

Г.Г. Винокурцев, В.В. Первунин, В.А. Крупин, А.Г. Винокурцев

**ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ И СООРУЖЕНИЙ**

Ростов-на-Дону

2003

Министерство образования Российской Федерации
Ростовский государственный строительный университет

Г.Г. Винокурцев, В.В. Первунин, В.А. Крупин, А.Г. Винокурцев

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СООРУЖЕНИЙ

Рекомендовано учебно-методическим объединением высших учебных заведений Российской Федерации по строительному образованию в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению «Строительство»

УДК 622.692.4: 620.197.5

В 49

Рецензент: Т.М. Ядлось, генеральный директор ОАО «Южтрубопроводстрой»

Винокурцев Г.Г., Первунин В.В., Крупин В.А., Винокурцев А.Г.

В49 Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений: Учеб. пособие. – Ростов н/Д: Рост. гос. строит. ун-т, 2003. – 124 с.: ил.

Приведены структура и устройство трубопроводных систем и методы защиты их от коррозии. Изложен порядок сооружения и контроля качества строительства средств комплексной противокоррозионной защиты (ПКЗ).

Дан регламент обслуживания и ремонта системы ЭХЗ исходя из требований ПТЭМГ-2000*. Приведена АРМ-ЭХЗ технология энергосбережения в сочетании с преобразователями УКЗТА (НПП «Дон-Инк»), которая позволяет рассчитывать стандартные показатели защищенности по времени по длине защищаемых сетей, оптимизировать работу УКЗ и осуществлять раннюю техническую диагностику труб.

Рассмотрены системный подход и концепция ремонта средств ПКЗ и МГ при оценке коррозионной устойчивости трубопроводов с применением методики риска отказов.

Рассчитано на студентов вузов всех форм обучения и специалистов, занимающихся вопросами защиты от коррозии трубопроводных систем.

УДК 622.692.4:620.197.5

ВВЕДЕНИЕ

По данным Всемирного банка, природные запасы в России, занимающей десятую часть территории земли, огромны. Здесь сосредоточено 45 % мировых запасов природного газа, 13 % – нефти. Однако эффект от использования ресурсов в 2–3 раза ниже, чем в промышленно развитых странах, так как ресурсы не используются, а продаются (АиФ. – 2003. – № 15 (1172)).

В Единой системе газоснабжения (ЕСГ) России эксплуатируется 151,8 тыс. км магистральных газопроводов (МГ), 5101 км продуктопроводов, 3602 газораспределительных станции (ГРС), 253 компрессионных станции (КС) с 689 компрессорными цехами (КЦ), 22 подземных хранилища газа (ПХГ) и 7 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ). Средняя дальность транспортировки газа от мест добычи до потребителя увеличилась с 589 км (1960 г.) до 2,5 тыс. км (2002 г.). Доля газопроводов диаметром более 1000 мм возросла с 3,2 (1960 г.) до 57 % (2002 г.); в последнее время осуществлен выпуск труб с заводской изоляцией, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51164-98. В 2001 г. сдан в эксплуатацию трансконтинентальный нефтепровод Тенгиз – Новороссийск с мощным резервуарным парком и морским терминалом; обустроено Заполярное месторождение газа, вошла в строй Балтийская трубопроводная система. В 2002 г. введена в эксплуатацию 1-я очередь МГ Россия – Турция «Голубой поток» с использованием высоких технологий [1, 2].

Протяженность подземных газовых сетей в Российской Федерации составляет 320 тыс. км, часть из них находится на балансе ОАО «Газпром».

Введены в действие Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-006-2000 (ПТЭМГ-2000-02*), Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов РД 153-39.4-056-00 (ПТЭМН-2000), Положение по технической эксплуатации ГРС ВРД 39-1.10.069-2002. (ПТЭГРС-2002), Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии РД 153-39.4-091-01, Правила безопасности систем газоснабжения и газопотребления-2003, СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы.

В РФ эксплуатируется 230 тыс. км магистральных трубопроводов (МТ), из них более 60 % составляют МГ. Здесь за последнее время аварийность увеличилась в два раза, четверть из них произошла по причине коррозии [3]. С 1975 г. устройства электрохимической защиты (ЭХЗ) становятся стандартным оборудованием трубопроводных систем (ГОСТ-9.015-74) и должны обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации (ГОСТ Р 51164-98). Защищенность МГ по протяженности достигла 98 % [2], при этом не установлена их защищенность по времени (Кт) [4, 5].

Фундаментальные исследования отечественных ученых Г.В. Акимова, Н.Д. Томашова, Ю.Н. Михайловского, В.В. Красноярского, Е.А. Никитенко, А.М. Зиневича, В.И. Глазкова, А.Ф. Марченко, В.Ф. Храмининой, Н.П. Глазова, В.В. Притулы, К.Л. Шамшетдинова, А.М. Калашниковой нашли реальное воплощение в нормативно-технической документации по защите трубопроводных систем.

Исследования, выполненные Ю.Н. Михайловским, А.И. Маршаковым, Н.А. Петровым., А.С. Соколовым, Ф.К. Фатрахмановым, М.Л. Долгановым., Н.П. Глазовым под руководством Б.В. Будзуляка и И.А. Тычкина позволили за короткое время реализовать концепцию коррозионного мониторинга на уникальных объектах МГ Ямал – Европа и Россия – Турция («Голубой поток») [1].

Большую работу по диагностике ЛЧМГ и оборудования КС проводит «Оргэнергогаз». Впервые в отечественной практике (2002 г.) решена проблема промышленного выпуска вставок электроизолирующих (ВЭИ), что принципиально меняет подход к ЭХЗ многониточных систем МГ и сетей сооружений промплощадок. Это многократно повышает эффективность использования АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения.

В учебном пособии изложена концепция **контроля коррозии и поддержания надежности ПКЗ**, созданная автором совместно с И.Я. Ачильдиевым, Ф.К. Фатрахмановым и др. [6 – 14], при этом использованы научно-исследовательские работы, выполненные специалистами Всесоюзного промышленного объединения «Союзнефтегазпром» Министерства газовой промышленности СССР (1960 – 1993). В системе ВПО эксплуатировались объекты добычи, переработки, транспортировки газа, распределительные и городские газовые сети Узбекистана («от скважины до горелки»).

Положительный опыт работы ИТГ-ЭХЗ РУМГ, созданной по инициативе «Мострансгаз» (1993 – 1998), а также технических служб Ростовского УМГ, позволил критериально оценить коррозионную устойчивость МГ системы Северный Кавказ – Центр.

Авторы выражают искреннюю благодарность работникам кафедры ТГС (В.В. Иванову, Г.Ф. Алексееву), кафедры ЭЛА (В.В. Кононенко, В.В. Муханову), кафедры ПТМиО (В.Е. Касьянову, В.И. Резникову) за помощь в написании настоящего учебного пособия, а также ОАО «Южтрубопроводстрой» и «Ростовгоргаз» за положительную оценку результатов реализации научно-технической продукции «АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения в сочетании с преобразователями УКЗТМ-А» на трубопроводных системах.

1. ТРУБОПРОВОДНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Первый в России магистральный керосинопровод Баку – Батуми (Д203 мм) протяженностью 853 км построен в 1897 – 1903 гг. Первый нефтепровод большого диаметра (Д1020 мм) Усть-Балык – Омск протяженностью 1002 км построен в 1967 г. Первый в мире нефтепровод большого диаметра (Д1220 мм) Александровская – Анджеро-Судженск протяженностью 817 км построен в 1972 г. Первым газопроводом дальнего транспорта газа, положившим начало развитию газовой промышленности, является Саратов – Москва протяженностью 874 км (Д325 мм), построенный в 1946 г. Первый в мире газопровод большого диаметра (Д1220 мм) Ухта – Торжок протяженностью 1300 км построен 1969 г.

Впервые в СССР ЭХЗ начала применяться на нефтепроводе Баку – Батуми (1946) и газопроводах Саратов – Москва и Дашава – Киев (1951). До 1946 г. практически все операции по строительству трубопроводов осуществлялись вручную. С ростом диаметра труб стали развиваться специальные строительные технологии. В 1956 – 1959 гг. построены 1 и 2-я нитки газопровода Ставрополь – Москва (Д720 – 820) протяженностью 1254 и 1275 км. Вместе с газопроводом Краснодарский край – Ростов-на-Дону – Серпухов (1773 км, Д1020) была образована (1961) система МГ Северный Кавказ – Центр (СКЦ). Впервые в Советском Союзе здесь работы были выполнены в едином комплексно-технологическом потоке при совмещенном способе изоляционно-укладочных работ [15, 16].

Первый среднеазиатский МГ Джаркак – Бухара – Самарканд – Ташкент (Д720 мм) протяженностью 600 км (1960) положил начало развитию системы МГ Бухарский газоносный район – Ташкент – Фрунзе – Алма-Ата (Д720 – 1020) протяженностью 8500 км (1990) для газоснабжения пяти среднеазиатских республик (Узбекистан, Киргизия, Таджикистан, Казахстан, Туркмения). В короткие сроки было завершено строительство газопровода Бухара – Урал (Д1020 мм) протяженностью 4450 км (1961 – 1965); построена (1966 – 1970) система МГ Средняя Азия- Центр (САЦ): 1-я нитка протяженностью 2750 км (Д1020); 2-я – 2650 км (Д1220), 3-я – 3065 км (Д1220 – 1420); 4-я – 3874 км (Д 1220 – 1420).

Как свидетельствует статистика, ввод основополагающих нормативных документов (табл. 1, рис. 1) коррозионную сохранность МГ не обеспечивал [17], к примеру, в 1975 г. на 93,7 тыс. км интенсивность аварий (на 1000 км/год) составила 0,746; из них коррозионных – 52 %; в 1984 г. – на 157,6 тыс. км интенсивность аварий – 0,552; из них коррозионных – 39,1 %; в 1986 г. – на 177 тыс. км интенсивность аварий – 0,62; из них коррозионных – 30,4 %, в 1988 г. – на 200 тыс. км, интенсивность аварий – 0,72, из них коррозионных – 36 %.

В СССР с 1970 по 1988 г. распределение среднегодового числа аварий на МГ выглядело следующим образом: в 49,3 % случаев причиной явилась наружная коррозия, в 19,95 % – брак СМР, в 10,12 % – мехповреждения, в 3,96 % – нарушения ПТЭМГ, в 16,69 % – прочие.

В России за 1990 – 1997 гг. среднегодовое число аварий на МГ составило из-за коррозии 38,3 %, брака СМР – 18,4, мехповреждений – 17,1, дефекта труб – 13,5, стихийных причин – 3,9, дефекта заводского оборудования – 1,9, нарушения ПТЭМГ – 3,3, прочих – 3,7 %.

На подземных газовых сетях доля аварий за 1996–1999 гг. изменяется от 62 % (1997–1998) до 78 % (1995), из них: доля механических повреждений составляет 56,47 %, сквозная коррозия – 35,68 %, дефект сварки – 7,65 % [18]. Таким образом, основной причиной аварий трубопроводных систем остается наружная коррозия труб (табл. 2).

Таблица 2

Структура аварий на подземных трубопроводах

Причина повреждения	Магистральные газопроводы				Подземные газовые сети РФ (1995 – 1999)
	ВПО «Союз-узбекгазпром» Мингазпрома СССР (1960 – 1990)	СССР (1970 – 1988)	РФ		
			(1990 – 1997)	(1999 – 2001)	
Коррозия наружная	34,8	49,28	33,2	41,2	35,68
Коррозия внутренняя	11,8	–	5,1	2,9	–
Брак СМР	9,3	19,95	18,4	17,6	7,68
Механические повреждения	7,4	10,12	17,1	8,8	56,4
Нарушения ПТЭМГ	2,6	3,96	3,3	1,0	–
Прочие	34,1	16,69	3,7	9,8	–
Стихийные причины	–	–	3,9	4,9	–
Дефект труб	–	–	13,5	14,7	–
Дефект заводского оборудования	–	–	1,9	–	–

Трубопроводные системы классифицируются по общим для них признакам [19–21]. Различают подземный, наземный (по поверхности земли), надземный (над землей на опорах), подводный и надводный виды прокладок трубопроводов. В городах и населенных пунктах преимущественно применяют подземную прокладку трубопроводов тепло-, водо-, газоснабжения. При подземной прокладке трубопроводы укладывают в грунт. Глубина зависит от материала труб, грунтовых условий, конструкций трубопровода, метода производства работ.

1.1. Магистральные трубопроводы

Для газоснабжения потребителей и подачи кондиционного газа на газопроводах осуществляется контроль его химического состава. Природный газ состоит в основном из метана (82 – 98 %). Газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен. При значительном содержании природного газа в воздухе из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует удушающе. Опасные свойства углеводородных газов: токсичность, пожароопасность, способность к образованию взрывоопасных смесей (в воздухе от 4 до 16 %). Из газовых компонентов особенно токсичен сероводород – яд, вызывающий паралич органов дыхания и сердца. Углекислый газ вызывает удушье. Вдыхание 20 % углекислого газа приводит к смерти.

Природный газ содержит механические примеси в твердом, жидком и газообразном состоянии, которые снижают теплоту сгорания. Содержание их в газе не должно превышать 5 мг/м³. Газ с содержанием тяжелых углеводородов (от пропана и выше) менее 50 г/м³ принято считать сухим.

Для придания газу специфического запаха его одорируют до поставки потребителям в распределительные и городские газовые сети. В качестве одорантов применяются этилмеркаптан – C₂H₅SH. Меркаптаны в малых концентрациях вызывают головную боль и тошноту, а в больших – действуют на центральную нервную систему, вызывая судороги, паралич и смерть от остановки дыхания. Расчетный расход этилмеркаптана при одоризации газа – 16 мг/м³.

К магистральным трубопроводам (МТ) относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением транспортируемого продукта не выше 10 МПа, предназначенные для транспортировки:

- природного или нефтяного углеводородного газа из районов их добычи (от головных компрессорных станций – ГКС) до мест потребления (ГРС городов и населенных пунктов);
- искусственного углеводородного газа от мест его производства (заводов по производству искусственного углеводородного газа) до мест его потребления (газораспределительных станций городов и населенных пунктов);
- сжиженных углеводородных газов – СУГ (пропана, бутана и их смесей) из мест их производства (заводов по сжижению природных и искусственных углеводородных газов) до мест потребления (перевалочных баз, пунктов налива, газораздаточных станций);
- нефти из районов ее добычи (от головных перекачивающих насосных станций) до мест потребления (нефтебаз); нефтепродуктов от мест их производства (нефтеперерабатывающих заводов) до мест потребления (нефтебаз, пунктов налива);
- товарной продукции в пределах головных и промежуточных газокомпрессорных, нефте- и нефтепродуктоперекачивающих насосных станций, станций подземного хранения газа, ГРС, газоизмерительных станций (ГИС).

В состав МГ входят линейная часть (ЛЧ) и наземные объекты. К ЛЧМГ относят газопроводы с линейной арматурой, лупингами, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками, системой ЭХЗ.

К наземным объектам газопроводов относят КС, ГРС и ГИС. Основные сооружения КС – это компрессорный цех (КЦ), ремонтный и служебно-эксплуатационные блоки, площадка пылеуловителей, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. Распространены два вида КС: оборудованные поршневыми газомотокомпрессорами (ГМК) и оборудованные центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок (ГТУ) или электродвигателей.

Объекты КС условно делят на основные и вспомогательные. Основные узлы: очистка газа от механических примесей и жидкости, компримирования и охлаждения газа. Вспомогательные объекты: редуцирования давления пускового и топливного газа, газа собственных нужд (СН); трансформаторная подстанция (ТП), электростанция СН, котельная, склад горюче-смазочных материалов (ГСМ), ремонтно-эксплуатационный блок (РЭБ), связь, энерговодоснабжение (ЭВС), очистные сооружения. Значительное увеличение температуры на выходе КС приводит к разрушению изоляции шлейфов, поэтому для увеличения производительности газ охлаждают в аппаратах воздушного охлаждения (АВО). При КС (площадочный комплекс), как правило, сооружают жилой поселок с комплексом инженерных сетей.

Для эффективной работы газопроводов предприятия периодически осуществляют продувку и очистку внутренней полости газопроводов поршнями. От механических примесей природный газ очищают на промыслах, в линейной части на КС и ГРС. Очистка газа производится в специальных аппаратах – масляных пылеуловителях.

На промысле газ от скважин под действием пластового давления по сборным шлейфам поступает на га-

зосборные пункты, где его первично замеряют и редуцируют. Оттуда он направляется в промысловый газосборный коллектор, а по нему – на головные сооружения – установки комплексной подготовки газа (УКПГ), где его очищают, обезвоживают, замеряют и доводят до товарной кондиции. Движение газа от скважины по трубам осуществляется под действием пластового давления. Газ, поступающий из скважин, содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается сепараторами.

Влага конденсируется во внутренней полости газопровода, при этом возникают условия для образования кристаллогидратов, которые приводят к закупорке газопроводов. Для осушки газа используют диэтиленгликоль (ДЭГ). При образовании гидратных пробок в газопроводах их разрушают с помощью метанола, который заливают в газопроводы. Метиловый спирт (CH_3OH) – бесцветная прозрачная ядовитая жидкость, по запаху и вкусу напоминающая этиловый спирт, действующая на нервную и сосудистую системы. Возможно серьезное отравление при попадании в организм человека через дыхательную систему или кожу.

На ГРС обеспечивается снижение давления газа, поддержание давления на выходе в заданных пределах, очистка от механических примесей, одоризация, регулирование и учет расхода газа, отпускаемого потребителям. Конструктивно выделяют ГРС индивидуального проектирования, автоматизированные (АГРС) и блочно-комплектные с одним или двумя выходами на потребителя. АГРС обычно выполняют как комплектно-блочные.

Для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления (лето – зима) используют станции подземного хранения газа (ПХГ), представляющие собой комплекс зданий и сооружений по поддержанию кондиционности газа и обеспечению основных технологических процессов. ПХГ состоит из цеха газоперекачивающих агрегатов (ГПА); газового промысла с комплексом технологических сооружений; газотранспортного узла с участком газопровода и системы промысловых трубопроводов; вспомогательного хозяйства, обслуживающего основное производство ПХГ и входящее в единый технологический комплекс. Газ закачивают обычно либо в водоносные горизонты пористых пород, либо в выработанные нефтяные и газовые месторождения, либо в специально разработанные (вымытые) хранилища в солевых отложениях.

Структура МН отличается от газопровода. Нефть из скважин по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным трубопроводам – на головные сооружения – установку комплексной подготовки нефти (УКПН), на которой она отстаивается, обезвоживается, отделяется от нефтяного газа. Отсюда нефть подается на головную насосную станцию (ГНС), а затем в МН. Промежуточными насосными станциями нефть перекачивается до конечной насосной станции, а затем – потребителю. Периодически внутреннюю полость нефтепровода по отдельным участкам очищают от оседающих на его стенках загрязнений и парафина специально пропускаемым по ходу перекачки нефти скребком. Перекачиваемую нефть замеряют на УКПН и насосных станциях. Состав магистрального нефтепродуктопровода (НПП), например бензинопровода, аналогичен составу нефтепровода. Отличие заключается лишь в том, что НПП имеет большое число отводов к нефтебазам.

МГ в зависимости от рабочего давления $P_{\text{раб}}$ на входе КС подразделяют на два класса: I – от 2,5 до 10 МПа включительно; II – от 1,2 до 2,5 МПа включительно. МН и НПП в зависимости от условного диаметра подразделяют на четыре класса: I – от 1000 до 1400 мм; II – от 500 до 1000 мм; III – от 300 до 500 мм; IV – менее 300 мм.

Прокладка трубопровода осуществляется в одну нитку или в составе параллельных трубопроводов в одном техническом коридоре. Глубина заложения (от верха трубы) зависит от диаметра, характеристики грунтов местности и должна быть не менее 1 м (на болотах – 1,1 м, в скальных грунтах – 0,6 м). Конструктивные решения зависят от класса и категории трубопровода и категории участка трубопровода.

Расстояния от оси трубопроводов, КС, ГРС, НПС до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов и необходимости обеспечения их безопасности в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06–85*.

Размещение запорной арматуры зависит от технологической схемы трубопровода, а расстояние между арматурами не должно превышать 30 км. При параллельной прокладке газопроводов запорная арматура смещается друг от друга по длине на расстояние не менее 100 м, а в сложных условиях (болото, горы, естественные и искусственные препятствия) – не менее 50 м. Запорная арматура диаметром 400 мм и более устанавливается на фундаментные плиты. Запорная арматура и продувочные свечи удаляются от здания минимум на 300 м.

1.2. Газовые сети

Газоснабжение – это организованная подача и распределение газового топлива для нужд народного хозяйства. Для газоснабжения городов, поселков и промышленных предприятий используют преимущественно природные газы. После ГРС газ поступает в распределительную городскую систему газоснабжения, которая имеет различные категории давления газа. В зависимости от максимального рабочего давления газа газопроводы подразделяются на газопроводы низкого (ГНД), среднего (ГСД) и высокого давления (ГВД). Для газоснабжения жилых, общественных зданий и коммунально-бытовых потребителей используют газ низкого давления, а для газоснабжения промышленных предприятий – газ среднего и высокого давления.

Городская сеть газопроводов состоит из городских трубопроводов, идущих от ГРС до головных газорегуляторных пунктов (ГРП), распределительных сетей, в которые входят газопроводы от ГРП, до вводов в здания. В зависимости от расположения распределительные газопроводы называются улицными, внутриквартальными, дворовыми, межцеховыми, межпоселковыми. Газоснабжение большого города включает в себя все категории давления газа. Город, как правило, опоясывает кольцо ГВД, ближе к центру расположены второе кольцо – ГСД и третье – ГНД. Кольца соединяются газопроводами, на которых расположены ГРП и газорегуляторные установки (ГРУ) с автоматическими регуляторами давления. Регуляторы снижают давление газа последовательно с высокого до среднего и низкого. Распределительные газопроводы могут быть кольцевыми, тупиковыми и смешанными (кольцевыми и тупиковыми).

Для строительства газопроводов используют преимущественно на сварке стальные (бесшовные, сварные прямошовные и спиральношовные), а также неметаллические – пластмассовые (полиэтиленовые и винилпластовые) трубы. Задвижки, краны и другую арматуру присоединяют к газопроводам на фланцах. В местах установки кранов, пробок и муфт на конденсатосборниках и гидрозатворах при подземной прокладке и присоединении контрольно-измерительных приборов допускается резьбовое соединение.

Подземная прокладка газопроводов независимо от назначения и давления предусматривается по улицам и дорогам городов и других населенных пунктов; надземная – допускается на территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий, а также внутри жилых кварталов и дворов. Минимальная глубина заложения газопроводов в местах с усовершенствованным асфальтобетонным покрытием составляет не менее 0,8 м, а на участках без усовершенствованного покрытия – не менее 0,9 м. Глубина заложения газопроводов может быть уменьшена до 0,6 м, если над газопроводом нет движения транспорта.

ГРП, ГРУ и ГРС предназначены для снижения давления в системах газоснабжения и поддержания его на заданных уровнях регуляторами давления. ГРП сооружают на территории городов, населенных пунктов, промышленных, коммунальных и других предприятий и размещают в отдельно стоящих зданиях, пристройках, на несгораемом покрытии промышленных зданий или в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене газифицируемого здания или на отдельно стоящей опоре. ГРУ размещают в газифицируемых зданиях, в которых находятся агрегаты, потребляющие газ, при этом газ от ГРУ к потребителям, расположенным в других отдельно стоящих зданиях не подается. ГРС – это более мощные сооружения с большой пропускной способностью газа, где он очищается в фильтрах, одорифицируется и подогревается. Здесь устанавливают расходомеры, измеряющие количество проходящего газа.

На подземных газопроводах в местах установки задвижек и компенсаторов сооружают колодцы. Их строят из бетона, железобетона и кирпича. По конструкции колодцы могут быть сборными или монолитными и обязательно – водонепроницаемыми, для чего используют гидроизоляцию. Для сбора и последующего удаления из газопровода конденсата в нижних точках газопровода (на ГНД, ГСД, ГВД) монтируют конденсатосборники. Вода из газопровода попадает в конденсатосборник самотеком и периодически удаляется через трубку отвода конденсата, которая используется также для продувки газопровода и выпуска газа при ремонте сетей газоснабжения. Конденсатосборники покрытые антикоррозийной изоляцией, поставляемые на объект должны иметь номер, наваренный на корпус, и сопровождаться паспортом, в котором подтверждается их соответствие техническим требованиям на изготовление и испытание. К трубке конденсатосборника приваривают контактное устройство (КУ) для измерения потенциалов между трубопроводом и землей. На ГНД применяют конденсатосборники цилиндрической формы, на ГСД и ГВД – в виде тройников. Корпуса конденсатосборников изготавливают из стальных цельнотянутых или электросварных труб, а трубки отвода конденсата – из цельнотянутых труб. Трубку отвода конденсата следует устанавливать строго вертикально.

Для защиты от механических повреждений верхней части контрольных и дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов, контрольно-измерительных проводников устраивают ковер – это металлический колпак конусообразной или цилиндрической формы с крышкой. Коверы изготавливают литыми чугунными или сварными стальными. Их устанавливают на бетонное или железобетонное основание непосредственно в грунте или на перекрытии смотрового колодца. Расстояние от крышки ковера до концов выводных устройств 100 – 150 мм. Крышки коверов на проезжей части дороги располагают заподлицо с уровнем дорожного покрытия, на незамощенных проездах – на 50 мм выше уровня проезда с устройством вокруг ковера 1 м отмотки.

В качестве запорной и регулирующей арматуры на газопроводах всех категорий давлений используют чугунные и стальные задвижки условным диаметром 50 мм и более. На газопроводах давлением 0,3 МПа

устанавливают параллельные задвижки, других давлений – клиновые. Задвижки на газопроводах больших диаметров оборудуют редуктором с червячной передачей, пневматическим, гидравлическим или электрическим приводом. Для выравнивания давления по обе стороны задвижки монтируют обводной трубопровод, что облегчает подъем ее затвора. В качестве отключающих устройств на газопроводах служат бронзовые, чугунные, стальные краны условным диаметров от 15 до 700 мм. В качестве отключающих устройств на ГНД применяют гидравлические затворы. Чтобы отключить газ на вводе в здание, в гидрозатвор подают воду через трубку. При заполненной водой нижней части прерывается поступление газа через гидрозатвор и потребитель отключается. Для последующего пуска газа воду из гидрозатвора удаляют продувкой. На заводе гидрозатворы испытывают на прочность и плотность. Поверхность гидрозатвора покрывают гидроизоляцией. Трубку гидрозатвора и электрод с датчиком потенциала выводят под ковер, а гидрозатворы снабжают контактными пластинами для измерения разности потенциалов. Для снятия напряжений в газопроводе при его линейных изменениях (удлинении или укорочении) в результате температурных колебаний грунта или температуры газа служат различные компенсаторы.

2. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

2.1. Основы коррозии металлов

Наука о коррозии металлов основывается на базе двух дисциплин – металловедении и физической химии. В тех случаях, когда не удается подобрать достаточно стойкий металл для эксплуатации в конкретной коррозионной среде, необходимо обеспечивать его защиту от коррозии либо с помощью легирования, либо применять обработку коррозионной среды, либо наносить защитные покрытия, либо осуществлять его электрохимическую защиту.

Способность атомов вступать в химическое взаимодействие и образовывать физические тела обусловлена строением их электронных оболочек и определяется числом электронов во внешнем слое атома. Химическая реакция, в том числе и коррозионный процесс – результат перестройки химических связей в веществе, при этом одни связи в твердом теле разрушаются, а другие – возникают.

Металловедение изучает связи между составом, структурой и свойством металла. Существуют различные виды связи атомов друг с другом, в результате которых образуются молекулы и физические тела. Например, металлическая связь – это связь, при которой из совокупности ионов металла и электронов образуется кристаллическая решетка, при этом в узлах решетки находятся ион-атомы, т.е. атомы металла, валентные электроны которого принадлежат не только данному атому, но и остальным ион-атомам металла. Физические тела, возникшие в результате этой связи – металлы, особенность которых проявляется в высокой электропроводности.

К физическим свойствам металлов относят цвет, плотность, плавкость, электропроводность, теплопроводность, теплоемкость и магнитные свойства. Химические свойства металлов определяют окисляемость, растворимость, коррозионную стойкость. Металлы легко вступают во взаимодействие с неметаллами, отдавая при этом валентные электроны, которые прочно связаны с ядром и число их невелико. Эти свойства лежат в основе электрической проводимости.

Растворенные в воде соли, кислоты и основания могут электролитически диссоциировать, т.е. часть молекул вещества расщеплять на ионы с противоположным знаком, но с одинаковыми общими электрическими зарядами. Образующиеся в процессе электролитической диссоциации ионы являются частями одной и той же молекулы, например, ионы водорода H^+ и гидроксила OH^- – это части молекулы воды H_2O .

Положительные ионы (катионы H^+), на которые действует электрическое поле, создаваемое двумя погруженными в электролит электродами гальванического элемента (или источника тока) движутся в сторону отрицательного электрода (катода), а отрицательные (анионы OH^-) – в сторону положительного электрода (анода). Чем выше концентрация ионов (носителей тока) в растворе, тем выше его электропроводность.

Химической называют реакцию соединения двух или нескольких химических элементов или ионов, сопровождающуюся образованием новых соединений. Например, $H_2 + O = H^+ + OH^-$.

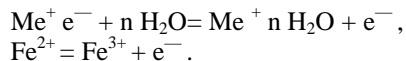
Электрохимической называют реакцию, в которой помимо нейтральных химических элементов и ионов участвуют также электроны, т.е. процесс сопровождается появлением электрического тока, например $2H^+ + 2e^- = H_2 \uparrow$.

Сосуд с раствором, по которому проходит ток от внешнего источника, называется электролитической ячейкой, а процесс разложения электролита и превращения вещества на электродах – электролизом. Таким образом на катоде протекают реакции восстановления (присоединения электрона), а на аноде – окисления (освобождения электрона, поступающего в цепь). Общее количество вещества, подвергшегося восстановлению на катоде и соответственно окислившегося на аноде, пропорционально количеству электричества. Так, при погружении металлического электрода в раствор электролита на границе соприкосновения возникает разность потенциалов, образующая двойной электрический слой толщиной порядка нескольких молекул, служащий поверхностью раздела между электродом и электролитом, на котором протекают электрохимические реакции. Именно здесь осуществляется переход от электронной проводимости (металл) к ионной (электролит).

Металл разрушается тогда, когда его ион переходит из кристаллической решетки в раствор, при этом на его поверхности остаются отрицательно заряженные электроны e^- : $Fe = Fe^{2+} + 2e^-$. Чем больше абсолютная величина отрицательного потенциала металла, тем менее прочно он удерживает свои катионы и тем больше его склонность к разрушению.

В процессе электрохимической коррозии на поверхности металла образуются многочисленные коррозионные гальванические элементы, а общая реакция делится на два сопряжено протекающих процесса:

1. Анодный процесс разрушения (реакция окисления) – это переход металла в раствор в виде гидратированных ионов с оставлением эквивалентного количества электронов на поверхности металла



2. Катодный процесс (реакция восстановления) – это нейтрализация появившихся в металле избыточных электронов деполяризаторами (атомами или ионами раствора), способными поглощать электрон. Важными являются реакции водородной деполяризации $2H^{++} + 2e^- = 2H = H_2$ и кислородной деполяризации $O_2 + 4e^- + 2H_2O = 4OH^-$.

3. Перетекание электричества – переход электронов по металлу от анодных участков, где их избыток, к катодным, где их недостаток, и соответствующее перемещение катионов и анионов в растворе. Так как анодный и катодный процессы протекают сопряжено, то замедление любого из них приводит к торможению другого.

При работе гальванической (коррозионной) пары возникает электрический ток, обусловленный разностью потенциалов между катодом и анодом. Однако после замыкания цепи коррозионный ток уменьшается и становится постоянным. Такое изменение (смещение) потенциалов в результате протекания тока называют поляризацией.

Под деполяризацией понимают уменьшение поляризации с помощью веществ – деполяризаторов. Для торможения коррозии необходимо воздействовать на контролирующий его (более медленно протекающий) процесс. При работе микропар величина коррозионного тока определяется сопротивлениями поляризации: анода ($R_{па}$) и катода ($R_{кк}$), так как омическое сопротивление мало из-за небольшого расстояния между ними. При работе макропар на трубопроводе омическое сопротивление R по сравнению с поляризационным становится контролирующим фактором коррозии на трубопроводе.

2.2. Классификация коррозионных процессов

Коррозия – разрушение металла вследствие химического или электрохимического взаимодействия его с окружающей средой.

1. По механизму реакций взаимодействия металла со средой различают два основных типа коррозии металлов: химическую (окисление) и электрохимическую (с появлением электрического тока).

2. По виду коррозионной среды различают:

а) газовую – коррозия в газовой среде при высоких температурах (например, жидкий металл при горячей прокатке);

б) атмосферную – коррозия металла в естественной атмосфере (например, ржавление кровли);

в) жидкостную – коррозия в растворах электролитов (например, судов);






г) подземную – коррозия металла в почве (например, трубопроводов);

д) блуждающими токами – коррозия трубопроводов в результате действия токов утечки при работе рельсового электрифицированного транспорта;

е) контактную – коррозия в результате сопряжения разнородных металлов в электропроводящей среде.

По виду коррозионных разрушений поверхности металла коррозию подразделяют на общую (равномерную и неравномерную) и местную. Местная наиболее опасна для трубопроводов, так как локализуется на ограниченных участках поверхности, при этом различают коррозию пятнами, язвенную, точечную (питтинговую), межкристаллитную (табл. 3). Для определения опасности коррозии обычно ведут наблюдения за изменением во времени какой-либо характеристики, объективно отражающей изменение свойств металла. Чаще всего на практике используют глубинный показатель коррозии (мм/год).

