1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ) ЧАСТЬ

1.1 Назначение и классификация магистральных газопроводов

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспорта газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85\* в зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса: класс I – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно; класс II – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно. Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах и другие трубопроводы.

По характеру линейной части различают газопроводы:

-магистральные, которые могут быть однониточными простыми (с одинаковым диаметром от головных сооружений до конечной газораспределительной станции) и телескопическими (с различным диаметром труб по трассе), а также многониточными, когда параллельно основной нитке проложены вторая, третья и последующие нитки;

-кольцевые, сооружаемые вокруг крупных городов для увеличения надежности снабжения газом и равномерной подачи газа, а также для объединения магистральных газопроводов в Единую газотранспортную систему страны.

Магистральные газопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величин испытательного давления, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Категории магистральных трубопроводов и их участков (СН и П 2.05.06-85\*, стр.3, табл.1)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Категория  трубопровода и его участка | Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его  на прочность,  устойчивость  и деформативность, m | Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего количества | Величина давления при испытании и  продолжительность испытания  трубопровода |
| В | 0,60 |  |  |
| I | 0,75 |  |  |
| II | 0,75 | Принимается | по СНиП III-42-80\* |
| III | 0,9 |  |  |
| IV | 0,9 |  |  |

На наиболее сложных (болота, водные преграды и т.д.) и ответственных участках трассы категория магистральных газопроводов повышается. Например, для участков подключения компрессорных станций, узлов пуска и приема очистных устройств, переходов через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более СНиП устанавливает категорию I.

К категории В относятся газопроводы, сооружаемые внутри зданий и на территориях компрессорных станций и газораспределительных станций. При проектировании допускается категорию отдельных участков газопроводов повышать на одну категорию, против установленной СНиПом, при соответствующем обосновании.

К категориям магистральных газопроводов и их участкам в зависимости от коэффициента условий работы при расчете на прочность предъявляются определенные требования в части контроля сварных соединений физическими методами и предварительного испытания Рисп.

1.2 Состав сооружений магистрального газопровода

В соответствии со СНиП к магистральным газопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм с избыточным давлением транспортируемого продукта не более 10 МПа, предназначенные для транспортировки:

природного или попутного нефтяного углеводородного газа из районов добычи (от головных компрессорных станций (КС) до газораспределительных станций (ГРС)) городов и населенных пунктов;

сжиженных углеводородных газов с упругостью насыщенных паров не более 1,6 МПа при температуре 45 °С с мест производства (заводов) до мест потребления (перевалочные базы, пункты налива, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, порты, ГРС, пусковые базы);

товарной продукции в пределах головных и промежуточных КС, станций подземного хранения газа, ГРС, замерных пунктов.

Аналогично определяют магистральные водо-, конденсато- и аммиакопроводы.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные объекты (рисунок 1).

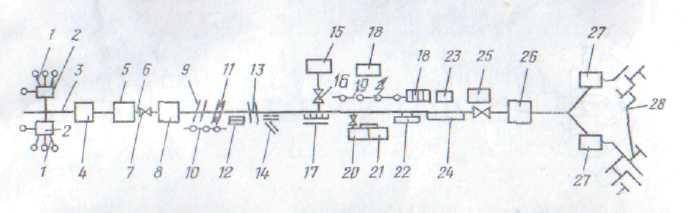


Рисунок 1 - Схема магистрального газопровода:

1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромысловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 26 - ГРС; 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтера-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети

На промысле газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам («шлейфам») поступает на газосборные пункты, где осуществляют первичный замер его, а при необходимости и редуцирование. От газосборных пунктов газ поступает в промысловый газосборный коллектор и по нему на головные сооружения (установку комплексной подготовки газа - УКПГ), где проводят его очистку, осушку, вторичный замер и доведение до товарной кондиции.

На головной КС газ компримируется до номинального рабочего давления (как правило, до 7,5 МПа). Затем он поступает в линейную часть магистрального газопровода.

К линейной части магистрального газопровода относят собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками и другими узлами, системой электрохимической защиты; лупинги, аварийный запас труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтеров-связистов.

В состав наземных объектов магистрального газопровода входят КС, ГРС и газораспределительные пункты (ГРП). Основные сооружения КС - компрессорная станция, ремонтно-эксплуатационный и служебно-эксплуатационные блоки, площадка с пылеуловителями, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Головные сооружения и головная КС часто представляют собой единый площадочный комплекс. КС отстоят друг от друга на расстоянии примерно 125 км.

Газ, поступающий на ГРС, дополнительно обезвоживается, очищается, редуцируется (до 1,2 МПа), одоризуется, замеряется и распределяется по трубопроводам отдельных потребителей или групп их.

Подземные хранилища газа (с КС или без них) предназначены для регулирования сезонной неравномерности потребления газа (летом газ в них накапливается, а зимой подается потребителям). Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров. Обычно газ закачивают в водоносные горизонты пористых пород, выработанные нефтяные и газовые месторождения или в специально разработанные (вымытые) хранилища в соляных отложениях значительной мощности.

1.3 Требования к трубам и материалам

Для строительства магистральных газопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямо шовные, спиральные и другие специальные конструкции, изготовленные из:

– спокойных и полуспокойных углеродистых, реже легированных сталей диаметром 50 миллиметров включительно;

* спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 миллиметров;
* низколегированных сталей в термически или термодинамически упрочнённом состоянии для труб диаметром до 1420 миллиметров;

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ8731–87, ГОСТ8732–87, ГОСТ8734–75, группы В. При соответствующем технико-экономическом обосновании можно использовать по ГОСТ9567–75. Трубы стальные электросварные диаметром до 800 миллиметров по ГОСТ20295–85. Для труб диаметром свыше 800 миллиметров по техническим условиям, утверждённым в установленном порядке с выполнением при заказе и приёмке труб требований, перечисленных ниже.

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяжённости и глубины не допускаются. Отклонение от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб не должны превышать величин, приведённых в ГОСТах, а для труб диаметром свыше 800 миллиметров не должны превышать плюс минус 2 миллиметра.

Овальность концов труб, то есть отношение разности между наибольшими и наименьшими диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру, не должна превышать 1%. Овальность труб толщиной 20 миллиметров и более не должна превышать 0,8%.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 миллиметров на 1 метр длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 метров.

Трубы диаметром 1020 миллиметров и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100% контроль физическими неразрушающими методами.

Отношение предела текучести к временному сопротивлению (то есть пределу прочности) и относительное удлинение металла труб должны удовлетворять требования СНиП.

Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки (в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной само защитной порошковой проволокой), а также электроконтактной сваркой – оплавлением.

Сталь труб должна хорошо свариваться.

Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирование) должно быть не более 102%.

В металле труб не допускается наличие трещин, плён, закатов, а также расслоений длиной более 80 миллиметров в любом направлении. Расслоение любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 миллиметров от торца не допускается.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщины стенки труб после зачистки не выходят за пределы допусков на толщину стенки.

Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжек, осевой рыхлости и других дефектов в формировании шва. Усиление наружного шва для труб с толщиной стенки до 10 миллиметров должно находиться в пределах 0,5 – 2,5 миллиметров, а более 10 миллиметров 0,5 – 3 миллиметров. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 миллиметров.

Смещение наружного и внутреннего слоёв заводского сварного шва не должно превышать 20% толщины стенки при толщине до 16 миллиметров и 15% более 16 миллиметров.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь раздел покромок под сварку. Форма разделки покромок определяется техническими условиями.

Косина реза торцов труб должна быть не более 2 миллиметров.

Каждая труба должна проходить на заводах изготовителях испытания гидростатическим давлением.

Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими не разрушающимися методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест расшифровкой просвечиванием).

1.4 Правила эксплуатации линейной части

Линейная часть магистрального газопровода — наиболее фондоемкое сооружение. Состоянием линейной части во многом определяется надежность газоснабжения потребителей. В связи с тем, что объекты линейной части газопровода рассредоточены на сотни и тысячи километров, значительно усложняется их эксплуатация. Для поддержания необходимого уровня технического состояния объектов линейной части газопровода, требуется квалифицированное и своевременное проведение профилактических и ремонтных работ. Для этого в структуре производственного газотранспортного объединения предусмотрены соответствующие отделы и подразделения.

Производственное газотранспортное объединение осуществляет эксплуатацию одного или нескольких магистральных газопроводов. Для эксплуатации участков магистральных газопроводов в составе объединения создаются линейные производственные управления (ЛПУМГ), в которых непосредственным обслуживанием линейной части занимаются линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС). Руководство организацией эксплуатации линейной части в объединении осуществляет главный инженер через производственно-технический отдел (ПТО) по эксплуатации магистральных газопроводов, на который возложены следующие основные обязанности:

- проведение единой технической политики в области эксплуатации газопровода,

- разработка планов организационно-технических мероприятий по эксплуатации линейной части и планов проведения особо сложных огневых работ,

- составление планов и инструкций на переиспытание участков магистральных газопроводов,

- разработка планов внедрения новой техники,

- прием исполнительной документации от подрядно-строительных организаций на вновь вводимые и отремонтированные участки газопроводов, средств защиты.

Кроме того, отдел координирует работу ЛПУМГ объединения в части проведения всех работ на подведомственных ему объектах, следит за ходом выполнения организационно-технических мероприятий по линейной части по всему объединению, ведет и предоставляет в вышестоящие инстанции все виды отчетности по своей деятельности.

Эксплуатацию линейной части магистральных газопроводов на местах осуществляют линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС), которые непосредственно подчинены заместителю начальника ЛПУМГ и включают в себя аварийную и линейную бригады, группы электрохимзащиты, автотранспорта, энерговодоснабжения и ГРС.

На службу ЛЭС возлагаются следующие обязанности:

* обеспечивать бесперебойную транспортировку газа на обслуживаемых участках газопроводов и отводов путем своевременного контроля и поддержания в технически исправном состоянии линейной части газопровода со всеми линейными сооружениями и оборудованием; выполнять необходимые ремонтные работы и профилактические мероприятия, обеспечивающие долговечность и надежность газопровода, обеспечивать бесперебойную работу ГРС;
* периодически осматривать газопроводы и сооружения на них для выявления и ликвидации утечек газа, контроля состояния грунтового основания газопроводов и грунтов охранной зоны, своевременного выявления эрозионного размыва грунтов в охранной зоне газопровода, просадки грунтового основания, разрушения насыпей; измерять давление газа на линейных кранах, продувать конденсатосборники и т. п.;
* ликвидировать аварии и неисправности на линейной части газопровода, ГРС, КС;
* участвовать в проведении капитальных ремонтов магистрального газопровода;
* осуществлять своевременный ремонт грунтового основания и насыпей, а также проводить мероприятия по предотвращению эрозионного размыва грунтов;
* осуществлять ремонт газопровода, отводов, технологического оборудования ГРС, газовых сетей жилых поселков и аварийной техники;
* проводить врезки в магистральные газопроводы и отводы от них для подключения новых потребителей газа, реконструкцию узлов переключения, монтаж перемычек;
* осуществлять контроль над состоянием переходов через естественные и искусственные преграды и обеспечивать их надежную работу;
* осуществлять контроль над тепловым режимом грунтов основания и охранной зоны газопровода в районах распространения вечномерзлых грунтов;
* содержать охранную зону, оборудование и предупредительные знаки по трассе газопровода и ГРС в состоянии, предусмотренным «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов», СНиП и санитарными нормами промышленных объектов;
* оформлять в установленном порядке документацию на выполненные ремонтные работы и ликвидированные аварии;
* содержать аварийную технику в исправном состоянии и укомплектованной, согласно утвержденному перечню оснащения;
* обеспечивать своевременную заливку метанола в газопровод и коммуникации ГРС для исключения в них гидратообразования;
* проводить подготовку газопроводов, отводов и всех сооружений на них к осенне-зимней эксплуатации и паводку;
* выполнять работы, предусмотренные организационно-техническими мероприятиями;
* не менее одного раза в квартал проводить аварийно-тренировочные выезды для проверки готовности аварийной техники и бригады к выполнению работ по ликвидации возможной аварии;
* осуществлять технический надзор и принимать непосредственное участие в продувках и испытаниях вновь вводимых в эксплуатацию газопроводов, отводов;
* разрабатывать планы проведения огневых работ;
* совместно с диспетчерской службой контролировать гидравлическое состояние и очищать внутреннюю полость газопроводов;
* обеспечивать защиту от коррозии подземных металлических сооружений магистральных газопроводов, а также защиту от атмосферной коррозии надземных трубопроводов.

