Содержание

Раздел 1. Развитие газовой промышленности

* 1. Перспектива развития газовой промышленности
	2. Охрана окружающей среды
	3. Общие данные по объекту эксплуатации

Раздел 2. Расчетно-техническая часть

2.1 Эксплуатация ГРПШ

2.2 Эксплуатация наружных газопроводов

2.3 Эксплуатация газового оборудования котельной

2.4 Организация проведения защитных мероприятий подземных газопроводов от электролитической коррозии

2.4.1 Изоляция газопровода

2.4.2 Выбор и обоснование типа электролитической защиты подземных газопроводов от коррозии

2.5 Расчет катодной защиты

2.5.1 Коррозионные измерения на подземных стальных газопроводах

2.5.2 Расчет поверхности трубопровода, расположенного на территории микрорайона

2.5.3 Расчет суммарного защитного тока

2.6 Эксплуатация установок электрохимической защиты

2.6.1 Порядок приемки и ввода в эксплуатацию установки электрохимической защиты

2.6.2 Профилактическое обслуживание установок электрохимической защиты

2.7 Индивидуальное задание: Запах газа у газового колодца

Список используемой литературы

Раздел 1. Развитие газовой промышленности

1.1 Перспективы развития газовой промышленности

Газовая промышленность - это единственная из топливных отраслей в которой, производство практически не снижается, добыча газа стабилизировалась на уровне 600-610 млрд. м3

В настоящее время в России месторождения, находящиеся в освоенных районах, уже разрабатываются и постепенно исчерпываются. Каждая тонна полезных ископаемых будет стоить все дороже. Поэтому следует всегда помнить о не возобновляемости этих ресурсов и стараться использовать их с максимальной эффективностью.

В наше время продолжает бурно развиваться газовая промышленность и на ее основе осуществляется мировая газификация городов, рабочих поселков и сельских населенных пунктов.

Газовые сети представляют собой сложную инжекционную систему трубопроводов для подачи газа потребителям. Даже в небольших населенных пунктах протяженность газопроводов измеряются многими десятками и сотнями километров, а в крупных городских может достигать несколько тысяч километров. Все газопроводы взаимосвязаны между собой через регуляторные установки, обеспечивающие заданное давление газа в зависимости от назначения газопроводов.

Надежность и безопасность работы и систем газоснабжения в значительной степени зависит от того, насколько хорошо обслуживающий персонал знает устройство и принцип работы системы и ее отдельных элементов так же правильности принятых проектных решений.

Опыт показывает, что хорошо составленный проект позволяет сохранить капиталовложение расход метана и надежность системы не только не сжижается, а наоборот повышается. В последние годы в нашей стране бурными темпами развивается газовая промышленность.

Наряду с бурным ростом добычи природного газа быстро развивается производство сжиженных газов. В настоящее время газовым топливом в быту пользуется 80% населения страны, причем большая часть квартир газифицирована сжиженным газом. Природный газ преимущественно используется промышленностью и в теплоэнергетике, в том числе на электростанциях, в отопительных котельных, в промышленных котельных.

Для газификации квартир, коммунальных и промышленных предприятий построены десятки тысяч километров подземных газопроводов, на которых установлено большое число установок по регулированию давления газа и для защиты от коррозии. Газовое хозяйство городов и других населенных пунктов стало объемным и сложным. Основой его являются газовые сети с установками для регулирования давления и для использования газа.

1.2 Охрана окружающей среды

Защита воздушного бассейна от загрязнения - одна из важнейших проблем современности. Быстро развивающаяся промышленность и транспорт приводят к загрязнению атмосферу газом, дымом, углекислотой, парами хлора, пылью металлургических и других промышленных предприятий. Выхлопные газы автомобилей выбрасывают в атмосферу свинец и оксид углерода. Перевод в крупных городах автомобилей на сжиженный газ способствует очищению воздушного бассейна.

Другим источником загрязнения воздушного бассейна является всевозрастающие темпы потребления различного топлива. С ростом его потребления увеличивается количество выбрасываемых в атмосферу токсичных и канцерогенных веществ. Известно, что при сжигании топлива образуются вредные для здоровья человека вещества: сажа, зола, оксид углерода, оксид азота и т.д.

Одним из эффективных средств борьбы является замена твердого и жидкого топлива природным газом. Доля газа в топливном балансе страны 28% и с каждым годом она возрастает. Большим достоинством природного газа является то, что при его сжигании не образуются твердые частицы. Современные газогорелочные устройства обеспечивают полноту сжигания газа и уменьшают концентрацию оксида углерода в продуктах сгорания до допустимых пределов. Существующие методы сжигания газа и горелок обеспечивают снижение количества образующихся оксидов азота до минимума.

Соблюдение закона об охране атмосферного воздуха, использование современных технологий добычи и транспортировки газа, совершенствование конструкции газогорелочных устройств позволяет улучшить охрану природы и защиту воздушного бассейна

1.3 Общие данные по газифицированному объекту

Микрорайон расположен в городе Энгельсе и застроен 5-этяжными жилыми многоэтажными домами. Рельеф местности спокойный без уклонов. Данным проектом предусматривается эксплуатация подземных газопроводов среднего и низкого давления, а также внутридомового газового оборудование жилых домов.

В Микрорайоне представлены следующие инженерные коммуникации: водопровод с глубиной заложения от 1,6 до 1,8 м; теплотрасса – от 0,3 до 0,5 м, электрокабель - 0,5 м. канализация -2 м.

Место расположения ГРП выбрано с учетом равномерного распределения газа у потребителей. Проектируемый газопровод прокладывается на глубине 5,8 м по зеленой зоне с учетом пересечения с существующими инженерными коммуникациями. Выдержаны все расстояния по вертикали и по горизонтали согласно СНиП 42-01-2002 г. Диаметры газопроводов подобраны согласно гидравлическому расчету произведенному ранее и допустимые потери не превышают 1200 Па согласно СНиП.

Благоустройство микрорайона сложившееся и представлено в виде асфальтированных проездов и зеленых насаждений. Проведение мероприятий по защите газопроводов и теплотрассы. Канализация в микрорайоне выполнена из бетонных или чугунных труб, кабель связи не бронирован и не подлежит защите от коррозии.

На газопроводе устанавливают контрольно – измерительные пункты, которые должны обеспечивать надежный электрический контакт проводника с защищаемым сооружением, надежную изоляцию проводника от грунта, механическую прочность при внешних воздействиях, отсутствие электрического контакта между электродом давления и сооружением, возможность измерения потенциалов независимо от сезонных условий.

Грунт в микрорайоне со средней коррозийной активностью, с удельным электрическим сопротивлением 32 Ом-м и средней плотностью катодного тока от 0,05 до 0,2 мА.

При проектировании защиты проводят коррозийные измерения с целью выявления участков трасс, опасных в отношении подземной коррозии.

