

УДК 621.644.07; 622.691.4

**БЕЗВСКРЫШНОЙ МЕТОД РЕМОНТА ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО
ПОКРЫТИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**THE ADVANCED METHOD OF TRUNK PIPELINES DAMPPROOF COATING
REPAIR WITHOUT STRIPPING**

В. А. Иванов, М. А. Зыков

V. A. Ivanov, M. A. Zykov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

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

*Key words: trunk pipelines; major repair; dampproof coating; equipment for repair;
advanced technologies in 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 250 тыс. км.

Рассматривая трубопроводную систему как единый механизм, обеспечивающий потребителей сырьем, а государство отчислениями в региональный и федеральный бюджет, можно сделать вывод об огромной ответственности эксплуатирующих организаций за техническое состояние и бесперебойную работу магистральных артерий.

Одним из определяющих факторов долговечности и эксплуатационной надежности трубопроводов является соблюдение технологических требований как при строительстве новых, так и при эксплуатации построенных трубопроводов. При строительстве современных объектов транспортировки придается огромное значение соблюдению правил и норм производства работ, а также применению современного оборудования, обеспечивающего надежное функционирование на протяжении всего срока эксплуатации [3].

Однако в эпоху становления нефтегазовой отрасли России, в середине XX века, необходимо было в кратчайшие сроки обеспечить бесперебойную транспортировку углеводородного сырья от мест добычи до конечного потребителя [1]. В свою очередь, опережение сроков строительства, труднодоступность объектов нефтегазодобычи, отсутствие качественного оборудования и материалов — все эти факторы повлияли на качество проведения работ по строительству нефтегазовых сетей, которые эксплуатируются и по сегодняшний день. Стоит отметить, что в системе трубопроводного строительства сооружение линейной части магистральных нефтегазопроводов представляет собой самостоятельную подсистему, на которую приходится примерно 50 % всего объема строительно-монтажных работ, и поэтому качественные ее показатели во многом определяют уровень эффективности отрасли в целом [2]. Более того, обеспечение работоспособности всей системы предполагает безотлагательное техническое обслуживание, проведение планово-предупредительных мероприятий и своевременной замены морально устаревшего оборудования.

На сегодняшний день аварийные остановки, связанные с повреждением линейной части магистральных трубопроводов, не редкость. Опыт эксплуатации трубопроводных систем показывает, что большинство отказов, за исключением случаев явного нарушения правил эксплуатации, связано с дефектным повреждением металла стенки труб, сварных швов и других концентраторов напряжений. В свою очередь, повреждение металла чаще всего связано с нарушением кристаллической решетки вследствие коррозионного повреждения.

Как известно, качественная работа системы ЭХЗ совместно с целостным гидроизоляционным покрытием обеспечивает полноценную защиту трубопровода против коррозии. Однако при анализе трубопроводов, построенных 30–40 лет назад, выявлено следующее: изоляция проводилась покрытием на основе липких лент со сроком службы в 1–1,5 раза меньшем, чем амортизационный срок службы трубопровода. Таким образом, напрашивается вывод о внушительном объеме морально устаревших магистральных сетей, требующих капитального ремонта [3].

Любой капитальный ремонт линейной части магистрального трубопровода представляет собой комплекс мероприятий по восстановлению его первоначальных эксплуатационных качеств, как в целом, так и отдельных его участков. К капитальному ремонту относят работы по замене гидроизоляционного покрытия, полной замене участка трубопровода, очистке внутренней полости, замене запорной арматуры, ремонту подводного перехода.

Так или иначе, производство ремонтных работ подразумевает собой затраты немалых средств и времени. Таким образом, с целью снижения трудоемкости и увеличения скорости производства работ, целесообразным является разработка и внедрение новых технологий ремонта трубопроводов.

В настоящее время в нефтегазопроводных системах весьма актуальна постановка задачи формирования концепций эксплуатации и ремонта, которые обуславливаются их техническим состоянием. Детальный анализ состояния говорит о большой протяженности трубопроводных сетей, длительных сроках эксплуатации, наличии потенциально опасных участков трубопроводов, которые эксплуатируются при пониженных давлениях; расширении количества коррозионных дефектов, большом количестве подводных переходов, эксплуатирующихся с отклонением от действующих норм и пра-

вил, требующих срочного ремонта из-за значительных размывов, провисов, коррозии и нарушений изоляционного покрытия [2].

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 электро-химической 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 о транспортировке 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. 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 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 при воздействии перекачиваемого сырья с положительной температурой происходит растрескивание 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 выдерживать эксплуатационные нагрузки в течение длительного периода времени, исчисляемого 5–6-ю десятками лет и более, в зависимости от марок сталей [4]. Таким образом, на данном этапе для обеспечения высокой надежности трубопроводов целесообразным является замена гидроизоляционного покрытия 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 [2].

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 главных ролей при выборе стратегии ремонта.

Как известно, одним из основных требований к ремонту является его оптимальность по экономическим и организационным критериям. Сокращению времени и трудоемкости производства ремонтных работ по переизоляции может способствовать 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, исключая подъем трубопровода, что наиболее экономически выгодно и менее трудоемко.

В настоящее время в ТюмГНГУ разрабатывается один из перспективных методов ремонта антикоррозионного покрытия магистральных газопроводов — автоматический изоляционно-очистной комплекс (рис. 1).