В зависимости от структуры и состава ЛЭС в нее может включаться группа энерговодоснабжения, на которую возлагается обязанность по обслуживанию и ремонту средств энерговодоснабжения ГРС, домов обходчиков, ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП). Численность персонала ЛЭС устанавливается на основании действующих нормативов в зависимости от протяженности и сложности обслуживаемого участка, наличия машин и механизмов.

ЛЭС возглавляет начальник, который несет ответственность за состояние и обслуживание линейной части газопровода и ГРС, содержание в исправном состоянии вверенной техники, своевременную и качественную ликвидацию аварий и проведение ремонтно-восстановительных работ на газопроводе, а также за соблюдение персоналом ЛЭС действующих Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов, должностных инструкций и правил техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и других нормативных документов. Начальнику ЛЭС непосредственно подчинены инженерно-технические работники, являющиеся руководителями групп: линейный мастер, старший инженер (инженер) ГРС, начальник (механик) автотранспортного хозяйства.

Линейный мастер осуществляет руководство аварийной и линейной бригадами. Линейная бригада осуществляет повседневный контроль за состоянием линейной части магистрального газопровода и выполняет все виды ремонтно-профилактических работ, кроме огневых. Аварийная бригада выполняет все виды огневых работ на линейной части, а также на КС и ГРС.

Старший инженер (инженер) электрохимзащиты (ЭХЗ) руководит группой электромонтеров, в обязанности которой входит своевременное обслуживание и ремонт установок защиты. Старший инженер (инженер) ГРС осуществляет руководство работой операторов ГРС, замерных узлов и операторами-прибористами.

Автотранспортной группой руководит начальник (автомеханик). Ее назначение – обеспечить обслуживание и ремонт автотракторной, землеройной техники, всех основных и вспомогательных механизмов (сварочных агрегатов, передвижных электростанций, компрессорных и водоотливных установок и т. д.). На отдаленных участках, а также в труднодоступных местностях (горы, болота, водные преграды) прохождения трассы газопровода могут организовываться ремонтно-эксплуатационные пункты, которые возглавляются мастером. В их задачу входит проведение профилактических осмотров и ремонтов (без ведения огневых работ) на закрепленном участке газопровода.

Рабочий персонал, обслуживающий линейную часть магистрального газопровода, включает в себя линейных обходчиков, линейных трубопроводчиков, сварщиков, водителей аварийных машин, монтеров ЭХЗ, операторов ГРС. Линейные обходчики, операторы ГРС живут, как правило, вблизи трассы в домах обходчиков и операторов и обслуживают определенные участки трассы и ГРС. За каждым обходчиком закреплены определенные участки газопровода со всеми находящимися на них сооружениями: газопровод, запорная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия, конденсатосборники, метанольницы, редуцирующие колонки, устройства протекторной и дренажной защиты, контрольно-измерительные колонки, линейные сооружения связи, источники электроэнергии и линии электропередач с трансформаторными подстанциями. Каждый линейный трубопроводчик должен уметь обслуживать и управлять закрепленной за ним техникой, строительными механизмами (трубоукладчиком, экскаватором, водоотливной или сварочной установкой, передвижной электростанцией и т. д.). Кроме того, должен знать порядок и ведение ремонтно-восстановительных работ на трассе газопровода, погрузочно-разгрузочных работ, заливки реагентов в газопровод и других работ, предусмотренных должностной инструкцией.

ЛЭС оснащается транспортом и механизмами в соответствии с Нормативным табелем оснащения ЛЭС магистральных газопроводов материально-техническими ресурсами (транспортными средствами, механизмами, приспособлениями, инвентарем и материалами) для выполнения аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ в различных природно-климатических условиях. Выделенные для ЛЭС транспортные средства и ремонтно-строительные механизмы должны быть разделены на хозяйственные и аварийные и закреплены персонально за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к выезду и проведению аварийных и плановых ремонтных работ. В комплект оснащения аварийных автомашин и механизмов должны входить материалы, инструменты и механизмы в точном соответствии с перечнем, утверждённым заместителем начальника производственного отдела (ПО).

Газотранспортное объединение ежегодно на основании Положения о планово-предупредительном ремонте линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов разрабатывает план - график проведения планово-предупредительного ремонта объектов линейной части газопровода, которым предусматривается текущий, средний и капитальный ремонты. Одновременно ПО рассчитывает потребности в материальных и трудовых средствах для каждого вида ремонта.

В периоды между очередными плановыми ремонтами предусматривается проведение межремонтного обслуживания и планового осмотра.

Межремонтное обслуживание включает комплекс профилактических работ по уходу и надзору за оборудованием в период работы между двумя плановыми ремонтами. К ним относятся: надзор за правильной эксплуатацией объектов линейной части магистрального газопровода в соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, технологическими картами и паспортными данными оборудования. Межремонтное обслуживание линейной части газопровода проводится по утвержденному графику персоналом ЛЭС во время выезда (вылета) на трассу. На участках трассы, где имеются линейные обходчики, выполнение мероприятий по межремонтному обслуживанию возлагаются на них. Выявленные в процессе осмотра дефекты и принятые меры по их устранению фиксируются в технической документации.

Плановый осмотр - комплекс ремонтно-профилактических работ по контролю над техническим состоянием оборудования, выявлению возникающих дефектов и своевременному предупреждению появления неисправностей, связанных с незначительной разборкой. При этом устраняются только те неисправности оборудования, при наличии которых нельзя его нормально эксплуатировать до ближайшего ремонта. Плановый осмотр включает в себя все элементы межремонтного обслуживания и регулярно проводится бригадами ЛЭС. По результатам осмотров составляются дефектные ведомости для текущих, средних и капитальных ремонтов и предусматриваются работы в ежегодных планах организационно-технических мероприятиях по устранению выявленных неисправностей. Плановые осмотры совмещаются с работами по межремонтному обслуживанию.

Содержание и сроки проведения межремонтного обслуживания и плановых осмотров регламентируются Положением о ППР линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов. Указанные в нем сроки проведения профилактических работ могут корректироваться с учетом конкретных местных условий.

1.5 Дефекты трубопроводных конструкций и причины их возникновения

Дефект – это любое несоответствие регламентированным нормам. Главной причиной появления дефектов является отклонение рабочего параметра от нормативного значения, обоснованного допуском.

Дефекты трубопроводных конструкций подразделяются на:

- дефекты труб;

- дефекты сварных соединений;

- дефекты изоляции.

Различают следующие дефекты труб:

- металлургические – дефекты листов и лент, из которых изготавливаются трубы, т.е. различного рода расслоения, прокатная плена, вкатанная окалина, поперечная разнотолщинность, неметаллические включения и др.

- технологические – связаны с несовершенством технологии изготовления труб, которые условно можно разделить на дефекты сварки и поверхностные дефекты (наклеп при экспандировании, смещение или угловатость кромок, овальность труб)

- строительные – обусловлены несовершенством технологии строительно-монтажных работ, нарушениями технологических и проектных решений по транспортировке, монтажу, сварке, изоляционно-укладочным работам (царапины, задиры, вмятины на поверхности труб).

Причины возникновения дефектов труб

- существующая технология прокатки металла, технология непрерывной разливки стали на отдельных металлургических заводах является одной из причин изготовления некачественных труб. Нередки случаи разрушения по причине расслоения металла.

- на трубных заводах входной контроль сырья несовершенен или полностью отсутствует. Это приводит к тому, что дефекты сырья становятся дефектами труб.

- при изготовлении труб приходится подвергать металл нагрузкам, при которых он работает за пределом текучести. Это приводит к появлению наклепа, микрорасслоений, надрывов и других скрытых дефектов. Из-за кратковременности последующих заводских испытаний труб (20…30 с) многие скрытые дефекты не выявляются и «срабатывают» уже в процессе эксплуатации МТ.

- в недостаточной степени контролируется заводами и геометрическая форма труб. Так, на трубах диаметром 500…800мм смещение кромок достигает 3мм (при норме для спирально-шовных труб 0,75…1,2мм), овальность – 2%

- механические воздействия при погрузочно-разгрузочных, транспортных и монтажных операциях приводят к появлению на трубах вмятин, рисок, царапин, задиров

- при очистке трубопроводов скребками-резцами возникают дефекты пластической деформации локальных участков поверхности трубы – риски, подрезы и т.д. Эти концентраторы напряжений являются потенциальными очагами развития коррозионно-усталостных трещин. Очистка трубопроводов с помощью проволочных щеток исключает повреждения труб в виде подрезов, но при определенных режимах обработки приводит к деформациям поверхности металла, снижающим его коррозионную стойкость.

- коррозионные повреждения труб (внешние - в местах нарушения сплошности изоляции, а внутренние - в местах скоплений воды)

Дефект сварного соединения – это отклонения разного рода от установленных норм и технических требований, которые уменьшают прочность и эксплуатационную надежность сварных соединений и могут привести к разрушению всей конструкции. Наиболее часто встречаются дефекты формы и размеров сварных швов, дефекты макро- и микроструктуры, деформация и коробление сварных конструкций.

Нарушение формы и размеров шва свидетельствуют о наличии таких дефектов, как наплывы (натеки), подрезы, прожоги, незаваренные кратеры.

Наплывы – чаще всего образуются при сварке горизонтальными швами вертикальных поверхностей, в результате натекания жидкого металла на кромки холодного основного металла. Они могут быть местными (в виде отдельных застывших капель) или протяженными вдоль шва. Причинами возникновения наплывов являются большая сила сварочного тока, длинная дуга, неправильное положение электрода, большой угол наклона изделия при сварке на подъем и спуск.

Подрезы – представляют собой углубления, образующиеся в основном металле вдоль края шва. Подрезы образуются из-за повышенной мощности сварочной горелки и приводят к ослаблению сечения основного металла и разрушению сварного соединения.

Прожоги – это проплавление основного или наплавленного металла с возможным образованием сквозных отверстий. Они возникают вследствие недостаточного притупления кромок, большого зазора между ними, большой силы сварочного тока или мощности горелки при невысоких скоростях сварки. Особенно часто прожоги наблюдаются в процессе сварки тонкого металла и при выполнении первого прохода многослойного шва, а также при увеличении продолжительности сварки, малом усилии сжатия и наличии загрязнений на поверхностях свариваемых деталей или электродах (точечная и шовная контактная сварка).

Незаваренные кратеры – образуются при резком обрыве дуги в конце сварки. Они уменьшают сечение шва и могут явиться очагами образования трещин.

К дефектам макроструктуры относят дефекты: газовые поры, шлаковые включения, непровары, трещины, выявляемые с помощью средств оптики (увеличение не более чем в 10 раз).

Газовые поры – образуются в сварных швах вследствие быстрого затвердевания газонасыщенного расплавленного металла, при котором выделяющиеся газы не успевают выйти в атмосферу.

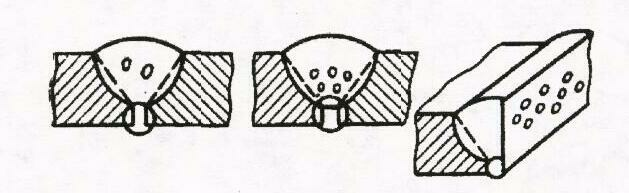


Рисунок 2 – Газовые поры

Такой дефект наблюдается при повышенном содержании углерода в основном металле, наличии ржавчины, масла и краски на кромках основного металла и поверхности сварочной проволоки, использовании влажного или отсыревшего флюса.

Шлаковые включения – результат небрежной очистки кромок свариваемых деталей и сварочной проволоки от окалины, ржавчины и грязи, а также (при многослойной сварке) неполного удаления шлака с предыдущих слоев.

Они могут возникать при сварке длинной дугой, неправильном наклоне электрода, недостаточной силе сварочного тока, завышенной скорости сварки. Шлаковые включения различны по форме (от сферической до игольчатой) и размером (от микроскопической до нескольких миллиметров). Они могут быть расположены в корне шва, между отдельными слоями, а также внутри наплавленного металла. Шлаковые включения ослабляют сечение шва, уменьшают его прочность и являются зонами концентрации напряжений.