При эксплуатации противокоррозийной защиты, электрические измерения проводят с целью определения эффективности действия средств электрохимической защиты.

Раздел 2. Расчетно-техническая часть

2.1 Эксплуатация ГРПШ

Ввод в эксплуатацию ГРПШ. Приемку и ввод в эксплуатацию ГРПШ производят в такой последовательности: проверяют исполнительно-техническую документацию и соответствие монтажа оборудования проектам; проводят ревизию ГРПШ; проверяют газопроводы оборудование на прочность и плотность: производят ввод в эксплуатацию.

При приемке ГРПШ комиссии предъявляют необходимую исполнительно-техническую документацию.

Проверку соответствия монтажа оборудования проекту производит бригада под руководством инженерно-технического работника. Оборудование здания ГРПШ должно соответствовать указанным в проекте маркам и размерам регуляторов, фильтров, задвижек предохранительных устройств, труб и т. д.

Ревизию ГРПШ производят опытные слесари во главе с инженерно-техническим работником. Цель ревизии установить укомплектованность и исправность оборудования ГРПШ. Ревизии подлежат регулятор, фильтр, предохранительные, сбросные и запорные устройства, контрольно-измерительные приборы.

Проверку на прочность газопроводов и оборудования производит строительно-монтажная организация. Проверка на прочность оформляется актом установленной формы. Под испытательным давлением на прочность газопроводы и оборудование ГРПШ выдерживают в течение 1 ч, после чего давление снижают до норм, установленных для испытания на плотность (до рабочего давления).

Испытание ГРПШ на плотность производится рабочим давлением после испытания на прочность в течение 12 ч. При этом падение давления не должно превышать 1 % начального давления. После испытаний на прочность и плотность составляются акты установленной формы.

До ввода в эксплуатацию ГРПШ трубы и арматуру необходимо продуть газом. Продувку производят с соблюдением всех мероприятий, указанных в наряде на газоопасные работы. Воздух вытесняется под давлением газа 1000—1500 Па путем сброса газо-воздушной смеси в атмосферу. Для сброса можно использовать специальную свечу, гидрозатвор или сбросной клапан.

Важнейшим условием пуска ГРПШ в эксплуатацию является организация продувки газа через наиболее отдаленную от него точку подземного газопровода.

После продувки приступают к наладке оборудования ГРПШ в такой последовательности: с помощью штока и рычагов сцепления открывают предохранительный клапан; ослабляют пружину пилота, разгружая рабочую мембрану регулятора, и открывают выходную задвижку за регулятором. Затем медленно приоткрывают задвижку на входе и пропускают газ на регулятор. Мембрана регулятора перемещается вверх, и клапан открывается, одновременно по импульсной трубке газ попадает в над мембранную полость регулятора. В этот момент мембрана регулятора будет испытывать давление одинаковой величины сверху и снизу, т. е. будет находиться в равновесии, но клапан регулятора под действием своей массы и массы штока переместится вниз, прикроет седло, и расход газа прекратится.

Для возобновления расхода газа необходимо поджать регулировочную пружину пилота (режим давления газа контролируют выходным манометром), затем медленно открыть входную и выходную задвижки, включить регулятор под нагрузку, и сброс газа в атмосферу прекратится. Далее настраивают на заданные режимы работы предохранительный и сбросной клапаны или гидрозатвор, регулятор давления газа и определяют перепад давлений газа на фильтре. В завершение проверяют плотность всех резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией.

Для настройки предохранительно-запорного клапана на срабатывание при минимальном давлении кладут груз на шток мембраны, с помощью пилота снижают давление газа и по манометру определяют то давление, при котором клапан срабатывает. Если клапан опускается при давлении более высоком, чем положено, то груз уменьшают. Настройку предохранительно-запорного клапана на срабатывание при максимальном давлении производят аналогичным способом, но вместо груза используют упругость пружины, смонтированной в его корпусе.

Гидрозатвор настраивают после заливки в него жидкости. Уровень воды обеспечивает срабатывание клапана на максимум.

Дежурство членов бригады необходимо организовать в течение всего времени производства пусконаладочных работ. Если по какой-либо причине подача газа потребителям задерживается или откладывается на следующий день, то оставлять регулятор в подключенном состоянии не рекомендуется. В данном случае можно закрыть задвижку на выходе из ГРПШ и приурочить работы по вводу ею в эксплуатацию ко дню пуска газа потребителям.

После окончания работ в акте-наряде на пуск газа указывают давление на выходе газа и пределы настройки сбросных и предохранительных устройств.

Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы за ГРП устанавливают систематический надзор проводят техническое обслуживание. В состав работ по техническому обслуживанию ГРП входят:

обход ГРП и устранение выявленных неисправностей (профилактическое обслуживание);

плановая проверка состояния и работы оборудования;

профилактический ремонт оборудования (ревизия);

проверка контрольно-измерительных приборов, а также приборов телемеханики (при их наличии).

Техническое обслуживание ГРП проводят в сроки, предусмотренные утвержденным графиком. Обход ГРП, оборудованных регистрирующими контрольно-измерительными приборами, обычно проводят 1 раз в два дня, а оборудованных приборами телемеханики, а также шкафного типа—не реже 1 раза в месяц. Плановая проверка состояния и работы оборудования в них проводится не реже 2 раза в год (проверка настройки предохранительных клапанов — не реже 1 раза в два месяца). Профилактический ремонт (ревизия) выполняется не реже 1 раза в год. Рассмотрим состав работы при техническом обслуживании ГРП.

Обход ГРП начинают с внешнего осмотра помещения ГРП и прилегающей к нему территории. При этом обращают внимание на следующее: не проводятся ли на прилегающей к нему территории какие-либо земляные и строительные работы; имеются ли решетки на окнах; нанесены ли предупредительные надписи; сохранно ли крепление устройств молние защиты. Проверяют внешний вид здания ГРП. Затем приступают к внутреннему осмотру помещения. Прежде всего, проверяют отсутствие загазованности помещения ГРП газоанализатором типа ПГФ и проводят проверку плотности всех соединений и арматуры с помощью мыльной эмульсии. Отбор проб для анализа производят в трех точках: у двери, над регулятором давления, в середине помещения (на высоте 2—2,5 м). Проба воздуха отбирается при закрытой двери помещения, чтобы поток свежего воздуха, поступающего через дверной проем, не искажал показаний газоанализатора.

Затем проверяют комплектность средств пожаротушения, инструмента и наличие аптечки. При необходимости слесари производят уборку помещения, удаляют пыль и грязь с оборудования.

После выполнения перечисленных работ приступают к проверке работы контрольно-измерительных приборов. У пружинных манометров проверяют возврат стрелки на нуль после сообщения его с атмосферой и сброса давления газа через трехходовой кран. При неточных показаниях манометра на трехходовой кран устанавливают контрольный манометр и с помощью трехходового крана производят одновременное измерение давления контрольным и рабочим манометрами. Если показания манометров окажутся различными, то рабочий манометр заменяют исправным. Далее приступают к проверке показаний манометра, измеряющего перепад давлений на фильтре. Если перепад давлений на фильтре окажется выше допустимых 100 мм вод. ст. (1000 Па), то фильтр подлежит очистке.