Разновидности коррозионных повреждений металла трубопровода

Неравномерная коррозия, распространяющаяся по поверхности металла с различной скоростью и имеющая чешуйчатый характер поверхности	Коррозия пятнами . Диаметр поражения больше глубины	
	Коррозия язвенная . Диаметр поражения примерно равен глубине	
	Коррозия точечная (питтинговая). Диаметр поражения меньше глубины	
	Коррозия сквозная, вызвавшая разрушение металла насквозь	
Равномерная коррозия, распространяющаяся равномерно по поверхности металла трубы.		

2.3. Особенности коррозии подземных сооружений

На скорость коррозии трубопровода влияют внутренние и внешние факторы, присущие как металлу, так и коррозионной среде. Внутренние факторы определяются природой металла, его составом, структурой, состоянием поверхности, наличием напряжений. Внешние факторы влияют на скорость коррозии металлов и определяются природой и свойствами коррозионной среды. К ним относятся: концентрация водородных ионов (рН), скорость движения электролита, температура, давление, контакт с другими металлами, внешние токи.

Если через металл пропускать электрический ток от внешнего источника, то будут наблюдаться такие же явления, как при анодной или катодной поляризации. Защитный эффект при катодной поляризации металла от внешнего источника постоянного тока называется катодной защитой. Поляризация металла при катодной защите изменяет рН раствора в приэлектродной области, вызывая его подщелачивание. Эти вторичные явления могут существенно влиять на коррозионную стойкость металла.

Удельное сопротивление грунта как обобщающий фактор коррозионной активности (табл. 4) играет важную роль и определяет величину электрохимического потенциала трубопровода, которая в среднем составляет минус 0,55 В по неполяризуемому медносульфатному электроду сравнения (МСЭ).

Таблица 4

Зависимость между удельным сопротивлением грунта (ρ_r) и скоростью коррозии трубопроводов [22]

Степень коррозионной активности почв	ρ_r , Ом·м	Скорость почвенной коррозии, мм/год
Низкая	Выше 100	До 0,3
Средняя	20 – 100	0,3 – 08
Повышенная	10 – 20	0,8 – 1,6
Высокая	5 – 10	1,6 – 2,6
Очень высокая	0 – 5	Выше 2,6

По значениям ρ_r выявляют участки чередования грунтов по трассе, поэтому говорят о коррозионной активности грунта на участке трубопровода. Коррозия локализуется в грунтах до 100 Ом·м (табл. 5), а в среднеазиатском регионе этот предел значительно расширяется. Максимальная коррозия газопроводов, проложенных в европейской части Союза ССР, наблюдается на четвертый год (1,8 мм/год), а на газопроводах Средней Азии (рис. 2) уже в первый год эксплуатации (1,92 мм/год) [22–24].

Распределение коррозии в зависимости от сопротивления грунта ρ_r [23, 24]

ρ_r , Ом м	Количество коррозионных повреждений трубопроводов, %					
	Schepard (1931)	Притула В.А (1946)	Везиров А.Х. (1968)	Аллахвердиев Г.А. (1969)	Винокурцев Г.Г. (1970)	Бухара-Урал (1972)
До 5	34,60	50,20	39,10	47,0	3,58	2,20
5 – 10	23,50	18,0	18,90	19,20	40,0	–
10 – 20	22,10	20,50	21,30	20,80	15,0	13,0
20 – 50	9,70	9,60	16,60	0,60	12,50	17,40
50 – 100	24,80	0,30	4,10	1,20	2,62	50,0
100 – 500	5,30	1,40	–	2,20	–	16,30
500 – 1000	–	–	–	–	25,8	1,10

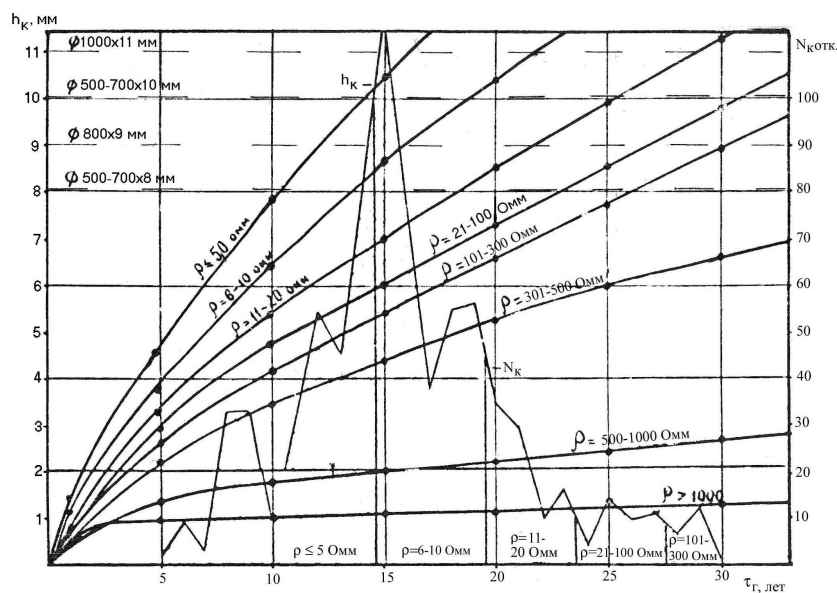


Рис. 2. Влияние времени эксплуатации и грунта на рост максимальной глубины каверны на среднеазиатских газопроводах

Известно, что оценка коррозионной опасности (ГОСТ 9.602-89*) по удельному сопротивлению грунта (ρ_r) неоднозначно определяет его агрессивность (табл. 4, 5), так как при эксплуатации исключительную роль начинает играть интенсивность коррозии при нестабильной поляризации. Поэтому при оценке опасности коррозии новые НД рекомендуют использовать коррозионные зонды (рис. 3), контрольно-диагностические пункты (КДП).

Омическое сопротивление почв ρ_r контролируется деятельностью протяженных макропар, возникающих вследствие различной кислородной проницаемости на отдельных участках почв. Это макропары местной неоднородности почвы, различия глубины залегания конструкции, краевого эффекта, неоднородности поверхности металла, структурной неоднородности металла и почвы.

Обеспечить коррозионную устойчивость подземного трубопровода можно изоляцией поверхности металла от почвы (пассивная защита) и поддержанием устойчивого энергетического состояния металла трубы катодной поляризацией (активная защита). В отличие от подземных распределительных и городских газовых сетей (ГОСТ 9.602–89*) защита МТ должна осуществляться независимо от удельного сопротивления грунта (ГОСТ Р 51164–98).

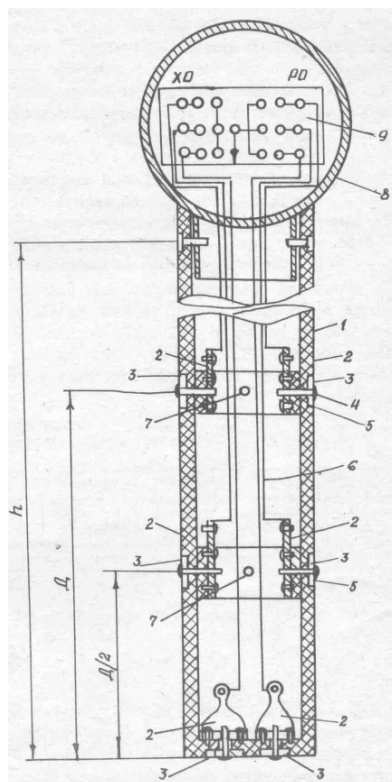


Рис. 3. Коррозионный зонд ЭКЗ-1 СредазНИИгаза [9]

- 1 – корпус зонда; 2 – стальная клемма; 3 – контрольные образцы;
 4 – крепежный болт; 5 – монтажное кольцо, ПВХ; 6 – монтажные провода;
 7 – крепежный болт; 8 – клеммная головка; 9 – клеммная панель;
 ХО – холостые образцы; РО – рабочие образцы; Т – клемма-труба;
 А – глубина укладки трубы; Д – диаметр трубы

2.4. Защита изоляционными покрытиями

В процессе строительства на трубопроводы наносят изоляционные покрытия, как правило, на битумной или полимерной основе. Покрытия должны быть технологичными и обладать изначально высокими защитными свойствами (переходными сопротивлениями). В связи с этим к покрытиям трубопроводов предъявляются жесткие требования. Защитные покрытия должны иметь большое сопротивление изоляции, хорошую адгезию (прилипаемость) к металлу трубы, обладать небольшим водопоглощением, противостоять проникновению хлоридов, сульфатов и других ионов, ускоряющих коррозию стали, обладать высокой механической прочностью, биологической и химической стойкостью, не менять защитных свойств при отрицательных температурах в зимнее время и высоких температурах в летний период. Материалы и компоненты, входящие в состав покрытия, должны быть недефицитными, а само покрытие недорогим и долговечным.

Изоляционные покрытия применяемые для защиты подземных трубопроводов от коррозии должны отвечать следующим требованиям:

- 1) иметь 100 % сплошность, т.е. не иметь отверстий и трещин обладать равномерностью изолирующего слоя по всей поверхности;
- 2) иметь хорошую адгезию с трубой, чтобы исключить перемещение почвенного электролита по поверхности трубы при местном нарушении целостности защитного покрытия;
- 3) обладать высокими диэлектрическими свойствами, т.е. иметь достаточно высокое электрическое сопротивление, обеспечивающее снижение до минимума или полное исключение действия блуждающих токов;
- 4) обладать высокой механической прочностью и эластичностью, сохраняющимися при хранении, транспортировке, в процессе эксплуатации; не подвергаться продавливанию при воздействии грунта, быть устойчивым к истиранию;
- 5) не вступать в химическое взаимодействие с металлом трубы и почвенным электролитом;
- 6) обладать влаго-кислородонепроницаемостью;
- 7) не разрушаться и не терять защитных свойств при воздействии длительной катодной поляризации;
- 8) состоять из материалов, устойчивых к термическому старению и способных обеспечить защиту трубопроводов от коррозии в течение всего срока эксплуатации трубопроводов.

Материалы, применяемые для защитных покрытий трубопроводов, должны быть по возможности недефицитными, технологичными и недорогими.

2.5. Электрохимическая защита

Для ЭХЗ трубопроводов необходимо обеспечить его катодную поляризацию внешним током. Однако при равенстве защитного и коррозионного токов обеспечивается 50 %-я степень защиты [16], поэтому об эффективности ЭХЗ судят по величине поляризационного потенциала $U_{\text{п}}$ или его смещения $\Delta U_{\text{п}}$, исходя из теоретического соотношения: $\Delta U_{\text{п}} = -0,059 \lg j_{\text{к}}/j_{\text{а}}$,

где $\Delta U_{\text{п}}$ – минимальное защитное смещение потенциала, В; $j_{\text{к}}$ – плотность тока коррозии; $j_{\text{а}}$ – предельно допустимая плотность тока коррозии при ЭХЗ.

Так, для снижения скорости коррозии в 100 раз, т.е. $j_{\text{к}}/j_{\text{а}} = 100$, необходимо сместить потенциал на 118 мВ: $\Delta U_{\text{п}} = -0,059 \lg 100 = -0,118$ В. Таким образом, защищенность подземных металлических сооружений от коррозии оценивают по косвенному критерию – величине разности потенциала труба-земля U_3 , измеренной относительно земли. Об истинной защищенности трубопроводов можно судить только по величине поляризационного потенциала $U_{\text{п}}$.

Структура защитного потенциала:

$$U_3 = U_{\text{е}} + \Delta U_{\text{п}} + \Delta U_{\text{ом}} = U_{\text{п}} + \Delta U_{\text{ом}},$$

где U_3 – защитный потенциал, В; $U_{\text{е}}$ – естественный потенциал, В; $\Delta U_{\text{п}}$ – смещение поляризационного потенциала, В; $U_{\text{п}}$ – поляризационный потенциал ($U_{\text{е}} + \Delta U_{\text{п}} = U_{\text{п}}$, В; $\Delta U_{\text{ом}}$ – омическая составляющая в защитном потенциале, В.

Как видно, омическая составляющая $\Delta U_{\text{ом}}$, обусловленная протеканием защитного тока в грунте и порах изоляции, не дает полного представления об эффективности ЭХЗ трубопровода. Поэтому точность ее определения влияет на достоверность оценки надежности подземного сооружения. По величине U_3 производится оценка (расчет) длины защитной зоны УКЗ (защищенность трубопроводов по протяженности).

Исследованиями ВНИИСТА, СредазНИИГаза [9] установлено, что величина $\Delta U_{\text{ом}}$ в смещении защитного потенциала зависит от удельного сопротивления грунта ($\rho_{\text{г}}$) и составляет (табл. 6):

$\Delta U_{\text{ом}} = (0,30 \pm 0,10) \Delta U_3$ (в конце зоны защиты);

$\Delta U_{\text{ом}} = (0,60 \pm 0,15) \Delta U_3$ (в начале зоны защиты).

Знак «+» относится к высокоомным (более 20 Ом·м) грунтам, знак «-» – к низкоомным (менее 20 Ом·м) грунтам.

– В конце защитной зоны

а) в низкоомных грунтах ($\rho_{\text{г}}$ до 20 Ом·м) $\Delta U_{\text{омк}} = 0,20 \Delta U_3$;

б) в высокоомных грунтах ($\rho_{\text{г}}$ более 20 Ом·м) $\Delta U_{\text{омк}} = 0,40 \Delta U_3$;

– В начале защитной зоны (в точке дренажа)

а) в низкоомных грунтах ($\rho_{\text{г}}$ до 20 Ом·м): $\Delta U_{\text{омн}} = 0,45 \Delta U_3$

б) в высокоомных грунтах ($\rho_{\text{г}}$ более 20 Ом·м): $\Delta U_{\text{омн}} = 0,75 \Delta U_3$

Учитывая, что величина естественной разности потенциала труба – земля (ТЗ) зависит от $\rho_{\text{г}}$ на участке трубопровода и может изменяться по трассе трубопровода в пределах от минус 0,30 В до минус 0,75 В по МСЭ по исходным данным (табл. 6) рассчитаем величину суммарного защитного потенциала (табл. 7).

Считается, что при достижении минимального поляризационного защитного потенциала техническая скорость коррозии составляет 0,01 мм/год, при этом допустимой скоростью коррозии, определяющей нормативный срок службы трубопровода, является 0,08 – 0,1 мм/год [6]. Опасными повреждениями считают коррозию глубиной более 30 % от толщины стенки трубы.

Дефекты в защитных покрытиях, неизбежно возникающие при строительстве и в процессе эксплуатации, создают предпосылки образования сквозных коррозионных повреждений на трубопроводах. Поэтому условие непрерывности функционирования ЭХЗ при осуществлении защиты трубопровода от коррозии является обязательным на весь период эксплуатации. Как показывает опыт, реально эти условия не выдерживаются.

Исходные данные для расчета величины защитных потенциалов

1	В конце зоны защиты ($\rho=10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $U_e=0,60 \text{ В}$)	В начале зоны (ГД) ($\rho=10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $U_e=0,60 \text{ В}$)
	$\Delta U_3=(\Delta U_{\text{П}} + \Delta U_{\text{Ом}})=(U_{\text{П}} - U_e) + \Delta U_{\text{Ом}}$	
	$\Delta U_3=(0,85-0,60) + \Delta U_{\text{Ом}}=0,25+$ $+ 0,20 \Delta U_3$ $\Delta U_3 - 0,20 \Delta U_3=0,25$ $0,8 \Delta U_3=0,25$ $\Delta U_3=0,25/0,8 =0,3$	$\Delta U_3=(1,15 - 0,60) +$ $+ \Delta U_{\text{Ом}}=0,55+0,45 \Delta U_3$ $\Delta U_3 - 0,45 \Delta U_3=0,55$ $0,55 \Delta U_3=0,55$ $\Delta U_3=0,55/0,55 =1$
	$U_3 = U_e + \Delta U_3=0,60+ 0,3 = 0,90 \text{ В}$	$U_3 = U_e + \Delta U_3=0,60 + 1 = 1,60 \text{ В}$
2	В конце зоны защиты ($\rho=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $U_e=0,40 \text{ В}$)	В начале зоны (ГД) ($\rho=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $U_e=0,40 \text{ В}$)
	$\Delta U_3=(\Delta U_{\text{П}} + \Delta U_{\text{Ом}})=(U_{\text{П}} - U_e) + \Delta U_{\text{Ом}}$	
	$\Delta U_3=(0,85-0,40) + \Delta U_{\text{Ом}}=0,45+$ $+0,40 \Delta U_3$ $\Delta U_3 - 0,40 \Delta U_3=0,45$ $0,6 \Delta U_3=0,45$ $\Delta U_3=0,45/0,6 =0,75$	$\Delta U_3=(1,15-0,40) + \Delta U_{\text{Ом}}=0,75+$ $+0,75 \Delta U_3$ $\Delta U_3 - 0,75 \Delta U_3=0,75$ $0,25 \Delta U_3=0,55$ $\Delta U_3=0,75/0,25 =3$
	$U_3 = U_e + \Delta U_3=0,40 + 0,75= 1,15 \text{ В}$	$U_3 = U_e + \Delta U_3=0,40 + 3 = 3,40 \text{ В}$

Таблица 7

Расчетные критерии защищенности по протяженности трубопроводов по величине суммарного потенциала с учетом ρ_r

Тип грунта	Естественный потенциал U_e , В	Омическая составляющая $\Delta U_{\text{Ом}}/\Delta U_3$		Защитный потенциал $U_3 = U_{\text{П}} + \Delta U_{\text{Ом}}$	
		Точка дренажа	Конец зоны защиты	Точка дренажа	Конец зоны защиты
Низкоомные $\rho < 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	0,55 – 0,75	0,45	0,20	1,60	0,90
Песчано-глинистые $\rho < 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	0,40 – 0,55	0,60	0,30	2,0	0,90
Высокоомные $\rho > 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	0,30 – 0,40	0,75	0,40	3,50	0,90

ТС-ЭХЗ трубопроводов от коррозии может быть осуществлена при помощи схемы защиты: катодной, протекторной, дренажной.

Катодная – это защита внешним током. Установка катодной защиты (УКЗ) – сложное техническое сооружение. При катодной защите к трубопроводу подключают отрицательный полюс (катод) источника постоянного тока (станции катодной защиты – СКЗ). Положительный полюс источника тока подключают к удаленному от трубопровода на 50 – 500 м анодному заземлению (АЗ), на который функционально переносится коррозионный (анодный) процесс разрушения трубопровода.

Протекторная – это защита с помощью гальванических (жертвенных) анодов, как правило, магниевых протекторов, которые, являясь анодом, разрушаются с освобождением электронов. Сосредоточенные протекторы следует применять в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м, а протяженные протекторы – в грунтах не более 500 Ом·м. Протекторная защита применяется также для ЭХЗ трубопроводов: при сопротивлении изоляции не менее $3 \cdot 10^2 \text{ Ом м}^2$, для защиты участков небольшой протяженности, футляров патროнов переходов через дороги, резервуары и др. Протекторы могут использоваться в качестве временной защиты при задержке ввода трубопровода на срок более 3 месяцев, резервирования УКЗ при нестабильной поляризации (например, катодно-протекторная схема ЭХЗ) на участках высокой и повышенной коррозионной опасности (ВКО и ПКО), токоотводов на изолирующих фланцевых соединениях (ИФС) и защитных заземлений оборудования КС, ГРС.

Электродренажная – это отвод блуждающих токов обратно в рельс с электрифицированной железной дороги, трамвая, метро с помощью установок дренажной защиты (УДЗ). Появление токов в земле объясняется плохой изоляцией рельсов, при этом на участках, где токи входят в трубопровод, образуются катодные зоны, а на участках, где они выходят – анодные, где трубопровод подвергается разрушению.

Совместная – это защита нескольких трубопроводов одной УКЗ с применением блоков совместной защиты. Однако наиболее предпочтительна **раздельная защита** труб, когда каждый трубопровод защищается индивидуальными УКЗ. С появлением изолирующих вставок (ВСН 39-1.8-008-2002 и ВСН 39-1.22-007-

2002) концептуально изменяется подход к организации эффективной ТС-ЭХЗ.

ТС-ЭХЗ трубопроводов и сооружений (рис. 1). Трубопроводы делят на **МГ** с отводами (ОМГ), **объекты** (ПП КС, ГРС и др.) и **прочие сооружения** (водоводы, кабельные линии связи – КЛС, ГНД и др.).

В соответствии с ГОСТ Р 51164–98 одна или несколько УКЗ образуют ТС-ЭХЗ трубопроводов и сетей сооружений ПП. ТС-ЭХЗ катодная (см. табл. 1) включает в себя средства электроснабжения (ЛЭП-ТП), преобразователь с блоками дистанционного контроля и регулирования (ДКиР), оснащенный счетчиком времени наработки (СВН); АЗ с КУ; линии постоянного тока (ЛПТ) между трубопроводом и АЗ; участки защищаемого трубопровода; СКК – контрольно-измерительные пункты (КИП); контрольно-диагностические пункты (КДП), оборудованные датчиками наводороживания и контроля коррозии.

На УКЗ используют сосредоточенные, распределенные, глубинные и протяженные АЗ. Для снижения скорости растворения электродов АЗ и уменьшения их сопротивления следует использовать коксовую мелочь. Срок службы АЗ (включая ЛПТ и контактные узлы) должен составлять не менее 10 – 15 лет. Контактный узел электродов АЗ и токоотводящий провод должны иметь изоляцию с сопротивлением не менее 100 МОм, выдерживающую испытание на пробой напряжением не менее 5 кВ на 1 мм покрытия. Соединение точки дренажа и плюса АЗ СКЗ должно производиться только кабелем из меди с двойной изоляцией и сечением не менее 35 мм².

3. СТРОИТЕЛЬСТВО СРЕДСТВ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ

Регламент строительства средств комплексной ПКЗ и контроля качества [20, 25, 26] определен требованиями нормативных документов и проекта.

3.1. Изоляционно-укладочные работы

Из всего многообразия изоляционных материалов, применяемых для наружной антикоррозионной защиты труб, наиболее часто используются битумные мастики, липкие полимерные ленты, термоусаживающиеся ленты, эпоксидные краски, полиэтилен. Возможны различные сочетания данных материалов в конструкциях защитных покрытий трубопроводов.

В практике трубопроводного строительства применяют материалы, которые должны соответствовать требованиям ТУ и паспортным данным. Создана изоляционная система из полиэтиленовых лент «Полилен-МВ» с праймером ПН-001ВК, которая по своим защитным свойствам превосходит импортные изоляционные материалы. Она может применяться для газопроводов любого диаметра, полиэтиленовые же ленты импортного производства – до 820 мм. Для труб Д 57–1420 мм применяют пластичные полимерные материалы «Асмол», которые обладают высокой теплопроводностью, что позволяет формировать изоляцию на трубе в течение нескольких минут без армирующих материалов. Разработана документация для газопроводов со специальной хромат-фосфатной обработкой поверхности и усовершенствованным трехслойным заводским покрытием, обеспечивающим устойчивость к стресс-коррозии. Для изоляции высокотемпературных участков обвязки КС разработаны специальные полиуретановые покрытия.

Битумно-полимерные грунтовки изготавливают в заводских условиях и рекомендуют для круглогодичного применения. Перед использованием грунтовку следует тщательно размешать и процедить через металлическое сито. Двухкомпонентные грунтовки готовят непосредственно перед нанесением. Не допускается оставлять грунтовку в баке изоляционной машины (ИМ) на следующие сутки. После слива грунтовки всю систему необходимо промыть бензином.

Битумно-полимерные мастики заводского изготовления типа ИЗОБИТЕП и мастики битумно-резиновые заводского изготовления в трассовых условиях расплавляют в котлах. Мاستику очищают от упаковочной бумаги и измельчают на куски, загружают в плавильный котел. Общий объем мастики не должен превышать 70% емкости котла, сюда добавляют пеногаситель. Мاستику разогревают и выдерживают при температуре 160 – 180 °С.

Праймер ПМ-001ВК для системы Полилен-МВ отпускается в виде двухкомпонентной поставки: праймер (в стальных герметически закупоренных бочках по 200 л) и отвердитель (в 5-литровых полиэтиленовых канистрах). Перед нанесением содержимое канистры (отвердитель) перелить в бочку с основным компонентом из расчета на 139 кг компонента на 4 кг отвердителя. После перемешивания праймер готов к употреблению в течение 24 ч. При подготовке необходимо соблюдать меры предосторожности при работе с легко воспламеняющимися жидкостями и использовать средства индивидуальной защиты.

Технология изоляционных работ в трассовых условиях включает подготовку изоляционных материалов, сушку или подогрев изолируемой поверхности, очистку трубопровода, нанесение грунтовки, нанесение защитного покрытия, контроль качества покрытий. Изоляционные покрытия наносят механизированным способом, обеспечивающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность.

Очистку наружной поверхности трубопроводов и нанесение грунтовки следует производить соответствующими самоходными очистными машинами типа ОМ. Защитное покрытие следует наносить в зависимости от диаметра трубопроводов и вида покрытия соответствующими самоходными машинами (ИМ – для битумных покрытий и комбайном ОПМ – для полимерных ленточных покрытий). Нанесение изоляционных покрытий на влажную поверхность труб во время дождя, тумана, снегопада и сильного ветра не допускает-

ся.

Подготовка поверхности трубопроводов перед нанесением противокоррозионных покрытий производится следующим образом: поверхность должна быть высушена и очищена от грязи, ржавчины, неплотно сцепленной с металлом окалины, пыли, земли и наледи, а также обезжирена от копоти и масла. При температуре воздуха ниже плюс 10 °С поверхность трубопровода необходимо подогреть до температуры плюс 15 °С (но не выше плюс 50 °С). Сушка и подогрев осуществляется с помощью сушильных печей и установок, обеспечивающих нагрев труб без копоти (при полном сгорании топлива).

Поверхность очищают механическим способом самоходными очистными машинами. Предварительно с помощью шлифмашинки зоны сварных стыков труб и с поверхности трубопровода должны быть удалены брызги металла, шлака, а также острые выступы и заусенцы. Очищенную поверхность следует сразу огрунтовать. Поверхность трубопровода должна быть сухой; наличие влаги, следов копоти и масла не допускается. Для равномерного растирания грунтовки на ИМ – комбайне устанавливается вращающееся полотенце. Температура нанесения грунтовки + 10 ...+30 °С, при этом слой грунтовки должен быть ровным.

3.1.1. Изоляция трубопроводов битумными покрытиями

Перед началом работ на самоходных машинах проверяют правильность установки очистных, праймирующих и изолирующих устройств. На изолирующей обечайке необходимо отрегулировать и зафиксировать величину нужного зазора между трубой и обечайкой. Заливают грунтовку в праймерный бак машины и производят очистку и огрунтование трубопровода. На шпули машины надевают рулонные материалы, концы которых закрепляют на трубопроводе. Изоляционные покрытия наносят на очищенную поверхность сразу же после высыхания грунтовки. Перед началом работы шпули изоляционной машины должны быть отрегулированы и закреплены под углом, обеспечивающим равномерное натяжение полотенца и установленный размер нахлеста витков. Стеклохолст должен полностью погружаться в мастичный слой, не должно быть гофр и складок. При совмещенном способе выполнения работ трубопровод в тот же день должен быть присыпан рыхлым грунтом. При раздельном способе выполнения изоляционно-укладочных работ трубопровод необходимо укладывать на лежки с мягкими прокладками.

3.1.2. Изоляция трубопроводов ленточными покрытиями

Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки необходимо наносить на трубопровод одновременно механизированным способом при совмещенном методе производства изоляционно-укладочных работ. Изолированный трубопровод следует незамедлительно уложить в траншею и полностью засыпать. Для каждого типа изоляционной ленты применяют соответствующую грунтовку и обертку. Замена грунтовок различных фирм запрещается.

В скально-щебенистых грунтах изолированный трубопровод следует укладывать на подсыпку из мягкого грунта 10 см с присыпкой на 20 см с подбивкой пазух. Очистку поверхности трубопроводов производят самоходными очистными машинами на соответствующий диаметр труб. Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки наносят на трубопровод, как правило, за один проход самоходными изоляционными машинами. Изоляционная машина или комбайн должны быть заземлены и оборудованы специальным устройством для снятия статического электричества с поверхности ленты. Грунтовка должна быть тщательно перемешана, слой грунтовки не должен иметь пузырей, пропусков. Для равномерного растирания грунтовки на изоляционной машине следует устанавливать вращающееся полотенце.

Изоляционные ленты наносят по свежей невысохшей грунтовке. При температуре воздуха ниже + 10 °С рулоны ленты и обертки перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 ч в теплом помещении с температурой не ниже плюс 15 °С. На поверхности трубы не должно быть следов копоти, масла. Ленты и обертки следует наносить без гофр, перекосов, морщин. Рулоны лент и обертки перед применением должны быть хорошо отторцованы. Для плотного прилегания лент и обертки по всей защищаемой поверхности и создания герметичности в нахлесте необходимо постоянное натяжение материала с усилиями 1 – 3 кг/см ширины. Усилие натяжения измеряют динамометром. Перед нанесением лент и обертки изоляционную машину необходимо отрегулировать по диаметру трубопровода, ширине и величине нахлеста. При установке на шпунт нового рулона ленты конец нанесенного полотенца нужно приподнять на 10 – 15 см и под него подложить начало разматываемого рулона. Эти концы разглаживают на изолируемой поверхности и затем приминают рукой до нахлеста их последующим витком. Защитные обертки, не имеющие прочного сцепления с изоляционным покрытием трубопровода, должны быть закреплены в конце полотенца, а при необходимости – через каждые 10 – 12 м. Для закрепления обертки используют специальные бандажки, клей. Поверхность трубопровода необходимо предохранять от попадания смазочного масла из трансмиссии и воды из системы охлаждения очистной и изоляционных машин.

3.1.3. Технология наружной изоляции труб в заводских условиях

При изоляции труб и трубных секций в заводских или базовых условиях используются современные технологии, материалы и оборудование для очистки, нагрева и изоляции труб, производится пооперационный контроль и контроль качества готовой продукции, что обеспечивает качественное нанесение на трубы различных антикоррозионных покрытий.

Наряду с традиционными битумными, полимерными и комбинированными мастично-ленточными покрытиями производится наружная изоляция труб покрытиями на основе экструдированного полиэтилена, комбинированных покрытий в соответствии с типами и конструкциями защитных покрытий.

Технология наружной изоляции труб включает ряд последовательно проводимых операций: входной контроль труб и изоляционных материалов, предварительный нагрев и сушку труб, очистку наружной поверхности труб, нагрев труб до заданной температуры, нанесение и сушку адгезионной грунтовки, нанесение защитного изоляционного покрытия, охлаждение изолированных труб, контроль качества защитного покрытия и при необходимости исправление брака и ремонт мест повреждений покрытия.

Подготовка труб для нанесения наружных изоляционных покрытий в заводских условиях начинается с входного контроля на соответствие труб и изоляционных материалов требованиям ГОСТа, ТУ (овальность, кривизна, состояние кромок, наличие вмятин, пленов).

Поверхность труб перед нанесением наружных защитных покрытий должна быть высушена, обезжирена и очищена от грязи, пыли, ржавчины, окалины. При температуре воздуха ниже плюс 3 °С, а также при наличии на поверхности труб влаги перед очисткой производится предварительный подогрев и сушка труб с использованием специальных печей и установок (газовые печи, калориферы, установки индукционного нагрева). Нагрев труб должен производиться до температуры не ниже плюс 15 °С и не выше плюс 50 °С – в случае последующего нанесения битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий. При нанесении покрытий на основе эпоксидных смол, термоусаживающихся лент, экструдированного полиэтилена допускается нагрев и сушка труб при более высоких температурах, но не выше, чем рекомендуется НД по нанесению защитных изоляционных материалов.

Жировые и масляные загрязнения удаляются с поверхности труб с помощью органических растворителей (уайт-спирит, бензин-калоша, ацетон) или сжигания загрязнений в проходных газовых печах, а также с использованием очистных щеточных и иглофрезерных машин, с применением дробеструйных и дробеметных установок. На поверхности труб после очистки не должно оставаться пыли, грязи, ржавчины и рыхлой окалины. Острые кромки, выступы, заусенцы, брызги металла и шлака, которые могут повредить покрытие, дефектные участки очищаются с помощью шлифмашинки или напильников.

Перед нанесением защитных покрытий на предварительно очищенные и нагретые до заданной температуры трубы наносится слой адгезионной битумной грунтовки. Расход грунтовки от 60 до 100 г на 1 м² поверхности труб. Грунтовка наносится на трубы в специальных закрытых камерах, оборудованных системой вытяжной вентиляции, а также посредством дозированного полива на поверхность труб с последующим растиранием брезентовым полотном.

3.1.4. Ремонт повреждений в изоляционных покрытиях

Ремонт изоляционных покрытий производится в стационарных условиях на заводах, трубоизоляционных базах перед отгрузкой изолированных труб, а также в трассовых условиях, после сварки труб в плетень, перед укладкой трубопровода в траншею или монтажом на опорах. Ремонту подлежат все сквозные повреждения изоляционного покрытия. В случае экструдированных полиэтиленовых покрытий ремонту подлежат повреждения с оставшимся на трубе слоем полиэтилена толщиной менее 1,5 мм. Места повреждений покрытия определяются визуально, а также с помощью дефектоскопов.

Ремонт повреждений покрытия рекомендуется выполнять ремонтными изоляционными материалами, аналогичными материалам, применяемым для нанесения основного изоляционного покрытия. На битумных покрытиях ремонт осуществляется битумно-мастичными материалами, а на полимерных ленточных покрытиях – липкими полимерными лентами. Ремонт мест повреждений заводских полиэтиленовых покрытий, комбинированных ленточно-полиэтиленовых покрытий, а также покрытий на основе термоусаживающихся лент осуществляется ремонтными термоусаживающимися полиэтиленовыми лентами.

