

УДК 633.692

А.Ю. Попов, ведущий специалист, e-mail: a.popov@gcr.gazprom.ru; **Л.И. Фомин**, заместитель начальника отдела, ООО «Газпром центрремонт»

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Определение критериев эффективности методов ремонта подводных переходов позволяет на этапе проектирования принять наиболее рациональное решение по способу производства работ. Выбор оптимального метода ремонта позволит существенно увеличить послеремонтный ресурс подводного перехода, а также сократить сроки выполнения работ и снизить риски нанесения вреда окружающей среде.

Газотранспортная система (ГТС) ОАО «Газпром» решает основную функциональную задачу газоснабжения – поставку углеводородов от объектов добычи к потребителям.

Плановая, бесперебойная поставка газа обеспечивается работоспособным состоянием всех элементов системы и, в особенности, надежностью и безопасностью линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ).

Под капитальным ремонтом ЛЧ МГ в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» подразумевается комплекс организационно-технических мероприятий, при которых:

- не изменяются основные проектные показатели газопровода (проектное давление, производительность и вид транспортируемого продукта);
- производится восстановление отдельных частей, узлов, деталей, конструкций, инженерно-технического оборудования или их замена в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели;
- производится восстановление проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа;
- осуществляется проектное, экспертное, сопроводительное и надзорное обеспечение указанных работ.

Работы по капитальному ремонту ЛЧ МГ могут выполняться:

- с выводом участка газопровода из эксплуатации;
- с понижением давления до значения, установленного нормативными документами.

ЛЧ МГ является ремонтпригодным объектом, при восстановлении технического состояния которого одной из важнейших проблем остается выбор адекватной и эффективной на долгосрочный период эксплуатации стратегии ремонта. При выборе стратегии ремонта необходимо учитывать резервные возможности системы, сезонную ремонтпригодность ЛЧ МГ, синхронизацию планов ремонта с планами реконструкции и технического перевооружения МГ.

При прогнозируемых сроках эксплуатации МГ с проектной производительностью более 20 лет капитальный ремонт газопроводов должен обеспечивать безопасный срок эксплуатации газопроводов не менее 25 лет. При меньших прогнозируемых сроках эксплуатации МГ необходимо использовать технологии ремонта (например, муфтовые технологии ремонта), обеспечивающие срок безопасной эксплуатации, равный прогнозируемому периоду эксплуатации.

Техническое диагностирование ЛЧ МГ и их структурных элементов должно являться основополагающим этапом, позволяющим оценить реальное техническое состояние, определить воз-

можность дальнейшей эксплуатации без проведения ремонта и необходимость ремонта по фактическому техническому состоянию (проверка условий вывода в ремонт).

Наиболее интенсивный ввод МГ в эксплуатацию приходится на начало восьмидесятых годов и середину восьмидесятых – начало девяностых годов.

Статистические данные по аварийности МГ показывают, что наибольшая интенсивность аварий имеет место при сроках эксплуатации МГ 22–28 лет.

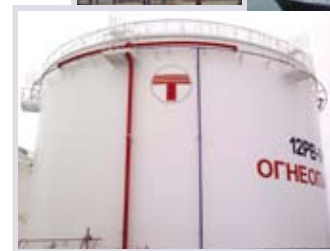
В соответствии со статистическими данными по вводу МГ в эксплуатацию следующий период ожидаемого значительного увеличения аварийности ГТС придется на 2011–2012 гг., и связано это с интенсивным вводом в эксплуатацию МГ в середине восьмидесятых – начале девяностых годов. В этот период в эксплуатацию было введено порядка 56 тыс. км МГ.

В Регламенте по техническому обслуживанию подводных переходов РД 51-3-96 дано определение капитального ремонта подводного перехода как «ремонта, выполняемого для приведения перехода в исправное состояние с заменой или восстановлением его составных частей». Неисправным считается состояние перехода, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и проектной документации. Различается также предельное и работоспособное состояние ПП. Первое определяется недопустимостью либо нецелесообраз-

Российский разработчик и производитель противокоррозионных защитных лакокрасочных материалов марки АКРУС®, специального и промышленного назначения.


**МЫ ПРОИЗВОДИМ
ТОЛЬКО ЗАЩИТНЫЕ
ПОКРЫТИЯ**

Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.


ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- Нефтехимическая индустрия
- Нефтегазодобывающая промышленность
- Судостроение
- Машиностроение
- Мостостроение
- Гражданское строительство



**117420, г. Москва,
ул. Намёткина, д. 10Б
Тел./факс: +7(495) 363-56-69
info@akrus-akz.ru
www.akrus-akz.ru
www.akrus-pf**

ностью дальнейшей эксплуатации ПП. Второе подразумевает соответствие проектным и нормативным значениям параметров, характеризующих способность непрерывного транспортирования газа.

Квалификация технического состояния подводного перехода предусматривает капитальный ремонт при неисправном и предельном техническом состоянии.

Стоит обратить внимание, что в более позднем документе СТО Газпром 063-2009 [Разграничение видов работ по принадлежности к реконструкции или капитальному ремонту] капитальный ремонт определяется уже как «ремонт по восстановлению исправности и полному или близкому к полному восстановлению ресурса объекта с заменой либо восстановлением любых его частей, включая базовые».

Анализируя эти определения, можно сделать логичный вывод о том, что в РД 51-3-96 не отражена проблема восстановления ресурса подводного перехода при проведении капитального ремонта.

Основными факторами, определяющими состояние подводного перехода, являются:

- 1) заглубление подводного трубопровода;
- 2) состояние антикоррозионной изоляции трубопровода;
- 3) состояние балластировки трубопровода;
- 4) толщина стенки подводного трубопровода;
- 5) наличие мест утечки газа (разгерметизация);
- 6) береговые укрепления на участках перехода;
- 7) состояние береговых информационных знаков (для судоходных и сплавных рек);
- 8) сохранность опорной плановой и высотной топографической основы (реперов).

Состояние подводного трубопровода, характеризующееся отклонением фактических величин указанных параметров от проектных и нормативных, квалифицируется РД 51-3-96 как неисправное или предельное.

Приведение параметров в соответствие всем требованиям нормативно-технической и проектной документации возможно следующими методами:

- 1) формирование защитного слоя грунта над верхней образующей трубопровода или сооружение покрытий с применением габионов, ГБМ и текстильных контейнеров, заполненных песком;
 - 2) посадка трубопровода до проектных отметок;
 - 3) ремонт дефектного участка с подъемом трубопровода над поверхностью воды и заменой дефектного участка;
 - 4) переукладка подводного трубопровода с заменой трубы;
 - 5) замена дефектного участка при помощи шахтных колодцев;
 - 6) ремонт дефектного участка подводного перехода при помощи кессона;
 - 7) ремонт изоляционного покрытия подводного перехода газопровода;
 - 8) ремонт берегоукреплений;
 - 9) ремонт дефектного участка подводного трубопровода с установкой упрочняющих конструкций – стальных, композитных муфт;
 - 10) восстановление проектного положения балластных грузов и футеровки;
 - 11) ремонт подводного перехода с применением конструкции «труба в трубе»;
 - 12) ремонт оголенных и провисающих участков подводного перехода устройством наносоаккумулирующих сооружений, методами сооружения полузапруд, сооружения донных порогов, а также переформированием русла;
 - 13) восстановление реперных знаков и знаков судоходной обстановки.
- Из всех перечисленных методов капитального ремонта ПП можно выделить пять наиболее распространенных:
- 1) формирование защитного слоя грунта над верхней образующей трубопровода или сооружение покрытий с применением габионов, ГБМ и текстильных контейнеров;
 - 2) посадка трубопровода на проектные отметки;
 - 3) переукладка участка трубопровода с полной или частичной заменой трубы традиционным способом;
 - 4) переукладка участка трубопровода методом ННБ;
 - 5) ремонт дефектов методом установки муфты.

Применение указанных методов при проведении капитального ремонта на подводных переходах ОАО «Газпром» в 2009–2011 гг. отражено на круговой диаграмме.



Рис. 1. Применение различных методов ремонта подводных переходов по дочерним обществам ООО «Газпром» в 2009–2011 гг.

На диаграмме видно, что формирование защитного слоя из различных материалов над верхней образующей трубопровода наиболее востребовано при проведении капитального ремонта. Это обусловлено большим количеством неисправностей на подводных переходах, связанных с нарушением нормативных значений толщины слоя над трубопроводом, при этом подводный переход по-прежнему может находиться на проектных отметках.

