Склады нефти

и нефтепродуктов. Нормы проектирования».

Взрывопожароопасные объекты в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» должны быть оборудованы соответствующими знаками пожарной безопасности.

Производственные помещения и их оборудование надо периодически очищать от пыли и других горючих отходов. Сроки чистки устанавливаются технологическими регламентами или объектовыми (цеховыми) инструкциями. В местах интенсивного выделения отходов в виде пыли должны быть определены показатели их пожарной опасности.

Спецодежду работающих необходимо своевременно стирать и ремонтировать.

Администрацией предприятия для каждого цеха (производственной операции) должен быть установлен четкий порядок замены промасленной спецодежды чистой (периодичность стирки, обезжиривания, ремонта и т.п.).

*Средства контроля и автоматики.*

Монтаж и эксплуатация средств контроля и автоматизации должны отвечать требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

При эксплуатации установок автоматического контроля, управления и регулирования технологических процессов необходимо обращать внимание:

- на полноту оснащенности средствами и системами автоматизации технологического оборудования;
- соответствие испытания средств автоматизации (тип приборов, способ их защиты и монтажа) степени пожарной опасности процесса (классу взрывопожароопасности, группе и категории взрывоопасных смесей);
- наличие систем обнаружения, локализации и тушения пожаров;
- обеспечение надежности и безотказности работы в процессе эксплуатации;
- соответствие помещений контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) требованиям пожарной безопасности;
- соблюдение противопожарных требований в процессе эксплуатации систем автоматизации.

Производственные установки должны обеспечиваться необходимыми системами контроля, автоматической защиты и регулирования пожароопасных параметров (температуры, давления, уровня жидкости и т.п.) согласно проекту и технологическому регламенту.

Во взрывоопасных помещениях и наружных взрывоопасных установках допускается применение приборов автоматики, содержащих электрические цепи, только в том случае:

- если они соответствуют требованиям Правил изготовления взрывоопасного и рудничного электрооборудования (ПИБРЭ) и ПУЭ;
- имеют маркировку взрывозащиты, соответствующую категории и группе взрывоопасных смесей в данном помещении или на данной наружной взрывоопасной установке.

Все приборы автоматического контроля и регулирования необходимо проверять, испытывать и регулировать только с разрешения начальника смены с соблюдением правил пожарной безопасности, исключающих искрообразование.

Запрещается во взрывопожароопасных цехах ремонт приборов КИПиА с применением огня и высоких температур (пайка, сварка и др.).

КИП, установленные на оборудовании, должны иметь ограничительные отметки допустимых параметров, пломбу или клеймо госповерителя или организации, осуществляющей ремонт данных приборов.

Запрещается работа оборудования, аппаратуры и трубопроводов при неисправных КИП, или при их отсутствии.

Местные щиты автоматики должны быть смонтированы в шкафах, выполненных соответственно классу пожарной опасности помещения. Шкафы необходимо запирать на замок, а ключ хранить у работников службы автоматики.

*Строительный контроль и государственный строительный надзор при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов нефтяной и газовой промышленности.*

Требования к строительству, объектам, рабочим местам.

В соответствии с ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» решение о начале строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения, консервации и ликвидации опасного производственного объекта принимается при наличии утвержденной в установленном порядке проектной документации в количестве, необходимом для выполнения работ, в том числе силами подрядных организаций.

При осуществлении деятельности по строительству и монтажу оборудования на опасных производственных объектах организации обязаны обеспечить контроль качества строительных и монтажных работ, а также контроль состояния технической базы и технических средств строительства и монтажа.

Территория, отведенная в установленном порядке под строительство предприятий, производственных объектов, сооружений и коммуникаций, должна быть спланирована, ограждена (обозначена) и застроена с учетом границ санитарно-защитной зоны и в соответствии с генеральным планом, являющимся составной частью проектной документации.

Режимность и характер охраны территории строительства опасных производственных объектов устанавливается организацией, осуществляющей строительство, а после ввода в эксплуатацию - организацией, эксплуатирующей объект.

Строящиеся и эксплуатируемые опасные производственные объекты (скважины, насосные и компрессорные станции и т.п.) должны иметь надежное круглогодичное транспортное сообщение (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации.

На предприятиях, которые имеют подземные коммуникации (кабельные линии, нефте-, газопроводы и т.д.), должны быть утвержденные руководством

организации исполнительные схемы фактического расположения этих коммуникаций. Отклонения фактического расположения коммуникаций от проекта должны быть согласованы с разработчиком.

Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе и в местах поворотов.

Трубопроводы в местах пересечения с транспортными магистралями, переходами должны иметь знаки предупреждения об опасности. Дополнительная защита трубопроводов в таких местах (установка «кожухов» и т.п.) должна производиться в соответствии с установленными требованиями.

