

**ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И
 ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

Е. С. Иванникова

Научный руководитель, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные и промысловые нефтепроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и эксплуатируемые в разнообразных природно-климатических условиях – от Крайнего Севера, Западной Сибири до средней полосы и пустынных южных районов. По РД-01.120.00-КТН-228-06 ОАО «АК «Транснефть» можно дать точные определения необходимых терминов. Магистральный нефтепровод – это инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта [1]. Техническое состояние объекта – состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями его параметров, установленных технической документацией на объект. Контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени [2].

Техническое состояние объектов магистрального нефтепровода можно определить с помощью информации, полученной при проведении диагностики. Обработка данной информации позволяет оценить состояние линейной части МН в настоящий момент и сделать прогноз на предстоящее время эксплуатации. По официальным данным ОАО ЦГД «ДИАСКАН» в комплексную диагностику магистральных нефтепроводов входит:

- 1) диагностика всех сооружений, входящих в систему трубопроводного транспорта;
- 2) освидетельствование физического состояния объектов трубопроводного транспорта и определение их работоспособности;
- 3) соблюдение экологической дисциплины, анализ влияния трубопроводного транспорта на окружающую среду;
- 4) использование всех технических средств диагностики.

Внутритрубная диагностика линейной части магистрального нефтепровода в ОАО «АК «Транснефть» происходит в четыре уровня: I – определение дефектов геометрии профиломером, II – определение дефектов типа потери металла ультразвуковым дефектоскопом, III – определение поперечных трещиноподобных дефектов магнитным дефектоскопом, IV – определение продольных трещиноподобных дефектов ультразвуковым дефектоскопом [6].

Профиломеры - внутритрубные снаряды, используемые для контроля геометрии внутренней поверхности трубопроводов, а также для проверки проходимости трубопровода очистными и диагностическими снарядами. Ультразвуковой дефектоскоп типа – это автономное устройство, предназначенное для обследования трубопроводов, цель которого – определение дефектов стенки трубы радиально установленными ультразвуковыми датчиками. Магнитный дефектоскоп предназначен для обнаружения дефектов в стенках и сварных швах трубопроводов. Внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы являются снарядами высокого разрешения и предназначены для внутритрубного неразрушающего контроля трубопроводов без выведения их из эксплуатации.

Четырехуровневый контроль позволяет:

- 1) исключить, дорогостоящие гидротесты, при повышенном давлении;
- 2) проводить обследования нефтепроводов без нарушения режима эксплуатации;
- 3) обнаруживать и определять не только критические, но и потенциально опасные дефекты;
- 4) количественно оценивать техническое состояние нефтепроводов;
- 5) создать безопасные, управляемые условия эксплуатации нефтепроводов.

Для определения оценки степени риска аварий на магистральном трубопроводном транспорте выступает анализ причин аварийных ситуаций и отказов. Для оценки степени аварийности пользуются удельным значением интенсивности возникновения аварий (т.е. отношением числа аварий к протяженности магистральных нефтепроводов, выраженным в числе аварий на 1000 км нефтепровода) [4].

Таблица 1

Статистика аварий на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть»

Годы	Протяженность	Интенсивность возникновения аварий	
		Общее число	На 1000 км
2004	48700	3	0,06
2005	48700	2	0,04
2006	47978	3	0,06
2007	47869	2	0,04
2008	48529	5	0,1

Если провести анализ данных по авариям, можно выделить наиболее значимые причины аварийных

отказов на линейной части магистральных нефтепроводов, которые приводят к разгерметизации трубопровода и в последствии к выбросу большого количества нефти [4]. Это такие причины как:

- некачественное выполнение монтажных стыков, механические повреждения трубы нанесенные при строительстве;
- дефекты в металле труб, некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты соединительных деталей трубопровода и запорной арматуры;
- внутренняя коррозия в виде свищей, язв;
- прочие причины, включая ошибки при эксплуатации.

