

УДК 621.644.07; 622.691.4

## АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД ЗАМЕНЫ НАРУЖНОГО ДЕФЕКТНОГО ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

**Иванов В.А., Савиных Ю.А., Зыков М.А.**

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,  
Тюмень, e-mail: general@tsogu.ru*

Как известно, одним из основных факторов, обеспечивающих надежное функционирование системы трубопроводного транспорта нефти и газа, является качественная работа гидроизоляционного покрытия трубопроводов совместно с электрохимической защитой. На сегодняшний день изоляционное покрытие большого количества магистральных трубопроводов требует немедленного ремонта. Предприятия – производители оборудования для ремонта трубопроводов поставляют на рынок все более новые и совершенные устройства. Однако не всегда их применение позволяет уменьшить сроки производства ремонтных работ. Таким образом, является целесообразной разработка альтернативных ремонтных установок, исключающих, к примеру, производство земляных работ. В ТюмГНГУ разрабатывается метод альтернативной замены гидроизоляционного покрытия при помощи автоматизированного комплекса. Его применение позволяет снизить трудоемкость производства работ, а также добиться экономической эффективности.

**Ключевые слова:** магистральные трубопроводы, капитальный ремонт, гидроизоляционное покрытие, оборудование для ремонта, моральный износ, современные технологии машиностроения

## THE ALTERNATIVE METHOD OF REPAIR OF EXTERNAL DEFECTIVE PIPELINE'S WATERPROOFING COATING

**Ivanov V.A., Savinykh Y.A., Zykov M.A.**

*Tyumen state oil and gas university, Tyumen, e-mail: general@tsogu.ru*

It's common knowledge, that qualitative operation of waterproofing coating in common with electrochemical protection is one of the most important conditions in safe functioning of pipeline transportation systems. Nowadays, a great number of trunk pipelines need a capital repair of waterproofing coating. Manufacturers of repair equipment provide the newest and up-to-date devices to the customers. However, their application not always can decrease the period of repair works. That's why the development of alternative repair devices, which, for example abates digging, is appropriate. The alternative method of coating restoration via automatic complex is now developing in Tyumen State Oil and Gas University. The application of such complex gives an opportunity to decrease the laboriousness of works and achieve the cost-performance.

**Keywords:** trunk pipelines, capital repair, waterproofing coating, equipment for repair, moral depreciation, advanced technologies of machine building

Разработка и освоение новых нефтяных и газовых месторождений предусматривает обеспечение бесперебойной поставки углеводородов от мест добычи до конечного потребителя. С точки зрения логистики наиболее быстрым и экономически эффективным методом транспортировки добытого сырья является трубопроводный транспорт. На сегодняшний день протяженность системы магистральных трубопроводов России составляет порядка 240 тыс. км.

Сосредоточение основных мощностей в трубопроводном транспорте требует обеспечения высокой конструктивной и эксплуатационной надежности материалов магистральных трубопроводов.

Эксплуатационная надежность включает в себя: долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, безотказность, безопасность (в том числе экологическую).

Снижение эксплуатационной надежности трубопроводных систем происходит из-за отказов (аварий), которые обусловлены следующими факторами и причинами.

Факторы: срок службы, диаметр трубопровода, удаленность от компрессорной или насосной станции, грунтовые условия, тип изоляционного покрытия, рабочее давление, качество сварочно-монтажных работ, антропогенные и природные воздействия, пиковый сброс потребления продукта.

К причинам можно отнести наружную коррозию, стресс-коррозию, повышенное напряженно-деформированное состояние, внутреннюю коррозию и эрозию, повреждение при эксплуатации, нарушение условий и режимов эксплуатации, строительные дефекты, заводские дефекты труб, стихийные бедствия, дефекты оборудования на магистральных трубопроводах.

В настоящее время в нефтегазопроводных системах весьма актуальна постановка задачи формирования концепций эксплуатации и ремонта, которые обуславливаются их техническим состоянием, детальный анализ которого говорит о высокой протяженности трубопроводных сетей, длительных сроках эксплуатации, большой протяженности

потенциально опасных участков трубопроводов, которые эксплуатируются при пониженных давлениях; расширения количества коррозионных дефектов, большого количества подводных переходов, эксплуатирующихся с отклонением от действующих норм и правил, требующих срочного ремонта из-за значительных размывов, провисов, коррозии и нарушений изоляционного покрытия.