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других опасных производственных объектов устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются в установленном порядке.

При наличии в продукции месторождений вредных примесей между опасными производственными объектами, добывающими (транспортирующими) эту продукцию и селитебными территориями, должна быть установлена буферная зона, размеры которой устанавливаются проектной документацией.

Категория проектируемых зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасностям устанавливается проектной организацией на стадии проектирования.

*Требования к оборудованию, инструменту, другим техническим средствам.*

Разработка и использование технических устройств должны осуществляться в порядке, предусмотренном «Положением о рассмотрении документации на технические устройства для нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производств, объектов геологоразведочных работ и магистральных газо-, нефте- и продуктопроводов, проведении приемочных испытаний технических устройств и выдаче разрешений на их применение», утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 05.11.2001 г. № 51.

Эксплуатация технических устройств должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации, составленными изготовителем. Импортное оборудование и инструмент эксплуатируются в соответствии с технической документацией производителя, предоставленной на русском языке.

Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми запорными устройствами, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию.

Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

Используемые на опасных производственных объектах грузоподъемные технические устройства на видных местах должны иметь четкие обозначения грузоподъемности и дату очередного технического освидетельствования.

На сосудах, работающих под давлением, паровых котлах должны быть обозначены разрешенное давление, дата следующего технического освидетельствования и регистрационный номер.

Оборудование должно быть установлено на прочных фундаментах (основаниях), выполненных в соответствии с проектом или требованиями инструкций по монтажу (эксплуатации) завода-изготовителя, обеспечивающих его нормальную работу.

Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, в проекте необходимо предусматривать меры по ее снижению, исключению возможности значительного (аварийного) перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем.

Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного, модернизированного, капитально отремонтированного оборудования осуществляется в соответствии с положением, разработанным организацией.

При обнаружении в процессе монтажа, технического освидетельствования или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям правил технической эксплуатации и безопасности оно должно быть выведено из эксплуатации. Дальнейшая эксплуатация разрешается после устранения выявленных недостатков.

Изменение в конструкцию оборудования может быть внесено по согласованию с разработчиком этого оборудования и территориальным органом Ростехнадзора. Использование модернизированного оборудования допускается при положительном заключении экспертизы промышленной безопасности.

Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности ограждающих и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета в соответствии с установленными требованиями и нормами.

Конструкции и документация на изготовление, монтаж и эксплуатацию подъемников (вышек), талевых канатов, приборов и устройств безопасности к ним подлежат экспертизе промышленной безопасности в рамках установленных норм, правил, критериев и процедур в соответствии с требованиями «Положения по проведению экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 04.03.2003 г. № 5.

За состоянием каната должен быть установлен контроль. Частота осмотров каната устанавливается в зависимости от характера и условий работы. Выбраковка и замена канатов производится в соответствии с критериями, установленными «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Организации должны представлять соответствующим органам декларацию промышленной безопасности опасного производственного объекта в порядке, установленном «Положением о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней» (РД 03-315-99). Декларация

промышленной безопасности проектируемого объекта разрабатывается в составе проектной документации.

При разработке проектной документации на строительство скважин, обустройство и разработку нефтяных и газовых месторождений проектная организация должна осуществить анализ опасности и риска проектируемых объектов в порядке, установленном Ростехнадзором.

Техническое расследование причин аварии на опасном производственном объекте, расследование несчастных случаев на производстве должны проводиться в порядке, соответствующем требованиям Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Трудового кодекса Российской Федерации и «Положения о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах» (РД 03-293-99). Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана страховать ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.

Консервация и ликвидация опасных производственных объектов нефтегазового комплекса производится в соответствии с порядком, установленным постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.1999 г. № 33 «Об утверждении

Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами».

В процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации. При необходимости корректировки проектной документации, изменения, вносимые в нее, подлежат экспертизе промышленной безопасности в соответствии с правилами проведения экспертизы промышленной безопасности, установленными Ростехнадзором. Заключение экспертизы по вносимым изменениям в проектную документацию, представленное в Ростехнадзор, рассматривается и утверждается им в установленном порядке.

Для обеспечения строительства опасного производственного объекта заказчик:

- назначает технический надзор за проведением строительно-монтажных работ;
- передает подрядчику в производство работ утвержденную им проектную документацию в количестве, необходимом для выполнения работ подрядчика и привлеченных организаций;
- проверяет наличие необходимых разрешительных документов у исполнителей работ, поставщиков оборудования и материалов.

