

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 Условия работы морских подводных трубопроводов

Факторы или условия, влияющие на выбор конструкции МНГС, были рассмотрены нами ранее. Изучим их применительно к линейным подводным сооружениям – морским трубопроводам.

Проектирование, строительство и эксплуатация морских трубопроводов осуществляются по повышенным требованиям и в отличие от трубопроводов на суше имеют определенную специфику. Отличия обусловлены особыми морскими условиями и их сочетаниями, такими как:

- агрессивная морская среда, обусловленная высоким содержанием солей и, в определенных ситуациях, сернистых соединений;
- подводное размещение;
- отсутствие промежуточных компрессорных станций на протяженных подводных участках;
- воздействия морского волнения, течений и ветра;
- сейсмичность;
- сложный рельеф дна (в том числе на участках, граничащих с континентальным шельфом);
- ограниченные возможности подготовки и контроля трассы;
- затрудненность или невозможность реализации стандартного для сухопутных трубопроводов регламента обслуживания и ремонта.

Указанные условия предопределяют специальные меры безопасности морского трубопровода, в частности:

- учет при проектировании морских трубопроводов всех возможных воздействий, которые могут потребовать дополнительной защиты трубопровода, в том числе от внешнего механического воздействия;
- заглубление морского трубопровода на участках его выхода на берег ниже прогнозируемой глубины размыва дна акватории и глубины пропахивания дна ледовыми образованиями, прогнозируемые на весь период эксплуатации сооружения;
- прокладка морского трубопровода без заглубления только при условии обеспечения его проектного положения в течение всего периода эксплуатации;
- оценка на стадии проектирования трубопровода вероятности размыва грунтового основания, образования провисов и их величин – пролетов;

– использование труб из высокопрочных сталей большой толщины и прочие.

Топография. В процессе топографических съемок должны быть выявлены усложняющие факторы, влияющие на надежность трубопровода, такие как препятствия в виде выхода коренной породы, большие глыбы, неустойчивые склоны, песчаные волны, глубокие долины, участки активной эрозии дна.

Данные по топографии должны приниматься во внимание в период оптимизации маршрутов прохождения трассы трубопровода.

Свойства грунтов морского дна. Грунты, из которых сложено дно, оказывают влияние на характеристики трубопровода как в плане транспорта продукта (температурный режим), так и при определении основных конструктивных характеристик. Погружение трубопровода в грунты, имеющие слабую несущую способность, приводит к ухудшению теплообмена с окружающей средой и, вследствие этого, понижению температуры транспортируемого продукта при выходе на берег. Неоднородность несущей способности вдоль трассы объекта может привести к тому, что трубопровод будет погружаться неодинаково, вследствие чего в нем могут возникать напряжения, превышающие прочностные свойства металла труб. Взаимодействие переохлажденного трубопровода на окружающую среду приведет, во-первых, к обмерзанию труб, что вызовет изменение их плавучести и может потребовать дополнительной балластировки, во-вторых, промерзание грунтов морского дна может привести к их пучению и, при определенной неоднородности вдоль трассы, может потребовать увеличения толщины стенки трубы для обеспечения необходимой прочности трубопровода. Также установлены факты самозаглубления проложенных трубопроводов в морское дно, зависящие, в том числе, от свойств грунта.

Волнение. Течения. Волнение и течения будут оказывать воздействие на трубопровод как в процессе строительства, так и в эксплуатационный период. Укладывают подводные трубопроводы на различной, по отношению к горизонту воды, глубине – от нескольких метров до нескольких сот метров. Вертикальные перемещения трубоукладочного судна в результате волнения моря обуславливают увеличение изгибающего момента и напряжений в трубопроводе на вогнутом участке (вблизи дна) и в процессе его укладки. В эксплуатационный период волнения и течения оказывают как совокупное влияние на устойчивость трубопровода (в зоне «мелкой воды»), так и влияние течения (в зоне «глубокой воды»).

Лед. В районах, где возможно формирование льда, необходимо учитывать вероятность ледовых нагрузок на систему трубопроводов, вызываемых в основном ледовой экзарацией, то есть вспахиванием морского дна, вследствие чего требуются дополнительные конструктивные решения по защите трубопровода, как на участке подхода к берегу, так и на

участке пересечения береговой линии. Чаще всего такой мерой защиты служит существенное заглубление трубопровода в морское дно.

Морское обрастание. Морское обрастание в процессе эксплуатации морского трубопровода может привести к увеличению внешнего диаметра трубы и вследствие этого к изменению характера обтекания, что может потребовать пересмотра величин допустимых свободных пролетов и, соответственно, изменения объема планировочных работ на морском дне или толщины стенки трубопровода для обеспечения его прочности.

