

ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЕ ТРУБЫ



В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ

Мохана Мурали Адхиятмабхатар, Сулейман Девеси
Borouge Pte Limited

Введение

В 1990-е годы ближневосточные нефте- и газодобывающие компании начали рассматривать возможности применения полиэтиленовых труб в низконапорных промышленных трубопроводах. Построенные тогда ПЭ трубопроводы, рассчитанные на 10-летний срок службы, до сих пор – после 15 лет эксплуатации – успешно работают. Более того, на тех участках, где проложены ПЭ трубы, практически прекратились утечки углеводородов, в то время как на стальных трубопроводах периодически происходят аварии из-за коррозии.

В последнее время добывающие компании начали применять технологию лайнирования стальных труб – протяжки в них ПЭ труб с плотным прилеганием – сначала для нагнетательных линий систем поддержания пластового давления (ППД), а затем и для систем нефте-

сбора. Протяжка с плотным прилеганием, разработанная в конце 1980-х гг. компанией British Gas для восстановления газопроводов, с успехом применена на многих километрах стальных трубопроводов, работающих в самых тяжелых условиях.

Нефтяная промышленность – проблема коррозии

Коррозия является одной из главных проблем практически всех отраслей промышленности. По данным Международной ассоциации инженеров-коррозионистов (NACE, Хьюстон, США), в 2010 году мировой ущерб от нее составил 2,2 трлн долларов США, а Совет сотрудничества арабских государств Персидского залива (GCC) оценивает ущерб от коррозии в странах Ближнего Востока в 58 млрд долларов (табл. 1).

Таблица 1. Ущерб от коррозии в государствах Персидского залива (по данным GCC)

Страна	Ущерб от коррозии, млрд долларов				
	2007	2008	2009	2010	2011
Бахрейн	0,91	1,04	1,04	1,15	1,25
Кувейт	5,82	7,70	5,15	6,03	6,50
Оман	2,16	3,12	2,76	3,12	3,33
Катар	4,20	5,76	5,11	6,36	7,78
Саудовская Аравия	19,70	24,18	19,55	22,65	24,84
ОАЭ	10,33	11,60	12,47	13,53	14,26

Основная часть этого ущерба приходится на стальные трубы – главный элемент систем транспортировки нефти и нефтесодержащих флюидов. Применять коррозионно-стойкие сплавы для изготовления труб слишком дорого, поэтому для продления срока службы и поддержания работоспособности трубопроводов их необходимо защищать от коррозии. В нефтегазовой отрасли в такой защите нуждаются системы транспортировки нефти и газа, нефтесбора, извлечения угольного метана и поддержания пластового давления.

Основные требования к трубам в нефтегазовой отрасли

Давление и температура. В нефтегазовой отрасли рабочие давления и температуры, как правило, выше, чем в водоснабжении, и могут сильно различаться на разных месторождениях в зависимости от применяемых методов добычи и условий залегания нефти. На Ближнем Востоке температуры транспортируемых сред могут меняться в диапазоне от 30°C до 82°C, а рабочие давления – от 10 до 250 бар.

Проницаемость. Полиэтилен является проницаемым материалом, и диффузия жидких углеводородов через стенку трубы может вызывать ее набухание и снижение прочности. Однако испытания и опыт промышленного применения показывают, что это снижение незначительно и носит обратимый характер. Потери нефти за счет диффузии пренебрежимо малы, и при надземной прокладке трубопровода любая жидкость, выступившая на его поверхности, в условиях пустыни быстро испарится на солнце. При прокладке нефте- или продуктопроводов в населенных или природоохраняемых зонах обычно используют многослойные ПЭ трубы с барьерными слоями из алюминия или полимерных материалов, предотвращающими диффузию углеводородов в окружающую среду.

Применение ПЭ труб в нефтегазовой отрасли

ПЭ трубы применяются в нефтегазовой отрасли с 1980-х годов. Существует два способа их применения – для

строительства полиэтиленовых трубопроводов и в качестве лайнера для стальных труб.

