

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.Н. Сокольников  
«\_\_\_» июня 2016 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и  
комплексов

«Проектирование электрохимической защиты линейной части  
магистрального нефтепровода ВСТО на участке 3084 км – 3264 км»

Руководитель

А.Н. Сокольников

Выпускник

Ю.А. Дрозд

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проектирование электрохимической защиты линейной части магистрального нефтепровода ВСТО на участке 3084 км – 3264 км».

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В.Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование электрохимической защиты линейной части магистрального нефтепровода ВСТО на участке 3084 км – 3264 км» содержит 72 страницы текстового документа, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: магистральный нефтепровод.

Цель ВКР: применение электрохимической защиты на магистральном трубопроводе ВСТО.

В работе предлагается защита нефтепровода от коррозии путем установки катодной, протекторной защит. Приведены необходимые расчеты, в том числе экономической эффективности.

Установка данной защиты позволит увеличить срок службы эксплуатации нефтепровода.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Характеристика района строительства .....	7
1.1 Краткая физико-географическая характеристика.....	7
1.2 Климат.....	8
1.3 Геология.....	11
1.4 Гидрогеологические условия.....	13
1.5 Гидрологические условия .....	14
2 Способы и методы борьбы с коррозией .....	19
2.1 Понятие о коррозии металлов.....	19
2.2 Электрохимическая коррозия .....	20
2.3 Коррозионный гальванический элемент .....	23
2.4 Методы защиты от коррозии .....	25
3 Технологическая часть .....	34
4 Расчетная часть.....	40
4.1 Расчет катодной защиты.....	40
4.1.1 Расчет параметров трубопровода.....	40
4.2 Расчет протекторной защиты кожухов на переходе через автомобильные дороги .....	49
5 Безопасность и экологичность.....	52
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	52
5.2 Инженерные и организационные решения .....	54

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	55
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	57
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях .....	59
5.7 Экологичность проекта .....	60
6 Экономическая часть .....	61
6.1 Расчёт затрат на установку. ....	61
Заключение .....	68
Список использованных источников .....	70

## **ВВЕДЕНИЕ**

Восточный нефтепровод (трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан, ВСТО) – нефтепровод, проходящий от г. Тайшет (Иркутская область) до нефтеналивного порта Козьмино в заливе Находка. Соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США. Протяженность – 4740 км. Оператор нефтепровода – государственная компания «Транснефть». Сорт нефти, поставляемый на мировой рынок посредством ВСТО, получил название ESPO.

28 декабря 2009 года была запущена первая очередь проекта «ВСТО – 1» – трубопровод от Тайшета до Сковородино длиной 2694 км и мощностью 30 млн т в год. 25 декабря 2012 года сдана вторая очередь «ВСТО – 2» Сковородино – Козьмино.

К 2015 году мощность ВСТО – 1 была увеличена до 58 млн т в год, а ответвления в Китай в районе Сковородино – до 20 млн т в год. Завершение строительства и ввод нефтепровода в эксплуатацию позволило уменьшить затраты на строительство и энергоснабжение газопровода «Сила Сибири».

Объект исследования – магистральный нефтепровод.

Целью работы является: проектирование и установка ЭХЗ на участке 3084 км – 3264 км магистрального нефтепровода ВСТО. Приведены необходимые расчеты, в том числе экономической эффективности. Установка данной защиты позволит увеличить срок службы нефтепровода.

Выпускная квалификационная работа состоит из 6 глав, которые включают в себя: характеристика района строительства электрохимической защиты, способы и методы борьбы с коррозией, расчетная часть, технологическая часть, безопасность и экологичность проекта, экономические расчеты.

## **1 Характеристика района строительства**

Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) – нефтепровод, соединяющий нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с тихоокеанским портом Козьмино в заливе Находка.

### **1.1 Краткая физико-географическая характеристика**

Участок трассы проходит по территории Верхнезейской впадины и Амуро – Зейской возвышенности (возвышенной равнине). Поверхность до р. Зeya (правобережья р. Зeya) увалисто – холмистая, слабонаклонная с абсолютными отметками, изменяющимися на участке работ в пределах 300 – 500 м. Почвы преобладают бурые лесные, оподзоленные, болотные торфяные в низменностях, в долинах рек.

Рельеф района строительства км 3135 – км 3264 (левобережье р. Зeya) представляет собой плоскую равнину с малозаметными уклонами к местным ручьям и озерам. Абсолютные отметки изменяются от 150 м – 200 м в понижениях до 180 м – 280 м на водоразделах.

Растительность района представлена смешанными лесами (береза, сосна, лиственница до 14 – 20 м), молодой порослью и луговой растительностью (багульник) [1].

Ближайшими населенными пунктами к нефтепроводу являются районные центры: г. Свободный, пгт. Серышево и г. Белогорск, а также населенные пункты: Углегорск, Ниж. Бузули, Бузули, Чудиновка, Черниговка, Красноярово, Добрянка, Борисполь, Васильевка, Павловка, Мостовое, Возжаевка, Знаменка, Поздеевка.

Трасса нефтепровода пересекает ряд коммуникаций: подземные кабели, высоковольтные линии электропередач, линии связи, автодорогу федерального

значения М58 «Чита – Хабаровск», автодороги «Серышево – Украинка» и «Серышево – аэропорт «Украинка», автодороги районного и областного значения.

Дорожная сеть на участке хорошо развита и представлена, в основном, профилированными асфальтовыми и грунтовыми дорогами.

В зимнее время используются «зимники», прокладываемые по замерзающим на продолжительное время рекам и грунтам. Участок автодороги Шимановск – Свободный проходит восточнее нефтепровода на расстоянии от 5 до 15 км.

Проезд к нефтепроводу в зимний и летний период возможен как колесным, так и гусеничным транспортом.

К трассе нефтепровода возможен подъезд по 15 автодорогам. Передвижение по указанным автодорогам на колесной технике возможно круглогодично.

Проезд вдоль трассы в сухое время года – на колесной вездеходной технике, а во время распутицы – только на гусеничной. В зимний период передвижение возможно по временным автодорогам (зимникам) лесохозяйственного назначения [2].

## **1.2 Климат**

Участок трассы ВСТО км 3084 – км 3264 проходит по Зейско – Буреинской равнине. Описываемая территория занимает промежуточное положение между двумя областями с совершенно различными физико – географическими условиями: влажными прибрежными районами Тихого океана на востоке и континентальными пространствами Восточной Сибири и Монголии на западе. В связи с этим климат формируется под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, а потому отличается резко



выраженными чертами континентальности и в то же время имеет муссонный характер.

Описываемая территория благодаря своему географическому положению периодически подвергается воздействию разнородных по своему географическому происхождению и по своим свойствам воздушных масс, формирующихся за ее пределами и обуславливающих почти диаметрально противоположное направление ветров в зимний и летний периоды.

Рельеф местности – невысокие сопки с пологими склонами. По направлению на юг и юго-запад на расстоянии в 1 км и более расположены холмы и небольшие сопки высотой 20 – 50 м. По направлению на северо-восток проходят гряды холмов высотой 80 – 100 м. По направлению на запад и северо-запад местность ровная [3].

До р. Зея растительный покров представлен кустарником, перемежающимся с лугами и полями.

По направлению на запад и северо-запад начинается тайга, состоящая из сосны, лиственницы и дуба.

Почва – суглинок и песок с глиной.

Территория междуречья Зеи и Томи представляет собой ровную поверхность обширного плато, возвышающегося на 19 – 20 м над долиной реки Томь. От Белогорска на северо-восток на расстоянии 4 км имеются небольшие возвышенности высотой 30 – 50 м. На севере от города на расстоянии 1,5 км, протекает р. Томь, имея общее направление с востока на запад. Ширина реки 150 – 300 м. Растительный покров местности – разнотравье.

Почвы – дерново-среднеподзолистые, заболоченные, дерново-луговые, болотные. Грунтовые воды залегают на глубине 15 – 20 м.

От р. Томь рельеф местности – слабохолмистая местность, на которой значительную площадь занимают луга и поля. Болотистые места находятся в 0,4 км к западу и в 2 км к северу и востоку.

Почвы района подзолистые. Грунтовые воды находятся на глубине 20 – 36 м.

По климатическому районированию описываемый участок трассы относится к подрайону IV.

Среднегодовая температура составляет от +0,3 °С на левобережье р. Зея до минус 0,9° С на междуречье Зеи и Томи. Самым холодным месяцем является январь, средняя температура которого составляет минус 24,3 °С. Самый теплый месяц – июль. Средняя температура воздуха в июле составляет +20,3 °С.

Средняя продолжительность безморозного периода по м/ст. Архара 130 дней, максимальная – 158, минимальная 102 дня.

Первые заморозки могут наблюдаться в первой декаде сентября, последние – в конце мая [4].

Среднегодовое количество осадков 544 – 582 мм. Количество осадков зимой невелико и составляет 54 – 58 мм.

В течение всего года преобладают западные и северо-западные ветры. В теплое время года в связи с активизацией летнего Тихоокеанского муссона увеличивается повторяемость ветров южного и юго-восточного направлений.

Средняя годовая скорость ветра составляет 1,7 – 2,5 м/с, максимальная среднемесячная скорость – 2,4 – 3,4 м/с отмечается в апреле.

В среднем снежный покров появляется в третьей декаде октября. Первый снег чаще всего быстро тает во время оттепелей. Устойчивый снежный покров образуется в среднем 9 ноября. Средняя высота снега (из наибольших за зиму) 20 – 21 см, максимальная достигает 39 – 49 см. Максимальной высоты снежный покров чаще всего достигает в середине февраля – середине марта. Среднее число дней со снежным покровом 148.

Снеготаяние обычно начинается в конце марта – начале апреля, продолжаясь в среднем две недели. Сход снежного покрова происходит неравномерно. Раньше всего исчезает снег на открытых возвышенных местах и

склонах южной экспозиции.

Температура почвы в значительной мере определяется зимой – толщиной снежного покрова, летом – дневной температурой.

Средняя из наибольших за зиму глубина промерзания почвы составляет 219 см, максимальная 326 см [5].

### **1.3 Геология**

В геоморфологическом отношении исследуемый участок трассы (км 3084 – км 3264) проходит в пределах Зейско-Буреинской равнины. Она простирается по левобережью нижнего течения р. Зеи и по левую сторону от русла р. Амур между устьями рек Зеи и Хингана. Равнина сложена мощными толщами третичных и четвертичных аллювиальных и озерно-аллювиальных отложений (пески, галечники, глины). Лишь в приамурской части на поверхность выходят породы кристаллического основания. Равнина делится на две части: более высокую восточную и северо-восточную равнину и юго-западную террасированную низменность, уступами спускающуюся к Амуру.

Равнина относится к лесостепной зоне, покрытой в наиболее высоких местах разреженными южно-таежными лесами, южная часть занята сельскохозяйственными угодьями. Гидрографическая сеть исследуемого района представлена водотоками, являющимися притоками р. Амур. Речная сеть развита слабо. Наиболее значительными среди водотоков пересекаемыми трассой являются реки Зея и Томь.

Рельеф Зейско - Буреинской равнины характеризуется, как пологоувалистый и слабовсхолмлённый. Поверхность равнины расчленена долинами рек и ручьев. Большинство из них имеют широкие, частично заболоченные днища. В их пределах выделяется пойма и комплекс надпойменных террас.