При проведении ремонтных работ должны выполняться следующие общие требования: покрытие, отслоившееся от трубы, полностью удаляется из зоны ремонта; участок защитного покрытия, прилегающий к зоне ремонта на расстоянии не менее 100 мм, тщательно очищается от загрязнений и влаги. Угол скоса покрытия к металлу трубы на ремонтируемом участке должен составлять не более 30 °; поверхность металла трубы в месте ремонта покрытия очищается с помощью пескоструйной установки, шлифмашинки или наждачной бумаги от ржавчины и остатков покрытия. Пыль и влага удаляются сухой протирочной тканью; при температуре наружного воздуха ниже плюс 10 °С очищенные поверхности и покрытия в зоне ремонта прогреваются газовой горелкой до плюс 30...50 °С. При этом не допускается коробление, плавление и отслаивание изоляционного покрытия; при толщине защитного покрытия 1,8 мм и выше на ремонтируемый участок наносится самоклеющаяся лента-заполнитель толщиной, равной толщине основного покрытия трубопровода, при непротяженных повреждениях покрытия (длиной до 300 мм) рекомендуется производить ре-

монтаж покрытия в виде нанесения на ремонтируемый участок заплат из термоусаживающейся или липкой полимерной ленты с величиной захлеста на основное покрытие не менее 50 мм для термоусаживающихся лент и не менее 100 мм – для липких полимерных лент. Для протяженных дефектных участков (длиной более 300 мм) вместо «заплат» следует использовать кольцевой бандаж из спирально-намотанной липкой полимерной ленты или же кольцевую манжету из термоусаживающейся ленты. После нанесения ремонтного покрытия производится визуальный контроль и проверка сплошности покрытия искровым дефектоскопом.

3.1.5. Изоляция сварных кольцевых стыков труб

Изоляция сварных кольцевых стыков труб в трассовых условиях должна осуществляться с использованием изоляционных материалов, аналогичных материалам, применяемым для заводской (базовой) изоляции труб (для труб с битумным покрытием – битумные мастики, с полимерным ленточным покрытием – липкие полимерные ленты, с покрытием на основе экструдированного полиэтилена или термоусаживающихся лент – термоусаживающиеся полимерные ленты).

При проведении работ по изоляции сварных стыков труб должны выполняться следующие требования: поверхность зоны сварного стыка, а также участки прилегающего заводского покрытия на расстоянии 70 – 100 мм от зоны стыка тщательно очищают от ржавчины, рыхлой окалины с помощью металлических щеток, шлифмашинки, пескоструйной установки; кромки покрытия, прилегающего к зоне сварного стыка, должны иметь плавный переход к поверхности трубы. Угол скоса поверхности не должен превышать 30°; при наличии на поверхности труб влаги, а также при температуре воздуха ниже плюс 5 °С перед очисткой зоны сварного стыка производится его предварительный нагрев газовыми горелками или другими подогревателями до температуры не ниже плюс 15 °С; перед нанесением покрытия очищенная изолируемая поверхность должна быть нагрета до заданной температуры (от плюс 15 до плюс 40 °С) в случае нанесения битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий. При нанесении покрытий из термоусаживающихся лент, полиуретановых, эпоксидных покрытий нагрев зоны сварного стыка производится до температуры, рекомендованной для применяемых теплоизоляционных материалов; используемые изоляционные материалы должны проходить входной контроль и соответствовать требованиям, предъявляемым к материалам, рекомендованным для трассовой изоляции сварных стыков труб с типом заводского покрытия; нанесение изоляционных покрытий на зону сварного стыка и прилегающие участки заводского покрытия производится согласно требованиям НД для каждого типа изоляционного покрытия. При нанесении адгезионного праймера слой грунтовки должен быть равномерным, сплошным и покрывать всю обрабатываемую поверхность стыка и прилегающее к стыку заводское покрытие на расстоянии не менее 100 мм. Ленточные покрытия должны наноситься без гофр, морщин, пропусков, с захлестом на заводское покрытие не менее 50 мм для липких полимерных и термоусаживающихся лент.

3.2. Контроль качества изоляционных покрытий

Проверку качества покрытий следует осуществлять поэтапно в следующем порядке: перед опусканием трубопровода в траншею или монтажом на опорах следует проверять поверхность защитного покрытия: внешним осмотром, искровым дефектоскопом – на сплошность, отсутствие трещин и повреждений; по ГОСТу – толщину и прилипаемость покрытия; после опускания трубопровода в траншею до его присыпки покрытие подлежит проверке внешним осмотром, также следует проверять качество покрытий монтажных стыков, изолированных в траншее; после засыпки траншеи покрытие подлежит окончательной проверке инструментальным методом на отсутствие участков электрического контакта металла трубы с грунтом.

Толщина защитных покрытий контролируется с применением магнитных толщиномеров типа МТ-10НЦ, МТ-50НЦ. Проверка толщины заводского (базового) покрытия осуществляется на 10 % труб и в местах, вызывающих сомнения, не менее чем в трех сечениях по длине трубы и в четырех точках каждого сечения. При трассовой изоляции труб толщина покрытия измеряется через каждые 100 м и в местах, вызывающих сомнения, в четырех точках каждого сечения.

Адгезию покрытий к стали контролируют по методике ГОСТ Р 51164-98. Для определения прилипаемости используются адгезиметры типа АМЦ 2– 20; АР–1; СМ–1. При заводском или базовом нанесении покрытия контроль адгезии осуществляется на 2 % труб, а также в местах, вызывающих сомнения при трассовом нанесении – через каждые 500 м и в местах, вызывающих сомнения.

Сплошность покрытия контролируется на всей поверхности труб перед укладкой трубопровода в траншею. Контроль сплошности осуществляется искровым дефектоскопом типа «Крона» при напряжении 5 кВ/мм толщины покрытия. В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест. Отремонтированные участки повторно контролируются. Контроль сплошности покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе проводят с использованием искателей повреждений, после чего при обнаружении дефектов изоляция должна быть отремонтирована. На законченных строительством участках трубопроводов изоляционное покрытие подлежит контролю методом катодной поляризации (по нормам ГОСТ Р 51164-98).

3.3. Укладка подземного трубопровода

Трубопровод можно укладывать в траншею следующими способами:

- предварительным приподнятием над монтажной полосой с последующим поперечным надвиганием на траншею и опусканием на дно траншеи трубных плетей с одновременной их очисткой и изоляцией механизируемыми методами (совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ);
- теми же приемами, но без очистки и изоляции, которые выполняются на трассе заблаговременно (раздельный способ производства работ по очистке, изоляции и укладке трубопровода);
- приподнятием над монтажной полосой, поперечным надвиганием на траншею и опусканием на дно траншеи плетей, сваренных из труб с заводской или базовой изоляцией при предварительной изоляции сварных стыков;
- продольным протаскиванием с монтажной площадки заранее подготовленных (включая нанесение изоляции, футеровки, балластировки) длинномерных плетей непосредственно по дну обводненной траншеи;
- продольным протаскиванием циклично по дну траншеи плети, наращиваемой по мере протаскивания из отдельных труб или секций на монтажной площадке;
- продольным протаскиванием с береговой монтажной площадки трубной плети на плаву по мере ее наращивания (включая сварку, контроль качества кольцевых швов, очистку и изоляцию стыков, балластировку и пристроповку разгружающих поплавков) с последующим погружением этой плети в проектное положение путем отстроповки поплавков;
- теми же приемами, но без предварительной балластировки и без применения поплавков. В этом случае погружение плети на дно траншеи осуществляется за счет навески на плавающий трубопровод балластирующих устройств специальной конструкции;
- заглублением в грунт под действием собственного веса заранее подготовленных плетей за счет принудительного формирования под трубопроводом в процессе его укладки щелей в грунте (бестраншейное заглубление);
- опусканием отдельных труб или секций в траншею с последующим их наращиванием в плети в траншее;
- опусканием заранее подготовленных плетей, выложенных над траншеей и опирающихся на временные опоры, которые установлены поперек траншеи.

3.4. Сооружение устройств электрохимической защиты

3.4.1. Общие положения

Работы по сооружению устройств ЭХЗ подземных трубопроводов осуществляют в два этапа:

- первый этап – разметка трассы, подготовка участка, разработка грунта под монтаж оборудования и токопроводящих линий, прокладка подземных кабелей, монтаж катодных выводов от трубопровода, установка или закладка в фундаменты несущих опорных конструкций, подставок, рам для монтажа оборудования (перечень работ выполняется одновременно с производством основных строительных работ по технологической части трубопровода);
- второй этап – установка оборудования, подключение к нему электрических кабелей, перемычек проводов, индивидуальное (УКЗ) и комплексное (ТС-ЭХЗ) опробование.

Засыпку подземных (скрытых) элементов установок ЭХЗ следует производить после их освидетельствования представителями заказчика. При сооружении УКЗ необходимо выполнить разработку грунта под оборудование, кабельные или воздушные электролинии с последующей прокладкой кабелей в грунте, монтаж преобразователя, сооружение анодного и защитного заземления и грозозащиты, установку КИП; монтаж катодного вывода с датчиком электрохимического потенциала, монтаж электрических цепей УКЗ; монтаж ограждения устройства и рекультивацию земли.

При сооружении воздушных линий электропередач (ВЛ) для питания УКЗ необходимо вести работы в следующей последовательности: разбивка трассы с указанием места установки опор, вырубка просек, вывозка опор, разработка грунта (бурение скважин), установка опор с монтажом арматуры и проводов, выполнение спусков к оборудованию (СКЗ).

При сооружении защитного заземления необходимо выполнить разработку траншеи, установку в грунт вертикальных и укладку в траншею горизонтальных электродов заземлителей, укладку в траншею магистрального проводника, соединение проводника с заземлителями и заземляемой конструкцией, изоляцию мест сварных соединений, засыпку траншеи с последующим уплотнением, покраску подземной части заземляющего проводника.

При сооружении установок протекторной защиты (УПЗ) необходимо выполнить разработку траншеи под укладку кабеля, бурение скважин под установку протекторов, установку протекторов с центровкой и фиксацией, укладку кабеля, подсоединение проводников от протекторов к магистральному кабелю с изоляцией мест соединения, установку КИП и подсоединение к нему кабеля, заливку кабеля битумной мастикой, заливку скважины с протекторами жидким грунтовым раствором, засыпку скважины и траншеи с послойным уплотнением.

При выполнении контактных соединений при монтаже воздушных токопроводов используют соединение

проводов овальными соединителями методом скрутки с помощью приспособлений МИ 189А и МИ 230А.

3.4.2. Монтаж КИП на строящихся МТ

На строящихся трубопроводах до установки контрольно-измерительных пунктов на его подземную часть наносят антикоррозионное покрытие, а надземную часть окрашивают. При строительстве и монтаже КИП должны быть выполнены работы в такой последовательности: отрыть котлован для установки пункта; отрыть крышку пункта; протянуть кабели или провода в полость стойки пункта, предусмотрев их резерв длиной 0,4 м; установить неполяризующийся МСЭ длительного действия; присоединить измерительный кабель (провода) к защищаемому трубопроводу; установить стойку в котлован вертикально; выполнить подсоединения кабелей к клеммам панели; выполнить маркировку кабелей (проводов) и клемм, соответствующую схеме соединений; нанести на верхнюю часть стойки масляной краской порядковый номер пункта по трассе трубопровода; закрепить грунт вокруг пункта в радиусе 1 м смесью песка со щебнем фракцией до 30 мм.

Катодные и дренажные выводы следует приваривать к трубам термитной сваркой. К сварочным работам допускаются сварщики, имеющие удостоверение о сдаче экзаменов и испытаний в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков». Термитные патроны и термитные спички следует хранить упакованными раздельно и в разных местах. Вскрывать термитные патроны и коробки с термитными спичками следует перед началом работ, при этом упаковку термита и термитных спичек необходимо хранить на расстоянии не менее 5 м от места сварки. Расстояние от места сварочных работ до места складирования легковоспламеняющихся или огнеопасных материалов должно быть не менее 30 м. Технологическое оборудование, а также костюм и рукавицы сварщика не должны быть загрязнены растительными, животными и минеральными жирами.

Количество, сечение кабеля, место расположения и место приварки катодных выводов определяется проектом. Приварка катодного вывода осуществляется после полной изоляции участка трубопровода, его укладки и засыпки до верха трубы минус 100 мм. После изоляции мест приварки катодных выводов производится контроль качества изоляции искровым дефектоскопом.

Место приварки подготавливается следующим образом:

- очистить участок трубы, к которому будут привариваться 1 – 2 вывода, от земли, снега и других загрязнений;

- разложить вдоль трубы и закрепить бандажной лентой привариваемый кабель;

- наложить на трубу шаблон из малотеплопроводного материала (асбест, паронит) с внутренним размером 100×200 мм;

- мягким пламенем горелки нагреть обозначенные участки покрытия до 60...80 °С, направляя пламя горелки преимущественно ближе к центру участка;

- вырезать обозначенные участки покрытия, направляя нож под углом не более 30° к поверхности трубы и, приподняв ножом край покрытия, удалить его, используя для этого клещи или плоскогубцы;

- оперируя скребком и горелкой, удалить термопластичный адгезив с места, предназначенного для приварки выводов;

- зачищенное до металлического блеска место протереть бензином или ацетоном.

Применяемые инструменты и материалы: скребок, щетка, нож, клещи, ветошь, шаблон, рулетка, горелка, бензин (ацетон).

Приварка вывода к трубопроводу осуществляется в такой последовательности:

- на подготовленную площадку на трубе устанавливается тигель-форма. В ее нижнее боковое отверстие вставляется зачищенный конец проводника. На дно камеры сгорания вкладывается медная мембрана толщиной 0,3 – 0,2 мм. Не допускаются перекосы, чтобы исключить просыпание смеси и формирующую контакт полость тигель-формы;

- порция термитной смеси засыпается в тигель и уплотняется путем прокалывания ее металлическим прутом диаметром 2 – 4 мм; после уплотнения смеси тигель-форма закрывается крышкой;

- поджиг термитной смеси осуществляется термитной спичкой, вставляемой в запальное отверстие крышки тигель-формы;

- приваренный контакт очищают от шлака легким постукиванием молотка;

- после остывания участок трубы с приваренным кабелем изолируется.

Применяемые инструменты и материалы: тигель-форма (ТФГ), молоток, термитная смесь (медная), мембрана, кабель ВВГ, термитные спички.

Изоляция мест приварки вывода осуществляется следующим образом:

- очистить участок приварки вывода, а также основное изоляционное покрытие на расстоянии не менее 100 мм по периметру от загрязнений и влаги;

- крупнозернистой наждачной бумагой создать шероховатость поверхности полиэтиленового покрытия на расстоянии 100 мм от края изоляции;

- нагреть горелкой место ремонта до плюс 60...80 °С и заполнить его мастикой-заполнителем, предварительно подложив под кабель и на него полоски мастики;

- место ремонта выровнять шпателем и горелкой: вырезать из ленты CANUSA заплату с размерами, обеспечивающими перекрытие ремонтируемого участка не менее чем на 100 мм. Углы заплату округлить.

Заплату прогреть в течение 2–3 с и наложить на ремонтное место, прогладив рукой в перчатке. Затем горелкой прогреть заплату и прикатать роликом, начиная с центра к краям для разравнивания мастики и удаления пузырьков воздуха. При этом необходимо добиться выдавливания мастики в месте выхода кабеля из заплаты;

- для предотвращения повреждения изоляции кабеля в момент прогрева ремонтной заплаты кабель в месте выхода из заплаты обмотать шнуровым асбестом на расстоянии не менее 60 мм. До засыпки трубопровода выполнить маркировку катодных выводов с использованием металлических бирок.

Применяемые инструменты и материалы: прикатывающий ролик, ремонтный комплект CANUSA (ремонтная лента, мастика заполнения). Засыпка кабельных выводов и временное закрепление кабелей на месте установки КИП.

При устройстве термитного контакта проводника с действующим газопроводом, благодаря применению строго дозированных порций термита, исключается возможность прожога трубы, находящейся под давлением. Составляющие термит компоненты (железный – 40 г или медный – 60 г) поставляются упакованными в картонную трубку в виде дозы термитного патрона. В комплекте предусмотрены термоспички, упакованные в металлические коробки. Термоспички развивают при горении температуру до 2500 °С.

Для приварки проводников к газопроводу применяют тигель-формы, в которых при сжигании термита формируется термитный контакт. Тигель-форму изготавливают из электродного графита ЭГ-0, обладающего высокой жаростойкостью и обеспечивающего до 500 приварок на одну тигель-форму. Для устройства термитных контактов проводников с газопроводом применяют тигель-форму ТФГ. Она снабжена магнитными контактами, благодаря которым устойчиво удерживается на трубе во время сварки.

На газопроводе отрывают шурф размером не менее 1×1,5 м с уступом, чтобы сварщик мог быстро выйти из него. В верхней части трубы на площади 100×200 мм снимают изоляцию, трубу очищают, промывают бензином и вытирают насухо ветошью (к неочищенной трубе стержень или проводник не приварится; на мокрой трубе сварка запрещена из-за возможности выброса термита из тигель-формы).

Термитную приварку проводит квалифицированный сварщик -монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии.

Перед проведением работ по приварке проводников сварщик должен убедиться в исправности тигель-формы. Закрытый тигель проверяют на плотность прилегания вкладышей. При просматривании на свет в стыке половинок не должно быть щелей.

Тигель-форму устанавливают на очищенный участок трубы. В ее боковое отверстие вставляют привариваемый к трубе стержень так, чтобы его конец находился в центре литника. На дно тигеля укладывают медную заслонку толщиной 0,3 мм, высыпают порцию термита, закрывают крышку.

Термитную спичку воспламеняют трением о боковую поверхность коробки и немедленно, пока тлеет ее головка, опускают в отверстие крышки тигель-формы. Затем быстро выходят из шурфа и ожидают, пока полностью сгорит термит.

Заслонка предотвращает попадание термитного порошка к месту сварки и обеспечивает выдержку времени, в течение которого в камере сгорания происходит термитная реакция и шлак всплывает на поверхность расплавленного металла. Спустя 3 мин после окончания горения термита спускаются в шурф и снимают тигель-форму, которую при помощи отвертки осторожно очищают от шлака, стараясь не повредить графитовых деталей формы. После снятия тигель-формы осматривают место приварки и легким постукиванием молотка удаляют, шлак, с поверхности контакта. Во избежание ожогов дотрагиваться голый рукой до места сварки запрещается. Проверив прочность контакта, трубу и приваренный проводник (или стержень) изолируют.

Изоляцию места приварки мастикой следует проводить в брезентовой спецодежде и защитных очках. Запрещается приваривать металлические проводники термитной сваркой на продольных и поперечных сварных швах труб. Минимальное расстояние, на которое необходимо отойти от шва, должно быть 10 см.

Не допускается в момент сварки оставлять в шурфе термит и термитные спички. В случае воспламенения тушить термит водой не разрешается. Очаг воспламенения следует закидать землей. Если термитная спичка не воспламеняет термит, повторное воспламенение допускается производить только после остывания продуктов горения. Наблюдение за горением термита следует вести на расстоянии и только через защитные очки. Термит можно перевозить на специально выделенной автомашине, шофер которой должен быть инструктирован о правилах обращения и перевозки пиротехнических материалов.

3.4.3. Технология монтажа КИП на действующих МТ

1. До установки КИП на его подземную часть необходимо нанести антикоррозионное покрытие, а надземную часть окрасить в соответствии с проектом.

2. При монтаже КИП должны быть выполнены работы в такой последовательности:

- отрыть котлован для установки пункта (рис. 4);
- отрыть крышку пункта;
- протянуть кабели или провода в полость стойки пункта, предусмотрев их резерв длиной 0,4 м;
- установить неполяризующийся медно-сульфатный электрод длительного действия;
- присоединить измерительный контрольный кабель (провода) к защищаемому трубопроводу;

- установить стойку в котлован вертикально;
- выполнить подсоединения кабелей или проводов к клеммам клеммной панели;
- выполнить маркировку кабелей (проводов) и клемм, соответствующую схеме соединений;
- нанести на верхнюю часть стойки масляной краской порядковый номер пункта по трассе трубопровода;
- закрепить грунт вокруг пункта в радиусе 1 м смесью песка со щебнем фракцией до 30 мм.

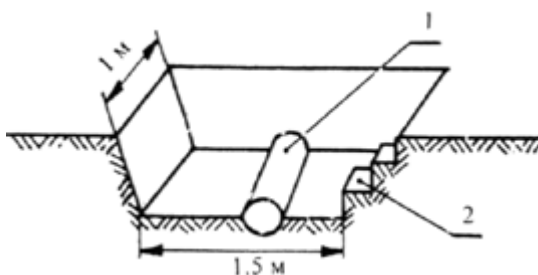


Рис. 4. Прямо́к для приварки выводов ЭХЗ:
1 – газопровод; 2 – ступеньки

Катодные и дренажные выводы следует приваривать к трубам термитной сваркой с применением тигель-формы (рис. 5, б). Применяемые материалы: а) железный термит – для приварки выводов на трубах из сталей с нормативным пределом прочности менее 539 МПа (55 кгс/мм^2); б) медный термит – для приварки выводов ЭХЗ (стальных медных) на трубах из сталей с нормативным пределом прочности свыше 539 МПа.

3. К сварочным работам допускаются сварщики, имеющие удостоверение о сдаче экзаменов и испытаний в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков». Термитные патроны и термитные спички следует хранить упакованными отдельно и в разных местах. При термитной сварке упаковку термита и термитных спичек необходимо хранить на расстоянии не менее 5 м от места сварки. Расстояние от места сварочных работ до места складирования легковоспламеняющихся или огнеопасных материалов должно быть не менее 30 м. Технологическое оборудование, а также костюм и рукавицы сварщика не должны быть загрязнены растительными, животными и минеральными жирами.

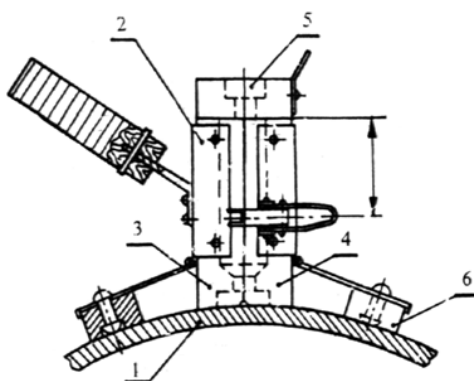


Рис. 5. Тигель-форма для приварки выводов ЭХЗ:
1 – газопровод; 2 – ко́жух с замком и рукояткой; 3, 4 – полутигели;
5 – крышка с запальным отверстием; 6 – магнитные башмаки

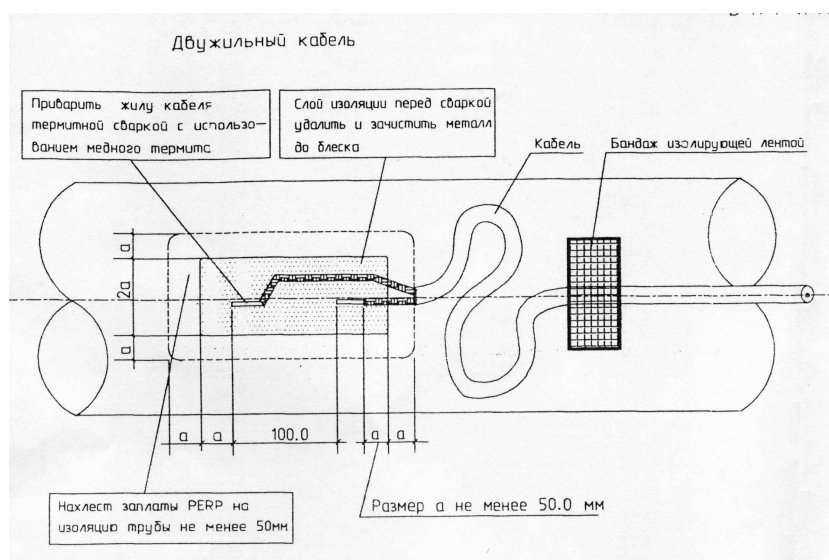


Рис. 6. Схема приварки катодного вывода к трубопроводу

Исполнители (сварщики термитной сварки, изолировщики и другие рабочие), выполняющие данные работы, должны знать, требования нормативных документов. Руководство производством работ, а также обеспечение условий и требований охраны труда возлагается на руководителя потока.

Характеристика материалов для термитной сварки

1. Применяемые материалы:

а) железный термит – для приварки выводов ЭХЗ на трубах из сталей с временным сопротивлением разрыву менее 539 МПа. Состав смеси:

- окись железа (III) (ЧДА) – 72,5 %;

- крупка алюминиевая первичная АКП, ТУ 48–5–38–78 – 18%;

- порошок магниевый (высокой очистки) МПФ–4 Т1 ТУ 48–10–16–80 – 4,5%;

- ферромарганец молотый пассивированный для производства электродов ФМп 1,0 ТУ 14–5–87–77 (содержание Мп – 80 %) – 5 %; номинальная масса одной порции железного термита – 40 г;

б) медный термит – для приварки выводов ЭХЗ на трубы из сталей с временным сопротивлением разрыву свыше 539 МПа. Состав смеси:

- медь (II) окись (порошок) (ЧДА) ГОСТ 16539–79 – 66,7 %;

- алюминиевая крупка первичная АКП, ТУ 48–5–38–78 – 8,4 %;

- порошок медный электролитический ПМС-Н ГОСТ 4960–75 – 11,6 %;

- ферромарганец молотый пассивированный для производства электродов ФМп 1,0 ТУ 14–5–87–77 (содержание Мп – 80 %) – 13,3%; номинальная масса одной порции медного термита – 54 г;

в) выводы ЭХЗ – в качестве выводов, привариваемых термической сваркой, используются прутки из низкоуглеродистых сталей диаметром от 6 до 12 мм. В случае использования медного термита возможно применение медного прутка диаметром 6–8 мм.

2. Тигель-форма для выполнения сварки. Она изготавливается из электродного графита ЭГ-0, ЭГ-1, ЭГ-2, обладающего высокой жаростойкостью. Тигель-форма ТФТ снабжается магнитными башмаками для удержания на трубе во время сварки. Исправная тигель-форма должна иметь плотное прилегание графитных вкладышей по всей длине разъема, опорный торец тигель-формы должен быть выполнен по радиусу трубы. Притирку можно производить с помощью наждачной шкурки, уложенной на трубы соответствующего диаметра. Для поджига термита применяются термитные спички. Мембрана изготавливается из низкоуглеродистой стали или меди толщиной 0,3+/-0,2 мм по диаметру камеры сгорания тигель-формы.

Дефекты термитной приварки выводов ЭХЗ и способы их устранения приведены в табл. 8.

**Основные дефекты термитной приварки выводов ЭХЗ
и способы их устранения**

	Дефект	Причина дефекта	Способ устранения дефекта
1	Низкая прочность сварного соединения, вывод отрывается от трубы при отгибании или удалении шлака	Некачественная зачистка поверхности трубы и конца привариваемого вывода. В формирующую полость тигель-формы попала термитная смесь	Тщательно зачистить место приварки и конец вывода. Сварку повторить. Проверить плотность соединения графитовых вкладышей тигель-формы и прилегание мембраны
2	Форма термитного контакта неправильная, недостаточное количество наплавленного металла в тигель-форме образуется пробка из металла и шлака	Плохо перемешана термитная смесь (расслоение состава). Термитная смесь отсырела	Тщательно перемешать термитную смесь перед засыпкой в тигель-форму. Термитную смесь просушить.
3	Наплавленный металл пористый	В тигель-форму попала влага. Влага на трубе или на привариваемом конце вывода	Просушить тигель-форму. Удалить влагу со свариваемых элементов

3.5. Строительство вдольтрассовой линии ВЛ - 10 кВ

Для сооружения воздушной линии (ВЛ) предусматривают: установку железобетонных опор промежуточных П 10-1 и УП 10-1, анкерных А 10-1 и УА 10-1, ответвительных ОА 10-1 и УОА 10-1 по типовым проектам с расчетными пролетами 55 – 95 м; крепление промежуточных опор в грунте в сверленных котлованах глубиной 2,2 – 2,8 м и Д 350 – 450 мм с установкой дополнительных плит П-ЗИ для анкерно-угловых опор, на болотах – на сваях некондиционных стальных труб Д 377 × 6 мм; раскатка и крепление проводов марок АС-35; АС-50,0; АС-70.

До начала производства основных строительного-монтажных работ (СМР) по устройству ЛЭП должна быть произведена разбивка опор линии электропередачи и закрепление их в натуре. В состав основных работ по сооружению ВЛ входят перевозка железобетонных стоек, сборка опор на пикете, установка опор, монтаж проводов.

До начала перевозки стоек, арматуры и материалов необходимо произвести разбивку пикетажа, выбрать кратчайший путь, обеспечивающий надежную проходимость автотранспорта, составить ведомость комплектации и развозки стоек по трассе. Перевозку стоек производить с железнодорожных станций, погрузить – кранами.

Железобетонные стойки грузят на подкладки прямоугольного сечения монтажными петлями вверх. Штабель должен состоять не более чем из трех рядов стоек. Расстояние между подкладками должно исключать прогибы и повреждения конструкций. Подкладки располагаются одна под другой по вертикали от концов платформы 0,2 длины стойки. Толщина подкладок должна быть не менее 110 мм. Для предотвращения боковых смещений железобетонные стойки крепить через деревянные прокладки откидными стойками, которые стягиваются между собой цепями поверх груза.

Строповку производят за две крайние монтажные петли с помощью двух – или четырехветвевых стропов. Развозить стойки опор по трассе ЛЭП следует без перевалки на специально оборудованных автомашинах (опоровозах). При перевозке на саморазгружающихся опоровозах стойки устанавливаются на раме. Ячейки в кассетах должны быть облицованы листовой резиной. При невозможности транспортировки стоек седельными тягачами вдоль трассы строительства из-за бездорожья и распутицы необходимо производить пересцепку и дальнейшую транспортировку опоровоза трактором. Сцепку и расцепку тягача и опоровоза производить на ровной площадке. Доставку стоек на пикеты в этих случаях осуществлять с помощью волокуши, сцепленной с трактором.

Разгрузку на пикетах необходимо производить краном, следующим с автопоездом вдоль ЛЭП от пикета к пикету. Разгрузка стоек включает в себя: приведение крана в рабочее положение, строповку опоры, укладку опоры у пикета, приведение крана в транспортное положение, переезд к следующему пикету. При разгрузке стойки укладывать на расстоянии 1–5 м от оси ВЛ. Центр тяжести опор должен находиться напротив пикета. Разгрузку стоек производить кранами со строповкой за монтажные петли. Разгрузка бросом запрещается.

Сборку опор ЛЭП производить на пикетах в соответствии с типовым проектом на каждый тип опор. До начала сборки на пикете должны быть спланированы площадки для горизонтальной установки механизмов в случае сборки опор на косяках, произведены развозка и выкладка деталей опоры, осмотр стоек, приставок и деталей опоры. При необходимости дефекты должны быть устранены, отбракованные элементы заменены, площадки для сборки опор очищены от хвороста, пней, а в зимнее время – от снега.

Стойки и детали опоры выкладывают у пикетного столбика. На ВЛ со штыревыми изоляторами установку траверс и изоляторов следует производить до подъема опоры. Изоляторы перед монтажом должны быть проверены на целостность фарфора. Сборку опоры выполнить в следующей последовательности: выложить на деревянных подкладках при помощи ломов, при установке поперечной траверсы опору поднять на инвентарные козлы с помощью крана или реечного домкрата, выложить на стойку одну, две или три траверсы в зависимости от типа опоры на соответствующем расстоянии друг от друга и с помощью стяжек закрепить траверсы, затягивая гайками. Тип и количество траверс определяются типом опоры, на опоре вслед за установкой траверсы произвести ее заземление путем соединения выпуска стойки с выпуском траверсы (сваркой или плашечным зажимом). Навертеть на штыри траверс изоляторы, предварительно надев на них полиэтиленовые колпачки; приступить к монтажу заземляющих спусков. Заземление опор ЛЭП выполнить по рабочим чертежам. К заземляющему выпуску на опоре при помощи сварки приварить спуск из круглой стали Д 10 мм внахлестку длиной 75 мм. После монтажа опор заземляющие выпуски опор приварить к горизонтальному заземлителю. Сварные швы покрыть битумным лаком. Контактные болтовые соединения заземляющих элементов предварительно зачистить и покрыть слоем технического вазелина.

Установку опор ЛЭП в готовые котлованы производить бурильно-крановой машиной. До начала работ необходимо выполнить сборку опор; разработать котлованы. Перед установкой опор надлежит проверить отсутствие на стойках трещин, раковин, выбоин. При повреждении заводской гидроизоляции покрытие должно быть восстановлено на пикете изоляцией поврежденных мест расплавленным битумом за два раза.

Установку железобетонных опор и подкосов в готовые котлованы производят краном. Кран установить в положение для подъема опоры, произвести строповку опоры немного выше центра тяжести считая от основания опоры, к вершине опоры и на расстоянии 3 – 3,5 м от основания опоры закрепить веревки (оттяжки) длиной 15 – 20 м, опору поднять до вертикального положения на 20 – 30 см над землей и с помощью оттяжек направить в котлован и выверить, засыпать пазухи котлована грунтом, тщательно уплотняя слои по 20 – 30 см; в процессе засыпки опору удерживать подъемным механизмом в вертикальном положении, после засыпки не менее чем на 2/3 глубины котлована стропы освободить, окончательно засыпать котлован и устроить банкетку подсыпкой грунта к ноге опоры выше уровня земли на 20 – 30 см для последующей осадки грунта, подкос поднять до вертикального положения выше уровня земли на 50 – 60 см и опустить с помощью оттяжек на дно наклонного котлована, верхней оттяжкой и движением стрелы крана предварительно зафиксировать верх подкоса на стойке опоры, засыпать пазухи котлована подкосов грунтом с последующим послойным уплотнением, закрепить подкос к стойке.

Установку опоры с одновременным бурением котлована производить в следующей последовательности: поставить бурильно-крановую машину в рабочее положение и строго вертикально бурить котлован требуемых размеров, механизм перевести в положение, соответствующее подъему опоры, немного выше центра тяжести (считая от основания опоры) закрепить стропы так, чтобы расстояние от места крепления до крюка составляло 1 – 1,5 м. Не допускается использование для обратной засыпки растительного слоя почвы, мерзлых грунтов.

До монтажа проводов необходимо установить защитные устройства на переходах через железные и автомобильные дороги, воздушные линии, опоры, включая окраску, выверку и закрепление в грунте (котлованы должны быть полностью засыпаны и утрамбованы); развезти барабаны с проводом, линейную монтажную арматуру, металлические втулки для барабанов.

