

*Абдуллин Наиль Ахиярович
кандидат технических наук*

*ФГБОУ ВО «Уфимский институт науки и технологий» и
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа*

*Саттарова Ариана Минхабудиновна
студент 3 курса магистратуры,*

*специальность «Технологические машины и оборудование»
ФГБОУ ВО «Уфимский институт науки и технологий»
Россия, г. Уфа*

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ РЕМОНТА ПОДВОДНОГО УЧАСТКА НАПОРНОГО ТРУБОПРОВОДА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

***Аннотация:** в данной статье рассмотрена разработка мероприятий по повышению надежности эксплуатации подводного участка напорного трубопровода от дожимной насосной станции №2 до установки подготовки нефти «Ишимбайнефть» через реку Усень, связанных с проведением сравнительного анализа от внедрения нового метода ремонта на участке напорного нефтепровода ДНС-2 – УПН «Ишимбайнефть» по итогам проведения внутритрубной диагностики.*

***Ключевые слова:** исследование, диагностирование, нефтепроводы, АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения, трубопроводы, муфты.*

***Annotation:** this article considers the development of measures to improve the reliability of operation of the underwater section of the pressure pipeline from booster pump station No. 2 to the oil treatment unit "Ishimbayneft" through the river Usen, related to the comparative analysis of the introduction of a new method of*

repair on the section of the pressure pipeline DPS-2 - UPN "Ishimbayneft" according to the results of in-line diagnostics.

Key words: *research, diagnostics, oil pipelines, ARPD - asphalt-silica-paraffin deposits, pipelines, couplings.*

В течение последних лет, в результате значительной выработки запасов продуктивных пластов, происходит ухудшение качественного состояния сырьевой базы Республики Башкортостан. Вместе с нефтью из скважин поступает пластовая вода, попутный газ, твердые частицы механических примесей (горные породы, затвердевший цемент).

Ежегодно по промысловым трубопроводам отрасли перекачиваются сотни миллионов кубометров нефти, газа и технологических жидкостей, содержащих в больших количествах такие коррозионно-активные компоненты, как сероводород, двуокись углерода, ионы хлора и т.д.

Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промысловых трубопроводов и оборудования значительно ниже нормативных и составляют от 2 до 8 лет. Нефтегазодобывающие управления за период эксплуатации месторождений производят многократную замену промысловых трубопроводов и оборудования, что в свою очередь несет огромное количество финансовых средств.

Система нефтепроводов складывалась на протяжении длительного времени, начиная с появления первых предприятий по переработке нефти. Она не является завершенным объектом, а находится в состоянии постоянного изменения и развития. В системе нефтепроводов получила отражение практически вся история промышленного развития страны. Поэтому безопасность системы нефтепроводов во многом определяется и объясняется историей развития нефтяной промышленности. Объекты, построенные много лет назад и вобравшие в себя особенности технического уровня развития того времени, до сих пор находятся в эксплуатации. Технические несовершенства

в период строительства дают о себе знать, создают и будут создавать определенную напряженность, пока эти объекты находятся в эксплуатации. Поэтому, чтобы лучше понять проблемы промышленной безопасности системы магистральных нефтепроводов, этот вопрос следует рассматривать параллельно с историей ее создания и развития в целом. [1]

Как показывают результаты диагностики, ни один трубопровод не соответствует всем современным требованиям. Все они имеют дефекты типа расслоение металла недопустимых размеров. Нефтепроводы на территории нефтебаз содержат секционные сварные отводы и лепестковые переходы, которые сейчас запрещены к использованию. Но немедленно их заменить – практически нереальная задача. В таких случаях приходится или отказаться от экспертизы (так как по нормам не положено дальше их эксплуатировать), или продлевать срок эксплуатации, рекомендуя при этом дополнительные меры безопасности.

Таких конкретных примеров можно привести много. Это говорит о том, что вопросы оценки безопасности магистральных нефтепроводов нуждаются в мощной научно – методической поддержке. Это очень большая и важная задача, если учитывать большие протяженности магистральных нефтепроводов, их важность для экономики страны, разнообразие климатических условий, возрастной состав, ущерб от разрушений.