Пойма развита в долинах всех рек. Ширина её изменяется от 0,4 до 8,0 км,

превышение поймы над урезами составляет от 1,0 – 3,0 до 6 м. Особенностью пойменного рельефа является чрезвычайно интенсивное меандрирование русел рек, обусловившее густую изрезанность поймы протоками, дугообразную форму чередующихся песчано-галечных кос, прирусловых валов и понижений. Внешними границами поймы обычно служат уступы надпойменных террас, реже борта речных долин [6].

Низкие террасы развиты в долинах всех рек и ручьев. Средняя высота террас изменяется от 2,0 до 8,0 м, ширина от 0,2 до 7,0 км. Вблизи тылового шва террасы, в местах бывших понижений нередко отмечаются торфяные болота или озёра.

Средняя терраса имеет по площади более широкое распространение, чем одна терраса. Она прослеживается по обоим бортам долин в виде волнистых площадок, шириной от нескольких десятков метров до 12 км. Средняя высота террасы 5 – 10 м в долинах малых рек и 12 – 15 м – в долинах крупных рек.

Высокие террасы отмечаются в долинах крупных рек. Они имеют вид обширной пологоволнистой равнины с чередующимися буграми и понижениями различной формы и размеров. Высота террас составляет 20 – 30 м. На её поверхности часто отмечаются глубоковрезанные распадки и долины мелких ручьев.

В структурном отношении исследуемый участок трассы проходит в пределах Зее - Буреинской мезокайнозойской впадины.

Фундамент впадины имеет явно выраженное блоковое строение и сформирован разновозрастными изверженными, метаморфическими и осадочными породами от протерозойских до раннемеловых. Он глубоко погребен под чехлом более молодых образований и обнажается лишь в приподнятых блоках.

Мощность четвертичных отложений на аккумулятивной равнине (включая аллювиальную и озерно-аллювиальную ее части) колеблется от 100

до 200 м.

Для рассматриваемого участка трассы расчетная сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий составляет 6 баллов [7].

#### **1.4 Гидрогеологические условия**

В соответствии с гидрогеологическим районированием СССР, территория прохождения трассы нефтепровода км 3084 – км 3264 располагается в пределах Амуро-Зейского артезианского бассейна. Вскрытые на участке подземные воды приурочены преимущественно к долинам рек и ручьёв. На водораздельных участках подземные воды вскрыты только в некоторых ложбинах, на остальном протяжении трассы на исследованную глубину они не вскрыты.

Воды горизонта гидравлически связанные с поверхностными водами рек. Их статические уровни устанавливаются на глубине от 0,1 м (вблизи урезов) до 4 – 5 м.

Водовмещающие отложения представлены песками различной крупности с включениями гравия и гальки.

Дебиты наиболее водообильных отложений – грубозернистых песков и гравийно-галечниковых грунтов, развитых в долинах Зеи и Томи, изменяются, от 0,4 до 4,3 л/сек. Удельные дебиты составляют 0,35 – 1,3 л/с.

Минерализация воды составляет 0,042 – 0,105 г/л – вода пресная. По степени коррозионной агрессивности к бетону марки W4 вода является слабоагрессивной, на арматуру железобетонных конструкций – слабоагрессивная, на металлические конструкции при свободном доступе кислорода – среднеагрессивная.

Питание грунтовых вод аллювиальных отложений происходит за счёт инфильтрации атмосферных осадков и подтока из подстилающих пород

нижележащих водоносных горизонтов, в приречных зонах также за счет притока поверхностных вод из рек во время весенне-осенних паводков.

Разгрузка грунтовых вод осуществляется в реки и частично в нижележащие водоносные горизонты.

Режим грунтовых вод непостоянен и зависит от количества, выпавших осадков и режима рек. Самые низкие уровни наблюдаются в период с декабря по март. Максимальные – отмечаются в периоды снеготаяния и обильного выпадения дождей. Среднегодовая амплитуда колебания уровня в пойме и на низких террасах составляет около 3 м. В периоды паводков днища долин рек (пойма и низкие террасы) будут затапливаться [7].

### **1.5 Гидрологические условия**

Реки, пересекаемые трассу магистрального нефтепровода ВСТО на участке км 3084 – км 3264 являются водотоками Амурского бассейна.

По условиям водного режима относятся к дальневосточному типу с хорошо выраженным преобладанием дождевого стока. На общем фоне повышенной водности в теплое время года время года, обусловленной сравнительно обильными дождями, наблюдаются значительные колебания в годовом ходе стока рек, что придает форме гидрографа большинства рек гребенчатый вид.

Основным питанием рек является дождевое. Его доля составляет в среднем 50 – 70 % общего годового стока. На снеговое питание приходится 10 – 20 %, на подземное – 10 – 30 %. Участие того или иного вида питания сильно изменяется в течение года: весной, при сходе снега, усиливается роль талых снеговых вод; в летний период, когда выпадают муссонные дожди, преобладает дождевое питание; в зимний сезон поверхностное питание сильно истощается, поэтому грунтовые воды служат практически единственным источником

питания рек.

Главной фазой водного режима рек являются дождевые паводки, наблюдающиеся в теплое время года. На паводочный период приходится большая часть годового стока.

В течение теплого периода на малых реках в среднем наблюдается 6 – 9 паводков, наибольшее их число достигает 10 – 12. Иногда паводки следуют один за другим, обуславливая на реках периоды повышенной водности.

Паводки наблюдаются преимущественно в июле и августе. В отдельные годы паводки могут наблюдаться в июне и, даже, в мае, но они, как правило, смешанного характера – снегодождевые.

В особенно маловодные годы паводочный период может наступить несколько позднее, чем обычно, – в августе. Случается, что в очень засушливые летние периоды паводки вообще отсутствуют.

Паводочный период обычно заканчивается в третьей декаде октября.

Продолжительность одного паводка по 7 – 24 дня (средняя – 18 дней).

Второй важной фазой водного режима является снеговое половодье. Так как зимой осадков в виде снега выпадает мало (8 – 10 % годовой суммы), половодье обычно бывает не высоким и не продолжительным по времени по сравнению с паводками, а потому имеет второстепенное значение. Весеннее половодье в среднем длится 20 – 30 дней: обычно с середины апреля до середины мая. В отдельные годы длительность половодья может достигать 50 дней. Наиболее часто весенние максимумы проходят в третьей декаде апреля. Средняя дата весеннего половодья – 13 апреля, ранняя – 28 марта, поздняя – 24 мая. Продолжительность от 19 до 50 дней, средняя – 32 дня [5].

Объем стока весеннего половодья в среднем составляет 15%. В отдельные годы имеют место случаи, когда в период весеннего половодья наибольшие расходы превышают летние максимумы дождевого происхождения. Это наблюдается при дружной весне и повышенных снегозапасах в бассейне, при

интенсивных дождях, выпадающих в это время на водосборах, т.е. такие максимумы имеют смешанное происхождение.

Летняя межень в обычном ее понимании обычно не выражена. Может отмечаться с июня по сентябрь. Продолжительность ее стояния 1 – 10 дней, наибольшая – 29 дней.

Осенью с уменьшением количества осадков дождевое питание рек заметно снижается, к концу осени убывает также грунтовое питание.

Зимой сток рек весьма уменьшается вследствие прекращения поверхностного питания и истощения запасов грунтовых вод. Многие реки промерзают, и сток в них полностью прекращается. Переход к зимнему режиму наступает с появлением ледяных образований на реках. С ноября по апрель на непромерзающих реках отмечается устойчивый низкий сток, неподвергающийся каким-либо резко выраженным колебаниям.

Для годового хода уровня воды рек характерным является чередование резких подъемов и спадов уровней в теплую часть года (паводочный режим) и сравнительно низкое и устойчивое их положение в холодное полугодие.

В середине или в конце октября обычно наступает похолодание, прекращаются дожди, и уровни воды начинают падать, достигая низких значений перед наступлением ледяных образований и в первые дни после их появления. Замерзание рек обычно сопровождается повышением уровня воды, которое чаще всего обусловлено стеснением живого сечения льдом.

На непромерзающих реках наивысшие зимние уровни обычно наблюдаются в конце ледостава. Однако в отдельные годы они могут наблюдаться в начале или середине зимнего сезона [4].

Весенние подъемы уровней воды на непромерзающих реках происходит в результате увеличения водности рек. На промерзающих зимой реках часть весеннего стока проходит по поверхности ледяного покрова, поэтому уровни воды в это время оказываются повышенными. По мере потепления и



увеличения стока вода разрабатывает себе русло во льду, и уровни понижаются; вместо весеннего подъема на таких реках наблюдается спад воды.

После освобождения реки ото льда уровни обычно резко падают, но часто на спаде половодья наблюдаются дождевые паводки, придающие графику колебания уровня гребенчатый вид. В отдельные годы, когда весной выпадает сравнительно мало осадков, после половодья на более или менее продолжительный срок устанавливается низкая межень, вслед за которой наступает паводочный период, продолжающийся до середины или даже до конца октября.

Высота весеннего половодья составляет 0,7 – 1,8 м над низкими летними уровнями (наибольшая – 3 м). Высота паводков – 1,3 – 1,9 м над низкими летними уровнями.

На реках бассейна ежегодно наблюдается ледостав, которому предшествует более или менее длительный период замерзания. Появление каких-либо ледовых образований, обычно происходит в октябре. Эпизодические понижения температуры воздуха до отрицательных значений, происходящие в августе – сентябре и обуславливающие ночные заморозки, не вызывают образование льда на реке, так как вода, постепенно охлаждаясь, все еще сохраняет положительную температуру [6].

На реках с площадями водосборов до 100 – 300 км<sup>2</sup> ледостав, как правило, возникает без характерных ледяных образований, таких, как шуга и ледоход.

Зимой такие реки ежегодно промерзают. Продолжительность рек в промерзшем состоянии 150 – 170 дней и более.

На ряде рек бассейна (Томь, Арга) зимой местами появляются пятры, представляющие собой ледяные образования, постепенно нарастающие от дна к поверхности воды. Возникнув на том или ином участке реки, они, распространяясь по руслу и задерживая движущийся по реке лед, могут служить причиной установления ледостава. Рост пятр зачастую происходит в

течение всей зимы.

В зимнее время широкое распространение получают речные наледи, представляющие собой вторичное образование льда на поверхности ледяного покрова.

Ледяной покров устанавливается к середине ноября, продолжительность его 160 – 185 дней (средняя 171 день), Толщина льда за зиму составляет 110 – 150 см (наибольшая – 174 см, наименьшая – 62 см). Толщина льда на реках вместе с наледным слоем может достигать 1,8 м. На р. Зея толщина льда может достигать 2 метров.

Подвижки льда происходят, как правило, незадолго до начала весеннего ледохода и преимущественно при подъемах уровня воды. Когда водность реки увеличивается настолько, что лед может плыть по руслу, начинается весенний ледоход, сопровождаемый нередко заторами льда. На реках, полностью промерзающих в течение зимы, подвижек и ледоходов не бывает, лёд тает на месте.

Продолжительность ледохода составляет 5 – 7 дней (наибольшая – 20 дней). Средний размер льдин составляет 0,5 м в диаметре [8].

Образование речных наносов непосредственно связано с процессами физического выветривания, денудации и эрозии (водной и ветровой), происходящими как на водосборах, так и в самих руслах рек.

Как правило, в весенне-летний период величина твёрдого стока составляет в среднем 90 % годового объёма.

В зимние периоды, когда поверхностный смыв почвы отсутствует, мутность воды незначительна и большей частью не превышает 20 г/м<sup>3</sup>.