Далее приступают к проверке работы регулятора давления и предохранительных устройств. Прежде всего, проверяют работу предохранительно-запорного клапана. В настоящее время во многих газовых хозяйствах применяют специальные приспособления для проверки пределов срабатывания предохранительно-запорных клапанов. В процессе работы проверяют предел срабатывания предохранительного сбросного устройства. Это достигается путем повышения давления газа на выходе из регулятора давления.

Все выявленные в ходе обхода ГРП недостатки, не требующие немедленного устранения, слесари отмечают в рапорте, который сдают мастеру.

Плановая проверка состояния и работы оборудования ГРП. Выполняют все работы, предусмотренные при обходе ГРП. а также ряд дополнительных работ. Работы выполняет бригада в составе 3—4 слесарей под руководством мастера. Работы выполняют по наряду на газоопасные работы. При этом проводят: осмотр и чистку фильтра; проверку хода и плотности закрытия задвижек и предохранительного клапана; проверку плотности всех соединений и арматуры мыльной эмульсией; смазку трущихся частей и перенабивку сальников; продувку импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам и запорно-предохранительному клапану; проверку плотности закрытия клапана регулятора; определение плотности и чувствительности мембраны регулятора давления и пилота; проверку настройки и работы запорно-предохранительного клапана; проверку настройки и работы сбросных предохранительных клапанов (пружинных и гидравлических).

После выполнения работ по осмотру и обходу приступают к переводу работы ГРП через обводную линию (байпас). Этому предшествует ряд подготовительных мероприятий. Необходимо убедиться, что кран и задвижка на байпасе закрыты, и проверить наличие заглушки, которую иногда устанавливают между фланцами задвижки. Если заглушка имеется, ее извлекают, а фланцевые соединения герметизируют. Закрывают кран свечи байпаса и открывают первое отключающее устройство на байпасе, чтобы иметь возможность проверить герметичность фланцевого соединения, где стояла заглушка. Далее проверяют положение крана перед манометром, показывающим давление газа после регулятора, при этом убеждаются, что кран открыт. Около этого манометра устанавливают дежурного слесаря (на весь период, во время которого происходит перевод ГРП для работы через байпасную линию).

После перевода работы ГРП через байпасную линию бригада приступает к проверке оборудования. Один из членов бригады находится у входа в ГРП с наружной стороны и ведет контроль за работающими в помещении. Прежде всего, приступают к очистке фильтра. Предварительно следует плотно закрыть и затянуть затворы входной и выходной задвижек и с помощью одного из трехходовых кранов, установленных на манометрах, сбросить имеющийся в основной линии газ. После сброса газа трехходовой кран закрывают и по манометру контролируют отсутствие давления газа в отключенном участке. Если давление газа будет повышаться то необходимо подтянуть маховик входной задвижки или для большей надежности установить металлическую заглушку. Убедившись в герметичности отключения, приступают к вскрытию фильтра. После того как отпущены все гайки на крышке фильтра (в зависимости от ее конструкции), необходимо с помощью отвертки приподнять крышку и еще раз убедиться в отсутствии притока газа. Затем следует снять болты и крышку.

Далее осторожно извлекают кассету, не допуская стряхивания пыли на пол помещения, и выносят ее за пределы помещения на расстояние 15—20 м. Пыль и грязь из кассеты вытряхивают в приямок, который потом засыпают землей. Промывку фильтра производят бензолом или бензином (при соблюдении соответствующих мер безопасности). Внутреннюю часть корпуса фильтра протирают тряпкой, смоченной в керосине. Кассету фильтра очищают в ведре с бензином, подсушивают, а заполнитель смачивают турбинным или висциновым маслом. Затем кассету устанавливают в корпусе фильтра и герметично затягивают гайки на крышке фильтра.

При проверке предохранительно-запорных клапанов большое внимание уделяют фиксации пределов настройки на «минимум» и «максимум», а также безотказность срабатывания системы рычагов. В практике использования этих клапанов наблюдаются случаи, когда мембрана головки клапана теряет эластичность и перестает реагировать на изменения импульса выходного давления.

Настройка сбросных предохранительных устройств должна про- водиться с таким учетом, чтобы они срабатывали раньше предохранительно-запорных клапанов. Например, при выходном низком давлении предохранительно-запорный клапан должен срабатывать при давлении газа на 15 % выше рабочего давления. В свою очередь, сбросной клапан должен опережать срабатывание предохранительно-запорного клапана. Настройку сбросного клапана производят на давление, превышающее рабочее на 5 %.

Важной задачей является проверка плотности прилегания клапана регулятора давления к седлу. Это можно осуществлять способом, аналогичным способу проверки плотности предохранительно-запорных клапанов.

Плотность мембран регуляторов и пилотов проверяют внешним осмотром или с помощью мыльной эмульсии, а чувствительность путем изменения нагрузки на мембрану и наблюдением за выходным давлением газа.

Последовательность операций по проверке состояния мембраны регулятора РДУК-2 следующая: сначала в нижней части мембранной коробки отворачивают пробку и присоединяют специальное приспособление для опрессовки, затем снимают верхнюю крышку регулятора, чтобы следить за ходом клапана и движением мембраны.

Далее ставят штуцер импульсной трубки под мембрану и на его место устанавливают пробку. В под мембранном пространстве регулятора создают давление воздуха до 3 кПа. Фиксируют верхнее положение клапана регулятора и величину давления под мембраной по манометру приспособления, после чего дают несколько минут выдержки, чтобы убедиться в отсутствии падения давления в под мембранном пространстве. Эту операцию можно повторить несколько раз, чтобы точно зафиксировать положения клапана и мембраны. При этой же операции проверяют ход штока клапана в направляющей втулке. Аналогично проверяют герметичность мембраны пилота.

Чувствительность работы регулятора можно проверить несколькими способами. Наиболее простой способ заключается в том, что с помощью пилота регулятор несколько раз подвергают переменной нагрузке (от минимальной до максимальной). При этом чувствительность работы регулятора оценивают по плавности и быстроте реакции регулятора на изменение сжатия пружины пилота. При втором способе установленный режим выходного давления искусственно нарушается путем прикрытия сброса газа через свечу. Чувствительность работы регулятора оценивают по тому, насколько стабильно поддерживается давление после регулятора. Третий способ заключается в том, что с помощью входной задвижки изменяют давление газа, поступающего на регулятор, в диапазоне от рабочего до минимального и следят за работой регулятора, что позволяет определить стабильность выходного давления и его соответствие паспортным данным.

У регулятора давления необходимо также продуть и прочистить дроссели. Диаметры дросселей должны быть правильно подобраны и зафиксированы (для установленных режимов работы) в журнале ГРП.