Поэтому предприятиям отрасли для поддержания объектов транспорта нефти и газа в работоспособном состоянии необходимо использовать не только современные материалы и оборудование в коррозионно-стойком исполнении, но и новые методы диагностики и ремонта, что в свою очередь позволит продлить их срок эксплуатации.

Сущность метода заключается в следующем, перед запуском дефектоскопа производится очистка нефтепровода от АСПО, инородных предметов очистными устройствами, выполняется калибровка (определение проходного сечения) напорного нефтепровода с помощью бесконтактного

электронного геометрического поршня EGP. После обследования внутренней геометрии, поводят обследование на потерю металла, с помощью магнитного дефектоскопа – в котором используется метод утечки магнитного потока (MFL) с высоким разрешением. На данном этапе работы выявляются дефекты производственного и строительного происхождения, коррозионно-эрозионные дефекты, возникшие в процессе эксплуатации и обнаружение поперечных трещин в сварных стыках и теле трубы с высоким разрешением, с использованием поршней третьего поколения и новейшей сенсорной технологии. [2]

В результате обследования выдается заключение. В нем в виде отчета, описание дефектов, их классификация, остаточная толщина стенки (мм). Даны точные координаты расположения дефектов, относительно заранее разбитых по номерам секций, участка трубопровода. В отчете поставлены сроки устранения и рекомендации фирмы ROSEN EUROPA B.V. по устранению дефектов, новым методом ремонта, с применением упрочняющих композиционных муфт трубопровода (УКМТ).

В работе рассмотрен новый метод ремонта укрепляющими композиционными муфтами трубопровода (УКМТ).

Метод УКМТ заключается в монтаже усиливающей композиционной муфты на дефектный участок нефтепровода, при этом происходит компенсация внутреннего давления в трубопроводе за счет создания контактного давления снаружи при значительной величине момента затяжки болтовых соединений, что позволяет проводить монтаж на рабочих давлениях с гарантированным качеством, в отличие от муфт, устанавливаемых без создания предварительного напряжения.

Достоинство разработанного метода, в отличие от всех существующих на сегодняшний день типов ремонтных муфт, это простота монтажа, а как следствие высокая скорость проведения ремонта и малый объем земляных работ. Для ее установки достаточно вручную выкопать небольшой шурф и за

15-20 минут отремонтировать дефектный участок, что имеет большое значение, если, например, в это время приходится еще и откачивать грунтовые воды, тогда и размер шурфа и время проведения ремонта выходят на первый план. [3]

Разведочные выработки пройдены по осям трасс. Количество выработок определялось характером рельефа сменой литологического состава грунтов. На ровных участках при однородном геолого-литологическом разрезе выработки проходились через 200-350 метров. На участках переходов через автодороги и поверхностные водостоки было пройдено по три выработки глубиной 5,0 м с расстоянием между ними 20-30 м. В процессе бурения скважин велось порейсное описание всех встреченных литологических разновидностей грунтов с отражением их структурных и текстурных особенностей, отмечались все водопроявления. В соответствии Рекомендациями выполнена инженерно геологическая рекогносцировка местности по трассам Шкаповского нефтяного месторождения и площадкам кустов нефтяных скважин. С целью исследования материалов, характеризующих инженерно-геологические условия трассы, наличия поверхностных проявлений физико-геологических процессов. Обвалы, осыпи, оползни способны отрицательно повлиять на эксплуатацию проектируемой трассы. [4]

После окончания полевых работ все выработки ликвидированы путем обратной засыпки, выбуренным грунтом с послойной трамбовкой.

Плановая привязка выработок на местности произведена к существующей ситуации и к пикетам трасс мерной лентой методом линейных засечек. Состав и объем исследований грунтов назначен с целью получения данных для выбора оптимальных решений при проектировании.