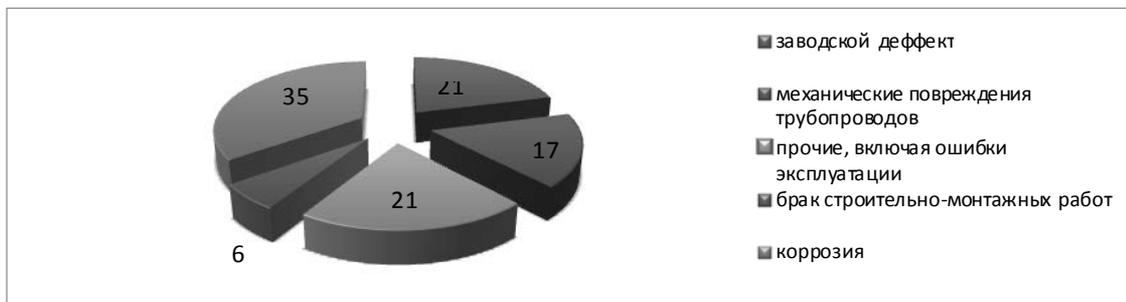


Рис. Причины аварийности магистральных нефтепроводов

Исходя из данной диаграммы, которая была построена по результатам мониторинга аварий магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», можно сделать вывод о том, что коррозия является одной из главных проблем аварийности, которая требует решения. Такая же причина аварийности и отказов распространяется на промысловые трубопроводы.

Для решения данной проблемы и уменьшения отказов на нефтепроводах используют активные и пассивные методы защиты трубопроводов от коррозии. Пассивные способы предусматривают изоляцию трубы с помощью противокоррозионных диэлектрических покрытий, в то время как активные предусматривают создание электрического тока, в котором весь металл трубопровода становится катодом, а анодом является дополнительно размещенный в грунте металл. Так же, в связи с программой импортозамещения на территории РФ, рекомендуют использовать армированные термопластичные трубы российского производства. Они предназначены для применения в трубопроводных системах высокого давления холодного водоснабжения, в технологических и нефтяных трубопроводных системах и в газовых распределительных сетях. Среди плюсов этих труб выделяют [3]:

- **гибкость труб** – трубы диаметром от 75 до 125 мм могут смываться в бухты длиной от 350 до 150 м. В десятки раз сокращается количество стыков;
- **устойчивость к коррозии** – в трубах используется полиэтилен ПЭ80, ПЭ100 и полиэфирные нити, которые обладают высокой стойкостью как к агрессивным веществам, транспортируемым по нефтепромысловым трубам;
- **пропускная способность** - внутренняя поверхность труб гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями;
- **соединение труб** – трубы соединяются сваркой встык с последующим усилением шва муфтами с закладными нагревателями;
- **податливость** - высокая податливость труб и в окружном направлении позволяет им выдерживать замерзание воды без снижения несущей способности после оттаивания;
- **малый вес** – трубы легче стальных в 3-4 раза, поэтому при строительстве трубопроводов не требуется тяжелая грузоподъемная техника. Укладка в траншею может производиться вручную.

В связи с вышеперечисленными достоинствами термопластичных труб можно предположить, что в будущем они будут наиболее распространены, так как это позволит увеличить время наработки оборудования и снизить материальные затраты на его ремонт.

Литература

1. РД-01.120.00-КТН-228-06. Магистральный нефтепроводной транспорт. Термины и определения. – ОАО «АК «Транснефть», 2006.
2. РД-153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – ОАО «АК «Транснефть», 2000.
3. Полиэтиленовые армированные трубы высокого давления для транспортировки природного газа, нефти и нефтепродуктов, питьевой воды. Технические условия: ТУ 2248-001-55038886-01. – ООО «Технология композитов», 2001.
4. Стадникова М.А., Глебова Е.В., Мурадов А.В., Шейкман Л.Е., статья «Анализ аварийных ситуаций и их последствий на магистральных нефтепроводах», Экология и промышленность России, август, 2009.
5. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте / Под ред. Б.Е.Прусенко, В.Ф. Мартынюк. М.: ООО «Анализ опасностей». 2003.