Важное значение имеет также состояние импульсных трубок. Их проверяют на способность свободно пропускать газ и при необходимости продувают воздухом с помощью насоса. Все трехходовые краны перед манометрами подлежат продувке газом.

После окончания работ по плановой проверке оборудования ГРП производят проверку герметичности всех соединений, подвергавшихся в процессе работы разгерметизации. Проверку производят сначала воздухом, а затем газом под рабочим давлением.

**Профилактический: ремонт оборудования ГРП (ревизия).** Профилактический ремонт оборудования ГРП выполняет бригада квалифицированных рабочих под руководством мастера. Профилактический ремонт заключается в разборке, ремонте, смазке и сборке отдельных узлов оборудования ГРП.

Работы, производимые при профилактическом ремонте, по объему и последовательности выполнения отдельных операций отличаются от плановых проверок. Работа связана с разборкой всего оборудования, что позволяет регулярно 1 раз в год визуально проверить и оценить техническое состояние всех узлов и деталей при необходимости произвести их ремонт или замену.

Предварительно осуществляют внешний осмотр газопроводов отключающих и предохранительных устройств, регуляторов, фильтров, контрольно-измерительных приборов. Осмотр производят с целью обнаружения видимых дефектов, повреждений и определения состава работ по устранению обнаруженных неисправностей. На время проведения ревизии снабжение потребителей газом осуществляется через обводной газопровод.

**Ревизия отключающих устройств**. Предварительно проверяют плавность поворота пробок всех кранов и плавность хода штока каждой задвижки. При этом проверку производят на режимах от положения «Закрыто» до положения «Открыто». Обращают внимание на то, чтобы фланцы, маховик, корпус задвижки и все остальные детали не имели трещин, надломов и других дефектов. Сальники отключающих устройств должны быть хорошо подтянуты и обеспечивать герметичность подвижных соединений. Тщательно проверяется герметичность задвижек при закрытом положении их затвора. В случае отсутствия герметичности задвижки заменяют.

**Ревизия фильтров**. Операции по ревизии фильтров во многом аналогичны операциям при проведении их плановых проверок. В данном случае обязательной является очистка и промывка их корпуса и кассеты с наполнителем. Следует равномерно распределять по кассете наполнитель и в случае необходимости дополнять до нормы. Необходимо убедиться, что поток газа проходит только через наполнитель кассеты и не имеет другого пути. Работы по ревизии фильтра требуют соблюдения особых мер предосторожности, так как существует опасность самовозгорания пыли, накопившейся в корпусе фильтра. Поэтому при проведении этой операции запрещается проведение любых огневых работ. После окончания работ производят сборку фильтра, при этом следует помнить, что защитная сетка кассеты устанавливается перед наполнителем по ходу газа.

**Ревизия предохранительно-запорных клапанов**. Характерной особенностью предохранительно-запорных клапанов типа ПКН и ПКВ является отсутствие перепускного вентиля (для выравнивания давления), вместо которого в центре золотника имеется отверстие. Это отверстие при автоматическом срабатывании клапана закрывается нижним концом штока. Масса подъемного рычага способствует надежной герметизации основного и перепускного клапанов. Основной предохранительный клапан открывается легко, так как предварительная разгерметизация перепускного клапана обеспечивает быстрое выравнивание давления до и после клапана. Следует также иметь в виду, что мембрана клапана ПКВ (в отличие от клапана ПКН) не имеет опорной тарелки и ее активная площадь уменьшена за счет установки между фланцами металлического кольца.

Настройка клапанов ПКВ на нижнее значение давления производится дополнительной пружиной, встроенной внутри горловины и воздействующей на шток мембраны. При проверке головок клапанов обращают внимание на целостность и эластичность мембран.

**Ревизия предохранительно-сбросных устройств**. Предохранительно-сбросные клапаны полностью разбирают с целью проверки плотности и работоспособности мембран. Тщательно проверяют внешний вид клапана и плотность прилегания его к седлу. Проверку состояния пружины производят аналогично операции при проверке пружин предохранительно-запорных клапанов.

Гидравлические предохранительные устройства (гидрозатворы) в летнее время заливают водой, зимой — глицерином или керосином. Прежде всего необходимо убедиться, обеспечивает ли срабатывание гидрозатвора имеющийся в нем уровень жидкости. Проверяют также правильность показаний водомерной трубки.

Далее приступают к очистке гидрозатворов. Характерными дефектами его являются скопление на дне корпуса разных отложений (песка, механических примесей и др.), а также коррозии внутренней поверхности. Чтобы убедиться в наличии различных отложений на дне гидрозатвора, достаточно с помощью металлического прута замерить внутреннюю и наружную высоту корпуса. После окончания ревизии прибор заливают жидкостью и подсоединяют к газопроводу.

**Ревизия регуляторов давления.** Объем работ и последовательность операций зависят от конструктивных особенностей регулятора. Например, ревизию регуляторов типа РДУК начинают с отсоединения и разборки пилота. Сначала необходимо проверить состояние мембраны, обратив особое внимание на ее плотность и эластичность. Пружину пилота проверяют визуальным осмотром, сравнивая ее с эталонной. Важными характеристиками пружины, определяющими качество ее работы, являются высота полностью сжатой пружины и ее внутренний диаметр.

При ревизии пилота обращают внимание на состояние его головки. Свободный ход клапана пилота (предел поднятия от седла) должен составлять 1,5—2 мм, диаметр иглы — 1,4 мм. Длина иглы и высота поднятия клапана пилота от седла взаимосвязаны, свободный ход клапана регулируется за счет длины иглы. Следует убедиться в плотности посадки клапана на седло. Для этого необходимо вывернуть и удалить из стакана пружину и создать давление воздуха со стороны входа газа в пилот из регулятора. При этом через клапан не должен проходить воздух. При сборке пилота обращают внимание на центровку мембраны, смещение которой не должно превышать 1 мм.

2.2 Эксплуатация наружных газопроводов

При технической эксплуатации наружных газопроводов выполняются следующие виды работ:

- ввод законченных строительством газопроводов в эксплуатацию (пуск газа);

- контроль давления и степени одоризации газа, подаваемого по газораспределительным сетям на территории поселений;

- техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты газопроводов и сооружений на них, включая арматуру, установленную на вводе в здание или перед наружным газоиспользующим оборудованием потребителя;

- техническое обслуживание и ремонт средств защиты газопроводов от электрохимической коррозии, проверка эффективности действия ЭХЗ;

- проверка наличия и удаление влаги и конденсата из газопроводов;

- техническое диагностирование газопроводов;

- локализация и ликвидация аварий, аварийно-восстановительные работы;

- демонтаж газопроводов и сооружений на них.

Последовательность и приемы производства работ приведены в настоящем ОСТ, действующих отраслевых типовых инструкциях, руководящих документах, методиках, технологических картах, утвержденных в установленном порядке, и должны быть отражены в производственных инструкциях, разрабатываемых эксплуатационными организациями.

