

Кроме того, циклическое замерзание и оттаивание могут привести к нежелательным деформациям трубы или образованию местных напряжений. Для предотвращения замерзания внутри траншеи необходимо контролировать два важных фактора: отсутствие воды и тепловое равновесие.

Первый фактор необходимо контролировать путем строительства сухих траншей; второй – путем установки изоляционных плит поверх трубопроводов и внутри траншеи. Цель специальных траншей – обеспечить безопасность трубопровода в случае расчетного землетрясения. На переходе через тектонический разлом №1 Alt должны применяться расширенные траншеи. Для обратной засыпки траншей необходимо использовать чистый песок, либо легкий материал [3].

Для предотвращения появления воды в траншее трубопровода, с учетом гидрогеологических и морфологических условий, на переходе через тектонический разлом разработаны водонепроницаемые траншеи.

Данное решение предусматривает применение сухих траншей, защищенных от окружающего грунта с помощью гидроизоляции, которое реализуется посредством укладки листов водонепроницаемой геомембраны из полиэтилена высокой плотности по всей поверхности траншеи (дно и стены).

Таким образом, проектирование трубопровода необходимо осуществлять на основе двух принципов:

- ✓ трубопровод должен выдержать «проектное землетрясение» без повреждений, либо с минимальными повреждениями, при этом перерыв в работе трубопровода должен быть минимальным при отсутствии необходимости в крупном ремонте.
- ✓ трубопровод должен выдержать «максимальный проектный уровень землетрясения» без разрушения, при этом возможны существенные повреждения, которые приведут к перерыву в работе трубопровода и потребуют проведения ремонтных работ на одном или нескольких участках.

Литература

1. Проект Сахалин II: Этап 2. Анализ пересечений разломов нефтепровод 20" и газопровод 20" – разлом 1Alt» / Документ № 5600-Z-90-42-T-9002-00, 2008. – 51 с.
2. Проект Сахалин II: Этап 2. Основы проектирования переходов тектонических разломов / авторы. – Документ № 5600-Z-90-42-T-9006-00, 2008. – 116 с.
3. Проект Сахалин II: Этап 2. Конструкция траншей в зависимости от категории разлома – оценка взаимодействия труба-грунт» / Документ №. 5600-Z-90-42-T-9003-00-P2, 2007. – 127 с.
4. Суцев Т.С. Повышение безопасности магистральных нефтепроводов на участках пересечений с активными тектоническими разломами: Автореферат...дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 26 с.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОРЫВАХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ И В ПОЙМЕННОЙ ЗОНЕ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

Л.Х. Тюлькин

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитая система трубопроводного транспорта и его эффективная работа в настоящее время является одним из важнейших факторов, наряду с добычей и переработкой нефти, обуславливающих успешную деятельность любого нефтегазодобывающего предприятия, от деятельности которых зависит и экономика страны. В связи с этим выбранная тематика, несмотря на узкую направленность, входит в актуальное русло проблем энергетики России и обращает внимание на существующую в настоящее время проблему неэффективной эксплуатации промышленных трубопроводов в силу их высокой подверженности авариям.

Согласно статистике, проведенной в ОАО «Томскнефть» ВНК с 2009 по 2014 года, количество отказов на промысловых трубопроводах стало меньше лишь благодаря вовремя проведенным профилактическим работам – с 20,8 % снизилось до 12,9 %. Но профилактические мероприятия не являются решением проблемы, поскольку сами отказы связаны в первую очередь с коррозионным износом трубопроводов, что вновь повлечет за собой рост порывов. Отказы на промысловых трубопроводах наносят большой экономический ущерб не только из-за потерь продукта и нарушения работы нефтедобывающего оборудования, но и сопровождаются затратами на ликвидацию последствий аварии со стороны эксплуатирующего предприятия: существенный урон экологии – это загрязнение окружающей среды, гибель флоры и фауны; возникновение пожаров и даже человеческие жертвы.

Именно поэтому к трубопроводам предъявляются очень высокие требования, одним из которых является герметичность. Ведь именно безаварийная работа системы трубопроводов позволяет доставить весь объем добытой нефти для переработки и далее до потребителя.

Главная отличительная черта географии предприятия: разбросанность месторождений, большинство из них находится в труднодоступных Васюганских болотах. На сегодняшний день предприятие эксплуатирует 32 месторождения, которые находятся на большом расстоянии от города Стрежевой: 500 км на юго-запад – Крапивинское, 400 км на юго-восток – Лугинецкое, 100 км на северо-восток – Вахское. Степень заболоченности достигает до 80%. Коэффициент густоты речной сети – 0,32.