Одним из существенных факторов риска является эксплуатация газопроводов с большим сроком службы. Как известно, основным критерием обеспечения надежности и высокой несущей способности трубопроводов является качественная работа системы электрохимической защиты совместно с гидроизоляционным покрытием. На сегодняшний день большая часть магистральных сетей имеет антикоррозионное покрытие на основе липких лент, нанесенное более 30 лет назад, причем, как правило, с вынужденным нарушением технологии. В условиях быстрого развития нефтяной и газовой промышленности XX века необходимо было кардинально и в кратчайшие сроки решать вопрос с транспортировкой углеводородного сырья с вновь вводимых месторождений. Вследствие этого соблюдение технологий строительства и эксплуатации не являлось приоритетом [2].

В 90-е годы, в эпоху экономического и социального кризиса, а также нестабильного состояния эксплуатирующих организаций основным видом восстановления изношенных трубопроводов являлся выборочный ремонт. За счет этого удалось уменьшить количество аварийных ситуаций и отказов газопроводов. Стоит отметить, что при строительстве новых магистралей в 70–80-е гг. применялось изоляционное покрытие с фактическим сроком службы 10–15 лет, что в 2–2,5 раза ниже амортизационного срока службы газопроводов и заявленных эксплуатационных параметров на материалы, а внутреннюю изоляцию вообще не предусматривали [4]. Из вышеизложенного можно сделать выводы, что данное покрытие давно утратило свои защитные свойства и металл стенки труб подвержен коррозионному повреждению. В условиях Западной Сибири, при весьма экстремальных условиях эксплуатации в суровых природно-климатических районах системы трубопроводного транспорта подвержены особо опасному влиянию от осевого перемещения трубопроводов. При резком изменении температуры окружающего воздуха, а также воздействии перекачиваемого сырья с положительной температурой происходит растепление околотрубного пространства

и изменение высотного положения трубопровода. Вследствие этого, в металле появляются напряжения, которые при сосредоточении в местах, пораженных коррозией, вызывают охрупчивание металла, разрушение стенки и дальнейший выход из строя всей магистрали.

Вместе с тем многочисленные экспериментальные исследования показывают, что при отсутствии поверхностных дефектов и других значимых концентраторов напряжений металл труб (за исключением марок сталей 19Г, 14ХГС, 09Г2С и некоторых др.) может выдержать эксплуатационные нагрузки в течение длительного периода времени, исчисляемого пятью – шестью десятками лет и более, в зависимости от марок сталей [4]. Таким образом, на данном этапе для обеспечения высокой надежности трубопроводов целесообразной является замена на гидроизоляционное покрытие на всех потенциально опасных и морально устаревших участках трубопроводов.

Ремонт традиционными способами с разработкой траншеи предусматривает большие затраты средств и времени, а также наносит огромный ущерб окружающей среде. При этом не стоит забывать, что в условиях Западной Сибири, где территория представлена многолетнемерзлыми и тальми грунтами, производство ремонтных работ на дне траншеи, то есть без подъема трубопровода, не всегда представляется возможным. А как известно, при подъеме и спуске трубопровод подвержен неизбежному воздействию разного рода деформаций, в том числе необратимых пластических. Возникновение последних может привести к снижению несущей способности и нарушению целостности трубопровода.

Последовательность производства работ традиционным способом включает в себя разработку траншеи, подъем трубопровода на бровку (при ремонте с подъемом), либо приподнимание его со дна траншеи (при траншейном способе), снятие с помощью очистной машины старого гидроизоляционного покрытия, затем с помощью машины финишной очистки удаление грязи и ржавчины, внешний осмотр и ремонт стенки трубопровода, нанесение грунтовочного слоя и нового изоляционного покрытия. После нанесения изоляции трубопровод укладывается на дно траншеи и засыпается.

При ремонте данным способом стоит учитывать, что на время производства работ транспортировка сырья останавливается. Таким образом, фактор времени играет одну из основных ролей при выборе стратегии ремонта.

Как известно, одним из основных требований к ремонту является его оптимальность по экономическим и организационным критериям. К сокращению времени и трудоемкости производства ремонтных работ по переизоляции может привести разработка и внедрение новых технических средств и решений.

В настоящее время предприятия – производители оборудования для ремонта изоляционного покрытия предоставляют на рынок большой перечень своей продукции. Несмотря на широкий список технологий, последовательность операций по ремонту антикоррозионного покрытия является неизменной и так или иначе требует затраты больших средств и времени, связанных с производством земляных работ.