Работы по монтажу проводов состоят из раскатки и соединения проводов в анкерном пролете, подъема проводов на опоры, натяжки и регулирования проводов, визирования стрелы провеса, закрепления проводов на анкерных, анкерно-угловых, промежуточных одноствоечных и угловых опорах.

Раскатка и соединение проводов в анкерном пролете, подъем их на опоры. Раскатку проводов ведут с раскаточной тележки (трехбарабанной), прицепляемой к трактору, или вручную (в местах, где применение машин и механизмов затруднено или нецелесообразно из-за малой протяженности ВЛ) в следующей последовательности: снять с барабана обшивку, удалить все гвозди и осмотреть провод, вставить металлические втулки в отверстия для вала, если они в барабане отсутствуют, краном установить барабаны с проводом на раскаточную тележку таким образом, чтобы провода при раскатке сходили сверху, барабаны должны свободно вращаться, трактор с установленными в раскаточную тележку барабанами расположить на расстоянии 15 – 20 м от анкерной опоры по створу ВЛ, с каждого барабана вручную отмотать 25 – 30 м провода, концы проводов прикрепить к анкерной опоре, после чего трактором произвести раскатку проводов вдоль трассы. Скорость движения трактора не должна превышать 10 км/ч.

На пересечениях с дорогами раскатанные провода следует предохранить, закрыв их щитами или подняв на высоту, обеспечивающую безопасность движения транспорта. На пересечениях с грунтовыми дорогами (проселочными, вдольтрассовыми) во время перерыва в работе провода закапывают в грунт. Места, где возможны повреждения проводов, следует охранять.

Соединение проводов ВЛ следует выполнять в петлях анкерных и угловых опор петлевыми зажимами ПВ или проволочными бандажами. В каждом пролете ВЛ допускается не более одного соединения. Соединение проводов выполняют в следующей последовательности: овальные соединители очищают от грязи, промывают в бензине и вытирают чистой тряпкой. Внутреннюю поверхность соединителей очищают от окиси при помощи стального ерша под слоем нейтрального технического вазелина. Провод в месте установ-

ки соединителя очищают от грязи, промывается в бензине и вытирают насухо чистой тряпкой. Поверхность провода зачищают до блеска кардощеткой под слоем нейтрального технического вазелина. На концах проводов устанавливают бандажи, торцы проводов подравнивают, обрезая ножовкой, накладывают вторые бандажи на расстоянии, равном длине соединителя плюс 50 мм от первых бандажей. Слой окиси удаляют до появления блеска металла, для чего снимается первый бандаж и расплетаются вилки проволок по длине, ограниченной вторым бандажом. После подготовки зачищенные концы проводов вводят в соединитель с противоположных сторон внахлестку. Скрутку соединителя и проводов в нем производят с помощью специальных приспособлений, середину соединителя с введенными в него проводами устанавливают и закрепляют в подвижном зажиме приспособлением.

Конец соединителя закрепляют в скручивающем зажиме, составляющем одно целое с планшайбой. После этого рычагом длиной 0,7 м скручивающий зажим поворачивают на два оборота. Скрученный соединитель освобождают от зажимов и вынимают из приспособления через специальную щель в планшете; приспособление поворачивают, в подвижном зажиме его вновь закрепляют середину соединителя, второй конец соединителя зажимают в скручивающем зажиме и скручивается так же, как первый, причем направление вращения планшайбы в этом случае встречное. Для обеспечения надежного соединения необходимо сделать 4 – 5 оборотов. После выполнения скрутки провод освобождают вместе с соединителем из приспособления.

Подъем проводов на опоры следует осуществлять с помощью подъемников, вышек (с высотой подъема не менее 15 м), специального приспособления, смонтированного на стреле трубоукладчика или ручную (при помощи веревки с блоком). При подъеме проводов ручную один электролинейщик поднимается на опору с веревкой, привязанной к поясу. Надежно укрепившись, он опускает оба конца веревки на землю, предварительно уложив ее в канавку головки изолятора, которая должна быть направлена вдоль линии. Второй электролинейщик выполняет подъем провода и должен находиться на земле за проекцией поднимаемого провода. Электролинейщик, находящийся на опоре, укладывает поднятые провода в монтажные ролики.

При использовании автоподъемника при подъеме проводов один электролинейщик должен находиться в корзине, а второй (имеющий квалификационную группу не ниже третьей) – внизу. Подъем проводов ведут с помощью веревки аналогично подъему ручную. Автоподъемник при подъеме проводов устанавливают к опоре вдоль линии электропередачи; допустимый наклон вышки: продольный – не более 8°; поперечный – 3°. Наблюдающий обязан подавать команду шоферу о подъеме и спуске кабины, следить, чтобы посторонние не подходили близко к автомашине, предупреждать подъезжающий транспорт. По окончании подъема автовышка переезжает к следующей опоре. Поднятые провода уложить в монтажные ролики.

Натяжку проводов (отдельно каждого провода или одновременно трех проводов) производить блоками, трактором или лебедкой. Натяжку одного провода производить тяговым механизмом с помощью монтажного троса, прикрепляемого к проводу монтажным зажимом. Натяжку трех проводов одновременно осуществлять с помощью специального монтажного приспособления; при этом необходимо следить за тем, чтобы натяжения в трех проводах были равными, зависящими от правильности установки монтажных зажимов.

Работы по натяжке проводов с помощью блоков состоят из следующих операций: перебрасывание провода через траверсу концевой опоры, подтягивание провода ручную тремя–четырьмя электролинейщиками и укрепление за стойку опоры, установка на траверсе или верхушке опоры комплекта блоков двумя электролинейщиками, захват провода с помощью специального зажима – «лягушки», натяжение, удержание провода с помощью блоков одним электролинейщиком и временная глушка провода другим электролинейщиком; освобождение блоков, передвижение зажима по проводу от опоры и повторение процесса натяжения до требуемой стрелы провеса.

При натяжении проводов с помощью трактора выполнить следующие операции: закрепление электролинейщиком, который на лазах поднимается на опору, блок с тросом длиной 50 – 60 м на траверсе, установку на проводе перед анкерной опорой клинового зажима с одним концом троса, закрепление второго конца троса на буксирном крюке механизма по другую сторону опоры; натяжение троса по команде бригадира. Тяговый механизм при натяжке проводов установить у анкерной опоры на расстоянии не менее двойной высоты точки закрепления проводов на роликах. Направление движения трактора должно быть вдоль трассы. При невозможности сохранения этого направления натяжку производить через отводной блок.

Перед началом натяжки провода все электролинейщики удаляются в безопасную зону (до 50 м в сторону от оси трассы). При натяжке проводов должно быть установлено наблюдение за подъемом проводов в пролетах и удалением с них зацепившихся предметов и грязи, прохождением соединительных зажимов и ремонтных муфт через раскаточные ролики, проезжими дорогами и другими препятствиями, над которыми производится натяжка проводов.

Визирование стрелы провеса проводов при длине анкерного пролета более 3 км следует производить в каждой трети анкерного пролета. При длине анкерного участка менее 3 км визирование следует осуществлять в двух пролетах: наиболее удаленном и наиболее близком от механизма, тянущего провод. Визирные рейки устанавливают в пролетах во время подготовки проводов к натяжке. При визировании провод должен подгоняться к линии визирования сверху, поэтому его натягивают выше линии на 0,2 – 0,4 м, а затем опускают до заданного уровня стрелы провеса.

Закрепление проводов начинают выполнять на опорах анкерного типа плашечными и концевыми зажимами, применяя анкерное крепление проводов при помощи зажимов или проволочных бандажей, а затем

переходят к закреплению на промежуточных опорах.

На промежуточных опорах со штыревыми изоляторами провода крепят проволоочной вязкой на головке изолятора antivибрационным зажимом. На угловых и промежуточных опорах ВЛ, расположенных в районах с сильными ветрами, следует применять боковую вязку провода. Закрепление проводов с помощью зажимов начинают от опоры, ближайшей к тяговому механизму, выполняющему натяжения проводов.

На угловых опорах провод должен располагаться с внешней стороны угла поворота трассы и прикрепляться к шейке изолятора. Крепление сталеалюминиевых проводов должно выполняться алюминиевой проволокой диаметром 3,5 мм. Изгибание провода под действием натяжения вязальной проволоки не допускается. Закрепление проводов на промежуточных опорах производят с использованием автоподъемников или лазов.

Крепление проводов вязкой состоит из подготовки кусков вязальной проволоки, охвата шейки изолятора двумя отрезками проволоки с обеих сторон, скрутки проволок друг с другом с обеих сторон изолятора, навивки коротких концов на провод с обеих сторон изолятора по 5 витков, перекрещивания проволок в желобке изолятора, навивки свободных концов проволоки на провод по 5 витков.

Скручивание проволок между собой и навивка на сталеалюминиевый провод выполняется вручную. Пользоваться пассатижами при навивке проволок запрещается, кроме осторожного обжатия последних двух витков. Закрепление проводов с помощью зажима начинается от опоры, расположенной при натяжке провода наиболее близко к тяговому механизму, и продолжается последовательно до конца анкерного пролета. После окончания монтажа проводов на опорах устанавливают постоянные знаки, содержащие порядковый номер опоры и номер линии или ее условное обозначение.

Разрядники перед установкой на опору осматриваются и отбраковываются. Наружная поверхность не должна иметь трещин и отклонений.

Разрядники устанавливают так, чтобы указатели действия были отчетливо видны с земли, обеспечивалась стабильность внешнего искрового промежутка и исключалась возможность перекрытия его струей воды, которая может стекать с верхнего электрода. Разрядник должен быть надежно закреплен на опоре и иметь хороший контакт с заземлителем. После установки трубчатых разрядников на опоре следует отрегулировать величину искрового промежутка в соответствии с рабочими чертежами.

Установку, сборку и регулировку разъединителей следует производить в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

Поверхность железобетонных элементов опор должна быть ровной и гладкой, без сколов, трещин и больших выбоин. Все раковины и выбоины подлежат обязательной заделке при положительной температуре цементным раствором 1:2 (одна часть цемента на две части чистого песка).

После окончания сборки опор электролинейщики проверяют качество болтовых соединений и раскернаивают выступающие концы болтов. Металлические элементы, покрытие которых было повреждено в процессе сборки и транспортировки, подкрашиваются. При приемке собранных опор необходимо проверить их соответствие рабочим чертежам. Данные о собранных опорах занести в журнал с указанием отклонений от проекта. Приемку опор оформляют актом. При выполнении буровых работ следует проверять качество скважин, параметры скважин, соотношение проектной и фактической оси скважин.

При монтаже проводов необходимо удалить с них зацепившиеся предметы и грязь и контролировать их целостность и стрелу провеса.

Перед сдачей линии электропередачи на опорах на высоте 2,5 – 3,0 м несмываемой краской должны быть нанесены следующие постоянные знаки: заводская маркировка с указанием проектного шифра стойки, кольцевые полосы (выше уровня грунта) с указанием расстояния от полосы до заглубленного в грунт конца стойки, порядковый номер – на всех опорах, номер ВЛ или ее условное обозначение – на конечных опорах, первых опорах ответвлений от линии, на опорах в месте пересечения линий одного напряжения, на опорах, ограничивающих пролет пересечения с железными дорогами и автомобильными дорогами I – V категорий, а также на всех опорах участков трассы с параллельно идущими линиями, если расстояние между их осями менее 200 м; предупреждающие плакаты – на всех опорах ВЛ в населенной местности; плакаты, на которых указаны расстояния от опоры ВЛ до кабельной линии связи, – на опорах, установленных на расстоянии менее половины высоты опоры до кабелей связи.

3.6. Монтаж блочного устройства катодной защиты

До начала работ по монтажу БУКЗ–6/10 кВ должны быть выполнены разметка мест монтажа фундаментных блоков, ограждения, устройство траншей под кабельные трубы и защитное заземление, обустройство мест для хранения оборудования, доставка к месту работ строительной техники (экскаватор, автокран, ямобур), строительных конструкций, материалов, оборудования, монтажных узлов и деталей, проверка грузозахватных механизмов.

Работы производятся в следующей последовательности: рытье траншей и котлована под фундаментные блоки экскаватором. Грунт разрабатывается в отвал, чтобы использовать для обратной засыпки. Глубина траншеи под кабельные трубы и под линейные проводники защитного заземления – 0,8 м. Глубина котлована под фундаментные блоки отрывается до грунта с ненарушенной структурой. Производится установка труб с кабелем для подключения оборудования СКЗ к трубопроводу и анодному заземлению с обратной за-

сыпкой грунтом и уплотнением. Перед засыпкой на трубы наносится защитное покрытие. Толщина устройства песчано-гравийной подготовки 100 мм. Монтаж фундаментных блоков под БУКЗ следует производить грузоподъемным механизмом. Поверхности блоков, соприкасающихся с землей, изолировать битумом за два раза. Монтаж БУКЗ следует вести грузоподъемным механизмом с креплением рамы к петлям блоков электросваркой; крепление кабельных труб к каркасу БУКЗ; бурение ям Д 300 мм под столбы ограждения глубиной 750 мм бурильной машиной; установка ж/б столбов ограждения с выкладыванием дна ямы кирпичом в один ряд и заливкой пазух бетоном М 100. Установку столбов производить с помощью грузоподъемного механизма; навеска на столбы металлического сетчатого ограждения с окраской масляной краской; устройство защитного заземления.

4. РЕГЛАМЕНТ ОБСЛУЖИВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭХЗ

Организация планово- предупредительного ремонта (ППР) заключается в периодическом контроле технического состояния ТС-ЭХЗ и предусматривает комплекс мероприятий по осмотру, ремонту и замене основных узлов и деталей, обеспечивающих длительную и надежную работу, а также своевременное (по графику) выявление неисправностей элементов ТС-ЭХЗ и их устранение.

Техническое обслуживание (ТО) – это комплекс работ по профилактическому уходу за оборудованием.

Текущий ремонт (ТР) – это небольшой по объему вид ремонта ТС-ЭХЗ, при котором производится замена или восстановление быстроизнашивающихся элементов.

Капитальный ремонт (КР) – это вид работ, периодичностью свыше одного года, при котором производится полная разборка, замена или восстановление изношенных элементов. КР и строительство новых средств ЭХЗ на действующих МГ финансируется за счет амортизационных отчислений ЛЧМГ.

4.1. Техническое обслуживание и ремонт системы ЭХЗ

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов (ПТЭМГ-2000) при проведении работ по ремонтно-техническому обслуживанию (РТО) ТС-ЭХЗ регламентируют объемы и сроки проведения планово-предупредительного ремонта (ППР):

- дважды в месяц проводят РТО оборудования установок катодной защиты (УКЗ);
- четыре раза в месяц проводят РТО оборудования УКЗ, расположенных на промплощадках (ПП) компрессорных станций (КС), а также оборудования установок дренажной защиты (УДЗ);
- четыре раза в год проводят РТО оборудования УКЗ, оснащенных средствами дистанционного контроля и регулирования (ДКиР);
- один раз в квартал проводят РТО с контролем установок протекторной защиты (УПЗ), изолирующих фланцевых соединений (ИФС), футляров переходов (ФП) через естественные и искусственные препятствия.

Дважды в год выполняют комплекс километровых электрометрических измерений на МТ (МГ и ПП) для оценки:

- эффективности защиты участков магистральных газопроводов (МГ) и сетей сооружений промплощадок по протяженности и по времени;
 - состояния изоляционных покрытий (ИП) на участках МТ по переходному сопротивлению;
 - локальных дефектов ИП искателем повреждений на участках МТ.
- Ежегодно проводят шурфование МГ и сетей сооружений ПП для оценки:
- состояния ИП в местах повреждения изоляции,
 - интенсивности (скорости) коррозии МГ.

Аналогичные требования к регламенту обслуживания средств ЭХЗ (табл. 9) и оценки эффективности (табл. 10) изложены в ПТМН–2000 и Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от коррозии РД 153-39.4-091-01.

Периодичность обслуживания ЭХЗ трубопроводов

	ПТЭМГ-2000*, ПТЭМН-2000	Инструкция по защите РД 153-39.4-091-01
1	Периодичность ремонтно-технического обслуживания ЭХЗ	
	УКЗ – 2 раза в месяц	ЭЗУ – 2 раза в месяц
	УКЗ с ДКиР – 1 раз в квартал (по ГОСТ Р 51164-98-1 раз в полгода)	Не нормируется
	УДЗ и УКЗ на компрессорных станциях (КС) – 4 раза в месяц	УДЗ – 4 раза в месяц
	УПЗ, ИФС, футляров переходов – 1 раз в квартал	УПЗ – 1 раз в полгода
		ИФС – 1 раз в год
	Контроль эффективности ЭХЗ по протяженности – 2 раза в год	
2	Журнальный учет параметров работы СКЗ	
	1. Напряжение, В	
	2. Сила тока, А	
	Показание электросчетчика СКЗ, кВт·ч	Не предусмотрено учетной формой 2-2
	4. Показание СВН, ч	То же
	5. Потенциал в точке дренажа УКЗ, В (по МСЭ)	
3	Допустимое время простоя УКЗ, суток/год	
	10	14

Работы по обслуживанию и ремонту ЭХЗ выполняются монтерами по защите подземных трубопроводов от коррозии с 3-й группой допуска в электроустановки до 1000 В.

Работы по обслуживанию средств электроснабжения (ЛЭП-ТП) выполняются электромонтерами по ремонту электрооборудования с группой допуска в электроустановки свыше 1000 В.

Таблица 10

Регламент контроля эффективности ЭХЗ в соответствии с требованиями ПТЭМГ-2000*, ПТЭМН-2000

MT и ПП	Регламент работ по графику ППР			Контроль эффективности ЭХЗ на участках MT		Электрометрические обследования ПКЗ на участках MT, один раз		
	ТО	ТР	КР	По протяженности	По времени	ВКО	ПКО	УКО
1	ТС-ЭХЗ катодная (по схеме раздельная или совместная)							
Участок MT в зоне защиты (КИП)				2 раза в год (KL→1)	в квартал Kt >0,97	в 5 лет Zk >90%	в 10 лет Zk >90%	в 20 лет Zk >70%
ТП-УКЗ или БУКЗ 6/10, БУКЗ-0,23 с электрооборудованием от ЛЭП 0,4-6/10 кВ (оборудование СКЗ, ОМП, разъединитель)	2 раза в месяц		1 раз в 2 года	Техническое диагностирование с оценкой переходного сопротивления и скорости коррозии при защите				
УКЗ на ПП КС	1 раз в квартал		1 раз в 2 года	Техническое диагностирование с оценкой скорости коррозии при защите				
УКЗ с блоками ДКиР	1 раз в квартал		Ремонт по состоянию	Оперативный контроль и управление УКЗ с использованием АРМ-ЭХЗ технологий энергосбережения				
ЛЭП-ТП	Элементы в составе УКЗ							
АЗ с КУ								
ЛПТ-48/96 В								
КИП с ЭСМС, КДП								
ИФС на промплощадках КС, ГРС	1 раз в квартал			Контроль сопротивления ИФС (норма - более 10 Ом)				

	МТ и ПП	Регламент работ по графику ППР			Контроль эффективности ЭХЗ на участках МТ		Электрометрические обследования ПКЗ на участках МТ, %		
		ГО	ТР	КР	По протяженности	По времени	ВКО	ПКО	УКО
2	ТС–ЭХЗ протекторная								
	Участок МТ в зоне защиты (КИП)			2 раза в год	в квартал	в 5 лет	в 10 лет	в 20 лет	
	УПЗ резервная в зоне УКЗ	1 раз в квартал	1 раз в 2 года	С оценкой качества резервирования по скорости коррозии					
	УПЗ временная			На период строительства до ввода в эксплуатацию объекта					
	УПЗ на ФП переходов	1 раз в квартал		Контроль контакта труба- патрон					
3	ТС-ЭХЗ дренажная								
	Участок МТ в зоне блуждающих токов			1 раз в месяц	1 раз в квартал	Ежегодно			
	Оборудование УДЗ	4 раза в месяц	1 раз в 2 года	С оценкой эффективности защиты участков МТ					

Системное определение коррозионной устойчивости трубопроводов в соответствии с АРМ–ЭХЗ технологией энергосбережения предусматривает необходимость заполнения единых формуляров по защите от коррозии: «Сведения о режимах работы УКЗ» (табл. 11), «Состояние ЭХЗ подземных трубопроводов» (табл. 12), которые формируются по результатам регламентного обслуживания и ремонта средств ЭХЗ.

4.2. Электрометрические измерения на трубопроводах

Электрометрические и коррозионные измерения на трубопроводах выполняются для определения опасности коррозии и оценки эффективности ЭХЗ. Они осуществляются при проектировании, строительстве и эксплуатации средств защиты от коррозии [25].

При проектировании защиты трубопроводов определяют коррозионную активность грунтов и наличие блуждающих токов в земле. Измерения, проводимые при строительстве трубопроводов, делятся на осуществляемые при производстве изоляционно-укладочных работ и при монтаже и наладке ЭХЗ.

Электрические характеристики трубопроводов являются основными параметрами, определяющими величину и распределение защитного тока по длине. К ним относятся первичные электрические параметры: переходное сопротивление, R_n , Ом·м²; продольное сопротивление, R_r , Ом/м. Исходные данные для определения электрических характеристик МТ: диаметр трубопровода, м; толщина стенки трубы, мм; марка стали трубы; сопротивление изоляции, Ом·м²; удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; глубина укладки трубопровода, м. Диаметр трубопровода, толщину стенки трубы, марку стали трубы и глубину ее укладки определяют по проектной документации. Сопротивление изоляции для вновь строящихся трубопроводов выбирают в зависимости от типа и конструкции изоляции по ГОСТ Р 51164–98. Сопротивление изоляции эксплуатируемых трубопроводов определяют по параметрам ЭХЗ, удельное электрическое сопротивление грунта на глубине укладки трубопровода – по данным изысканий через 100 м. Вторичными электрическими параметрами трубопроводов являются постоянная распространения тока и входное или характеристическое сопротивление, которые вычисляют через переходное и продольное сопротивления.

Исходные данные для проектирования УКЗ – удельное электрическое сопротивление земли в поле токов катодной защиты, удельное электрическое сопротивление грунта в месте установки АЗ; наличие источников энергоснабжения по трассе.

Основные параметры катодной защиты – сила тока УКЗ и длина защитной зоны. На основании электрических параметров трубопровода определяют тип и мощность катодных преобразователей (СКЗ), тип и количество анодных заземлений, их относительное от защищаемых объектов, место расположения УКЗ и ее элементов.

Известно, что переходные сопротивления принимают условно на 10-летний срок службы (для расчета мощности и размещения УКЗ), исходя из требований инструкции по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов ВСН 2-106-78 и норм проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН РД 153-39-4-039-99. Мощность СКЗ зависит от величины защитного тока и сопротивления анодного заземления, а число УКЗ определяется длиной их защитной зоны.

На сетях сооружений ПП (КС, ГРС) предусматривается размещение средств ЭХЗ, составление каталога подземных технологических трубопроводов с размещением средств контроля коррозии (СКК). В проекте должны приводить на 1-й и 10-й год параметры ЭХЗ: ток, напряжение на выходе СКЗ, сопротивление АЗ и длину защитной зоны.

4.2.1. Определение удельного сопротивления грунта

Производится по трассе подземного сооружения с помощью прибора М-416 по четырехэлектродной схеме. Электроды размещают по одной линии, которая для проектируемого сооружения должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю сооружения должна проходить перпендикулярно или параллельно этому сооружению на расстоянии 2–4 м от оси сооружения (рис.7).

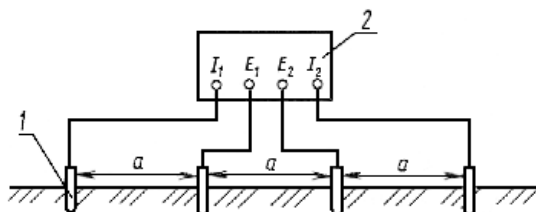


Рис. 7. Схема определения удельного сопротивления грунта:
1 – электрод; 2 – прибор

Величину удельного электрического сопротивления грунта ρ , Ом·м, вычисляют по формуле $\rho = 2\pi Ra$, где R – измеренное по прибору сопротивление, Ом; a – расстояние между электродами, принимаемое одинаковым и равным глубине прокладки трубопровода, м.

4.2.2. Измерение поляризационных потенциалов на трубопроводах

Производят на специально оборудованных СКИП при помощи стационарного МСЭ с датчиком электрохимического потенциала. Используют мультиметр 43313.1 с входным сопротивлением 10 м·Ом (рис.8). Датчик потенциала представляет собой стальную пластину размером 25x25 мм, изолированную с одной стороны и укрепленную этой стороной на электроде сравнения. Для проведения измерений стационарный электрод с датчиком потенциала устанавливают так, чтобы дно корпуса и датчик находились на уровне нижней образующей трубопровода и на расстоянии 50 – 100 мм от его боковой поверхности, при этом плоскость датчика должна быть перпендикулярна оси трубопровода.

В процессе эксплуатации проводят комплекс электрометрических измерений для оценки эффективности ЭХЗ трубопроводов. Для этого достаточно иметь мультиметр 43313.1 с МСЭ и прибор измеритель сопротивления заземлений М-416. Параметры ЭХЗ регулируют исходя из необходимости обеспечения защитной разности потенциалов по длине трубопровода. Здесь наиболее эффективно использование пакета прикладных программ АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения.

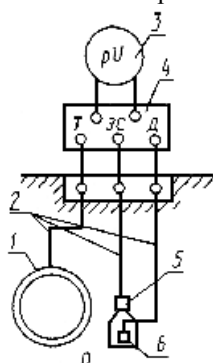


Рис. 8. Схема измерения поляризационного потенциала с использованием СКИП и мультиметра 43313.1:
1 – трубопровод; 2 – контрольные проводники; 3 – вольтметр; 4 – прерыватель тока;
5 – медносульфатный электрод сравнения; 6 – датчик потенциала

4.2.3. Контроль качества изоляции на строящихся трубопроводах

Сущность метода состоит в катодной поляризации построенного и засыпанного участка трубопровода и определения качества защитного покрытия по смещению потенциала с омической составляющей и силе поляризующего тока, вызывающей это смещение. Сила тока определяется исходя из регламентированного сопротивления изоляции данного типа, длины участка и диаметра трубопровода. Для определения сопротивления изоляции используют аккумуляторы автомобиля, аппаратуру и приборы которые должны быть электрически подключены по схеме (рис. 9).

Контролируемый участок трубопровода не должен иметь контакта незащищенной поверхности трубы с грунтом, электрических и технологических переключателей с другими сооружениями; временная защита трубопровода должна быть отключена. Измерения на участке необходимо проводить в период, когда глубина промерзания грунта не превышает 0,5 м. Временное анодное заземление из винтовых заземлителей оборудуют на расстоянии 200 – 400 м от участка трубопровода (допускается использование соседнего подземного трубопровода в качестве заземления).

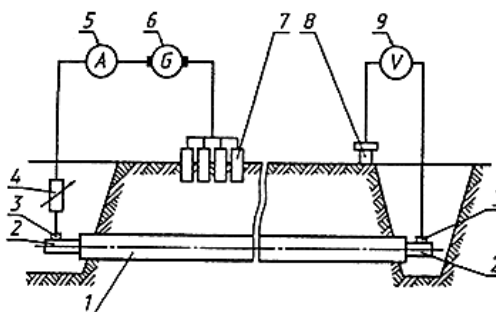


Рис. 9. Схема проверки изоляции катодной поляризацией:
 1 – трубопровод; 2 – незащищенный конец трубопровода; 3 – контакты; 4 – резистор;
 5 – амперметр; 6 – источник постоянного тока; 7 – временное анодное заземление;
 8 – медно-сульфатный электрод сравнения; 9 – вольтметр (мультиметр)

Измеряют потенциал трубопровода в конце участка с помощью мультиметра 9, электрически соединенного с трубопроводом контактом 3, относительно медно-сульфатного электрода сравнения 8. При измерении источник постоянного тока 6 должен быть выключен. Включают источник постоянного тока 6 и устанавливают силу тока I , А, вычисленную по формулам:

- для участков трубопроводов длиной 4 км или более:

$$I = \frac{U_{ТЗ}}{z} shaL,$$

- для участков трубопроводов длиной менее 4 км:

$$I = \frac{\pi DLU_{ТЗ}}{R_{ИЗ} + R_p},$$

где L – длина участка трубопровода, м; $U_{ТЗ}$ – смещение потенциала с омической составляющей (наложенная разность потенциалов «труба – земля») в конце участка, В, вычисляемое по формуле

$$U_{ТЗ} = \delta U_H \left(1 + \frac{R_p}{R_{ИЗ}} \right),$$

где δU_H – нормированное смещение потенциала в конце участка, равное 0,4 В при $L \geq 4$ км и 0,7 В при $L < 4$ км; $R_{ИЗ}$ – требуемое сопротивление изоляции, Ом·м², определяемое по стандарту; R_p – сопротивление растеканию трубопровода, Ом·м², вычисляемое по формуле

$$R_p = \frac{\rho_r D}{2} \ln \frac{0,4R_p}{D^2 H R_T},$$

где D – диаметр трубопровода, м; H – глубина залегания трубопровода, м; R_T – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м; ρ_r – среднее удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м, вычисляемое по формуле

$$\rho_r = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^m \frac{L_i}{\sqrt{\rho_{ri}}} \right)^2}$$

где L_i – длина i -го участка с удельным электрическим сопротивлением (ρ_{ri} , Ом·м), м; n – количество участ-

ков с удельным электрическим сопротивлением ρ_{Ti} ; z – характеристическое сопротивление трубопровода, Ом, вычисляемое по формуле

$$z = \sqrt{R_T (R_{ИЗ} + R_P) (\pi D)^{-1}},$$

a – постоянная распространения тока, 1/м, вычисляемая по формуле

$$a = \sqrt{\pi D R_T / (R_{ИЗ} + R_P)}.$$

Продольное сопротивление стального трубопровода, R_T , Ом/м, имеющего стандартные размеры в практике строительства магистральных трубопроводов, вычисляют по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi(D - \delta)\delta},$$

где ρ_T – удельное сопротивление трубной стали, Ом·м; δ – толщина стенки трубопровода, м;

Через 3 часа после включения источника тока измеряют разность потенциалов «труба–земля» в конце участка. Смещение потенциала U'_{T31} , В, вычисляют по формуле

$$U'_{T31} = U_{T31} - U_e,$$

где U_{T31} – измеренный потенциал (после включения источника постоянного тока), В; U_e – естественный потенциал (до включения источника постоянного тока), В.

Смещение потенциала U'_{T31} должно быть не менее нормированного смещения δU_n . Сила тока в зависимости от длины контролируемого участка может быть определена по номограммам, построенным для каждого типа изоляционного покрытия и стандартных диаметров. Допускается проведение коррекции смещения потенциала в случае отклонения реальной силы тока от нормированной. Наиболее эффективно на практике применение АРМ-ЭХЗ технологии («POLAR») [28].

4.2.4. Измерения на изолирующих фланцевых соединениях

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) являются одним из технических средств, повышения эффективности ЭХЗ. Они представляют собой прочноплотные соединения с электроизолирующими прокладками и деталями крепежа, не имеющими металлического контакта с корпусом фланца. Их сопротивление (в сборе) во влажном состоянии должно быть не менее 10^3 Ом (СНиП 2.05.06-85*). Оценка эффективности работы ИФС производится синхронными измерениями потенциалов газопровода относительно земли по обе стороны от ИФС и измерением падения напряжения на ИФС. Установлено, что синхронные измерения потенциалов ввиду отсутствия близко расположенной «земли» не всегда можно использовать, а так как электрическое сопротивление ИФС является величиной постоянной, и не зависит от наличия защитного тока, заключение об эффективности его работы, основанное на оценке сопротивления, является наиболее объективным. При измерениях падения напряжения на ИФС (ΔU) можно использовать следующие критерии: при $\Delta U > 5$ мВ ИФС работает эффективно; при $\Delta U < 5$ мВ, необходимо дополнительно измерить сопротивление ИФС, которое должно быть больше 10 Ом [28]. Результаты измерений на ИФС оформляют в виде таблиц.

Ввод в действие указаний по применению вставок электроизолирующих для газопроводов ВСН 39-1.8-008-2002 и ВСН 39-1.22-007-2002 требует проводить оценку величины «кажущегося» сопротивления, измеряемого прибором М-416. Для полимерной изоляции трубопроводов установлен норматив (более 5 Ом).

4.2.5. Измерения на футлярах переходов через автомобильные и железные дороги

ГОСТ Р 51164–98 не допускает контакта между трубопроводом и футляром перехода. Признаком металлического контакта считают сопротивление труба–кожух менее 0,3 Ом (рис. 10).

ЭХЗ кожухов патронов (футляров) – переходов осуществляют с помощью протекторов через КИП. С вводом ГОСТ Р 51164–98 нормативные требования к защите футляров- переходов изменились, при этом предусматривается оборудование КИП с обеих сторон патронов: две клеммы – для присоединения проводников, соединенных с обоими концами кожуха для контроля потенциала, и две клеммы – для присоединения проводников, соединенных с трубопроводом с целью измерения тока в трубопроводе.

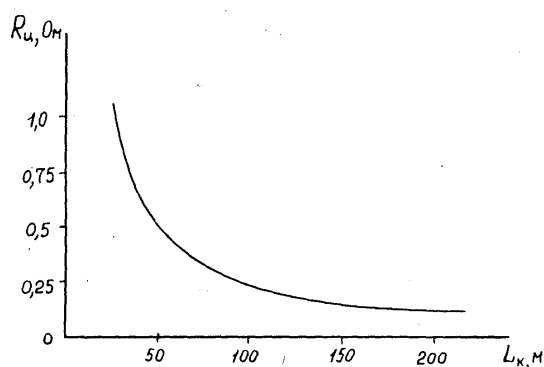


Рис. 10. График зависимости усредненного минимально допустимого сопротивления цепи кожух – труба R_c от длины кожуха L_k

4.3. Эксплуатация средств электроснабжения ЭХЗ

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 в ТС-ЭХЗ функционально входят средства электроснабжения (ЛЭП – ТП) УКЗ (табл. 1, рис.1).