Донные отложения рек Белая и Серкова речка представлены песчаными грунтами. Сток наносов не превышает 3 % от годового. На р. Б. Пера донные отложения представлены мелким песком, 75 % содержание фракций 0,1 – 0,5 мм. На р. Томь – песок средней крупности.

## **2 Способы и методы борьбы с коррозией**

Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой.

### **2.1 Понятие о коррозии металлов**

Коррозионный процесс – гетерогенный (неоднородный), протекает на границе раздела металл – агрессивная среда, имеет сложный механизм. При этом процессе атомы металла окисляются, то есть теряют валентные электроны, атомы переходят через границу раздела во внешнюю среду, взаимодействуют с ее компонентами и образуют продукты коррозии. В большинстве случаев коррозия металлов происходит неравномерно по поверхности, имеются участки, на которых возникают локальные поражения. Некоторые продукты коррозии, образуя поверхностные пленки, сообщают металлу коррозионную стойкость [1]. Иногда могут возникать рыхлые продукты коррозии, имеющие слабое сцепление с металлом. Разрушение таких пленок вызывает интенсивную коррозию обнажающего металла. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств. Коррозионные процессы классифицируют по видам коррозионных разрушений, характеру взаимодействия металла со средой, условия протекания.

По видам разрушения коррозия бывает сплошная, общая и местная. Сплошная коррозия протекает по всей поверхности металла. При местной коррозии поражения локализируются на отдельных участках поверхности.

По характеру взаимодействия металла со средой различают химическую и электрохимическую коррозию. Химическая коррозия – разрушение металла при химическом взаимодействии с агрессивной средой, которой служат

неэлектролиты – жидкости или сухие газы. Электрохимическая коррозия – разрушение металла под воздействием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов – анодного и катодного. Анодный процесс – окислительный, проходит с растворением металла; катодный процесс – восстановительный, обусловлен электрохимическим восстановлением компонентов среды. Современная теория коррозии металлов не исключает совместного протекания химической и электрохимической коррозии, так как в электролитах при определенных условиях возможен перенос массы металла по химическому механизму [2].

## 2.2 Электрохимическая коррозия

подавляющее большинство коррозионных разрушений оборудования нефтяной промышленности вызвано электрохимической коррозией. Необходимо знать механизм и закономерности электрохимической коррозии для целенаправленной разработки и применения противокоррозионной защиты.

Основной причиной коррозии металлов является их термодинамическая неустойчивость в обычных условиях. Металлы в естественных условиях (за исключением благородных) находятся в виде окислов, т. е. в земной коре металлы входят в состав химических соединений (руд). Возможность коррозии и стремление металла к самопроизвольному окислению зависят от степени его термодинамической неустойчивости в конкретных условиях, т. е. от величины изменения термодинамического (изобарно - изотермического) потенциала  $\Delta G$  данного процесса. Эта величина – мера превращения потенциальной химической энергии в полезную работу данного химического процесса (например, в гальванических источниках тока – в электрическую работу). Знак  $\Delta$  свидетельствует о том, что от значения величины  $G$  в конечном (окисленном) состоянии отнимается значение ее в начальном состоянии. Если

при протекании химической или электрохимической реакции термодинамический потенциал возрастает ( $\Delta G > 0$ ), то самопроизвольный процесс невозможен, а если убывает ( $\Delta G < 0$ ), то самопроизвольный процесс возможен.

При неизменности термодинамического потенциала ( $\Delta G = 0$ ) система находится в равновесии. Это означает, что в процессе самопроизвольного окисления металла (коррозии) скорости реакций окисления и восстановления металла равны. Какое число атомов металла за единицу времени окислилось (потеряло валентные электроны и перешло в виде положительно заряженных катионов в электролит), такое же число ионов металла восстановилось из электролита в кристаллическую решетку металла, получив недостающие электроны от электрода (металла).

Окисление металла в электролитах называют анодной реакцией ионизации металла, а обратную – катодной реакцией восстановления. Обозначая, соответственно их скорости, т. е. скорости потока переноса массы ионов через единицу площади граничной поверхности в единицу времени,  $i_a$  и  $i_k$ , получаем в равновесном состоянии  $i_a = i_k$ , и отсутствие коррозии (некомпенсированного переноса массы металла в среду). Важно, что в процессах переноса массы и электрических зарядов через границу раздела металл – электролит при равновесном (обратимом) состоянии происходит ионный баланс переноса, как по массе, так и по зарядам [4].

Следовательно, при этом не изменяются масса электрода и его заряд. Нарушение равновесия в каком-либо одном из двух направлений приведет к окислению или, наоборот, восстановлению металла.

Повышение потенциала электрода выше равновесного (обратимого) приведет к сдвигу равновесия в сторону анодной реакции окисления, снижение потенциала ниже равновесного – сдвинет в сторону преобладания катодной реакции восстановления.

Измерить этот скачок потенциала непосредственно между электронным (металла) и ионным (электролит) проводниками невозможно, поэтому электродный потенциал измеряется как разность потенциалов между данным электродом и электродом сравнения, потенциал которого принят за условный нуль.

Появление электрических сил и скачка электродного потенциала на границе металл – электролит вызвано переносом зарядов (катионов) из металла в прилегающую область электролита, которая совместно с оставшимися в электроде избыточными электронами образует обкладки двойного электрического слоя, внутри которого действует электрическое поле, направленное из электролита в электрод и стремящееся возратить катионы металла из электролита в электрод. По мере накопления катионов в электролите устанавливается динамическое равновесие, характеризуемое величиной плотности тока обмена катионами  $i_0 = i_a = i_k$ . Для большинства металлов, погруженных в водные растворы, эта величина находится в пределах от  $10^{-8}$  до  $10^{-5}$  А/см<sup>2</sup>.

Если бы при погружении идеального металлического электрода в электролит на границе раздела всегда протекал только процесс ионизации – восстановления данного металла, то всегда достигалось бы равновесное (обратимое) состояние, достаточное для формирования двойного электрического слоя. Однако в большинстве случаев на поверхности реальных электродов одновременно протекают процессы с участием посторонних ионов, что препятствует установлению равновесного состояния и вызывает некомпенсированный перенос массы металла из электрода в электролит, т. е. коррозию. При этом потенциал электрода будет уже неравновесным (необратимым), и его величина будет зависеть не только от обмена электрода с электролитом собственными ионами металла, но и от реакций с участием ионов других веществ. При неравновесном состоянии может быть достигнут баланс

между электродом и электролитом в обмене электрическими зарядами, но будет нарушен баланс по массе, так как часть восстанавливающихся ионов металла может быть заменена другими ионами и анодный процесс ионизации металла станет превалировать над катодным. Соответствующее значение устанавливающегося необратимого (неравновесного) потенциала называется стационарным потенциалом, или потенциалом коррозии металла [6].

Важным фактором определения коррозии является физическая и физико-химическая неоднородность границы раздела металл-электролит и прилегающих областей, приводящая к неоднородному (гетерогенному) распределению на поверхности металла анодных и катодных реакций с образованием областей преимущественного развития анодной или катодной реакций. Эти области могут быть разделены и в течение коррозионного процесса перемещаться на поверхности металла, хотя в принципе возможно и совмещение этих реакций на одной площади.

Разделение катодных и анодных процессов, с четко выраженными анодами и катодами, позволяет определить скорость коррозии с помощью модели коррозионного гальванического элемента.

На практике встречается гетерогенная электрохимическая коррозия технических сплавов, поэтому рассмотрим подробнее модель коррозионного гальванического элемента.

### **2.3 Коррозионный гальванический элемент**

При электрохимической коррозии протекают два процесса – катодный и анодный, которые локализуются на различных участках металлической поверхности. При этом катодные и анодные участки пространственно разделены, что приводит к электрохимической гетерогенности (неоднородности) поверхности металлов. Локализация анодных и катодных

участков, а следовательно, и электрохимическая гетерогенность поверхности металлов вызывается неоднородностью: металлической фазы (присутствие в металле электрохимически незначительных примесей, структурных составляющих сплавов); жидкой фазы (неравномерное распределение возле корродирующей поверхности собственных ионов металла, ионов водорода, кислорода и т. д.); физических условий (неравномерный нагрев различных участков поверхности, неравномерное распределение лучистой энергии, неравномерное наложение внешнего электрического поля); поверхности металла, обусловленной дефектами защитных пленок, продуктов коррозии; внутренних напряжений в металле (неравномерная деформация, неравномерность приложенных внешних нагрузок) [7].

В общем случае локализация процессов происходит на участках, отличающихся физическими и химическими свойствами.

Электрохимическая коррозия на гетерогенной поверхности аналогична работе короткозамкнутого гальванического элемента, в котором участки поверхности металла, имеющие более отрицательный начальный потенциал, образует аноды, а более положительный потенциал – катоды.

Контролирующим фактором электрохимической коррозии, определяющим ее скорость, является поляризация электрода.

Поляризация – изменение разности потенциалов коррозионного элемента, приводящее к уменьшению силы тока. Поляризация тормозит скорость протекания электрохимической коррозии металлов. Основная причина поляризации – отставание электронных процессов (катодного и анодного) от перетока электронов в металле. Так, если анодный процесс отстает от перетока электронов от анода к катоду, то происходит уменьшение отрицательного заряда на поверхности электрода. Потенциал анода при этом становится положительнее. Когда катодный процесс отстает от поступления электронов на катод, происходит увеличение отрицательного заряда на поверхности



электрода, что приводит соответственно к сдвигу потенциала катода в отрицательную сторону.

Электродные процессы, уменьшающие поляризацию на аноде и катоде, называются процессами деполяризации, а вещества, препятствующие поляризации называются деполяризаторами. На практике встречаются в основном процессы коррозии с кислородной и водородной деполяризацией.

Процессы водородной деполяризации характерны в основном для технологических процессов, протекающих в кислых средах.

Коррозия с кислородной деполяризацией – наиболее распространенный процесс, так как по этому механизму корродируют металлы в водных средах [8].

## **2.4 Методы защиты от коррозии**

Применяющиеся в настоящее время методы противокоррозионной защиты могут быть сгруппированы следующим образом: методы, связанные с изменением агрессивных свойств самой среды или с удалением из нее компонентов, вызывающих коррозию металла; специальные методы, применяемые совместно с другими технологическими мероприятиями: ингибиторы коррозии, защитные покрытия, неметаллические материалы, коррозионностойкие металлы и сплавы, а также электрохимическая (катодная, протекторная) защита.

Указанные методы применяют порознь или комплексно, исходя из конкретных условий, сложившихся на нефтепромыслах, и с учетом технико-экономических показателей.

Эффективный метод защиты для нефтяной промышленности – ингибиторы, так как они не требуют больших капитальных вложений.

Защита от коррозии ингибиторами основана на свойстве этих веществ или

их смесей уменьшать скорость коррозионного процесса или полностью подавлять его при внедрении их в незначительных концентрациях в коррозионную среду.

Тормозящее действие любых ингибиторов коррозии вызывается действием их на кинетику электрохимических реакций, обуславливающих коррозионный процесс. На защищаемом металле в результате адсорбции ингибитора образуется экранирующие пленки с особой структурой, слабопроницаемые для ионов агрессивной среды.

Замедление коррозии существенно зависит от показателя растворимости ингибитора в агрессивной среде. С увеличением длины углеводородной цепи растворимость органических соединений в водных растворах падает, а их адсорбируемость соответственно возрастает. Поэтому стойкость защитной пленки повышается с увеличением молекулярной массы применяемого органического ингибитора коррозии. В то же время разветвление алкильной цепи уменьшает эффективность ингибитора коррозии, поскольку затрудняется тесное смыкание углеводородных цепей, т. е. снижается плотность их упаковки [9].

