

УДК 621.644.07

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОСТРОВНОЙ МЕРЗЛОТЫ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДА ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ

Ключевые слова: катодная защита, теплоизолированный трубопровод, нефтепровод Заполярье – Пурпе, контроль изоляции методом катодной поляризации.



Ю.В. Богатенков
к.т.н., генеральный директор
ОАО «Сибнефтепровод»,
г. Тюмень
BogatenkovYV@tmn.transneft.ru



В.В. Павлов
главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
PavlovVV@gtp.transneft.ru



В.И. Суриков
заместитель генерального директора
по технологии транспорта нефти
и нефтепродуктов ООО «НИИ ТНН»,
г. Москва
SurikovVI@niitnn.transneft.ru



Н.Н. Скуридин
руководитель
центра защиты от коррозии
ООО «НИИ ТНН»,
г. Москва
SkuridinNN@niitnn.transneft.ru

В статье рассмотрены отличительные особенности электрохимической защиты от коррозии теплоизолированного трубопровода на примере магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе. Описаны технические решения, применяемые при строительстве трубопровода и системы электрохимической защиты, обозначены проблемные вопросы, требующие повышенного внимания при эксплуатации и диагностировании.

Работа электрохимической защиты трубопроводов в теплоизоляции в условиях Крайнего Севера имеет ряд особенностей, рассмотренных в настоящей статье на примере нефтепровода Заполярье – Пурпе, строительство которого осуществляется ОАО «АК «Транснефть» с 2012 г.

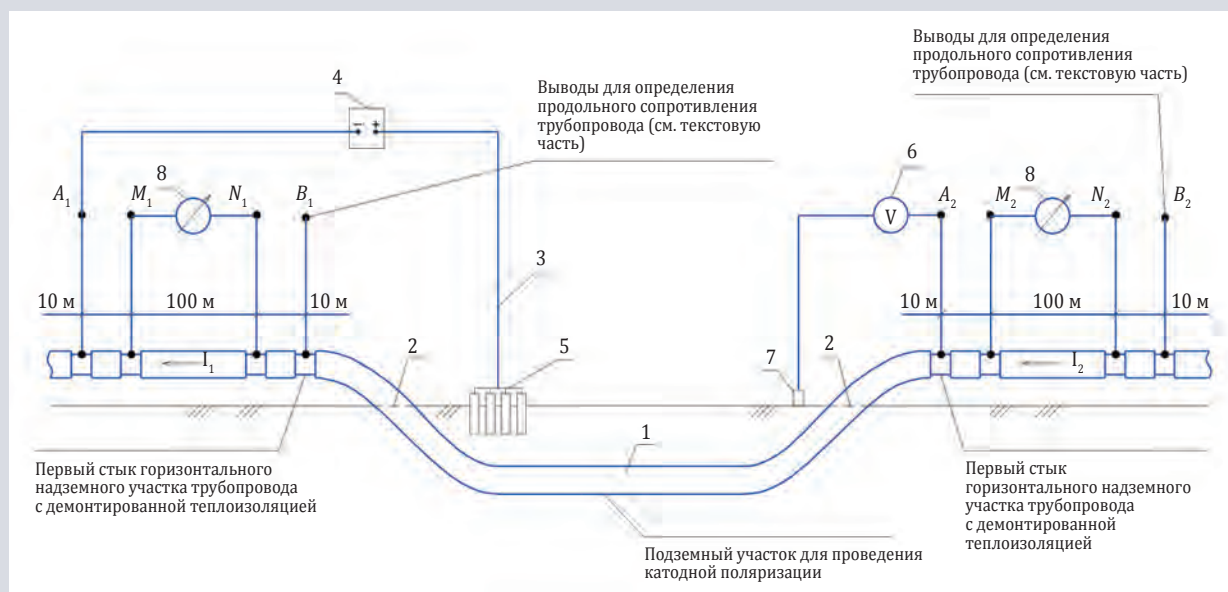
Часть трассы трубопровода расположена за Полярным кру-

гом в сложных геокриологических условиях, поэтому при проектировании были определены два способа прокладки с учетом условий местности (в условиях островной мерзлоты): подземный и надземный. На участках многолетнемерзлых грунтов, протяженность которых более 380 км (т.е. около 80 % от общей протяженности), применяют

надземную прокладку на опорах. По всей протяженности трубопровода поверх изоляционного покрытия нанесено теплоизоляционное покрытие из пенополиуретана в защитной оболочке. В зависимости от способа прокладки применяют металлополимерную (подземная) и стальную оцинкованную оболочку (надземная). Стыки в полевых условиях изолируют с помощью пенополиуретановых скорлуп и герметизируют термоусаживаемыми манжетами. В связи с тем что трубопровод находится в труднодоступной и малонаселенной местности, предъявляются повышенные требования к его надежности, в том