Зарубежные технологии и технические устройства, выполненные по зарубежным стандартам, могут быть использованы для строительства и последующей эксплуатации опасных производственных объектов, если они соответствуют требованиям отечественных стандартов и правил, включены в состав проектной документации, имеют установленную техническую



документацию производителя и разрешение Ростехнадзора на применение такого оборудования и технологий на территории Российской Федерации.

Строительно-монтажные работы на опасных производственных объектах и их последующая эксплуатация на месторождениях с высоким содержанием сероводорода должны осуществляться в соответствии с требованиями раздела 6 ПБ 08-624-03. Строительные и монтажные работы на опасных производственных объектах должны производиться в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Строительство нефтяных и газовых скважин должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 2 ПБ 08-624-03.

*Требования безопасности при ремонте и реконструкции скважин.*

Работы по капитальному ремонту скважин:

- исправление повреждений в эксплуатационной колонне;
- ликвидации аварий с внутрискважинным оборудованием и лифтовыми колоннами;
- изоляция водопритоков;
- дополнительная перфорация;
- переход на другой горизонт;
- забуривание новых ответвлений (стволов), в том числе с горизонтальным проложением, и т.п. должны проводиться специализированной бригадой по планам, утвержденным техническим руководителем организации и согласованным с заказчиком.

Реконструкция скважин, связанная с необходимостью проводки нового ствола с последующим изменением конструкции скважины и ее назначения (доразведка месторождения, извлечение запасов из экранированных ловушек и т.п.) должна производиться по проектной документации, разработанной, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Забуривание новых (боковых) стволов в обсаженных скважинах производится в следующих случаях:

- ликвидация сложных аварий (смятие эксплуатационной колонны, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и т.п.), возникших в процессе эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ;
- вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений (в том числе горизонтальных) из ствола низкопродуктивных эксплуатационных скважин;
- восстановление бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья (целики, экранированные зоны и т.п.).

Передача скважин для ремонта или реконструкции специализированным подразделениям (бригадам) и приемка скважин после завершения работ производится в порядке, установленном на данной организации.

*Требования к организациям.*

При осуществлении деятельности, связанной с ремонтом или реконструкцией опасных производственных объектов, организации обязаны обеспечить контроль состояния технической базы и технических средств, а также соблюдение установленных процедур планирования, проведения проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ.

Выполнение работ по реконструкции скважин, а также выполнение отдельных этапов (операций) этих работ, в том числе для проведения работ по неразрушающему контролю и диагностике сооружений и оборудования, продлению сроков эксплуатации технических устройств может производиться специализированными организациями в установленном порядке.

Работы по реконструкции скважин должны проводиться по рабочему проекту, разработанному, согласованному и утвержденному в порядке, предусмотренном разделом 1.3 ПБ 08-624-03.

*Требования к оборудованию, другим техническим устройствам.*

Все агрегаты специального назначения, используемые во взрывопожароопасных зонах, должны применяться во взрывозащищенном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией и системой освещения.

Агрегаты для ремонта скважин (кроме соответствия стандартным требованиям к грузоподъемным машинам) должны быть механизированы и оснащены самостоятельным пультом управления спуско-подъемными операциями и контрольно-измерительными приборами, в том числе индикатором веса с записью нагрузки на крюке. С пульта управления агрегатом должны осуществляться все технологические процессы и операции на скважине при обеспечении в ходе их выполнения видимости мачты, лебедки и устья скважины.

*Требования к ведению работ по ремонту скважин.*

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

Расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений, устройство и оснащение площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем организации, с учетом схем расположения подземных и наземных коммуникаций. Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна утверждаться маркшейдерской службой организации-заказчика и выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ.

## Лекция 4.

### 4. Устройство скважин.

#### 4.1. Бурение нефтяных и газовых скважин.

Технологическая схема бурения скважин вращательным способом.

Способы бурения можно классифицировать по характеру воздействия на горные породы:

- механическое, термическое;
- физико-химическое;
- электроискровое.

Широко применяются только способы, связанные с механическим воздействием на горные породы; остальные не вышли из стадии экспериментальной разработки.

Механическое бурение осуществляется ударным, вращательным и ударно-вращательными способами. Ударное бурение нефтяных и газовых скважин, еще распространенное во многих странах, уже несколько десятков лет не применяется на нефтяных и газовых промыслах Российской Федерации.

При бурении нефтяных и газовых скважин в России применяют исключительно вращательный способ бурения. При этом способе бурения скважина как бы высверливается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струей бурового раствора или нагнетаемым скважину воздухом или газом.

В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное -двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб и бурение с забойным двигателем (гидравлическим или при помощи электробур)-двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

Процесс бурения состоит из следующих операций: спускоподъемных работ(опускание бурильных труб с долотом в скважину забоя и подъема бурильных труб с отработанным долотом из скважины) и работы долота на забое (разрушение породы долотом). Эти операции периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину, чтобы предохранить стенки скважины от обвалов и разобщить нефтяные (газовые) и водяные горизонты.