Защита покрытиями – один из наиболее распространенных и эффективных методов повышения качества и долговечности металлических конструкций в агрессивных условиях.

Покрытия могут существенно увеличить сопротивление поверхности металла и сплавов износу, окислению при высоких температурах и т. д. Иногда можно весьма успешно заменить дорогие дефицитные сплавы более простыми и дешевыми с защитными покрытиями.

И сегодня во всем мире покрытия остаются наиболее широко используемым методом противокоррозионной защиты, на их долю приходится свыше 80 % противокоррозионных мероприятий.

Основная роль покрытия как средства защиты от коррозии сводится к

изоляции поверхности металла от внешней среды, т. е. созданию физического барьера для работы гальванических микропар.

При высокой коррозионной агрессивности и для ответственных сооружений используют комбинированные методы, т. е. методы, сочетающие в себе два или несколько способов защиты.

Результативный эффект комбинированной защиты обычно выше суммарного эффекта соответствующих индивидуальных методов.

Защитные покрытия бывают металлические и неметаллические. К металлическим относят покрытия из чистых металлов и их сплавов (цинк, алюминий, хром, никель, титан, легированные стали и т.д.)

Неметаллические покрытия в свою очередь подразделяют на неорганические и органические. Неорганические неметаллические покрытия – силикатные, цементные, оксидные, фосфатные, хроматные; органические – покрытия на основе высокомолекулярных соединений (синтетические смолы, термопластичные полимеры), битумов, незастывающих смазок.

Электрохимические методы – наиболее распространенные методы защиты стальных конструкций от почвенной и морской коррозии. Они относятся к так называемым активным методам борьбы с коррозией, основываются на создании электрического поля, уменьшающего или полностью исключаящего коррозионное разрушение. Сущность электрохимической защиты заключается в том, что на металлической поверхности вместо обычно анодной реакции (растворения металла) происходит катодный процесс. Это достигается подключением защищаемого объекта к дополнительному электроду, на котором идёт анодная реакция. В зависимости от того, достигается это поляризацией от внешнего источника постоянного тока или за счёт работы искусственно создаваемого гальванического макроэлемента, защита называется катодной или протекторной.

При коррозии под действием электрического тока (блуждающими токами) опасные анодные зоны подземного сооружения соединяют проводниками с источниками блуждающих токов или, если источник блуждающего тока неизвестен, соединяют проводником с «жертвенным анодом», с которого ток стекает в землю, в результате чего происходит его растворение.

В последнее время для защиты пассивирующих металлов и сплавов в агрессивных средах используют анодную защиту, смысл которой состоит в создании на защищаемой поверхности пассивирующей плёнки – с помощью анодной поляризации от внешнего источника постоянного тока, т.е. переводом металла в устойчивое пассивное состояние.

Катодная защита. Данный вид электрохимической защиты обычно используют для защиты от коррозии стальных конструкций, работающих под землёй или в воде: трубопроводов, обсадных колонн скважин, свайных оснований, эстакад, пирсов, днищ резервуаров.

Защитный эффект достигается при катодной поляризации защищаемого металла от внешнего источника постоянного тока до потенциала определённой величины. Для осуществления катодного сдвига потенциала в поляризующую цепь включается дополнительный электрод, служащий анодом [10].

При катодной защите отрицательный полюс источника постоянного тока подключают к объекту, а положительный – к искусственно созданному аноду – заземлению. При включении источника тока электрическая цепь замкнется через электролит (почва или морская вода), и на оголенных участках защищаемой конструкции в местах повреждения изоляции начнется процесс катодной поляризации (рисунок 1).

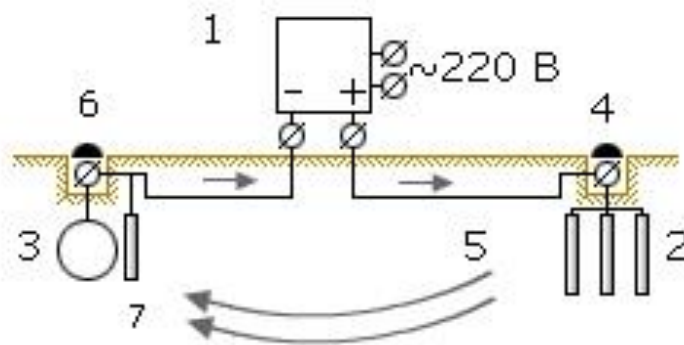


Рисунок 1 – Принципиальная схема катодной защиты трубопровода:

- 1 – преобразователь переменного тока в постоянный; 2 – анодный заземлитель;
- 3 – защищаемый трубопровод; 4 – контактное устройство на анодном заземлении;
- 5 – кабельная линия; 6 – контрольно-измерительный пункт; 7 – электрод сравнения

Величина необходимого защитного потенциала определяется природой металла, особенностями его коррозионно – электрохимического поведения в конкретных условиях протекания коррозионного процесса.

Потенциал защищаемой конструкции, измеренный по отношению к электролиту (для магистральных трубопроводов потенциал – грунт), при котором ток коррозии практически равен нулю, называют защитным потенциалом.

Минимальный защитный потенциал для остальных сооружений, уложенных в песчаных и глинистых грунтах, изменяется от -0,72 до -1,1 В по МСЭ (медно-сульфатному электроду сравнения). В нашей стране для этих сооружений принят потенциал  $E_{\text{защ}(\text{min})} = -0,85 \text{ В}$ .

Однако для таких сооружений, как магистральные трубопроводы, не удаётся на всём его протяжении создать одинаковые значения защитного потенциала. Практика эксплуатации трубопроводов показала, что в точках дренажа катодных станций можно повысить защитный потенциал для битумной изоляции до -2,5 В, для полимерной плёночной и силикатной до -3,5 В. Такое повышение защитного потенциала обеспечивает увеличение

экономической эффективности катодной защиты магистральных трубопроводов за счёт сокращения числа катодных станций в 3 – 4 раза. Протяжённость зоны катодной защиты при неизменной величине наложенной разности потенциалов в точке дренажа в основном зависит от диаметра и толщины стенки трубопровода, качества изоляции его, расстояния между трубопроводом с анодом и величины удельного сопротивления грунта, окружающего трубопровод.

Трубопровод значительной протяжённости защищается несколькими катодными установками. Основными элементами установки катодной защиты являются катодная станция, анодное заземление и внешняя электрическая цепь трубопровод – анодное заземление. Катодная станция включает в себя источник постоянного тока (преобразователь), контрольно-измерительные, защитные, коммутирующие приборы и устройства [11].

Для защиты трубопроводов широкое распространение получили сетевые катодные станции (с выпрямителями). В отсутствие электросети применяют катодные станции с двигателями внутреннего сгорания, в районах с благоприятными ветрами – катодные станции с ветроэлектрогенераторами.

К анодному заземлению предъявляется ряд требований: минимальное переходное сопротивление растеканию тока; наименьшие габаритные размеры; наиболее долговечный и недефицитный материал; простота установки; длительность службы при минимальных восстановительных работах; наименьшая стоимость.

Наибольшее распространение получили заземлители из чёрных металлов, особенно из стали. Это объясняется тем, что в практических условиях почти всегда можно найти старые трубы, рельсы, уголки и т.д. и использовать их для анодных заземлителей. Заземлители из чёрного металла сравнительно быстро разрушаются проходящим током за счёт высокого электрохимического эквивалента, но форма и механическая прочность этих

изделий обычно позволяют легко устанавливать их почву. Для снижения потерь металла анодные заземления устанавливают в неагрессивные электропроводящие засыпки из измельченной и утрамбованной коксовой или угольной крошки.

Промышленность выпускает специальные конструкции заземлителей из железокремнистых чугунов с различными наполнителями.

Поверхностное анодное заземление сооружается из отдельных заземлителей в трёх вариантах: горизонтальном, вертикальном и комбинированном. Широкое распространение получили глубинные анодные заземления, применение которых во многих случаях позволяет более эффективно защищать подземные трубопроводы на территориях промышленных площадок нефтегазопроводов и нефтебаз.

Протекторная защита. Протекторная защита по принципу действия – это вариант катодной защиты. Отличие по существу заключается в ином источнике катодной поляризации защищаемого металла. Протектор, соединённый накоротко с защищаемой конструкцией, создаёт короткозамкнутый гальванический элемент, который и является источником постоянного тока. Защищаемый металл становится катодом, а металл протектора – растворимым анодом. Принципиальная схема защиты приведена на рисунке 2.

Протекторы изготавливают чаще всего из сплавов цинка, магния, алюминия, т.е. из металлов недорогих и обладающих по сравнению с остальными техническими металлами заметно более электроотрицательным равновесным потенциалом. Впрочем, алюминий имеет ограниченное применение вследствие склонности к пассивации, которая снижает коэффициент использования металла [12].

В условиях подземной коррозии коэффициент полезного использования магниевого протектора может достигать 60 %, алюминиевого – порядка 50 % и цинкового – ориентировочно до 80 %; в условиях морской коррозии степень

использования протекторов выше, за исключением магниевого, а срок службы ниже.

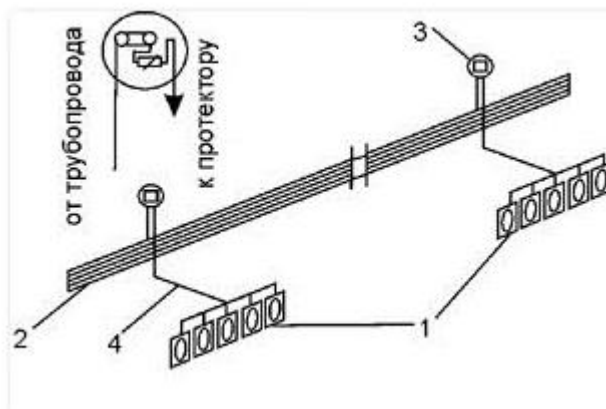


Рисунок 2 – Схема протекторной защиты подземного трубопровода:  
1 – протекторная установка, 2 – трубопровод, 3 – контрольно-измерительная колонка,  
4 – соединительные провода

Равномерность анодного растворения протектора в системе защиты от подземной коррозии обеспечивается погружением его в слой наполнителя (активатор). Наполнитель представляет собой смесь гипса, глины, сульфата натрия и других солей, и обладает повышенной по сравнению с окружающим грунтом проводимостью. Заметим, что наполнитель применяют и в системах катодной защиты.

Радиус действия протектора зависит от электропроводности коррозионной среды. Например, радиус действия цинкового протектора в дистиллированной воде составляет 0,1 см, в 0,3 %-ном растворе хлорида натрия – 15 см и в морской воде – 400 см.

В современной практике признано наиболее целесообразным комбинировать протекторную (так же как и катодную) защиту с защитными покрытиями. Сказанное относится не только к морской, но и к подземной коррозии. Защитный эффект комбинированной защиты необычайно высок. Если непокрытый стальной трубопровод, уложенный в грунт, требует установления магневых протекторов через каждые 30 м, то изолированный



трубопровод защищается одним таким же протектором на протяжении 8 км.

Преимущества протекторной защиты заключается в необычайной простоте, достаточной эффективности, высоком уровне рентабельности. В некоторых областях применения протекторы являются незаменимыми, например, при защите от морской коррозии стальных конструкций. Недостатками протекторной защиты являются некоторая нестабильность защитного тока в процессе эксплуатации, за счёт частичной пассивации протектора, относительно малый срок службы протекторов, а также меньшая по сравнению с катодной эффективностью защиты.