Полиэтиленовые трубопроводы могут использоваться для транспортировки нефти и других сред, если рабочие давления относительно невысоки – максимум 25 бар. Трубы могут прокладываться как в траншеях, так и над землей. Трубы для надземной прокладки иногда изготавливают с тонким соэкструдированным защитным слоем специальной ПЭ композиции белого цвета – для снижения нагрева от прямых солнечных лучей. Требования к трубам для различных применений в нефтегазовой отрасли оговорены в стандартах ASTM 2513 и API 15 LE.

Лайнирование с плотным прилеганием. Первыми начали использовать технологию восстановления корродированных трубопроводов ПЭ лайнером с плотным прилеганием газовые компании, такие как British Gas. Плотное прилегание достигается за счет использования ПЭ трубы с диаметром, превышающим внутренний диаметр санируемой стальной трубы. Перед протяжкой ПЭ труба так или иначе обжимается – например, при помощи роликов или специальной фильеры, а после протяжки и снятия продольной нагрузки расширяется и плотно прилегает к вмещающей трубе.

При эксплуатации такого трубопровода внутреннее давление воспринимается стальной трубой, а ПЭ труба выступает в качестве барьера, защищающего стальную трубу от контакта с транспортируемой средой и предотвращающего коррозию. Это решение применимо и для систем ППД, и для систем нефтесбора. Рабочее давление в таких трубопроводах может достигать 350 бар, а температура – до 70°C в системах ППД и до 65°C – в выкидных линиях.

Важность использования высококачественного ПЭ 100

Развитие трубных марок полиэтилена шло по пути поиска баланса между прочностью и вязкостью. Введение ISO 9080 внесло логическое обоснование в разработку полимерных труб, дав возможность оценки их длительной (50/100 лет) работоспособности на основании дан-

ных краткосрочных испытаний при нормальных и повышенных температурах.

Если длительная прочность материала характеризует рабочее давление трубы, то его вязкость или стойкость к растрескиванию определяет срок ее службы. Это наблюдается и на практике – разрушение ПЭ труб при отсутствии значительного превышения рабочего давления происходит не пластично, а путем распространения трещин от дефектов или концентраторов напряжений. Поэтому производители трубного сырья прилагают большие усилия для улучшения сопротивляемости материала медленному распространению трещин. Марки ПЭ 100 с повышенной стойкостью к распространению трещин (HSCR-PE-100 RC) лучше всего подходят для применения в технологиях лайнирования с плотным прилеганием, где вязкость и стойкость к растрескиванию являются критическими.

Пример 1: трубопровод сырой нефти на месторождении Сим-Сим, Оман

В 1990-е годы компания Petroleum Development Oman (PDO) начала реализацию программы по сокращению потерь нефти и оздоровлению окружающей среды. Два года исследований показали, что в районе Нимр 45% всех протечек происходят на двух месторождениях – Варад и Сим-Сим. Было принято решение о полной замене на месторождении Сим-Сим всех низконапорных стальных трубопроводов и коллекторов на полиэтиленовые и лайнировании ПЭ трубами трубопроводов высокого давления. Для этой цели были выбраны трубы местного производства, изготовленные из черного ПЭ 100 компании Borealis. Для PDO и Shell Global Solutions это был первый опыт использования ПЭ труб.

Главной проблемой при проектировании трубопроводов Сим-Сим были условия эксплуатации: коррозионно-агрессивная водонефтяная эмульсия (обводненность 80%) с температурой 50°C под давлением 10 бар. Для ПЭ трубопроводов был задан срок эксплуатации 15 лет, что намного превышало двухлетний срок службы стальных труб.