Взвешивая все вышеизложенное, можно сделать вывод о целесообразности производства ремонтных работ бестраншейным методом, исключаящим подъем трубопровода, что наиболее экономически выгодно и менее трудоемко.

Одним из перспективных методов ремонта антикоррозионного покрытия магистральных газопроводов, разрабатываемым в настоящее время в ТюмГНГУ, является автоматический изоляционно-очистной комплекс (рис. 1).

Работа комплекса осуществляется по следующей технологии:

1. Изготавливается котлован, в котором на трубопровод монтируется подземный кольцевой модуль.

2. На дневной поверхности по направлению проведения работ размещается надземный модуль в виде болотохода. На нем расположены: электрогенератор, котел с разогреваемой мастикой, пульт управления; в задней части укрепляется бара; кабель и трубопровод высокого давления для передачи мастики в подземный модуль.

3. Синхронно включаются в работу двигателя в надземной и подземной части.

4. Работа подземного модуля осуществляется в следующей последовательности:

- в передней части производится разрыхление грунта с последующей передачей его в хвостовую часть (носовая камера);
- в следующей камере осуществляется очистка от дефектного изоляционного покрытия самого тела трубопровода;
- следующая зона отдыха и диагностики стенки трубопровода;
- в следующей камере с помощью форсунок наносится мастика на наружную поверхность трубопровода;
- в хвостовой камере осуществляется уплотнение грунта, поступившего из передней части модуля.

Возможный способ исполнения подземного модуля представлен на рис. 2.

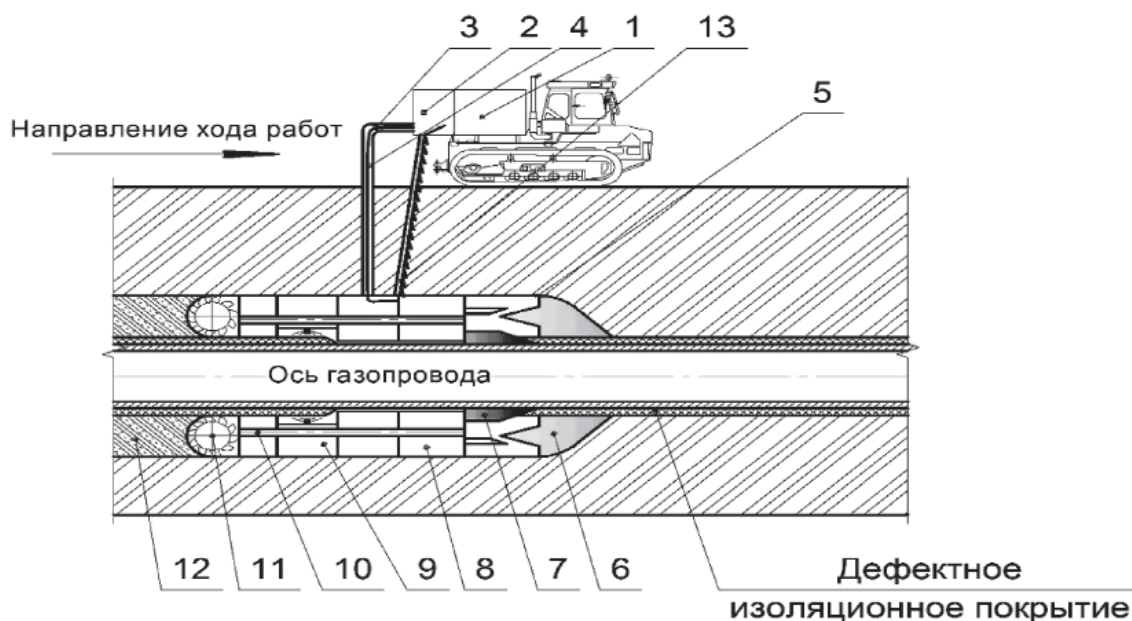


Рис. 1. Изоляционно-очистной комплекс:

- 1 – устройство для подготовки изоляционного покрытия; 2 – генератор; 3 – кабель подключения; 4 – канал для передачи изоляционного покрытия; 5 – устройство для разрыхления грунта; 6 – грунт; 7 – устройство для снятия старого покрытия; 8 – зона диагностики трубопровода; 9 – зона нанесения покрытия; 10 – канал для передачи грунта; 11 – устройство для уплотнения грунта; 12 – уплотненный грунт