Оперативное обслуживание средств электроснабжения в ЛПУМГ следует осуществлять централизованно оперативно– ремонтными бригадами. Документом, регламентирующим надежную эксплуатацию ЛЭП-ТП является график ППР, который включает в себя проведение регламентных работ по обслуживанию и ремонту электротехнического оборудования (табл. 13, 14).

Паспорт ЛЭП является основным документом, который определяет технические характеристики и состояние электролиний. Воздушной линией электропередачи называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах). Трасса ЛЭП это положение оси линии электропередачи на земной поверхности, а также полоса земли вдоль оси линии электропередачи, отведенная для ее эксплуатации. Местность, по которой проходит трасса ЛЭП, согласно ПУЭ, делится на четыре категории.

1. Населенной местностью называют земли в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны, курорты, земли поселков городского типа в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов в пределах черты этих пунктов.

Периодичность ТО, ТР, КР и ПИ электротехнического оборудования

№	Наименование оборудования	Вид ремонта и его периодичность			
		ТО	ТР	КР	ПИ
1	Трансформатор ОМП	1 раз в м-ц	1 раз в год	1 раз в 6 лет	1 раз в год сокращенный объем ПИ. 1 раз в 3 года – полный объем ПИ
2	Разъединитель РЛНД	1 раз в м-ц	1 раз в год	1 раз в 3 года	После капремонта
3	Разрядник	1 раз в м-ц	1 раз в год	Не проводится	1 раз в 3 года
4	Предохранитель ВВ	1 раз в м-ц	1 раз в 3 года	Не проводится	1 раз в 3 года
5	Заземляющее устройство	1 раз в 6 м-цев	1 раз в год	1 раз в 3 года	1 раз в год и после КР
6	ВЛ	1 раз в 6 м-цев	1 раз в год	1 раз в 6 лет (на ж/б опорах)	После ТР и КР
7	КЛ	1 раз в 3 м-ца	1 раз в год	По результатам измерений	После ТР и КР
8	КРУН	1 раз в м-ц	1 раз в год	1 раз в 3 года	
9	Электроизмерительные приборы	1 раз в 6 м-цев	Не проводится	Не проводится	Поверка 1 раз в год
10	УКЗ	1 раз в м-ц	1 раз в м-ц	1 раз в 2 года	
11	УДЗ	2 раз в м-ц	2 раз в м-ц	1 раз в 2 года	
12	УПЗ	1 раз в 3 м-ца	1 раз в 6 м-цев	По мере необходимости	
13	КИП, КУ		1 раз в 6 м-цев	1 раз в 5 лет	
14	Электрооборудование ПЭЛ-ЭХЗ	1 раз в 3 м-ца	1 раз в год	1 раз в 3 года	В соответствии с инструкцией завода

Профиспытания (ПИ) средств электроснабжения в ТС-ЭХЗ

№	Наименование работ	ЛЭП напряжением выше 1000 В		ЛЭП напряжением до 1000 В	
		Сроки испытания	Нормы испытания	Сроки испытания	Нормы испытания
1	2	3	4	5	6
1	Измерения электрической прочности фарфоровых изоляторов натяжных и подвесных гирлянд напряжением до 35 кВ.	В первый год эксплуатации и не реже 1 раза в 6 лет	Для ВЛ-10 кВ. $U_{исп} = 42$ кВ (1мин) Для ВЛ-6 кВ. $U_{исп} = 32$ кВ (1мин)	Не проводится	
2	Проверка ржавления металлических элементов опор	1 раз в 3 года		1 раз в 3 года	
3	Проверка ржавления металлических подожников	1 раз в 6 лет		1 раз в 3 года	
4	Измерение сопротивления заземления опор	1 раз в год	В населенной местности – 30 Ом В ненаселенной- $0,3 \rho_T$ (Ом·м)	1 раз в год	В населенной местности – 30 Ом В ненаселенной- $0,3 \rho_T$ (Ом·м)
5	Проверка тяжения в оттяжках опор	1 раз в 3 года	Не более 10% от проектного		
6	Проверка раскрытия трещин в ж/б опорах	1 раз в 6 лет	Трещины не допускаются	1 раз в 6 лет	Для СНВ трещины не допускаются; для остальных- не более 0,2 мм
7	Проверка и подтяжка болтовых соединений металлических элементов опор	1 раз в год		По мере необходимости	
8	Проверка состояния подземной части опор от разрушения подземными водами	1 раз в 3 года		1 раз в 3 года	
9	Проверка состояния деревянных опор с измерением глубины загнивания	1 раз в 3 года	Не менее 0,75 диаметра для одностоечной опоры; не менее 0,7- для анкерных опор	1 раз в 3 года	Не менее 0,75 диаметра для одностоечной опоры; не менее 0,7- для анкерных опор
10	Испытание КЛ повышенным напряжением выпрямленного тока	1 раз в год и после КР	$5-6 U_n$ $6 U_n$	1 раз в год и после КР	Мегомметром на напряжение 2500 В (1мин)

2. Ненаселенная местность – это незастроенные территории, хотя бы и частично посещаемые людьми, доступные для транспорта и сельскохозяйственных машин, сельскохозяйственные угодья, огороды сады, местности с отдельными редко стоящими строениями и временными сооружениями.

3. Труднодоступная местность – это местность, недоступная для транспорта и сельскохозяйственных машин.

4. Застроенная местность – это территории городов, поселков и сельских населенных пунктов в границах фактической застройки, защищающие ЛЭП с обеих сторон от поперечных ветров.

Воздушные ЛЭП состоят из опор, линейной арматуры, изоляторов и проводов. Опоры ЛЭП поддерживают провода при помощи линейной арматуры и изоляторов на заданном расстоянии друг от друга и от поверхности земли. Пролетом или длиной пролета называют горизонтальное расстояние между осями двух соседних опор. Пролеты могут быть промежуточными, анкерными или переходными.

Промежуточный пролет – это пролет между двумя соседними промежуточными опорами или между анкерной и промежуточной опорами. Анкерный пролет – это расстояние по горизонтали между центрами двух ближайших анкерных опор. Обычно анкерный пролет состоит из нескольких промежуточных пролетов. Переходной пролет – это пролет, в котором линия электропередачи пересекает определенные инженерные сооружения или большие естественные препятствия (большие реки, водохранилища).

Провода в пролете натягивают с определенным провесом, усилием или тяжением. В зависимости от климатических условий оно изменяется для одного и того же провода или пролета и может быть нормальным или ослабленным.

Габарит провода – вертикальное расстояние между нижней точкой провода в пролете от пересекаемых сооружений до поверхности земли или до воды.

Стрелой провеса провода называют вертикальное расстояние между горизонтальной прямой, соединяющей точки крепления проводов на опорах, и нижней точкой провода в пролете.

В зависимости от назначения опоры могут быть промежуточными, анкерными, угловыми, концевыми и специальными. Промежуточные – это опоры, к которым подвешиваются провода между соседними анкерными опорами. Анкерные – на которых производится натяжка проводов. Угловые – устанавливаемые в местах изменения направления трассы ВЛ.

Для электроснабжения объектов ЛЧМГ применяют одноцепные опоры на напряжение 0,4; 6/10 кВ.

Железобетонные опоры ЛЭП на напряжение 6/10 кВ изготавливают из вибрированного, предварительно напряженного железобетона марки 400 со стержневой или проволочной арматурой. Стойки опор (СВ110-2,5 или СВ110-3,2) выполняют полнотелыми трапециевидального сечения с пирамидальным сбегом от комля к вершине.

В зависимости от климатического района прохождения ЛЭП и сечения проводов на опоры устанавливают стойки СВ 110-2,5 или СВ 110-3,2 и траверсы с одинарным (для ненаселенной местности) или двойным (для населенной местности) креплением проводов.

Ветровым пролетом называется длина участка ЛЭП, давление ветра на провода и тросы с которого воспринимаются опорой. Ветровой пролет равен полусумме смежных пролетов от опоры в обе стороны.

Наименьшие расстояния от проводов до земли приняты для населенной местности 7 м, для ненаселенной – 6 м.

В процессе монтажа и эксплуатации в зависимости от механического состояния ЛЭП может находиться в нескольких режимах работы: в монтажном – при монтаже опор, проводов и тросов; нормальном – при оборванных проводах и тросах; аварийном – при оборванных одном или нескольких проводах и тросах.

На опорах ВЛ-6/10 кВ должны быть следующие знаки: порядковый номер и год установки - на всех опорах, номер линии или условное обозначение – на всех опорах участка с параллельно идущими линиями, при пересечении их с другими ЛЭП, а/д, ж/д, расцветка фаз – на концевых опорах и на тех, где меняется расположение проводов, предостерегающие плакаты на высоте 2,5 – 3 м от земли на всех опорах в населенной местности и на пересечениях с дорогами (в ненаселенной местности допускается установка предостерегающих плакатов через одну опору).

Все опоры ЛЭП на напряжение 6/10 кВ, а также их металлические элементы должны быть заземлены. Для заземления опор на стойках сделан специальный металлический выпуск, соединенный с арматурой. Металлоконструкции опор заземляют через металлический выпуск в вершине опоры при помощи сварки или болтового соединения с использованием плашечных зажимов ПС-1-1А.

На воздушных линиях электропередачи на напряжение 0,4-6/10 кВ применяют голые провода из алюминия. Крепление проводов к опорам осуществляется при помощи специальной арматуры и изоляторов. Изоляторы служат для изоляции проводов от опоры и земли и должны соответствовать напряжению линии, условиям климатического района ее прохождения и конструкции опор.

На ВЛ на напряжения 0,4 и 6/10 кВ применяют штыревые изоляторы, изготовленные из фарфора. Основным показателем таких изоляторов – механическая прочность на изгиб. Электрической характеристикой штыревых изоляторов для ЛЭП на напряжение 0,4 кВ является величина его электрического сопротивления, а для ЛЭП на напряжения 6 и 10 кВ – номинальное, сухоразрядное, мокроразрядное и пробивное напряжения, а также длина пути утечки тока. Изоляторы с увеличенной длиной пути утечки тока применяют в зонах повышенного загрязнения воздуха, а также вблизи морского побережья.

Крепление изоляторов к траверсам опор осуществляется при помощи штырей, диаметр которых выбирают в зависимости от механических нагрузок, марки и сечения проводов и района по гололеду, а также в зависимости от конструкции опоры. Подвесные изоляторы к металлоконструкциям-траверсам опор крепят с помощью специальной линейной арматуры – скоб, серег, ушек, промежуточных звеньев. Скобы предназначены для сопряжения различной арматуры между собой с целью изменения типа сопряжения или разворота сопрягаемых деталей на 90° .

Для повышения надежности работы ЛЭП, для защиты электроаппаратуры от атмосферных и внутренних перенапряжений, а также для обеспечения безопасности обслуживающего персонала опоры ЛЭП должны быть заземлены. Величина сопротивления заземляющих устройств нормируется «Правилами устройств электроустановок». На ВЛ напряжением 6/10 кВ должны быть заземлены все металлические и железобетонные опоры, на которых установлены устройства грозозащиты, силовые трансформаторы, разъединители, предохранители. Заземляющие устройства состоят из заземлителей и заземляющих спусков, соединяющих заземлители с заземляющими элементами. В качестве заземляющих спусков железобетонных опор ЛЭП на напряжение 6/10 кВ следует использовать элементы напряженной арматуры стоек, которые соединяются с заземлителями, представляющими собой металлические проводники, проложенные в грунте. Они могут быть выполнены в виде вертикально забитых стержней, труб или уголков, соединенных между собой горизонтальными проводниками из круглой или полосовой стали в очаг заземления. Длина вертикальных заземлителей обычно составляет 2,5 – 3 м. Горизонтальные заземляющие проводники и верх вертикальных заземлителей должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а на пахотных землях – на глубине 1 м. Заземлители соединяют между собой сваркой.

Однако этих защитных заземлений в некоторых случаях оказывается недостаточно. Поэтому на линиях устанавливают дополнительные устройства, к которым относятся вентильные разрядники, устанавливаемые на подходах к подстанциям, переходах ЛЭП через линии связи и ЛЭП, электрифицированные железные дороги, а также для защиты кабельных вставок на ЛЭП. Разрядники представляют собой аппараты, имеющие искровые промежутки и устройства для гашения дуги.

При выходе из подстанций в черте поселков и городов, на переходах и в стесненных условиях ЛЭП выполняют кабельные вставки.

Для понижения напряжения от 6 и 10 кВ в ЛЭП до напряжения 220 В монтируют трансформаторные подстанции (ТП), мощность которых зависит от потребляемой мощности электроустановки. ТП мощностью 4 и 10 кВ·А для УКЗ монтируются открытыми на концевых опорах и называются мачтовыми подстанциями. Подключение ТП к питающей линии осуществляется через разъединитель и предохранители.

Разъединители типа РЛНД предназначены для отсоединения подстанции от сети (без тока нагрузки) для образования видимого разрыва. Для мачтовых ТП с трансформаторами типа ОМП используют двухполюсные разъединители. Разъединители имеют ножи поворотного типа и неподвижные контакты, укрепленные на фарфоровых изоляторах. Управление разъединителем осуществляется при помощи ручного привода типа ПРМ-10М через полумуфту и соединительную трубку со штифтом.

Предохранители типа ПК-1 предназначены для защиты трансформаторов и силовых цепей переменного тока от токов перегрузки и короткого замыкания. В состав предохранителя входят: патрон, два контакта и два опорных изолятора. Патрон состоит из изоляционной трубки с заармированными на ее концах контактными колпачками. В трубку вмонтированы плавкая вставка, состоящая из одной или нескольких посеребренных медных проволок, и указатель срабатывания. Изоляционная трубка заполнена сухим кварцевым песком.

Воздушные линии электропередач. Техосмотр ВЛ проводят не реже одного раза в 6 месяцев, а текущий ремонт – по результатам осмотров и измерений не реже одного раза в год. При этом производится выправка опор, подтяжка и смена бандажей, регулировка провеса проводов, смена дефектных изоляторов, выправка траверс, окраска нетокопроводящих металлических узлов и деталей, восстановление нумерации на опорах, обновление плакатов безопасности, подсыпка грунта к основанию опор. Капитальный ремонт для ВЛ на железобетонных опорах проводят один раз в 6 лет. Производится смена выбракованных опор, пасынков, траверс, проводов согласно дефектной ведомости. Один раз в год персоналом специалистов проводится освидетельствование состояния ВЛ, переходов и пересечений. При этом проверяется состояние трассы ВЛ, опор, проводов, изоляторов, линейного оборудования, переходов, пересечений с последующим оформлением результатов осмотра в журнале.

Силовые кабельные линии (КЛ). Техосмотр КЛ проводят один раз в 3 месяца. Проверяется наличие и исправность реперов (знаков) и бирок, температура нагрева и нагрузка линии. Текущий ремонт КЛ проводится один раз в год. Производится осмотр и чистка концевых воронок, восстановление нарушенной маркировки, проверка изоляции, заземления и устранение дефектов. Проводятся электрические испытания. Капитальный ремонт КЛ производится по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 года. При этом выполняется весь текущий ремонт, а также контроль за коррозией кабельных оболочек, окраска надземной части кабельных конструкций, переразделка концевых воронок и кабельных муфт по мере необходимости, устройство дополнительной механической защиты. Электрические испытания КЛ повышенным напряжением постоянного тока проводятся после текущего и капитального ремонта. Величина испытательного напряжения при эксплуатации – 5 Ун (для кабельных линий с рабочим напряжением до 10 кВ), после капитально-

го ремонта – 6 Ун, продолжительность испытания– 5 мин. Кроме того, измеряется сопротивление металлической связи концевых заделок и брони кабеля с контуром заземления.

Виды осмотров ЛЭП. Осмотры производятся с целью выявления возникающих на трассах ВЛ дефектов. Осмотры подразделяются на периодические дневные (электромонтерами и мастером), ночные и внеочередные осмотры (электромонтерами и мастером), контрольные осмотры (мастерами), верховые осмотры и проверки, осмотры ВЛ перед приемкой их после капитального ремонта. Периодические осмотры проводятся по графику с частотой 1 раз в 3 месяца, внеочередные –при возникновении гололеда, паводка, стихийных явлений, после каждого срабатывания защиты. Эти осмотры проводят с использованием автотранспорта и вертолета. При осмотре ВЛ мастером проводятся выборочные контрольные измерения сопротивления изоляции и соединителей, осмотр гидроизоляции заглубленной части опор на глубину до 0,5 м (более 0,5 м – работать по наряду) с целью проверки состояния элементов ВЛ, а также контроль качества выполненных профилактических работ. Дефекты, обнаруженные при осмотре ЛЭП, должны фиксироваться в журнале дефектов.

Верховые осмотры и проверки элементов ВЛ проводятся 1 раз в 3 года и после капремонта. Осмотру подлежат соединения изоляторов и арматуры, верхние части опор, крепления проводов, соединителей, зажимов, линейные разъединители. Верховые осмотры проводятся под руководством мастера ЛЭП с обязательным снятием напряжения и подъемом на опору. При верховых осмотрах снимают набросы, одновременно контролируется состояние и надежность крепления разрядников. Неисправные разрядники должны быть заменены. Результаты верхового осмотра фиксируются в журнале.

Эксплуатация ТП. Технический осмотр трансформаторов ОМП должен проводиться 1 раз в месяц. При осмотре проверяется состояние корпуса, отсутствие течи масла, уровень масла, состояние изоляторов и подключения проводов и кабелей, отсутствие нагрева контактных соединений, исправность предохранителей, состояние цепи заземления, ограждения ТП-УКЗ, исключающее возможность случайного прикосновения к токоведущим частям. Текущий ремонт ОМП проводится 1 раз в год, при этом выполняются объем работ техосмотра, а также чистка изоляторов бака и масломерных стекол. Целью испытаний ОМП является выявление дефектов и предупреждение аварий. В объем испытаний входит измерение сопротивления изоляции между обмоткой низкого напряжения и баком; между обмоткой высокого и низкого напряжения; обмоткой высокого напряжения и баком; определение коэффициента абсорбции; испытание трансформаторного масла; испытание повышенным напряжением промышленной частоты; измерение омического сопротивления обмоток при номинальной нагрузке. Эти испытания проводят с привлечением специализированных организаций.

В объем капремонта входят осмотр и вскрытие ОМП; слив масла из бака со взятием пробы для химанализа; отсоединение выводов от катушек, разбалчивание и расшихтовка при необходимости верхнего ярма магнитопровода с распрессовкой и снятием катушек; замена или ремонт изоляции обмоток низкого и высокого напряжения; сушка и пропитка обмоток; выемка сердечника из бака (при необходимости переизолировка стали магнитопроводов); установка катушек на стержни магнитопровода и сборка верхнего ярма; установка изолирующих планок и расклинивание обмоток; удаление отложений шлама со всех внутренних частей; очистка от шлама, грязи и ржавчины бака трансформатора с последующей промывкой его маслом; испытание бака гидравлическим давлением столба масла, высота которого определяется уровнем изоляторов (продолжительность испытания один час.); наружная окраска бака (при установленной крышке); проверка состояния прессовки ярма, установка сердечника с катушками в бак; монтаж крышки и выводов катушек; заливка трансформаторным маслом и предмонтажные испытания. Капитальный ремонт трансформаторов производят специализированные организации.

Разъединители. Техосмотр производится 1 раз в месяц и совмещается с осмотром ОМП. Проверяется состояние всех узлов, система блокировки и заземление. Текущий ремонт проводится 1 раз в год, при этом выполняется наружный осмотр узлов и очистка от грязи; очистка от грязи и пыли изоляторов; проверка правильности включения ножей и очистка их от нагара; регулировка включения ножей; смазка шарнирных соединений; проверка контактных соединений и крепления шин на изоляторах; проверка заземления; проверка работы привода многократным включением – отключением. Капремонт разъединителей производится 1 раз в 8 лет, при этом выполняют все операции текущего ремонта; ведут полную разборку с заменой негодных изоляторов; ремонт механической части и привода; регулировку разъединителя и блокировки; протирку изоляторов, очистку фланцев изоляторов от ржавчины и их покраску; покраску разъединителя и привода; ПИ. В объем работ ПИ входят: измерение сопротивления изоляции поводков и тяг (минимально допустимая величина – 300 м·Ом); испытание повышенным напряжением промышленной частоты; измерение омического сопротивления контактов. Испытания проводят специализированные организации по соответствующей методике.

Предохранители. Техосмотр проводится 1 раз в месяц и совмещается с осмотром трансформатора. Внешним осмотром проверяется отсутствие трещин и сколов, соответствие плавких вставок номинальному току защищаемого оборудования. Текущий ремонт предохранителей проводится 1 раз в 3 года, при этом осуществляется техосмотр, а также разборка предохранителей по мере необходимости, зачистка контактных обжимов, замена обгоревших держателей предохранителей, подтягивание (обжим) контактных соединений, замена плавкой вставки, ПИ. Капремонт предохранителей не предусмотрен – их заменяют новыми.

Разрядники. Техосмотр разрядников (подстанционных) производится 1 раз в месяц и совмещается с осмотром трансформатора. По вентильным разрядникам проверяют показания регистраторов срабатывания,

исправность фарфоровых покрышек, отсутствие сколов и трещин в них, трещин в цементных швах и эмалевом покрове, каких-либо налетов (загрязнений) на фарфоровых покрышках (особенно на элементах с искровыми промежутками); исправность подводящих и заземляющих шин.

При обнаружении дефектов осуществляется верховой осмотр, при котором проверяют величину внешнего искрового промежутка, у разрядников из винилпласта – наличие трещин в толщине трубки; надежность крепления разрядника на металлических наконечниках трубки или электродах внешнего промежутка, состояние заземляющих спусков (шлейфов), положение указателя срабатывания разрядников на каждой фазе, состояние поверхности изолирующей части (загрязнение ее, порча вследствие атмосферных воздействий, наличие ожогов и оплавлений от электрической дуги), состояние электродов и арматуры (сохранность окраски на электродах, наличие оплавлений); состояние заземляющей проводки и надежность присоединения заземляющих спусков к заземляющему контуру опоры. Текущий ремонт разрядников производится 1 раз в год вместе с ремонтом трансформатора. По вентиляльным разрядникам выполняют очистку от загрязнений поверхности фарфоровых крышек, поверхности фарфоровой изоляции, ревизию заземления, восстановление защитного покрова (удаление коррозии и окраска металлической поверхности разрядника). Капитальный ремонт разрядников не производится, они бракуются и заменяются новыми. В объем ПИ входит: измерение сопротивления изоляции и предела срабатывания.

Заземляющие устройства. Технический осмотр проводится 1 раз в 6 месяцев. Внешним осмотром видимой части заземляющего устройства проверяют исправность магистральных шин, проводов и контактных присоединений к оборудованию, состояние окраски. Текущий ремонт проводится один раз в год, при этом выполняется наружный осмотр сетей заземления, измерение сопротивления растекания контура защитного заземления (персоналом ЭТЛ) и сопротивления металлической связи между оборудованием и магистралью заземления (персоналом ЭТЛ). Капитальный ремонт проводится по мере необходимости, но не реже 1 раза в 3 года. При этом выполняют текущий ремонт, выборочное вскрытие грунта, осмотр и при необходимости частичную или полную замену заземлений с окраской наружных магистралей и проводников.

5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭХЗ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. Преобразователи катодной защиты

В настоящее время в России производятся преобразователи различных типов, которые имеют существенные различия в конструктивном исполнении и применяемых схемных решениях. Существующие преобразователи (СКЗ) можно разделить на три группы: преобразователи с ручной регулировкой параметров; автоматические преобразователи; автоматические преобразователи с функцией телеконтроля и управления.

Выходные параметры преобразователей первой группы требуют ручной корректировки при изменении условий эксплуатации сооружений. Регулировка параметров этих СКЗ в зависимости от типа выпрямителя может производиться механическим переключением секционированных обмоток силового трансформатора (ступенчатое регулирование) или изменением угла открывания тиристорных силовых выпрямителей посредством специального блока управления (плавное регулирование).

Вторая группа преобразователей позволяет осуществлять автоматическое поддержание заданных параметров. Как правило, они имеют два режима автоматики: автоматическая стабилизация заданного выходного тока СКЗ и заданного потенциала на защищаемом сооружении относительно МСЭ длительного действия.

Третья группа преобразователей отличается от автоматических только наличием сигналов, выводимых для обработки на системы телемеханики. В связи с развитием автоматизации контроля работы оборудования эта группа преобразователей наиболее перспективна, так как наличие функции контроля и управления является основным требованием ГОСТ Р 51164-98 на защиту от коррозии и практически не влечет удорожания СКЗ. Эти преобразователи позволяют посредством системы телемеханики производить дистанционное управление УКЗ и регулировать их параметры: выходной ток и выходное напряжение СКЗ; защитный потенциал на защищаемом сооружении. Возможно управление токовыми параметрами по радиоканалам.

Преобразователи различаются по значению номинальной выходной мощности. Наиболее распространенные значения мощностей СКЗ: 0,3; 0,6; 1,0; 1,2; 2,0; 3,0 и 5,0 кВ·А. Устройство и внешний вид преобразователя УКЗТ-А (г. Ростов-на-Дону, НПП «Дон-инк») показано на рис. 11 [29,30].

Рис. 11. Внешний вид преобразователей серии УКЗТ



Этот преобразователь предназначен для эксплуатации в полевых условиях в районах с умеренным климатом при температуре окружающего воздуха от -45 до $+45$ °С с максимальной относительной влажностью воздуха 98 % при температуре $+25$ °С (табл. 15).

Преобразователи УКЗТ-А представляют собой регулируемый однофазный выпрямитель, собранный по двухполупериодной схеме с двумя регулирующими тиристорами. Конструктивно эти преобразователи изготавливаются в металлическом корпусе, внутри которого расположено откидывающееся шасси с основными элементами преобразователя. Внутри корпуса расположены элементы коммутации и защиты от перегрузок.

В случае необходимости для исключения наводки электромагнитных помех на коммуникации телемеханики и связи преобразователи УКЗТ-А могут комплектоваться емкостно-индуктивным фильтром ФПП-1, который обеспечивает максимальную величину пульсации напряжения выпрямленного тока не более 3% исходя из требований ГОСТ Р 51164-98.

Таблица 15

Технические характеристики преобразователей УКЗТ-А

Параметры	Значения параметров						
	Номинальная мощность преобразователей, кВ·А						
	0,024	0,24	0,6	1,2	3,0	5,0	
Напряжение питающей сети переменного тока 50 Гц, В	220±20						
Номинальное выпрямленное напряжение, В	24 / –	12/24	24/48	24/48	48/96	48/96	
Номинальный выпрямленный ток, А	1 / –	25/12	25/12	50/25	64/32	100/50	
Диапазон регулировки выходного напряжения, %	1 ÷ 100						
Диапазон стабилизации выходного тока, %	–	5 ÷ 100					
Диапазон стабилизации защитного потенциала, В	–	-3,5 ÷ -0,5					
Рабочий диапазон температуры окружающей среды, °С	+45 ÷ -45						
Коэффициент полезного действия, не менее, %	70						
Масса, не более, кг	5		30	48	52	56	60
Габаритные размеры, мм	125x235x85		435x590x370				

Органы управления преобразователем УКЗТ-А расположены на лицевой панели откидного шасси и обеспечивают управление всеми режимами работы преобразователя (рис. 12).

Электродренажные устройства предназначены для защиты стальных подземных сооружений в зоне прохождения путей электрифицированного рельсового транспорта путем изменения распределения тока в системе рельс – земля – подземное сооружение.

Существует два вида электродренажных устройств: поляризованные и усиленные. Поляризованные имеют простую схему, которую можно представить как линейку мощных ограничительных сопротивлений, коммутируемых между собой параллельно или последовательно для достижения нужной величины сопротивления, и выпрямительного диода для обеспечения односторонней проводимости.

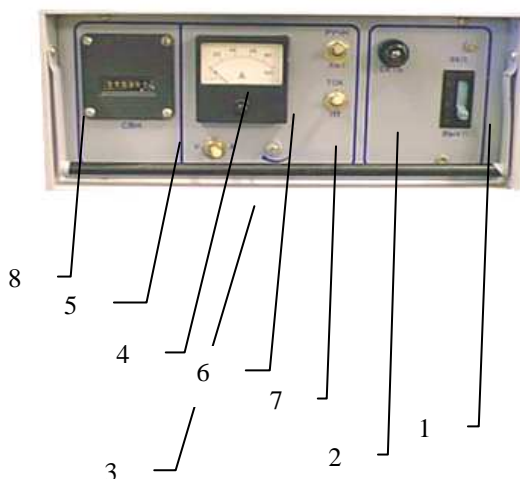


Рис. 12. Органы управления преобразователей УКЗТ-А:

- 1 - автоматический выключатель – для включения, выключения и защиты от перегрузок преобразователя;
- 2 - индикатор «Сеть» – для индикации включенного состояния преобразователя.
- 3 - регулятор выходного тока (напряжения) преобразователя;
- 4 - измерительный прибор – для измерения выходных тока и напряжения преобразователя;
- 5 - переключатель режима (напряжение/ток) измерительного прибора;
- 6 - переключатель режимов работы преобразователя (ручной/автоматический);
- 7 - переключатель режимов автоматики (стабилизация тока/ стабилизация защитного потенциала);
- 8 - счетчик времени наработки (СВН) преобразователя

Автоматические усиленные дренажи отличаются от поляризованных наличием собственного источника постоянного тока и блока автоматической стабилизации защитного потенциала на сооружении. Они позволяют увеличить пределы регулировки потенциалов на подземном сооружении за счет включения дополнительной ЭДС в цепи дренажа. Эти дренажи незаменимы при использовании в зонах действия нескольких источников блуждающих токов, когда дренирование на рельсовую сеть одного из них оказывается недостаточным. Одним из видов автоматического усиленного дренажа, выпускаемого НПП «Дон-Инк», является преобразователь УЭДЗ-1,8, который создан на базе автоматического преобразователя УКЗТ-А, в связи с чем имеет аналогичную конструкцию и электрическую схему (табл. 16).

С 1997 г. преобразователями УКЗТ стали комплектоваться отечественные блочно-комплектные устройства БУКЗ 6/10 кВ выпускаемые ООО «Электросервис» г.Шахты (табл. 17).

Таблица 16

Техническая характеристика УЭДЗ–1,8

Параметры	Значение параметров
Напряжение питающей сети переменного тока 50 Гц, В	220±20
Номинальная выходная мощность, кВт·А	1,8
Номинальное выпрямленное напряжение, В	6 / 12
Максимальный выпрямленный ток, А (в режиме дренирования)	300 / 150
Диапазон регулировки выходного напряжения, %	1 ÷ 100
Диапазон стабилизации защитного потенциала, В	–3,5 ÷ –0,5
Рабочий диапазон температуры окружающей среды, °С	–45 ÷ +45
Коэффициент полезного действия, не менее, % (в режиме преобразователя)	70
Масса, не более, кг	60
Габаритные размеры, не более, мм (ШхВхГ)	435x590x370

Техническая характеристика БУКЗ 6/10 кВ

Техническая характеристика	БУКЗВ		БУКЗН
Мощность силового трансформатора ОМП, кВа	4	10	–
Номинальное напряжение на стороне высокого напряжения, кВ	6–10		–
Номинальное напряжение на стороне низкого напряжения, кВ	0,23		0,23
Число преобразователей УКЗТ (шт.) мощностью: 0,6 кВт (Рп=0,86 кВт) 1,2 кВт (Рп=1,71 кВт) 3,0 кВт (Рп=4,30 кВт) 5,0 кВт (Рп=7,14 кВт)	4 2 1 –	4 4 2 1	1–4 по заказу
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм Шкаф ВН Шкаф НН	840x720x1700 1295x1166x1056		
Масса, кг Шкаф ВН Шкаф НН	600 750		

5.2. Оценка надежности преобразователей

К серийному оборудованию относят конструктивно оснащенные СВН преобразователи: ОПС-100, ОПС-63, ОПС-50, ТДЕ-1,2, ПДВ-1,2, ПДВ-2, УКЗТ-3 и др. Однако не все они по выходным параметрам могут быть эффективно использованы. В Ростовском УМГ эксплуатируется более 300 УКЗ, из них 70 % типа УКЗТ, выпускаемых НПП «Дон-Инк».

В последнее время появились упрощенные разработки типа ПДВ (ПДЕ) с нестандартными выходными параметрами (60 – 80 В), что сыграло отрицательную роль в создании базовых и развитии однотипных высоконадежных преобразователей для катодной защиты МГ. Параметры выпускаемых преобразователей в Российской Федерации приведены в табл. 18.

Сравнивали преобразователи одинаковой мощности. К этому классу относят В-ОПЕ-1-63/48 (Ставрополь), ОПС-63/48 (Гай Оренбургской обл.) и УКЗТ-3 (Ростов-на-Дону). Из приводимых данных видно, что преобразователи УКЗТ-3 обладают небольшими размерами, а в сочетании с хорошим товарным видом – максимальной блочностью узлов, кроме того, они значительно дешевле.