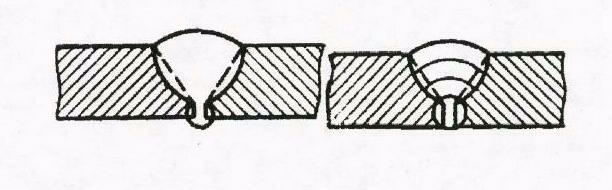


Рисунок 3 – Шлаковые включения

Непровары – местное несплавление основного металла с наплавлением, а также несплавление между собой отдельных слоев шва при многослойной сварке из-за наличия тонкой прослойки окислов, а иногда и грубой шлаковой прослойки внутри швов.

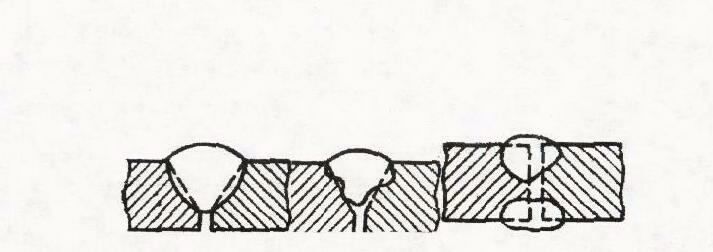


Рисунок 4 – Непровары

Причинами непроваров являются: плохая очистка металла от окалины, ржавчины и грязи, малый зазор в стыке, излишнее притупление и малый угол скоса кромок, недостаточная сила тока или мощности горелки, большая скорость сварки, смещение электрода в сторону от оси шва. Непровары по сечению шва могут возникнуть из-за вынужденных перерывов в процессе сварки.

Трещины – в зависимости от температуры образования подразделяют на горячие и холодные.

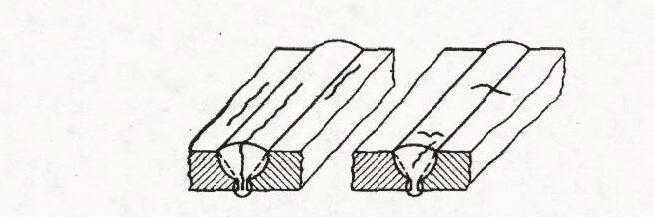


Рисунок 5 – Трещины

Горячие трещины появляются в процессе кристаллизации металла шва при температуре 1100 – 1300 С. Их образование связано с наличием полужидких прослоек между кристаллами наплавленного металла шва в конце его затвердевания и действием в нем растягивающих усадочных напряжений. Повышенное содержание в металле шва углерода, кремния, водорода и никеля также способствует образованию горячих трещин, которые обычно располагаются внутри шва. Такие трещины выявить трудно.

Холодные трещины возникают при температурах 100 – 300 С в легированных сталях и при нормальных (менее 100 С) температурах в углеродистых сталях сразу после остывания шва или через длительный промежуток времени. Основная причина их образования – значительное напряжение, возникающее в зоне сварки при распаде твердого раствора и скопление под большим давлением молекулярного водорода в пустотах, имеющихся в металле шва. Холодные трещины выходят на поверхность шва и хорошо заметны.

К дефектам микроструктуры сварного соединения относят

- микропоры,

- микротрещины,

- нитридные, кислородные и другие неметаллические включения,

- крупнозернистость,

- участки перегрева и пережога.

Дефекты изоляции - нарушение сплошности; адгезия; заниженная толщина; гофры; морщины; задиры; царапины; проколы.

Основные причины образования дефектов изоляционного покрытия на трубопроводах:

при хранении и подготовке материалов – засорение битума и обводнение готовой мастики и ее составляющих;

при приготовлении грунтовки и мастики – небрежная дозировка составляющих; несоблюдение режима разогревания котла; недостаточное размешивание битума при приготовлении грунтовки;

при нанесении грунтовки и битумной мастики – загустение грунтовки; образование пузырьков на поверхности трубопровода; оседание пыли на поверхность труб; пропуски грунтовки и мастики на поверхности трубопровода и особенно около сварных швов; неровное нанесение мастики; охлаждение мастики; конструктивные недостатки изоляционной машины;

при нанесении армирующих и оберточных рулонных материалов – нарушение однородности покрытия; выдавливание слоя мастики; недостаточное погружение стеклохолста в мастику;

при нанесении полимерных лент – сквозные отверстия в ленте; несплошной клеевой слой; неравномерность толщины ленты в рулоне; неправильная регулировка намоточной машины; нарушение температурного режима нанесения ленты; плохая очистка поверхности труб;

при укладке трубопровода – нарушение технологии укладки, особенно при раздельном способе укладки; захват изолированных труб тросом; трение трубопровода о стенки траншеи при укладке; отсутствие подготовки дна траншеи; отсутствие подсыпки не менее 10см дна траншеи на участках с каменистыми и щебенистыми грунтами; плохое рыхление мерзлых грунтов и особенно отсутствие регулировки изоляционных машин;

при эксплуатации трубопровода – действие грунта; вес трубопровода; почвенные воды; микроорганизмы; корни растений; температурные воздействия; агрессивность грунта.

1.6 Подготовка трубопровода к пропуску дефектоскопа

Очистка полости трубопровода выполняется в два этапа.

На первом этапе производится его очистка от грязи, парафиносмолистых отложений и инородных предметов очистным скребком. Необходимость данного этапа обуславливается тем, что металлические предметы и окалина регистрируются измерительной системой дефектоскопа - как дефекты трубы, а отложения смолопарафиновых веществ – как нарушения геометрии сечения.

На втором этапе производится очистка участка трубопровода от частиц черных металлов, путем пропуска по нему специального магнитного скребка.

Если обследование участка трубопровода с помощью дефектоскопа производится впервые, то прежде, чем пропустить по нему зондовый прибор, необходимо убедиться, что он свободно и беспрепятственно проходит через обследуемый участок трубопровода. С этой целью предусматривается пропуск по нему специального снаряда-шаблона. Снаряд-шаблон представляет собой упрощенную металлоконструкцию без блоков электроники и питания, тех же размеров, что и дефектоскоп.

Перед пропуском инспекционного аппарата по трассе обследуемого участка трубопровода устанавливаются маркеры, которые служат для привязки дефектограмм к местности и предварительной оценки поврежденных участков трубопровода. Маркеры являются генераторами сигналов, воспринимаемых дефектоскопом. Они размещаются на расстоянии 5-20 км друг от друга.

Частота установки маркеров определяется количеством и расположением по длине участка

трубопровода естественных «маркеров» (задвижек, отводов, промежуточных насосных станций и т.д.).

При подготовке камер пуска и приема дефектоскопа прежде всего должно быть определено соответствие геометрических размеров камер размерам зонда. При необходимости производится переоборудование камер или установка новых. Камеры должны иметь площадку с твердым покрытием, т.к. для запуска и приема дефектоскопа необходимо использовать специальные приемные и запасовочные лотки, а также применять передвижные краны и другие механизмы.

Сборку, настройку и калибровку дефектоскопа для пропуска по обследуемому участку трубопровода производят в стационарных условиях.

Дефектоскоп доставляют к месту запуска с соблюдением мер предосторожности. Предпусковую функциональную проверку дефектоскопа выполняют непосредственно перед запасовкой в камеру пуска скребка.

Пропуск снаряда-шаблона и дефектоскопа производят при одинаковых режимах перекачки. Во время движения дефектоскопа по трубопроводу его сопровождает специальная бригада на автомобиле, оснащенная устройством слежения за перемещаемым в трубопроводе аппаратом, что позволяет в любой момент времени точно указать его местонахождение.

Извлечение дефектоскопа из камеры приема производится с помощью штатных технических средств. После этого аппарат очищается от перекачиваемой жидкости и подвергается осмотру с целью определения поломок и механических повреждений. Для вскрытия дефектоскоп доставляется в удобное невзрывоопасное место. Здесь отключается электропитание, разъединяются все электрические разъёмы и извлекается из контейнера электронный блок с записанной информацией. Далее производят перенос запоминающего устройства с зафиксированной информацией обследования из электронного блока в считывающее и печатающее устройство в передвижной лаборатории.

После предварительного анализа результатов первого пропуска дефектоскопа по обследуемому участку трубопровода отбираются наиболее крупные, характерные дефекты, местоположение которых следует уточнить. Затем выбираются и подготавливаются места установки маркерных устройств, вблизи от выделенных дефектных мест.

Второй запуск дефектоскопа в обследуемый трубопровод производят аналогично первому. По результатам сопоставления данных обоих пропусков определяются наиболее опасные дефекты и их местонахождение.

1.7 Метод магнитной дефектоскопии

Метод магнитной дефектоскопии является многообещающим для обследования подземных магистральных газопроводов. Магнитные дефектоскопы позволяют при малых эксплуатационных расходах выявлять коррозионные повреждения стенок трубы на больших расстояниях, но нужно иметь ввиду, что они малочувствительны к трещинам, хотя и могут обнаруживать достаточно большие трещины, всё же для их выявления следует использовать устройство, использующее ультразвук, либо вихревые токи.

Метод магнитной дефектоскопии металлов основан ни обнаружении и регистрации полей рассеяния, возникающих в местах дефектов при намагничивании контролируемых изделий. При этом магнитные силовые линии распространяются в металле стенки трубы без изменения направления, если в ней отсутствуют дефекты. При наличии дефектов в стенках труб магнитные силовые линии отклоняются, и возникает поле рассеяния, величине этого поля зависит от размеров и конфигурации дефекта при определенном значении намагниченности стенки трубы.

Принцип магнитной дефектоскопии иллюстрируются на рисунке 10. Стенка трубы намагничивается до насыщения блоком постоянных магнитов, которые создают в ней магнитное поле. Магнитные силовые линии распространяются параллельно друг другу до тех пор, пока на их пути не встретятся какие – либо дефекты трубопроводных конструкций. Аномалии в стенке трубопровода вызывают изменение однородности магнитного потока, которые при перемещении устройства фиксируются чувствительными элементами (датчиками). К аномальным отклонениям относятся утоньшения стенки, связанные с коррозией внутренней или внешней поверхности трубы, различные повреждения, твердые включения, а также изменения магнитной проницаемости трубы.

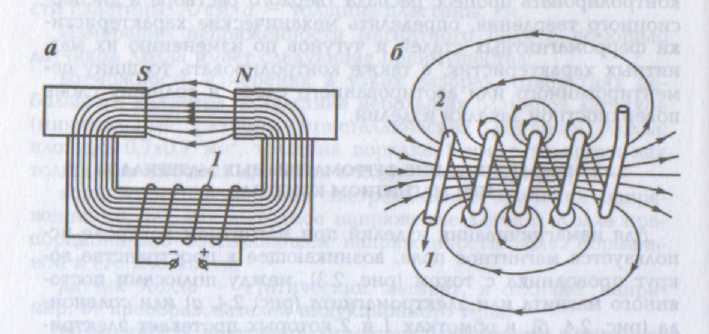


Рисунок 6 - Принципы магнитной дефектоскопии: 1; 2 - обмотка

Кроме того, с помощью магнитного метода контроля выявляются различные дефекты в сварных швах газопроводов, выполненных автоматической сваркой при толщине основного металла от 2 до 20 мм. Наиболее хорошо выявляются продольные микротрещины, непровары и скопления шлаковых включений и газовых пор.

При использовании метода магнитной дефектоскопии, выполняются две последовательные операции:

- намагничивание стенки газопровода специальным устройством, при котором поля обнаруженных дефектов «записываются» на магнитную ленту;

- воспроизведение или считывание «записи» с ленты, осуществляемое с помощью магнитографических дефектоскопов.

Для контроля технического состояния металла труб газопровода разработан ряд дефектоскопов, перемещающихся внутри трубопровода и регистрирующих различные коррозионные дефекты (коррозионные каверны, трещины и т.п.).

К наиболее известным устройствам следует отнести систему «Лайналог», разработанную фирмой «АМФ ТЮБОСКОП» (США) и предназначенную для неразрушающего контроля газопроводов. Сила, движущая систему, создается за счет разности давления подаваемого газа.

Снаряд (рисунок 11) действует по принципу регистрации изменения силовых линий магнитного поля, образованного в металле стенки трубы, в пределах прерывности (каверны, трещины и т.п.), которая препятствует распространению этих линий.

Прибор обнаруживает и регистрирует дефекты, расположенные как на внутренней, так и на внешней поверхности стенки трубы.