Электрический ток, протекающий через металлическое сооружение, смонтированное в грунте или морской воде, влияет на скорость коррозионного разрушения при переходе с металла в электролит. Возникновение токов связано с работой электрических устройств, в которых в качестве токопровода используется земля. В ней появляются электрические токи, сила и направление которых могут изменяться во времени. Эти токи получили название блуждающие [13].

### **3 Технологическая часть**

Магистральный нефтепровод защищается от почвенной коррозии комплексно: изоляционным покрытием (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) независимо от коррозионной агрессивности грунтов.

Электрохимическая защита обеспечивает в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопроводов на всём их протяжении.

Пассивная защита магистральных нефтепроводов от почвенной коррозии обеспечивается изоляционным покрытием, невыносимым в заводских условиях на основе экструдированного полиэтилена. Конструкция защитных покрытий для подземной прокладки отвечает требованиям государственного стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 51 164-98.

Для обеспечения повышения надёжности работы линейной части нефтепроводов, осуществляется постоянный контроль качества изоляционного покрытия, начиная с входного контроля труб с нанесённой заводской изоляцией, заканчивая проверкой качества изоляции построенных и засыпанных участков трубопровода.

Активная защита проектируемых нефтепроводов от почвенной коррозии путём смещения естественного потенциала трубопровода, в более отрицательную сторону для торможения возможных процессов коррозии до незначительных величин выполняется станциями катодной защиты (СКЗ).

На водных переходах, при ширине водоохраной зоны более 500 м, на одном из берегов устанавливается дополнительная СКЗ. При ширине водоохраной зоны менее 500 м защита перехода осуществляется совместно с линейной частью.

Анодные заземления СКЗ выполняются в виде глубинных заземлителей

из блоков заводской готовности (блок состоит из ферросилидогового электрода, помещённого в контейнер, заполненный коксово-минеральным активатором). Количество скважин, их глубина и количество блоков в скважине для каждой катодной станции определяется по результатам геофизических исследований грунтов. Глубинные анодные заземления размещаются на расстоянии не менее 200 м от нефтепровода. Для обеспечения пятидесятилетнего срока службы протяжённого анодного заземления вместе с основными (рабочими) протяжёнными заземлителями прокладываются резервные. Рабочие и резервные аноды укладываются на дно траншеи с разных сторон трубопровода. Первые 25 лет эксплуатации используются рабочие аноды, а последующие 25 лет – резервные [3].

Все измерительные выводы от нефтепровода приняты кабелем ВВГ 2х6, силовые (от точки дренажа до СКЗ и от СКЗ до анодного заземления) кабелем ВБШв 1х35.

От точки дренажа на СКЗ заведен кабель ВВГ 3х6 для обеспечения возможности работы СКЗ в автоматическом режиме поддержания заданного потенциала и передачи его величины в систему телемеханики.

В местах пересечений или сближения нефтепровода с ВЛ – 110 кВ и выше, при наличии вредного влияния переменного тока, предусматриваются токоотводы, предназначенные для снижения влияния наведённого напряжения, конструкция которых определяется в зависимости от удельного сопротивления грунта и взаиморасположения нефтепровода.

Для контроля состояния защиты от коррозии по трассе нефтепровода устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИП) с медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 и РД-91.020.00-КТН-149-06, а также, дополнительно, в местах пересечения проектируемого нефтепровода с существующими подземными металлическими коммуникациями с устройством

вывода от каждой коммуникации для возможности снятия возможного вредного влияния катодной поляризации. Кроме того, в средних промежуточных точках между станциями катодной защиты, на водных переходах с шириной водоохраной зоны более 500 м, а также в местах перехода нефтепроводом автомобильных дорог, КИПы дополнительно оборудуются датчиками скорости коррозии [5].

Защиты кожухов на переходах автомобильных дорог осуществляется групповыми протекторными установками с применением магниевых протекторов. Подключение протекторов к кожуху осуществляется через КИПы установленные на концах кожуха.

Защита проектируемого нефтепровода от почвенной коррозии осуществляется станциями катодной защиты (СКЗ) типа В-ОПЕ-ТМ-1, работающими в автоматическом режиме поддержания заданной величины защитного потенциала. Катодные станции размещены на площадках линейных сооружений по трассе (задвижки, узлы СОД, обратные клапаны). Катодные станции устанавливаются с интервалом порядка 20 км – 30 км.

Анодные заземления выполняются в виде глубинных заземлителей из 6-ти блоков в 14 скважинах глубиной 11,5 м (блок состоит из ферросилидового электрода, помещённого в контейнер, заполненный коксово-минеральным активатором). Количество скважин для каждой катодной станции определяется по результатам геофизических исследований. На участках подземной прокладки трубопровода в скальных и вечномёрзлотных грунтах в качестве анодных заземлений используются протяжённые аноды в соответствии с СТТ-29.200.00-КТН-026-06. Для обеспечения проектного срока службы 50 лет. Укладка основного и резервного АЗ осуществляется в одну траншею с трубопроводом.

Для контроля состояния защиты от коррозии по трассе нефтепровода устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИПы) с

медносульфатными электродами сравнения длительного действия в соответствии с требованиями ГОСТ Р51164-98. В районе катодных станций, в средних промежуточных точках между станциями, а также на водных переходах установлены КИПы с датчиками скорости коррозии типа БПИ-2.

Защита кожухов на переходах автомобильных осуществляется групповыми протекторными установками с применением магниевых протекторов [7].

В случае включения в работу средств ЭХЗ в срок более 3 месяцев после укладки и засыпки трубопровода проектом предусматривается временная электрохимическая защита с использованием групповых проекторных установок.

Строительство ЭХЗ следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80\*, ВСН-009-88 и РД-17.01-60.30.00-КТН-007-1-04.

Строительство всех запроектированных установок ЭХЗ ведёт специализированная бригада, выполняющая все виды работ (земляные, сварочные, монтажные и наладочные работы). Монтаж ЭХЗ выполняется преимущественно механизированным методом с применением укрупнённых узлов, собранных в специальных монтажно-заготовительных мастерских, при монтаже применяются механизированные инструменты и оборудование, рациональное совмещение строительных и монтажных работ.

При монтаже и наладочных работах по устройству, наладке и пуску установок ЭХЗ должны соблюдаться правила по безопасности труда, предусмотренные строительными нормами и правилами (СНиП), а также утверждёнными в установленном порядке инструкциями заводоизготовителей электрооборудования и аппаратуры.

Все работы по сооружению ЭХЗ выполняются в две стадии. В первую стадию входят: разметка трассы, подготовка строительной площадки, разработка грунта под монтаж анодных заземлителей и токоподводящих линий,

прокладка подземных кабелей, монтаж катодных и контрольных электрических выводов от трубопровода, закладка в сооружаемые фундаменты несущих опорных конструкций для монтажа оборудования.

Бурение скважин под анодные заземлители предусматривается бурильно-крановой машиной. Работы первой стадии нужно вести одновременно с основными строительными работами. Во второй стадии осуществляются работы по установке оборудования, подключения его к электрическим коммуникациям. Электроснабжение СКЗ выполняется от распределительного щита 0,4 кВ ПКУ. Для монтажа блок-боксов предусмотрен автокран КС-357193.

Заземлитель собирается в заводских условиях. Монтаж выполняется в соответствии с инструкцией, входящей в комплект поставки заземлителя. Кабели ЭХЗ прокладываются в траншее на глубине 0,7 м с сигнальной лентой. Для обозначения кабельной линии устанавливается опознавательный знак.

Приварку проводов установок электрохимической защиты и контрольно-измерительных пунктов к трубопроводу следует производить термитной сваркой с применением медного термита к поверхности уложенного трубопровода до его засыпки и испытания. Приварку проводов следует производить в соответствии с ОТТ-250160.10-КТН-006-06.

Маркировку выводов следует производить в процессе монтажа до засыпки трубопровода. Все работы по сооружению средств электрохимической защиты должны быть закончены к моменту сдачи трубопровода в эксплуатацию [9].

По окончании строительства и монтажа устройств электрохимической защиты следует провести пусконаладочные работы в соответствии с требованиями ВСН-009-88.

После ввода в эксплуатацию постоянной системы ЭХЗ, в процессе пусконаладочных работ определяется необходимость отключения временной

защиты. Сроки строительства, пуска, апробирования и сдачи ЭХЗ по мере укладки участков трубопровода должны соответствовать срокам строительства трубопровода.

Построенный нефтепровод должен иметь сертификат соответствия качества согласно требованию ГОСТ Р51164-98.

При сооружении установок ЭХЗ допускаются следующие отклонения от мест их размещения и подключения, предусмотренных проектом: для катодных станций, электродренажей и глубинных анодных заземлений – в радиусе не более 0,5 м; для протекторов и анодных заземлителей, а также места подключения соединительного кабеля к трубопроводу и КИП – не более 0,2 м; места подключения соединительных проводов и дренажных кабелей к трубопроводу должны быть не ближе 6 м от мест подключения к нему ближайшего КИП; при установке заземлителей, протекторов и укладке соединительных кабелей и проводов в траншее допускается увеличение проектной глубины заложения не более 0,1 м, уменьшение проектной глубины заложения не допускается [11].

После завершения комплексного опробования системы электрохимической защиты от коррозии всего объекта в целом необходимо составить акт рабочей комиссии о приёме законченной строительством системы электрохимической защиты с рекомендациями по режимам её эксплуатации.

## 4 Расчетная часть

Приведены расчеты необходимых параметров катодной и протекторной защит.

### 4.1 Расчет катодной защиты

Определить параметры катодной защиты магистрального трубопровода диаметром  $D=1067\text{ мм}$ , с толщиной стенки  $\delta=16\text{ мм}$  длиной защитной зоны  $L_z=180000\text{ м}$ . Удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты  $\rho_z=260\text{ Ом}$ . Естественный потенциал трубопровода  $U_g=-0,55\text{ В}$ . Начальное сопротивление изоляции трубопровода  $R_{из}=5\cdot 10^4\text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ . Срок службы проектируемой катодной защиты  $\tau_{нс}=50\text{ лет}$ . Диаметр протяженного анодного заземления  $d_{на}=0,036\text{ м}$ . Глубина укладки протяженного анодного заземления  $h_{на}=2\text{ м}$ . Площадь сечения сердечника протяженного анодного заземления  $S_{ac}=25\text{ мм}^2$ .

