

Л.А. Селина<sup>1</sup>, e-mail: selina@ungg.net; И.Г. Телетьен<sup>2</sup>, e-mail: teleten@yuzh-gaz.donetsk.ua

<sup>1</sup> ООО «ЮЖНИГИПРОГАЗ» (Ростов-на-Дону, Россия).

<sup>2</sup> ПАО «ЮЖНИГИПРОГАЗ» (Донецк, Украина).

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ. ВОЗМОЖНОСТИ МИНИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Вопросы снижения затрат на строительство объектов всегда актуальны. В целях оптимизации затрат при проектировании и эксплуатации средств электрохимзащиты (ЭХЗ) на морских переходах магистральных трубопроводов протяженностью до 100 км предлагается использовать установки катодной защиты в качестве постоянной защиты и усилить контроль за состоянием трубопроводов средствами технического и коррозионного мониторинга.

**Ключевые слова:** вставки электроизолирующие, коррозионный мониторинг, морской трубопровод, подводный переход, протектор, протекторная защита, проектирование, установка катодной защиты.

С проектированием объектов, связанных с подводными переходами трубопроводов, сталкивается практически каждая проектная организация, работающая в сфере транспорта нефти и газа. Специалисты, занимающиеся вопросами ЭХЗ, хорошо понимают, что для принятия правильных и надежных проектных решений необходимо иметь достаточно большой объем достоверной информации:

- по грунтам (геологическое строение, значения удельного электрического сопротивления, наличие/отсутствие блуждающих токов, природа и источник этих токов);
- по смежным коммуникациям (изоляционное покрытие, наличие/отсутствие изолирующих соединений, места размещения запорной арматуры, камер пуска/приема очистных устройств, наличие/отсутствие средств ЭХЗ, типы оборудования и анодных заземлителей, места их размещения и пр.);
- по источникам электроснабжения средств ЭХЗ и местам размещения проектируемого оборудования и анодного поля;

• по возможности организации дистанционного мониторинга параметров средств ЭХЗ и состояния трубопроводов.

В соответствии с требованиями действующих нормативных документов, например п. 10.1 [1], на переходах через водные преграды при меженном горизонте 75 м и более на одном из берегов обязательно должна быть предусмотрена установка катодной защиты. При этом возможно размещение установки катодной защиты (УКЗ) и на другом берегу при необходимости, определяемой техническими данными объекта.

Все, казалось бы, предельно понятно. Но ситуация существенно меняется, когда речь заходит о морских трубопроводах, или, точнее, о переходах через морские акватории. Иная нормативная база для проектирования, иные условия окружающей среды, значительные протяженности подводных переходов. За время работы института приходилось сталкиваться с такими трубопроводами очень редко. Первым таким опытом стала ра-

бота по объекту СМГ «Бованенково – Ухта». Речь идет о переходе через Байдарацкую губу (рис. 1). Проектная документация была разработана в 2006 г. Работа над подводным переходом проводилась московской компанией «Питергаз». Совместная работа над одним объектом всегда подразумевает тесное сотрудничество специалистов разных организаций. Наши проектировщики-линейщики получили от своих московских коллег точки стыковки трубопроводов, планы и профили прилегающих участков. Для специалистов ЭХЗ была предоставлена информация о местах установки электроизолирующих соединений и контрольно-измерительных пунктов (КИП), а также согласован вопрос об организации коррозионного мониторинга трубопровода в районе установки ВЭИ на границе участков проектирования. Общая длина подводного перехода составила 70 км.

На берегах Байдарацкой губы в соответствии с технологической схемой предусматривалась установка компрессорных станций (КС)

«Байдарацкая» и «Ярынская». На участке выхода из КС «Байдарацкая» газ имел положительную температуру (5,2÷6,5 °С). На КС «Ярынская» газ проходил через станцию охлаждения и далее на довольно протяженном участке трассы имел температуру ниже –5 °С, т. е. участок трубопровода не требовал защиты от почвенной коррозии средствами ЭХЗ. Необходимо было обеспечить катодной защитой участки трубопровода по обе стороны от подводного перехода (примерно 20 км на Ямальском берегу и примерно 30 км – на Уральском). В соответствии с требованиями нормативных документов нами были предусмотрены две УКЗ, установленные на площадках крановых узлов (по одной на каждом берегу). С учетом сложных климатических условий и технических требований на проектирование станции катодной защиты были размещены

сти обеспечивать защиту коротких сухопутных участков морского трубопровода после выхода на береговую зону. Сам подводный трубопровод был предусмотрен с обетонированием.