Очевидно, что подводные переходы представляют собой участки магистральных газопроводов, эксплуатация которых проходит в условиях значительных воздействий природного характера. Такие факторы, как подвижки и эрозия речного дна, размыв русла при его вертикальной и плановой деформациях, способны существенно изменять морфологию дна. Такие естественные процессы создают реальные условия для размывания подводного трубопровода даже при глубинах подводной траншеи, рассчитанных с учетом прогнозируемого предельного профиля размыва.

Гидрологические процессы не учитывались при проектировании газопроводов, вводимых в эксплуатацию до середины 80-х годов XX века. Многие переходы через водные преграды строились в составе линейной части без учета специфических особенностей их дальнейшей безопасной эксплуатации.

Формирование защитного слоя над верхней образующей трубопровода устраняет последствия, но не оказывает никакого влияния на причину возникновения неисправного состояния.

Этот метод получил широкое распространение также благодаря минимальным трудозатратам и невысокой стоимости проведения ремонта по сравнению с иными методами выполнения работ. Согласно материалам «Совещания по обеспечению надежной эксплуатации подводных переходов трубопроводов ОАО «Газпром», средний послеремонтный срок исправного функционирования газопроводов, отремонтированных отсыпкой инертными материалами, обкладкой мешками с ПЦС, ГБМ или габионами, составляет от 3 до 5 лет.

Проблематика реализации мероприятий, направленных на увеличение послеремонтного срока, заключается в том, что этот процесс никак не отражается в существующей нормативно-технической документации, действующей в ОАО «Газпром».

Как было отмечено выше, эксплуатация подводного перехода проходит в условиях значительных воздействий природного характера. Размыв трубопровода происходит вследствие влияния гидротехнических факторов, не учтенных на стадии проектирования и строительства объекта. При наличии этих неучтенных факторов засыпка

или укрепление защитного слоя над верхней образующей трубопровода неэффективны. Более того, устройство банкета из щебня или бетонных матов на одной из ниток многониточного перехода может привести к неконтролируемым процессам по размыву остальных участков подводного перехода и, как следствие, регулярному вложению средств в устранение возникающих неисправностей.

Решение проблемы сводится к разработке нормативно-технической документации, регламентирующей мероприятия, направленные на устранение причин возникновения неисправного состояния вследствие размыва трубопровода. К таким мероприятиям, например, относятся: сооружение наносааккумулирующих сооружений, оказание влияния на русловые процессы и др.

Рассмотрение целесообразности устройства гидротехнических сооружений на водном объекте при проектировании капитального ремонта подводных переходов приведет к принятию более эффективных проектных решений.

Таким образом, основным параметром эффективности служит послеремонтный ресурс подводного перехода магистрального газопровода, который должен стремиться к значению планируемого срока эксплуатации всего магистрального газопровода.

Для создания целостной картины эффективных проектных решений предлагаются к рассмотрению следующие параметры:

- продолжительность проведения работ по капитальному ремонту подводного перехода;
- стоимостное выражение нанесения вреда окружающей среде.

Производство ремонтных работ на подводных переходах проектируется для определенного времени года. Выбор сезона производства работ зависит от многих факторов: это возможность доставки строительной техники и материалов к месту проведения капитального ремонта; параметры водной преграды, пересекаемой магистральным трубопроводом; режим транспорта газа и др.

Выполнение работ в сезон, не предусмотренный проектом, неизбежно ведет к возникновению дополнительных, не учтенных проектной документацией