Некоторые указанные факторы, обуславливающие условия работы морских трубопроводов, кратко рассмотрим на примере двух известных реализованных проектов: «Северный поток – 1» и «Турецкий поток».

Северный поток – 1 (Nord Stream – 1) – это магистральный трубопровод для транспортировки природного газа из России в Германию, проложенный по дну Балтийского моря, общей производительностью 55 млрд м³ в год (2 нитки). Протяжённость подводного трубопровода составляет более 1220 км. На пути следования морской участок газопровода не имеет ни одной перекачивающей станции, что обуславливает необходимость предусматривания проектом сверхвысокого рабочего давления на выходе из компрессорной станции на российском побережье – порядка 22 МПа.



Рисунок 3.1 – «Северный поток – 1»

Основные геоопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации морского участка в части геологической среды и условий рельефа связаны с:

- развитием процессов ледовой экзарации в пределах бухты Портовая;
- выходом на поверхность скальных пород на дне Финского залива;

- высокой степенью расчлененности рельефа на глубоководном участке трассы;
- распространением в прибрежной зоне участка строительства литодинамических процессов.

Не менее важными являются факторы, обусловленные антропогенным происхождением, в частности, для акватории Балтийского моря характерно интенсивное судоходство. Кроме того, на морском дне находятся большое количество затонувших судов с опасными грузами на борту, в том числе боеприпасами, а также различного рода захоронения.

«Турецкий поток» – магистральный газопровод из России в Турцию через Черное море. Первая из двух ниток газопровода предназначена для поставок газа турецким потребителям, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Суммарная производительность «Турецкого потока» составляет порядка 31,5 млрд м³. Общая протяжённость газопровода – 1100 километров, из них 910 километров – морская подводная часть.



Рисунок 3.2 – Турецкий поток

Максимальная глубина на маршруте газопровода достигает 2200 м, что обуславливает колоссальное внешнее гидростатическое давление на сооружение. В свою очередь, проектное решение газопровода позволяет ему выдерживать внутреннее давление до 30 МПа.

На границе континентального шельфа Черного моря глубина резко меняется с 80 до 1500 м. Для обеспечения устойчивости коридора укладки на этих сложных участках при строительстве использовался такой метод, как выемка грунта с помощью струи воды под высоким давлением и срезка пиков с помощью подводного камнедробильного устройства.

Основная часть морского участка газопровода проходит на большой глубине. «Нижний» слой Черного моря (участки глубиной ниже 100–200 м) содержит большое количество сероводорода, что делает его для подводных металлоконструкций крайне агрессивной.

В свою очередь, на морскую среду мелководных прибрежных участков трассы оказывают значительное воздействие сильные придонные течения.

3.2 Особенности проектирования морских трубопроводов. Основные принципы выбора толщины стенки

Морские трубопроводы должны удовлетворять требованиям надежности, промышленной и экологической безопасности в соответствии с законодательной и нормативно-правовой системой РФ, с учетом особых условий их строительства и эксплуатации.

Трасса и технические решения по прокладке морского трубопровода должны быть согласованы с органами Росприроднадзора, Ростехнадзора, Росрыболовства и муниципальными органами надзора России.

3.2.1 Выбор трассы трубопровода

Принципы трассировки устанавливаются в процессе предварительного проектирования с тем, чтобы подтвердить основной вариант трассы для выполнения последующих изыскательских работ.

Выбор трассы является сложной и многофакторной процедурой. Критериями выбора служат:

- расположение начальных и конечных точек;
- сокращение до минимума общей протяженности трассы;
- обход участков с неподходящими условиями морского дна;
- присутствия неблагоприятных факторов окружающей среды, таких как сильные течения, групповые волны на мелководье и т.д.;
- обход участков, где могут выполняться другие морские операции, несовместимые с монтажом и эксплуатацией трубопроводов. Например, участки рыбного промысла, присутствия других месторождений, зоны военно-морских учений, определенные якорные стоянки судов и прочее;
- существование неблагоприятных для трубопроводов условий судоходства;
- обход территорий культурного наследия и рекреационных зон;

- пригодность мест подходов к берегу, если таковые предусматриваются по трассе;
- геополитические факторы в случае прокладки трубопровода в исключительных экономических зонах других государств. На рисунке 3.3 представлен пример вариантов расположения трубопровода «Северный поток - 2».

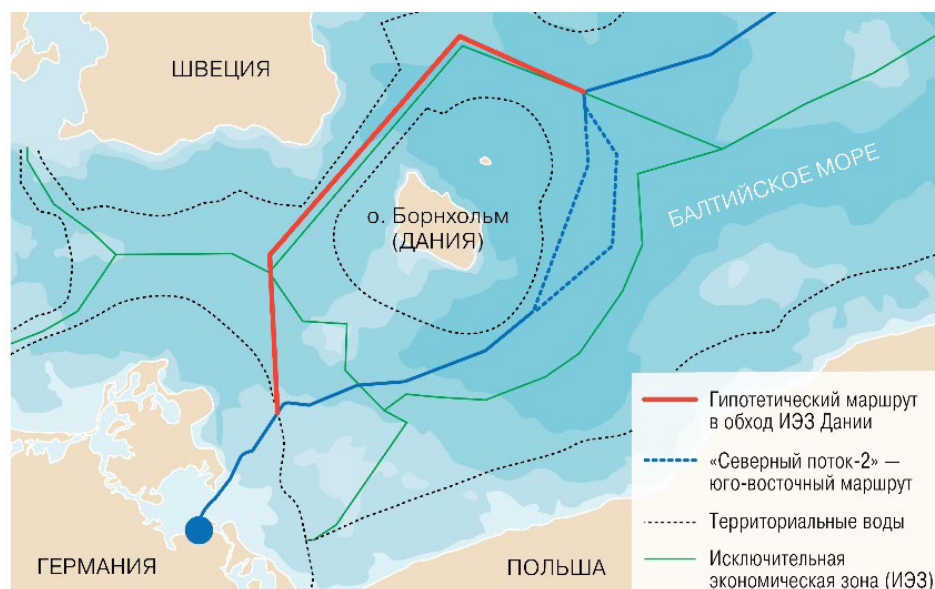


Рисунок 3.3 – Варианты расположения трубопровода – «Северный поток – 2»

Исходя из последнего критерия, необходимо указать существующие *группы рисков*, учитываемые в процессе проектирования и строительства морских трубопроводов:

- *политические риски*, в том числе резкое осложнение международной обстановки, влекущее за собой введение экспортных ограничений или резкое ухудшение отношения со странами, имеющими права на акватории, по которым прокладывается трубопровод;
- *институциональные риски*. Негативные изменения в нормативно-правовой базе страны, непосредственно влияющие на внешние условия реализации проекта; неопределенность состава кредитных организаций, неурегулированность взаимоотношений с хозяйствующими субъектами, участвующими в проекте или чьи интересы затрагивает проект;
- *финансово-экономические и организационные риски*. Такие, как, например, существенное превышение реальных расходов проекта по сравнению с проектными параметрами; нарушение условий финансирования со стороны инвесторов или банковских учреждений; невыполнение обязательств поставщиками и подрядчиками; экономические санкции;

- конъюнктурно-сбытовые риски (снижение спроса энергоресурса со стороны потребителя под влиянием фактора роста альтернативных источников топлива или альтернативных поставщиков);
- ресурсные риски могут быть связаны с просчетами в оценке объемов экономически эффективных категорий запасов углеводородов;
- производственно-технологические риски;
- эколого-правовые риски.

3.2.2 Влияние факторов окружающей среды

Конечная цель сбора данных об окружающей среде и их обработки состоит в получении основы для проектирования, которая обычно представляется в следующем виде:

- полное статистическое описание волнового режима: высота, периоды и продолжительность существования ветрового волнения;
- полное статистическое описание течений у морского дна, включая все сопутствующие факторы;
- полное статистическое описание ледовых условий вдоль трассы, включая продолжительность ледового периода;
- полное статистическое описание профиля дна и грунтов на поверхности и вблизи поверхности дна вдоль трассы трубопровода, и в пределах коридора, осью которого является трасса трубопровода;
- сводка данных о свойствах морской воды, сейсмических условиях и потенциальной возможности морского обрастания.

На основании исходных данных об окружающей среде определяются три основных момента для расчета:

- обеспечение прочности и устойчивости трубопровода с учетом наружного давления воды;
- обеспечение устойчивости трубопровода при воздействии волн, течений и льда;
- обеспечение прочности и устойчивости трубопровода при учете неравномерности поверхности морского дна.

3.2.3 Основные принципы выбора толщины стенки

Выбор толщины стенки морского трубопровода должен осуществляться исходя из условий:

- 1) местной прочности трубопровода, характеризуемой максимальными значениями

кольцевых напряжений;

2) достаточной локальной устойчивости трубопровода.

Толщина стенок трубопроводов определяется с учетом внешнего и внутреннего давления. Размеры толщины стенки выбираются из условия обеспечения способности трубы противостоять как внутреннему давлению с достаточной степенью надежности, так и внешнему гидростатическому. При этом расчет выполняется для наиболее неблагоприятного сочетания возможных нагрузок. При расчете глубоководных трубопроводов необходимо иметь в виду, что внешнее давление иногда может превышать внутреннее.

Перед расчетом толщины стенок определяется марка стали, из которой изготавливаются трубы, а также подбираются коэффициенты надежности.

Выбор марки стали осуществляется с учетом:

- физико-механических характеристик стали;
- технологических характеристик стали;
- экономических факторов.

Для трубопроводов, транспортирующих продукты, вызывающие коррозию, и/или подверженных действию наружной агрессивной окружающей среды и не имеющих активной (электрохимической) защиты, должно быть в полной мере рассмотрено использование дополнительной толщины стенки, которая бы компенсировала любые коррозионные ухудшения характеристик в ходе эксплуатации – «припуск на коррозию».

Припуск на коррозию, в первую очередь, используется для компенсации тех форм коррозионного разрушения, которые воздействуют на несущую способность трубопровода по внутреннему давлению, т.е. равномерной коррозии и, в меньшей степени, таких коррозионных дефектов, как язвы и пятна. Однако припуск на коррозию может также улучшить эксплуатационную надежность и повысить полезный срок эксплуатации.

Практика показывает, что для защиты от коррозии обычно достаточно увеличения стенки трубопровода на 3-4 мм.

Тем не менее, даже хорошо изученный вопрос расчета и выбора толщины стенки морского трубопровода нельзя считать окончательно решенным. При реализации международных проектов есть необходимость в использовании или появляется возможность выбора иностранных или международных норм проектирования. Нормы разных стран предусматривают применение различных значений одних и тех же коэффициентов запаса в аналогичных расчетных моделях. Связано это с различным подходом к оценке оптимального уровня надежности и безопасности, качества производства строительных работ, что, в конечном итоге, выдает различные значения толщины стенки.

3.3 Сравнение отечественной и зарубежной методик расчета морских трубопроводов на прочность [8]

До введения в действие ГОСТ Р 54382–2011 «Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования» [9] основными нормативными документами для проектирования и строительства морских газопроводов являлись ведомственные нормы ВН 39-1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода» [10], которые не позволяли оценить все предельные состояния трубы. В соответствии с ними минимальная толщина стенки тонкостенной* оболочки вращения δ_{min} при действии на нее внутреннего и внешнего давления определяется выражением, полученным по формуле Барлоу (* – в инженерных расчетах оболочку относят к тонкостенной, если обеспечивается условие $\delta/D_{вн} \leq 0,1$, при $D_{вн} \geq 200$ мм):

$$\delta_{min} = \frac{m(P-P_0)}{2k\sigma_T} \cdot D, \quad (3.1)$$

где δ – номинальная толщина стенки трубопровода;

m – коэффициент условий работы, равный 1,1;

P, P_0 – расчетные внутреннее и внешнее давления соответственно;

$D, D_{вн}$ – номинальный и внутренний диаметры трубопровода соответственно;

k – коэффициент надежности;

σ_T – минимальное значение предела текучести металла труб.

Расчет производят для тех точек трассы, где давление внутри трубопровода превышает гидростатическое давление столба воды. В качестве:

- внутреннего давления принимают максимальное давление при наиболее опасном режиме эксплуатации;
- гидростатического давления воды принимают минимальное внешнее давление при наименьшем уровне воды с учетом волн, отливов и долгосрочных колебаний уровня моря.

Коэффициент k согласно ведомственным нормам принимается равным 0,72 для морского участка трубопровода и 0,60 для береговых и прибрежных участков трубопровода в охранной зоне.

Формула (3.1) выведена из теории расчета тонкостенной оболочки под внутренним давлением с введением ограничения на величину допускаемых кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$:

$$\sigma_{кц} \leq [\sigma_{кц}], \quad (3.2)$$

где $[\sigma_{кц}]$ – допускаемые кольцевые напряжения. Допускаемые кольцевые напряжения определяется по напряжениям текучести стали с использованием независимых коэффициентов надежности. В общем случае определение допустимой величины

напряжений представляется для любого этапа эксплуатации в виде:

$$[\sigma] = \frac{\sigma_{\text{пред}}}{f_{\sigma}}, \quad (3.3)$$

где $\sigma_{\text{пред}}$ – предельные напряжения;

f_{σ} – коэффициент запаса прочности (коэффициент надежности).

Для пластичных материалов в качестве предельных напряжений принимают предел текучести σ_T , для хрупких материалов – временное сопротивление на разрыв (предел прочности) σ_{σ} , для пластично-хрупких материалов – условный предел текучести $\sigma_{0,2}$.

Стандарт США [11] при расчете кольцевых напряжений использует ту же формулу Барлоу для тонкостенной оболочки. Внешний диаметр и толщину стенки трубы принимают равными номинальным значениям.

Толщина стенки трубы определяется из условия:

$$\sigma_{\text{кц}} \leq \frac{(P-P_0) \cdot D}{2 \cdot \delta} \leq F_l \cdot \sigma_T \cdot k_t, \quad (3.4)$$

где F_l – коэффициент надежности, принимаемый равным 0,72 для класса безопасности «нормальный» и 0,50 для класса безопасности «высокий»;

k_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры, при температуре менее 121 °С $k_t = 1,0$.

Британский стандарт [12] содержит две формулы для кольцевого напряжения – традиционную формулу Барлоу и выражение для толстостенной оболочки с оценкой напряжений на внутренней поверхности трубы:

$$\sigma_{\text{кц}}^* = (P-P_0) \cdot \frac{D^2 + D_{\text{вн}}^2}{D^2 - D_{\text{вн}}^2}. \quad (3.5)$$

Допустимый уровень кольцевых напряжений равен минимальному пределу текучести, умноженному на традиционный коэффициент 0,72. Таким образом, стандарты США и Великобритании для тонкостенных оболочек методически и численно приводят к одинаковым результатам.

Как правило, кольцевые напряжения определяются по внешнему диаметру трубы. Однако норвежский [13] и российский [9] стандарты для расчета кольцевых напряжений используют формулу Барлоу для внутренней поверхности трубы:

$$\sigma_{\text{кц}}^* = (P-P_0) \cdot D_{\text{вн}} / 2\delta_{\text{min}}^*, \quad (3.6)$$

где δ_{min}^* – минимально возможное значение толщины стенки трубы в процессах эксплуатации или строительства с учетом припусков на изготовление трубы и коррозию;

$\sigma_{\text{кц}}^*$ – кольцевые напряжения на внутренней поверхности стенки трубы. Расчет кольцевых напряжений по внутреннему диаметру ведет к уменьшению расчетного значения толщины стенки трубопровода.

Таким образом, во всех нормах и стандартах для оценки кольцевых напряжений применяется модель тонкостенного цилиндра. Однако расчетная формула в документах трактуется по-разному. Для расчета толстостенных труб более точную формулу приводит британский стандарт.

Все нормы и стандарты, за исключением национального стандарта США, расчетным параметром определяют минимальную толщину стенки морского трубопровода, при этом учитывается припуск на изготовление и припуск на коррозию. Толщина стенки, согласно стандарту США, такая же, как и в британском стандарте, но только это не минимальное, а номинальное значение.

В российских государственных и ведомственных [9,10], а также норвежских нормативных документах [13] толщина стенки определяется в зависимости от категорийности участка трубопровода, американский и британский стандарты [11,12] содержат унифицированный подход ко всем участкам трубопровода.

При схожих расчетных моделях расхождение получаемых результатов обуславливается выбором коэффициентов надежности, которые отражают необходимость обеспечения требуемого уровня надежности в зависимости от категорийности участка морского трубопровода, а также качества изготовления труб и проведения строительно-монтажных (преимущественно сварочных) работ.

Норвежский и российский стандарты [9,13] опираются на более строгие нормы качества изготовления труб. В них содержатся не только требования к минимальному значению предела текучести, но и к параметрам его вероятностного распределения как случайной величины.

Литература

1. СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
2. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: Учеб. для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 200 с.
3. Официальный сайт ПАО «ГАЗПРОМ». URL: <https://www.gazprom.ru>
4. Морские трубопроводы в Арктике. Проблемы геотехнического мониторинга / Деловой журнал «Neftegaz.RU». URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/transportirovka/473739-morskie-truboprovody-v-arktike-problemy-geotekhnicheskogo-monitoringa/>
5. Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов - Санкт-Петербург, 2019.
6. П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
7. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: Учеб. Для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 200 с.: ил.
8. Лаптева Т.И. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа: дис. доктора техн. наук. – М., 2019. – Режим доступа: <https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/3a/570/1-tekst-avtoreferata.pdf> (дата обращения: 15.08.2021).
9. ГОСТ Р 54382–2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
10. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морских газопроводов. Часть 1. Нормы проектирования.
11. ASME B31.8-2003. Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
12. British Standard Institution BS 8010: Part 3. Code of practice for Pipelines. Subsea pipelines: design, construction and installation.
13. DNV OS-F101. Submarine Pipelines Systems.