По решению PDO первые трубы ПЭ 100 были проложены для замены стальных нефтепроводов. Было поставлено в общей сложности 19 км труб ПЭ 100 SDR 6

диаметром 6 и 12 дюймов (160 и 315 мм). Первый полиэтиленовый нефтепровод на месторождении Сим-Сим был построен 21 декабря 1996 года. В этом первом проекте использовались стандартные трубы черного цвета, однако поскольку черная поверхность на солнце в оманской пустыне может нагреваться до 80°C и более, трубы надземной прокладки укрывались небольшим навесом. В последующих проектах использовались трубы с защитным наружным слоем белого цвета, который позволил обойтись без сооружения навеса. Было принято решение о проведении на начальной стадии программы серии испытаний для изучения поведения ПЭ труб при длительной транспортировке углеводородов. На трубопроводах было установлено семь фланцевых катушек, первые шесть из которых извлекались с интервалом один месяц, а последняя – после 12-ти месяцев эксплуатации.

Первоначальные испытания в течение первого года эксплуатации не выявили никаких признаков ухудшения состояния труб. Эти трубопроводы работают уже 14 лет, транспортируя сырую нефть с температурой 50°C и не требуя какого-либо ремонта или обслуживания. Для оценки их состояния и остаточного срока службы из них были взяты образцы труб, проработавших 14 лет (168 месяцев), которые были исследованы на основные показатели.

Для оценки влияния диффузии углеводородов за период эксплуатации образцы отбирались с внутренней и наружной поверхностей труб, а также из середины трубной стенки.

Как видно из табл. 2, величина термостабильности внутреннего слоя трубы, контактирующего с водонефтяной эмульсией, ниже, чем у среднего или наружного слоев. Это говорит о том, что нефть может реагировать с антиоксидантами в полимерном материале, но скорость этого окисления настолько мала, что оно практически не влияет на свойства материала. Результаты испытаний на разрыв подтверждают этот вывод, поскольку снижение прочности на разрыв и удлинения при разрыве отмечено не на внутренней, а на внешней поверхности трубы, которая подвергалась воздействию высоких температур из-за солнечной радиации. Это свидетельствует о том, что тепловое старение влияет на механические свойства материала труб гораздо сильнее,

Таблица 2. Термостабильность и прочностные характеристики ПЭ нефтепроводов после 14-ти лет эксплуатации

Показатель	Внутренний слой	Средний слой	Наружный слой
Термостабильность при 200°C, мин.	44,1	58,7	56,7
Модуль упругости, МПа	847	833	865
Предел текучести, МПа	26,0	25,7	25,7
Напряжение при разрыве, МПа	18,0	17,7	14,2
Удлинение при разрыве, %	426	416	379

Таблица 3. Изменение свойств ПЭ труб в процессе эксплуатации

Продолжительность эксплуатации, мес.	Разрушающее давление, бар	ПТР при 5 кг, г/10 мин.	Предел текучести, МПа	Плотность, г/см ³
1	85,6	0,548	21,3	0,966
2	86,8	0,571	19,4	0,941
3	85,4	0,581	18,7	0,991
4	92,2	0,565	18,7	0,990
5	87,5	0,578	21,2	0,974
6	87,5	0,601	21,3	0,989
12	90,9	0,516	21,0	0,979
168 (14 лет)	97,8	0,501	23,2	0,970

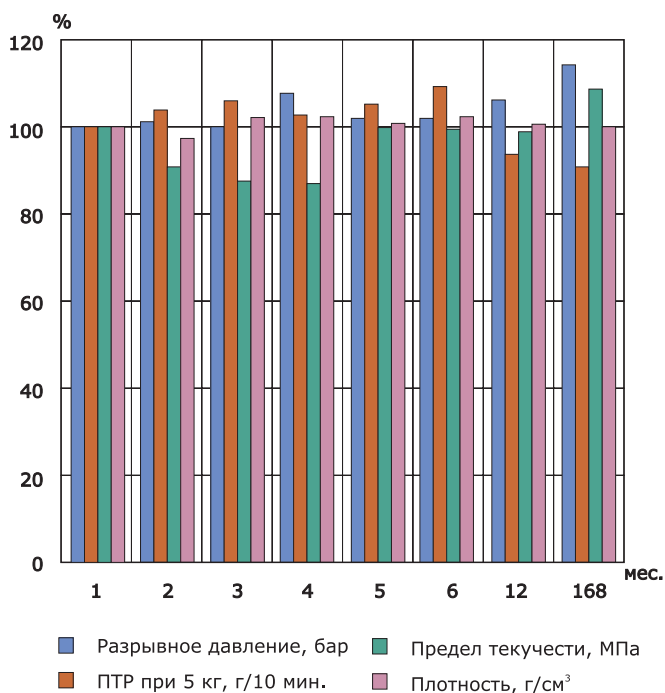


Рис. 1. Изменения свойств материала труб в процессе эксплуатации

чем диффузия углеводородов через стенку трубы. Других изменений в прочностных показателях труб не выявлено.