Ввод в эксплуатацию законченных строительством стальных и полиэтиленовых газопроводов производится присоединением их к действующим газопроводам газораспределительной сети с одновременным пуском газа.

Порядок выполнения работ при вводе газопроводов в эксплуатацию приведен в настоящем разделе.

Для врезки законченных строительством газопроводов следует применять технологии, соответствующие предусмотренному проектом способу их присоединения к действующим газораспределительным сетям.

Контроль за давлением газа в газораспределительных сетях городов и населенных пунктов производится с помощью его периодических (но не реже одного раза в год) замеров. Порядок выполнения работ по замерам давления газа приведен в настоящем разделе.

Контроль за степенью одоризации газа осуществляется проверкой в соответствии с государственными стандартами интенсивности запаха газа из проб, отбираемых в пунктах контроля, и с периодичностью, устанавливаемыми ГРО.

Проверка влаги и конденсата в газопроводах, их удаление производится с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок.

При техническом обслуживании газопроводов производятся следующие виды работ:

- надзор за состоянием газопроводов путем обхода трасс;

- техническое обследование газопроводов.

Обход трасс газопроводов производится в сроки, установленные эксплуатационной организацией, но не реже предусмотренных ПБ 12-529. Графики обхода следует периодически, не реже 1 раза в 3 года, пересматривать, исходя из изменения условий эксплуатации газопроводов. Работы при обходе трасс газопроводов выполняются в соответствии с требованиями [ПБ 12-529](http://www.complexdoc.ru/ntd/579308) и настоящего раздела.

Периодическое техническое обследование газопроводов производится в сроки, установленные ПБ 12-529, с целью выявления утечек газа, а также повреждений изоляционных покрытий подземных стальных газопроводов.

Внеочередные приборные технические обследования газопроводов производятся в случаях, предусмотренных ПБ 12-529.

Техническое обслуживание арматуры, установленной на газопроводах, производится в соответствии с требованиями раздела 8 настоящего ОСТ.

Текущий и капитальный ремонты (замена, реконструкция газопроводов) производятся по результатам технического обслуживания и диагностирования газопроводов.

Основные виды работ, относящихся к текущему и капитальному ремонтам газопроводов, способы локализации и ликвидации аварий устанавливаются [ПБ 12-529](http://www.complexdoc.ru/ntd/579308).

Реконструкция стальных газопроводов, не подлежащих дальнейшей эксплуатации, производится протяжкой полиэтиленовых труб внутри изношенных стальных газопроводов, облицовкой внутренней поверхности стальных газопроводов синтетическим тканевым шлангом на основе специального двухкомпонентного клея, другими методами, разрешенными к применению в установленном порядке.

Техническое диагностирование газопроводов производится в соответствии с требованиями ПБ 12-529 по методикам, утвержденным Госгортехнадзором России.

Аварийно-диспетчерское обслуживание газопроводов осуществляется в соответствии с требованиями ПБ 12-559 и настоящего ОСТ.

Аварийно-восстановительные работы производятся при необходимости ремонта газопровода и восстановления подачи газа потребителям после временной ликвидации утечки газа.

2.3 Эксплуатация газового оборудования котельной

К работе по пуску газа, обслуживанию и ремонту газопроводов и газового оборудования котельных допускаются сотрудники, которые прошли инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр, закончили производственное обучение и сдали экзамен квалификационной комиссии.

После приемки газового оборудования, оформленной актом приемочной комиссии, при условии регистрации (освидетельствования котла) и при наличии разрешения инспектора котлонадзора, записанного в паспорт котла, разрешатся провести работы по растопке котла смонтированного (капитально отремонтированного), подведомственного органам Госгортехнадзора. Котел, не регистрируемый в местных органах Госгортехнадзора, растапливают по письменному распоряжению лица, ответственного за его безопасную эксплуатацию. Пуск любого котла возможен при наличии письменного распоряжения и под руководством начальника котельной или лица, соответствующего ему по должности, после внесения необходимой записи в сменный журнал.

Непосредственно перед пуском котлов на газовом топливе проверяется:

- состояние кладки, гарнитуры и наличие тяги;

- все ли запорные устройства (краны, задвижки) на газопроводе закрыты, за исключением арматуры, установленной на продувочных трубопроводах и свечах безопасности;

- состояние газопроводов и арматуры на нем, воздухо-регулировочных шайб или заслонок, шиберов, КИП и автоматики;

- наличие необходимого давления газа в газопроводе котельной.

В процессе подготовки необходимо тщательно вентилировать топки и газоходы всех котлоагрегатов не менее 10 – 15 минут. Вентиляция топок осуществляется путем открытия шиберов, пуска дутьевых вентиляторов и дымососов. При этом с помощью газоанализатором проверяется на отсутствие в газоходах метана качество вентиляции.

При наличии разрежения в топке не менее 0,00001—0,00002 МПа можно начинать розжиг горелок. Розжиг горелок и дальнейшее обслуживание котлов проходит при строгом соблюдении производственной инструкции.

Розжиг горелок котла производится путем автоматического розжига при наличии автоматики безопасности.

Произвести ручной розжиг горелки независимо от их типа и схемы газопроводов котла необходимо добиться устойчивого пламени запальной горелки. При погасании пламени подачу газа к запальнику немедленно прекращают и удаляют запальник из топки. Затем необходимо открыть кран на свече безопасности и провентилировать топку и газоходы в течение 10—15 мин.

Повторную проверку качества вентиляции топки производят после ликвидации причины срыва пламени, затем приступают к розжигу горелки. В случае нормального воспламенения вытекающего из основной горелки газа, постепенно повышают давление газа, при этом контролируя его по манометру перед горелкой, и подают в нее необходимое количество воздуха. Запальник переносится к последующей горелке. Кран на продувочном газопроводе открывают уже после включения первой горелки, а при включении последней горелки котла его закрывают и закрепляют на предусмотренном месте. В сменный журнал заносится окончание растопки котла.

Включение горелок, особенно в холодной топке – это один из ответственных моментов эксплуатации котельной установки. Во время зажигания горелок наиболее часто происходят взрывы газовоздушной смеси, образовавшейся в топке и газоходах.

При включении горелок основными причинами загазованности топки и возникновения взрыва может явиться:

- некачественная продувка газопроводов, в том числе продувка их через горелки;

- неисправность арматуры горелок и ошибки персонала при фиксации их положения;

- повторное включение горелки без предварительной вентиляции топки и газоходов;

- неправильная установка запальника по отношению к разжигаемой горелке, погасание факела запальника и неудовлетворительная вентиляция топки и газоходов;

- значительное поступление воздуха через воздухо-регулировочные устройства; розжиг соседней горелки от работающей без применения запальника.

Если на предприятии имеются газорегуляторные пункты (ГРП), необходимо поставить в известность обслуживающего ГРП работника о подготовке к пуску теплоагрегатов, и получить от него подтверждение возможности пуска.