С определенным шагом на теле трубопровода устанавливались протекторы браслетного типа, обеспечивающие его защиту от коррозии на весь срок службы. Для морских трубопроводов такой срок составляет ориентировочно 50 лет. Для морской среды используются протекторы на основе алюминия с добавками цинка и индия. Цена на такие изделия значительно выше по сравнению с более привычными магниевыми протекторами, часто применяемыми для защиты объектов от почвенной коррозии. Специфические условия прокладки морских трубопроводов требуют и особого подхода в плане нормативной документации.

ствовавшего СТО Газпром [2] появились рекомендации:

- Р Газпром 9.2-026-2014 «Руководство по организации электрохимической защиты морских трубопроводов»;
- Р Газпром 9.2-038-2014 «Методика расчета параметров катодной защиты морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ)»;
- Р Газпром 9.4-027-2014 «Технические требования к системам коррозионного мониторинга морских трубопроводов ОАО «Газпром»»;
- Р Газпром 9.5-039-2014 «Рекомендации по защите от коррозии морских трубопроводов ОАО «Газпром»».

Большая часть перечисленных нормативов гармонизирована с государственными и международными стандартами в области морских сооружений и трубопроводов [3–5]. Таким образом, на сегодняшний день проектные организации имеют хорошую базу нормативной документации, позволяющей качественно выполнять разработку систем ЭХЗ морских сооружений. В 2016 г. наш институт занимался предварительными проработками вариантов трасс газопровода с полуострова Ямал, оценками затрат на строительство. В составе этого объекта предусматривались подводные переходы через Обскую губу протяженностью от 40 до 70 км. Решения по ЭХЗ, принятые на данной стадии проектирования, можно сказать, стандартные: УКЗ с двух сторон перехода, изолирующие соединения, разделяющие подводный и сухопутные участки, протекторы браслетного типа на всем протяжении подводного трубопровода.

Имея за плечами опыт работы по СМГ «Бованенково – Ухта» и конкретно по переходу через Байдарацкую губу, начинаешь на аналогичный объект примерять ранее использованные решения, искать варианты их усовершенствования

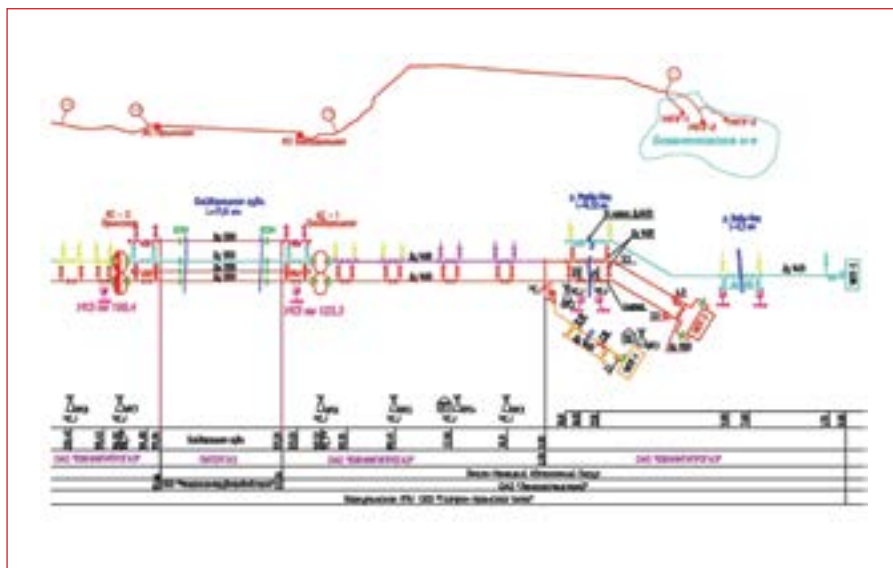


Рис. 1. Схема размещения объектов на участке МГ «Бованенково – Ухта» (КС «Байдарацкая» – КС «Ярынская»)

в отапливаемых блок-боксах. Для обеих установок катодной защиты было предусмотрено подключение по каналам связи системы телемеханики к диспетчерской службе и АРМ ЭХЗ. На изолирующих соединениях предусматривались КИП с диодно-резисторными блоками, позволявшими при необходимости

В 2014–2015 гг. усилиями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было разработано большое количество нормативов ПАО «Газпром», касающихся проектирования морских трубопроводов, технических требований к системам коррозионного мониторинга, методик расчетов параметров ЭХЗ. В дополнение и развитие уже дей-



Рис. 2. Процесс обетонирования и подготовки к монтажу подводного трубопровода

и оптимизации. В этом плане могут быть предложены решения по катодной защите участков подводных переходов, протяженность которых сопоставима с расчетными зонами защиты установок катодной защиты.