Снаряд состоит из трех секций, соединенных шарнирно для обеспечения беспрепятственного прохождения на криволинейных участках трассы газопровода.

Первая секция содержит систему питания и оборудована уплотняющими манжетами, которые позволяют перемещать комплекс под рабочим давлением газа, а также служат для центрического ведения прибора в трубопроводе.

Вторая секция содержит магнитный блок, который производит намагничивание стенки трубы, создавая тем самым магнитное поле.

Третья секция содержит электронные элементы и систему регистрации. В данной секции происходит запись и обработка полученной первичной информации.

При движении снаряда по газопроводу (с оптимальной скоростью 1+5 м/сек.) изменения магнитного поля (между магнитом и датчиком), вызванные изменением толщины стенки трубы (дефектом), регистрируются на 28-дорожечную магнитную ленту. Очень важен выбор метода обработки сигналов. Необходимо отличать полезные сигналы от помех, идентифицировать различные аномалии с помощью датчиков разного типа с последующей корреляцией полученных результатов.

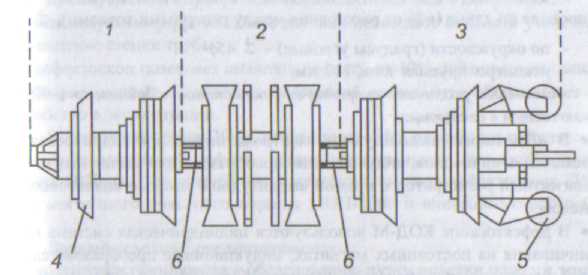


Рисунок 7 - Снаряд-дефектоскоп типа «Лайналог»:

1 - секция питания; 2 - магнитная секция; 3 - секция регистрации;

4 - направляющая манжета; 5 - колесо записи пройденного пути;

6 - шарнирное соединение

Снаряд работает на принципе намагничивания короткого отрезка стенки трубопровода, которое он осуществляет по мере своего продвижения по трубе. Генерация малого поля при этом осуществляется мощными постоянными магнитами, расположенными критически для оптимизации силы и конфигурации налагаемого поля.

Если на стенки трубы имеется потеря металла, вызванная коррозией или механическим повреждением, это вызывает локальное искажение конфигурации магнитного поля, что фиксируется электромагнитными датчиками.

Регистрации сигналов, поступающие от сотен датчиков дефектоскопов, фиксируется мощным магнитофоном и специальным бортовым компьютером. Внутренние и внешние поверхности проверяются независимо друг от друга, при этом не однократно сканируются и ранжируются на следующие типы повреждений металла:

- питтинговая коррозия – определяется как разрушение на поверхности площадью свыше 3δ х 3δ при глубине 0,4δ и выше(δ – толщина стенки);

- общая коррозия – определяется как разрушение на поверхности площадью свыше 3δ х 3δ при глубине 0,2δ и выше;

- осевая зазубрина – определяется как поверхностная резка, проходящая по оси трубы и имеющая глубину до 0,2δ и выше;

- круговая зазубрина - определяется как поверхностная резка, сориентированная по окружности трубы и имеющая глубину 0,4δ и выше;

- производственные, строительные или ремонтные дефекты – определяются как дефекты с поверхностной площадью свыше 3δ х 3δ при глубине 0,2δ и выше.

1.8 Анализ результатов контроля

После пропуска снаряда-дефектоскопа специалистами инспектирующей организации проводится экспресс-анализ результатов внутритрубного обследования и представляется отчет, в котором должны быть отражены;

- полнота и качество записи информации;

- наличие отметок реперных точек (элементов обустройства, установленных маркеров);

- соответствие скорости снаряда режиму, обеспечивающему получение достоверной информации о техническом состоянии газопровода;

- информация о всех значительных дефектах.

По результатам экспресс-анализа проводятся контрольные обследования (шурфовки) в объеме, определяемом эксплуатирующей организацией. В ходе их проведения:

- измеряют расстояние между смежными реперными точками на участках, где планируется производить шурфовку;

- проверяют соответствие действительного характера обнаруженного повреждения его описанию в отчете об экспресс-анализе;

- погрешности в привязке дефектов по периметру трубы и относительно кольцевых стыков. По результатам контрольных шурфовок составляется соответствующий акт.

Отчет обязательно должен включать:

- таблицу используемых реперных точек с описанием вида реперной точки (кран, установленный маркер, отвод и др.), ее обозначением, расстояниями от камеры пуска и до следующей ближайшей реперной точки;

- таблицу особенностей трассы, включающую их описание (патрон, пригрузы, сегментные участки) с координатами начала и конца, с указанием длины;

- таблицу результатов обследования с идентификацией выявленной аномалии (коррозионные и - металлургические дефекты, гофры, вмятины, дефекты сварных соединений, тройники, отводы и др.), угловой ориентацией, размерами (длиной, шириной, глубиной), расстояниями от камеры пуска, ближайших реперных точек, поперечного сварного шва;

- трубный журнал с указанием типа трубы (прямошовная, спиральношовная), координат начала и конца, длины и толщины стенки каждой трубы.

К отчету в качестве приложений прилагаются:

- графики движения снаряда-дефектоскопа по трассе (с указанием скорости и ориентации снаряда);

- подробная информация о наиболее значительных дефектах, с указанием их трассовой привязки и визуальным цветным изображением дефектной зоны;

- масштабная схема обнаруженных элементов газопровода, особенностей и дефектов, в которой трасса газопровода графически представляет собой масштабное изображение уложенных труб по всей длине трассы, с условными обозначениями камер запуска и приема внутритрубных снарядов, линейных кранов, тройников, патронов, пригрузов, сварных стыков, установленных маркеров, выявленных дефектов и аномалий;

- диаграмма общей оценки состояния участка с указанием числа дефектных секций по видам и степени повреждений;

- график распределения дефектов вдоль трассы с координатами "глубина дефекта - длина участка газопровода";

- угловое распределение дефектов по окружности газопровода с указанием числа дефектов и их угловой ориентации;

- цифровая информация об инспекции на машинных носителях (дискете или компакт-диске), включающая дефектограммы обследованного участка; компьютерную программу, обеспечивающую просмотр этих материалов; и текстовые файлы отчетных документов.

При приемке отчета об инспекции проверяется наличие обязательных разделов и их полнота. Далее все дефекты классифицируются как:

- дефекты потери металла (наружные, внутренние, в теле трубы);

- дефекты геометрии поперечного сечения трубы (овальность, вмятины, гофры и пр.);

- аномалии.

В случае необходимости может быть принято решение о контроле результатов инспекции с помощью щурфовки. При проведении шурфовки необходимо обратить внимание на то, сохранили ли после идентификации обнаруженные дефекты свою прежнюю классификацию на группы, укачанные выше, и укладываются ли выявленные погрешности в измерениях геометрии дефектов в установленные производителем снарядов-дефектоскопов допуски.

В случае получения отрицательного ответа на приведенные выше вопросы инспектирующей организации выставляются претензии, и вопрос решается в рамках действующего договора на выполнение внутритрубного обследования.

Под идентификацией дефектов понимается процедура, в ходе которой визуально и средствами наружной дефектоскопии определяется вид повреждения (коррозия, механическое повреждение, внутренний дефект), характер (геометрические особенности дефекта), местоположение и возможные причины образования дефектов.

Идентификацию дефектов проводит отдельная бригада, состоящая из дефектоскописта, аттестованного на второй уровень в центрах Национального аттестационного комитета по неразрушающему контролю, слесаря и представителя ЛПУ (ЛЭС), в обязанности которого входят:

- проведение вводного инструктажа и оформление наряд-допуска для работы в шурфе;

- контроль безопасности при проведении дефектоскопии обследуемого участка трубопровода.

После получения наряд-допуска дефектоскописты по карте привязки дефекта проверяют правильность выбора дефектной трубы и разметки заявленных дефектов.

Идентификация наружных дефектов имеет некоторые особенности, зависящие от вида дефекта.

Описание локальных дефектов протяженностью до 50 мм (задиры, раковины) обычно ограничивается составлением схемы дефекта на развертке трубы с указанием максимальной глубины и длины дефекта в осевом направлении и фактической толщины стенки в окрестности дефектов (рисунок 12).

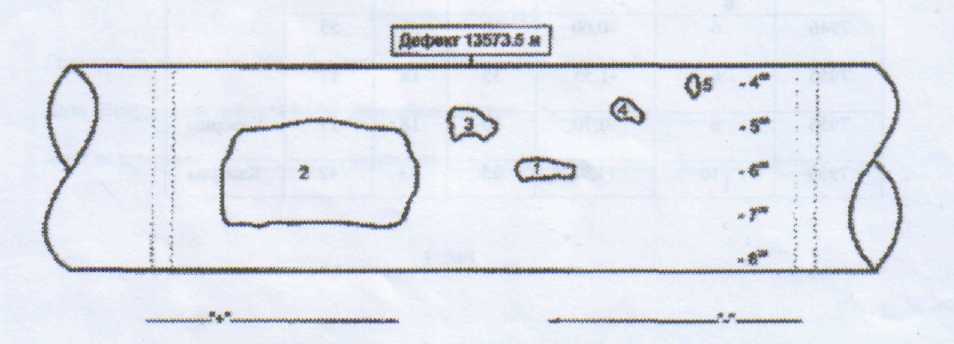


Рисунок 8 - Описание поверхностных наружных дефектов

Для более протяженных локальных дефектов необходима съемка топографии дефектов на кальке в масштабе 1:1 с измерением глубин по сетке, например, 10 x10 мм.

Описание протяженных наружных коррозионных повреждений включает в себя:

- вид коррозии (равномерная, неравномерная; сплошная, пятнами; скопление язв, одиночные язвы; растрескивание);

- местоположение повреждения на развертке трубы с указанием общих размеров повреждения (длина, ширина, фоновая глубина);

- местоположение локальных, наиболее глубоких каверн, входящих в состав основного повреждения с указанием длины, ширины и глубины (таблица 2);

- съемку наиболее опасного участка на кальку в масштабе 1:1с измерением глубин (рисунок 13);

- толщинометрию по периметру основного повреждения с шагом 100-500 мм.

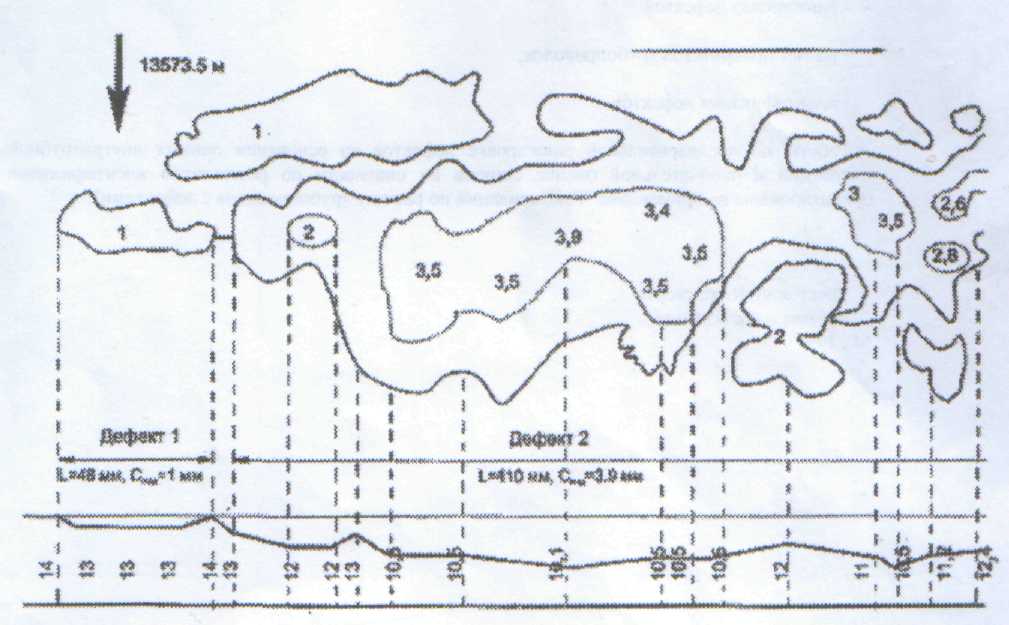


Рисунок 9. - Схема коррозионных повреждений наружной поверхности

газопровода (фрагмент)

Таблица 2 – Местоположение дефектов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обозначение дефекта | Расстояние от шва,  м | Ориентация в часах- | Расположение: внешний внутренний | Локальная коррозия | | | Общая коррозия | | | Толщина стенки | |
| глубина, мм | Длина, мм | ширина, мм | глубина, мм | длина, мм | ширина, мм | номин., мм | фактич., мм |
| 1. | +5,0 | 6 00 | внешний | Отпечаток прилагается | | | | | | 14,2 | 10,1 |
| 2. | +2,0 | 5-7 00 | внешний | 2,5 | 30 | 30 | 1,5 | 3000 | 540 | 14.0-  14,2 | 12,5 |
| 2,0 | 50 | 40 |
| 3. | +4,0 | 5 00 | внешний | 3,5 | 20 | 30 | - | - | - | 14,0-  14,1 | 11,5 |
| 3,0 | 20 | 20 |
| 4. | -2,8 | 430 | внешний | 10,0 | 350 | 200 | - | - | - | 14,1-14,2 | 14,1 |
| 5. | -1,3 | 400 | внешний | 3,0 | 200 | 50 | - | - | - | 14,2 | 11,2 |

Границы обнаруженных дефектов на трубе обводятся масляной краской.