Одновременно в процессе бурения скважин выполняется ряд вспомогательных работ:

- отбор керна;
- приготовление промывочной жидкости (бурового раствора);
- каротаж;
- замер кривизны;
- освоение скважины с целью вызова притока нефти (газа) в скважину.

В случае аварии или осложнения (поломка бурильных труб, прихват инструмента и т.д.) возникает необходимость в дополнительных (аварийных) работах.

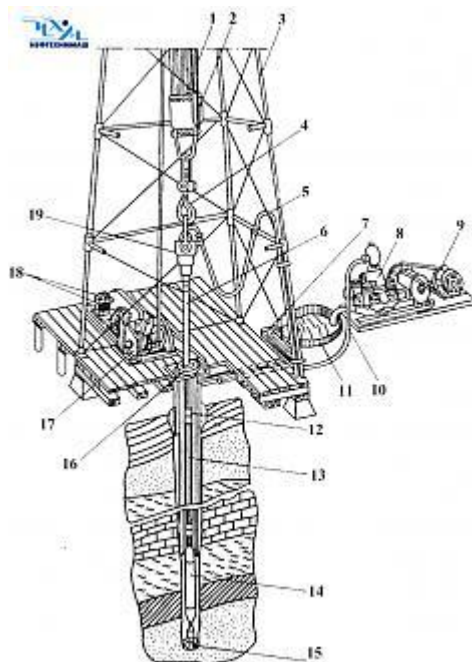
Для выполнения перечисленных операций в процессе бурения скважины применяется буровая вышка. Самая верхняя труба в колонне бурильных труб имеет квадратное сечение (она может быть также шестигранной или желобчатой). Она называется ведущей бурильной трубой.

Ведущая труба проходит через отверстие круглого стола - ротора и при бурении скважины по мере углубления забоя опускается вниз.

Ротор помещается в центре буровой вышки. Бурильные трубы и ведущая труба внутри полые. Ведущая труба верхним концом соединяется с вертлюгом. Нижняя часть вертлюга, соединенная с ведущей трубой, может вращаться вместе с колонной бурильных труб, а его верхняя часть всегда неподвижна.

К отверстию (горловине) неподвижной части вертлюга присоединяется гибкий шланг, через который в процессе бурения закачивается в скважину промывочная жидкость при помощи буровых насосов. Последняя, пройдя ведущую трубу и всю колонну бурильных труб, попадает в долото и через отверстия в нем устремляется на забой скважины (при бурении гидравлическим двигателем промывочная жидкость вначале поступает в него, приводя вал двигателя во вращение, а затем - в долото). Выходя из отверстий в долоте, жидкость промывает забой, подхватывает частицы разбуренной породы и вместе с ними через кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами поднимается вверх, где направляется в прием насосов, предварительно очищаясь на своем пути от частиц разбуренной породы.

Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения:



1. талевый канат. 2. талевый блок. 3. вышка.

4. крюк. 5. буровой шланг. 6. ведущая труба. 7. желоба. 8. буровой насос.
9. двигатель насоса. 10. обвязка насоса. 11. приемный резервуар (емкость).
12. бурильный замок. 13. бурильная труба.
14. гидравлический забойный двигатель  
(при роторном бурении не устанавливается).
15. долото. 16. ротор. 17. лебедка. 18. двигатели лебедки и ротора. 19. вертлюг.

К верхней неподвижной части вертлюга шарнирно прикреплен штроп, при помощи которого вертлюг подвешивается на подъемном крюке, связанном с подвижным талевым блоком. На самом верху буровой вышки установлен кронблок, состоящий из нескольких роликов.

Во время бурения колонна труб висит на крюке и опускается по мере углубления. Как только долото срабатывается, всю колонну труб поднимают на поверхность для его замены.

Пробуриив с поверхности земли скважину на глубину 30...600 м, в нее спускают кондуктор, служащий для перекрытия слабых (неустойчивых) пород или верхних притоков воды и для создания вертикального направления ствола скважины при дальнейшем бурении. После спуска кондуктора производят цементирование (тампонаж), т.е. закачивают цементный раствор через обсадные трубы в кольцевое пространство между ними и стенками скважины.

Цементный раствор, поднимаясь вверх, заполняет затрубное пространство. После затвердения цементного раствора бурение возобновляется.

В скважину опускают долото, диаметр которого меньше диаметра предыдущей обсадной колонны. Затем в пробуренную до проектной глубины скважину спускают колонну обсадных труб (эксплуатационную колонну) и цементируют ее.