Комплекс работ по диагностированию нефтепромысловых трубопроводов в эксплуатационных условиях включает в себя следующие основные этапы работ:

Сбор информации об объектах контроля

На данном этапе проводится сбор, изучение и анализ проектной, исполнительной, технической, эксплуатационной документации по трубопроводам, результатов предыдущих диагностических обследований для уточнения объема, сроков, методики обследования, а также получения исходных данных для экспертно-инженерной оценки параметров, определяющих техническое состояние трубопроводов и проведения расчетов остаточного ресурса безопасной эксплуатации.

Заказчик предоставляет Исполнителю всю имеющуюся техническую документацию на трубопровод (в том числе: перечень и координаты тупиковых и застойных зон, перечень участков с толщинами стенок трубопроводов, не соответствующими проекту, перечень трубопроводов, на которых имеются ненормативные соединительные детали и приварные элементы (вантузы, патрубки и др.), перечень трубопроводов, на которых имеются временные ремонтные конструкции, перечень и координаты мест трубопроводов, имевших отказы с выходом нефти) и гарантирует достоверность представляемых данных.

Обследование внутреннего диаметра напорного нефтепровода выполняется с использованием 48-канального бесконтактного электронного геометрического поршня EGP (тип EGP 10"1.5V01.04). Поршень EGP пропускается по нефтепроводу для обнаружения, измерения и определения местонахождения всех геометрических деформаций трубопровода, овальностей, а также для подтверждения возможности беспрепятственного прохождения внутритрубного инспекционного поршня для определения потери металла. [5]

По результатам обследования формируются отчеты следующих видов и содержания:

- отчет о геометрии и механических повреждениях трубопровода, включающий информацию о действиях на объекте, данные трубопровода,

описание оборудования, информацию о дефектах, информацию о трубопроводе (графики скорости и температуры);

- отчет об обследовании трубопровода, содержащий список дефектов потери металла, глубина которых превышает 50% потери толщины стенки, вывод об их распределении по длине трубопровода, заключение об аномалиях трубопровода или других моментах, заслуживающих внимания;

- описание отдельно выбранных дефектов потери металла, включающие паспорта дефектов с указанием степени опасности, типа, размера и местонахождения соответствующего дефекта (или выявленных производственных дефектах);

- отчет об обследовании с привязкой к давлению, содержащий заключение о трубопроводе и рекомендации.

В заключение анализа эффективности мероприятий по внедрению нового метода диагностики и ремонта хотелось бы отметить преимущества данных методов.

В первую очередь внедрение нового высокотехнологичного метода внутритрубной диагностики проводимого с помощью магнитного инспекционного снаряда (дефектоскопа MFL с типом поршня CDP 10"3V05.21). Который способен распознавать дефекты производственного и строительного происхождения, коррозионно-эрозионные дефекты, возникшие в процессе эксплуатации и обнаружение поперечных трещин в сварных стыках и теле трубы с высоким разрешением, с использованием поршней третьего поколения и новейшей сенсорной технологии. [6]

Внедрение нового метода ремонта трубопровода УКМТ предложенного фирмой ROSEN EUROPA B.V. имеющего ряд существенных преимуществ от метода замены катушки, таких как: экономия трудовых ресурсов 30%; экономия фонда оплаты труда на 33,4%; экономия транспортных расходов на 25,5%; экономия накладных расходов 65%; экономия прочих расходов 100%.

Список используемых источников:

1. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. «Промысловые трубопроводы и оборудование». Москва, «Недра», 2004 г.
2. Гумеров А.Г. Гумеров Р.С. Гумеров К.М «Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов». Москва, ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003 г.
3. Бухаленко В.И., Абдуллаев Ю.Г. «Монтаж, обслуживание, ремонт нефтепромыслового оборудования». Москва, «Недра», 1985 г.
4. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту нефтепромысловых трубопроводов. – Уфа: изд. ИПТЭР, 1994 г.
5. Паспорт напорного нефтепровода ДНС-2 – УПН.
6. Проект заключения экспертизы промышленной безопасности на нефтепровод «ДНС-2-УПН «Ишимбайнефть».