Полученные при внутритрубной инспекции данные должны пройти соответствующую обработку. Для этого составляются:

- конструктивная схема трубопровода с указанием отметок запорной арматуры, тройников и врезок, колен и кривых вставок, участков ручной категорийности;

- ситуационный план трассы с указанием отметок переходов трубопровода через препятствия и коммуникации, гидрогеологических особенностей трассы;

- совмещенный план конструктивной схемы и ситуации с отметками выявленных дефектов;

- диаграмма распределения дефектов по трассе в координатах "глубина дефекта - длина трубопровода";

- то же "положение дефекта (час.)-длина трубопровода";

- то же "количество дефектов разной степени опасности - длина трубопровода" (по предварительной классификации фирмы-исполнителя).

При наличии подобным образом обработанной информации предыдущих внутритрубных инспекций и электрометрических обследований представляется возможность комплексного анализа технического состояния трубопровода, а именно:

- оценить динамику развития дефектов во времени;

- оценить влияние рельефа и гидрогеологии трассы, состояния изоляции и катодной защиты на зарождение и развитие дефектов трубопроводов;

- откорректировать конструктивную схему трубопровода и трассовые отметки.

На основе комплексного анализа данных разрабатывается перспективная программа внутритрубных, электрометрических и других обследований трубопроводов. Периодичность внутритрубной инспекции действующих магистральных газопроводов не должна превышать 8 лет.

Ранжировка дефектов производится в два этапа. На первом этапе дефекты ранжируются согласно "Рекомендациям по расчету трубопроводов с дефектами" на опасные, потенциально-опасные и неопасные. Балльные оценки приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Оценка опасности дефектов по несущей способности

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Степень опасности дефекта | Опасные | Потенциально-опасные | Неопасные |
| Основной балл | 16 | 8 | 1 |

На втором этапе производится корректировка ранга каждого дефекта в зависимости от его местоположения на трассе трубопровода согласно таблице 4.

Сумма основного и корректирующего балла дает количественную оценку степени опасности (ранг) каждого дефекта, представленного в отчете об инспекции. Согласно установленным рангам весь список дефектов разбивается на группы, характеризующие разную степень опасности или риска эксплуатации поврежденных участков трубопровода.

Все последующие работы, связанные с идентификацией и ремонтом поврежденных участков, осуществляются с учетом установленной приоритетности дефектов.

Таблица 4 - Оценка опасности дефектов в зависимости от трассовых

условий

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Особенности трассы | Корректирующий балл | |
| Переходы: - через реки, авто- и железные дороги  - то же на расстоянии 500 - 1000 м  - то же на расстоянии > 1000 м | 2 | |
| 1 | |
| 0 | |
| Пересечения с другими трубопроводами: - есть  -нет | | 2 |
| 0 |
| Близость населенных пунктов: - в радиусе 1000 м  - в радиусе 1000-2000м  - в радиусе > 2000 м | | 2 |
| 1 |
| 0 |
| Состояние наружной изоляции: - плохое  - удовлетворительное  - хорошее | | 2 |
| 1 |
| 0 |
| Агрессивность грунтов:- высокая  -средняя  - низкая | | 2 |
| 1 |
| 0 |
| Электрохимзащита: - нет  -есть | | 1 |
| 0 |
| Участок трубопровода: - начальный (до первого крана)  -средний  - отдаленный от КС | | 2 |
| 1 |
| 0 |

1.9 Виды инструктажей

Инструктажи являются важными в обеспечении безопасности труда. Согласно ГОСТ 12.0.004-90 предусмотрено проведение пяти видов инструктажа:

- вводный;

- первичный;

- повторный;

- внеплановый;

- целевой.

Вводный инструктаж проводится при поступлении на работу службой охраны труда предприятия. Этот инструктаж обязаны пройти все вновь поступающие на предприятие, а также командированные и учащиеся, прибывшие на практику. Цель этого инструктажа — ознакомить с общими правилами и требованиями охраны труда на предприятии.

Первичный инструктаж проводится для всех принятых на предприятие перед первым допуском к работе (в том числе, учащиеся, прибывшие на практику), а также при переводе из одного подразделения в другое. Инструктаж проводится непосредственно на рабочем месте. Цель этого инструктажа — изучение конкретных требований и правил обеспечения безопасности при работе па конкретном оборудовании, при выполнении конкретного технологического процесса.

Все рабочие после первичного инструктажа на рабочем месте должны в зависимости от характера работы и квалификации пройти в течение 2... 14 смен стажировку под руководством лица, назначенного приказом (распоряжением) по цеху (участку и т. п.). Рабочие допускаются к самостоятельной работе после стажировки, проверки знаний и приобретенных навыком безопасных способов работы.

Повторный инструктаж проводится не реже раза в полгода, а для работ повышенной опасности — раза в квартал. Цель этого инструктажа — восстановление в памяти работника правил охраны труда, а также разбор имеющих место нарушений требований безопасности в практике производственного участка, цеха, предприятия.

Внеплановый инструктаж проводится в следующих случаях:

- при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений и дополнений к ним;

- при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность;

- при перерывах в работе для работ, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, более чем на 30 календарных дней, а для остальных — 60 дней;

- по требованию органов надзора.

Целевой инструктаж проводится при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузочно-разгрузочные работы, разовые работы вне предприятия цеха, участка и т. п.); ликвидации аварий, катастроф и стихийных бедствий; производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение или другие специальные документы; проведение экскурсии на предприятии, организации массовых мероприятий с учащимися (спортивные мероприятия, походы и др.).

Регистрация инструктажей

Первичный, повторный, внеплановый и целевой инструктажи проводит непосредственный руководитель работ (мастер, инструктор производственного обучения, преподаватель). О проведении указанных инструктажей, стажировке, о допуске к работе лицо, проводившее инструктаж и стажировку, делает запись в журнале регистрации инструктажа и (или) в личной карточке инструктируемого с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего. При регистрации внепланового инструктажа указывают причину его проведения. Целевой инструктаж с работниками, проводящими работы по наряду-допуску, разрешению и т. п. (предусмотрены для отдельных видов работ повышенной опасности), фиксируется в обязательном порядке в наряде-допуске, раз решении или другом документе, разрешающем производство работ.

Проверка знаний является необходимой составляющей обучения и инструктажа. Проверка знаний, полученных в результате обучения и повышения квалификации, осуществляется в виде экзаменов зачетов, тестов. Результаты инструктажа проверяются устным опросом или с помощью технических средств обучения, а также проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы. Лица, показавшие неудовлетворительные знания, к работе не допускают и обязаны вновь пройти обучение или инструктаж.

Инструкции по охране труда на предприятии, в организации, учреждении являются важным элементом обучения и обеспечения безопасности труда.

Инструкция по охране труда — это нормативный акт, устанавливающий требования по охране труда при выполнении в производственных помещениях, на территории предприятия, на строительных площадках и в иных местах, где производятся эти работы или выполняются служебные обязанности. Инструкции могут разрабатываться как для работников отдельных профессий (электросварщики, слесари, электромонтеры, лаборанты, уборщицы, операторы ПЭВМ и др.), так и на отдельные виды работ (работа на высоте, ремонтные работы, наладочные работы, испытания и др.).

Разработчиком инструкций в подразделении предприятия является его руководитель. Учет наличия инструкций и контроль их своевременного пересмотра осуществляет служба охраны труда предприятия, организации, учреждения.

Министерствами и ведомствами могут разрабатываться типовые инструкции по охране труда для рабочих основных профессий.

1.10 Техника безопасности при эксплуатации газопровода

Эксплуатацию магистрального газопровода должны проводить в соответствии с Инструкцией по производству строительных работ в охранных зонах магистрального газопровода и Правилами безопасности при эксплуатации магистрального газопровода.

Предприятия, эксплуатирующие магистральный газопровод, должны контролировать состояние трубопроводов, в том числе:

* безопасное техническое состояние газопровода, линии связи, ЛЭП и других линейных узлов и сооружений;
* появление утечек газа;
* нарушение опознавательных знаков закрепления трассы;
* ведение работ в охранной зоне;
* выявление неразрешенных работ, проводимых в охранной зоне магистрального газопровода и в полосе, ограниченной нормативными разрывами до населенных пунктов, дорог, зданий и сооружений;
* изменения в охранной зоне, прошедшие после предыдущего осмотра.

На магистральный газопровод предприятием должен быть заведен специальный паспорт, составленный в двух экземплярах. К экземплярам паспорта должна быть приложена его исполнительная схема с нанесенными трубопроводными деталями и указанием типа и марок, сталей труб, установленной запорной, регулирующей и другой арматур. Один экземпляр паспорта должны хранить в производственном объединении, другой – у ответственного за эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по предприятию.

Записи, дополнительно вносимые в паспорт газопровода, должны одновременно фиксировать в обоих экземплярах.

Ответственным за общее и безопасное состояние магистрального газопровода является начальник ЛПУМГ. Кроме начальника ЛПУМГ, приказом по ЛПУМГ должны быть назначены специально подготовленные ИТР, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию определенного участка магистрального газопровода.

На трассе магистрального газопровода и отводах должны быть установлены:

- железобетонные столбики высотой 1,5 ÷ 2 м на прямых участках в пределах видимости через 300 ÷ 500 м и на углах поворота магистрального газопровода с указанными на них километражем магистрального газопровода и фактической глубиной заложения труб; для закрепления трассы магистрального газопровода вместо железобетонных столбиков можно использовать также контрольно-измерительные колонки катодной защиты; при прохождении вдоль магистрального газопровода воздушных линий связи возможно закрепление трассы газопровода с использованием опор связи и указанием на них километража, глубины заложения газопровода и расстояния от оси опоры связи до оси магистрального газопровода; знаки закрепления трассы магистрального газопровода (километровые и катодные столбики) должны быть окрашены в оранжевый цвет;

- знаки границ трассы магистрального газопровода между ЛПУМГ и участками, обслуживаемыми отдельными линейными обходчиками;

- сигнальные знаки по обеим сторонам охранной зоны на подводных переходах (дюкерах) в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта на расстоянии 100 м от оси магистрального газопровода и подводного кабеля связи;

- дорожные знаки в местах пересечения магистрального газопровода с автомобильными дорогами всех категорий по согласованию, с органами ГИБДД, запрещающие остановку транспорта на расстояниях от оси магистрального газопровода.

Установку опознавательных знаков магистрального газопровода необходимо оформлять совместным актом предприятия, эксплуатирующего магистральный газопровод и землепользователя.

Переходы магистрального газопровода через реки, овраги должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность перехода по трубопроводу.

Трассу магистрального газопровода, проходящего по землям Гослесфонда, в пределах 3 м от оси крайнего газопровода в каждую сторону необходимо периодически расчищать от поросли и содержать в безопасном и противопожарном состоянии.

В период эксплуатации линейная часть магистрального газопровода подлежит осмотру путем обхода, объезда или облета.

Периодичность обхода, объезда или облета и объем проверки устанавливается графиком, разработанным ЛПУМГ и утвержденным главным инженером производственного объединения в соответствии с Нормами обслуживания и нормативами численности для линейных, обходчиков, осуществляющих обслуживание и охрану линейной части магистрального газопровода.