Практически все проектируемые в настоящее время трубопроводы предусматриваются с заводским или нанесенным в базовых условиях изоляционным покрытием, сопротивление которого на начало эксплуатации должно быть не менее  $1 \div 3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , а расчетная зона защиты одной УКЗ изменяется в диапазоне 50÷100 км. То есть переход трубопровода через водную преграду протяженностью до 100 км, имеющий нанесенное в заводских или базовых условиях покрытие, можно обеспечить постоянной защитой от коррозии, используя только установки катодной защиты. Требования нормативов при этом не нарушаются, что подтверждается следующими положениями [6, 7]:

- п. 5.1.1 [6]: «ЭХЗ морских сооружений осуществляют с помощью протекторов (протекторная защита) и/или установками катодной защиты (защита наложенным током)»;
- п. 5.2.1 [7]: «Электрохимическая защита морских сооружений осуществляется с помощью протек-

торов (протекторная защита) или установками катодной защиты (защита наложенным током). Для сложных и разветвленных систем, включающих магистральные и технологические трубопроводы, несущие металлические конструкции, морские платформы и подводные добычные комплексы с добычными скважинами, система ЭХЗ может сочетать протекторы и установки катодной защиты».

Подробнее рассмотрим вопрос об установке электроизолирующих соединений на границах морского и сухопутного участков трубопровода. Традиционно проектные

организации, выполняя положения из технических требований на проектирование, выданные заказчиком, а также требования нормативных документов, делают трубопровод изолирующим соединением, при том что строгого указания на обязательность такого действия в нормативах нет. В действующих нормативных документах используются довольно «мягкие» выражения типа «целесообразно устанавливать», «следует учитывать», «могут устанавливаться». При этом имеется и более конкретное указание: «вставка электроизолирующая (ВЭИ) не должна нарушать конструктивную схему трубопровода и ухудшать его эксплуатационные свойства» (п. 1.6 ВСН 39-1.22-007-2002). По этому поводу более десяти лет назад дебатировали на страницах журнала ученые мужи, специализировавшиеся на вопросах коррозии, – Н.П. Глазов и В.В. Притула [8, 9]. Их мнения сошлись в том, что установка электроизолирующих соединений в каждом конкретном случае должна быть обоснована и подтверждена конструктивными особенностями трубопровода, геологическими и коррозионными условиями эксплуатации объекта. Известное выражение медиков: «Не навреди» – очень актуально при установке ВЭИ в условиях на-



Рис. 3. Момент строительства подводного перехода через Байдарацкую губу



**ГСКС**  
ГСК-Сервис

АНТИКОРРОЗИОННОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ

Комплексная поставка оборудования для работ по антикоррозионной защите металлических конструкций.



Компрессорное оборудование



Абразивоструйное оборудование



Окрасочное оборудование



Абразивный порошок

**Консультирование и сервисное сопровождение на всех этапах выполнения антикоррозионных работ.**



- АКЗ-установки
- Диагностика
- Ремонт
- Комплектующие
- Расходные материалы
- Ремкомплекты

Компания «ГСК-Сервис» является: официальным дилером и сервисным партнёром компании «Atlas Copco», официальным дилером компании «Graco», официальным дилером по продажам оборудования «Chicago Pneumatic», официальным дилером группы компании «Comprag Group», которой принадлежат бренды «Comprag» и «Contracor».

Atlas Copco

CONTRACOR

GRACO

Chicago  
Pneumatic

COMPRAG

Общество с ограниченной ответственностью  
«ГСК-Сервис»  
г. Краснодар, ул. Новороссийская, д. 242

8-861-240-97-57  
<http://gsk-servis.ru>  
[gsk-servis@bk.ru](mailto:gsk-servis@bk.ru)

личия или отсутствия блуждающих токов: если в первом случае наличие вставки может помочь в устранении вредного влияния блуждающих токов на трубопровод, то при их отсутствии на объекте и высоком качестве изоляционного покрытия мы можем получить обратный эффект.