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование показателя	Значение показателя					
	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Доля длины трубопровода $L/L_{общ}$	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Удельное электросопротивление, Ом	130	100	90	80	70	60

#### 4.1.1 Расчет параметров трубопровода

Продольное сопротивление трубопровода  $R_m$ , Ом/м, рассчитывают по формуле (1):



$$R_m = \frac{\rho_m}{\pi \cdot \delta (D - \delta)}, \quad (1)$$

где  $\rho_m$  – удельное сопротивление материала трубы,  $Ом \cdot мм^2 / м$ ;

$D$  – диаметр трубопровода,  $мм$ ;

$\delta$  – толщина стенки трубопровода,  $мм$ .

$$R_m = \frac{0,245}{3,14 \cdot 16 \cdot (1067 - 16)} = 0,464 \cdot 10^{-5} \text{ Ом} / м.$$

Сопротивление окружающего трубу грунта  $R_p$ ,  $Ом \cdot м$ , (сопротивление растеканию трубопровода) определяется по формуле (2):

$$R_p = \frac{\rho_{э.сп.}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R_p}{D \cdot H_m \cdot R_m}, \quad (2)$$

где  $H_m$  – глубина залегания (до оси) трубопровода,  $м$ ;

$D$  – диаметр трубопровода,  $мм$ ;

$\rho_{э.сп.}$  – среднее удельное сопротивление электрическое сопротивление грунта,  $Ом \cdot м$ , определяется по формуле (3):

$$\rho_{э.сп.} = \sum_{i=1}^n \rho_{э.сп.i} \cdot \frac{L_i}{L}, \quad (3)$$

где  $\rho_{э.сп.i}$  – удельное сопротивление грунта на участке длиной  $L_i$ ;

$\frac{L_i}{L}$  – доля участка  $L_i$  в общей протяженности трубопровода;

$$\rho_{э.сп.} = 130 \cdot 0,1 + 100 \cdot 0,3 + 90 \cdot 0,2 + 80 \cdot 0,2 + 70 \cdot 0,1 + 60 \cdot 0,1 = 90 \text{ Ом} \cdot м,$$

Выражение (2) является трансцендентным и решается методом итерации:

$$R_p = \frac{90}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 100}{1,06 \cdot 1,5 \cdot 0,464 \cdot 10^{-5}} = 228,521 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_p = \frac{90}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot 228,521}{1,06 \cdot 1,5 \cdot 0,464 \cdot 10^{-5}} = 240,359 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Проверяем точность расчета:

$$\Delta = \frac{240,359 - 228,521}{228,521} = 0,049 < 5\% ,$$

Условие выполняется, принимаем  $R_p = 240,359 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Сопротивление изоляции трубопровода на срок эксплуатации  $\tau_{nc}$ , рассчитывается по формуле (4):

$$R_{из}(\tau_{nc}) = R_{из} \cdot e^{-\gamma \cdot \tau_{nc}}, \quad (4)$$

где  $R_{из}$  – начальное сопротивление изоляции трубопровода,  $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$ ;

$\gamma$  – показатель скорости старения,  $1/\text{год}$ ;

$\tau_{nc}$  – срок службы проектируемой станции катодной защиты.

$$R_{из}(\tau_{nc}) = 5 \cdot 10^4 \cdot e^{-0,11 \cdot 50} = 9602,495 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Постоянная распространения тока  $\alpha$ ,  $1/\text{м}$ , на начальный и конечный

периоды эксплуатации вдоль трубопровода определяем по формулам (5):

$$\alpha_n = \sqrt{\frac{R_m}{\frac{R_{uz}}{\pi \cdot D} + R_p}}, \quad \alpha_k = \sqrt{\frac{R_m}{\frac{R_{uz}(\tau_{nc})}{\pi \cdot D} + R_p}}, \quad (5)$$

$$\alpha_n = \sqrt{\frac{0,464 \cdot 10^{-5}}{\frac{5 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 1,06} + 240,359}} = 2,429 \cdot 10^{-4}, \quad 1/м$$

$$\alpha_k = \sqrt{\frac{0,464 \cdot 10^{-5}}{\frac{9602,495}{3,14 \cdot 1,06} + 240,359}} = 2,528 \cdot 10^{-4}, \quad 1/м$$

Входное сопротивление трубопровода на начальный период эксплуатации  $Z_{mn}$ , Ом, определяется по формуле (6):

$$Z_{mn} = 0,5 \cdot \sqrt{R_m \cdot R_{nn}} \cdot \text{cth}(0,5 \cdot \alpha_n \cdot L), \quad (6)$$

где  $L$  – длина трубопровода, м;

$\text{cth}$  – гиперболический котангенс;

$R_{nn}$  – переходное сопротивление на единицу длины трубопровода на начальный период эксплуатации, Ом·м, которое определяется по формуле (7):

$$R_{nn} = \frac{R_{uz}}{\pi \cdot D} + R_p, \quad (7)$$

$$R_{nn} = \frac{5 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 1,06} + 240,359 = 25503,049 \quad \text{Ом} \cdot \text{м},$$

$$Z_{mk} = 0,5 \cdot \sqrt{0,464 \cdot 10^{-5} \cdot 25503,049} \cdot \operatorname{cth}(0,5 \cdot 2,429 \cdot 10^{-4} \cdot 180000) = 0,317 \text{ Ом} .$$

Входное сопротивление трубопровода на конечный период эксплуатации  $Z_{mk}$ , Ом, определяется по формуле (8):

$$Z_{mk} = 0,5 \cdot \sqrt{R_m \cdot R_{nk}} \cdot \operatorname{cth}(0,5 \cdot \alpha_k \cdot L) , \quad (8)$$

где  $R_{nk}$  – переходное сопротивление на единицу длины трубопровода на конечный период эксплуатации, Ом·м, которое определяется по формуле (9):

$$R_{nk} = \frac{R_{uz}(\tau_{nc})}{\pi \cdot D} + R_p , \quad (9)$$

$$R_{nk} = \frac{9602,495}{3,14 \cdot 1,06} + 240,359 = 5092,057 \text{ Ом} \cdot \text{м} ,$$

$$Z_{mk} = 0,5 \cdot \sqrt{0,464 \cdot 10^{-5} \cdot 5092,057} \cdot \operatorname{cth}(0,5 \cdot 2,528 \cdot 10^{-4} \cdot 180000) = 0,14176 \text{ Ом} .$$

Длину защитной зоны  $L_3$ , м, с протяженным анодным заземлением рассчитывают по формуле (10):

$$L_3 = \frac{1,4}{\alpha} \ln \frac{2(U_e - U_{защ. \max})}{U_e - U_{защ. \min}} , \quad (10)$$

где  $U_{защ. \min}$ ,  $U_{защ. \max}$  – минимальный и максимальный защитный потенциал, В ;

$U_e$  – естественный потенциал трубопровода, В ;

$\alpha$  – постоянную распространения тока вдоль трубопровода, 1/м

$$L_3 = \frac{1,4}{2,528 \cdot 10^{-4}} \ln \frac{2(-0,55 + 0,85)}{(-0,55 + 1,1)} = 21400 \text{ м}$$

Силу тока установки катодной защиты с протяженным анодным заземлением на начальный и конечный периоды эксплуатации определяем по формулам (11):

$$I_{з.н} = \frac{U_e - U_{защ.макс}}{1,2 \cdot Z_{м.н}}, \quad I_{з.к} = \frac{U_e - U_{защ.макс}}{1,2 \cdot Z_{м.к}}, \quad (11)$$

где  $Z_{м.н}$  – входное сопротивление трубопровода на начальный период эксплуатации, Ом;

$Z_{м.к}$  – входное сопротивление трубопровода на конечный период эксплуатации, Ом

$$I_{з.н} = \frac{-0,55 + 0,85}{1,2 \cdot 0,317} = 0,78 \text{ А}$$

$$I_{з.к} = \frac{-0,55 + 0,85}{1,2 \cdot 0,14176} = 1,76 \text{ А}$$

Сопротивление растеканию протяженного анода  $R_{зн}$ , Ом·м, равно:

$$R_{зн} = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi} \ln \frac{0,4 \cdot \pi \cdot R_{зн}}{d_{на} \cdot h_{на} \cdot R_{ан}} \quad (12)$$

где  $d_{на}$ ,  $h_{на}$  – диаметр и глубина укладки протяженного анода, м;

$R_{ан}$  – продольное сопротивление протяженного анода, Ом/м.

Продольное сопротивление протяженного анода  $R_{an}$ , Ом/м, определяют по формуле (13):

$$R_{an} = \frac{\rho_{ac}}{S_{ac}}, \quad (13)$$

где  $\rho_{ac}$  – удельное электрическое сопротивление сердечника анода, Ом·мм<sup>2</sup>/м

$S_{ac}$  – сечение сердечника анода, мм<sup>2</sup>.

$$R_{an} = \frac{0,017}{25} = 0,0007 \text{ Ом/м},$$

$$R_{zn} = \frac{260}{2 \cdot 3,14} \ln \frac{0,4 \cdot 3,14 \cdot R_{zn}}{2 \cdot 0,036 \cdot 0,0007} = 690 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Входное сопротивление протяженного анода  $Z_{na}$ , Ом, при условии, что точка дренажа разбивает защищаемый участок трубопровода на плечи равной длины, равно:

$$Z_{na} = \frac{l_{na}}{2} \sqrt{R_{an} \cdot R_{zn}} \cdot \text{cth}(\alpha_{na} \cdot \frac{l_{na}}{2}), \quad (14)$$

где  $l_{na}$  – длина протяженного анодного заземления, м;

$\text{cth}$  – гиперболический котангенс;

$\alpha_{na}$  – постоянная распространения тока вдоль протяженного анода, 1/м.

Постоянная распространения тока вдоль протяженного анода, определяется по формуле (15):

$$\alpha_{na} = \sqrt{\frac{R_{an}}{R_{zn}}}, \quad (15)$$

$$\alpha_{na} = \sqrt{\frac{0,007}{690}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ I/м},$$

$$Z_{na} = \frac{1}{2} \sqrt{0,007 \cdot 690} \cdot \text{cth}\left(1 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1200}{2}\right) = 0,64 \text{ Ом}$$

Срок службы протяженного анодного заземления  $T$ , год, определяют исходя из максимальной линейной плотности тока в точке подсоединения дренажного кабеля:

$$T = \frac{G \cdot k}{q \cdot j \cdot k_2}, \quad (16)$$

где  $G$  – масса токопроводящей резины 1 метра протяженного анода, кг/м;

$k$  – коэффициент запаса ( $k = 0,8$ );

$q$  – электрохимический эквивалент материала анода, кг/А·год;

$k_2$  – коэффициент неоднородности грунта;

$j$  – линейная плотность тока анода в точке дренажа, А/м.

Масса токопроводящей резины 1 метра протяженного анода, кг/м, определяется по формуле(17):

$$G = \left( \frac{\pi \cdot d_{na}^2}{4} - S_a \cdot 10^{-6} \right) \cdot l_{na} \cdot \gamma_p \cdot 10^3, \quad (17)$$

где  $\gamma_p$  – удельный вес токопроводящей резины, тн/м<sup>3</sup>.

$$G = \left( \frac{3,14 \cdot 0,036^2}{4} - 25 \cdot 10^{-6} \right) \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 10^3 = 1,29 \text{ кг / м}$$

Линейная плотность тока анода в точке дренажа  $j$ , А/м, определяется по формуле (18):

$$j = 0,5\alpha_{na} \cdot I_{з.ср} \cdot \text{cth}(0,5\alpha_{na} \cdot l_{na}), \quad (18)$$

где  $I_{з.ср}$  – средний ток защиты катодной станции за период эксплуатации,  $A$

$$j = 0,5 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot 9,88 \cdot \text{cth}(0,5 \cdot 1 \cdot 10^{-3} \cdot 1200) = 0,007 \text{ A/м}$$

Срок службы протяженного анодного заземления:

$$T = \frac{1,29 \cdot 0,8}{0,6 \cdot 0,007 \cdot 5} = 49,1 \text{ лет}$$

Напряжение на выходе катодного преобразователя  $V, B$ , вычисляют по формуле:

$$V = 1,3 \cdot I_{зк} (Z_{мк} + R_a + R_{np}), \quad (19)$$

где  $R_a$  – переходное сопротивление анодного заземлителя,  $Ом$ .