Обследовать переходы магистрального газопровода через автодороги всех категорий необходимо не реже одного раза в год, в том числе с анализом проб воздуха из вытяжной свечи.

Результаты обхода, объезда или облета следует фиксировать в специальном журнале. В случае обнаружения неисправностей или других нарушений обходчик докладывает о них ответственному за эксплуатацию участка, который, в свою очередь, докладывает диспетчеру или начальнику ЛПУМГ. Последний принимает меры к устранению обнаруженных недостатков.

ЛЭС должна иметь утвержденные руководством порядок оповещения об аварии, сбора аварийной бригады и выезда к месту аварий, а также перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, средств индивидуальной и коллективной защиты.

Внеочередной осмотр и обследование магистрального газопровода должны быть проведены на участке, где после стихийного бедствия могло повредить газопровод и сооружения его линейной части, и в случаях обнаружения утечки газа из газопровода или арматуры.

Газопроводы на переходах через реки, ручьи и. балки должны предохранять от размывов и повреждений.

В ЛЭС должны быть составлены и храниться у диспетчера и в аварийно-ремонтных транспортных средствах схемы оптимальных путей их движения (маршрутные карты) от мест их базирования ко всем участкам трассы в разные времена года и при различных метеорологических условиях.

Движение линейного обходчика, бригады при обходе трассы проводится в соответствии с действующими маршрутными картами, с учетом метеорологических условий, паводка, оползня и других возможных факторов (препятствий) на трассе.

Линейные обходчики, бригады при выезде на трассу должны быть обеспечены в соответствии с табелем оснащения, климатическими, метеорологическими условиями, снабжены запасами питания и воды, средствами защиты и оказания доврачебной помощи, а также средствами связи с диспетчером. Транспортные средства должны быть исправны и снабжены достаточным количеством ГСМ и быстроизнашивающихся запчастей.

Выход и выезд на трассу магистрального газопровода линейных обходчиков и бригад для осмотра и обследования, их возвращение или прибытие в контрольные пункты, должны регистрировать в специальном журнале и контролировать диспетчер или другое ответственное лицо, назначенное руководством ЛПУМГ.

В случае неприбытия персонала в установленное время в контрольный пункт или отсутствия с ним связи диспетчер обязан принять необходимые меры к его поиску и оказания необходимой помощи.

Если в процессе обхода (объезда) обнаружено нарушение герметичности газопровода или другая опасная ситуация, опасная зона должна быть ограждена знаками безопасности. При этом необходимо немедленно известить дежурного диспетчера или другое лицо, ответственное за эксплуатацию.

После сообщения диспетчеру необходимо:

- организовать объезд транспортом участка дороги, близкого к месту утечки газа, а при необходимости перекрыть движение;

- вблизи наиболее опасных мест, особенно в ночное время, организовать посты для предупреждения об опасности и исключения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;

- при угрозе железнодорожному транспорту принять меры к временному прекращению движения поездов.

##### В необходимых случаях диспетчер или ответственное должностное лицо предупреждает об опасности органы власти, предприятия, базирующиеся или работающие вблизи этих участков, а также жителей близлежащих населенных пунктов.

После прибытия на место аварии, руководитель работ обязан проверить наличие оградительных средств, знаков безопасности и при необходимости выставить посты, разместить технические средства на безопасном расстоянии от места аварии и установить связь с диспетчером.

Ликвидацию неисправностей на МГ, его сооружениях и арматуре, требующих проведения огневых или газоопасных работ, следует проводить в соответствии с Инструкцией по безопасному проведению огневых работ на объектах транспортировки и хранения газа.

Запрещается устранять утечку газа из МГ через трещину, сквозное коррозионное повреждение и поры путем их подчеканки. Допускается в отдельных случаях временная установка бандажей и других устройств по разрешению руководства производственного объединения.

Перед выездом бригад ЛЭС на трассу проверяют исправность автотранспорта, строительных механизмов, оборудования, инструмента и приспособлений, которые будут использованы в работахна трассе газопровода. Заправляют автотранспорт и механизмы горюче-смазочными материалами. Аварийные автомашины должны быть оборудованы обогреваемыми фургонами, где рабочие могут переодеться и обогреться в ненастную погоду. В фургоне также должен быть верстак с выдвижными ящиками для хранения инструмента, с тисками и заточным станком. Кроме того, в комплект оборудования аварийной автомашины входят бачки с питьевой водой, определенный запас изоляционных материалов, землеройного, слесарного и плотничного инструмента, резиновые запорные шары, манометры, средства пожаротушения. Кислородные и ацетиленовые баллоны перевозят в специальных шкафах, установленных на наружной задней стенке фургона или под ним. После подготовки машин и оборудования перед самым выездом на трассу газопровода всему персоналу должен быть проведен инструктаж по безопасным методам ведения намеченных работ. При наличии особых условий (горная и болотистая местность и т. д.) инструктаж дополнительно проводят на месте их ведения.

При обходе и объезде трассы необходимо внимательно осматривать валик над газопроводом для выявления утечек газа, места движения ливневых и весенних паводковых вод. При обнаружении утечки выставляют предупредительные знаки с надписью: «Газ! С огнем не приближаться».

Паводковые и ливневые воды при движении могут проникать в траншею, размывать постель газопровода и разрушать изоляцию, поэтому для недопущения аварийного разрыва трубы необходимо безотлагательно принять меры по устранению выявленных особо опасных мест.

При объезде трассы газопровода на вездеходе или автомашине особую осторожность необходимо соблюдать во время переправы через водные преграды. В зимнее время, прежде чем переправляться через замерзшие реки и водоемы необходимо проверить несущую способность ледяного покрова.

Проезд автомобильного и другого транспорта вдоль трассы газопровода должен быть упорядочен. Водители должны хорошо знать местонахождение газопровода и порядок движения. В зависимости от состояния грунта и дорог назначают минимальное расстояние проезда от оси газопровода для исключения создания дополнительной нагрузки на трубу.

При проверке запорной арматуры, расположенной в колодцах и киосках, необходимо принимать следующие меры предосторожности: подойдя к колодцу или киоску необходимо осмотреть его, после чего открыть крышку или дверцу; при наличии шума внутри колодца или киоска открывать крышку или дверцу следует медленно, без рывков и ударов для исключения образования искры и предотвращения возможности взрыва газовоздушной смеси; крышки и лестницы колодцев должны быть исправными.

Проверку герметичности всех соединений и соединительных линий в обвязке управления запорными кранами необходимо проводить мыльным раствором. Применение открытого огня для этих целей категорически запрещается. Выявленные утечки газа необходимо сразу же устранять, в противном случае в местах пропуска газа может произойти его дросселирование, что приведет к образованию пробки и закупорке импульсных линий.

Во время продувки соединительных шлангов высокого давления следует остерегаться удара свободным его концом. В этом случае сначала закрепляют свободный конец шланга и только после этого подают газ на его продувку.

Обслуживающему персоналу очень часто приходится встречаться со случаями утечек газа через обратные клапаны в системе уплотнительной смазки кранов. Замену клапанов необходимо выполнять с помощью специальных приспособлений, обеспечивающих безопасное проведение работ. Порядок их ведения должен четко соответствовать действующей инструкции.

Обслуживание электропневматических узлов управления и конечных выключателей следует проводить только при отключенном электропитании. Узлы управления должны быть всегда заземлены.

Для обеспечения безопасности при производстве работ по пуску и приему очистных поршней без остановки газоподачи необходимо выполнять следующее:

* руководить данными работами должен начальник ЛЭС или ответственный работник из числа ИТР, назначенный приказом;
* персонал, участвующий в работе, должен хорошо знать технологическую последовательность операций пуска и приема поршней и безопасные приемы их выполнения;
* перед проведением работ весь участвующий персонал должен быть проинструктирован с записью в журнале повторного инструктажа;
* перед каждой запасовкой в камеру пуска и выемкой из камеры приема необходимо убедиться по манометру в отсутствии газа в камере (краны на продувочных свечах должны быть открыты, остальные закрыты);
* не допускается нахождение персонала у концевого затвора камеры при его открытии;
* запрещается проводить работы по очистке полости газопровода с помощью очистных поршней в ночное время;
* запрещается при движении поршня во избежание гидравлических ударов создавать в газопроводе искусственные перепады давления путем закрытия (или частичного перекрытия) запорной арматуры;
* земля у камер приема, загрязненная конденсатом, должна перекапываться и засыпаться песком;
* используемые для поднятия поршней грузоподъемные механизмы должны быть исправными и допущены к эксплуатации органами Госгортехнадзора, а персонал, обслуживающий их, должен быть аттестован.

Работы с применением метанола – яда необходимо выполнять в строгом соответствии с «Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности». Метанольницы на трассе газопровода ограждают, входные двери закрывают на замки. На дверцах и ограждениях вывешивают плакаты: «Метанол – яд!», «Огнеопасно!», «Смертельно!». По окончании заливки метанола емкости, насосы, шланги тщательно промывают водой. При отравлении метанолом пострадавшего необходимо срочно доставить в медицинское учреждение.

Не допускается продувка конденсатосборников и освобождение от газа участков газопровода в атмосферу во время грозы. Удалять конденсат из конденсатосборников разрешается только в огражденные металлические емкости. Категорически запрещается слив конденсата из газопровода непосредственно в бензовозы или емкости, установленные на автомашине. Рабочие, работающие с конденсатом, должны быть одеты в брезентовую спецодежду.

При обходе трассы газопровода персонал должен также тщательно следить за состоянием проводов воздушных линий электропередач, проходящих вблизи газопровода. При обрыве одного из проводов воздушной линии, находящейся под напряжением, на земле вокруг него образуется опасная зона потенциалов, попадая в которую человек оказывается под действием так называемого шагового напряжения.

Для выхода из опасной зоны необходимо соединить ноги вместе и выходить мелкими шажками или выпрыгивать из нее на двух ногах, одновременно отрываясь и касаясь поверхности земли. В случае своевременного обнаружения места обрыва провода воздушной линии электропередач его необходимо оградить и выставить предупредительные знаки. Запрещается приближаться к нему на расстояние менее 10 м.

1.11 Характеристика факторов техногенного воздействия при эксплуатации газопроводов

Специфика строительства трубопроводных объектов в газовой промышленности в экологическом плане характеризуется особыми факторами: значительной линейной протяженностью магистральных трубопроводных систем, пожаро- и взрывоопасностью транспортируемых по трубопроводам продуктов, высоким уровнем энергонапряженности сооружаемых объектов, разнохарактерностью природных ландшафтов, в которых ведется строительство, географическими, геолого-минералогическими и другими факторами. Современный магистральный газопровод диаметром 1400 мм с рабочим давлением 7,5 МПа и протяженностью 1000 км представляет собой по существу взрывоопасный сосуд, разрушение которого даже на ограниченном участке связано с крупномасштабными экологическими потерями, связанными, в первую очередь, с механическими и тепловыми повреждениями природного ландшафта. Иные экологические последствия имеет аварийная ситуация на газопроводах. В этом случае доминирующую роль играет фактор глобального загрязнения водоемов и почв. Экологическое загрязнение в рамках понятия, определенного ЮНЕСКО, включает не только прямое, непосредственное введение сторонних веществ или энергии в окружающую среду, но и косвенное нарушение экологической целостности природного ландшафта, которое приводит к быстро или медленно проявляющемуся отрицательному последствию в отношении человека, и различных популяций флоры и фауны.

Статистический анализ отказов, происходящих на строящихся и действующих магистральных газопроводах показал следующее: из всей совокупности отказов на газопроводах при испытаниях и в эксплуатации произошло около 10 %, а на нефтепроводах около 18 % отказов со значительным экологическим ущербом. При этом наибольшую экологическую опасность представляют трубопроводы диаметром 1020 мм и 1420 мм. Среднегодовые потери продукта, обусловившие загрязнение окружающей среды составили по нефтепроводам 750 т, по газопроводам - 43,2 млн.м3.

Характерной особенностью техногенного воздействия газопровода на окружающую среду является наличие термического влияния, связанного с возгоранием газа, а также значительное нарушение целостности почвенно-растительного покрова.

По своему характеру техногенное воздействие на все компоненты природы является комплексным, поскольку затрагивает биохимические процессы, происходящие в атмосфере, земле и водоемах. Например, загрязнение атмосферы обусловлено сжиганием попутного газа на факелах, выбросом газопродуктов в результате аварий и другими причинами.