На всем протяжении нефтесборные трубопроводы имеют более 200 пересечений с водными объектами различного типа и ширины (крупные и мелкие реки, протоки, озера и т.д.), а так же со множеством ручьев и водотоков, являющихся частью водосборного бассейна таких крупных рек как Обь, Васюган и Вах.

Общая протяженность действующих трубопроводов системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК (нефтесборные и напорные коллектора) на конец 2014 года составляла более 3500 км, что более чем на 1200 км больше чем в 2009 году. В эксплуатации, в зависимости от объема перекачиваемого продукта, находятся трубопроводы очень широкого диапазона диаметров: от 73 до 630 мм.

Не смотря на то, что Общество ежегодно тратит значительные суммы на строительство новых трубопроводов, а так же на ремонт и реконструкцию трубопроводов выработавших свой ресурс, основной объем составляют трубопроводы с наработкой более 10 лет. Общая протяженность трубопроводов с наработкой более 10 лет за период с 2009 по 2014 гг. увеличилась с 35 % до 60 %.

Основной причиной отказов (79 %) является внутренняя ручейковая и питтинговая коррозия стенки основной трубы. В остальных же случаях (21 %) причиной отказов явилась разгерметизация трубопроводов по кольцевым сварным соединениям, запорной и регулирующей арматуре, а так же коррозия фасонных частей в результате различных факторов.

В последние годы в ОАО «Томскнефть» ВНК трубопроводам уделяется особое внимание: принята специальная программа повышения надежности трубопроводных сетей. Несмотря на то, что протяженность новых трубопроводов предприятия постоянно увеличивается, за последние 5 лет количество отказов на них снизилось почти на 45 %. Такие показатели были достигнуты благодаря постоянным профилактическим работам: капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов, запуск и приём очистных устройств, использование ингибитора коррозии и внедрению новых технологий в части диагностики нефтепроводов.

Основная задача при ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов на водной поверхности – ни при каких обстоятельствах не допустить загрязнения береговой полосы, так как в этом случае затраты на ликвидацию последствий аварии возрастают многократно. Сложность устранения аварийных разливов на водных поверхностях заключается в том, что возникает необходимость привлечения дорогостоящего оборудования и спецтехники (моторные лодки, боновые заграждения, нефтесборное оборудование и техника). Дополнительная сложность заключается (в большинстве случаев) в отсутствии подъездных путей для спецтехники. Не стоит так же забывать о том, что пластовая вода (сеноман) полностью растворяется в воде (в отличие от нефти) и приводит к гибели растительного и животного мира.

Метод, который используется в ОАО «Томскнефть» для предотвращения аварий на водных переходах – это монтаж резервной линии параллельно основной части трубопровода. В случае порыва основной линии, работа трубопровода переводится на резервную линию, что сокращает время выброса транспортируемого продукта в окружающую среду без остановки работы трубопровода в целом. Но данный метод не исключает попадания вредных веществ в окружающую среду (требуется время на поиск места отказа, прибытие аварийной бригады и перевод работы трубопровода на резервную линию). Существующие методы защиты трубопроводов (электрохимическая, ингибиторная) только замедляют процесс коррозии, но не предотвращают аварии на трубопроводах полностью.

Предлагаемый группой специалистов ОАО «Томскнефть» метод обустройства переходов трубопроводов через водные преграды и пойменные участки водных объектов полностью исключает попадание вредных веществ в окружающую среду при разгерметизации трубопроводов на данных участках.

При обустройстве переходов через водные объекты (реки, озера и т.д.) на трубопровод монтируются температурные компенсаторы и герметичный кожух, окончания которого расположены за границами пойменной зоны водного объекта, на расстоянии предотвращающем, в случае порыва, попадание транспортируемого продукта в водный объект (рис. 1). Свободное пространство между кожухом и трубопроводом заполняется нейтральной жидкостью с добавлением ингибитора коррозии под атмосферным давлением.