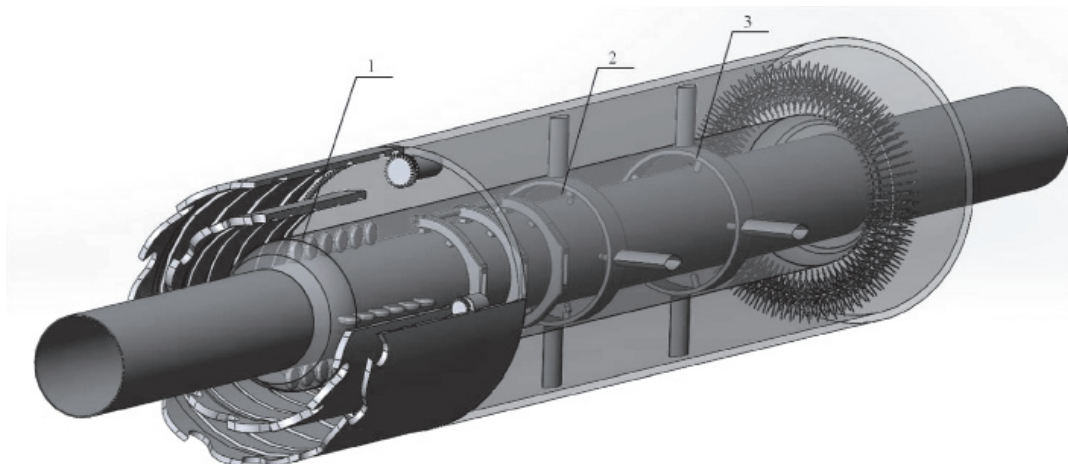


Рис. 2. Подземный модуль:  
1 – зона разрыхления и передачи грунта; 2 – зона очистки изоляционного покрытия;  
3 – зона нанесения нового покрытия

5. При синхронном движении надземного и подземного комплексов с помощью бары получаем щель, за которой проходят кабели и трубопроводы к подземному модулю.

6. После прохождения комплекса происходит обрушение грунта.

Данная технология является экологически чистой и не изменяет высотного положения трубопровода, что обеспечивает исключение дополнительного напряженно-деформированного состояния стенки трубы.

Разработанный комплекс является новым устройством восстановления работоспособности газопроводов, находящихся в предельном сроке службы. Он позволяет за счет снижения земляных работ, уменьшения количества машин и агрегатов, а также уменьшения персонала добиться высокой экономической эффективности (при весьма высокой стоимости комплекса его срок окупаемости составляет 1 год), а также снизить вредоносное воздействие на окружающую среду и добиться высокой экологичности производства работ.

#### Список литературы

1. ЗАО «Петроплазма»: портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.petroplasma.net>.
2. Зыков М.А., Иванов В.А. К вопросу применения современного оборудования для ремонта изоляционного

покрытия магистральных трубопроводов // Известия вузов «Нефть и газ». – Тюмень, 2014. – № 4. – С. 29–35.

3. ОАО «КРЭМЗ»: портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kremz.ru>.

4. Плотников С.А. Разработка технологии безподъемного ремонта газопровода внутритрубными машинами: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2009. – 172 с.

5. Соколов С.М., Кисев С.В., Проектирование промышленных трубопроводов в коридорах коммуникаций в сложных условиях // Известия вузов «Нефть и газ». – Тюмень, 2014. – № 4. – С. 77–79.

#### References

1. ZAO «Petroplazma», Available at: <http://www.petroplasma.net>.
2. Zikov M.A., Ivanov V.A. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft'igaz. 2014, no.4, pp. 29–35.
3. ОАО «KREMZ», Available at: <http://www.kremz.ru>.
4. Plotnikov S.A. Razrabotka tehnologii bezpodemnogo remonta gazoprovoda vnuritrubnymi mashinami. Candidate technical sciences dissertation. Tyumen, 2009. 172p.
5. Sokolov S.M., Kisev S.V. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft'igaz. 2014, no. 4, pp. 77–79.

#### Рецензенты:

Соколов С.М., д.т.н., профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень;

Цибульский В.Р., д.т.н., профессор, Институт проблем освоения Севера СО РАН, г. Тюмень.