Таблица 18

Параметры преобразователей катодной защиты, выпускаемых в РФ

Автоматические СКЗ		U	I	R	Р, вых	Р, потр	КПД, %	Масса, кг	Отношение массы к Рпотр, кг/кВт
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Ставрополь «Сигнал»	В-ОПЕ-ТМ-1-20-12	12	20	0,60	240	320,0	0,75	100	312,5
		24	10	2,40					
	В-ОПЕ-ТМ-1-25-24	24	25	0,96	600	750,0	0,80	110	146,7
		48	12	4,00					
	В-ОПЕ-ТМ-1-42-24	24	42	0,57	1008	1260,0	0,80	140	111,1
		48	25	1,92					
	В-ОПЕ-ТМ-1-42-48	48	42	1,14	2016	2371,8	0,85	160	67,5
		96	21	4,57					
	В-ОПЕ-ТМ-1-63-48	48	63	0,76	3024	3557,6	0,85	190	53,4
		96	31	3,10					
	В-ОПЕ-ТМ-1-100-48	48	104	0,46	4992	5546,7	0,90	220	39,7
		96	52	1,85					

1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Старополь «Энергомер» ТУ 3415-002-64146008-98	В-ОПЕ-М1-0,3	12	25	0,48	240	320,0	0,75	100	312,5	
		24	13	1,92						
	В-ОПЕ-М1-0,6	24	25	0,96	600	750,0	0,80	110	146,7	
		48	12	4,00						
	В-ОПЕ-М1-1,0	24	42	0,57	1008	1260,0	0,80	140	111,1	
		48	25	1,92						
	В-ОПЕ-М1-2,0	48	42	1,14	2016	2371,8	0,85	160	67,5	
		96	21	4,57						
	В-ОПЕ-М1-3,0	48	63	0,76	3024	3557,6	0,85	190	53,4	
		96	31	3,10						
	В-ОПЕ-М1-5,0	48	104	0,46	4992	5546,7	0,90	220	39,7	
		96	52	1,85						
	Ростов н/Д ТУ 3415-003-27191815-94	УКЗТМ-0,03	30	1	30,0	0,03	0,05	0,70		
		УКЗТ-А-0,3	12	24	0,50	288	378,9	0,76	25	66,0
24			12	2,00						
УКЗТ-А-0,6		24	25	0,96	600	780,2	0,77	55	70,5	
		48	12	4,00						
УКЗТ-А-1,2		24	50	0,48	1200	1560,5	0,77	55	35,2	
		48	25	1,92						
УКЗТ-А-3,0		48	63	0,76	3024	3932,4	0,77	60	15,3	
		96	32	3,00						
УКЗТ-А-5,0		48	104	0,46	4992	6491,5	0,77	65	10,0	
		96	52	1,85						
Рязань ТУ 39-1164-87		ПТА-1,6	24	66	0,36	1584	2262,9	0,70	95	42,0
	48		33	1,45						
	ПТА-3,0	48	62	0,77	2976	4251,4	0,70	116	27,3	
		96	31	3,10						
	ПТА-5,0	48	104	0,46	4992	7131,4	0,70	180	25,2	
		96	52	1,85						

1		2	3	4	5	6	7	8	9
Гай ТУ 16-729,249-80	ТДЕ-9-0,6	24	25	0,96	600	952,4	0,63	90	94,5
		48	12	4,0					
	ТДЕ-9-1,2	24	50	0,48	1200	1904,8	0,63	110	57,8
		48	25	1,92					
	ТДЕ-9-2,0	48	40	1,20	1920	2953,8	0,65	120	40,6
		96	21	4,57					
	ТДЕ-9-3,0	48	63	0,76	3024	4513,4	0,67	150	33,2
		96	32	3,00					
	ТДЕ-9-5,0	48	104	0,46	4992	7341,2	0,68	185	25,2
		96	52	1,85					
Гай ТУ 16-435.044-84	ОПС-25	24	25	0,96	600	895,5	0,67	95	106,1
		48	12	4,00					
	ОПС-50	24	50	0,48	1200	1791,0	0,67	115	64,2
		48	25	1,92					
	ОПС-63	48	63	0,76	3024	4320,0	0,70	155	35,9
		96	31	3,10					
	ОПС-100	48	104	0,46	4992	7131,4	0,70	195	27,3
		96	52	1,85					
Зеленоград	Парсек ИПЕ-1,2	48	25	1,92	1200	1500,0	0,80	16	10,7
		96	13	7,68					
Чехов	АПТВ- 3,0	48	62	0,77	2976	4251,4	0,70	90	21,2
		96	32	3,00					
	АПТВ- 5,0	48	104	0,46	4992	7131,4	0,70	100	14,0
		96	52	1,85					

По исходным паспортным данным (табл. 19, 20) рассчитана вероятность безотказной работы преобразователей (табл. 21). Наибольшее время безотказной работы у преобразователей УКЗТ [29, 30].

Специалистами НПП «Дон-Инк», «Татнефть» и РГСУ была разработана и в настоящее время проходит испытания новая модификация устройства катодной защиты УКЗТА (рис. 13) [33].

Таблица 19

Техническая характеристика преобразователей одного класса

Показатель	В-ОПЕ-1-63/48	ОПС-63/48	УКЗТ-3
Выходное напряжение, В	48/96	48/96	48/96
Сила номинального выходного тока, А	63/32	63/32	03/32
Выходная мощность, кВт	3	3	3
Потребляемая мощность, кВт	4,15	4,30	4,30
КПД. преобразователя, %	85	70	70
Коэффициент мощности	0,85	0,80	0,82
Масса, кг	180	114	56
Размеры, мм	808x400x600	600x400x455	435x500x370

Данные преобразователей для расчета показателей надежности

Элемент схемы	Число элементов преобразователя			
	ОПС	ПДВ	ТДЕ	УКЗТ
Пайка	450	50	199	55
Выключатель	1	3	1	3
Предохранитель	2	3	1	0
Клеммное гнездо	55	21	23	0
Силовой трансформатор	2	1	2	1
Переключатель	1	0	3	1
Силовой диод	2	4	4	4
Транзистор	18	0	8	2
Трансформатор малой мощности	5	0	1	0
Конденсатор	33	1	2	2
Резистор	67	7	42	12
Диод малой мощности	61	7	35	6
Разъемное соединение	13	1	1	1

Таблица 21

Показатели надежности безотказной работы преобразователей

Преобразователь	Вероятность безотказной работы, %		Среднее время безотказной работы*, ч
	max	min	
ОПС	46,63	9,05	1310
ПДВ	54,98	9,91	1671
ТДЕ	62,46	23,82	2124
УКЗТ	73,94	59,06	3312

- Расчетное время – 1000 ч.

УКЗТ-А «Скважина» представляет собой однофазный регулируемый выпрямитель переменного тока с режимом автоматической стабилизации выходного тока устройства. В отличие от предыдущих модификаций УКЗТ, «Скважина» имеет габаритные размеры и вес (до 15 кг), сравнимые с инверторными источниками. При этом сохранена основная элементная база (силовые полупроводники, блок управления и автоматики, измерительные и коммутационные приборы), применяемая во всех устройствах УКЗТА, что позволяет получить значительно более высокие ремонтпригодность и удобство обслуживания. Благодаря некоторому упрощению, без потери эксплуатационных качеств, традиционной схемы устройства, замене силового трансформатора на тороидальный и уменьшению габаритных размеров, удалось добиться значительного снижения стоимости преобразователя, что также является немаловажным фактором для эксплуатирующих организаций.

В настоящее время готовятся к производству устройства трех номиналов выходной мощности:

- УКЗТА ОПЕ 0,15 У1 «Скважина-0,15» (0,15 кВА; 15 В-10 А)
- УКЗТА ОПЕ 0,3 У1 «Скважина-0,3» (0,3 кВА; 20 В-15 А)
- УКЗТА ОПЕ 0,6 У1 «Скважина-0,6» (0,6 кВА; 30 В-20 А)

Эти устройства могут устанавливаться внутри шкафов, в помещениях и в полевых условиях и имеют широкий спектр применения в системах катодной защиты: обсадных колонн скважин, подземных переходов, резервуарных конструкций, сетей промышленных площадок, городских коммуникаций. Важен и тот факт, что, не смотря на простоту технических решений устройства, «Скважина» может быть подключена к системам телеконтроля и управления.

5.3. Выбор оптимального преобразователя катодной защиты

Известно, что технологическими нормами на МГ условно подбирают мощность преобразователя на 10-летний срок с загрузкой оборудования УКЗ не более чем на 60 % от его номинальной мощности (P_n) [34]. В то же время при проведении коррозионных обследований объектов везде как недостаток отмечают низкий коэффициент загрузки преобразователей. Таким образом, большинство УКЗ эксплуатируется в режиме использования не более четверти номинальной мощности (до $0,25P_n$). В свою очередь низкий коэффициент загрузки влечет за собой неэффективное использование оборудования с оплатой за высокую установленную мощность.



Рис. 13. Внешний вид и конструкция устройства УКЗТА «Скважина»

Многие предприятия вынуждены традиционно эксплуатировать разнотипное оборудование, в частности без счетчика времени наработки, при этом большинство УКЗ эксплуатируются в ненормальном режиме с низкими КПД. Так, например, в Ростовском УМГ эксплуатируется 12 видов преобразователей (из них 70 % УКЗТ), в Таганрогском УМГ – 7 видов оборудования (табл. 19), аналогичное положение на других предприятиях.

Таблица 22

**Параметры функционирующих преобразователей по типам
оборудования на предприятиях**

Номинал, Рн, Вт	Тип СКЗ	К-во УКЗ	Суммарный ток, А	Ток, А	Нагрузка, Ом	Выходная мощность, Вт	Коэффициент загрузки, %
1200	КСС-1200	3	94	16,3	1,1	292,8	24,4
	ОПС-50	1	16	16	1,3	320	26,7
	ПДВ-1,2	5	46	9,2	2,1	241,2	20,1
	ПСК-1,2	1	12	12	0,5	72	6
	ТДЕ-1,2	1	4	4	8,5	136	11,3
1800	УЭДЗ-1,8	1	50	50	0,1	350	19,4
2000	ПДЕ-2	3	31	10,3	2,2	388,7	19,4
3000	ОПС-63	1	2	2	2	8	0,3
	ПДВ-3	2	24	12	2,5	354	11,8
	ПСК-3	3	37	12,3	2,7	275,3	9,2
	УКЗТ-3	35	410	11,7	3,5	326,1	10,9
	УКЗТ-А3	101	1049	10,4	3,9	226,6	7,6
	УКЗТ-АТ3	10	143	14,3	3,6	369,8	12,3
5000	ПСК-5	1	6	6	1	36	0,7
	В-ОПЕ-5	3	20	6,7	1,3	58,3	1,2
РУМГ		171	1944	11,4	3,5	253,8	9,2
1200	ОПС-50	4	57	14,3	1,0	227,3	18,9
	ПДВ-1,2	13	164	12,6	1,1	182,6	15,2
2000	ПДЕ-2	18	396	22	1,1	402,9	20,1
	ОПС-63	1	25	25	1	625	20,8
3000	ПСК-3	14	216	15,4	1,5	302,2	10,1
	УКЗТ-3	13	219	16,8	3,5	326,1	10,9
	УКЗТ-А3	1	30	30	1,3	1140	38
	В-ОПЕ-3	1	18	18	2,2	720	24
5000	ПСК-5	4	90	22,5	4,4	1083,8	21,7
ТУМГ		69	1215	17,6	1,4	376,9	15,9

Известно, что контролирующим фактором, определяющим величину защитного тока, является сопротивление в цепи СКЗ (в основном сопротивление АЗ), при этом за оптимальную величину нагрузки принимают 1 Ом. Однако на практике все обстоит гораздо сложнее, поэтому без применения АРМ-ЭХЗ технологий энергосбережения обойтись невозможно.

Установлено, что высоконадежные многофункциональные преобразователи УКЗТА (НПП «Дон-Инк») имеют единую элементную базу и уникальную конструкцию, сочетающую взаимозаменяемость блоков и узлов корпуса с простотой и надежностью в работе оборудования. К тому же это оборудование обладает наименьшим отношением массы к номинальной мощности. Примечательно, что в шкафу единого размера 435×590×370 размещается съемный блок-фардук с оборудованием УКЗТА различных номиналов (0,24; 0,60; 1,2; 3,0; 5,0 кВА). Именно это дает эксплуатационному персоналу возможность максимально загружать СКЗ при оперативной замене блок-фардука с оборудованием необходимых мощностей УКЗТ, операция не требует выполнения специальных монтажно-строительных работ, как в случае замены оборудования со шкафами любых других типов серийно выпускаемых преобразователей. Именно здесь имеется реальная возможность значительно повысить коэффициент загрузки преобразователей без капитальных затрат при оперативной замене блок-фардуков оборудования из резервного фонда. Так, при сопротивлениях цепи до 1 Ом вставляют блок-фардук УКЗТА-0,6; до 2 Ом – блок-фардук УКЗТА-1,2, 4 Ом – блок-фардук УКЗТ-А3. При нагрузке более 4 Ом и токах более 25 А следует рассматривать вопрос проведения капитального ремонта анодного заземления, а в случае малых нагрузок в цепи УКЗ (до 0,5 Ом) необходимо применять блок-оборудование УЭДЗ-1,8 с размещением его в таком же шкафу (табл. 23).

Параметры нагрузки для подбора преобразователей серии УКЗТ-А

Номинальная сила тока, А	25	25	25
Сопrotивление нагрузки, Ом	1	2	4
Номинальное напряжение, В	24	48	96
Номинальная мощность, Вт	600	1200	3000
Оборудование (блок-фартук) преобразователя УКЗТ-А, размещаемого в шкафу единого размера 435×590×370			

Высокая блочно-комплектная унификация в сочетании с многофункциональностью этих преобразователей наряду с повышением культуры ремонтно-технического обслуживания ТС-ЭХЗ по ГОСТ Р 51164-98 способствует значительному снижению эксплуатационных расходов.

6. КРИТЕРИИ НАДЕЖНОСТИ ПКЗ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1. Причины отказов трубопроводов

На МГ надежность ПКЗ определяют элементы электроснабжения и расширения оборудования ЭХЗ (табл. 24). Так, несмотря на рост защищенности МГ по протяженности, число коррозионных отказов пропорционально возрастает (рис. 14).

Учитывая низкую эксплуатационную надежность системы ЭХЗ, полученный результат по снижению надежности труб можно объяснить нестабильностью поляризации во времени, вредное влияние которой пропорционально возрастает с увеличением числа УКЗ. Например, отмечен факт резкого подъема коррозионных отказов на действующих газопроводах после ввода в эксплуатацию ЭХЗ [8]. Аналогичное положение наблюдалось, например, в «Славянскгоргазе» при «веерных» режимах эксплуатации и др.

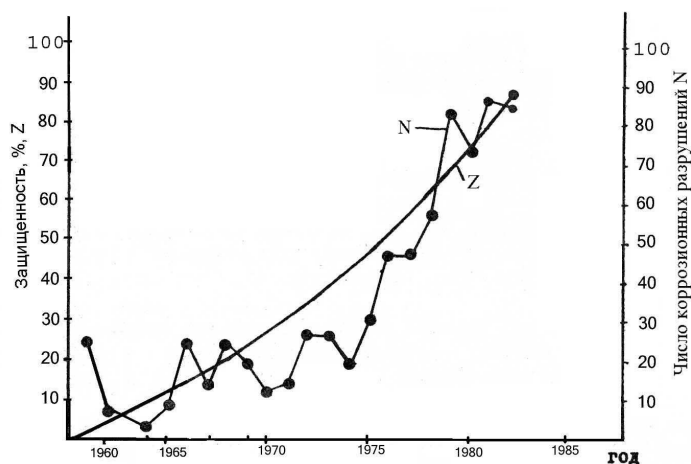


Рис. 14. Изменение коррозионной устойчивости МГ от их защищенности по протяженности

Только после замены труб на ряде опасных участков стала возможной их дальнейшая эксплуатация.

Замечено, что в период выпадения максимального количества атмосферных осадков (зима, весна), когда из-за высокой влажности грунтов диффузия кислорода к поверхности трубопровода затруднена, защитные токи минимальны. Однако именно в этот период, после ввода ЭХЗ, отмечается наибольший рост числа коррозионных отказов, что указывает на более сложный характер влияния ЭХЗ на коррозионную устойчивость подземных сооружений.

Очевидно, что снижению коррозионной устойчивости газопроводов способствует высокая скорость ухудшения изоляционных покрытий, обусловленная необходимостью значительного повышения величины защитных токов (рис. 15, 16).

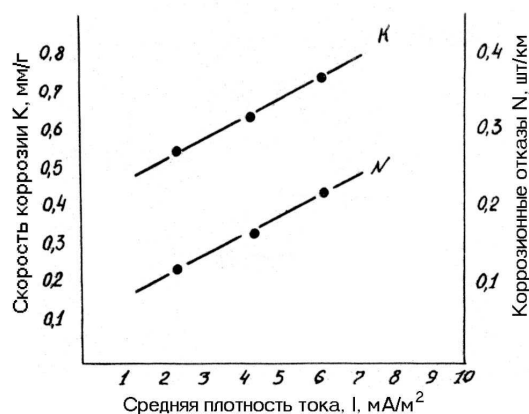


Рис. 15. Влияние защитной плотности тока на коррозионную устойчивость магистральных газопроводов

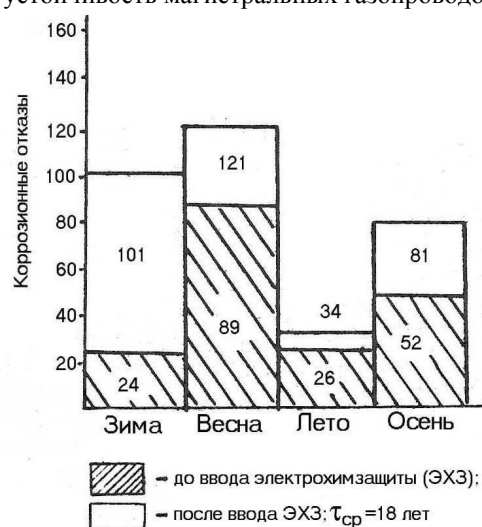


Рис. 16. Влияние сезонных изменений почвенно-климатических условий на коррозионную устойчивость среднеазиатских газопроводов

6.2. Концепция оценки надежности ПКЗ

Защита трубопроводов осуществляется комплексно с помощью изоляционных покрытий (ИП) в сочетании с технологической системой ЭХЗ, при этом ТС-ЭХЗ катодная (временная, раздельная или совместная) включает средства электроснабжения (ЛЭП-ТП). Стандарт предлагает ежегодно оценивать защищенность трубопроводов по протяженности (K_L) и ежеквартально – по времени (K_t), а также интегрально по их произведению ($K_L K_t = K_n$).

Много газовых сетей находится на балансе ОАО «Газпром», однако параметры защиты подземных газовых сетей, как правило, не отражаются в отраслевой отчетности предприятий по ф. 15-год (в 1990 и 1995 гг. ф. 25-ГАЗ разного формата), к тому же здесь не учтена протяженность и состояние ЭХЗ сетей сооружений промплощадок (КС, ГРС, ПХГ и др.). Кроме того, установлена субъективность информации в заполняемых формах [4, 5].

В связи с созданием Единой системы мониторинга, диагностики и управления газовым хозяйством ОАО «Газпром» на основе информационных технологий газораспределительных объектов (ГРО) уместно заметить, что защиту подземных газовых сетей осуществляют с помощью изоляционных покрытий, а в грунтах сопротивлением $\rho_r < 20$ Ом·м дополнительно предусматривают ЭХЗ (ГОСТ 9.602-89*), при этом Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии ограничивает простой электрозащитных устройств (ЭЗУ) 14 сут/год. Однако этот показатель никак не соотносится с критериями надежности сетей, т. е. понятия защищенности по времени в газовых хозяйствах не существует. Это может быть подтверждено формами эксплуатационного журнала работы и контроля эффективности ЭЗУ, приводимыми в Инструкции (ф. 2-2, 2-2а, 2-2б), т. е. здесь не предусмотрены графы для записи показаний счетчика времени наработки (СВН) и времени простоя ЭЗУ. В отличие от МТ в газовых хозяйствах (ГХ) не осуществляется прогрессивный контроль качества изоляции по переходному сопротивлению по завершении строительства (по крайней

мере на газовых сетях, находящихся на балансе ОАО «Газпром»).

Установлена статистика системных отказов в ЭХЗ на отдельных предприятиях (табл. 24). Из приводимых данных видно, что основными причинами отказов системы является отсутствие напряжения в ЛЭП и расхищение оборудования ЭХЗ. Только применение АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения позволило наладить учет отказов системы с оценкой стандартных критериев надежности ПКЗ трубопроводных систем.

Следует отметить, что нормативами нефтегазовой отрасли (РД-51-00158623-08-95 и РД 51-129-87) вопреки СНиП 2.05.06–85* электроснабжение установок катодной защиты (УКЗ) на объектах повсеместно принимается по третьей категории надежности. В этом случае годовой простой УКЗ может превышать 50 %. Мало того, на протяжении двух десятилетий приемочный контроль качества изоляционных покрытий после завершения строительства трубопроводов осуществлялся по сниженным критериям (с ориентировкой на номограммы ВСН-2-28-76), при этом и сейчас используются нестандартные формы №2-17 ВСН 012-88, в которых негде записать результат качества контролируемой изоляции. К тому же и в ныне действующей Инструкции по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризации (1995 г.) нет графы, куда можно записать результат определения $R_{из}$, да и в ГОСТ Р 51164-98 допущены досадные опечатки (в форме Д.1 нет графы для записи тока поляризации и численного результата определения $R_{из}$).

Таблица 24

Среднегодовая статистика отказов в работе ТС-ЭХЗ в ГО «Узтрансгаз» (1989 – 1993) и Ростовском УМГ (1994 – 1998), влияющих на защищенность МГ по протяженности

Структура отказов УКЗ		Средние значения		
		Всего		из них
		шт.	%	%
1	2	3	4	5
ГО «Узтрансгаз» (1989–1993)				
	Количество отказов УКЗ по УзТГ	860	100,0	
1	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	312	36,28	100,0
1.1	ГосЛЭП без напряжения	140	16,28	44,87
1.2	Не подано напряжение на ЛЭП	28	3,26	5,11
1.3	Выход из строя разъединителя ВВ	26	3,02	8,33
1.4	Выход из строя предохранителя ТП	6	0,70	1,92
1.5	Выход из строя трансформаторов ОМП	50	5,81	16,03
1.6	Неисправность ЛЭП 0,4-6/10кВ	90	10,47	28,85
1.7	Непроплата за электроэнергию		0,00	0,00
2	ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА	548	63,72	100,0
2.1	Повреждение КЛПТ	112	13,02	20,44
2.2	Повреждение ВЛПТ	20	2,33	3,65
2.3	Выход из строя анодного заземления	26	3,02	4,74
2.4	Повреждение блоков СКЗ	74	8,60	13,50
2.5	Расхищение элементов ЛЭП-ЭХЗ	316	36,74	57,66

1	2	3	4	5
Ростовское УМГ (1994–1998)				
Количество отказов УКЗ по РУМГ		193	100,0	
1	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	71	36,79	100,0
1.1	ГосЛЭП без напряжения	52	26,94	73,24
1.2	Не подано напряжение на ЛЭП	14	7,25	19,72
1.3	Выход из строя разъединителя ВВ	4	2,07	5,63
1.4	Выход из строя предохранителя ТП		0,00	0,00
1.5	Выход из строя трансформаторов ОМП	2	1,04	2,82
1.6	Неисправность ЛЭП 0,4-6/10кВ	5	2,59	7,04
1.7	Неуплата за электроэнергию	8	4,15	11,27
2	ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА	122	63,21	100,0
2.1	Повреждение КЛПТ	4	2,07	3,28
2.2	Повреждение ВЛПТ	26	13,47	21,31
2.3	Выход из строя анодного заземления	12	6,22	9,84
2.4	Повреждение блоков СКЗ	2	1,64	1,64
2.5	Расхищение элементов ЛЭП-ЭХЗ	78	40,41	63,93

Известно, что переходные сопротивления принимают условно на 10-летний срок службы (для расчета мощности и размещения УКЗ), исходя из требований Инструкции по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов ВСН 2-106-78 и Норм проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН РД 153-39-4-039-99. К сожалению, эти инструкции *не рассматривают ЭХЗ как технологическую систему, увязанную с надежным электроснабжением*, как это требует ГОСТ Р 51164-98. В проектах, допуская снижение защитных свойств покрытий, не рассматривают последствия снижения защищенности по времени (что в действительности имеет место), а на сетях сооружений промплощадок зачастую не приводят каталог с метражом подземных технологических трубопроводов. Учитывая жесткие требования ГОСТ Р 51164-98, в проекте следует разрабатывать паспорт ТС-ЭХЗ объекта, что позволит проследить изменения проектных решений. Как правило, вопросы по качеству и полноте исполнительно-технической документации возникают при проведении коррозионных обследований и на стадии паспортизации подземных технологических трубопроводов ПП.

Исследованиями установлено, что коррозионную устойчивость участков трубопроводов определяет низкая защищенность по времени, контролируемая нестабильностью катодной поляризации, усиливающейся «веерными» отключениями и массовыми расхищениями электролиний. Около двух десятилетий назад ГОСТ 25812–83 потребовал осуществлять системную защиту, оптимизируя для всего сооружения в целом параметры ЭХЗ за период эксплуатации с вводом требований по учету защищенности по времени K_t . Исходя из этого, в качестве постановки задач и алгоритмов решения отраслевого АСУ-ЭХЗ (АРМ-ЭХЗ) Мингазпром в 1988 г. утвердил Методическое руководство по оптимизации параметров и оценке эффективности электрохимической защиты объектов магистрального транспорта газа с реализацией в промышленном масштабе. Основные положения, принятые при формировании структуры автоматизированного рабочего места (АРМ), методологически соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98:

1. *Под объектами магистрального транспорта газа* понимают подземные сооружения, которые включают в себя: *магистральные газопроводы* (МГ) и отводы от них (ОМГ); *объекты* (сети коммуникаций – трубопроводы компрессорных станций (КС) и газораспределительных станций (ГРС); промышленные объекты – обсадные колонны скважин и трубопроводы подземных хранилищ газа (ПХГ) и *прочие сооружения*. Защищенность коммуникаций промышленных площадок (ПП) и параметры ЭХЗ на них оценивают по точкам с использованием АРМ-ЭХЗ.

2. *Под эффективностью ЭХЗ* понимают способность системы обеспечивать катодную поляризацию подземного сооружения на всем его протяжении, соответствующую нормативным требованиям при минимальных энергетических затратах, т. е. ЭХЗ эффективна в случае $|U_{\min}| \leq |U_s| \leq |U_{\max}|$.

3. *Защищенность по протяженности* K_L – это совокупность защищаемых участков от одновременно функционирующих УКЗ в технологической системе (ТС) за контролируемый период времени. Естественно, что защищенность по протяженности не имеет ничего общего с традиционным «процентом защиты».

4. *Защищенность по времени* K_t участков трубопровода – это функция от числа суток простоев УКЗ, системно определяемая по показаниям счетчиков времени наработки (СВН) за контролируемый период времени T . K_t принято распространять на оперативную (за месяц) совокупность защищаемых участков (а не за квартал по ГОСТ Р 51164-98).

5. Показатели надежности ЭХЗ K_L $K_T = K_n$ учитываются оперативно (за месяц) и накопительным итогом (с начала года). Эти показатели взаимодействуют системно и календарно непрерывно, их ежемесячно сохраняют в базе данных электронного журнала АРМ-ЭХЗ.

6. Защищенность от коррозии определяет степень торможения коррозии Z_k при функционировании ТС-ЭХЗ, которую выражают как функцию от K_T . Другими словами, ЭХЗ будет эффективна при нормативном простое УКЗ не более 10 сут/год ($K_T \Rightarrow 0,973$), т.е. исходя из требований ПТЭМГ-2000*, на участках высокой (ВКО) и повышенной коррозионной опасности (ПКО) при $Z_k = > 90\%$, а на участках умеренной коррозионной опасности (УКО) при $Z_k = > 70\%$.

ГОСТ Р 51164-98 устанавливает, что ТС-ЭХЗ образуют одна или несколько УКЗ, которая состоит из высоконадежных элементов включая средства электроснабжения и преобразователи с блоками дистанционного контроля и регулирования (ДКиР). Каждый вновь построенный трубопровод должен иметь сертификат соответствия качества противокоррозионной защиты государственным стандартам, а для эксплуатируемых трубопроводов сертификат может быть выдан только после комплексного обследования (пока документ не выпущен). В связи с этим основной задачей эксплуатационных подразделений (ПТЭМГ-2000*) является поддержание технологически полной защищенности трубопроводов по времени на всем их протяжении с использованием АРМ-ЭХЗ технологий энергосбережения.

Структура работ по оценке надежности определена Положением по проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ (1998 г.), а также методиками по «интенсивным измерениям» (1998 г.), «внутритрубной инспекции газопроводов» (1998 г.) и морально устаревшей методикой коррозионного обследования («Союзоргэнергогаз», 1989 г.). Поэтому результаты, получаемые по комплексно-интенсивным обследованиям и внутритрубной дефектоскопии, несопоставимы. Так, традиционной электрометрией определяют защищенность по протяженности, а искателями повреждений оценивают локальное состояние покрытий. Технологией «интенсивных измерений» оценивают критические дефекты в покрытиях и потенциалы отключения (только на момент обследования и настройки системы), а метод внутритрубной инспекции позволяет оценивать «потери металла». Однако ни один из указанных методов не предусматривает учет стандартного показателя – защищенности по времени K_T в сочетании со скоростью коррозии участков исследуемых газопроводов, при этом эксплуатационные и обследующие организации не дают системную оценку надежности защиты по критериям ГОСТ Р 51164-98 и не проводят оптимизацию параметров защитных устройств с применением АРМ-ЭХЗ технологий энергосбережения. Мало того, для выдачи проекта усиления ЭХЗ по результатам обследований перестали привлекать проектные организации.

До выхода ГОСТ Р 51164-98 ЭХЗ никогда не рассматривалась как технологическая система, а продолжающийся упор на телеконтроль защитных потенциалов, формализованный требованиями к оборудованию систем линейной телемеханики (СЛТМ), не позволяет осуществлять системный подход к автоматизации и телерегулированию ТС-ЭХЗ трубопроводов.

Поэтому комплекс задач АРМ-ЭХЗ, оставаясь актуальным и востребованным, позволит организовать не только эффективное управление высоконадежными преобразователями УКЗТ-А (НПП «Дон-Инк») с пульта ПЭВМ, но и оперативный коррозионный мониторинг с учетом требований ГОСТ Р 51164-98, ПТЭМГ-2000* и ПТЭМН-2000.

6.3. Оценка состояния изоляции трубопроводов

При эксплуатации осуществляют контроль защитных покрытий по величине переходного сопротивления R_n , которое является характеристикой протяженного подземного трубопровода и используется для расчета параметров ЭХЗ, а также служит количественной оценкой состояния изоляционного покрытия, на основании которой можно локализовать участки трубопровода, требующие более детального обследования, и принимать решения о ремонте покрытия.

Известно более десятка методов определения R_n . Они сводятся к выполнению различных алгебраических действий над результатами измерений величин разности потенциалов, выполненных на трубопроводе при одной включенной и смежных выключенных установках катодной защиты. Однако неизвестен критерий определения правильности рассчитанного R_n и метод его определения, который является более универсальным и эффективным по сравнению с методикой ГОСТ Р 51164-98.

В качестве математической модели, описывающей распределение наложенной разности потенциалов вдоль трубопровода, использована известная закономерность [31]:

$$\Delta U(x) = I Z_{ax} e^{-ax} + \frac{I \rho}{2\pi \sqrt{x^2 + y^2}},$$

где I – ток УКЗ, А;

$$Z_{ax} = \frac{\sqrt{R_T R_n}}{2} - \text{входное сопротивление, Ом;}$$

$$a = \sqrt{R_T / R_n} - \text{постоянная распространения тока, 1/Ом;}$$

ρ – удельное сопротивление земли в поле токов катодной защиты, Омм; y – расстояние от анода до тру-

бoпровода, м; x – текущая координата, м; R_m – продольное сопротивление, Ом·м; R_n – переходное сопротивление, Ом·м.

Предлагаемый критерий правильности определения R_n заключается в следующем. В формулу подставляются значения R_n , полученные каким-либо способом, и другие значения требуемых параметров, определяются расчетные значения наложенной разности потенциалов. Эти значения сравниваются с измеренными величинами разности потенциалов, и если расчетные значения отличаются от фактических не более чем на 100 – 150 Мв, то результаты можно считать удовлетворительными. Более информативным исследование этого критерия будет выглядеть в том случае, если параметры фактические и расчетные нанести на масштабную бумагу и оформить в виде потенциальной диаграммы.

6.3.1. Определение переходного сопротивления в зоне действия одной УКЗ

Измерения на трассе проводят после стабилизации потенциалов, как правило, не менее 1 – 3 суток после отключения УКЗ. Записывают режимы работы УКЗ (ток, А) и проводят измерения разности потенциалов. Измерения разности потенциалов «труба – земля» производят на всех КИП с шагом 1 км по обе стороны от УКЗ исследуемого участка до смежных (отключенных) УКЗ. При отсутствии КИП для измерения потенциалов используется метод выносного электрода (рис. 17).

Порядок обработки результатов. Выполняют расчет величины S (площадь под потенциальной диаграммой) способом трапеции:

$$S = \sum_{i=1}^n \frac{U_i + U_{i+1}}{2} L_i,$$

где $U_i = (U_{изм} - U_{есм})$ – измеренный и наложенный потенциал в i -й точке, В;

L_i – расстояние между i -й и $(i+1)$ -й точками, м.

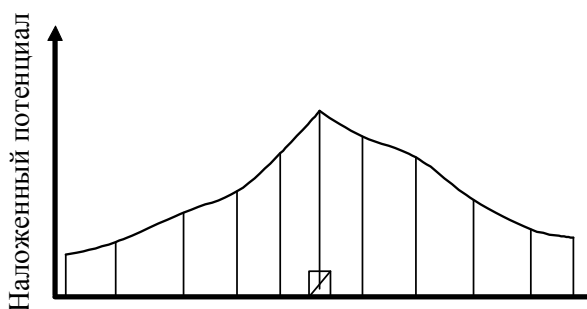


Рис. 17. Потенциальная диаграмма и схема определения переходного сопротивления участка газопровода

Влияние поля тока анодного заземления (при больших токах УКЗ и высоком сопротивлении земли) компенсируют путем введения поправки:

$$S_0 = S - \frac{1}{2\pi} \left(I \rho_{зм} \ln \frac{L + \sqrt{L^2 + Y^2}}{Y} \right),$$

где I – ток УКЗ, А; Y – расстояние от газопровода до анодного заземления, м; $\rho_{зм}$ – удельное сопротивление земли в поле токов катодной защиты, т.е. определенное с разносом электродов, равных Y , Ом·м; L – общая протяженность участка трубопровода, на котором были проведены измерения, м.

