

## СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

### СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

**В.В. Севостьянов**

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На территории Российской Федерации 290 предприятий осуществляет деятельность по добыче углеводородов. Половина из них входит в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), крупнейшие из которых «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть» [1]. Транспортировка углеводородов по внутрипромысловым и межпромысловым трубопроводам, вплоть до сдачи в систему магистральных нефтепроводов, составляет одну из важнейших частей операционной деятельности нефтедобывающих предприятий.

Суммарная протяженность внутрипромысловых трубопроводов (ВПТ) на территории России составляет более 250 тыс. км. Согласно данным ОММО «СОВЕТ ГРИНПИС», в 2018 году произошло 8126 разливов, связанных с порывами ВПТ, 90 % из которых вызваны коррозией [2, 6].

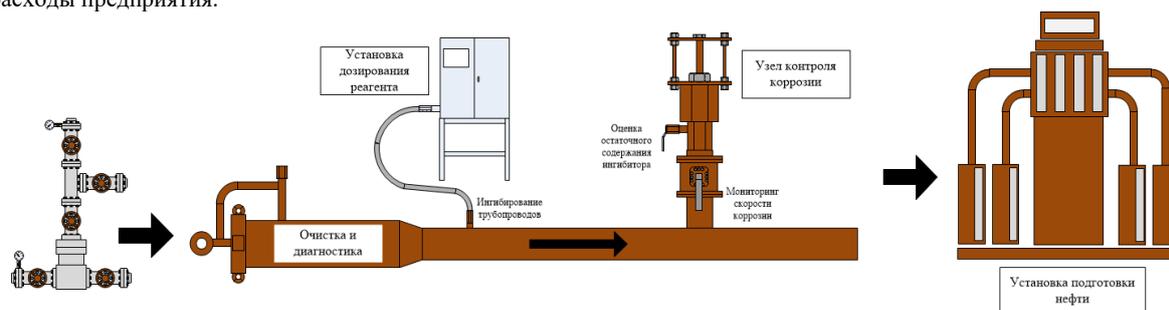
На территории Западной Сибири основным разрушающим фактором является углекислотная коррозия. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), являющийся коррозионным агентом, содержится в минерализованной водной фазе в растворенном состоянии. Также существенное влияние оказывает удаленность и автономность месторождений от населенных пунктов, что обуславливает сложности ремонта и замены трубопроводов.

Определить причину, вызвавшую разрушение ВПТ, достаточно трудно, так как существует множество воздействующих факторов. В последнее время, в процессе эксплуатации объектов, предприятия стараются собирать максимально возможный объем эксплуатационных характеристик, однако этого объема не хватает для качественного прогнозирования долговечности и надежности системы. Нехватка информации возникает в связи с недостаточным уровнем автоматизации процессов, отсутствием возможности контролировать и анализировать основные параметры в режиме реального времени или близком к нему.

Автоматизация и применение высокотехнологичных продуктов является очень дорогостоящим и трудоемким процессом. Большинство хорошо зарекомендовавшего себя оборудования, способного эффективно эксплуатироваться в северных регионах России, зарубежного производства. В рамках действующих программ импортозамещения это накладывает серьезные ограничения, вынуждающие отказываться от самых передовых технологий на рынке. Отечественные производители стараются нагнать зарубежные аналоги, но как оборудование, так и софт, зачастую, требуют существенных доработок, продолжительной настройки и пуско-наладочных работ.

Принимая во внимание вышесказанное, сейчас основными направлениями повышения надежности являются совершенствования применяемых технологий строительства и эксплуатации ВПТ, а также поиск и испытания новых технологий.

Самым традиционным способом борьбы является ингибирование в сочетании с внутритрубной очисткой и регулярным мониторингом остаточного содержания ингибитора (ОСИ) и скорости коррозии (СК). Как показывает практика, метод достаточно эффективен, но для его реализации необходим ежегодный закуп ингибитора коррозии (ИК), образцов-свидетелей коррозии (ОСК), очистных устройств, содержание большого количества персонала. Все вместе это составляет весомый объем выполняемых работ, а затраты на их реализацию ложатся на операционные расходы предприятия.



**Рис 1 Традиционная схема защиты от коррозии ПТ**

Более современным методом защиты от коррозионного разрушения является применение полиэтиленовых труб и труб с внутренним покрытием. Полимерно-армированные трубы (ПАТ) практически не подвержены коррозионному воздействию как со стороны транспортируемой среды, так и со стороны коррозионной активности грунтов. Однако к их проектированию необходимы высокие требования, так как условия их эксплуатации могут очень сильно влиять на их устойчивость и термический коэффициент расширения [5], что является одним из важнейших факторов при прокладке в сложных горно-геологических условиях. Также серьезным недостатком является невозможность их диагностики, а, следовательно, и отсутствие методов прогнозирования остаточного ресурса.

Многие предприятия нефтедобывающей отрасли сейчас активно строят трубопроводы с внутренним покрытием. Согласно заявлениям заводов изготовителей, такое исполнение повышает срок эксплуатации в 2-3 раза, при этом улучшая гидравлические характеристики и сохраняя чистоту транспортируемого продукта. А увеличение срока службы всего на 1 % полностью окупает затраты на нанесение внутреннего покрытия [3]. Применение данной технологии могло бы существенно сократить финансовые и трудовые затраты предприятия на обеспечение

надежности трубопроводных систем, если бы не один существенный недостаток, — защита от воздействия коррозионной средой сварного стыка. Данную проблему решают по частям и различными методами.