Рис. 1

Схема подключения аппаратуры и приборов



1 – подземный участок испытываемого трубопровода
 2 – начало и конец участка контроля соответствуют проектным отметкам выхода МН на поверхность земли
 3 – соединительный провод (кабель)
 4 – станция катодной защиты

5 – временное заземление
 6 – вольтметр (входное сопротивление не менее 10 МОм)
 7 – медносульфатный электрод сравнения
 8 – микровольтметр
 A, B – токовые выводы от трубы
 M, N – потенциальные выводы от трубы

числе и к защите от коррозии. Для защиты от коррозии на МН применяется заводское защитное покрытие усиленного типа с нормативным сопротивлением изоляции $3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, контроль качества которого необходимо провести после окончания строительства.

Контроль состояния изоляции теплоизолированного трубопровода

В соответствии с [1] на построенных и засыпанных участках нефтепровода необходимо провести проверку качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации до принятия контролируемых участков в эксплуатацию и до врезки в линейную часть трубопровода.

Контроль качества изоляционного покрытия участков МН методом катодной поляризации должен осуществляться на стадии завершения строительства в соответствии с [2].

При контроле на нефтепроводе Заполярье – Пурпе из-за его конструктивных особенностей (в том числе из-за наличия островной мерзлоты и чередова-

ния участков надземной и подземной прокладки) возникла проблема при проверке качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации. Основными факторами, затрудняющими проверку в случае трубопровода с покрытием, подобным примененному на нефтепроводе Заполярье – Пурпе, является наличие слоя пенополиуретана (75–100 мм) и металлополимерной оболочки. Слой пенополиуретана в данном случае действует как одно из препятствий на пути защитного тока к металлу.

В связи с этим был разработан метод контроля качества изоляционного покрытия участков МН методом катодной поляризации, учитывающий конструктивные особенности нефтепровода Заполярье – Пурпе. Контроль качества изоляции проводился на врезанном участке трубопровода.

Учитывая, что начало и конец контролируемого участка трубопровода подсоединены к магистрали, ток контроля определяют по разности токов в нефтепроводе в начале и в конце контролируемого участка. Дли-

на испытываемого участка должна быть не менее 2000 м и не более 50 000 м. Оценка изоляции участков МН протяженностью менее 2000 м проводится по результатам пооперационного контроля и обследования поисково-диагностическим комплексом типа RD-400 PCM либо аналогичным.

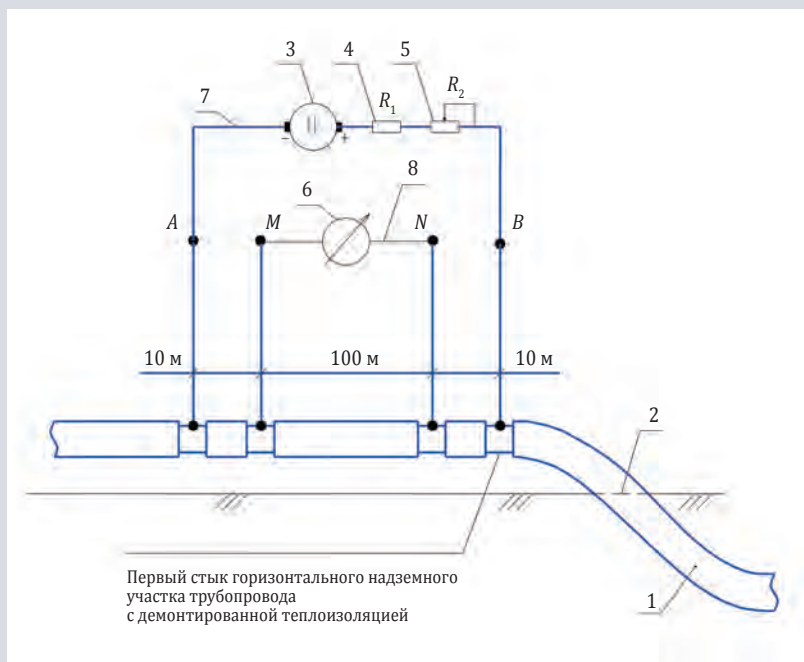
Ток определяют по падению напряжения на отрезках трубопровода (соответственно) в начале и в конце участка. Схема подключения аппаратуры и приборов при проведении контроля состояния изоляционного покрытия участка трубопровода, врезанного в магистраль нефтепровода, методом катодной поляризации приведена на рис. 1.

Для достоверного и качественного проведения катодной поляризации перед началом проведения необходимо отключить заземление и зануление на узлах задвижек. Также не допускается проведение сварочных работ на участке проведения контроля состояния изоляционного покрытия.