После прекращения работы котлов необходимо провести осмотр их газопроводов, воздуховодов, арматуры и аппаратуры. Все замечания следует занести в виде соответствующих записей в журнал.

Схемы паропроводов, водопроводов и газопроводов с указанием всей арматуры на них, а также все эксплуатационные инструкции должны быть вывешены в котельной на видном и доступном месте. Инструкции составляются применительно к данным конкретным условиям с учетом опыта эксплуатации и результатов испытаний оборудования в соответствии с требованиями действующих правил.

Инструкции по обслуживанию оборудования должны иметь такую информацию как:

порядок пуска, остановки и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при аварийных режимах;

порядок допуска ремонтного персонала к ремонту оборудования;

требования к технике безопасности, охране труда и противопожарные мероприятия.

В процессе работы котла дежурный персонал в соответствии с инструкциями, режимными картами и оперативными требованиями руководства котельной обязан вести надежный и наиболее экономичный режим работы оборудования.

Для достижения более надежной и безопасной работы газового оборудования котельной необходимо регулярно проводить плановые профилактические осмотры и ремонты газового оборудования с утвержденным графиком сроки.

Все результаты планово-предупредительных проверок и ремонтов газового оборудования заносятся в специальный журнал, или же составляются акты и ППР газопроводов и ГРП (ГРУ) в их паспортах.

Специалистами эксплуатационной или специализированной организаций, которые прошли специальную подготовку по устройству и эксплуатации автоматики, выполняются все профилактические работы систем автоматики. Проверку КИП производят в соответствии с ГОСТ 8.002—71.

2.4 Организация проведения защитных мероприятий подземных газопроводов от электрохимической коррозии

2.4.1 Изоляция газопроводов

Грунт в микрорайоне со средней коррозийной активностью. Все стальные газопроводы, укладываемые в грунте в пределах городов, должны иметь защитные покрытия весьма усиленного типа в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов. В зависимости от используемых материалов, полимерные защитные покрытия могут быть: мастичные, экструдированные из расплава, оплавляемые на тубах из порошков, из липких наклеиваемых на трубу лент. Защитные покрытия на стальные трубы наносят механизированным способом в условиях производственных баз строительно-монтажных организаций или в трассовых условиях с использованием специальных механизмов.

В данном проекте применяют защитные покрытия, весьма усиленного типа на основе битумных мастик. В зависимости от типа мастики, применяют покрытие двух видов: покрытие на основе битумно-атактической и битумно-резиновой мастики толщиной 9 мм и покрытие на основе битумно-асболимерной мастики толщиной 7,5 мм.

2.4.2 Выбор и обоснование типа электрохимической защиты

Коррозия металла - это разрушение металлических поверхностей под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды. Почвенная коррозия является результатом взаимодействия металла с разными агрессивными растворами грунта, причем роль электродов играет металл, а роль электролитов грунт. Существуют следующие виды активной защиты трубопроводов: протекторная, дренажная, катодная.

Электродренаж - отвод блуждающих токов попавших на газопроводы, обратно к их источникам. Отвод производится через специальный провод , соединяющий защищаемый газопровод с источником тока. Различают прямой, поляризованный и усиленный дренаж. Дренаж является основным видом защиты от электрохимической коррозии. Одна дренажная установка может защитить г/п длиной 6 км.

Протекторная защита — заключается присоединении к защищаемому сооружению металл. пластин или стержней (протекторов), обладающих более низким электропотенциалом чем металл. Сооружения. Применяют магниевые, аллюминевые, цинковые протекторы и их сплавы.

Наиболее эффективным методом является катодная защита, которая заключается в искусственном создании специального источника постоянного тока отрицательного потенциала. При этом защищаемый газопровод присоединяют к отрицательному плюсу. Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. Так как в данном проекте не предусмотрено электрофицированного транспорта, рекомендуется применение катодной защиты.

Принцип действия: ток от положительного полюса источника через соединительный кабель и анодное заземление проходит в почву, из почвы через дефектные места в изоляции ток проникает в газопровод и по дренажному кабелю идет к отрицательному полюсу источника, таким образом создается замкнутая цепь, по которой ток идет от анода через землю к газопроводу и далее по трубе к отрицательному полюсу источника.

При этом происходит постепенное разрушение анода, что обеспечивает защиту газопровода от коррозии под влиянием его катодной поляризации. Заземлители катодных установок размешают от защищаемого газопровода и смежных с ним металлических сооружений на расстоянии 15-100 м в зависимости от величины тока стекающего с заземлителя. При катодной защите надо иметь ввиду, что если неправильно выбрать место установки и в поле действия окажутся другие металл. сооружения, то они могут быть разрушены токами этой установки. Катодную защиту целесообразно применять для защиты газопроводов от почвенной коррозии.

2.5 Расчет катодной защиты

2.5.1 «Коррозионные измерения на подземных стальных газопроводах

Электроизмерения на газопроводе проводят приборами, которые присоединяют к специальным проводникам. Контрольно-измерительные приборы необходимо устанавливать на г/п через каждые 200-500м. Оценка опасности коррозии газопроводов блуждающими токами складывается после определения показателей:

* наличие блуждающих токов в земле
* Разность потенциалов между газопроводом и землей
* Разность потенциалов между газопроводом и рельсами электрифицированного транспорта др. смежными подземными сооружениями
* Величина и направление тока в газопроводе
* Плотность тока, стекающего из газопровода в землю.

Критериями опасности коррозии подземных стальных трубопроводов являются: коррозионная активность среды по отношению к металлу сооружения (почвенная коррозия), опасное воздействие постоянного и переменного тока(коррозия блуждающими токами).

Коррозионная активность грунта по отношению к стали характеризуется удельным электрическим сопротивлением грунта определяемым в полевых и лабораторных условиях. Удельное

Электросопротивление грунта определяется для выявления участков трассы прокладки трубопровода с высокой коррозионной активностью грунта, требующей защиты от коррозии и расчета катодной и протекторной защиты. В полевых условиях определяют непосредственно на местности по трассе подземного г/п без отбора проб грунта.

В качестве аппаратуры применяют измерители сопротивления типа Ф-416, М-416, МС-8, в качестве электродов - стальные электроды длиной 250-350 мм и диаметром 15-20 мм.

Измерения производят в период отсутствия промерзания грунтов на глубине заложения подземных сооружений, с интервалом 100-500 м. На действующей сети измерение проводят через каждые Н)0-200 м. Глубина забивки электрода в грунт не более 1/20 расстояния между электродами.

2.5.2 Расчет поверхности трубопроводов, расположен на территории микрорайона

Определяем параметры катодной защиты в микрорайоне.