6. <http://www.rpi-inc.ru/pdf/2006-04-25/sections/section1/07%20presentation-pekarnikov-diaskan.pdf>. 14.02.16.

КЕССОННЫЕ КАМЕРЫ ДЛЯ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ле Тхи Тху Тхуи, В. В. Матвиенко

Научный руководитель, доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

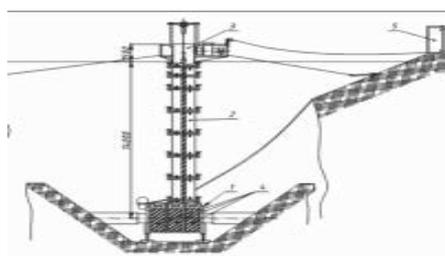
Основные работы, выполняемые на действующих подводных трубопроводах при их ремонте, заключаются в устранении поврежденных участков труб или другого установленного на трубопроводе оборудования, изоляции трубопроводов и т.д. Одним из наиболее эффективных методов ремонта подводных трубопроводов является создание условий для ремонта дефектов теми же методами, что и на поверхности. Следовательно, необходимо применить специальное оборудование для решения этой задачи. В настоящее время существует несколько конструкций для ремонта подводных трубопроводов в зависимости от глубины. Они предназначены для использования на глубинах до 14 м (камера ремонтная 6010.100.003), до 30 м (универсальная подводная камера (кессон), до 60 м (кессон E02D23) и др.

Для глубин до 14 м и до 30 м разработаны ремонтные камеры для устранения повреждений подводных переходов нефтегазопроводов (ремонт сварных швов, установка муфт и др.). Они позволяют производить обследование и ремонт дефектов традиционными методами. Схема камеры ремонтной 6010.100.003 представлена на рис. 1, а технические характеристики приведены в таблице.

Таблица

Технические характеристики ремонтных камер

Наименование параметра	Камера ремонтная на глубине до 14м	Камера ремонтная на глубине до 30м
Диаметр ремонтируемого трубопровода, мм	219; 273; 325; 377; 426; 508; 530; 720; 822; 1020	325; 530; 630; 720; 820; 1020; 1220; 1420
Допустимая скорость течения воды, м/с	1,5	1,5
Волнение рабочее (баллы), высота волн в отстое, м	до 3 (1.5) до 4 (2)	до 3 (1.5) до 4 (2)
Количество водолазов при монтаже камеры, чел.	2	2
Внутренний диаметр шахты, мм	1400	1000
Масса камеры, кг	7600	3000
Напряжение питания системы освещения камеры, В	12	24
Температура воздуха (°С)	От -10 до +45	От -12 до +45
Температура воды (°С)	От -2 до +30	От -5 до +30



а



б

Рис. 1. а - схема камеры ремонтной 6010.100.003; б - камера

Последнее изобретение не доведено до промышленного уровня. Основными рабочими конструкциями являются ремонтные камеры кессонного типа, позволяющие проводить выборочные ремонты подводных трубопроводов на малых глубинах (до 20÷30 м). Для повышения устойчивости работы при использовании кессона (рис.1а) предлагается применить винтовые упоры, завинчивающиеся в стенки траншеи при помощи гидравлических приводов.

Основные этапы процесса ремонта подводных трубопроводов заключаются в следующих [3]:

- I этап: Определение места дефекта трубопровода.
- II этап: Разработка подводного котлована, приборное обследование.
- III этап: Установка подводной камеры (кессона).
- IV этап: Установка спускной шахты кессона.
- V этап: Откачка воды, обеспечение вентиляции воздуха, освещения.
- VI этап: Демонтаж подводной камеры, обратная засыпка котлована.