Для оборудования временного заземления используют

Рис. 2

Схема измерения продольного электрического сопротивления отрезка трубопровода



- 1 – подземный участок испытываемого трубопровода
- 2 – начало и конец участка контроля соответствуют проектным отметкам выхода МН на поверхность земли
- 3 – источник тока
- 4 – балластный резистор (R_1)

- 5 – регулятор тока (R_2)
- 6 – микровольтметр
- 7 – силовые провода
- 8 – измерительные провода
- A, B – токовые выводы от трубы
- M, N – потенциальные выводы от трубы

стержневые, винтовые электроды, а также, при необходимости, смонтированные свайные основания, находящиеся в районе монтажа временного заземления.

Временное заземление располагают в местах с возможно меньшим удельным электрическим сопротивлением грунта.

Измерительные регистрирующие приборы устанавливают и подключают к началу и концу участка в соответствии с рис. 1.

Потенциальные выводы M и N должны находиться друг от друга на расстоянии не менее 100 м. Расстояние между выводами A, M и N, B должно быть не менее 10 м, а место их монтажа следует подбирать таким образом, чтобы оно попадало на участок теплоизоляции стыка двух труб, подлежащий демонтажу и последующему восстановлению после проведения измерений.

Выводы B_1 и A_2 располагают в месте теплоизоляции (демонтированной) первого стыка труб

горизонтального надземного участка трубопровода.

Испытания проводят в следующей последовательности.

а) Измеряют естественную разность потенциалов «труба – земля» в конце участка. При измерениях источник постоянного тока должен быть выключен. При невозможности определения естественного потенциала посредством на нефтепроводе естественный потенциал определяют на стационарном датчике потенциала.

б) Затем включают все регистрирующие приборы и устанавливают ток. После стабилизации тока (изменение силы тока не более 0,05 А/мин от установившегося значения) проводят не менее трех циклов поляризации (включение и выключение тока) с длительностью цикла не менее 60 с (50...55 с – включено; 5...10 с – выключено) с одновременной регистрацией показаний приборов. Измеряют разность потенциалов «труба – земля» в конце участ-

ка после поляризации в течение трех часов, падение напряжения между точками M_1 и N_1 ($\Delta U_{M_1N_1}$), M_2 и N_2 ($\Delta U_{M_2N_2}$) под током.

Ток поляризации контролируемого участка вычисляют по формуле

$$I_1 = I_2 = (\Delta U_{M_1N_1} / R_{M_1N_1}) - (\Delta U_{M_2N_2} / R_{M_2N_2}),$$

где I_1 и I_2 – ток соответственно в начале и конце участка, A; $R_{M_1N_1}$ и $R_{M_2N_2}$ – продольное электрическое сопротивление участка трубопровода длиной соответственно $I_1 = M_1N_1$ и $I_2 = M_2N_2$, Ом.

Измерения величины продольного электрического сопротивления отрезка трубопровода проводятся на том участке, где определяется сила тока.

Для измерения величины продольного сопротивления отрезка трубопровода собирают электрическую схему (рис. 2), используя электрические выводы от трубы, расположенные в начале и в конце перехода.

Последовательность операций измерения продольного сопротивления отрезка трубопровода следующая.

1. Включение источника тока и поддержание тока I_1 в течение не менее 10 мин. с целью прогрева токовой цепи AB. Критерием стабильности является неизменность тока в течение 1 мин.

2. Измерение падения напряжения ΔU_{MN-1} между выводами MN и наблюдение за изменением показаний в течение 10 мин. с периодической регистрацией силы тока и падения напряжения.

3. Изменение направления тока I_2 и повторение пункта 2 с измерением падения напряжения ΔU_{MN-2} .

4. Находят среднюю величину из всего зарегистрированного массива результатов измерения падений напряжения и силы тока.

5. Продольное сопротивление R_{MN} отрезка трубопровода между точками MN определяется по формуле

$$R_{MN} = (\Delta U_{MN-1} - \Delta U_{MN-2}) / (I_1 - I_2),$$

где ΔU_{MN-1} и ΔU_{MN-2} – падение напряжения между точками M и N трубопровода при разных направлениях тока; I_1 и I_2 – ток прямого и обратного направления, A.

В дальнейшем величину продольного сопротивления отрезка трубопровода используют для определения удельного продольного сопротивления трубопровода $-R_r$

$$R_r = (R_{M,N_1} + R_{M,N_2})/2.$$

в) Проводят расчеты сопротивления растекания трубопровода (R_p) и фактического значения сопротивления изоляции ($R_{из}$), заполняют акт оценки состояния покрытия.