Самым распространенным способом является установка защитной втулки. Она устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и, благодаря выступающим упорам, вваривается в сварной шов (рис.2).

Более чем десятилетний опыт применения защитных втулок позволяет оценить их достоинства и недостатки [4]. Достоинства: простота, надежность защиты внутренней поверхности сварного шва, технологичность установки. К недостаткам можно отнести сужение проходного сечения, что особенно заметно на трубопроводах малого диаметра; возможную потерю герметичности; отсутствие возможности проведения внутритрубной диагностики; большое воздействие человеческого фактора. В процессе эксплуатации мастичный валик может быть разрушен, и коррозионно-активная среда попадает на незащищенную поверхность стыка, где возникает стремительное коррозионное разрушение.

Ведутся постоянные оптимизации и улучшения технологий установки как самих втулок, так и применяемых для их монтажа материалов. Однако, на данный момент, не реализован такой метод защиты, который обеспечил бы гарантированную защиту сварного стыка с внутренней поверхности трубопровода.

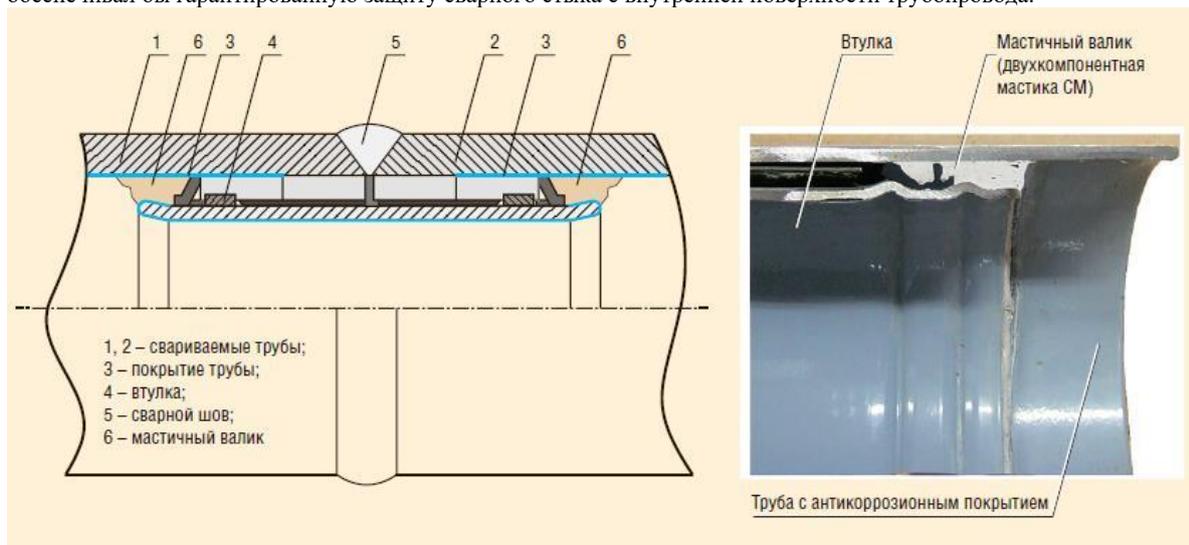


Рис. 2 Установленная втулка в разрезе

Еще одним решением является металлизация концов трубопровода. Суть метода заключается в применении трубопроводов с внутренним покрытием и нанесении на края специального состава, при сварке которого происходит его плавление и закрытие сварного шва с внутренней стороны. Однако варить необходимо при определенной температуре и нужно выдерживать ее в заданных режимах, а также нельзя с уверенностью гарантировать, что при сварке внутренняя поверхность была защищена.

В рамках данной статьи были рассмотрены основные методы защиты ВПТ Западно-Сибирского региона от коррозионного разрушения и определены их основные недостатки. Наиболее оптимальным и целесообразным методом является применение трубопроводов с внутренним покрытием, однако, технология требует совершенствования и упрощения. Применение более коррозионностойких материалов, - самый очевидный способ сократить издержки, при этом повысив надежность.

Автоматизация трубопроводных систем нефтедобывающих предприятий, на текущий момент времени, скорее является направлением развития, чем реальным методом совершенствования технологии.

Таким образом, применение вышеперечисленных технологий, совместно с параллельным развитием уровня автоматизации, является кратчайшим способом повышения эффективности эксплуатации внутритрубных трубопроводных систем и вектором их дальнейшего развития.

#### Литература

1. Добыча нефтяного сырья Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru>, свободный – (02.02.2019).
2. Как решить проблему разливов нефти в России? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru>, свободный – (02.02.2019).
3. Кононенко Р.В., Майзель И.Г. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с внутренним защитным покрытием на основе эпоксидной смолы // Вестник ИргТУ. – Иркутск, 2019. – №. 12 (71).
4. Новиков С.В. Использование изделий с антикоррозионным полимерным покрытием в системах нефтегазосбора // Территория Нефтегаз. – Москва, 2006. – № 11. – С. 18 – 20.
5. Полимерные трубы и трубопроводы / Дэвид А. Уиллоуби, Додж Р. Вудсон, Рик Суверлэнд; пер. с англ. В.В. Коврига. – Отдельное. – М.: Профессия, 2010. – 488 с.
6. Чупров, В.А. Нефтегазовые разливы в Российской Федерации: состояние проблемы и возможные пути ее решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru>, свободный – (02.02.2019).