Цементирование производят, для того чтобы изолировать друг от друга водоносные и нефтеносные пласты. Если при бурении под эксплуатационную колонну возникают большие осложнения, препятствующие успешному бурению, то после кондуктора спускают одну или две промежуточные (технические) колонны.

#### 4.2. Строительство и монтаж нефтяных и газовых скважин.

Скважина любой категории должна закладываться за пределами охранных зон линий электропередачи, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных, других промышленных и гражданских объектов.

Основным документом на строительство скважины является рабочий проект, разработанный и утвержденный в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих порядок проектирования.

Зарубежные техника и технологии, технические устройства, выполненные по зарубежным стандартам, могут быть использованы при строительстве скважин:

- если они соответствуют требованиям отечественных стандартов, гармонизированных с соответствующими зарубежными стандартами;

- включены в состав проекта или дополнений к нему и при наличии технической документации фирм-разработчиков;

- разрешений Ростехнадзора на применение такого оборудования и технологий на территории РФ.

Работы по строительству скважины могут быть начаты при выполнении следующих условий:

- наличие проектно-сметной документации, разработанной и утвержденной в установленном порядке;

- наличие транспортных магистралей, дорог, обеспечивающих круглогодичное сообщение с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;

- наличие согласования трасс транспортировки бурового оборудования, в т.ч. в местах пересечения трасс с ЛЭП, железными дорогами, магистральными трубопроводами и т.п.;

- наличие акта выноса местоположения скважины на местность;

- заключении договоров на производство работ с подрядчиками (субподрядчиками), службами противобомбовой безопасности.

При выполнении специальных работ силами буровой бригады:

- передвижки буровой установки;

- монтаж мобильных буровых установок;

- ремонтные работы повышенной сложности и т.п.

Рабочие бригады должны пройти дополнительное обучение и получить допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

На всех этапах строительства скважины (в т.ч. выполняемых подрядчиками, субподрядчиками) должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями рабочего проекта и соответствующих нормативных документов.

Контроль и надзор за ходом строительства скважины, качеством выполнения работ, уровнем технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда должен осуществляться организацией, пользователем недр (заказчиком), другими уполномоченными субъектами в соответствии с требованиями законодательных и нормативных актов, положений и инструкций, разработанных и утвержденных в установленном порядке.

Строительство скважин в специфических условиях (в многолетнемерзлых породах, на месторождениях с содержанием в нефти (газе) более 6% (объемных) сероводорода, с кустовых площадок) должно проводиться с применением дополнительных мер безопасности, установленных соответствующими разделами ПБ 08-624-03.

Пуск в работу буровой установки может быть произведен после полного завершения и проверки качества строительно-монтажных работ, обкатки оборудования при наличии укомплектованной буровой бригады по решению

рабочей комиссии с участием представителя территориального органа Ростехнадзора.

*Требования к строительным и вышкомонтажным работам.*

Площадки для монтажа буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод к системам их сбора и очистки.

Вышкомонтажные работы могут быть начаты после выдачи вышкомонтажной бригаде наряда на их проведение и рабочей документации проекта на строительство скважины, связанной со строительными-монтажными работами, технических условий на монтаж оборудования и строительство вышеуказанных сооружений, регламента безопасной организации работ.

Проект на транспортирование крупного блока с вышкой или отдельно вышки в вертикальном положении утверждается руководством организации, осуществляющей вышкомонтажные работы, после согласования трассы со всеми заинтересованными организациями. Транспортирование блоков мобильных буровых установок производится в установленном порядке. Работы выполняются под руководством ответственного специалиста, имеющего допуск к руководству такими работами.

В проекте должны быть отражены:

- способ транспортировки оборудования;
- трасса передвижения оборудования и пути движения поддерживающей и страхующей техники;
- способы преодоления рвов, оврагов, выравнивания трассы, в том числе по лесным вырубкам, перехода через дороги, линии электропередачи, водные преграды;
- количество и расстановка членов бригады, участвующей в транспортировке оборудования, участие представителя организаций, эксплуатирующих ЛЭП, железные дороги (в случае их пересечения).

Запрещаются работы на высоте по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт, а также передвижение вышек в вертикальном положении в ночное время, при ветре свыше 8 м/с, во время грозы, ливня и сильного снегопада, при гололедице, тумане с горизонтальной видимостью менее 20 м, при температуре воздуха ниже пределов, установленных в данном регионе.

Запрещается одновременно находиться на разной высоте вышки рабочим, не занятым выполнением общей работы.

К демонтажу буровой установки на электроприводе разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, ответственного за эксплуатацию электрооборудования, об отключении буровой установки от электросети.

Демонтаж буровой вышки, вышечно-лебедочного блока при наличии давления на устье скважины запрещается.