$R_{np}$  – сопротивление дренажных проводов, соединяющих катодную станцию с трубопроводом и анодным заземлителем,  $Ом$ , которое определяется по формуле (20):

$$R_{np} = \rho_{np} \cdot \frac{y + y_c}{S}, \quad (20)$$

где  $y_c$  – длина спусков провода с опор к катодной станции, анодному заземлению и трубопроводу,  $м$ ;

$S$  – сечение провода дренажной линии,  $мм^2$ .

$\rho_{np}$  – удельное сопротивление провода,  $Ом \cdot мм^2 / м$ .



$$R_{np} = 0,029 \cdot \frac{200+10}{24,25} = 0,251 \text{ Ом},$$

Выбирает проволоку А25.

$$V = 1,3 \cdot 1,76 \cdot (0,14176 + 0,64 + 0,251) = 7,98 \text{ В}.$$

Мощность на выходе катодного преобразователя,  $W$ ,  $Вт$ , определяем по формуле (21):

$$W = I_{зк} \cdot V, \tag{21}$$

$$W = 7,98 \cdot 17,6 = 140,4 \text{ Вт}.$$

#### **4.2 Расчет протекторной защиты кожухов на переходе через автомобильные дороги**

Определим параметры протекторной защиты кожухов через автомобильную дорогу на км 3092. Исходные данные: диаметр кожуха  $D_k = 1,5$  м, длина кожуха  $L_k = 100$  м, удельное электрическое сопротивление грунта  $\rho_e = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , сопротивление изоляции кожуха  $R_{изк} = 1 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , коэффициент старения изоляции кожуха  $\gamma = 0,125 \text{ год}^{-1}$ , срок действия установки протекторной защиты кожуха  $T = 15 \text{ лет}$ , естественный потенциал кожуха  $U_{ке} = -0,55 \text{ В}$ , минимальная защитная разность потенциалов кожух-земля  $U_{кз.м} = -0,9 \text{ В}$ .

Сопротивление кожуха,  $Ом$ , определяется по формуле (22):

$$R_k(\tau_{nc}) = \frac{R_{изк} \cdot e^{-\gamma \cdot \tau_{nc}}}{\pi \cdot D_k \cdot L_k} \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_k} \cdot \ln \frac{2 \cdot L_k}{D_k}, \quad (22)$$

где  $R_{изк}$  – сопротивление изоляции кожуха,  $Ом \cdot м^2$ ;

$\gamma$  – показатель скорости старения изоляции во времени,  $1/год$ ;

$\rho_z$  – удельное электрическое сопротивление грунта,  $Ом \cdot м$ ;

$D_k$  – диаметр кожуха,  $м$ ;

$L_k$  – длина кожуха,  $м$ ;

$\tau_{nc}$  – срок службы проектируемой протекторной защиты кожуха

$$R_k(\tau_{nc}) = \frac{10000 \cdot e^{-0,125 \cdot 15}}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 100} + \frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 100} \cdot \ln \frac{2 \cdot 100}{1,5} = 3,41 \text{ Ом}$$

Защитный ток кожуха определяется по формуле (23):

$$I_k = \frac{U_{ке} - U_{защ. min}}{R_k(\tau_{nc})}, \quad (23)$$

где  $U_{защ. min}$  – минимальная защитная разность потенциалов кожух-земля,  $В$ ;

$U_{ке}$  – естественный потенциал кожуха,  $В$ ;

$R_k(\tau_{nc})$  – сопротивление кожуха на конечный срок службы.

$$I_k = \frac{-0,55 + 0,9}{3,41} = 0,11 \text{ А}$$

Количество протекторов, необходимых для защиты кожуха, определяется по формуле (24):

$$N_n = \frac{1,3 \cdot I_k}{I_n}, \quad (24)$$

где  $I_n$  – ток единичного протектора,  $A$ .

$$N_n = \frac{1,3 \cdot 0,11}{0,057} = 2,51 \text{ шт.}$$

Принимаем число протекторов равным 3 шт.

## **5 Безопасность и экологичность**

В последнее время не только в России, но и во всем мире значительно увеличилось количество техногенных аварий и катастроф, которые влекут за собой экономические, материальные и человеческие потери.

Предприятия нефтегазового комплекса являются опасными производственными объектами. Спецификой отрасли является работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, которые подвержены взрывам, пожарам, воспламенению при нарушении правил техники безопасности. Поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей являются актуальными.

### **5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Работы при проектировании, эксплуатации сооружений электрохимической защиты выполняют на действующем нефтепроводе.

Основными видами работ на защищаемом участке магистрального нефтепровода являются: проверка состояния контура защитного заземления (повторного заземления нулевого провода) и питающих линий. Внешним осмотром проверяется надежность видимого контакта проводника заземления с корпусом электрозащитной установки, отсутствие обрыва питающих проводов на опоре воздушной линии и надежность контакта нулевого провода с корпусом электрозащитной установки. Осмотр состояния всех элементов оборудования катодной защиты с целью установления исправности предохранителей, надежности контактов, отсутствия следов перегревов и подгаров. Очистка оборудования и контактных устройств от пыли, грязи, снега,

проверка наличия и соответствия привязочных знаков, состояния колодцев контактных устройств. Ответственным за данные виды работ является инженер по электрохимической защите участка ЭХЗ ВСТО. Работа персонала происходит преимущественно на открытом воздухе.

Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 2 [14].

Таблица 2 – Классификация опасных и вредных факторов

Причины	Меры безопасности
Случайное прикосновение к токоведущим частям.	Защита прикосновения к токоведущим частям: ограждение токоведущих частей (металлические сетки, закрытые рубильники и т.д.), изолирующие подставки, коврики.
Прикосновение к нетоковедущим металлическим частям, могущим оказаться под напряжением.	Защита от опасности перехода напряжения на нетоковедущие части: защитные заземления (электрогенераторов, трансформаторов, выпрямителей), защитные зануления (при питании кабелем с глухо заземленной нейтралью), изолирующие подставки.
Переход высшего напряжения трансформатора на сторону низшего.	Заземление вторичной обмотки трансформатора, применение изолирующих подставок, резиновых ковриков.
Физические	Движущиеся машины и механизмы; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (в особенности в зимний период); повышенная или пониженная температура (в особенности в зимний период) воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные)
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

Возможными аварийными ситуациями при проектировании и эксплуатации электрохимической защиты являются:

- попадание человека под напряжение;
- повреждение кабелей и трубопроводов при земляных работах;
- утечка нефти с магистрального нефтепровода;
- обрыв провода на ЛЭП;

## **5.2 Инженерные и организационные решения**

Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) – нефтепровод, соединяющий нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с тихоокеанским портом Козьмино в заливе Находка.

Проектируемый участок электрохимической защиты располагается на 3084 км – 3264 км и проходит по территории Амурской области. Участок нефтепровода находится в II (III) климатическом регионе с максимальной отрицательной температурой в зимний период – 45° С, скорость ветра 3,6 м/с. Средняя температура зимой составляет минус 22° С, зима в области суровая. Лето очень теплое с достаточным увлажнением, средняя температура составляет +20° С, наблюдаются обильные осадки (июнь, август) [15].

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией для

поддержания оптимальных параметров воздушной среды.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [15].

### **5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Электрохимическая защита располагается на участке нефтепровода 3084 км – 3264 км.

Для обеспечения безопасного проезда к оборудованию все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию участка ЭХЗ необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора [16].

Участок располагается неподалеку от реки Зейя. Протяженность защищаемого участка составляет 180 км. Территория ЭХЗ имеет автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования.

Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были не меньше минимального и не больше максимальных значений.

Предельно допустимая концентрация паров нефти в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м<sup>3</sup>. Фактическое значение 150 – 200 мг/ м<sup>3</sup> [17].

Допустимая концентрация паров нефти в воздухе помещения катодной

станции должна быть не более 0,3 мг/л. Фактическое значение данного параметра 0,1 – 0,2 мг/л [18].

Уровень шума и вибрации, создаваемый катодной защитой, применяемой на участке нефтепровода, на всех частотах не должен превышать 60 дБ. На практике значение колеблется в пределах 30 дБ – 40 дБ [18].

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается [18].

К вспомогательным бытовым помещениям относятся: гардеробная, душевая с преддушевой, умывальная, сушилка, туалет, помещение для обогрева, комната для приема пищи [19].

Персонал, обслуживающий ЭХЗ, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой;

- головной убор;

- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;

- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;

- перчатки с полимерным покрытием;

- перчатки резиновые или из полимерных материалов;

- очки защитные;



- костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей [15].

#### **5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

Участок ЭХЗ нефтепровода обслуживается под напряжением, в воздухе рабочей зоны присутствуют пары углеводородов, что пагубно влияет на здоровье человека, вызывая головные боли и головокружения, общую слабость и потерю сознания.

Пары нефти относятся к 4 классу опасности [20]. Для контроля ПДК в течение смены с помощью газоанализаторов производится отбор проб с периодичностью в 4 часа.

Минимальный защитный потенциал нефтепровода, поврежденного коррозией (более 10 % толщины стенки) должен быть на 0,05 В отрицательнее значений. Установки ЭХЗ являются: установками с двумя классами напряжения: 10кВ и 0,22 кВ. Условия требований безопасности при производстве работ должны учитывать высший класс напряжения. Все работы по ТО (кроме осмотра оборудования, без поднятия на высоту) должны выполняться по нарядам–допускам.

К выполнению работ по защите нефтепровода от коррозии допускаются лица не моложе восемнадцати лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и инструктаж на предприятии. Рабочих следует обеспечивать спецодеждой, спецобувью и защитными приспособлениями.

На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы [21]. Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению.

Молниезащита сооружений ЭХЗ от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений осуществляется отдельно стоящими молниеприемниками,

подсоединенными к наружному контуру заземления.

Сопротивление защитного заземления не должно превышать 4 Ом; при эксплуатации установок ЭХЗ должны проводиться периодические наблюдения за состоянием защитных заземлений путем вскрытия и осмотра заземляющих устройств, измерение сопротивления защитного заземления необходимо производить не реже одного раза в год [22].

Строительно-монтажные работы по ремонту средств ЭХЗ магистрального нефтепровода, заполненного транспортируемым продуктом, должны выполняться на основании письменного разрешения организации, эксплуатирующей их.

### **5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Помещение ЭХЗ относится к категории помещений повышенной взрывопожароопасности, так как при перенапряжении и утечке нефти может образовываться взрывоопасная и пожароопасная среда [23]. Предельно допустимая концентрация паров нефти в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м<sup>3</sup> [24].

Причинами и источниками возникновения пожара на участке ЭХЗ могут быть: утечка нефти, нарушение техники безопасности, неисправность нефтяного оборудования, неисправная электропроводка.

Помещение ЭХЗ по взрывопожарной опасности относится к категории А, так как в нем имеется станция катодной защиты, работающая под напряжением [25].

Для обеспечения пожарной безопасности на участке ЭХЗ установлены системы водяного охлаждения [17,18] и автоматические системы пожаротушения. Дополнительно рекомендуется установить по периметру звуковую сигнализацию, информирующую о возникновении пожара, в рабочих

помещениях разместить информационные знаки и планы эвакуации [16].

Пожарная безопасность устройств ЭХЗ должна обеспечиваться исправным техническим состоянием оборудования, укомплектованностью средств пожаротушения, соблюдением правил пожарной безопасности.

Загорания в электроустановках устраняют при помощи углекислотных огнетушителей, запрещается применять пенные огнетушители и воду для тушения электрооборудования, кабелей, находящихся под напряжением; разлившуюся горючую жидкость тушат песком, пенным огнетушителем, кошмой; производить во взрывоопасных помещениях профилактический осмотр и ремонт электрооборудования можно только при отсутствии загазованности среды в помещении.