Исходные данные для расчета:

* + Генплан микрорайона м 1:500 нанесенным газопроводом и подземных коммуникаций.
	+ площадь микрорайона

а = 185

в = 127,5

S^ = 2,3 га

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Газопровод | Водопровод | Теплотрасса |
| Ду | L | Ду | L | Ду | L |
| 57 | 242,5 | d200 | 432,5 | 125x2 | 850 |
| 76 | 167,5 | d100 | 95 | 70х2 | 180 |

3. На территории микрорайона расположены : газопроводы среднего и низкого давления, водопровод и теплотрасса.

Расчет:

1. Определяем площадь поверхности всех трубопроводов в микрорайоне.

S=

2. Определяем суммарную площадь поверхности всех трубопроводов электрически связанных между собой.

3. Определяем удельный вес каждого из трубопроводов в общей массе сооружений.

4. Определяем плотность поверхности каждого из трубопроводов приходящиеся на единицу поверхности территорий.

газопровод

водопровод

теплотрасса

2.5.3 Расчет суммарного защитного тока

Цель расчета: Определить параметры катодной станции, необходимые для территории микрорайона в зоне действий установок ЭХЗ.

Данные для расчета: плотность поверхности защищаемых трубопроводов; коррозийная активность грунта.

Расчет:

1. Определяем среднюю плотность тока, необходимого для защиты трубопроводов.

I=30-(100в +128т+34d+3l+0,6f+5p) ×;

I=30(100×26,6+128×65,9+34×29,75+3×107,75+0,6×266,53+5×32)×;

1. Определяем значение суммарного защитного тока, необходимого для обеспечения катодной поляризации подземных сооружений, расположенных в данном микрорайоне.

I=1,3×I×∑S

I=1,3×0,017×1131,3=25А

1. По плану микрорайона находим место расположения катодной станции и анодного заземления. Определяем удельную плотность сооружений.

1. Определяем радиус действия катодной установки

;

;

Полученный радиус действия катодной установки охватывает всю территорию микрорайона.

1. По таблице приложения №2 “Сборника нормативных документов” для тока I=17A, p=32 Ом.м , выбираем анодное заземление из чугунных труб – Ду 150, L =12м, количество n =4 шт., сопротивление растеканию =0,75м. Рассчитываем сопротивление дренажного кабеля АВРБ 3×16, длинной не более 100м, сопротивление R= 0,0646 Ом.

1. Определяем выходное напряжение катодной станции.

коррозия электролитический газопровод трубопровод

По силе тока и напряжению подбираем катодную станцию типа ВКЗМ-0,6-24-У1, с учетом 30% запаса на развитие сети.

**Техническая характеристика.**

1. Номинальный выходной ток, А20.
2. Номинальное выходное напряжение, В16,3.
3. Номинальная выходная активная мощность, кВ 0,6.
4. Полная потребляемая мощность, кВа, не более 1,0.
5. Коэффициент полезного действия в номинальном режиме, % не менее 75.
6. Масса выпрямителей, кг, не более 70.
7. Габаритные размеры, мм, высота-глубина-ширина 660×460×400.
8. Коэффициент пульсаций выходного напряжения, % не более 10.
9. Напряжение питающей сети, В 220(+22, -44).
10. Частота питающей сети, Гц 50±3.
11. Число фаз питающей сети 1.
12. Коэффициент мощности в номинальном режиме, не менее 0,80.
13. Диапазон регулирования выходного напряжения, %, не менее 0,5-100.
14. Установленный ресурс, час от -0,3 до -3,5.
15. Диапазон рабочих температур, от -45 до + 45.

1. Величина установки срабатывания счетчика наработки времени, В 0,3 по стальному электроду, 0,8 по МЭСД.
2. Установленный ресурс, час 25000.

2.6 Эксплуатация установок ЭХЗ

Задача повышения эксплуатационной надежности установок ЭХЗ к снижению отказов в работе катодных, дренажных, протекторных установок и уменьшению длительности перерывов в работе ЭХЗ.

Основными способами надежной работы ЭХЗ являются:

* качественное ведение тех. надзора за строительством и капитальным ремонтом установок зашиты.
* повышение качества работ по приемке установок ЭХЗ
* предустановочный контроль аппаратуры.
* повышение уровня эксплуатации за счет планово-предупредительных ремонтов.
* усовершенствование конструкций устройств ЭХЗ, узлов и деталей.
* [телеконтроль за работой ЭХЗ.](#bookmark0)
* организация четкого контроля за работой устройств ЭХЗ, анализ причин отказов и их предотвращение.

2.6.1 Порядок приемки и ввода ЭХЗ

Установки ЭХЗ вводят в эксплуатацию после завершения пусконаладочных работ и испытания на стабильность в течение 72 ч. Электрозащитные установки принимают в эксплуатацию комиссия. После ознакомления с исполнительной документацией приёмная комиссия проверяет выполнение запроектированных работ - средств и узлов ЭХЗ. Электрозащитные установки, несоответствующие проектным параметрам, не должны подлежать приемке.

Электрозащитные установки вводят в эксплуатацию после подписания акта о приемке. На подземных трубопроводах, пролежавших в грунтах более 6 мес. необходимо проверить их техническое состояние. Каждой принятой установке присваивают порядковый номер и заводят специальный паспорт, в который заносят все данные приемочных испытаний.

Приемку в эксплуатацию изолирующих фланцев оформляют справкой и регистрируют в спец. журнале. При приемке контрольных проводников и контрольно-измерительных пунктов представляют исполнительный чертеж с привязками, а также оформляют справку. После ознакомления с исполнительной документацией приемная комиссия проверяет выполнение запроектированных работ - средств и узлов электрозащиты, в том числе изолирующих фланцевых соединений, контрольно-измерительных пунктов, перемычек и других узлов, а также эффективность действия установок электрохимической защиты. Для этого измеряют электрические параметры установок и потенциалы трубопровода относительно земли на участке, где в соответствии с проектом зафиксирован минимальный и максимальный защитный потенциал. Электрозащитную установку вводят в эксплуатацию только после подписания комиссией акта о приемке. Электрозащитные установки, не соответствующие проектным параметрам, не должны подлежать приемке. Если отступления от проекта или недовыполнение работ влияют на эффективность защиты либо противоречат требованиям эксплуатации, то они должны быть отражены в акте с указанием сроков их устранения и представления к повторной приемке. Каждой принятой установке присваивают порядковый номер и заводят специальный паспорт электрозащитной установки, в который заносят все данные приемочных испытаний. При приемке в эксплуатацию изолирующих фланцев представляют: заключение проектной организации на установку изолирующих фланцев; схему трассы газопровода с точными привязками мест установки изолирующих фланцев (привязки изолирующих фланцев могут быть даны на отдельном эскизе); заводской паспорт изолирующего фланца (если последний получен с завода). Приемку в эксплуатацию изолирующих фланцев оформляют справкой. Принятые в эксплуатацию изолирующие фланцы регистрируют в специальном журнале. При приемке в эксплуатацию шунтирующих электроперемычек представляют заключение проектной организации на установку электрической перемычки с обоснованием ее типа; исполнительный чертеж перемычки на подземных сооружениях с привязками мест установки; акт на скрытые работы со ссылкой на соответствие проекту конструктивного исполнения электроперемычки. При приемке в эксплуатацию контрольных проводников и контрольно-измерительных пунктов представляют исполнительный чертеж с привязками; акт на скрытые работы со ссылкой на соответствие проекту конструктивного исполнения контрольных проводников и контрольно-измерительных пунктов.