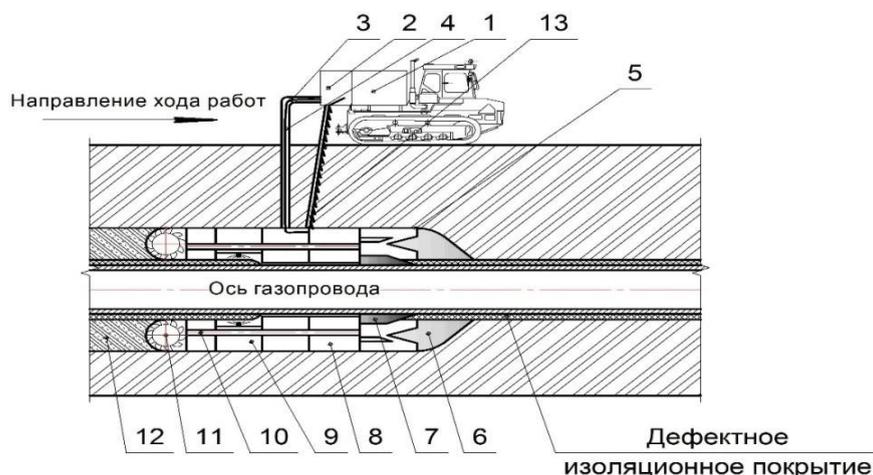


Рис. 1. Изоляционно-очистной комплекс:

- 1 — устройство для подготовки изоляционного покрытия; 2 — генератор;
 3 — кабель подключения; 4 — канал для передачи изоляционного покрытия;
 5 — устройство для размельчения 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

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; на задней части укрепляется бара; кабель и трубопровод высокого давления для передачи мастики в подземный модуль.
3. Синхронно включаются в работу двигатели 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. 2–3.

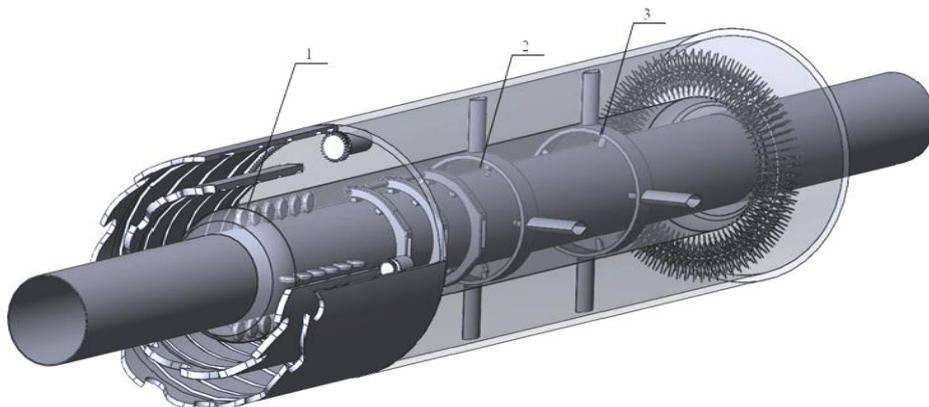


Рис. 2. Подземный модуль: 1 — зона разрыхления и передачи грунта; 2 — зона очистки изоляционного покрытия; 3 — зона нанесения нового покрытия

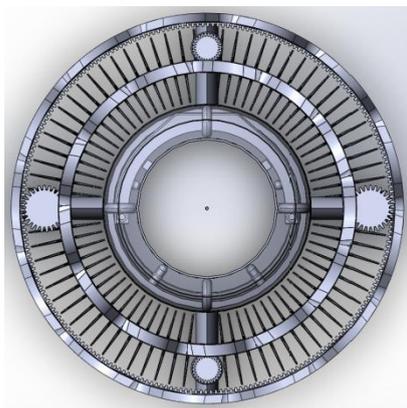


Рис. 3. Подземный модуль (вид спереди)

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 [2].

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, уменьшения персонала добиться высокой экономической эффективности (при весьма высокой стоимости комплекса его срок окупаемости составляет 1 год), а также снизить вредное воздействие на окружающую среду и добиться высокой экологичности производства работ.

Список литературы

1. Зыков М. А., Иванов В. А. К вопросу применения современного оборудования для ремонта изоляционного покрытия магистральных трубопроводов св // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 29-35.
2. Иванов В. А., Савиных Ю. А., Зыков М. А. Альтернативный метод замены наружного дефектного гидроизоляционного покрытия трубопроводов // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–17. – С. 3709-3712.
3. Иванов В. А., Зыков М. А., Рыбин В. А. Применение лазерных технологий при замене гидроизоляционного покрытия магистральных трубопроводов св // Газовая промышленность. – 2015. – № 7. – С. 49-51.

4. Иванов В. А., Зыков М. А., Система обслуживания и ремонта магистральных трубопроводов на современном этапе развития // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 77-79.
5. Плотников С. А. Разработка технологии безподъемного ремонта газопровода внутритрубными машинами: дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2009. – 172 с.

Сведения об авторе

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н., профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89088743877, e-mail: Ivanov_v_a@list.ru

Зыков Максим Александрович, аспирант кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89220024397, e-mail: Zikov_M_A@mail.ru

Information about the author

Ivanov V. A., Doctor of Engineering, professor of the chair «Transport of hydrocarbon resources», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89088743877, e-mail: Ivanov_v_a@list.ru

Zykov M. A., postgraduate of the chair «Transport of hydrocarbon resources», Tyumen State Oil and Gas University. phone: 89220024397, e-mail: Zikov_M_A@mail.ru