Работы по строительству сооружений, зданий, помещений, вспомогательных объектов должны производиться в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих условия безопасности труда в строительстве.

До начала бурения стенки шахты для забуривания должны быть укреплены или спущено и зацементировано шахтовое направление. Якоря ветровых оттяжек должны быть испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода-поставщика.

Сдача в работу смонтированной буровой установки производится после опрессовки нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудования, проверки качества заземления, представления актов на скрытые работы.

*Требования к буровым установкам, техническим устройствам, инструменту.*

Технические устройства, применяемые в процессе строительства скважин, подлежат экспертизе промышленной безопасности. Порядок проведения экспертизы промышленной безопасности по установленному перечню технических устройств должен соответствовать требованиям нормативных документов Ростехнадзора России.

Выбор буровой установки в рамках рабочего проекта на строительство скважины должен производиться с таким расчетом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» выбранной буровой установки. Как правило, нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать соответственно 0,6 и 0,9 «Допускаемой нагрузки на крюке». Выбор должен производиться по большей из указанных нагрузок.

Буровые установки для бурения скважин глубиной свыше 4000 м по требованию заказчика оснащаются автоматами спуско-подъемных операций.

Буровые установки должны оснащаться верхним приводом:

- при бурении скважин с глубины более 4500 м;
- вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сероводорода свыше 6 (объемных) процентов;
- наборе угла с радиусом кривизны менее 30 м в наклонно направленных скважинах;
- бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м.

Буровые установки (в т.ч. импортные) должны быть выполнены во взрывозащищенном варианте.

Управление буровой лебедкой должно осуществляться с пульта бурильщика. Пуск буровых насосов в работу должен производиться с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка - с пульта бурильщика и местного поста управления.



Работы на приемном мосту буровой установки по затаскиванию и выбросу труб, а также работы по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов должны быть механизированы, а управление грузоподъемными механизмами для работы на приемном мосту - дистанционным.

Конструкция вспомогательной лебедки должна обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору должен быть обеспечен обзор места работы и перемещения груза. При необходимости должен быть установлен дублирующий пульт управления.

Буровая установка должна быть укомплектована:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 - 15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;
- станцией (приборами) контроля параметров бурения (тип станции устанавливается заказчиком);
- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной - не менее 2 м и стеллажами. Запрещается укладка труб на стеллажах в штабели высотой более 1,25 м;
- механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;
- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;
- успокоителем ходового конца талевого каната;
- системами обогрева рабочих мест;
- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ПКР;
- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;
- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией уровня жидкости в них;
- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером.

Конструкция основания буровой вышки должна предусматривать возможность:

- монтажа превенторной установки на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или части ее;
- установки стола ротора на уровне пола буровой, а также рационального размещения;
- средств автоматизации, механизации и пультов управления;

- обогреваемого подсвечника со стоком раствора;
- воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;
- механизма крепления неподвижной ветви талевой системы;
- механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте;
- механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей;
- шурфов для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости)

утяжеленных бурильных труб;

- устройств по механизации установки ведущей трубы и УБТ в шурфы.

Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение.

Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения.

Вышки (кроме мобильных буровых установок) должны быть оборудованы площадками для обслуживания кронблока и замены бурового шланга. При ручной расстановке свечей вышки оборудуются площадкой верхового рабочего с устройством для его эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации. Устройство должно быть расположено за пределами вышки и обеспечивать эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства.

На буровых насосах должны быть установлены компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом, с приспособлениями для контроля давления в компенсаторах.

Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам или к основанию насосного блока, а нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения эрозионного износа. Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода (стояка и т.п.) к металлоконструкциям должна предусматривать возможность центровки талевой системы по отношению к оси скважины. На соединение фланцев нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

Верхний силовой привод должен быть совместим со средствами механизации спуско-подъемных операций. Система противофонтанной арматуры должна включать не менее двух встроенных шаровых задвижек.

В процессе работы должны контролироваться:

- скорость вращения бурильной колонны;
- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
- положение элементов трубного манипулятора;
- положение системы противофонтанной арматуры.

Монтаж и установка элементов верхнего привода должны осуществляться специализированным персоналом в соответствии с инструкцией завода-изготовителя (фирмы-поставщика).

В системе управления автоматическим ключом должна предусматриваться возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения случайного включения.

На корпусах оборудования, входящего в состав талевой системы (кронблок, талевый блок, крюк), должна быть указана их допускаемая грузоподъемность.

Механические передачи (цепные, карданные, зубчатые и др.), муфты сцепления, шкивы, другие вращающиеся и движущиеся элементы оборудования, а также их выступающие части должны иметь металлические ограждения, соответствующие установленным требованиям.