Выполняют расчет величины α (постоянная распространения тока, 1/м) решением уравнения:

$$\alpha = \frac{I R_m (1 - e^{-\alpha L})}{a S},$$

где I – ток УКЗ, А; L – общая протяженность участка трубопровода, на котором были проведены измерения, м; R_m – продольное сопротивление трубопровода, Ом·м.

Уравнение решается методом итераций; в качестве первого приближения можно принять $\alpha = 10^{-4}$; при этом обычно достаточно 3÷4 итераций.

Переходное сопротивление R_n , Ом/м², вычисляют по формуле:

$$R_n = \frac{R_m}{2\pi \alpha^2 D},$$

где D – диаметр трубопровода, м.

6.3.2. Определение переходного сопротивления двух участков газопровода в зоне действия УКЗ

Для оценки величины R_n на участках расчет выполняют отдельно для левой S_l и правой S_n ветвей потенциальной диаграммы (рис. 18).

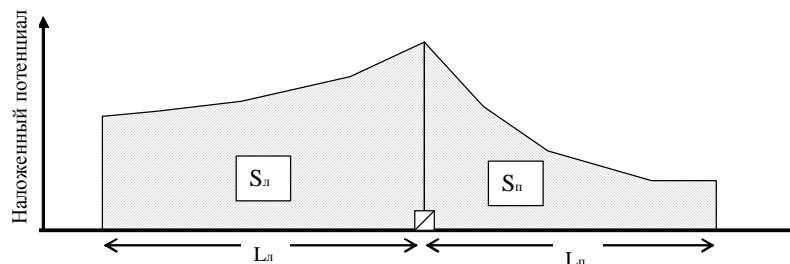


Рис. 18. Потенциальная диаграмма и схема определения переходного сопротивления двух участков трубопровода при одной включенной УКЗ

Вычисляют α_l и α_n путем решения системы двух уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_l = \frac{IR_{mp}(1 - e^{-\alpha_l L_l})}{\alpha_l + \alpha_n}; \\ \alpha_n = \frac{IR_{mp}(1 - e^{-\alpha_n L_n})}{\alpha_l + \alpha_n}. \end{cases}$$

Система уравнений решается методом итераций (обычно 4 – 5 итераций). Затем рассчитывают R_n участков по формуле.

6.3.3. Определение переходного сопротивления трубопровода в зоне нескольких УКЗ

Для увеличения производительности примерно вдвое следует выполнять измерения потенциалов и определять R_n на нескольких участках (от УКЗ до УКЗ) трубопровода. В работу включается группа из 2 – 4 УКЗ, при этом смежные УКЗ по 2–3 по ходу и против хода газа отключаются (рис. 19).

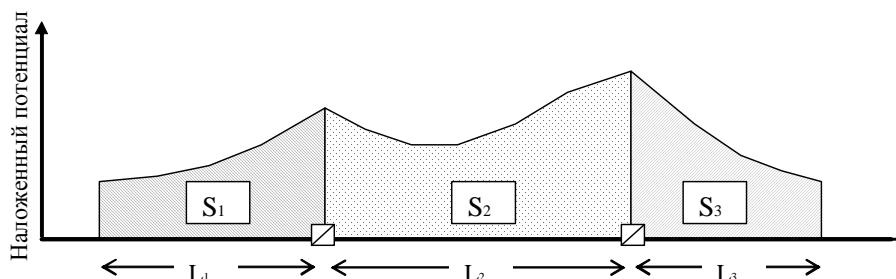


Рис. 19. Потенциальная диаграмма и схема определения переходного сопротивления трех участков трубопровода при двух включенных УКЗ

Порядок обработки результатов для двух УКЗ. Расчет величин S_1 ; S_2 ; S_3 выполняют для каждого участка газопровода, α_1 ; α_2 ; α_3 определяют решением системы уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_1 = \frac{R_{mp}(1 - e^{-\alpha_1 L_1})}{S_1} \left(\frac{I_1}{\alpha_1 + \alpha_2} + \frac{I_2 e^{-\alpha_2 L_2}}{\alpha_2 + \alpha_3} \right); \\ \alpha_2 = \frac{R_{mp}(1 - e^{-\alpha_2 L_2})}{S_2} \left(\frac{I_1}{\alpha_1 + \alpha_2} + \frac{I_2}{\alpha_2 + \alpha_3} \right); \\ \alpha_3 = \frac{R_{mp}(1 - e^{-\alpha_3 L_3})}{S_3} \left(\frac{I_1 e^{-\alpha_1 L_1}}{\alpha_1 + \alpha_2} + \frac{I_2}{\alpha_2 + \alpha_3} \right). \end{cases}$$

Система уравнений решается методом итераций (3 – 4 итерации). R_n вычисляют по формуле.

Измерения и расчет R_n можно проводить на длинных участках трубопроводов протяженностью 100 – 150 км с 10 – 30 УКЗ между ними. Для этого необходимо использовать пакет программ технологии «АРМ-

ЭХЗ». Рассчитанные указанными методами R_n участка трубопровода включают в себя величину сопротивления растеканию этого участка. Для того чтобы определить величину сопротивления изоляции, необходимо из величины рассчитанных значений исключить значение сопротивления растеканию неизолированного трубопровода.

$$R_{zn} = R_n - R_p.$$

Величина R_p определяется из уравнения

$$R_p = \frac{\rho_z D}{2} \ln \frac{0,4R_p}{D^2 h R_{np}},$$

где ρ_z – среднее удельное сопротивление грунта вдоль участка, Ом·м; h – средняя глубина (до оси) залегания трубопровода, м; D – диаметр трубопровода, м.

Это уравнение также решается методом итераций (обычно достаточно 4 – 5 итераций). Начальное приближение можно принять равным $R_p = \rho_z \cdot D/2$.

Определение состояния изоляции на строящихся и действующих трубопровода рекомендуется проводить с помощью пакета АРМ-ЭХЗ.

6.4. Технология энергосбережения АРМ-ЭХЗ МТ и ПП

В настоящее время ЭХЗ трубопроводов осуществляется системно исходя из необходимости обеспечения защитной разности потенциалов труба – земля. При этом токи на УКЗ выставляются приблизительно путем их опытных включений с последующими измерениями потенциалов на участке между двумя соседними устройствами, однако здесь не учитывается взаимовлияние прилегающих УКЗ. В этом случае ЭХЗ трубопроводов рассматривается как совокупность защищаемых участков группами по две УКЗ, к тому же опытным путем практически невозможно подобрать оптимальный режим работы УКЗ. Это, как правило, всегда приводит к завышению токов УКЗ и увеличению эксплуатационных затрат на их обслуживание.

Физический смысл задачи заключается в расчете таких токов, при которых была бы обеспечена полная по протяженности защита трубопровода при минимальных затратах электроэнергии на работу системы ЭХЗ. Пусть на газопроводе имеются n УКЗ. Назовем i -м участок газопровода между $(i-1)$ -й и i -й УКЗ, тогда i -й участок газопровода характеризуется следующими параметрами: l_i – протяженность, м; R_i^m – продольное электрическое сопротивление, Ом/м; D_i, δ_i – диаметр и толщина стенки трубы, м; R_i^n – переходное сопротивление, Ом·м;

$$a_i = \sqrt{\frac{R_i^m l_i}{R_i^n}} \pi D \text{ – постоянная распространения тока, 1/м;}$$

$$Z = \sqrt{R_i^m l_i R_i^n} \text{ – характеристическое сопротивление, Ом;}$$

$$\rho_i = \sqrt{\rho_i \rho_{i-1}} \text{ – удельное электрическое сопротивление земли в поле токов катодной защиты, Ом·м.}$$

U_i^e – среднее значение естественной разности потенциалов, В; U_i^u – разность потенциалов измеренная при работе УКЗ, В; $\Delta U_i = U_i^u - U_i^e$ – наложенная разность потенциалов, В; U_i^s – значение минимальной защитной разности потенциалов, В; $\Delta U_i^s = U_i^s - U_i^e$ – наложенная защитная разность потенциалов, В;

i -я УКЗ характеризуется следующими параметрами: U_i^p – эксплуатационное напряжение, В; I_i^p – эксплуатационный ток, А; U_i^0 – разность потенциалов в точке дренажа, В; R_i – сопротивление внешней цепи, Ом; Y_i – расстояние от анодного заземления до газопровода, м; Z_i^{ax} – входное сопротивление, Ом; ρ_i – удельное электрическое сопротивление земли в поле токов катодной защиты, Ом·м.

Наложная разность потенциалов от одной УКЗ на смежном участке по длине газопровода описывается зависимостью

$$\Delta U(x) = IZ_{ax} e^{-ax} + \frac{I\rho}{2\pi\sqrt{x^2 + y^2}}.$$

Наложная разность потенциалов на i -м участке от k -й УКЗ при

$$\text{А) } k < i \quad \Delta U(x) = I_k Z_k^{bx} \exp\left\{-\sum_{j=k+1}^{i-1} a_j l_j - a_i(x - x_{i-1})\right\};$$

$$\text{Б) } k > i \quad \Delta U(x) = I_k Z_k^{bx} \exp\left\{-\sum_{j=k+1}^i a_j l_j - a_i(x_i - x)\right\}.$$

При защите несколькими УКЗ наложенная разность потенциалов в любой точке газопровода по принципу суперпозиции определяется как сумма наложенных разностей потенциалов от каждой УКЗ. Наложная разность потенциалов в точке с текущей координатой X на i -м участке равна

$$\Delta U(x) = I_{i-1} Z_{bx} e^{-a_m(x - x_{i-1})} + \frac{I_{i-1} \rho_{i-1}}{2\pi\sqrt{(x - x_{i-1})^2 + Y_{i-1}^2}} +$$

$$\begin{aligned}
& + I_i Z_i^{\text{BX}} e^{-a_i(x_i-x)} + \frac{I_i \rho_i}{2\pi\sqrt{(x_i-x)^2 + Y_{i-1}^2}} + \\
& + \sum_{k=1}^{i-2} I_k Z_k^{\text{BX}} \exp\left\{-\sum_{j=k+1}^{i-1} a_j l_j - a_i(x-x_{i-1})\right\} + \\
& + \sum_{k=i+1}^n I_k Z_k^{\text{BX}} \exp\left\{-\sum_{j=i+1}^k a_j l_j - a_i(x_i-x)\right\}.
\end{aligned}$$

Исходными данными для расчетов в АРМ-ЭХЗ являются код газопровода, привязка и тип СКЗ, диаметр D_i , толщина стенки δ_i , расстояние между УКЗ l_i , продольное сопротивление R_i^T , естественный потенциал U^e , минимальный защитный потенциал U^3_i – определяются по технической документации и записываются в нормативно-справочную информацию (НСИ).

Исходными данными для расчета переходного сопротивления (интегральная оценка) являются результаты измерений потенциалов. Определение удельного электрического сопротивления земли в поле токов катодной защиты производится по результатам измерений (спецпотенциальных диаграмм) по формуле:

$$\rho_i = 2\pi[MN] \frac{\Delta U \cdot 10^{-3}}{I_i},$$

где $[MN]$ – разнос между потенциальными электродами, м.

Значения ρ_i заносятся в НСИ. При n УКЗ и $(n+1)$ участках переходное сопротивление i -го участка (выраженное через a_i) определяется решением системы $(n+1)$ нелинейных уравнений:

$$\begin{aligned}
a_i = \frac{R_i^T [1 - e^{-a_i(x_i-x_{i-1})}]}{S_i} & \left\{ \frac{I_{i-1}}{a_{i-1} + a_i} + \sum_{k=1}^{i-2} \left[\frac{I_k}{a_k + a_{k+1}} \exp\left(-\sum_{j=k+1}^{i-1} a_j l_j\right) \right] + \frac{I_i}{a_i + a_{i+1}} + \right. \\
& \left. + \sum_{k=i+1}^n \left[\frac{I_k}{a_k + a_{k+1}} \exp\left(-\sum_{j=i+1}^k a_j l_j\right) \right] \right\}, i=1, \dots, n+1,
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{где } S_i = \sum_{p=x_{i-1}}^{x_i} \frac{U_p + U_{p+1}}{2} (x_{p+1} - x_p) - \frac{1}{2\pi} & \left[i_{i-1} \rho_{i-1} \ln \frac{l_i + \sqrt{l_i^2 + Y_{i-1}^2}}{Y_{i-1}} + \right. \\
& \left. + I_i \rho_i \ln \frac{l_i + \sqrt{l_i^2 + Y_i^2}}{Y_i} \right].
\end{aligned}$$

Расчетные формулы получены интегрированием потенциальной диаграммы (суммарной наложенной разности потенциалов от всех работающих УКЗ i -го участка по длине.

Защищенность при эксплуатационных режимах УКЗ на участке газопровода определяется как отношение расчетной длины участка с наложенной разностью потенциалов выше заданной защитной к длине всего участка:

$$P = \frac{l_x \{x : \Delta U(x) \geq \Delta U^3\}}{L_i} \cdot 100\%.$$

Расчетная наложенная разность потенциалов определяется путем подстановки значений и эксплуатационных токов УКЗ в соответствующие выражения.

Задача определения оптимальных режимов УКЗ имеет следующий вид: вычислить такие токи $(I_1, \dots, I_2, \dots, I_n)$, минимизирующих форму:

$$F(I) = R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2 + \dots + R_n I_n^2$$

при выполнении условий:

$$\begin{cases} I_{i-1} Z_{i-1}^{\text{BX}} e^{-a_i(x-x_{i-1})} + \frac{I_{i-1} \rho_{i-1}}{2\pi\sqrt{(x-x_{i-1})^2 + Y_{i-1}^2}} + \\ + I_i Z_i^{\text{BX}} e^{-a_i(x_i-x)} + \frac{I_i \rho_i}{2\pi\sqrt{(x_i-x)^2 + Y_{i-1}^2}} \geq \Delta U_i^3, \\ I_i \leq A_i, i = \bar{l}, \bar{n} \end{cases}$$

где A_i – верхнее ограничение на ток i -й УКЗ, А.

Определяются максимально возможные токи УКЗ с учетом перевода СКЗ в другой диапазон регулирования (48 – 96 В) по формуле:

$$I_i^{\text{вых}} = \min \left\{ \sqrt{W_n / R_i}; U_{in} / R_i; I_i^{\text{н}} \right\},$$

где W_n – номинальная мощность i -й СКЗ, Вт; U_{in} – номинальное напряжение i -й СКЗ, В; $I_i^{\text{н}}$ – номинальная сила тока, А.

Исходными данными для определения оптимальных режимов УКЗ (СКЗ) и эксплуатационных рекомендаций являются их рабочие режимы: напряжение ($U_i^{\text{р}}$), ток ($I_i^{\text{р}}$), показания счетчика времени наработки (СВН). При этом определяется защищенность при максимальных токах преобразователей (СКЗ) УКЗ. При достижении полной защищенности газопровода по протяженности определяют оптимальный режим работы УКЗ с выдачей практических рекомендаций. Если же при максимальных токах УКЗ не удается достичь полной защищенности, то последовательно рассчитываются максимальные токи либо при замене оборудования на СКЗ повышенной мощности (3 – 5 кВт), либо проведением ремонта анодного заземления по заданному (до 4 Ом) сопротивлению нагрузки. Если и в этом случае не достигается полная защита, то выдаются рекомендации на обследование и реконструкцию системы ЭХЗ этого участка газопровода.

Поле токов катодной защиты в условиях коммуникаций ПП сложной конфигурации неоднородно, поэтому невозможно получить аналитическую зависимость изменения потенциалов, какого-либо участка коммуникаций от координат этого участка и величины токов, стекающих с анодных заземлений (Петров Н.А., Соколов А.С., Нефедова З.И., Фатрахманов Ф.К., Винокурцев Г.Г., Мухамедшин Ф.Ф. Инструкция по оптимизации режимов работы УКЗ коммуникаций промплощадок. М.: ВНИИГАЗ, 1986, с. 45).

Поэтому коммуникации ПП рассматриваются как набор точек, в которых выполняются измерения потенциалов. В этом случае при строго фиксированной системе анодных заземлений задача определения параметров ЭХЗ сводится к нахождению зависимостей потенциалов каждой точки от величины токов, стекающих с анодных заземлений, и решается с применением методов регрессионного анализа. Исследования показали, что эти зависимости с высокой предсказательной способностью описываются системой линейных уравнений

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= A_{01} + A_{11} I_1 + A_{21} I_2 + \dots + A_{n1} I_n \\ U_2 &= A_{02} + A_{12} I_1 + A_{22} I_2 + \dots + A_{n2} I_n \\ &\dots \dots \dots \\ U_k &= A_{0k} + A_{1k} I_1 + A_{2k} I_2 + \dots + A_{nk} I_n \end{aligned} \right\}$$

Здесь U_i – потенциал i -й точки промплощадки, $i = 1; 2; \dots k$; I_j – ток j -й УКЗ, $j = 1; 2; \dots n$; A_{nk} – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

Система функций для k точек, представляющих сети сооружений ПП и n УКЗ, характеризует параметры электрохимической защиты коммуникаций конкретной ПП и позволяет решать задачи регулирования токов УКЗ с определением их оптимального режима. Задача определения оптимальных режимов УКЗ может быть сформулирована следующим образом. Определить такие I_1, I_2, \dots, I_n , которые при выполнении условий:

$$\left. \begin{aligned} U_{\max 1} &\geq A_{01} + A_{11} I_1 + A_{21} I_2 + \dots + A_{n1} I_n \geq U_{\min 1} \\ U_{\max 2} &\geq A_{02} + A_{12} I_1 + A_{22} I_2 + \dots + A_{n2} I_n \geq U_{\min 2} \\ &\dots \dots \dots \\ U_{\max k} &\geq A_{0k} + A_{1k} I_1 + A_{2k} I_2 + \dots + A_{nk} I_n \geq U_{\min k} \\ 0 &\leq I_j \leq C_j \end{aligned} \right\}$$

минимизируют форму:

$$F = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 + \dots + I_n^2 R_n,$$

где I_j – ток j -й УКЗ; R_i – сопротивление внешней цепи i -й УКЗ; A_{ij} – коэффициенты из системы; $U_{\min j}$; $U_{\max j}$ – минимальные защитные и максимально допустимые потенциалы j -й точки соответственно.

Физический смысл задачи сводится к определению токовых режимов УКЗ, при которых будет обеспечена полная защищенность коммуникаций ПП при минимальном расходе электроэнергии. Это соответствует канонической форме задачи математического программирования.

Значения коэффициентов A_{ij} системы показывают, что в пределах одной ПП коэффициенты A_{ij} являются функцией расстояния от каждой точки до анодного заземления (при схеме защиты с сосредоточенными АЗ). При этом наиболее подходящим видом аппроксимации является степенная функция вида $A_{ij} = M (d_{ij})^{\varphi}$, где A_{ij} – коэффициенты из системы; d_{ij} – расстояние от i -й точки до j -го анодного заземления; M, φ – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

С применением рассчитанных M, φ -коэффициентов можно решить ряд практических задач, связанных с определением оптимального расположения защитных устройств (анодных заземлений). Задача определения оптимального режима УКЗ сводится к решению уравнения со следующими верхними ограничениями по току:

$$C_j = \min \left\{ \sqrt{W_j/R_j}; U_j/R_j; I_j \right\},$$

где W – номинальная мощность преобразователя УКЗ, Вт; U, I – максимальное напряжение и ток преобразователя УКЗ; R – сопротивление внешней цепи УКЗ.

Определение текущей защищенности по протяженности участков коммуникаций осуществляется путем подстановки в систему значений рабочих токов УКЗ и выполнения расчета потенциалов каждой точки. По результатам этих расчетов можно определить точки (незащищенные участки коммуникаций) по каталогу сетей. Участки, имеющие наиболее положительные значения потенциалов, являются коррозионно-опасными и подлежат шурфовому осмотру (следует строго соблюдать привязку координат АЗ и точек измерений). Определение «аварийных» режимов УКЗ, обеспечивающих полную защищенность по протяженности при отказе одной или нескольких УКЗ, находится путем решения уравнения, при этом верхние ограничения по току для отказавших УКЗ приравниваются к нулю.

Имея многолетние данные, можно прогнозировать интенсивность коррозии подземного трубопровода в пределах зоны защиты каждой УКЗ по следующей схеме:

1. За контролируемый период времени T (месяц, квартал, год) определяется время простоя τ_{np} каждой УКЗ по формуле

$$\tau_{np} = T - \tau_{раб}, \text{ сут.},$$

где T – время контроля работы УКЗ; $\tau_{раб}$ – время работы УКЗ, рассчитанное по СВН.

2. По величине τ_{np} определяется защищенность газопровода во времени в пределах зоны защиты каждой УКЗ:

$$Z_{\tau} = \frac{T - \tau_{np}}{T} \cdot 100\% = \frac{\tau_{раб}}{T} \cdot 100\%.$$

3. По вычисленной величине Z_m оценивается степень защиты от коррозии в зоне защиты УКЗ

$$Z_k = 96 - 272 \left(1 - \frac{Z_{\tau}}{100} \right), \%$$

4. Производится дифференциация участков газопровода по коррозионной устойчивости исходя из требований ПТЭМГ-2000*, при этом коррозионно-опасные участки с неэффективной ЭХЗ будут следующие:

- для низкоомных $\rho < 20$ Ом·м и на участках ВКО и ПКО: $Z_k < 90$ %;
- для высокоомных грунтов $\rho > 20$ Ом·м;
- на участках УКО: $Z_k < 70$ %.

По Z_k определяется вероятная скорость коррозии при защите (мм/год) и оценивается общая протяженность участков трубопровода по степени коррозионной опасности, на которых намечается шурфование.

При эксплуатации с помощью электронного журнала АРМ–ЭХЗ можно:

- рассчитывать защищенность трубопроводов и сетей ПП по протяженности KL и их защищенность по времени Kt за контролируемый период времени (месяц) и с начала года (январь – декабрь);
- оптимизировать параметры защиты трубопроводов в процессе проведения ремонтно-технического обслуживания (РТО) ТС–ЭХЗ;
- контролировать и оперативно управлять токами УКЗ с помощью средств линейной телемеханики (СЛТМ).

При этом комплексно оценивают

- охват коррозионным контролем всех эксплуатирующихся трубопроводов и сетей сооружений ПП;
- эффективность ЭХЗ и защищенность трубопроводов от коррозии за любой (отчетный) период времени;
- коррозионную устойчивость участков трубопровода по вероятной скорости коррозии;
- объемы профилактических работ по ремонту ТС–ЭХЗ и линейной части магистральных газопроводов;
- эффективность затрат при выборе очередности обследования участков трубопроводов.

Эффективность телеуправления может быть обеспечена системно с применением программного продукта АРМ-ЭХЗ, позволяющего оперативно определять защищенность по времени на конкретных участках трубопроводов и сетей сооружений ПП (рис. 20).



Рис. 20. Блок - схема устройств катодной защиты УКЗТ – АТ:

- 1 – входная цепь – предназначена для подвода питающей сети переменного тока напряжением 220 V и защиты устройства от перегрузок;
- 2 – силовой трансформатор – предназначен для понижения сетевого напряжения переменного тока с последующим его выпрямлением и регулировкой;
- 3 – управляемый силовой выпрямитель – предназначен для выпрямления выходного тока силового трансформатора и регулировки выходного напряжения устройства;
- 4 – выходная цепь – предназначена для подключения устройства к защищаемому сооружению и анодному заземлению;
- 5 – трансформатор малой мощности – предназначен для питания блока управления (6) и блока преобразования сигналов (7);
- 6 – блок управления – предназначен для осуществления ручной, автоматической и дистанционной регулировки выходных параметров устройства;
- 7 – блок преобразования сигналов – предназначен для формирования токовых (4 – 20 или 0 – 5 мА) выходов и входа для передачи информации о выходных параметрах устройства (напряжение – ток – потенциал) в точке дренажа СКЗ и возможности дистанционного изменения выходного напряжения устройства;
- 8 – блок подключения интерфейса системы телеметрического контроля и управления – предназначен для соединения устройства с системой телеконтроля и управления;
- 9 – КИП с электродом длительного действия ЭСМС
- 10 – нагрузка трубопровод – анодное заземление

7. КОНЦЕПЦИЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

7.1. Оценка коррозионной устойчивости трубопроводов

В последнее время получают развитие технологии по оценке надежности трубопроводов, например «Временная методика по экспертной оценке относительного риска эксплуатации объектов газовой промышленности (для планирования газотранспортным предприятием очередности ремонта участков газопроводов)» (ООО «Газнадзор» –1998). Методика основана на математическом моделировании оценки относительного риска эксплуатации отдельных участков газопроводов. Однако в качестве исходных данных использованы нестандартные критерии, которые не фиксируются в отраслевой НД и ГОСТ Р 51164-98.

Исследованиями установлено, что коррозионная устойчивость трубопроводов определяется взаимодействием многих факторов, среди которых существенное влияние оказывают параметры катодной поляризации. Под эффективностью электрохимической защиты понимают способность ТС-ЭХЗ обеспечивать катодную поляризацию по уровню защитных потенциалов ($U_{п} = 0,85 - 1,15$ В), под защищенностью трубопровода – степень торможения коррозионных процессов при функционировании ЭХЗ

$$Z_k = (K_{\phi} - K_s) / K_{\phi} \cdot 100 \%$$

Надежность трубопровода зависит от состояния изоляционных покрытий

$$(K_{ип}) K_{ип} = (R_{п} - R_{к}) / R_{п}$$

и надежности технологической системы ЭХЗ

$$K_{п} = K_L \cdot K_t,$$

параметры которой контролируются временем поляризации K_t по всей длине K_L сооружения

$$K_t = (T - T_{пр})/T = T_p/T.$$

Надежность трубопроводов зависит от степени защиты от коррозии Z_k или фактической скорости коррозии K_f .

Так как параметры технического состояния трубопроводов определяются, с одной стороны, коррозией, а с другой – защитой, то

$$K_f = K_{max}(1 - K_t)(1 - K_{ин}),$$

$$Z_k = (K_{max} - K_f)/K_{max} = (K_f - K_d)/K_f = [1 - (1 - K_t)(1 - K_{ин})].$$

Устойчивость изолированных трубопроводов оценивается из выражения

$$Z_k = 96 - 10(T_{пр}/T)(7,2 + n),$$

т. е. эффективность ЭХЗ зависит не только от времени простоев $T_{пр}$ УКЗ, но и от числа их отключений n .

При среднем времени деполяризации трубопровода одни сутки $T_{деп}=24$ ч и числе отключений $n = > 20$ раз в год

$$Z_k = 96 - 272(1 - K_t) = 96 - 272(T_{пр}/T).$$

Тогда за календарный год ($T=365$ сут),

$$Z_k = 96 - 0,74 T_{пр}.$$

Вероятная скорость коррозии при защите трубопроводов определяется максимальной скоростью коррозии и реальной степенью защиты трубопровода

$$K_z = K_{max}(1 - Z_k/100),$$

где $T, T_{пр}, T_p$ – время контроля, простоя, работы УКЗ, сут;

R_n, R_k – переходные сопротивления, текущее, конечное, Ом m^2 ;

K_f, K_{max}, K_d – скорость коррозии фактическая, максимальная, допустимая, мм/год;

Z_k – степень защиты от коррозии, %;

K_L, K_t – защищенность по протяженности, по времени (диагностические коэффициенты);

$K_{ин}$ – надежность покрытий (диагностический коэффициент).

Таким образом, критические дефекты в изоляции и коррозионно -опасные отказы (длительные простои) ЭХЗ неизбежно приводят к снижению надежности трубопроводов и выходу их из строя.

Поставленные задачи могут быть решены с применением АРМ-ЭХЗ технологий.

7.2. Обоснование ремонта ПКЗ

Реализация программ по капитальному ремонту подземных сооружений требует решения проблем повышения эффективности его проведения. Это сопряжено с необходимостью разработки методов технико-экономического обоснования сроков капремонта или замены отдельных элементов сооружения. В условиях комплексной защиты от коррозии, объектами ремонта могут быть средства противокоррозионной защиты и участки трубопровода. Основное назначение средств защиты – обеспечение заданной коррозионной устойчивости подземного сооружения в течение всего нормативного срока его службы T_n .

Линейная часть газопровода предназначена для обеспечения непрерывного транспорта газа потребителям в течение T_n при минимальных эксплуатационных затратах. Различие объектов по своему назначению требуют и различных критериальных оценок целесообразности их капитального ремонта.

Для средств защиты в качестве основного и обобщающего критерия целесообразности их ремонта принимается коэффициент безотказной эксплуатации трубопровода:

$$K_y = T_{ф}/T_n,$$

где $T_{ф}$ – срок службы до первого коррозионного отказа, лет;

T_n – нормативный срок эксплуатации трубопровода, лет.

При $K_y > 1$ – вероятность коррозионного отказа отсутствует;

$K_y < 1$ – возможен коррозионный отказ за период $T_{ф}$;

$K_y = 1$ – следует производить капитальный ремонт (реконструкцию) средств защиты.

Величина $T_{ф}$ зависит только от параметров, характеризующих техническое состояние средств защиты. При этом экономический фактор не учитывается, так как он уже заложен в самом факте применения средств защиты, обусловленном увеличением срока службы трубопровода. Что касается линейной части, то исходя из ее назначения принимаются два основных критерия, характеризующих экономическую целесообразность дальнейшей эксплуатации трубопровода и его техническое состояние. По первому (экономическому) критерию производится ориентировочная оценка общих масштабов ремонтных работ по газотранспортному предприятию, а по второму критерию (техническое состояние) оценивается приоритет и очередность вывода в ремонт или замены отдельных участков подземного сооружения. Исходя из этих принципов обосновывается необходимость капитального ремонта.

В условиях комплексной защиты от коррозии вопрос о целесообразности проведения переизоляции трубопровода решается с учетом применения ЭХЗ. При этом коррозионная устойчивость сооружения определяется степенью его защиты от коррозии или фактической скоростью коррозии K_f

$$K_y = T_{ф}/T_n = K_d/K_f = \delta_t / T_n \cdot 1/K_f,$$

где δ_t – толщина стенки трубопровода, мм; K_f, K_d – фактическая и допустимая скорость коррозии, мм/год.

Установлено, что в условиях комплексной защиты фактическая скорость коррозии трубопровода опреде-

ляется уравнением:

$$K_{\phi} = A + B (1 - K_{ип}) (1 - K_n),$$

где A, B – коэффициенты; $K_{ип}$ – коэффициент надежности изоляционных покрытий.

Надежность ИП может быть определена из соотношения:

$$K_{ип} = (R_n - R_k) / R_n = 1 - R_k / R_n,$$

где R_n – переходное сопротивление «труба – земля» на время t , Ом·м²; R_k – конечное переходное сопротивление «труба – земля», Ом·м²; K_n – коэффициент надежности электрохимической защиты определяется произведением $K_L \cdot K_t$,

где K_t – коэффициент использования ЭХЗ по времени, численно равный отношению времени работы УКЗ, T_p к общему периоду времени T . Может изменяться в пределах $0 = < K_t = < 1$;

K_L – коэффициент защищенности участка по протяженности, численно равный отношению фактической зоны защиты к общей протяженности сооружения. Исходя из определения, коэффициент K_L также может изменяться в пределах $0 = < K_L = < 1$. Однако если рассматривать участок как совокупность точек, защитный потенциал в любой из которых должен быть не ниже нормативного, то любое нарушение этого требования можно расценивать как отсутствие защиты. Отсюда следует, что коэффициент K_L может принимать только два значения

$K_L = 0$ – защищенность участка по протяженности отсутствует;

$K_L = 1$ – наличие полной защищенности участка по протяженности.

При $K_L = 1$ эффективность ЭХЗ определяется только степенью защищенности трубопровода по времени $K_n = K_t$.

Видно, что при высоком качестве изоляционного покрытия, т.е. при $K_{ип} \rightarrow 1$ и надежной работе системы ЭХЗ, т.е. при $K_n \rightarrow 1$ скорость коррозии $K_{\phi} \rightarrow A \rightarrow K_{мин}$.

При неудовлетворительном состоянии изоляции (при $K_{ип} \rightarrow 0$ и длительных простоях системы ЭХЗ ($K_t \rightarrow 0$), т.е. при $K_n \rightarrow 0$, фактическая скорость коррозии будет стремиться к максимально возможной величине для конкретных почвенно-коррозионных условий эксплуатации газопровода, т.е. $K_{\phi} \rightarrow A + B \rightarrow K_{макс}$. Тогда $K_y = K_d / (A + B) \cdot (1 - K_{ип}) \cdot (1 - K_n) = K_d / (K_{мин} + (K_{макс} - K_{мин}) \cdot (1 - K_{ип}) \cdot (1 - K_n))$.

При $K_{макс} \gg K_{мин}$ и неудовлетворительном состоянии комплексной защиты выражение можно представить в виде:

$$K_y = K_d / K_{макс} (1 - K_{ип}) \cdot (1 - K_n).$$

Рассматривая случай, когда принимается решение о ремонте средств защиты, т.е. $K_y = 1$ и решая уравнение относительно $K_{ип}$, получим $K_{ип} = 1 - K_d / K_{макс} (1 - K_n)$

Отсюда следует, что переизоляция подземного сооружения необходимо произвести при достижении переходного сопротивления «труба – земля»

$$R_{пт} = K_{макс} (1 - K_n) R_k / K_d.$$

Установлено, что изменение переходного сопротивления во времени описывается выражением $\lg[R_{пт} - R_k] = C - D T$,

где C и D – коэффициенты, зависящие от почвенно-коррозионных условий эксплуатации трубопровода, его диаметра, температуры транспортируемого газа, материала покрытия, его толщины и т.д. Определяются по фактическим данным измерений R_n за любые два года эксплуатации трубопровода.