Загрязнение рек и водоемов отрицательно сказывается и на рыбных запасах региона.

Имеются также просчеты в долгосрочном планировании. Из-за несовершенства или нарушений природоохранной технологии разрушается растительный покров, выгорает лес, ягельники и т.д. К сожалению, система государственной (и тем более, ведомственной) природоохранной службы не соответствует масштабам нового хозяйственного освоения территории.

Воздействие широкомасштабного строительства магистральных газопроводов в северном регионе отрицательно сказывается на состоянии животного мира. За счет перераспределения популяционных групп, покидающих зоны влияния строительства и эксплуатации магистрального газопровода происходит уплотнение популяций в новых местах обитания, что приводит, в конечном счете, к снижению продуктивности охотоугодий.

Кроме того, в результате отчуждений территорий под строительство и воздействия производственных процессов сокращаются площади оленьих пастбищ, создаются искусственные препятствия на путях миграции оленей. В результате крайне неравномерно используются кормовые ресурсы, исчезают ягельные корма. Необходимы меры по восстановлению и поддержанию фауны в регионе на оптимальном уровне, дальнейшее развитие сети природоохранных территорий, регулирование нагрузок на оленьи пастбища.

Самостоятельный вид техногенного воздействия на окружающую среду представляет работа компрессорных станций. По данным ВНИИ-газа основным загрязняющим веществом от КС являются окислы азота. Как показывает анализ, содержание этих выбросов в зоне КС превышает максимально допустимые концентрации в атмосферном воздухе. Для ряда КС уровень загрязнения составляет 40-60 ПДК на расстоянии от источника в среднем до 500 м.

Среднегодовой экологический ущерб на один отказ магистрального газопровода, оцененный за десятилетний период наблюдений составил:

При строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов возникают достаточно мощные такие источники шума, как компрессорные станции, аэропорты, вертолетные площадки, транспортные магистрали и т.д.

Для всех перечисленных источников характерен высокий уровень шума, значительно превышающий санитарные нормы, что создает неблагоприятные условия для обслуживающего персонала и для жителей близлежащих районов, а также для обитания диких животных, рыб и птиц.

Исследования, проведенные на современных компрессорных станциях, показали, что длительное воздействие шума вызывает различные нарушения в организме человека, что приводит к профессиональным заболеваниям, общей и профессиональной нетрудоспособности. В частности, практически невозможно разговаривать, когда уровень шума на КС превышает 100 дБ.

Распугивая диких зверей и заставляя их покидать место обитания, шум отрицательно влияет на структуру популяций, являясь одной из причин переуплотнения новых мест обитания и снижения продуктивности охотоугодий.

Оценка состояния рек и ручьев, пересекаемых трассами газопроводов, указывает на следующие виды воздействия газопроводов на русло и поймы рек:

- чрезмерное захламление русел остатками строительных материалов (трубами, пригрузами и др.);

- захламление древесными остатками, заносимость, заиление и зарастание русел;

- разрушение берегов и последующий размыв траншей и прибрежной полосы;

- перекрытие (полное или частичное) русел рек трубами газопровода (частично вместе с пригрузами);

- перекрытие русел рек временными притрассовыми дорогами;

- захламленность пойм остатками строительных материалов и древесными остатками;

- изрытость пойм;

- нарушение задернованности прибрежной полосы и поверхности пойм;

- перекрытие пойм трубами и обваловке и без нее на высоту от 0,5 до 2 м.

Указанные воздействия, вызванные серьезными нарушениями при строительстве трубопроводов, отступлениями от проектов и частично упущениями самого проекта, приводят к стеснению руслового потока, нарушению водного режима, повышению мутности воды, снижению рыбохозяйства иного значения рек.

К числу важнейших факторов, отрицательно влияющих на рост и воспроизводство рыб в пределах региона относятся следующие:

- залповые сбросы загрязняющих веществ в результате аварийных ситуаций;

- сброс в рыбохозяйственные водоемы неочищенных или недостаточно очищенных сточных вод;

- заготовка леса по берегам рек и сплав его плотами;

- дноуглубительные работы и заготовка песчано-гравийных смесей в руслах рек, вызывающие сильное замутнение воды;

- нарушения на водотоках в местах их пересечения магистральными трубопроводами;

- устройство переездов через малые реки, перегораживающих русло и пойму.

1.12 Мониторинг окружающей среды

Под мониторингом понимается система непрерывного наблюдения, контроля. Мониторингу могут подвергаться отдельные части объекта, весь объект, комплекс объектов. Если под комплексом объектов понимать природную среду (т.е. почву, воду, воздух, биосферу) всего земного шара, то для проведения такого глобального мониторинга требуется объединение национальных технических средств. Следующий, но объему территории уровень мониторинга может включать только одно государство или группу государств. Мониторинг может проводиться также и на региональном и местном уровне (край, область, район, город, район в городе, отдельное предприятие, подразделение или объект на предприятии).

Организация системы мониторинга поручена Правительству РФ и в частности - Госкомгидромету. В регионах эту работу должны проводить местные органы исполнительной власти через свои соответствующие структуры, а на предприятиях - отделы или службы экологии.

Объем или уровень мониторинга определяют необходимый набор технических средств. Это могут быть: космические системы, системы на летательных аппаратах, стационарные и передвижные лаборатории и пункты наблюдения, автоматические посты.

Основные проблемы мониторинга можно условно разделить на четыре группы: финансовые, технические, организационные и информационные.

Финансовые проблемы объясняются общим состоянием экономики и степенью готовности общества и государственного аппарата осознать необходимость и важность проблемы.

Технические проблемы - необходимость создания точных, удобных и дешевых приборов контроля отдельных параметров окружающей среды, объединения этих приборов в комплексы.

Организационные - преодоление сохраняющейся ведомственной разобщенности, создание стройной организационной системы подразделений, включающей все заинтересованные организации, распределение полномочий и ответственности.

Информационные проблемы включают процессы получения, обработки и передачи информации от множества источников в один или несколько центров для анализа, учета и принятия мер. Весьма важно создание информационно-аналитических центров мониторинга в регионах, где состояние среды может внезапно и резко изменяться. Отдельно можно выделить проблему математического компьютерного моделирования состояния среды и прогнозов ее развития.

Все четыре проблемы взаимосвязаны, но и внутри отдельных проблем есть свои сложности.

Цели и задачи экологического мониторинга

Основные цели экологического мониторинга состоят из обеспечения системы управления природоохранной деятельностью и экологической, безопасностью; полной, достоверной и своевременной информацией о состоянии окружающей природной среды. Достижение этих целей позволит;

- оценить среду обитания;

- выявить причины изменений в этой среде;

- разработать меры по исправлению ситуации.

Основные задачи экологического мониторинга:

- наблюдение за источниками загрязнений;

- наблюдение за видами, составом и количеством загрязнений;

- наблюдение за состоянием среды и ее изменениями;

- оценка состояния среды;

- прогноз будущих изменений.

При разработке проекта экологического мониторинга необходима следующая информация:

- источники поступления загрязняющих веществ в окружающую природную среду - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу промышленными, энергетическими, транспортными и другими объектами; сбросы сточных вод в водные объекты; поверхностные смывы загрязняющих и биогенных веществ в поверхностные воды суши и мори; внесение на земную поверхность и (или) в почвенный слой загрязняющих и биогенных веществ вместе с удобрениями и ядохимикатами при сельскохозяйственной деятельности; места захоронения и складирования промышленных и коммунальных отходов; техногенные аварии, приводящие к выбросу в атмосферу опасных веществ и (или) разливу жидких загрязняющих и опасных веществ, и т.д.;

- переносы загрязняющих веществ - процессы атмосферного переноса процессы переноса и миграции в водной среде;

- процессы ландшафтно-геохимического перераспределения загрязняющих веществ - миграция загрязняющих веществ по почвенному профилю до уровня грунтовых вод; миграция загрязняющих вещали по ландщафтно-геохимическому сопряжению с учетом геохимических барьеров и биохимических круговоротов; биохимический круговорот и т.д. Наблюдение за этими процессами целесообразно проводить периодически на специально выделенной системе пунктов: контрольные водосборы - катены - площадки - створы;

- данные о состоянии антропогенных источников эмиссии - мощность источника эмиссии и местоположение его, гидродинамические условия поступления эмиссии в окружающую среду.

В зоне влияния источников эмиссии организуется систематическое наблюдение за следующими объектами и параметрами окружающей природной среды.

1. Атмосфера: химический и радионуклидный состав газовой и аэрозольной фазы воздушной сферы; твердые и жидкие осадки (снег, дождь) и их химический и радионуклидный состав; тепловое и влажностное загрязнение атмосферы.

2. Гидросфера: химический и радионуклидный состав среды поверхностных вод (реки, озера, водохранилища и т.д.), грунтовых вод, взвесей и донных отложений в природных водостоках и водоемах; тепловое загрязнение поверхностных и грунтовых вод.

3. Почва: химический и радионуклидный состав деятельного слоя почвы.

4. Биота: химическое и радиоактивное загрязнение сельскохозяйственных угодий, растительного покрова, почвенных зооценозов, наземных

сообществ домашних и диких животных, птиц, насекомых, водных растений, планктона, рыб.

5. Урбанизированная среда: химический и радиационный фон воздушной среды населенных пунктов; химический и радионуклидный состав продуктов питания, питьевой воды и т.д.

6. Население: характерные демографические параметры (численность и плотность населения, рождаемость и смертность, возрастной состав, заболеваемость, уровень врожденных уродств и аномалий); социально-экономические факторы.

Системы автоматического мониторинга

По-видимому, первые автоматические системы слежения за параметрами внешней среды были созданы в военных и космических программах. Известно, что уже в 50-е гг. в системе ПВО США использовалось семь эшелонов плавающих в Тихом океане автоматических буев, но самая впечатляющая автоматическая система по контролю качества окружающей среды была, несомненно, реализована в «Луноходе».

В настоящее время процесс миниатюризации электронных схем дошел уже до молекулярного уровня, делая реальным полностью автоматизированные, с всеобъемлющим программным обеспечением, сложные многоцелевые и в то же время компактные, полностью автономные системы слежения за качеством окружающей среды. Их развитие в настоящее время сдерживается не техническими, а, прежде всего финансовыми трудностями - они все еще стоят очень дорого - и, как ни странно, организационными проблемами многоуровневого управления такими системами, настолько информативными и потенциально мощными, что их создание и эксплуатация приобретают политическое значение. Можно даже сказать, что социально и психологически общество не готово к использованию таких систем, которые по существу определили свое время, что в современном обществе скорее является правилом, чем исключением.

Основными структурными блоками современных автоматических систем мониторинга в настоящее время являются:

- датчики параметров окружающей среды - температуры, солености вод, солнечной радиации, ионной формы металлов в водной среде, концентраций основных загрязнений атмосферы и вод, включая СПАВ, гербициды, инсектициды, фенолы, гексахлорциклогексаны (пестициды), бензопирены и др.;

- датчики биологических параметров - прироста древесины, проективного покрытия растительности, гумуса почв и др.;

- автономное электропитание на основе совершенных аккумуляторов или солнечных батарей, прогресс в разработке которых также был обеспечен в течение последних 20-30 лет щедрым финансированием космических программ;

- миниатюризированные радиопередающие и радиоприемные системы, действующие на относительно короткое расстояние - 10+15 км;

- компактные радиостанции, передающие на сотни и тысячи километров;

- системы спутниковой связи;

- современная вычислительная техника;

- программное обеспечение ЭВМ.

В качестве простейшей автоматизированной системы слежения за параметрами окружающей среды приведем пример системы «Радуга», разработанной Ассоциацией по решению экологических проблем г. Выборга.

Система мониторинга экологического состояния водной среды «Радуга» предназначена для измерения параметров водной среды, первичной обработки данных и передачи информации по радиоканалу, обработки и хранения информации в ЭВМ, выдачи результатов измерений в графическом и табличном вариантах на дисплей или принтер.