Инструменты, специальные приспособления и устройства, применяемые в процессе строительства скважин, должны соответствовать техническим условиям по их изготовлению, утвержденным в установленном порядке.

#### 4.4. Тампонажные работы.

С углублением ствола скважины по мере необходимости проводят работы по его креплению. Понятие крепления скважины охватывает работы по спуску в скважину обсадной колонны и ее цементированию. Спущенная в ствол обсадная колонна - составной элемент конструкции скважины.

В понятие конструкции скважины включают следующие характеристики:

- глубину скважины;
- диаметр ствола скважины, который можно оценивать по диаметру породоразрушающего инструмента (долота, буроголовки и т. п.), применяемого для бурения каждого отдельного интервала, и уточнять на основе замеров профилометрии и кавернометрии;
- количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, глубину их спуска, протяженность, номинальный диаметр обсадных колонн и интервалы их цементирования.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т. е. достижение запроектированной глубины и выполнение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Конструкция скважины зависит от степени изученности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. При ее разработке необходимо учитывать требования по охране недр и защите окружающей среды.

Определяющими факторами являются допустимая протяженность интервалов, где возможно бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины или рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) колонны.

Крепление скважины проводят с различными целями:

- закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород;
- изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу;
- разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью;

- разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов;
- образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости;
- создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

На практике в глубокие скважины обычно спускают несколько обсадных колонн, которые различаются по назначению и глубине спуска:

1 - направление - служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 3 - 10 м;

2 - кондуктор - устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных разрушенными и выветрелыми породами, и предохранения водоносных горизонтов - источников водоснабжения от загрязнения, глубина спуска до нескольких сот метров. После спуска кондуктора производят цементирование (тампонаж), т.е. закачивают цементный раствор через обсадные трубы в кольцевое пространство между ними и стенками скважины. Цементный раствор, поднимаясь вверх, заполняет затрубное пространство. После затвердения цементного раствора бурение возобновляется. Цементирование производят, для того чтобы изолировать друг от друга водоносные и нефтеносные пласты. Если при бурении под эксплуатационную колонну возникают большие осложнения, препятствующие успешному бурению, то после кондуктора спускают одну или две промежуточные (технические) колонны.

3 - промежуточная колонна - служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения; промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов;

4 - эксплуатационная колонна - образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.

5 - потайная колонна (хвостовик) - служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри расположенной выше обсадной колонны. Если она не имеет связи с предыдущей колонной, то называется «летучкой».

Спущенную обсадную колонну цементируют в стволе скважины по всей длине или в некотором интервале, начинающемся от нижнего конца колонны. Промежуточная колонна в отдельных случаях, когда имеется опасность чрезмерного ее износа при бурении нижерасположенного интервала, может быть съёмной или проворачиваемой. В этом случае ее не цементируют.

При бурении скважин на морских акваториях с опорных или плавучих средств от водной поверхности к донному устью скважины устанавливают подвесную водоизолирующую колонну, которая служит для подъема промывочной жидкости к поверхности и является направлением для бурильной колонны во время ее спуска в скважину.

### *Технология цементирования скважин.*

Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин

- завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины.

Под разобшением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т. е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отвердения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобшению используется термин «цементирование».

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобшение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; закоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Следует отметить, что роль и значение цементного камня остаются неизменными на протяжении всего срока использования скважины, поэтому к нему предъявляются требования высокой устойчивости против воздействия отрицательных факторов.

Цементирование включает пять основных видов работ:

- приготовление тампонажного раствора;
- закачку его в скважину;
- подачу тампонажного раствора в затрубное пространство;
- ожидание затвердения закачанного материала;
- проверку качества цементировочных работ.

Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

### *Способы цементирования.*

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство:

- раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме);

- тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь тампонажный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементованием. Если обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многоцикловым). Простейший и наиболее распространенный способ - цементование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампонажного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку тампонажный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

В мелких скважинах (например, структурных), которые заведомо не вскрывают продуктивных залежей и интервалов с высоким пластовым давлением, затрубное пространство можно изолировать тампонируванием нижней части обсадной колонны глиной. Тампонирувание выполняется по более простой технологии, чем цементование, и обеспечивает лишь временную и довольно слабую изоляцию.

Тампонирувание обсадной колонны в скважине может осуществляться:

- задавливанием обсадной колонны на глубину до 0,8 - 1,2 м в пласт глины мощностью не менее 2,5 - 3,0 м;

- по способу с нижней пробкой, когда глину в виде шариков предварительно забрасывают на забой, а затем продавливают в затрубное пространство самой обсадной колонной, нижний конец которой перекрыт пробкой;

- по способу с верхней пробкой; в этом случае в нижнюю трубу набивают глину, над ней помещают пробку, с помощью которой вблизи забоя глину выпрессовывают под действием нагнетаемой с поверхности жидкости.