Решая уравнение относительно T , получим:

$$T_{ип\ кр} = C/D - 1/D \lg [K_{ип} \cdot (1 - K_n) \cdot R_k - R_k] = C/D - 1/D \lg R_k \cdot [K_{макс} (1 - K_n) / K_d - 1].$$

Это уравнение является общим выражением условий коррозионной устойчивости подземного сооружения при комплексной защите от почвенной коррозии. При полной защищенности по протяженности, т.е. при $K_L = 1$ период коррозионной устойчивости будет определяться состоянием изоляционного покрытия, стабильностью поляризации во времени и коррозионными условиями эксплуатации трубопровода. Отсюда целесообразный год переизоляции можно определить по формуле:

$$T_{ип} = C/D - 1/D \lg [K_{макс} \cdot (1 - K_t) \cdot R_k / K_d - R_k].$$

При отсутствии защищенности по протяженности ($K_L \rightarrow 0$) или при очень длительных простоях ($K_t \rightarrow 0$), т.е. при $K_n = K_L \cdot K_t \rightarrow 0$, коррозионная устойчивость трубопровода будет определяться только состоянием изоляционного покрытия и почвенно-коррозионными условиями его прокладки. Отсюда период безотказной эксплуатации газопровода может быть определен по формуле

$$T_{отк} = C/D - 1/D \lg [R_k \cdot (K_{фмакс} - 1) / K_d],$$

где $K_{фмакс}$ – фактическая максимальная скорость коррозии, мм/год.

Имея статистические данные о коррозионных отказах газопроводов можно определить коэффициенты C , D и их отношение. При этом рекомендуется следующая последовательность их определения.

Исходя из физической сущности коэффициента C как параметра, характеризующего начальное состояние изоляции, а коэффициента D – скорость его ухудшения, задаемся начальным значением переходного сопротивления «труба – земля» R_n . Отсюда $C = \lg R_n$. Затем, задаваясь значениями конечного переходного сопротивления – R_k , K_d и фактическим периодом безотказной эксплуатации газопровода $T_{отк}$, определяем D .

Пример. Газопровод $D 530 \times 8$ мм; ЭХЗ в течение 15 лет отсутствовала; первый коррозионный отказ в грунтах $\rho = 10$ Ом·м произошел на 14 год эксплуатации. Фактическая скорость коррозии составит $K_{фмакс} =$

$\delta t/T_{отк} = 8/14 = 0,57$ мм/год. Допустимая скорость коррозии $K_d = (\delta_t - \delta_{ткр})/T_n = 8 - 4/33 = 0,12$ мм/год. За величину R_n принимаем его установившееся значение после года эксплуатации газопровода, равное 1500 Ом·м². Конечное переходное сопротивление газопровода Д500 в грунтах $\rho < 10$ Ом·м составляет $R_n = 35$ Ом·м². Отсюда $C = \lg R_n = \lg 1500 = 3,18$.

Подставляя исходные данные в уравнение, определяем

$$T_{отк} = C/D - 1/D \lg [R_k \cdot (K_{фмакс} - 1)/K_d],$$

т. е. $14 = 3,18/D - 1/D \lg [35 (0,57/0,12 - 1)]$, отсюда $D = 0,076$.

Анализ фактических данных эксплуатации магистральных газопроводов Бухарский газодонный район – Ташкент – Фрунзе – Алма-Ата позволил получить следующие уравнения для определения срока переизоляции газопроводов различных диаметров:

$$D = 500 \times 8, T_{ин} = 41,8 - 13,2 \lg [K_{макс}(1 - K_t)/0,12 - 1] \cdot 35;$$

$$D = 700 \times 9, T_{ин} = 49 - 15,4 \lg [K_{макс}(1 - K_t)/0,15 - 1] \cdot 55;$$

$$D = 1000 \times 11, T_{ин} = 50,5 - 15,9 \lg [K_{макс}(1 - K_t)/0,21 - 1] \cdot 80.$$

Применяя эти уравнения следует иметь в виду, что *переизоляция – это одна из форм профилактических работ по поддержанию надежности газопроводов, преследующая цель предупредить возможность возникновения коррозионных отказов*. Поэтому за величину $K_{фмакс}$ принимается максимально возможное ее значение, а коэффициент защищенности по времени K_t определяется как средневзвешенный за период от начала эксплуатации газопровода до текущего момента. Преимуществом полученных уравнений является соответствие концепции ГОСТ Р 51164–98 на защиту от коррозии и возможность одновременного учета степени коррозионной опасности и надежности комплексной защиты газопровода на конкретном его участке.

7.3. Обоснование ремонта трубопровода

Экономические предпосылки капитального ремонта трубопровода связаны с его эксплуатационной надежностью. Возрастающие ежегодные затраты по проведению противокоррозионных мероприятий и работ по ликвидации отказов линейной части газопровода существенно повышают себестоимость транспорта газа. В определенный период возникает ситуация, когда единственным способом предотвращения ухудшения экономических показателей транспорта газа является капремонт (замена участка) газопровода. При этом приближенная оценка экономической целесообразности его проведения производится путем сопоставления затрат на восстановление надежности с амортизационными отчислениями, предназначенными на капремонт.

При условии $Z_{отк}(T_t) = A_{кр}$ принимают решение о целесообразности ремонта наиболее изношенных участков трубопровода. Здесь $Z_{отк}(T_t)$ – годовые затраты на поддержание и восстановление надежности основных фондов на t -м году их эксплуатации, р./км; $A_{кр}$ – амортизационные отчисления на капремонт, р./км. В случае, когда $Z_{отк}(T_t) > A_{кр}$, предприятие вынуждено изыскивать внутренние источники компенсации превышения этих затрат. Иногда эту компенсацию производят за счет средств фонда развития производства, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях предприятия. Величину $Z_{отк}(T_t)$ определяют по фактическим данным отказов линейной части газопроводов в рамках всего газотранспортного предприятия с начала их эксплуатации до момента проведения первого капремонта. Относя к статье затрат $Z_{отк}(T_t)$ только затраты на ликвидацию всех отказов газопровода (коррозионных и других), мы имеем, что момент экономической целесообразности проведения капремонта наступает на 16-й год эксплуатации, тогда как момент целесообразности переизоляции наступает в среднем на 10-й год.

При учете всех затрат на восстановление надежности линейной части магистральных газопроводов (замена оборудования, анодных заземлений, протекторов, реконструкция ЛЭП) будет иметь место сближение года экономической целесообразности проведения капремонта – $T_{отк}$ и года переизоляции – $T_{ин}$. Это соответствует технико-экономической сущности вопроса. Так, на момент времени $T > T_{ин}$ могут иметь место коррозионные отказы, затраты на ликвидацию которых могут быть равны или превышать $A_{кр}$. Таким образом, год экономической целесообразности проведения капремонта соответствует году переизоляции $T_{ин}$.

По величине $T_{ин}$ оценивается общий ориентировочный масштаб капремонта всех эксплуатируемых газопроводов. К примеру для УМГ это все газопроводы со сроком службы более 10 лет. Вид ремонта и очередность его проведения определяется исходя из технических характеристик эксплуатации конкретного участка газопровода, определяемых на основании обследования.

Технические предпосылки капремонта трубопровода определяются на основе обработки исходных данных по методике анализа риска отказов, заключающейся в определении вероятности отказа на отдельном участке системы в зависимости от ряда технических, технологических и других показателей эксплуатации трубопровода. При этом анализируются два класса исходной информации. В первый класс информации входят следующие показатели: срок службы трубопровода T , лет; диаметр трубы D , м; толщина стенки трубы, мм; температура транспортирующего газа, °С; удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м; чередование грунтов с различным ρ или естественным потенциалом U_1 , U_e , В; коэффициент защищенности по времени K_t ; коэффициент надежности изоляционного покрытия $K_{ин}$.

При эксплуатации трубопроводов в зоне действия блуждающих токов вместо параметра U_1 следует учесть показатель, характеризующий интенсивность коррозии в анодных зонах q , определяемый по формуле $q = U / \rho \cdot I_3$,

где U – величина наибольшего из векторов поля блуждающих токов, ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м; l_3 – расстояние между измерительными электродами, м.

Во второй класс информации входят: статистика отказов или их поток, $\Pi_{\text{отк}}$, отк/км год; глубина дефекта на момент обследования трубопровода, мм; населенность местности по трассе трубопровода; характер поставки газа потребителям, т.е. однониточная или многониточная система трубопроводов; характер транспортируемого продукта.

По первому классу информации оцениваются суммарный показатель вероятности отказа: $V = \sum_{i=1}^N V_{i,j} W_i$,

где $V_{i,j}$ – вероятность отказа по параметру i и его значению под кодовым номером j ; W_i – коэффициент значимости или весовой коэффициент параметра i ,

$i = 1, 2, 3, \dots, N, j = 1, 2, 3, \dots, n, N = 8$, число выбранных параметров, $n = 10$ – число различных значений выбранных параметров.

По второму классу информации определяются суммарный показатель приоритета $\Pi = \sum_{p=1}^{N_p} \Pi_{p,f} \cdot W_p$,

где $\Pi_{p,f}$ – показатель приоритета по параметру P и соответствующему его значению под кодовым номером f ; W_p – весовой коэффициент параметра приоритета P ; $P = 1, 2, 3, \dots, N_p$, число выбранных параметров приоритета, $N_p = 5$; $f = 1, 10$ – код значений параметров приоритета, соответствующих граничным условиям.

Произведение суммарных показателей вероятности отказа V и приоритета Π принимается в качестве критерия первоочередной замены или вывода участка в ремонт $\Pi \text{PaIP} = V \cdot P$, где ΠPaIP – показатель приоритета ремонта.

Принятая система кодирования значений параметров эксплуатации трубопровода обуславливает изменение величины от 1 до 100. Большому значению соответствует больший приоритет, т. е. первоочередному выводу в ремонт или замене подлежат те участки, у которых ΠPaIP больше.

В расчетных таблицах представлены исходные данные по первому и второму классу информации для расчета величины ΠPaIP . Если принять значения параметров, характеризующих вероятность отказа (табл. 25), соответствующие их критическим состояниям (или наиболее вероятным по факту), а параметры приоритета (табл. 26) – соответствующие наихудшим условиям эксплуатации газопровода, т.е. $f_n = 10$, то можно ориентировочно оценить границы, отвечающие различным видам капремонта. Так, если $T = 10$ лет ($n = 2$) – срок службы газопровода, при котором наступает момент целесообразности переизоляции; $D = 0,7$ м ($n = 3$) – средний диаметр газопровода; $\delta_r = 4$ мм ($n = 10$) – толщина стенки трубы, при которой принимается решение по обследованию ее технического состояния; $t = 20$ °С ($n = 10$) – среднемаксимальная температура транспортируемого газа; $\rho < 50$ Ом·м ($n = 7$) – область коррозионноопасных (ВКО, ПКО) условий эксплуатации трубопроводов; $U_1 = 0,25$ В ($n = 6$) – среднемаксимальная разница потенциалов между анодными и катодными участками (точками) газопровода; $K_t = 0,5$ ($n = 6$) – средний фактический коэффициент защищенности газопроводов по времени; $K_{\text{ин}} = 0,7$ ($n = 4$) наиболее вероятная величина коэффициента пассивной защиты на момент капремонта изоляции, то суммарный показатель вероятности отказа составит:

$$V_{\text{кр}} = 2 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,02 + 10 \cdot 0,14 + 10 \cdot 0,04 + 7 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,07 + 6 \cdot 0,27 + 4 \cdot 0,27 = 5,64.$$

Расчетная таблица для определения суммарного показателя V

№ параметра	Параметры	Значения параметров в ряду под кодовым номером										Вес. коэф.
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	T, лет	1-5	6-10	11-15	16-20	21-25	26-30	31-35	36-40	41-45	46-50	0,17
2	D, м	0,40	0,50	0,70	0,80	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	0,02
3	δT, мм	13	12	11	10	9	8	7	6	6	4	0,14
4	t, С	10	15	20	25	30	35	40	50	60	80	0,04
5	ρ, Омм	2001-5000	1001-2000	501-1000	201-500	101-200	51-100	21-50	11-20	6-10	0-5	0,02
6	U _л , В	0,01	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,07
7	K _т	1,0	0,90	0,80	0,70	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,27
8	K _{ип}	1,0	0,90	0,80	0,70	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,27

Таблица 26

Расчетная таблица для определения суммарного показателя П

Но-мер параметра	Параметр приоритета	Показатели под кодовым номером			Весовой коэффициент
		2	6	10	
1	Поток отказов, П _{отк}	0	0 ≤ П _{отк} < 1	П _{отк} > 1	0,50
2	Глубина дефекта, δ _к	δ _к ≤ 0,15 δT	0,15 ≤ δ _к ≤ 0,7 δT	δ _к > 0,7 δT	0,40
3	Населенность местности	Ненаселенная		Населенная	0,05
4	Характер транспорта газа	Многониточная		Однониточная	0,01
5	Характер транспортируемого продукта	Чистый газ		Наличие агрессивных компонентов	0,04

Суммарный критический показатель приоритета определяется исходя из опыта эксплуатации и положений действующего НД на отбраковку трубопроводов, пораженных коррозией.

$$P_{кр} = 2 \cdot 0,5 + 6 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,04 = 3,6.$$

Отсюда верхний критический показатель приоритета ремонта составит

$$PaПР_{кр} = V_{кр} \cdot P_{кр} = 5,64 \cdot 3,6 = 20.$$

На основании полученных критериев возможна оценка вида ремонтных работ.

При $PaПР > PaПР_{кр}$, или $20 < PaПР < 100$ – требуется замена трубы;

при $PaПР < PaПР_{кр}$, или $20 < PaПР$ – выборочный ремонт изоляции.

Очередность проведения каждого из видов ремонтных работ оценивается по степени убывания величины $PaПР$ соответствующего участка газопровода.

1. **Пример определения срока безаварийной эксплуатации газопровода.** Исходные данные: Газопро-

вод Караул – Базар – Каган, Д 529×8 мм. Первый коррозионный отказ произошел на Т=14-й год эксплуатации газопровода (16 км). Фактическая скорость коррозии $K_{\text{фмакс}} = \delta t/T = 8/14 = 0,57$ мм/год. Защищенность по времени $K_t = 0$.

Расчет. Безаварийной период эксплуатации определяется по формуле с учетом соотношений коэффициентов С и D для газопровода заданного диаметра, т.е. для Д 529×8.

$$T_{\text{инп}} = 41,8 - 13,2 \lg[K_{\text{макс}}(1 - K_t)/0,12 - 1] \cdot 35 = 41,8 - 13,2 \lg[(0,57/0,12 - 1)] \cdot 35 = 13,8 \text{ лет.}$$

2. Пример определения года переизоляции газопровода. Исходные данные: Газопровод Караул – Базар – Каган, Д 529×8 мм. Год сооружения 1958. Ввод ЭХЗ на 17-й год эксплуатации газопровода (1975). Расчетная максимально возможная скорость коррозии $K_{\text{макс}} = 1,5$ мм/год.

Расчет. Предварительно определим средний коэффициент защищенности по времени. Как видим, с 1958 по 1975 г. (17 лет) ЭХЗ отсутствовала, т.е. $K_t = 0$, а с 1976 до 1989 г. (15 лет) ЭХЗ функционировала с перепадами. Как показал анализ фактических данных, средний коэффициент использования ЭХЗ можно принять $K_t = 0,7$.

Отсюда средневзвешенная величина коэффициента K_t за весь период эксплуатации газопровода составит $K_t = (17 \cdot 0 + 13 \cdot 0,7)/30 = 0,3$. Подставляя исходные данные в уравнение, получим

$$T_{\text{инп}} = 41,8 - 13,2 \lg[K_{\text{макс}}(1 - K_t)/0,12 - 1] \cdot 35 = 41,8 - 13,2 \lg[1,5(1 - 0,3)/0,12 - 1] \cdot 35 = 10 \text{ лет.}$$

Следовательно, эксплуатация сооружений ЭХЗ при низкой надежности электроснабжения на старых МГ приводит к непредсказуемым последствиям, т.е. необходимо в первую очередь произвести ремонт изоляции и ремонт дефектных мест трубопровода.

3. Определение очередности проведения ремонта участков трубопровода. Реализация программы ремонтных работ в рамках оптимальной стратегии предусматривает предварительную оценку общего масштаба капремонта газопроводов на основе экономических оценок целесообразности их дальнейшей эксплуатации по критерию $T_{\text{инкр}}$. Трубопроводы на коррозионно-опасных участках со сроком службы более $T_{\text{инкр}}$ лет подлежат переизоляции. Общая протяженность этих участков определяется на основе анализа условий эксплуатации (по ПТЭМГ-2000*) с учетом защищенности от коррозии.

На этой стадии формирования плана ремонтных работ специального коррозионного обследования газопроводов не требуется. Оно необходимо при оценке уточненных объемов и характера ремонтных работ, а также определения оптимальной очередности их проведения.

Материалы обследования анализируются по методу анализа риска возникновения коррозионного отказа. К примеру, на газопроводе протяженностью L км выявлено 12 коррозионноопасных участков. Следует определить очередность проведения ремонта на них (табл. 25 и 26).

Решение задачи. Определим показатель вероятности отказа по каждому параметру эксплуатации соответствующего участка трубопровода, учитывая при этом кодовые значения параметров. Так, показателю параметра- срок службы 12 лет (первый участок) соответствует код $n = 3$ (табл. 25).

Отсюда суммарный показатель вероятности отказа для участков 1 – 12 составит:

$$V = \sum_{i=1}^N V_{i,j} W_i :$$

$$1) 3 \cdot 0,17 + 2 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,14 + 7 \cdot 0,04 + 9 \cdot 0,02 + 5 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,27 + 3 \cdot 0,27 = 4,36;$$

$$2) 5 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,14 + 5 \cdot 0,04 + 9 \cdot 0,02 + 3 \cdot 0,07 + 6 \cdot 0,27 + 4 \cdot 0,27 = 5,04 \text{ и т. д.};$$

$$12) 4 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,14 + 7 \cdot 0,04 + 6 \cdot 0,02 + 6 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,27 + 5 \cdot 0,27 = 5,1.$$

Пользуясь табл. 26, определяем показатель приоритета

$$\Pi = \sum_{p=1}^N \Pi_p \cdot f \cdot W_p :$$

$$1) 2 \cdot 0,5 + 6 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,05 + 10 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,04 = 3,68;$$

$$2) 6 \cdot 0,5 + 6 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,05 + 10 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,04 = 5,68 \text{ и т.д.};$$

$$12) 2 \cdot 0,5 + 6 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,04 = 3,6.$$

Отсюда критерий приоритета ремонта участков № 1 – 12 составит (V Π):

$$\Pi_{\text{аПР1}} = V_1 \cdot \Pi_1 = 16;$$

$$\Pi_{\text{аПР2}} = V_2 \cdot \Pi_2 = 28,6 \text{ и т.д.};$$

$\Pi_{\text{аПР12}} = V_{12} \cdot \Pi_{12} = 18,3$. Первоочередному ремонту подлежат участки, где зафиксированы отказы газопровода (№ 10, 7, 6, 2 и 11), затем – остальные.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коррозия – это результат воздействия агрессивной среды на металл сооружения. Процессы коррозии классифицируют по механизму и виду коррозионной среды. Обобщающим критерием коррозионной опасности является удельное электрическое сопротивление грунта, по величине которого устанавливают вероятную степень коррозионной опасности по отношению к металлу. Этот показатель является определяющим при проектировании, однако в процессе эксплуатации при нестабильной поляризации возможно ускорение коррозии в несколько раз на любых других участках трубопроводов, системно контролируемых защищенностью по времени K_{τ} , устройствами ЭХЗ. При строительстве трубопроводов выполняют комплекс работ: подготовительных, погрузочно-разгрузочных и транспортные, земляных, сварочно-монтажных, изоляционно-укладочных, сооружение установок ЭХЗ, очистку полости и испытание трубопроводов. Технология изоляционно-укладочных работ постоянно совершенствовалась с ростом диаметра труб и выбора материала изоляции. Сооружение устройств ЭХЗ представляет собой комплекс электромонтажных работ, который должен быть завершен до испытания трубопроводов. Сооружение временной ЭХЗ предусматривают проектом при продолжительности строительства трубопровода более трех месяцев.

Регламент обслуживания и ремонта ТС-ЭХЗ определен Правилами технической эксплуатации трубопроводных систем. Контроль эффективности ПКЗ осуществляется проведением электрометрических измерений на трубопроводах с оценкой защищенности по времени по всей длине сооружения. Оценка защищенности сетей сооружений промплощадок и подземных газовых сетей в силу особенностей осуществляется по точкам. Эффективность ЭХЗ зависит от надежности преобразователей катодной защиты и технологической схемы защиты трубопроводов.

Фактором, снижающим надежность ПКЗ и трубопроводов в целом, является нестабильность катодной поляризации, контролируемая скоростью ухудшения защитных свойств покрытий. Концепция оценки надежности ПКЗ заключается в определении времени простоя УКЗ, оценке защищенности по времени на участках трубопровода в зоне защиты каждой установки, расчете степени защиты от коррозии и вероятной скорости коррозии при защите.

Концепция ремонта ИП исходит из того, что переизоляция – это одна из форм профилактических работ по поддержанию надежности трубопроводов, преследующая цель предупредить возможность возникновения коррозионных отказов. Концепция ремонта трубопровода заключается в оценке риска отказа на участке, имеющем относительно низкую коррозионную устойчивость.

На строительство, ремонт и обслуживание средств комплексной противокоррозионной защиты трубопроводов затрачиваются огромные средства. В последнее время получили развитие высокие технологии, однако методика расчета критериев надежности ПКЗ на предприятиях сориентирована на применение «ручного» счета, что зачастую приводит к ошибочным выводам о реальном состоянии МГ [4]. Так, в газотранспортной системе защищенность по времени K_{τ} не установлена. Оценка среднего простоя УКЗ в отрасли (по неустановленной методике) [2] составляет 16,3 сут/год (норматив 10 сут/год) субъективна, так как данные не соотнесены к протяженности участков МГ (ВКО, ПКО, УКО) и скорости коррозии. К тому же многолетний опыт эксплуатации АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения показывает, что реально системные простои ЭХЗ на порядок выше, это, в частности, и определяет высокую аварийность на МГ. Судить о техническом состоянии МГ затруднительно, если учесть, что всего 6,2 % УКЗ [2] охвачено телеконтролем защитного потенциала через СЛТМ, а телерегулирование УКЗ осуществляется на уровне апробации.

В газовых хозяйствах понятие защищенности по времени K_{τ} возникло с выходом Инструкции по диагностике подземных газовых сетей РД 12–411–01. Здесь установлен предельный критерий $K_{\tau} = 0,95$, однако методика его расчета нигде не приводится. Опыт показывает, что и в ГХ возможно применение АРМ-ЭХЗ технологии энергосбережения (по методике оценки надежности ПКЗ на промплощадках КС).

Ручные технологии эксплуатации средств ЭХЗ не обеспечивают коррозионную устойчивость МГ [4, 5], поэтому следует ускорить решение вопросов по автоматизации, телемеханизации, компьютеризации ЭХЗ и реализацию концепции коррозионного мониторинга на трубопроводных системах исходя из того, что

1) программный продукт АРМ-ЭХЗ наиболее полно отвечает требованиям ГОСТ Р 51164–98. Принятая концепция, оставаясь актуальной, позволяет организовать не только эффективное управление автоматическими преобразователями УКЗТА с пульта ПЭВМ, но и осуществлять коррозионный мониторинг;

2) анализ НД по защите трубопроводов от коррозии свидетельствует, что ЭХЗ концептуально никогда не рассматривалась как технологическая система, что наряду с другими факторами способствовало стабильно высокой аварийности на трубопроводах. Не соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98 ряд основополагающих НД по проектированию и строительству, эксплуатации и диагностике ПКЗ магистральных трубопроводов;

3) рекомендуется ввести критерий защищенности по времени K_{τ} в требования ГОСТ 9.602.89* по защите подземных газовых сетей, а также прогрессивный норматив качества изоляции катодной поляризацией на законченных строительством участках подземных газовых сетей.

Изучение этих вопросов позволит понять студентам важность и исключительную сложность технологических решений в обеспечении надежности реальных трубопроводных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сборник нормативно-технических документов для газопровода Россия-Турция через акваторию Черного моря (проект «Голубой поток»). ВРД 39-1.10-017-2000. Т. 1, 2. – М., 2002.
2. Долганов М.Л., Долганова К.Н., Харитонов А.В. Анализ современного состояния противокоррозионной защиты магистральных газопроводов и газопромысловых объектов отрасли //Материалы отраслевого совещания «Опыт применения современных отечественных приборов и технологий для обеспечения эффективной защиты от коррозии объектов отрасли». – М.: ООО ИРЦ «Газпром», 2002. Ч. 1. С. 17 – 25.
3. Иванов Е.А., Мокроусов С.Н. Обеспечение промышленной безопасности функционирования объектов магистральных трубопроводов //Безопасность труда в промышленности. – 2001. – № 8. – С. 23 – 24.
4. Винокуров Г.Г. и др. Критерии надежности противокоррозионной защиты трубопроводных систем //Газовая промышленность. – 2003. – № 4. – С. 50 – 52.
5. Винокуров Г.Г. Совершенствование методологии в нормативно-технической документации противокоррозионной защиты МГ //Газовая промышленность. – 1992. – № 9. – С. 25 – 26.
6. Винокуров Г.Г., Фатрахманов Ф.К., Ачильдиев И.Я. О проблеме надежности систем контроля противокоррозионной защиты среднеазиатских газопроводов. Индустриализация электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов //Сб. науч. тр. ВНИИСТ. – М., 1989. – С. 41 – 46.
7. Петрова Л.М. Научно-технический семинар «Определение эффективности катодной защиты подземных и подводных сооружений». Защита металлов. – М.: Наука. Т. 26. – 1990. – № 1. – С. 162 – 166.
8. Ачильдиев И.Я., Винокуров Г.Г. Опыт эксплуатации и пути повышения коррозионной устойчивости подземных газопроводов Средней Азии //Обз. инф. ВНИИЭгазпром. Сер. Транспорт и хранение газа. – 1986. – Вып. 8. – С. 45.
9. Ачильдиев И.Я., Винокуров Г.Г., Денисов А.Н. Проблемы объективной оценки степени защищенности подземных сооружений от коррозии //Обз. инф. ВНИИЭгазпром. Сер. Коррозия и защита сооружений в газовой промышленности. – 1989. – Вып. 3. – С. 25.
10. Винокуров Г.Г. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Противокоррозионная защита трубопроводов и сооружений». Ч. 1. Анализ нормативной документации по противокоррозионной защите трубопроводов и сооружений. – Ростов н/Д: РГСУ, 2001.
11. Винокуров Г.Г. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Противокоррозионная защита трубопроводов и сооружений». Ч. 2. Регламент ремонтно-технического обслуживания технологической системы трубопроводов и сооружений. – Ростов н/Д: РГСУ, 2001.
12. Винокуров Г.Г., Винокуров А.Г. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Слесарь СГО» («Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии»). Ч. 1. Перечень работ, выполняемых монтером ПТК. – Ростов н/Д: РГСУ, 2003.
13. Винокуров Г.Г., Винокуров А.Г. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Слесарь СГО» («Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии»). Ч. 2. Методики электрометрических измерений на трубопроводах. – Ростов н/Д: РГСУ, 2003.
14. Винокуров Г.Г., Винокуров А.Г. Методические указания к практическим занятиям по курсу «Основы технической диагностики и надежности систем газоснабжения». – Ростов н/Д: РГСУ, 2003.
15. Красноярский В.В., Цикерман Л.Я. Коррозия и защита подземных металлических сооружений. – М.: Высшая школа, 1968. – С. 296.
16. Шор Л.Д. Развитие и совершенствование строительства магистральных трубопроводов в СССР: Научно-технический обзор. Серия Проектирование и строительство трубопроводов и газоконденсатных сооружений. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1973. – С. 62.
17. Белов Н.С., Куцын П.В., Девичев В.В. Анализ аварийности на газонефтепроводах. Обз. информ. Сер. Техника безопасности и охрана труда. – М.: ВНИИЭгазпром, 1990. – С.29.
18. Тарасов В.В. Техническое состояние газораспределительных сетей //Газ России. – 2001. – № 3. – С. 38 – 39; – № 4. – С. 39 – 40.
19. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989. – С. 286.
20. Чирсков В.Г. и др. Строительство магистральных трубопроводов: Справочник. – М.: Недра, 1991. – С.442.
21. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1991. – С. 400.
22. Притула В.А. Электрическая защита от коррозии подземных металлических сооружений. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1958. – С. 240.
23. Винокуров Г.Г. О коррозионной опасности почв различных почвенно-климатических зон Советского Союза //Газовая промышленность. – 1976. – № 10. – С. 13.
24. Винокуров Г.Г. Прогнозирование опасности грунтовой коррозии на среднеазиатских газопроводах //Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. –1972. – РНТС. – № 11. – С.16 – 18.
25. Глазов Н.П. и др. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. – М.: Недра, 1978. – С. 215.
26. Арнополин А.Г., Мичков В.И. Сооружение ЛЭП для магистральных трубопроводов: Справочное пособие для рабочих. – М.: Недра, 1986.
27. Винокуров Г.Г. Оценка состояния изоляционных покрытий МГ //Газовая промышленность. – 1998. – № 10. – С. 31 – 32.
28. Винокуров Г.Г., Винокуров Г.Г. Оценка надежности изолирующих фланцевых соединений при электрохимической защите подземных газовых сетей: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «Строительство – 2001». – Ростов н/Д: РГСУ, 2001. – С. 106 – 107.
29. Винокуров Г.Г., Первушин В.В. Надежность преобразователей катодной защиты МГ //Газовая промышленность. – 1998. – № 4. – С. 58 – 59.
30. Винокуров Г.Г., Первушин В.В. Устройство катодной защиты УКЗТ-АТ //Газовая промышленность. – 2000. – Специальный выпуск. – С. 51 – 52.
31. Фатрахманов Ф.К., Винокуров Г.Г. Некоторые вопросы определения переходного сопротивления протяженных подземных сооружений //Материалы краткосрочного семинара 11 – 12 октября. Защита подземных сооружений от коррозии. – Л.: ДНТП общества «Знание», 1990. – С. 45 – 49.
32. Первушин В.В., Винокуров А.Г., Муханов В.В., Винокуров Г.Г. Новый модификационный ряд устройств катодной защиты УКЗТ «Скважина» //Электротехника и автоматика в строительстве и на транспорте: Межвуз. сб. науч. ст. Вып. 13. – Ростов н/Д: РГСУ, 2003. – С. 45 – 47.
33. Первушин В.В., Винокуров Г.Г., Винокуров А.Г., Крутин В.А. К вопросу о выборе оптимального преобразователя для катодной защиты трубопроводных систем. //Техносферная безопасность: Материалы 7-й Всерос. науч.-практ. конф. – Ростов н/Д: РГСУ, 2002. – С. 103 – 108.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Трубопроводные сети и системы	5
1.1. Магистральные трубопроводы	13
1.2. Газовые сети	16
2. Методы защиты трубопроводов от коррозии	19
2.1. Основы коррозии металлов	19
2.2. Классификация коррозионных процессов	21
2.3. Особенности коррозии подземных сооружений	22
2.4. Защита изоляционными покрытиями	25
2.5. Электрохимическая защита	26
3. Строительство средств комплексной защиты	30
3.1. Изоляционно-укладочные работы	30
3.1.1. Изоляция трубопроводов битумными покрытиями	32
3.1.2. Изоляция трубопроводов ленточными покрытиями	32
3.1.3. Технология наружной изоляции труб в заводских условиях	33
3.1.4. Ремонт поврежденных в изоляционных покрытиях	34
3.1.5. Изоляция сварных кольцевых стыков труб	35
3.2. Контроль качества изоляционных покрытий	36
3.3. Укладка подземного трубопровода	37
3.4. Сооружение устройств электрохимической защиты	38
3.4.1. Общие положения	38
3.4.2. Монтаж КИП на строящихся МТ	39
3.4.3. Технология монтажа КИП на действующих МТ	42
3.5. Строительство вдольтрассовой линии ВЛ-10 кВ	46
3.6. Монтаж блочного устройства катодной защиты	53
4. Регламент обслуживания системы ЭХЗ	54
4.1. Техническое обслуживание и ремонт системы ЭХЗ	54
4.2. Электрометрические измерения на трубопроводах	60
4.2.1. Определение удельного сопротивления грунта	61
4.2.2. Измерение поляризационных потенциалов на трубопроводах	61
4.2.3. Контроль качества изоляции на строящихся трубопроводах	62
4.2.4. Измерения на изолирующих фланцевых соединениях	65
4.2.5. Измерения на футлярах переходов через автомобильные и железные дороги	65
4.3. Эксплуатация средств электроснабжения ЭХЗ	66
5. Оборудование для ЭХЗ трубопроводов	76
5.1. Преобразователи катодной защиты	76
5.2. Оценка надежности преобразователей	81
5.3. Выбор оптимального преобразователя катодной защиты	85
6. Критерии надежности ПКЗ трубопроводов	89
6.1. Причины отказов трубопроводов	89
6.2. Концепция оценки надежности ПКЗ	91
6.3. Оценка состояния изоляции трубопроводов	96
6.3.1. Определение переходного сопротивления в зоне действия одной УКЗ	97
6.3.2. Определение переходного сопротивления двух участков газопровода в зоне действия УКЗ	98
6.3.3. Определение переходного сопротивления трубопроводов в зоне нескольких УКЗ	99
6.4. Технология энергосбережения АРМ-ЭХЗ МТ и ПП	100
7. Концепция ремонта трубопроводов	108
7.1. Оценка коррозионной устойчивости трубопроводов	108
7.2. Обоснование ремонта ПКЗ	109
7.3. Обоснование ремонта трубопровода	112
Заключение	118
Литература	121

Учебное издание

Винокурцев Георгий Георгиевич
Первунин Вадим Виленович
Крупин Владимир Анатольевич
Винокурцев Александр Георгиевич

Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений

Учебное пособие

Темплан 2003 г. , поз. 1.
Редактор Т.М. Климчук
Компьютерная верстка Н.Я. Новиковой

ЛР 020818 от 13.01.99. Подписано в печать 07.08.03. Формат 60×84/16.
Бумага писчая. Ризограф. Усл. печ. л. 6,8. Уч.-изд. л. 7,1. Тираж 150 экз.
Заказ 131.

Редакционно-издательский центр
Ростовского государственного строительного университета

344022, г. Ростов-на-Дону, 22, ул. Социалистическая, 162