Результаты исследований труб за первый год эксплуатации приведены в табл. 3.

Изменения выбранных характеристик в процентах относительно исходных значений показаны на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что трубы из ПЭ 100 можно использовать для транспортировки сырой нефти в течение многих лет, и при этом их механические свойства не претерпевают сколь-либо существенных изменений. При проектировании конкретных трубопроводов особенности их эксплуатации могут быть учтены в ходе проектирования.

Эти трубопроводы безотказно работают с 1996 года, выработав свой расчетный 15-летний ресурс. Несмотря на жесткие условия эксплуатации, признаков ухудшения их технических характеристик не выявлено (рис. 2). По оценкам, сделанным на начальной стадии проекта, экономия за счет эксплуатации только одного нефтепровода протяженностью 1,9 км должна была составить более 1 млн долларов. Поскольку с 1998 года в эксплуатации находятся более десяти таких трубопроводов, общая экономия за этот период, несомненно, составила гораздо большую сумму.

Пример 2: нагнетательные линии систем ППД на месторождениях Омана

Нефтяная компания Daleel ведет добычу нефти в Султанате Оман в пустыне к западу от столицы султаната г. Маската. Для поддержания пластового давления и по-

Рис. 2. Трубопроводы надземной прокладки, проработавшие 14 лет



вышения нефтеотдачи традиционно используются пластовые воды, нагнетаемые в нефтеносные пласты через систему скважин. По мере старения месторождений содержание сероводорода и других примесей в подтоварных водах растет, что ведет к быстрой коррозии стальных труб. Порывы нагнетательных труб наносят большой ущерб окружающей среде, поэтому трубопроводы систем ППД подлежат частой замене.

В рамках одного из проектов компания United Pipeline Middle East выполнила санацию 30 км 8-дюймовых нагнетательных трубопроводов с использованием своей технологии Tite Liner. Для обеспечения максимальной долговечности трубопроводов применялся лайнер, изготовленный из ПЭ 100 марки BorSafe HE3490-LS-H, обладающей повышенной стойкостью к распространению трещин, образующихся при повреждениях наружной поверхности трубы в ходе строительно-монтажных работ.

ПЭ трубы изготавливались на одном из местных заводов и доставлялись на площадку отрезками по 19 м длиной. Отрезки сваривались в плеть, которая затем пропусклась через гидравлический роликовый обжимной блок для уменьшения диаметра и затягивалась в стальную трубу. По окончании протяжки и снятия тянущего усилия ПЭ труба увеличивалась в диаметре,

плотно прилегая к внутренней поверхности вмещающего трубопровода и надежно защищая его от коррозии.

Заключение

Коррозия стальных трубопроводов является важной проблемой нефтегазовой отрасли и причиной значительных дополнительных затрат, в первую очередь, на регулярную замену труб. Одним из решений этой проблемы является применение ПЭ труб – для строительства трубопроводов в тех случаях, когда позволяют рабочие давление и температура, либо в качестве лайнера для стальных труб, когда давление и температура превышают допустимые для ПЭ труб значения.

Рассмотренные здесь два проекта убедительно показывают перспективы применения ПЭ труб для продления срока службы промысловых трубопроводов. ПЭ трубопроводы на месторождении Сим-Сим находятся в эксплуатации уже 15 лет, в то время как средний срок службы стальных труб в этих условиях составляет 2 года. Их применение позволило не только существенно снизить риск загрязнения окружающей среды, но и сэкономить многие миллионы долларов на замене труб.