На рабочих местах должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50 – 2 шт.;
- лопата (штыковая и совковая) – 2шт.;
- пожарный щит;
- пожарный водоем [26].

## **5.6 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях**

На участке нефтепровода ВСТО 3084 км – 3264 км при проектировании и эксплуатации ЭХЗ могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, угрозы взрывов, природные пожары, разрушение трубопровода или его элементов, сопровождающееся разлетом осколков металла и грунта, возгорание продукта при разрушении трубопровода, открытый огонь и термическое воздействие пожара, дым, токсичность продукции.

Сооружения ЭХЗ относятся к IV группе по ГО [27].

Защита магистрального нефтепровода от коррозии является непрерывным технологическим процессом.

В обычной смене численность работников составляет 4 человека. Наибольшая смена по числу работников составляет 6 человек.

Персонал по обслуживанию ЭХЗ полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Участок ЭХЗ оснащён водопроводом, канализацией, электросетью и телефонной связью.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

## **5.7 Экологичность проекта**

Для защиты окружающей среды предлагаются следующие инженерные решения:

- соблюдение требований по охране окружающей среды на всех этапах технологической последовательности выполнения работ с обязательным проведением рекультивации после их завершения;

- при проведении работ по сооружению электрохимической защиты следует избегать загрязнений окружающей среды горюче-смазочными, изоляционными материалами, строительными отходами, для чего необходимо на стадии проектирования предусмотреть способы переработки или захоронения отходов.

- на всех этапах сооружения электрохимической защиты следует предусмотреть мероприятия, нейтрализующие или предотвращающие неблагоприятные рельефообразующие процессы, возникающие или активизирующиеся вследствие строительства объектов ЭХЗ.

## **6 Экономическая часть**

В данном разделе работы рассчитываются затраты на установку электрохимической защиты участка 3084 км – 3264 км протяженностью 180000 м магистрального нефтепровода ВСТО. Расчет включает в себя следующие составляющие: амортизация оборудования, оплата труда, стоимость материалов, отчисления на страховые взносы, электроэнергия и прочие расходы. По результатам расчетов составлена смета затрат и представлена в графической части работы

### **6.1 Расчёт затрат на установку.**

Стоимость защиты участка нефтепровода включает в себя следующие расчеты:

- амортизация оборудования;
- оплата труда;
- стоимость материалов;
- отчисления на страховые взносы;
- электроэнергия;
- прочие расходы.

Для определения суммы амортизации основных средств необходимо найти их полную стоимость. Полную стоимость рассчитаем с учетом стоимости транспортных расходов и стоимости установки, которые составляют соответственно 2 % и 5 % от стоимости всего оборудования.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для установки сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Потребность в оборудовании для установки ЭХЗ

Наименование	Марка	Количество	Цена ед., руб	Стоимость всего оборудования, тыс.руб	Транспортные расходы, тыс.руб	Стоимость монтажа, тыс.руб	Полная стоимость, тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Одноковшовый экскаватор	КАМА TSU	1	1300000	1300000	26000	65000	1391000
Бульдозер	КАМА TSU	2	1346000	2692000	53840	134600	2880404
Очистная машина	ОМ	1	342000	342000	6840	17100	365940
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1	500000	500000	10000	25000	535000
Устройства грунтовочные	УГТ-820	1	1169500	1169500	56970	78320	1304790
Электростанция	КТП-25 кВА	1	84000	84000	1680	4200	89880
Изоляционная машина	ИМ821 Р	1	1243200	1243200	46320	94000	1383520
Итого:							7950534

Таким образом, затраты на приобретение оборудования для защиты трубопровода от коррозии составляют 7950534 рублей.

Далее производим расчет амортизационных отчислений. Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле (25):

$$Ам.отч = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100}, \quad (25)$$

где  $C_{oc}$  – первоначальная стоимость основного средства, руб.

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, %

$$H_a = 100 / \text{Срок службы в годах}$$

Результаты заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Марка	Количество	Полная стоимость, руб	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 месяц, руб
Одноковшовый экскаватор	КАМАТ SU	1	1391000	20	23183,33
Бульдозер	КАМАТ SU	2	2880404	20	48006,73
Очистная машина	ОМ	1	365940	10	3085,167
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1	535000	10	4663,417
Устройства грунтовочные	УГТ-820	1	1304790	20	21746,5
Электростанция	КТП-25 кВА	1	89880	10	749
Изоляционная машина	ИМ821Р	1	1383520	20	23058,6

Сумма ежемесячных амортизационных отчислений составляет 124492,7 рублей. С учетом того, что работы делятся 72 часа сумма амортизационных отчислений составляет  $124492,7 / 8 \text{ час.} / 22 \text{ раб. дня} \cdot 72 \text{ час} = 50928,8$  рублей.

Далее определим затраты на оплату труда в период установки ЭХЗ с учетом премии, районного коэффициента и северной надбавки. Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 5.

Таблица 5 – Фонд оплаты труда на ремонт нефтепровода

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб	Тарифный фонд ЗП, руб	Премия		Основная ЗП, руб	Дополнительная ЗП, руб	Районный и северный коэффициент 60%	Общий фонд ЗП, руб
					%	Сумма				
Машинист экскаватора	6	1	250	44000	50,00	22000	66000	4000	42000	112000
Машинист бульдозера	6	2	250	88000	50,00	44000	132000	8000	84000	224000
Машинист очистной машины	6	1	250	44000	50,00	22000	66000	4000	42000	112000
Слесарь	4	3	240	168960	50,00	84480	253440	11000	158664	423104
Мастер	6	2	250	88000	50,00	44000	132000	8000	84000	224000
Водители	5	3	250	176000	50,00	88000	264000	16000	168000	448000
Дефектоскопист	6	2	250	88000	50,00	44000	132000	8000	84000	224000
Итого:										1767104



Общий месячный фонд заработной платы пересчитаю на время выполнения работ. Фонд заработной платы составляет:  $1767104/8/22 \cdot 72 = 722906,1$  рублей.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем страховые взносы, которые составляют 30,2 % (22 % – отчисления в пенсионный фонд; 5,1 % – отчисления в фонд медицинского страхования; 2,9 % – в фонд социального страхования; 0,2 % – страхование от несчастных случаев).

Таким образом, страховые взносы составляют  $579348 \cdot 30,2 \% = 218317,6$  руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов. Результаты заносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение потребности в материалах

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб	Стоимость всего объема, руб
Преобразователь УКЗВ	Шт	9	22738	204642
КИП ХС	Шт	2	7362	14724
Дренажный кабель	М	400	190	76000
Итого:				295366
Транспортные расходы 5%				15824,8
Итого:				311190,8

Далее определим стоимость электроэнергии на одну установку

$$\mathcal{E}_л = P \cdot 24 \cdot 365 \cdot n \cdot C_{эл}, \quad (25)$$

где  $P$  – мощность установки;

$n$  – количество станций;

$C_{эл}$  – цена на 1 кВт энергии

$$\mathcal{E}_n = 0,35 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1 \cdot 2,5 = 7665 \text{ руб.},$$

Согласно расчетам общее количество установок участка 3084 км – 3264 км магистрального трубопровода ВСТО составляет 9 шт. Рассчитаем стоимость электроэнергии для 9 станций катодной защиты:

$$\mathcal{E}_n = 0,35 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 4 \cdot 2,5 = 30660 \text{ руб.},$$

В состав расходов на установку катодной защиты включаются прочие расходы: установка оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д., которые составляют 40 % от прямых затрат.

В состав прямых расходов включаются: материалы, заработная плата, страховые взносы, амортизация основных средств, стоимость электроэнергии.

$$(197500,8 + 722906,1 + 218317,6 + 50928,8 + 30660) \cdot 40 / 100 = 488125,32 \text{ руб.}$$

Согласно рассчитанным затратам на установку электрохимической защиты необходимо около 1,8 млн. рублей.

Структура затрат на установку представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структура затрат на установку катодной защиты

Вывод: из рисунка 3 следует, что наибольшую долю в затратах составляет зарплата.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Электрохимическая защита для магистрального нефтепровода ВСТО участка 3084 км – 3264 км спроектирована с соблюдением всех строительных норм и правил и климатических условий. Подобраны оптимальные значения, произведены все необходимые расчеты при строительстве. Электрохимическая защита удовлетворяет всем требованиям.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан

ЭХЗ – электрохимическая защита

ВКР – выпускная квалификационная работа

СССР – Союз Советских Социалистических Республик

АЗ – анодный заземлитель

СКЗ – станция катодной защиты

ВЛ – высоковольтные линии

КИП – контрольный – измерительный пункт

СОД – средство очистки диагностики

СНиП – строительные нормы и правила

ВСН – ведомственные строительные нормы

ЧС – чрезвычайные ситуации

ЛЭП – линии электропередач

АУП – административно – управленческий персонал

## Список использованных источников

- 1 Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М : Физматлит, 2010. – 416 с.
- 2 Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений [Текст] : справ. : в 2-х т. / ред. А. А. Герасименко. - М. : Машиностроение, 1987. – 668 с.
- 3 Волков, Б.Г. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии / Б.Г. Волков, Н.И. Тесов, В.В. Шуванов. – Л.: «Недра», 1975. – 224 с.
- 4 Герасименко, А.А. Защита машин от коррозии в условиях эксплуатации / А.А. Герасименко, М.И. Емелин. – М.: Машиностроение, 1980. – 224с.
- 5 Минксер, К.С. Старение и стабилизация полимеров / К.С. Минксер, С.В. Колесов, Г.Е. Зайков. – М.: Наука, 1982. – 272с.
- 6 Герасименко, А.А. Защита машин от биоповреждений / А.А. Герасименко / М.: Машиностроение, 1984. – 111с.
- 7 Новоселов, В.Ф. Типовые расчеты противокоррозионной защиты металлических сооружений нефтегазопроводов и нефтебаз: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, В.Н. Димитров. – Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1989. – 98с.
- 8 Медведева, М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа: Учебное пособие / М.Л. Медведева. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 312с.
- 9 ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения (сооружения подземные). Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.01.1991.
- 10 ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999.

11 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов./ П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов, А.А. Коршак и др.// Учебное пособие для ВУЗов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

12 СТО Газпром 9.2-003-2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений. – Введ. 01.03.2009.

13 РД-91.020.00-КТН-149-06. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС. – Введ. 12.07.2006.

14 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 03.07.1974.

15 Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. 04.01.1996.

16 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – Введ. 05.06.1999.

17 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 09.06.2009.

18 Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности URL: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.htm>. – Введ. 03.12.2001.

19 ГОСТ 12.2.020-76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 03.09.1976.

20 Структура системы ГО URL: [http://studopedia.su/14\\_45085\\_struktura-sistemi-go.html](http://studopedia.su/14_45085_struktura-sistemi-go.html). – Введ. 03.08.2003.

21 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. – Введ. 08.07.1982.

22 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. – Введ. 04.07.2011.

23 Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. – Введ. 06.09.2006.

24 ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний – Введ. 17.10.2013.

25 ГОСТ 12.4.002-97 ССБТ. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний. – Введ. 28.11.1997.

26 ГОСТ Р 12.4.236-2011 ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – Введ. 23.07.2011.

27 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности – Введ. 31.08.1976.

28 ГОСТ 12.1.044 Пожароопасность веществ и материалов. – Введ. 08.02.2008.

29 СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. – Введ. 08.09.2009.

30 СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности. – Введ. 18.05.2009.