Система позволяет оперативно следить за состоянием водной среды, обеспечивает качественный мониторинг при проведении работ по восстановлению нормального экологического и санитарного состояния водоемов. Она может быть применена для контроля химического состава промышленных сточных вод, для слежения за соблюдением уровней ПДК, а также для контроля

требуемого качества технологических вод в различных производственных процессах. Применение данной системы в этом ее последнем качестве на промышленном предприятии, по расчетам, позволит сэкономит» сырье и химикаты на сумму, составляющую до 20% их первоначальной стоимости. Таким образом, система «Радуга» улучшает технико-экономические показатели производства, а введение в программное обеспечение расчета ущерба, наносимого данным предприятием природе и человеку, делает наглядной ту ответственность, которую несет каждый работающий на предприятии, и поднимает культуру производства.

Серийно выпускаемое в настоящее время подобное оборудование производит измерение четырех-шести параметров с помощью одной голоки, погруженной в контролируемую среду, с выдачей полученных показаний на цифровом индикаторе, с записью в память прибора.

Преимущества системы «Радуга» состоят в следующем. Одна приемная станция обслуживает до 16 автоматических передающих станций. К одной передающей станции возможно подключение 16 датчиков. Таким образом, система «Радуга» может измерять в автоматическом режиме до 256 параметров. Использование передачи данных по радиоканалу позволяет существенно увеличить расстояние от передающих станций до приемной. Возможно накопление и хранение получаемой информации в контроллере приемной станции в течение суток с последующей передачей в сжатом (архивированном) виде в ЭВМ для последующей обработки, представление результатов измерений в графическом или табличном виде на дисплее с последующей печатью на принтере.

Система «Радуга» работает круглосуточно в автоматическом режиме с передачей данных из контроллера в ЭВМ один раз в сутки. Цикл опроса каждого датчика задается в интервале от 1 часа до суток. Таким образом, данная система может служить «сторожем», фиксируя залповые, аварийные сбросы, обычно скрываемые предприятиями, которые приурочивают их, как правило, к ночному времени с воскресенья на понедельник.

Требования к датчикам универсальные - преобразование сигнала в электрический импульс, доступный стандартной обработке. В настоящее время в качестве датчиков могут использоваться все ионоселективные электроды, дающие показатели насыщения водородом, кислородом, ионами хлора, брома, йода, нитратов, нитритов, аммонийного азота, сульфатов, сульфитов, тиосульфатов, меркаптанов, фосфатов и ряда тяжелых металлов.

1.13 Экологический контроль на объекте

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа - аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов. Отказы газопроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т. п.), нарушением технологи строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т. д.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

Линейная часть МГ Отрадненского ЛПУМГ относятся к малоопасным предприятиям четвертого класса. Максимальные концентрации загрязняющих веществ, созданные источниками выбросов значительно ниже ПДК населенных мест и составляют не более 0,04 доли ПДК. В связи с удаленностью источников выбросов от населенных пунктов, специальных мероприятий направленных на сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период НМУ не требуется.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях на МГ сводятся к следующему:

- усиление контроля за точным соблюдением технологического процесса и регламента производства;

- усиление контроля за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления;

- запрещение работы на неисправном оборудовании;

- запрещение сброса газа из секций МГ в момент наступления НМУ;

- остановка работ на планово-предупредительный ремонт, если планируемая дата начала ремонта близка к сроку наступления НМУ.

Предлагаемые мероприятия исключают возможность превышения концентраций загрязняющих веществ сверх допустимых нормативов.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми неблагоприятными условиями составляют в прогностических подразделениях Росгидромета

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ на предприятии

В соответствии с «Методическим пособием по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Пб,2005г, для вредных веществ, концентрация которых, создаваемая выбросами предприятия, не превышает 0,1 ПДК, периодичность контроля принимается равной 1 раз в 5 лет.

Контроль выбросов следует проводить по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, а именно:

1. РД 51-141-89 «Руководство по нормированию выбросов в атмосферу газодобывающими предприятиями» Саратов, ВНИПИгаздобыча, 1989г;

2. «Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства» 1996г. АО «ГИПРОНИИГАЗ».

На промплощадке ОЛПУМГ имеется 5 специально оборудованных площадок, 4 отдельно расположенных ящика-контейнера, бутыли и емкости для временного хранения (накопления) образующихся отходов.

Направления размещения отходов следующие:

- на специальную переработку - 3 вида: лампы люминесцентные, масла отработанные, загрязненное дизтопливо;

- на утилизацию в качестве вторичного сырья в организации «Самравтормета» - 5 видов: стружка черных металлов, габаритный лом черных металлов, огарки электродов, цветные лом от ремонта машин и стружка от станков, отработанные аккумуляторные батареи,

- для обезвреживания на полигон промотходов - 6 видов: промасленная ветошь, отработанные автофильтры, замасленный грунт и смет цехов, нефтешлам от зачистки резервуаров ГСМ, абразивные отходы, асбестсодержащие отходы;

- на полигон (свалку) ТБО - 5 видов: строительные отходы, карбидный шлам, шлам котельных, смет с территории и ТБО;

- на специализированный полигон ВРЭФ: изношенные автопокрышки (отходы РТИ).

Отходы деревообработки реализуются населению, отработанный электролит сменяется на специализированных станциях техобслуживания.

Все указанные отходы накапливаются на территории производственной площадки ЛПУМГ в специально оборудованных местах временного хранения в количествах, не превышающих предельно допустимые для условий данной площадки, и своевременно удаляются с территории предприятия.

Места временного хранения отходов расположены с подветренной стороны и имеют асфальтовое покрытие, предотвращающее проникновение токсичных веществ в почву и грунтовые воды. Емкости для накопления отходов отвечают требованиям их транспортировки автотранспортом. Таким образом, условия хранения и накопления обеспечивают защиту отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра, минимизируя влияние отходов на окружающую среду

Характеристика природоохранных мероприятий осуществляемых предприятием.

На производственной площадке ОЛПУМГ регулярно проводятся режимные мероприятия по снижению воздействия промышленных источников на компоненты окружающей среды и контролю за уровнем этого воздействия.

Так, для слежения за уровнем воздействия выбросов загрязняющих веществ на состояние атмосферного воздуха в зоне влияния источников предприятия ведомственной лабораторией предприятия «Самаратрансгаз» осуществляется периодический инструментальный контроль соблюдения норм ПДВ на стационарных источниках выброса. Контроль токсичности выбросов загрязняющих веществ от стоянки автотранспорта проводится при плановом осмотре парка автотранспорта и дорожно-строительной техники ОЛПУМГ органами ГИБДД.

Планируемая на перспективу реконструкция системы газораспределительных газопроводов и строительство пункта замера и регулирования газа (ПЗРГ) даст возможность отказаться от эксплуатации газомотокомпрессоров и достичь существенного снижения выбросов азота диоксида, углерода оксида и метана до величин, позволяющих сократить радиус расчетной санитарно-защитной зоны по показателям загрязнения атмосферы с 1350м до 700м.

По данным для снижения воздействия образующихся отходов на состояние окружающей среды экологической службой предприятия осуществляется периодический производственный контроль, за соблюдением условий сбора, временного хранения, вывоза и транспортировки образующихся отходов. Приоритетными моментами такого контроля являются: анализ технологических процессов, позволяющий определить возможности снижения количества и степени опасности образующихся производственных отходов и внедрение экологически прогрессивных технологических операций.

Информация о движении отходов ежегодно подвергается систематизации в соответствии с установленными формами отчетности. Последующий анализ ближайших перспектив в развитии производства способствует своевременной подготовке персонала предприятия к размещению новых видов отходов, а при необходимости позволяет своевременно разработать меры предупреждения отрицательного воздействия производственных отходов на окружающую среду.

Удаление образующихся отходов с территории предприятия на специализированные предприятия по приему, переработке, обезвреживанию и складированию промышленных отходов обеспечивается согласно договору с УК ЖКХ г. Отрадного № 4 п. от 15.12.2000г.

Благодаря осуществляемым и планируемым мероприятиям, на территории ближайших к производственной площадке Отрадненского ЛПУМГ селитебных зон не создается опасности превышения уровней загрязнения атмосферного воздуха и акустической среды до уровней, превышающих установленные предельно допустимые нормативы для населенных мест. Промышленные источники ОЛПУМГ также не создают угрозы загрязнению почв, подземных вод и вод поверхностных водных объектов.

ОЛПУМГ не имеет на балансе и не осуществляет самостоятельно эксплуатацию объектов размещения отходов с целью их обезвреживания (полигонов), а также мест особо длительного хранения образующихся отходов (шламохранилищ, иловых карт, золошлакоотвалов и т.п.).

Все образующиеся отходы производства и потребления накапливаются в специально оборудованных местах в количествах, не превышающих предельно допустимые, и своевременно удаляются с территории предприятия.

Результаты проведенной инвентаризации отходов позволили на основе норм расхода материалов и с учетом технологических процессов определить нормативы образования и размещения отходов ОЛПУМГ.

Накопление и хранение отходов на территории предприятии производится на специально оборудованных местах временного хранения, исключающих непосредственное неблагоприятное воздействие отходов на компоненты окружающей природной среды.

При хранении отходов на открытых площадках соблюдаются следующие условия:

- открытые площадки располагаются с подветренной стороны по отношению к административно-бытовому корпусу;

- поверхность хранящихся насыпью отходов должна быть защищена от воздействия атмосферных осадков и ветров (например, укрытие брезентом, оборудование навеса и т.п.);

- поверхность площадки должна иметь искусственное водонепроницаемое и химически стойкое покрытие.

На объектах (местах) хранения отходов необходимо проводить мероприятия по наблюдению за состоянием окружающей среды.

В настоящее время на ОЛПУМГ показатели загрязнения по компонентам окружающей природной среды не определяются.

Приоритетными мерами предупреждения аварийной ситуации в сфере обращения с отходами является строгое соблюдение «Инструкции по сбору, хранению и вывозу отходов», утвержденной руководителем предприятия, и выполнение «Правил охраны труда и техники, противопожарной безопасности».

Таблица 5 - Характеристика возможной аварийной ситуации в сфере

обращения с отходами на территории промплощадки ЛПУМГ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| отходы | | | | Аварийная ситуация | | | |
| № | наименование | № площадки хранения на территории | класс опасности | Причина | | последствия | меры устранения |
| пожаро-опасность | хим. взаимо-действ. |
| 1 | Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие  трубки отработанные и брак | 14 | I | - | + | Интоксикация, работающих парами ртути | Концентрированный раствор хлорного железа, промыть водой |
| 2 | Кислота аккумуляторная серная отработанная | 6 | II | - | + | Интоксикация  работающих парами серной кислоты |  |
| 3 | Масла автомобильные отработанные | 2 | III | + | - | Дым, СО, сажа | Пенотушение |
| 4 | Масло  индустриальное отработанное | 11 | III | + | - | \_\*\_ | \_\*\_ |
| 5 | Остатки компрессорных масел, потерявшие  потребительские свойства | - | III | + | - | \_\*\_ | \_\*\_ |
| 6 | Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти | Не  хранится | III | + | - | \_\*\_ | \_\*\_ |
| 7 | Остатки дизельных масел, потерявшие потребительские свойства | 2 | III | + | - | \_\*\_ | \_\*\_ |

Все сведения о планируемых мероприятиях, направленных на снижение влияния отходов, образующихся в организации, на состояние окружающей среды представлены в таблице 6

Таблица 6 - Мероприятия по снижению влияния образующих отходов на состояние окружающей среды

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид отхода | | Мероприятия | | Срок  выполнения | Ожидаемая  экологическая  эффективность |
| наименование | код по  ФККО | наименование | код |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Отработанные  люминесцентные  лампы |  | Организация мониторинга  атмосферного воздуха в  месте хранения отхода в  случае боя ламп.  Заключение договора с  лабораторией, имеющей  соответствующую лицензию. | - | 2005 | Анализ влияния отходов  на окружающую среду в  месте их размещения.  предупреждение  аварийных ситуаций  (определение  содержания паров ртути  в атмосферном воздухе). | |
| Кислота  аккумуляторная серная  отработанная |  | Заключение договора со  спецорганизацией о передаче  кислоты на утилизацию | - | 2005 | Утилизация токсичного  отхода, правильное  обращение с отходом. | |

В течение года производственный контроль осуществляется:

- сотрудниками, назначенными (по приказу руководителя) ответственными за операции с отходами в подразделениях на территории;

- в рамках Инструкций по сбору, хранению, вывозу отходов и промсанитарии персонала, утвержденных по предприятию;

- в соответствии с требованиями нормативно-методической документации, действующей в сфере обращения с отходами (в том числе областного уровня).