Преимущество метода тампонирувания глиной состоит в том, что после завершения всех работ в скважине обсадная колонна может быть освобождена и извлечена для последующего использования.

*Условия обеспечения качественного крепления скважин.*

Цементование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин.

Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

Существующая отечественная цементировочная техника, технологическая оснастка, тампонажные материалы позволяют обеспечить качественное крепление скважин при выполнении следующих условий:

- неуклонного выполнения требований технологического регламента крепления скважин;
- соблюдения технологической дисциплины тампонажной бригадой;
- высокой квалификации тампонажной бригады;
- использования качественных тампонажных материалов;
- составления паспортов крепления скважин с учетом полного фактора горно-геологических условий крепления.

При существующей технике и технологии крепления скважин повышение качества цементирования возможно за счет:

- получения и использования достоверной геофизической информации по состоянию ствола скважины;
- правильного подбора промывочной жидкости в процессе бурения с целью уменьшения кавернообразования;
- правильного выбора буферной жидкости;
- обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора в затрубном пространстве при закачке;
- жесткого контроля за параметрами цементного раствора в течении всего периода цементирования;
- использования высокоэффективного селективно-манжетного цементирования при цементировании водоплавающих залежей и малой мощностью непроницаемых глинистых перемычек;
- очистки застойных зон от бурового раствора при проработке ствола скважины струйными кольмататорами.

Документы в помощь усвоению материала по программе  
«Устройство объектов нефтяной и газовой промышленности».

Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Постановление правительства РФ от 21.06.2010г. № 468  
«О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства».

Постановление Правительства РФ от 1.02.2006г. № 54 «О государственном строительном надзоре в РФ» (с изменениями на 10.03.2009).

Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56 "Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Постановление Госгортехнадзора РФ от 20 мая 2003 г. № 33 Об утверждении Правил промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов.

ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

СП 105-34-96 Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений.

СП 34-112-97. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация.

ВСН 006-89 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка.

ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание.

ВСН 008-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Изоляция и теплоизоляция.

ВСН 009-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты.

При выполнении взрывных работ следует руководствоваться "Едиными правилами безопасности при взрывных работах".

ГОСТ 9.015-74 "Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования".

ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии";

ГОСТ 26251-82 "Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия".

ГОСТ 16149-70 "Защита подземных сооружений от коррозии блуждающим током поляризованными протекторами".

СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства".

СНиП 3.01.04-87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения".

Правила устройства электроустановок ПУЭ.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭ и ПТБ. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1982.

Положение о техническом обслуживании линейной части магистральных газопроводов. Мингазпром. - М.: ВНИИГАЗ, 1984.

Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности, Госгортехнадзор СССР. - М.: Недра, 1974.

Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. - М.: Недра, 1975.

Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1985.



Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных объектах. - М.: Недра, 1975.

СНиП 34-02-99 Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки.

СНиП 2.05.13-90 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов.

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.

СНИП 3.01.03-84. Геодезические работы в строительстве.

СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.

СНиП 42-01-2002 Газонаполнительные станции (пункты) сжиженных углеводородных газов (ГНС).

РД-08-59-94. Положение о порядке разработки (проектирования), допуска к испытаниям и серийному выпуску нового бурового, нефтегазопромыслового, геологоразведочного оборудования, оборудования для трубопроводного транспорта и проектирования технологических процессов, входящих в перечень объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России.

СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.

ГОСТ 24950-81 "Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов". Технические условия.

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 9378-93 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия.

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 15843-79 Принадлежности для промышленной радиографии. Основные размеры.

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 18442-81 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

ГОСТ 20415-82 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения.

ГОСТ 20426-82 Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения.

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

ГОСТ 23479-79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования.

ГОСТ 23829-85 Контроль неразрушающий акустический.

Термины и определения.

ГОСТ 24034-80 Контроль неразрушающий радиационный.

Термины и определения.

ГОСТ 24450-80 Контроль неразрушающий магнитный.

Термины и определения.

ГОСТ 24522-80 Контроль неразрушающий капиллярный.

Термины и определения.

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые.

Общие технические требования.

ГОСТ Р 52079-2003 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия.

СП 109-34-97 Свод правил по сооружению магистральных газопроводов.

Сооружение переходов под автомобильными и железными дорогами.

СП 34-101-98 Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте.

СНиП 2.04.14-88\* Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.

СП 42-104-97 Свод правил по применению запорной арматуры для строительства систем газоснабжения.

РД 51-2-95 Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов.