

УДК 620.178

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА, ДИАГНОСТИКИ И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ



MODERN METHODS CONSTRUCTION, DIAGNOSIS AND REPAIR UNDERWATER SECTIONS OF GAS PIPELINES

Иващенко Сергей Викторович

начальник производственного отдела
по эксплуатации магистральных газопроводов
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»
s.ivachenko@tgk.gazprom.ru

Дюка Кирилл Владимирович

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
института «Нефти, газа и энергетики»,
Кубанский государственный технологический университет
kirilldyuka@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры газонефтегазотранспортных систем
и оборудования нефтяной и газовой промышленности,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена современным методам и новым технологиям строительства, диагностики и ремонта подводных участков газопроводов.

Ключевые слова: современные методы, новые технологии, газопровод, подводный участок, строительство, диагностика, ремонт.

Ivachenko Sergey Viktorovich

Head of the Production Department
for the Operation of Main Gas Pipelines
of «Gazprom Transgaz Krasnodar» LLC
s.ivachenko@tgk.gazprom.ru

Dyuka Kirill Vladimirovich

Student Training Direction
21.03.01 «Oil and gas business»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
kirilldyuka@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Gas and Oil Transportation Systems
and Equipment for the Oil
and Gas Industry,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Annotation. This article is devoted to modern methods and new technologies for the construction, diagnostics and repair of underwater sections of gas pipelines.

Keywords: modern methods, new technologies, gas pipeline, underwater section, construction, diagnostics, repair.

Сегодня в условиях совершенствования технологий все большее распространение получают подводные газопроводы.

С ростом технического развития прокладка газопровода по дну морей не становится проще.

В случае если газопровод предполагается укладывать на глубине более 30 метров, то подводными течениями морей можно пренебречь. На данной глубине их воздействие на газопровод минимально, однако возрастает давление, оказывающее деформационное сжатие трубы. Для решения этой проблемы используют металл с улучшенными прочностными характеристиками и увеличенное обетонирование трубопровода.

В случаях, когда течение имеет свойство посезонно меняться на глубинах в пределах 25–30 метров, для защиты от его воздействия предусматривается укладка газопровода в траншее.

На сегодня различают 4 типа укладки подводных трубопроводов (рис. 1).

Рассмотрим технологию строительства газопровода, уложенного в грунт с поверхности воды.

Главным условием для данного типа прокладки является заглубление ниже прогнозируемой глубины размыва дна на предполагаемый период эксплуатации газопровода. Также необходимо учитывать возможность повреждения трубы кораблями, чей маршрут проходит рядом, или от якорения судов.

При укладке трубопровода ниже максимальной глубины размыва грунта достаточно нанести антикоррозионное покрытие. Однако при положительной плавучести необходимо произвести обетонирование или оснастить балластирующими грузами.

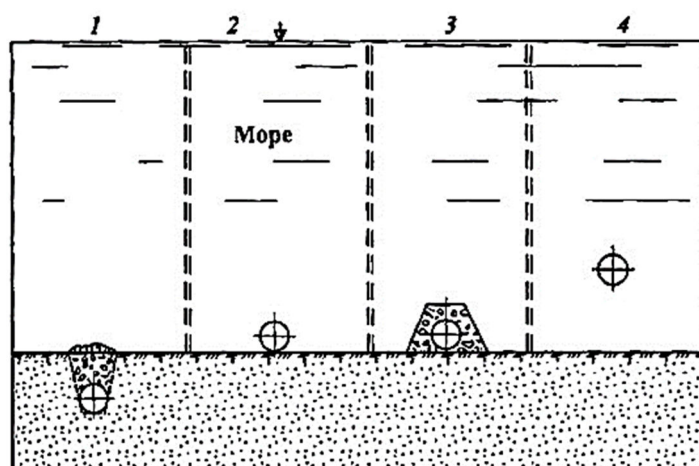


Рисунок 1 – Схема положений подводного трубопровода: 1 – уложенный в грунт; 2 – на поверхности дна; 3 – в обваловке на дне; 4 – в воде

Трубы для укладки готовят заранее. Это может быть как заводское исполнение, так и самой строительной организацией. Перед покрытием изоляцией трубы проходят входной контроль и очистку. После нанесения изоляции трубы подвергаются армированию и обетонированию. Для схватывания бетона необходимо выдержать изделие 24 дня. Стоит отметить, что не вся поверхность трубы подвергается нанесению изоляции и бетона. 250 мм с каждой стороны оставляют для удобства сваривания.

Существует два типа подводной прокладки трубопровода: S- и J-образные (рис. 2 и 3). Большую популярность приобрел S-образный, так как позволяет избежать лишней нагрузки на металл трубы, а также более прост в работе.

Однако даже в случае такой прокладки сваренная из труб плеть может сломаться. Для недопущения этого за трубоукладочным судном на несколько десятков метров тянется стингер – специальное ложе, уменьшающее радиус наклона уходящей вниз плети. На судне также установлено натяжное устройство, прижимающее трубы книзу и снижающее нагрузки на изгибы. Если укладку по какой-либо причине требуется прервать, вместо очередной трубы к плети приваривают герметичную заглушку с креплениями и плеть «сбрасывают» на дно. При возобновлении работ другой корабль подцепит заглушку тросом и вытянет плеть обратно наверх.

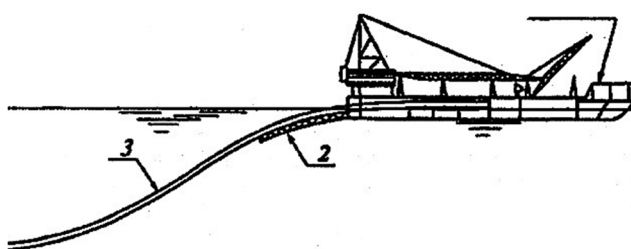


Рисунок 2 – S-образный способ прокладки трубы

После сварки труб и проведения проверки методами неразрушающего контроля соединительные швы защитят с помощью термоусадочного полиэтиленового рукава, металлического кожуха и пеноматериала.

Для прокладки трубопровода в траншее используют специальные глубоководные аппараты, осуществляющие процесс рытья траншеи, укладку плети и засыпку трубы грунтом. Также используют аппараты для подводной сварки труб как автоматическим методом, так и ручным.

Зачастую, с учетом постепенного падения давления по всей длине газопровода, в целях экономии закладывают в технических решениях уменьшение диаметра и толщины стенок труб. Такое решение принимается с учетом постепенного падения давления по всей длине.

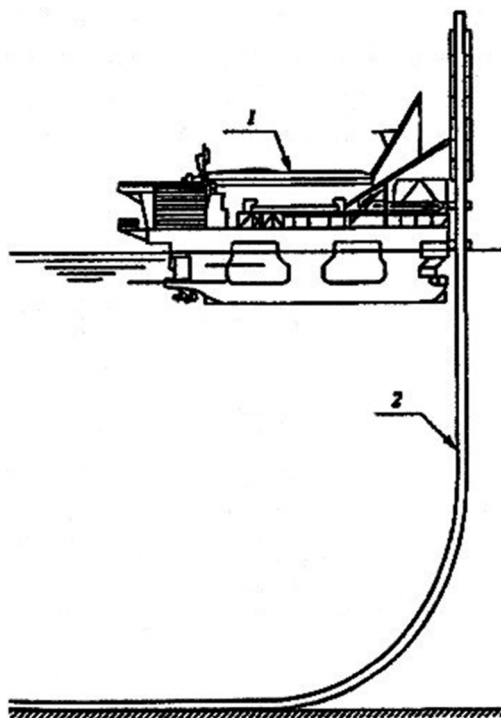


Рисунок 3 – J-образный способ прокладки трубы

Для предотвращения размыва грунта засыпанной траншеи используют специализированную сетку, прикрепленную к дну специальными анкерами.

Для диагностики подводных газопроводов используют специальные снаряды, запущенные внутри трубы, суда и роботы со специализированной аппаратурой, а также водолазов для внешнего осмотра. Данные средства диагностики являются весьма трудозатратными и могут не давать полную картину процессов, протекающих внутри.

Сейчас все чаще применяют для контроля состояния подводных трубопроводов встроенные оптоволоконные датчики. Современные волоконно-оптические технологии делают возможным мониторинг таких параметров, как деформация, температура и акустика непрерывно по всей длине оптоволоконна на десятки километров, обеспечивая неоспоримое преимущество – пространственную непрерывность измеряемого параметра.

При необходимости контроля состояния трубопроводов с целью обнаружения и локализации мест утечек газа, использование систем распределённого мониторинга, как правило, является более эффективным и экономичным решением, чем установка огромного числа температурных датчиков вдоль всей области измерения.

Пространственное разрешение анализатора составляет 1 м, что позволяет средствами ПО разбить контролируемый участок длиной 50 км на 50 тыс. датчиков.

Волоконно-оптические технологии также позволяют создавать современные программно-аппаратные измерительные комплексы мониторинга скважин, добыча из которых осложнена, для регистрации температуры и других параметров (акустических шумов и забойного давления) в режиме реального времени. Что обеспечивает высокую информативность, оперативное поступление данных в распоряжение специалистов и максимально удобные условия для реализации технологических исследований и диагностики нештатных ситуаций.

В оптическом волокне рассеивание может происходить на акустических волнах (вынужденное рассеяние Мандельштам-Бриллюэна (ВРМБ), Бриллюэновское рассеяние), молекулярных колебаниях (Комбинационное рассеяние света (Рамановское рассеяние)) и неоднородностях материала (Рэлеевское рассеяние).

Системы DTSX от Yokogawa, построенные на комбинационном рассеивании света, вычисляют температуру на основе регистрации фотоприемником анализатора 2-х компонент в обратном рассеянном свете, причем амплитуды стоксовой компоненты и особенно антистоксовой – зависят от температуры, а значения температуры определяются, как отношение интенсивностей этих компонент.

Таким образом, используя излучение лазерного импульсного источника, DTSX определяет температурно зависимые изменения в частоте сигнала, которые возникают вдоль всей длины оптоволокна, и вычисляет точное местоположение изменений температуры, анализируя время, за которое обратно рассеянный свет возвращается к анализатору.

Принцип действия волоконно-оптических датчиков основан на конвертировании измеряемой величины в световой сигнал (рис. 4). Далее полученный сигнал обрабатывается приемником, а приемник, в свою очередь, пересылает этот сигнал в обрабатывающий центр для интерпретации и использования полученных данных. Световой поток, передаваемый по оптическому волокну источником, может изменяться и отличаться по частоте, фазе, амплитуде импульсов и поляризации, также световой поток можно увеличивать или уменьшать.

Волоконно-оптические датчики можно разделить на два основных вида:

Датчики, где оптическое волокно является передатчиком сигнала. Такие датчики используют оптическое волокно в качестве элемента для передачи светового сигнала от источника света к датчику и от датчика к приемнику. Факторами, влияющими на результат измерения величин и характеристик, могут быть: изменение интенсивности светового потока, изменение длины волны и фильтрация длины волны светового потока, передаваемого по оптоволокну.

Датчики, где оптическое волокно является чувствительным элементом. В таких датчиках оптическое волокно изменяет свои передающие характеристики. Оптоволокну помимо передатчика являются датчиком. Параметр, который измеряется воздействует на характеристики волокна, что в свою очередь влияет на характеристики передаваемого по нему светового луча.

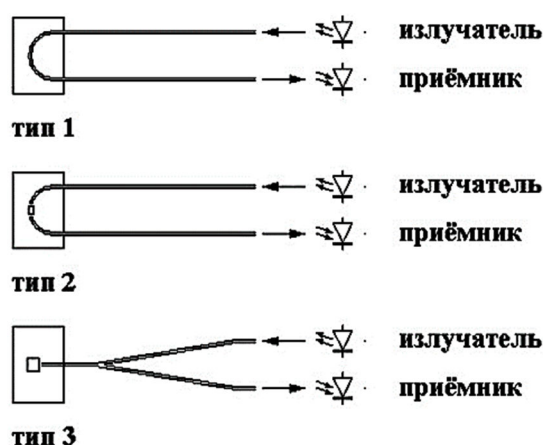


Рисунок 4 – Типы волоконно-оптических датчиков: 1 – регистрация изменения характеристик под внешним воздействием; 2 – регистрация изменения светового потока, проходящего через проводник; 3 – регистрация изменения светового потока, проходящего через проводник, установленный на противоположном конце от источника света

Отдельным пунктом стоит отметить подводный ремонт газопроводов.

Выделяют 2 способа: подъем плети на поверхность и замену поврежденного участка – подводный ремонт.

В случае подводного ремонта используют специальные аппараты, которые захватывают трубу лапами и помещают в герметичную камеру. В ней происходит удаление поврежденного участка и врезка катушки. Все это может происходить в полуавтоматическом режиме или с привлечением обученного персонала.

Существует также второй метод, когда поврежденный участок закрывают обжимными композитными муфтами УКМТ (рис. 5). Важно, что ремонт проводится на действующем трубопроводе без остановки перекачки продукта или сброса давления. Задача ремонта сводится не к восстановлению прочности и несущих свойств трубопровода, а к обеспечению надежной фиксации формы деформированного участка.

Очевидно, что напрашивается фиксация формы трубы с помощью установки поверх трубы неснимаемой стальной опалубки с заполнением полости между трубой и наружной обечайкой фиксирующим раствором (композитным бетоном), который по сле

застывания образует чрезвычайно прочную монолитную конструкцию. Однако главной сложностью при выборе такого решения является изготовление саркофага с обечайками, точно соответствующими форме конкретного деформированного участка трубы бопровода.

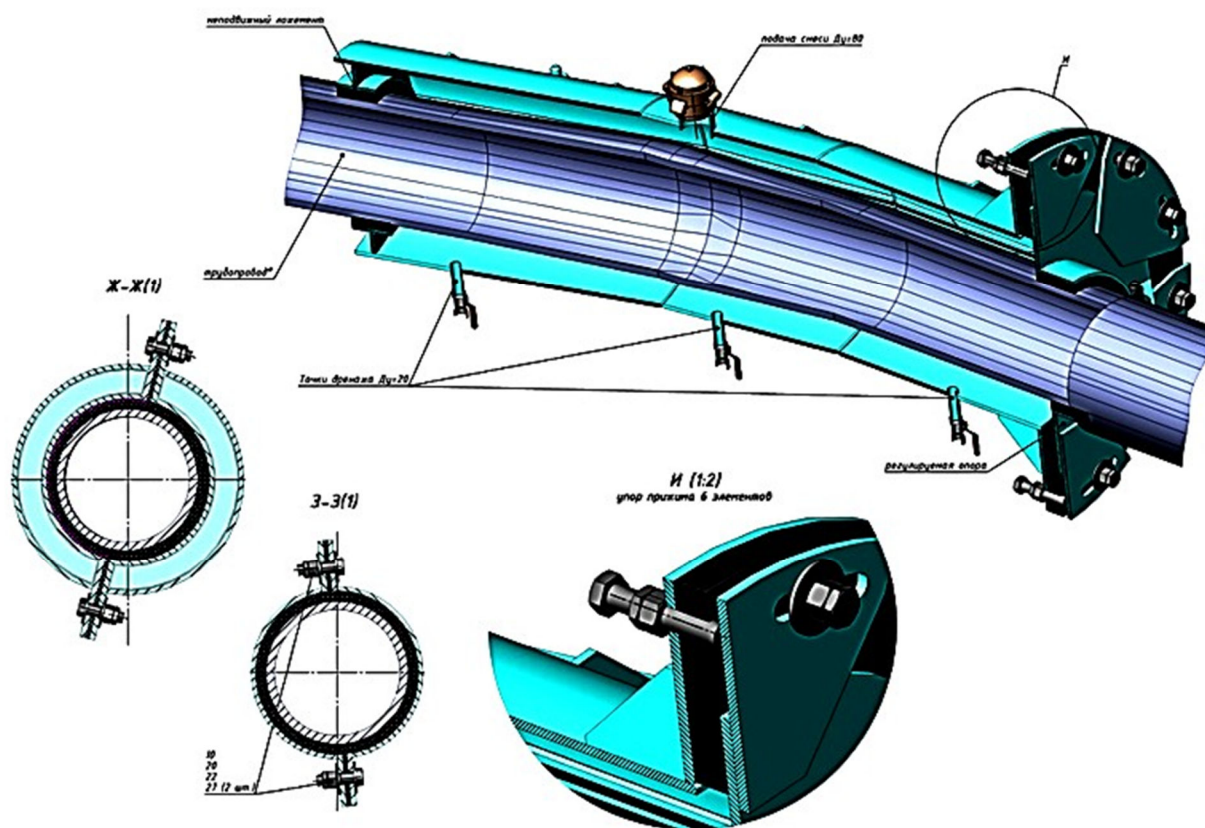


Рисунок 5 – Обжимная муфта

Межтрубное пространство заполняется не эпоксидным, а полимерным составом, что улучшает эксплуатационные характеристики трубопровода после ремонта. Конструкция муфты такова, что во время ремонта позволяет полностью удалить воду перед заполнением межтрубного пространства.

Литература

1. Шиян С.И. Предупреждение геоэкологических последствий от аварий путем оперативного управления технологическими процессами в сложнопрофилированном трубопроводе (на примере морского участка трубопровода «Россия-Турция») : дис. ... канд. техн. наук / С.И. Шиян; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2005.
2. Шиян С.И. Особенности моделирования технологических процессов транспорта газа / С.И. Шиян, А.В. Бунякин, П.С. Кунина // Научная мысль Кавказа. – 2005. – № 1. – С. 102.
3. Защитные покрытия трубопроводов / А.М. Лаврентьев [и др.] // В сборнике: Referatotech. Материалы II Международной научно-практической конференции : в 2 т. – Краснодар, 2022. – С. 77–81.

References

1. Shiyani S.I. Prevention of geoecological consequences from accidents by operational control of technological processes in a complex profiled pipeline (on the example of the offshore section of the Russia-Turkey pipeline) : dis. ... for the degree of candidate of technical sciences / S.I. Shiyani; Kuban State Technological University. – Krasnodar, 2005.
2. Shiyani S.I. Features of modeling technological processes of gas transport / S.I. Shiyani, A.V. Bunyakin, P.S. Kunina // Scientific Thought of the Caucasus. – 2005. – № 1. – P. 102.
3. Protective coatings for pipelines / A.M. Lavrentiev [et al.] // In the collection: Referatotech. Materials of the II International Scientific and Practical Conference : in 2 vol. – Krasnodar, 2022. – P. 77–81.