2.6.2 Профилактическое обслуживания ЭХЗ

Включает периодический технический осмотр установок, проверку эффективности их работы, а также контрольные измерения потенциалов на защищаемом трубопроводе в опорных пунктах. Для каждой защитной установки необходимо иметь журнал контроля работы защитной установки, в которой заносят результаты технического осмотра и измерений. Обслуживание должно осуществляться в соответствии с графиком тех.осмотров и планово-предупредительных ремонтов.

Основное назначение работ - содержание ЭХЗ в состоянии полной работоспособности, предупреждение их преждевременного износа и отказов в работе.

Технический осмотр включает:

* осмотр всех элементов с целью выявления внешних дефектов плотности контактов, исправности монтажа, отсутствие механических повреждений, подгаров и следов перегревов, отсутствие раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлителей.
* проверку исправности предохранителей
* очистку корпуса преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри.
* измерение тока и напряжения на выходе преобразователя
* измерение поляризационного или суммарного потенциала трубопровода в точке подключения установки
* производство записи в журнале.

Технический осмотр с проверкой эффективности действия защиты включает : работы по тех.осмотру и измерения поляризационных или суммарных потенциалов в постоянно закрепленных опорный пунктах. Для катодных - 2 р/мес. дренажных — 4 р/мес. протекторных - 1р/6мес.

Капитальный ремонт включает: все работы по техническому осмотру с проверкой эффективности действия ЭХЗ.

Внеплановый ремонт — вид ремонта, вызванный отказом и paботе оборудования и не предусмотренный годовым планом ремонта. Отказ в работе оборудования д.б. зафиксирован аварийным актом , в котором указываются причины аварии и подлежащие устранению дефекты. Текущий ремонт -1 раз в год

Капитальный ремонт –1р/5 лет

Если при техническом осмотре установлено, что катодная установка не работает, / а непрерывный контроль и возможность определить продолжительность ее работы отсутствует, следует принять, что перерыв в работе установки составил 14 суток (от одного тех.осмотра до другого). В зонах опасного влияния блуждающих токов суммарная продолжительность перерывов в работе установок ЭХЗ, не должна превышать 48 часов в год.

2.7 Индивидуальное задание. Запах газа у газового колодца

1. Возможные причины аварии: неисправна задвижка, трещина в корпусе, отрыв фланца, поломка нажимной буксы сальника, нарушена герметичность фланца и сварных соединений газопровода с задвижками и компенсатором.
2. Последовательность проведения работ по локализации аварий: проведение инструктажа заявителя по применению мер безопасности до прибытия аварийной бригады, регистрация аварийной заявки, выписка аварийной заявки бригаде, провести инструктаж для выполнения газоопасных работ в колодце и подготовить необходимую документацию для возможного отключения объекта, расставить предупредительные знаки на въездах к газовому колодцу, определение концентрации газа в газовом колодце, и устанавливают наличие газа с помощью газоанализатора в радиусе 50 м, отключение электрозащиты, при наличии загазованности прекратить выход газа, с помощью мыльной эмульсии найти место утечки, сообщить АДС, руководителю об аварии, при аварии оповестить потребителя промышленных предприятий в отопительных котельных, отключить участок газопровода путем закрывания соответствующих задвижек с обязательной установкой заглушек до и после неисправностей участка, продуть отключенный газопровод воздухом и анализировать газовоздушную смесь с целью установления взрывоопасной концентрации газа в отключенном участке газопровода и в колодце., замена задвижки и прокладки газопровода., проверить количество выполненных работ, известить потребителей о возможности подключения их к системе газоснабжения, составить акт на ликвидированную аварию.
3. Действия диспетчера:

Проинструктировать заявителя., заявку внести в журнал, выписать заявку аварийной бригаде, ознакомить бригаду с характером заявки, подготовить необходимую документацию на аварийный объект, обеспечить выезд аварийной бригады на объект в течении 5 минут, поддержка постоянной связи с бригадой, сообщить начальнику АДС, руководителю об аварии, требовать от мастера информацию о ходе работ по ликвидации аварии., сообщить руководству предприятия о прекращении подачи газа по ликвидации аварии на газопроводе, дать команду на отключение участка газопровода от сети., организовать доставку необходимых материалов на место аварии, дать разрешение на открытие задвижки после выполнения работ, дать указание на подключение объекта к сети.

1. Действия мастера:

Получить от диспетчера необходимую документацию., проверить исправлен ли газоанализатор и СИЗ., дать бригаде краткий инструктаж по методам работы и в течении 5 минут выехать с бригадой к месту аварии.

По прибытию на место:

Ознакомиться с обстановкой и организовать охрану загазованной зоны с целью недопущения открытого огня, оценив обстановку, дать указание проверить систему на загазованность с помощью газоанализатора в радиусе до 50 м, сообщить диспетчеру о концентрации газа в газовом колодце и о результатах проверки загазованности, произвести отключение электрозащиты газопровода., проветривание колодца, с помощью мыльной эмульсии произвести поиск утечки газа, с разрешения диспетчера организовать отключение газопровода путем закрытия соответствующих задвижек, с обязательной установкой заглушки., принять меры по доставке необходимых материалов, произвести замену задвижек, проверить количество выполненных работ, с разрешения диспетчера производить подключение потребителей в систему газоснабжения и сообщить диспетчеру об окончании работ, составить технический акт на ликвидацию аварии.

1. Действия слесаря:

Выяснить характер аварийной записки., обеспечить выезд в течении 5 минут.

По прибытию на место:

Проверить с помощью газоанализатора наличие газа и участвовать в поиске утечки, подготовка необходимых материалов, участие в работах по ликвидации аварии., проверить инструмент.

1. Действия шофера-слесаря:

Выезд на место аварии, поддержка связи с диспетчером, поставить машину не более 15 м от объекта, расставить предупредительные знаки у загазованной зоны, выполнять распоряжения мастера.

Список используемой литературы

* А.И. Гордюхин «Эксплуатация газового хозяйства»,М, 1983 г.
* В.А.Жила, М.А.Ушаков, О.Н. Брюханов «Газовые сети и установки», М, 2003 г.
* К.Г. Кязимов «Справочник газовика», М, 2000 г.
* К.Г. Кязимов «Основы газового хозяйства», М, 1981 г.

Сборник нормативных документов для работников строительных и эксплуатационных организаций газового хозяйства РСФСР «Зашита подземных трубопроводов от коррозии», 1991 г.