Расчет сопротивления изоляции для участка МН менее 4 км производят по формуле

$$R_{из} = 3,14 D \cdot L \frac{\Delta U}{I_{и}} - R_p.$$

Расчет сопротивления изоляции для участка МН более 4 км производят по формуле

$$R_{из} = \pi \cdot D \frac{\Delta U^2}{I_{и}^2 R_r} \operatorname{sh}^2 \left(L \sqrt{\frac{\pi \cdot D \cdot R_r}{(R_{из} + R_p)}} \right) - R_p,$$

где ΔU – результат измерений смещения разности потенциалов «труба – земля», В; $I_{и}$ – ток источника катодной поляризации (А), который для подземного участка трубопровода является расчетным значением, а для врезанного участка трубопровода вычисляется в ходе измерений; $D=1,02$ м (диаметр трубопровода); L – длина контролируемого участка трубопровода, м; sh – символ гиперболического синуса $\operatorname{sh} x = (e^x - e^{-x})/2$; $e=2,71828$ – основание натуральных логарифмов; R_p – сопротивление растеканию токов с трубы ($\text{Ом} \cdot \text{м}^2$) по следующему приближенному выражению

$$R_p = \frac{\rho_r \cdot D}{2} \cdot \ln \frac{0,4 R_p}{D^2 H \cdot R_r}, \text{ Ом} \cdot \text{м}^2,$$

где ρ_r – среднее удельное электрическое сопротивление грунта по трассе контролируемого участка, $\text{Ом} \cdot \text{м}$; H – глубина залегания трубопровода, м; R_r – удельное продольное сопротивление трубы, $\text{Ом}/\text{м}$.

Контроль качества изоляционного покрытия участков МН методом катодной поляризации удалось осуществить на нефтепроводе Заполярье – Пурпе благодаря применению ряда технических решений. С точки зрения электрохимической за-

щиты трубопровода с участками наземной прокладки интерес представляет наличие металлических опор, поскольку из-за них этот участок трубопровода может оказаться включенным в цепь установки катодной защиты. В результате эффективность электрохимической защиты металла трубопровода в дефектах покрытия на подземных участках и надежность сооружения в целом будет снижена, а кроме того, результаты оценки состояния защитного покрытия методом катодной поляризации в этом случае будут некорректными. Для исключения этих нежелательных явлений необходимо исключить электрический контакт трубопровода с опорами, что и было реализовано в проекте нефтепровода Заполярье – Пурпе с помощью диэлектрических элементов, характеристики которых приводятся далее. Снижение потерь защитного тока вследствие его протекания на наземные участки трубопровода было достигнуто разработкой опоры с изолирующими узлами.

Опоры, применяемые на нефтепроводе Заполярье – Пурпе

На нефтепроводе Заполярье – Пурпе применяются неподвижные и подвижные опоры.

Неподвижные опоры представляют собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Опора состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. На наружную поверхность катушки с обечайкой наносится негорючая теплоизоляция. На теплоизоляцию устанавливается защитная оболочка из оцинкованной стали. Катушка через регулируемые стойки приваривается к ростверку. На регулируемых стойках установлены узлы электроизоляции [3].

Электроизолирующий узел расположен между опорой и ростверком. В качестве электроизолирующего материала применен полимер Zedex марки ZX-100К.

Листы из ZX-100К толщиной 10 мм укладываются между крепежной площадкой обечайки и регулирующей стойкой, подвижность обеспечивается болтовым соединением. Соединительные отверстия обечайки изолированы втулками из материала ZX-100К. Между головкой болта и обечайкой устанавливается шайба из того же материала. Также электроизолирующим материалом на подвижных опорах является силиконовая прокладка между оцинкованной оболочкой теплоизолированного трубопровода и ложементом опоры. Таким образом, с помощью применения вставок из изолирующего материала удалось избежать неблагоприятных последствий контакта трубопровода с грунтом через опору. Применяемые вставки должны обладать стабильными во времени диэлектрическими свойствами, поскольку контроль в процессе эксплуатации может представлять затруднения.

Подвижные опоры трубопровода разделяются на продольно-подвижные, обеспечивающие максимальное возможное продольное перемещение трубопровода от центра опоры, и свободно-подвижные, обеспечивающие продольное и поперечное перемещение трубопровода.

Опоры представляют собой сварную конструкцию, состоящую из подвижной и неподвижной частей. При перемещении трубопровода происходит скольжение подошвы опоры по опорной поверхности стола ростверка, выполненной из коррозионно-стойкой стали. Для обеспечения перемещения опоры на подошве установлена прокладка из антифрикционного материала, которая исключает электрический контакт «труба – грунт».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
2. РД-29-035.00-КТН-080-10. Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.
3. СТТ-23.040.00-КТН-045-12. Опоры для трубопроводов на участках наземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пур-пе».