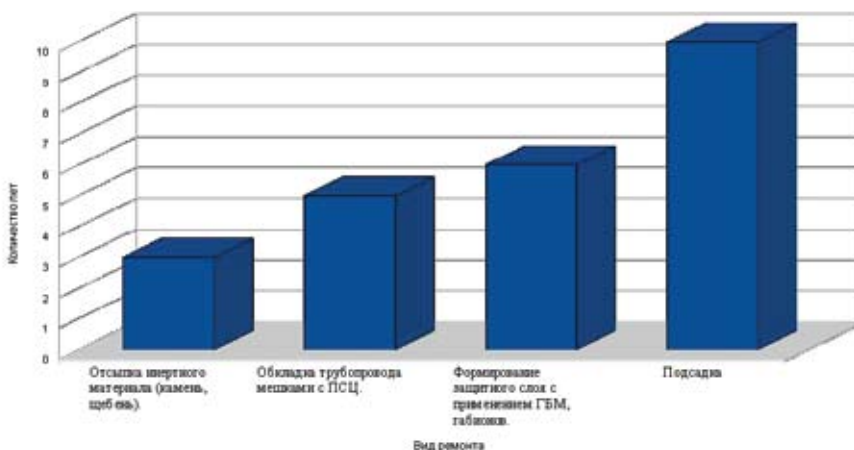


Рис. 2. Показатели послеремонтного срока исправного функционирования ПП МГ

объемов работ, что, в свою очередь, приводит к удорожанию и сдвигу окончания ремонта.

Невыполнение ремонтных работ в срок также может привести к срыву поставок газа потребителю, перегрузке резервных систем транспорта газа и т.д.

Рекомендации проектным организациям, обеспечивающие снижение сроков производства работ по капитальному ремонту подводных переходов:

- предусмотреть в проекте возможность производства работ в зимнее и летнее время года;
- предусмотреть возможность применения материалов различной номенклатуры, разрешенной к применению на объектах ОАО «Газпром». Наличие

альтернативных вариантов позволит в скорейшие сроки перераспределять заказы на МТР в зависимости от загруженности заводов-изготовителей;

- использовать унифицированные проектные решения при проектировании сооружений, не относящихся к зоне подводно-технических работ;
- предусмотреть применение машин и механизмов с максимальной производительностью.

Таким образом, оценка правильности выбора метода ремонта на этапе выдачи технического задания заказчиком работ проектной организации или при проведении экспертизы ПСД позволит выбрать наиболее эффективный метод ремонта, обеспечивающий максималь-

ный послеремонтный ресурс подводного перехода при минимальном сроке выполнения работ.

Стоит также отметить, что выполнение работ различными методами по-разному влияют на окружающую среду. Например, переукладка трубопровода традиционным методом оказывает существенное отрицательное влияние на флору и фауну водного объекта. В проектной документации, разрабатываемой на капитальный ремонт подводного перехода, обязательно присутствует раздел расчета причинения вреда окружающей среде. Значение стоимости нанесения вреда также можно использовать в виде параметра эффективности метода ремонта подводного перехода.

Литература:

1. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов. ОАО «Газпром», 2008.
2. РД-51-3-96. Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды. ОАО «Газпром», 1996.
3. СТО Газпром-063-2009. Разграничение видов работ по принадлежности к реконструкции или капитальному ремонту. ОАО «Газпром», 2009.
4. Материалы Совещания по обеспечению надежной эксплуатации подводных переходов трубопроводов ОАО «Газпром», 2009.

Ключевые слова: подводный переход, магистральный газопровод, метод ремонта, послеремонтный ресурс.

СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЯЯ И НАРУЖНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



ООО «ЮКОРТ» ОКАЗЫВАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВИДЫ УСЛУГ:

- Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе высоковязких материалов на трубы диаметром 114-720 мм;
- Нанесение наружного двух- и трёхслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена на трубы диаметром 89-720 мм;
- Изготовление отводов холодного гнутья диаметром от 114 до 530 мм с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.
- Изготовление гнутых отводов с нагревом ТВЧ диаметром от 89 до 426 мм.
- Изготовление и антикоррозионная изоляция фасонных деталей трубопроводов, сварных узлов.
- Ревизия, гидроиспытание, антикоррозионная изоляция запорной арматуры Ду 50-800 мм.

Прием трубы и отгрузка готовой продукции может осуществляться по железной дороге или автотранспортом.

Продукция ООО «ЮКОРТ» сертифицирована в системе добровольной сертификации ГОСТ Р.

Система менеджмента качества ООО «ЮКОРТ» в 2009 г. сертифицирована в ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь» на соответствие требованиям стандартов ISO 9001:2008 и ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

ООО «ЮКОРТ». Почтовый адрес: 628309, РФ, ХМАО - Югра, г. Нефтеюганск, 6 мкр., д. 28

Тел: +7 (3463) 23-05-17 • Факс: +7 (3463) 25-15-24 • E-mail: yucort@rnservice.ru • www.yucort.ru