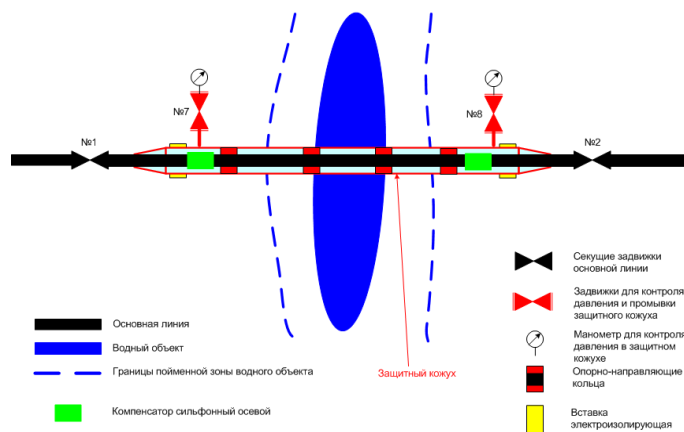


Рис. 1. Схема обустройства перехода трубопровода через водные преграды

В данном случае не происходит выброса рабочей жидкости в окружающую среду, т.к. трубопровод продолжает работать в нормальном режиме и размыва кожуха не произойдет по причине быстрого уравнивания давления между рабочей трубой и полостью кожуха. Скорость коррозии стенок основного трубопровода будет намного выше по сравнению со скоростью коррозии металла защитного кожуха, т.к. в защитном кожухе жидкость находится в спокойном состоянии, а в основном трубопроводе жидкость находится в движении (происходит разрушение оксидной пленки на поверхности металла), что значительно увеличивает скорость коррозии (чем больше скорость потока жидкости, тем больше скорость окисления металла). Так же в основном трубопроводе присутствует такой фактор как эрозия (механический износ нижней образующей трубы абразивными частицами вымываемыми из рабочего пласта). В то же время защитный кожух застрахован от размыва стенки турбулентными потоками, образующимися в результате завихрения жидкости в местах разрушения основного трубопровода, благодаря установке на основной трубе опорно-направляющих «колец-спейсеров».

Разность температурного удлинения между рабочей трубой и кожухом уравнивается с помощью установленных температурных компенсаторов. Современным способом продления срока эксплуатации трубопроводных систем является использование сильфонных металлических компенсаторов. Они позволяют исключить различные деформации, которые происходят в трубопроводах из-за постоянного перепада температур, давления и разного рода вибраций. Отсутствие компенсаторов на трубах может привести к таким нежелательным последствиям, как изменение длины трубы, при температурном расширении-сжатии металла трубы, это в дальнейшем приведет к разрыву трубопровода.

Трубопроводные системы с постоянной рабочей средой, как правило, подвергаются воздействию температурных расширений, изменению давления, различного рода вибрациям. Для устранения подобного рода воздействий необходима установка гибких элементов, которые будут способствовать компенсации вибраций, и как следствие этого способствовать предотвращению повреждения трубопроводной системы.

Компенсаторы являются оптимальным решением в случаях, когда система трубопроводных линий не способна компенсировать воздействие различного рода вибраций и температурных расширений. В этих случаях компенсатор берет на себя функцию гибкого звена в трубопроводной системе.

Сильфонные металлические компенсаторы имеют малые габариты, могут устанавливаться в любом месте трубопровода при любом способе его прокладки, не требуют строительства специальных камер и обслуживания в течение всего срока эксплуатации. Применение сильфонных компенсаторов обеспечивает надежную и эффективную защиту трубопроводов от статистических и динамических нагрузок, возникающих при температурных деформациях, вибрациях и гидроударах, возникающих в трубной системе при эксплуатации.

Металлические компенсаторы, благодаря использованию при изготовлении сильфонов высококачественных нержавеющей сталей, способны работать в самых жестких условиях с температурами рабочих сред от «абсолютного нуля» до 1000 °С в агрессивных средах и воспринимать рабочие давления от вакуума до 100 атм.

Преимущество данного способа монтажа переходов трубопроводов через природные и искусственные преграды заключается в том, что полностью исключено попадание вредных веществ в окружающую среду, и не требуется остановка работы трубопровода в целом, что положительно сказывается на работе трубопровода и всего оборудования применяемого в процессе добычи нефти в целом. Соответственно значительно снижаются затраты от остановок фонда скважин и ремонта оборудования.

В ходе написания данной статьи я рассмотрел и проанализировал различную информацию для решения следующих задач:

- ✓ Приведена характеристика трубопроводной системы транспортировки нефти ОАО «Томскнефть» ВНК, и выявлены основные факторы производства, влияющие на повышение риска аварийности: большой объём трубопроводов имеет наработку более 10 лет, ежегодный прирост протяженности действующих трубопроводов и ежегодный рост объёмов добычи, рост обводненности перекачиваемой жидкости и высокий коррозионный состав добываемой нефти.
- ✓ Проведен анализ аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК и анализ используемых методов по предотвращению. За последние пять лет количество аварий снизилось лишь благодаря вовремя проведённым профилактическим работам – с 20,8 % снизилось до 12,9 %. Но такое снижение количества аварий является лишь следствием своевременно проведенных мероприятий по предупреждению отказов на трубопроводах: капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов, запуск и приём очистных устройств, использование ингибитора коррозии. Саму проблему эти действия не устраняют. Поэтому необходимы поиски новых методов и их внедрение.
- ✓ Предложен и рассмотрен новый метод и дано экономическое обоснование его применения. Общая стоимость дополнительных материалов защитного кожуха согласно расчета составляет 4 351 494 руб. Стоимость строительно-монтажных работ, составляет 7 265 386 руб. Итого затраты на модернизацию трубопровода 11 616 880 руб. Сметная стоимость строительства рассматриваемого нефтесборного коллектора «куст20-УПСВ-8» составляет 46 050 000 руб.
- ✓ Проведено сравнение с возможными затратами при применяемом методе: экологический ущерб составляет 40 125 800 руб. Затраты на ликвидацию аварии составляют 14 887 634 руб. Потери в добыче нефти 506 412 руб. Итого потери от ликвидации аварии и ее последствий 55 519 846 руб.

В результате произведенных расчетов делаем вывод о том, что затраты на обустройство водного перехода по предложенной схеме увеличат стоимость строительства трубопровода на 20 %, в то время как

затраты на ликвидацию аварии, ее последствий и восстановление окружающей среды составляют 55 519 846 руб., что является экономически невыгодно и неэффективно.

Реализация предложенного комплекса мероприятий по совершенствованию системы трубопроводного транспорта в ОАО «Томскнефть» ВНК положительно скажется на росте объемов добычи нефти, кроме того улучшит условия труда работников данной компании. В связи с чем, предложенную систему мер можно считать эффективной и экономически выгодной.

Литература

1. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
2. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».
3. ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов».
4. «Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства» утвержденная Приказом Минприроды РФ №87 13.04.2009 г.

ПРОВЕДЕНИЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ НАДЗЕМНОЙ И ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА «ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ»

3. А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» является логичным шагом в ответ на постепенное истощение действующих месторождений Западной Сибири, Татарстана и Башкирии на фоне начала разработки крупных месторождений севера Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края. Протяженность трассы по проекту составляет 487 км (310 км – надземная прокладка, 177 км – подземная прокладка), более половины её длины находится за полярным кругом [2]. Предусмотрено строительство двух нефтеперекачивающих станций, линейная часть состоит из труб диаметром 1020 мм (336 км) и 820 мм (151 км) с многослойным изоляционным покрытием (табл. 1) [4].

Таблица 1

Изоляционное покрытие труб нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

	Надземная прокладка		Подземная прокладка	
	Материал	Толщина, мм	Материал	Толщина, мм
Антикоррозионное покрытие	Заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие	-	Заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие	-
Теплоизоляция	Заливочный пенополиуретан	100	Заливочный пенополиуретан	75
Защитная оболочка	Спирально-замковая оболочка из оцинкованной стали	1,5	Спирально-замковая оболочка из стали с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием	1,5

К особенностям, осложняющим реализацию данного проекта, относятся:

- суровые климатические условия региона;
- высокая вязкость перекачиваемой нефти;
- наличие многолетнемерзлых грунтов.

Первые два условия вызывают необходимость подогрева нефти до температуры 60 °С, обеспечивающей снижение вязкости до уровня, при котором возможна перекачка нефти за счет работы одной головной и одной промежуточной нефтеперекачивающей станций [2]. Высокая температура перекачиваемой нефти оказывает значительное тепловое воздействие на грунт, что в условиях многолетнемерзлых грунтов увеличивает мощность деятельного слоя. Происходящие в нем физико-механические процессы: пучение, криогенное растрескивание, термокары, могут привести к смещению трубопровода от проектного положения, изменению его напряженно-деформированного состояния и возникновению аварийной ситуации [1].

В соответствии принципом сохранения грунтов основания в мерзлом виде основным способом прокладки нефтепровода «Заполярье – Пурпе» выбрана надземная прокладка на свайном фундаменте [3]. Надземная прокладка трубопроводов большого диаметра является технологически очень сложной, требующей больших материальных затрат, однако в условиях данного проекта её использование оказалось целесообразным. К преимуществам можно отнести:

- минимизация теплового воздействия нефти на грунт;
- возможность применения сезонно действующих охлаждающих устройств, увеличивающих несущую способность грунтов;
- меньший уровень коррозионного воздействия по сравнению с подземной прокладкой.