Специалисты «ЮЖНИИГИПРОГАЗ», занимающиеся проектированием линейной части трубопроводов, обеспокоены вопросом механической прочности участков с ВЭИ в сложных геологических условиях. Изолирующее соединение является неравнопрочным элементом трубопровода. В связи с этим установка ВЭИ на трубопроводе прямолинейного очертания требует введения в схему специальных конструктивных элементов, разгружающих место установки ВЭИ от продольных усилий в трубопроводе, например компенсаторов. Кроме того, ВЭИ является наиболее слабым элементом трубопровода с точки зрения конструктивной жесткости и, следовательно, концентратором деформаций от эксплуатационных нагрузок (изменения давления и температуры, подвижек грунта).

С учетом приведенной информации вариантом оптимизации затрат на строительно-монтажные работы подводных переходов протяженностью ориентировочно до 100 км может стать использование УКЗ, размещенных на концах

перехода, в качестве постоянной катодной защиты для обеспечения нормативным защитным потенциалом на трубопроводе. Расчеты зон защиты УКЗ, выполненные для трубопроводов разных диаметров с заводской изоляцией и разнообразных грунтовых условий, подтверждают это. При этом могут быть использованы различные виды заземлителей: поверхностные и глубинные, сосредоточенные и протяженные. Все зависит от грунтовых условий в районе строительства и от того, насколько компетентен и опытен проектировщик в данном вопросе. Необходимость временной защиты стоит рассмотреть во взаимосвязи с проектом организации строительства, сроками завершения строительства морских и береговых участков, введения в эксплуатацию постоянных средств ЭХЗ. Десять раз стоит взвесить все «за» и «против», решая вопрос об установке изолирующих соединений на границах подводного участка.

По нашему мнению, упор следует сделать на качестве строительства трубопроводов и мониторинге их технического состояния в ходе эксплуатации. Эту тему уже развивали руководители служб защиты от коррозии ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [10]. Предлагаемый к внедрению на морских трубопроводах диагностический комплекс может позволить

дистанционно контролировать потенциал сооружения относительно неполяризуемого электрода сравнения, по сопротивлению контрольной и рабочей пластин измерительного зонда рассчитывать реальную скорость коррозии. Применение такого диагностического комплекса или чего-то подобного в сочетании с данными периодической внутритрубной дефектоскопии трубопроводов и дистанционным контролем параметров УКЗ позволит эксплуатирующей организации получать достоверную информацию о состоянии подводной части трубопроводов и надежную защиту объекта от почвенной коррозии.

Для того чтобы проектные решения были надежными и оптимальными по всем параметрам, не всегда следует использовать привычные стандартные схемы. Стоит искать и находить новые варианты подходов к тому или иному объекту, применять новое оборудование, более вдумчиво относиться к требованиям нормативов, анализу исходных данных, проверять несколько методов решения вопроса, чтобы в итоге получить желаемый результат. Результат – добротный проект с выверенными решениями, который успешно пройдет экспертизу и будет реализован заказчиком с минимальными затратами. Приглашаем всех заинтересованных в данном вопросе специалистов к обсуждению обозначенной темы.

#### Литература:

1. СТО Газпром 9.2-002-2009. Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
2. СТО Газпром 2-3.7-050-2006. Подводные трубопроводные системы (Морской стандарт DNV-OS-F101).
3. ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
4. ISO 15589-2:2012. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Катодная защита систем трубопроводного транспорта. Ч. 2. Морские трубопроводы.
5. DNV-RP-B401. Проектирование катодной защиты.
6. Р Газпром 9.2-038-2014. Методика расчета параметров катодной защиты морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ).
7. Р Газпром 9.0-042-2014. Общие требования к защите от коррозии морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ).
8. Глазов Н.П. Электрохимическая защита стальных трубопроводов от коррозии // Практика противокоррозионной защиты. 2004. № 1 (31). С. 10–17.
9. Питула В.В. Реальный современный уровень электрохимической защиты // Практика противокоррозионной защиты. 2004. № 2 (32). С. 22–25.
10. Олексейчук В.Р., Глазов Н.Н., Запавалов Д.Н. и др. Коррозионная диагностика морских подводных объектов ПАО «Газпром». Разработка опытного образца диагностического комплекса // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 1 (33). С. 18–21.